

**Statnett** —

# Nettutredning Sørvest F

Analyseunderlag for valg av nettkonsept ved utbygging av bunnfast havvind i Sørvest F



Rapporten er første gang publisert 10.februar 2025.

Alle fremtidige priser og utbyggingskostnader i rapporten er reelle 2024-tall.

## Forord

Elektrifisering og ny industriaktivitet gir behov for mye ny og utslippsfri kraftproduksjon. Regjeringen har derfor åpnet for utbygging av bunnfast havvind i området Sørlege Nordsjø II. I 2024 gjennomførte myndighetene en første auksjon for utbygging av 1,4 GW havvind som ble vunnet av Ventyr. Det neste trinnet i utbyggingen av bunnfast havvind er planlagt i feltet Sørvest F.

Denne utredningen svarer på et oppdrag gitt av Energidepartementet i [juni 2023](#), der Statnett ble bedt om å utrede aktuelle nettløsninger ved neste utbyggingstrinn av Sørvest F. I [desember 2023](#) ga departementet ytterligere rammer for utredningen, og ba om at analysegrunnlaget skulle være tilstrekkelig til at departementet kan fastsette nettkonsept i forkant av en utlysning.

I utredningen klargjør vi mulige nettkonsepter for tilknytning av havvind i Sørvest F. Rapporten er også relevant for de andre bunnfaste havvindområdene i Sørvest A-E. Mulige nettkonsepter inkluderer både radiell tilknytning til Norge og hybride forbindelser der havvinden tilknyttes et eller flere andre land i tillegg til Norge. I analysen beregner og vurderer vi både prisvirkninger, samspillet med et fremtidig kraftsystem på land og samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Vi tallfester og drøfter samlet samfunnsøkonomisk nytte og kostnader for hele havvidanlegget og ulike nettkonsepter i sammenheng. Tilsvarende vurderer vi også den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av havvind basert på kraftsalg, støttebehov og tariffvirkninger. Vi presiserer imidlertid at hensikten med dette er å belyse forskjellen ved ulike nettkonsepter. Å svare ut hvorvidt det samlet sett er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge havvind i Sørvest F er et større tema enn det vi behandler i denne rapporten.

Analysen er utarbeidet av Julie Gunnerød, Amund Ljønes, Lars Stemland Eide og Anders Kringstad, med bidrag fra mange fagmiljøer i Statnett.

Gunnar G. Løvås

Konserndirektør i Kraftsystem og Marked

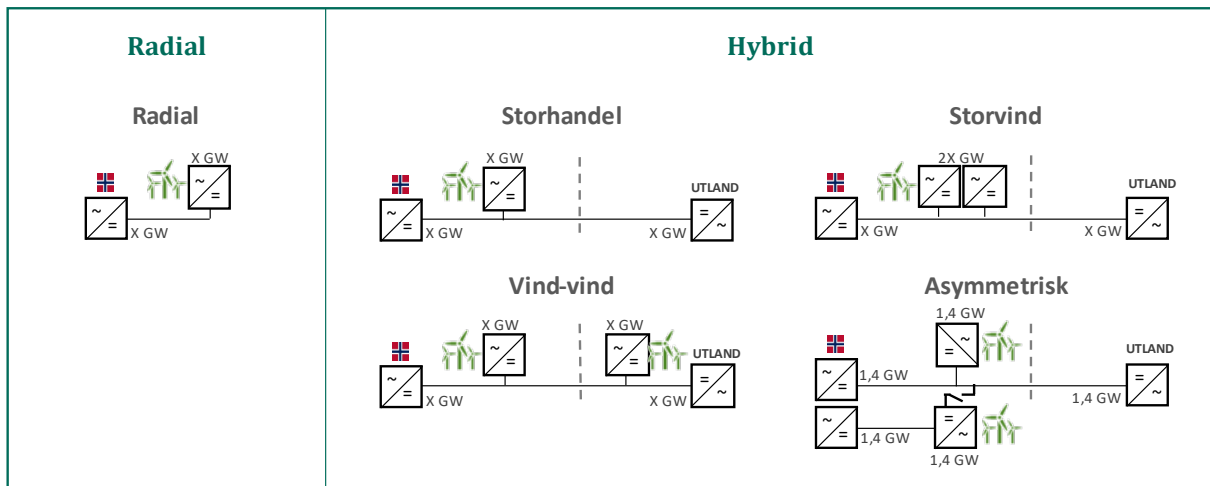
Februar 2025

## Sammendrag

### Utredningen vurderer fem hovedkonsepter for nettløsning

Havområdet Sørvest F ligger 180-240 km fra nærmeste tilknytningspunkt i det norske nettet. Avstanden gjør at tilknytningen til land må bygges ut med likestrømteknologi. Det ene hovedalternativet er å bygge en *Radial* direkte fra havvindparken til Norge. Plasseringen omtrent midt mellom Norge og landene på andre siden av Nordsjøen innebærer at det også er aktuelt å tilknytte havvinden med forbindelse både til Norge og et annet land. Dette kaller vi en hybrid og er det andre hovedalternativet.

Statnett har i denne utredningen vurdert fire konsepter for hybrid tilkobling. De tre mest aktuelle kaller vi *Storhandel*, *Storvind* og *Vind-vind*. *Storhandel* har minst tilknyttet vind på midten, muligheten til å sende all havvinden mot ett land og mest kapasitet til handel. *Storvind* og *Vind-vind* har tilknyttet dobbelt så mye havvind per hybrid, og dermed mindre ledig kapasitet til utveksling når det ikke blåser fullt. I *Vind-vind* er den ene havvindparken i utenlandsk sektor. Det fjerde hovedkonseptet for hybrid tilkobling kalles en *Asymmetrisk hybrid*. Dette er et teknisk komplisert konsept som i praksis er en hybrid og en radial som kan kobles sammen. Lange ledetider gjør at hybridkonseptene først kan settes i drift fra 2035 og utover.



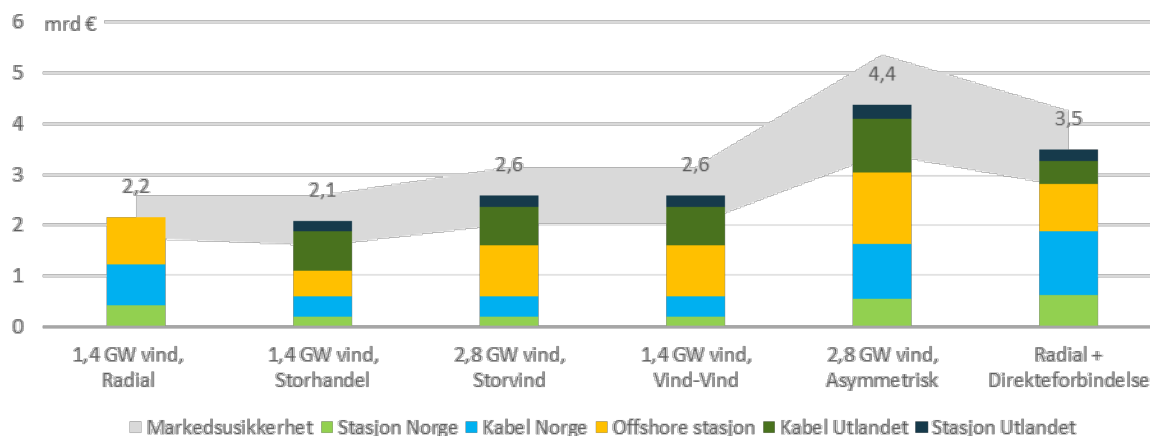
Figur 1: Tekniske hovedkonsepter for ilandføring av havvind fra Sørvest F.

På lengre sikt kan det bli aktuelt å utvikle et mer sammenhengende havnett i Nordsjøen der flere havvindparker og land knyttes sammen. Mye usikkerhet gjør imidlertid at dette ikke er relevant for den neste utlysningen av norsk bunnfast havvind.

### Kostnadene er høye og har store utfallsrom for alle nettkonsept

Alle nettkonsepter for Sørvest F har høye investeringskostnader. Dette skyldes både stor avstand til land, økte råvarepriser og økte marginer i leverandørmarkedet. For en radial vil nettkostnadene utgjøre i størrelsesorden 40 % av totalkostnaden for utbygging av havvind i Sørvest F. Dette forsterker behovet for å utvikle kostnadseffektive nettløsninger.

Det er et stort utfallsrom for kostnadene relatert til løsningsvalget inkludert geografiske landingspunkter, og en betydelig markedsusikkerhet som følge av et anstrengt leverandørmarked. Hvor mye Norge må betale for en mulig utbygging av en hybrid er i tillegg avhengig av hvordan kostnadene blir fordelt med partnerlandet. I utredningen legger vi for enkelthets skyld til grunn en 50/50-delning av hele nettanlegget for hybrider – og så drøfter vi sensitiviteter. For en radial er Norges andel av kostnadene 100 %. For Asymmetrisk hybrid har vi lagt til grunn at Norges andel av kostnader er 50% for hybrid-delen og 100% for radial-delen.



Figur 2: Norsk andel av investeringskostnader for nettanlegg for havvind, inkludert markedsusikkerhet. Her vist for forbindelser til Tyskland. Alternativet med en Radial + Direkteforbindelse er lagt til som en referanse.

Av hybridkonseptene har Storhandel lavest investeringskostnader for Norge i vår basis. Vi benytter Tyskland i basis, som har en avstand nær gjennomsnittet av mulige partnerland. Med en 50/50-delning gir dette norske kostnader på nivå med Radial. Storvind og Vind-vind har dobbelt så mye havvind og dermed høyere kostnader for offshore stasjon, men samtidig lavest nettkostnader per GW havvind. Kostnadene for Asymmetrisk hybrid er lik summen av Radial og Storhandel pluss noe ekstra kostnader for å kunne koble de sammen.

Fremtidig klargjøring av endelig nettløsning, avtaler med handelspartnere og en god anskaffelsesprosess vil ta ned risiko og kan redusere norsk andel av kostnadene for nettanlegget frem mot investeringsbeslutning. Samtidig vil det å ha mest mulig avklart før auksjonstidspunktet gi lavere risiko og kostnader for utbyggeren av havvinden.

### Mer produksjon og økt utvekslingskapasitet gir samfunnsøkonomisk markedsnytte

Havvind har lave produksjonskostnader når den først er bygget ut. Mer havvind gir dermed en samfunnsøkonomisk markedsnytte, siden den erstatter produksjon med høyere driftskostnader i de fleste timer når det blåser. Denne nytten blir omtrent lik produsentoverskuddet til vindkraften. Dette er differansen mellom kraftpris og driftskostnad ganget med produsert volum time for time.

Med en hybrid øker den samlede utvekslingskapasiteten mellom Norge og våre naboland. Dermed kan havvinden sendes til et annet land når kraftprisene er høyere der. I tillegg kan nettanlegget utnyttes til utveksling mellom Norge og landet vi knytter oss til i periodene der vindkraftproduksjonen er lav. Dette reduserer produksjonskostnadene i det samlede kraftmarkedet og gir en ekstra markedsnytte. Med en hybrid utgjør likevel produsentoverskuddet fra havvinden hoveddelen av den samlede nytten. Våre beregninger av markedsnyttene gir følgende hovedpunkter:

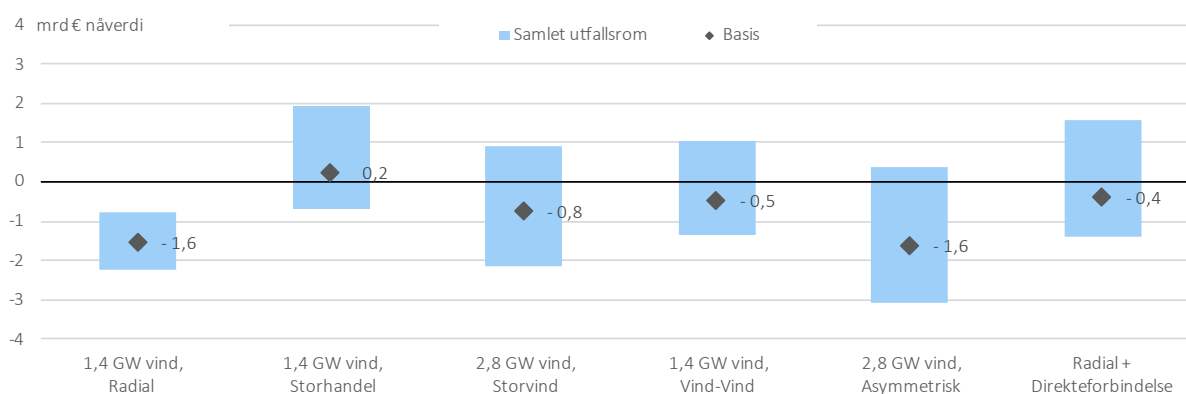
- Markedsnyttene av havvind er avhengig av kraftprisnivået og har derfor et stort utfallsrom.
- Store prisforskjeller mellom Norge og naboland gir mye ekstra nytte av hybrid.
- Hybridkonseptet Storhandel gir høyest nytte.

Det er mye usikkerhet om markedsutviklingen, og i hvilken grad kraftprisene blir høye nok til å bære kostnadene ved å bygge ut havvind. Samtidig fremstår det som rimelig sikkert at det vil være store prisforskjeller time for time mellom Norge og andre land, og at en hybrid dermed vil gi mye ekstra norsk nytte. Økt utvekslingskapasitet gir både en mer økonomisk effektiv utjevning av variasjonene i tilsiget, og en bedre utnyttelse av vannkraftens evne til å utjevne kortsiktige prisvariasjoner.

Med Storhandel utgjør økningen i samlede norske flaskehalsinntekter rundt 60 % av den ekstra norske markedsnytt som oppstår med kraftutvekslingen via hybrid. Den resterende nytten er en nettoøkning i produsent- og konsumentoverskuddet i Norge. Mer havvind uten andre endringer, gir lavere snittpriser og økt konsumentoverskudd for norske forbrukere både med radial og hybrid.

### Havvind med hybrid får høyere prissatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn med Radial

Våre beregninger viser at havvind med hybrid får høyere prissatt lønnsomhet enn Radial i de fleste scenarier. Hovedgrunnen er at hybrider har høyere markedsnytte, samtidig som kostnadene kan deles med en utenlandsk partner. Konseptet Storhandel, som har mest tilgjengelig overføringskapasitet, får høyest prissatt lønnsomhet. Radial får negativ lønnsomhet i hele utfallsrommet. Vi sammenligner også med Radial i kombinasjon med en direkteforbindelse som ikke går via en havvindpark. På samme måte som hybrid gir dette konseptet både havvind til Norge og nytte av handel. Konseptet gir lavere lønnsomhet enn Storhandel, da det har betydelig større kostnader. I sum gir både usikre kostnader og usikker nytte et betydelig utfallsrom i samlet lønnsomhet for alle nettkonseptene.



Figur 3: Norsk samfunnsøkonomisk lønnsomhet for havvind med ulike nettkonsepter. Tall i faste 2024-mrd. euro, neddiskontert til 2025. Her vist for forbindelser til Tyskland.

Våre analyser viser at nytten av en hybrid vil være omtrent på samme nivå til alle de aktuelle landene rundt Nordsjøen. Totalkostnaden for en hybrid vil imidlertid variere med avstanden til de andre landene. Fordelingen av kostnader med landet vi knytter oss til vil derfor bety mye for valg av partnerland, i tillegg til mulighetene for praktisk gjennomføring.

### Mer havvind på radial og hybrid reduserer norske kraftpriser

Utbygging av mer havvind vil i utgangspunktet bidra til å redusere norske kraftpriser. Hvor mye prisene reduseres er avhengig av hvordan havvinden blir knyttet til land, hvor mye havvind vi bygger ut, prisnivået i andre land og hvor mye over- eller underskudd vi har på energibalansen i Norge og Norden.

Våre modellsimuleringer viser at prisene går mest ned med Radial til Norge. Samtidig viser simuleringene at gjennomsnittsprisene også går ned med hybride konsepter i de fleste tilfeller. Ved underskudd på energibalansen i Norge, blir prisnedgangen av en radial og en hybrid likere. Ved et stort norsk og nordisk kraftoverskudd, vil virkningen bli motsatt. I et slik tilfelle vil prisene i utgangspunktet være lavere i Norge enn i Europa. Mens en Radial vil senke prisene ytterligere, vil den økte utvekslingskapasiteten med en hybrid føre til at prisene kan øke noe i dette tilfellet.

Siden prisene går mest ned med Radial, er det sannsynlig at vi vil få en større forbruksvekst i Norge med en slik løsning. Økt forbruk vil samtidig bidra til økte priser. Dette vil delvis jevne ut forskjellen i hvor mye prisene går ned i de ulike nettkonseptene, sammenlignet med ingen utbygging.

### **Økt overføring fra Sørvest F på 2,8 GW inn til Sørlandet er trolig mulig med planlagt nettutbygging**

Nettforsterkninger under planlegging og prosjektering vil gi større kapasitet og mindre flaskehals internt i Sør-Norge det neste tiåret (se [Systemutviklingsplanen](#)). Samtidig vil mer havvind gi mer flyt i det norske nettet både med radial og hybrid. Én tilknytning med havvind på 1,4 GW til Sørlandet, utover det første trinnet som allerede er under prosjektering, gir lite ekstra flaskehals i planlagt nett. Ved tilknytning av 2,8 GW viser våre beregninger at vi vil få en del flaskehals internt i Sør-Norge, særlig før planlagt fornyelse av 300 kV-nettet mellom Rogaland og Telemark er gjennomført. Simuleringene viser samtidig at flaskehalsene blir håndtert effektivt gjennom markedet. Konsekvensene blir dermed prisforskjeller og redusert samfunnsøkonomisk nytte av havvindutbyggingen. Hvis planlagte nettutbygginger blir forsinket, blir de interne flaskehalsene og prisforskjellene større. Mer enn 2,8 GW i samlet tilknyttet kapasitet vil gi store flaskehals og vil eventuelt kreve videre nettanalyser og planlegging.

Det er etter vår vurdering tilstrekkelig overføringskapasitet i planlagt nett til å knytte til 2 stk. 1,4 GW-forbindelser med havvind på Sørlandet. Dette forutsetter at planlagte nettforsterkninger blir gjennomført og at det er en aksept for en viss grad av interne flaskehals i perioder – særlig i revisjonsperiodene på sommeren. Dette forutsetter også andre forventede endringer i kraftsystemet. Mer omformerkapasitet tilknyttet nettet på Sørlandet kan også gi stabilitetsutfordringer. Konsekvensene av dette må klargjøres nærmere før det tas endelige investeringsbeslutninger.

### **Hybrid reduserer det direkte støttebehovet sammenlignet med radial**

Havvind i Sørvest F vil trolig ikke være bedriftsøkonomisk lønnsomt uten økonomisk støtte i form av direkte subsidier eller fritak fra anleggsbidrag. Behovet for støtte er størst for en radial hvor havvindutbyggerne må dekke hele nettkostnaden selv.

Med hybrid vil havvindprodusenten få noe *lavere* inntekter fra kraftsalg. Dette skyldes at havvindparken trolig vil utgjøre et eget budområde for å oppnå en effektiv utnyttelse av kraftproduksjonen. De lavere inntektene blir mer enn oppveid av markedsnyttene fra kraftutveksling, og deler av denne nytten kommer som flaskehalsinntekter til Statnett. Dette kan bidra til å finansiere deler av infrastrukturen over nettтарiffen, og gi lavere nettkostnader for utbyggeren av havvinden. Avhengig av reguleringen, kan derfor subsidiebehovet for en hybrid bli lavere enn for en radial.

Selv om en hybrid gir en økning i norske, samlede flaskehalsinntekter, vil dette trolig bare dekke deler av den norske nettkostnaden. En hybrid kan dermed føre til økt tariff for kundene i transmisjonsnettet på land. I hvilken grad dette skjer er avhengig av hvor mye havvindaktøren betaler i anleggsbidrag.

### **Samlet vurdering**

Samlet framstår det som mest samfunnsøkonomisk rasjonelt å bygge havvind på hybridforbindelser, enten som Storhandel, Storvind eller Vind-vind. Dette gir størst lønnsomhet fordi havvinden da kan selges i to markeder og fordi nettanlegget kan brukes til lønnsom utveksling når det er mindre produksjon fra havvinden. Utredningen viser at denne konklusjonen står seg i et bredt spekter av usikre scenarier for markedsutvikling og kostnader. Havvind på Radial vil ha større behov for økonomisk støtte, men gir samtidig mer kraft og større prisreduksjon i Norge. Ved en høy verdsettelse av økt forbruk i Norge kan dermed Radial også være et rasjonelt konsept.

I planlagt nett er det etter vår vurdering mulig å tilknytte inntil to forbindelser med havvind til Sørlandet, hver på 1,4 GW, forutsatt tilfredsstillende avklaringer om systemstabiliteten i nettet på land. To hybrider bør ikke settes i drift samtidig, for å unngå for stor samtidig endring i kraftsystemet.

Hvorvidt det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge havvind i Sørvest F vil i stor grad være avhengig av politiske veivalg knyttet til alternativer for ny produksjon, klimamål og samlet norsk verdiskaping. Dette ligger dermed utenfor hva vi svarer ut i denne rapporten.

## Innhold

|                 |   |            |
|-----------------|---|------------|
| <b>1</b>        | <b>Problemstilling og metode</b>  | <b>9</b>   |
| <b>2</b>        | <b>Hovedkonsepter og innledende nedvalg</b>                               | <b>11</b>  |
| <b>3</b>        | <b>Regulering, markedsdesign og forretningsmodeller</b>                   | <b>19</b>  |
| <b>4</b>        | <b>Investerings- og driftskostnader for ulike nettkonsepter</b>           | <b>25</b>  |
| <b>5</b>        | <b>Markedsutvikling og havvind</b>  | <b>31</b>  |
| <b>6</b>        | <b>Kraftsystemet på land og samspillet med havvind</b>                    | <b>42</b>  |
| <b>7</b>        | <b>Virkninger på norske kraftpriser av havvind på ulike nettkonsepter</b> | <b>53</b>  |
| <b>8</b>        | <b>Markedsnytte av havvind med ulike nettkonsepter</b>                    | <b>63</b>  |
| <b>9</b>        | <b>Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av ulike nettkonsepter</b>                | <b>82</b>  |
| <b>10</b>       | <b>Lønnsomhet for havvind og tariffvirkninger av hybrid</b>               | <b>99</b>  |
| <b>11</b>       | <b>Beregninger med NVEs basisscenario</b>                                 | <b>105</b> |
| <b>Vedlegg:</b> |   |            |
| <b>V1</b>       | <b>Utfyllende om utviklingen av kraftmarkedet</b>                         | <b>110</b> |
| <b>V2</b>       | <b>Metodiske forutsetninger</b>   | <b>116</b> |
| <b>V3</b>       | <b>Tekniske nettkonsept</b>   | <b>120</b> |
| <b>V4</b>       | <b>Utfyllende om markedsnytte</b>   | <b>125</b> |
| <b>V5</b>       | <b>Beskrivelse av Statnetts modelloppsett</b>                             | <b>128</b> |
| <b>V6</b>       | <b>Andre relevante rapporter fra Statnett</b>                             | <b>129</b> |



# 1 Problemstilling og metode

## 1.1 Vår analyse klargjør nettløsninger for havvind i Sørvest F

### Energidepartementet har bedt Statnett utrede nettløsninger

Det er bred enighet om at de langsiktige klimamålene for Norge og resten av Europa vil innebære en storstilt overgang til utslippsfri energibruk. Her vil energieffektivisering og andre tiltak for å redusere den samlede energibruken gi et vesentlig bidrag. Samtidig vil det være nødvendig å bygge ut mye mer utslippsfri kraftproduksjon. Her er havvind en av flere muligheter.

I Norge er det aktuelt å bygge både bunnfast og flytende havvind. Det er imidlertid bare i den sørlige delen av Nordsjøen at det er grunt nok til å bygge norsk bunnfast havvind. Derfor har regjeringen åpnet for utbygging i området Sørlige Nordsjø II, og i 2024 gjennomførte myndighetene en første auksjon for utbygging av 1,4 GW havvind her. Dette første trinnet vil kobles direkte til Norge med en radial.

Sørlige Nordsjø ligger 180-240 km fra nærmeste tilknytningspunkt i det norske nettet. Avstanden gjør at tilknytningen til land må bygges ut med likestrømteknologi. I sum gir dette høye nettkostnader. Sammen med at området ligger nær andre lands havområder i Nordsjøen, innebærer dette at det kan være aktuelt å bygge tilknytningen som en hybrid – med forbindelse både til Norge og et annet land. Med en hybrid kan havvinden sendes til et annet land når kraftprisene er høyere der. I tillegg kan nettanlegget utnyttes til lønnsom handel i periodene der vindkraftproduksjonen er lav. Avhengig av hvordan delingen av kostnadene blir med landet vi eventuelt knytter oss til, kan Norges andel av nettkostnadene bli lavere enn ved en radiell tilkobling. I lys av dette har derfor regjeringen gitt Statnett i oppdrag<sup>1</sup> å utrede hybride tilkoblinger av havvind i området Sørvest F – som etter Sørlige Nordsjø II er det neste feltet for bunnfast havvind som det er aktuelt å bygge ut:

*"I tildelingsrunden med utlysning i 2025 kan det være aktuelt med hybride nettløsninger for deler av utlysningen. Lange ledetider for utvikling av nett gjør at det er behov for å starte planlegging av nettløsninger tidlig, spesielt for hybride løsninger. Departementet ber derfor Statnett starte utredning av eventuelle hybride nettløsninger fra produksjon i Sørvest F, som omfatter det åpnede området Sørlige Nordsjø II og eventuelle tilleggsarealer."*

Utredningen skal gi et underlag slik at regjeringens kan fastsette volum og nettkonsepter i forkant av neste havvindauksjon. I dialogen med ED har vi klargjort at utredningen bør ha en form som ligner en konseptvalgutredning, der vi dokumenterer et nedvalg av alternativer og setter opp samfunnsøkonomisk kost/nytte for Norge for de mest aktuelle konseptene.

### Vår analyse klargjør mulige løsninger, samfunnsøkonomi og virkninger på det norske kraftsystemet

I denne utredningen klargjør vi hvordan ulike volum ny havvind i Sørvest F best kan knyttes til nettet på land i neste utlysning. Dette innebærer klargjøring av tekniske muligheter og utfordringer, sette sammen de mest rasjonelle hovedkonseptene, tallfeste kostnader og samfunnsøkonomisk nytte og klargjøre usikkerhetsfaktorer og utfallsrom. Vi analyserer også hvordan mer havvind med ulike nettløsninger påvirker norske kraftpriser og hvilke fordelingsvirkninger vi kan få mellom produsenter og konsumenter i Norge ved ulike forutsetninger.

Prisvirkninger og samfunnsøkonomisk lønnsomhet av ulike nettløsninger henger tett sammen med effekten av selve havvinden og den samfunnsøkonomiske lønnsomhet av denne. Vi beregner både prisendringer og den samfunnsøkonomiske nytten ved å ta differansen av modellsimuleringer med og uten utbygging. Da får vi både med virkningen av den økte produksjonen og de ulike nettløsningene. I analysen ser vi derfor ikke bare på nettløsningene alene, men også på samlet nytte og kostnader for

---

<sup>1</sup> [Brev fra OED til Statnett, 2023](#)

hele havvindanlegget. Tilsvarende vurderer vi også den bedriftsøkonomiske lønnsomheten basert på kraftsalg, støttebehov og tariffvirkninger i sammenheng. Vi presiserer imidlertid at hensikten med dette er å belyse ulike nettløsninger. En mer fullverdig analyse av hvorvidt det vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge havvind i Sørvest F vil også kreve svar på spørsmål vi ikke besvarer her, og i tillegg være knyttet til politiske avklaringer og veivalg. Blant annet vil den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av å bygge ut havvind være sterkt avhengig av hvorvidt det er mulig å bygge ut andre og billigere former for produksjon. Det vil også henge sammen med hvordan Norge skal nå klimamål og sørge for videre verdiskaping.

På lang sikt kan det være mulig å bygge ut store volumer norsk bunnfast havvind i den sørlige delen av Nordsjøen. I denne utredningen har vi imidlertid valgt å avgrense omfanget til det neste trinnet i utbyggingen, og til hva det planlagte "målnett" på land til 2040-2045 kan håndtere uten at det oppstår omfattende interne flaskehals og behov for ytterligere nettforsterkninger utover det vi har planlagt per nå. I praksis innebærer dette at vi ser på inntil to hybrider eller radialer med til sammen 2,8 GW overføringskapasitet tilknyttet Sørlandet<sup>2</sup>. Dette kommer i tillegg til det første trinnet med 1,4 GW bunnfast havvind på radial i Sørlige Nordsjø II som ble tildelt Ventyr i 2024.

## 1.2 Metode

I utredningens innledende del klargjør vi tekniske muligheter og hovedkonsepter. Kostnadene for de ulike nettkonseptene er basert på Statnetts interne kunnskap om kostnader og kostnadsutvikling, analyser av offentlige tall fra tildelte kontrakter og budsjettpriser mottatt fra leverandører.

Vi beregner den samfunnsøkonomiske nytten, og virkningen på priser, flyt og flaskehals i Norge, ved å ta differansen av resultater fra modellsimuleringer med og uten havvind – uten andre endringer. Dette gjør vi for ulike nettløsninger. I analysen legger vi til grunn at de relevante forsterkningstiltakene i Statnetts planlagte "målnett" i all hovedsak blir gjennomført slik det er beskrevet i våre områdeplaner og i Systemutviklingsplanen. Beregningene av nytte, flyt og prisvirkninger er basert på hovedscenarioene fra Statnetts Langsiktige Markedsanalyse 2024-2050 (LMA 2024)<sup>3</sup>. Datasettene som vi bruker som utgangspunkt for utredningen skiller seg noe fra datasettene i LMA24, da vi har tatt ut havvinden i Sørvest F, da det er denne vi analyserer. Da det skiller lite på norsk energibalanse mellom år har vi også valgt at energibalansen er lik i alle år, før havvinden er lagt til.

På en hybrid vil det variere hvor flaskehalsen mellom Norge og landet vi knytter oss til legger seg. I alle våre beregninger forutsetter vi derfor at havvindparkene og plattformene den er tilknyttet vil utgjøre egne offshore budområder.

Den samfunnsøkonomiske analysen er gjennomført etter standard prinsipper, som beskrevet i DFØs veileder for samfunnsøkonomiske analyser<sup>4</sup>. Vi legger til grunn en analyseperiode basert på nettanleggets forventede levetid på 40 år, med driftsstart i 2035 og byggeperiode på 4 år. Alle tall er i faste 2024-kroner, og vi benytter en standard kalkulasjonsrente på 4 prosent. Vi benytter euro som valuta både for kostnader og nytte, da grunnlagstallene er beregnet i euro. Derfor presenterer vi også prissatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet i euro. For verdier som er beregnet fra norske kroner, som nettinvesteringer på land, benytter vi en kurs på 11 NOK/euro.

En nærmere beskrivelse av metodiske valg og forutsetninger er gitt i vedlegg V2.

---

<sup>2</sup> NVE har i den strategiske konsekvensutredningen for Sørvest F anbefalt å åpne et prosjektområde for havvind i første omgang.

<sup>3</sup> Statnett (2024) [Langsiktig Markedsanalyse 2024-2050](#)

<sup>4</sup> Direktoratet for forvaltning og økonomistyring – [Veileder for samfunnsøkonomiske analyser](#)

## 2 Hovedkonsepter og innledende nedvalg

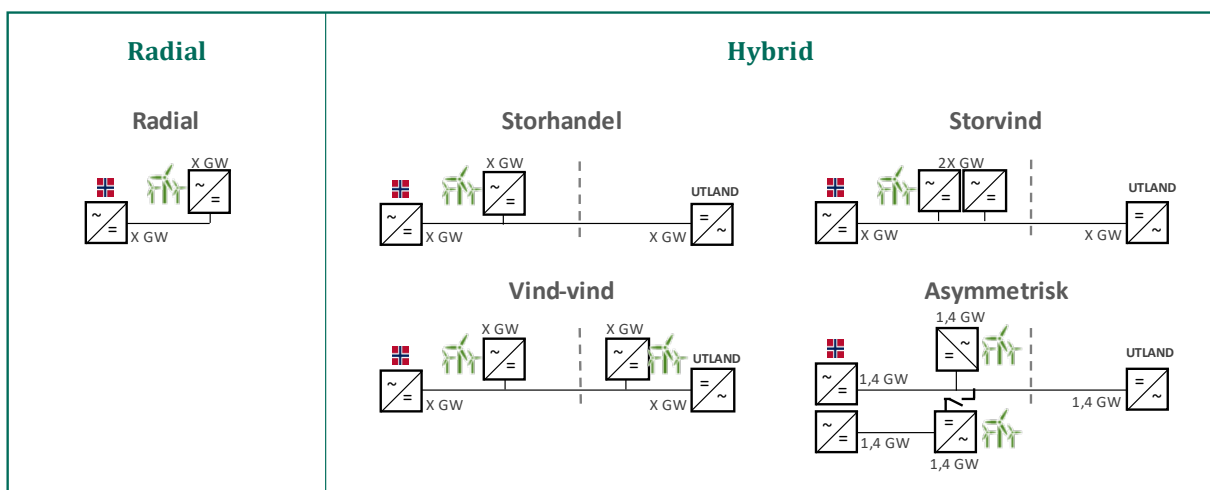
Havvind fra Sørvest F kan ilandføres med radial eller ulike hybridkonsepter. Vi drøfter mulige nettløsninger for Sørvest F og tar med oss fem hovedkonsepter til alternativanalysen:

- Radial: Havvind tilknyttet kun ett land.
- Storhandel: Havvind tilknyttet to land – gir mulighet for handel når det ikke blåser.
- Storvind: Dobbelt så mye havvind tilknyttet samme nettløsning som Storhandel.
- Vind-vind: Tilknytning av havvindparker i to land.
- Asymmetrisk: Større overføringskapasitet mot Norge.

I tillegg finnes flere mellomløsninger og varianter som kan vurderes sammen med et partnerland i forbindelse med endelig løsningsvalg.

Radial, Storhandel, Storvind og Vind-vind er teknisk og praktisk gjennomførbare hybridkonsepter med kjent teknologi og kan bygges ut på en kostnadseffektiv måte. Storhandel, Storvind og Vind-Vind er trolig også attraktive alternativer for et partnerland. Asymmetrisk hybrid er mer komplisert teknisk og antagelig også vanskeligere å realisere i samarbeid med en partner. Vi tar det likevel med videre til alternativanalysen for å drøfte virkningene konseptet har på nytte og total samfunnsøkonomi.

Vi tar ikke med konseptet med tilknytning til maskede nett i Europa videre. Vår vurdering er at dette er for umodent. Masket nett kan likevel bli aktuelt på et senere tidspunkt, når teknologi, interoperabilitet og rammebetingelser er utviklet videre.



Figur 4: Tekniske hovedkonsepter for ilandføring av havvind fra Sørvest F.

I Vedlegg V3 drøfter vi mer utdypende tekniske forhold som er avgjørende for valg av nettløsning. Dette inkluderer spenningsnivå (kV), størrelse på omformerstasjon og havvindpark (MW), plattformløsning, monopole eller bipole-teknologi og mulig sammenkobling til et masket nett.

I videre analyser benytter vi 320 kV spenningsnivå og monopole-teknologi uten metallisk retur som basis. På grunn av dimensjonerende feil i Norden legger vi til grunn en utbygging på 1,4 GW. Dette gjelder havvindparkene, omformerstasjonene og tilknytningen i begge retninger. Altså er "X" i Figur 4 lik 1,4 GW, men flere andre løsninger er aktuelle. Endelig løsningsvalg tas på et senere tidspunkt, etter grundig prosjektutvikling. For hybrider skjer dette i fellesskap med en utenlandsk partner.

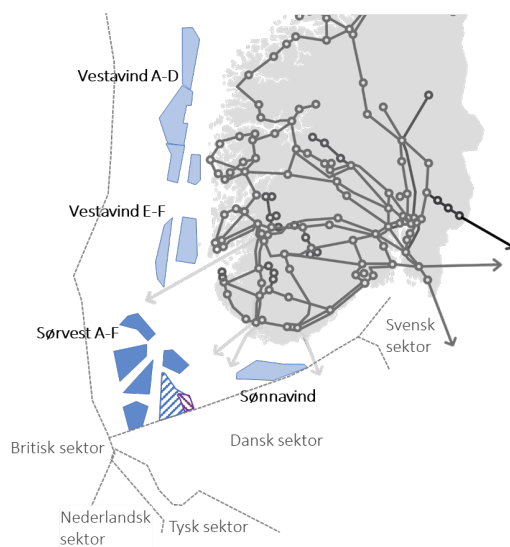
## 2.1 Sørvest F ligger langt fra land og nær andre lands havområder

Sørvest F er et havområde sørvest i Nordsjøen på grensen til dansk økonomisk sone, nær både britisk, nederlandsk og tysk sektor. På grunn av lang avstand fra land, er det dyrere å bygge en radial hit sammenlignet med havindområder nærmere land. Området er derfor spesielt aktuelt for hybride forbindelser som også er knyttet mot Europa.

Den gjennomsnittlige havdybden i Sørvest F er på 60 m, og området kan bygges ut med bunnfast havvind. Selv om Sørvest F er blant de grunneste områdene i norsk sektor av Nordsjøen, er det dypere enn havindområdene til andre land i Nordsjøen.

Sørvest F er på 2702 km<sup>2</sup>, inkludert Ventyrs prosjektområde på 520 km<sup>2</sup>. Gjennom en strategisk konsekvensutredning av området<sup>5</sup>, har NVE foreslått plassering av to nye prosjektområder i Sørvest F. NVE anbefaler å åpne ett av disse for havvind opptil 2,1 GW i løpet av 2025. NVEs anbefaling er at det senere kan vurderes flere prosjektområder i Sørvest F, men først etter at de har gjennomført den strategiske konsekvensutredningen av de resterende 17 identifiserte havindområdene. Denne skal de ferdigstille innen juni 2025. Av de 17 områdene er det kun områdene Sørvest A-E som er aktuelle for bunnfast havvind. Disse områdene er til sammen over 7600 km<sup>2</sup>, ligger i samme havområde og er alle aktuelle for radielle og hybride nettløsninger på linje med Sørvest F.

Sørvest F har en avstand på 180-240 km til Kvinesdal stasjon, som er nærmeste punkt i transmisijsnett på land. Avstanden til Stemmen stasjon ved Kristiansand er 240-290 km. Avstanden fra Sørvest F til Danmark er ca. 180 km, mens avstanden til Tyskland og Nederland er ca. 360 km. Korteste avstand til Storbritannia er ca. 400 km, mens korteste avstand til Belgia er ca. 590 km. Faktiske kabelavstander vil bli en del lengre, avhengig av hvor på land disse vil tilknyttes. I tillegg må man påregne at kabelrutene ikke alltid kan legges langs korteste luftlinje.



Figur 5: Kart med plassering av Sørvest F (skravert blått) og Ventyrs prosjektområde (skravert lilla).

Radial er et naturlig nullalternativ til hybride konsepter, gitt at det skal bygges ut havvind i Sørvest F. Hvis radial er den foretrukne nettløsningen, bør en utbygging på Sørvest F vurderes opp mot andre områder som ligger nærmere land. For eksempel ligger Sørvest A og E 30-40 km nærmere land, noe som gir en lavere kostnad for nettløsningen. Sørvest F er et av de identifiserte havindområdene som ligger lengst fra land og nærmest andre lands havindområder.

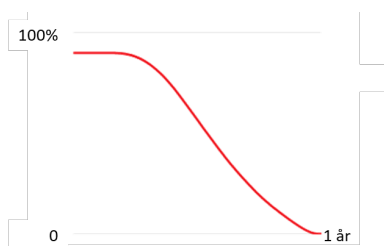
<sup>5</sup> NVE.no – [Strategisk konsekvensutredning av vindkraft til havs](#), nov 2024

## 2.2 Mulige nettløsninger til Sørvest F

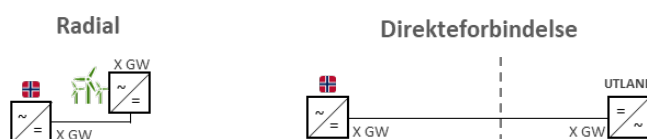
Havvind i Sørvest F kan ilandføres med radial eller hybrid. For hybrider kan nettanlegget designes på flere ulike måter. Vi kaller de ulike nettverksstrukturene for topologier. Valg av topologi påvirker kraftflyt, handel og prisvirkninger, og er dermed viktige forutsetninger ved beregning av markedsnytte. Noen topologier kan tilknytte mer havvind. Andre topologier har asymmetrisk overføringskapasitet som gir mer kraftflyt i en retning. En tredje mulighet er å variere om tilknytningene går direkte til land eller via andre havvindparker i utlandet.

### Radial – havvind tilknyttet kun ett land

En radial vil normalt dimensjoneres for å kunne ilandføre all kraftproduksjonen når det blåser fullt. I de periodene det blåser mindre, vil nettanlegget ha ledig kapasitet som ikke kan brukes. Normalt vil én offshore omformerstasjon betjene én havvindpark, men det er også mulig at flere havvindparker mates inn til samme omformerstasjon.

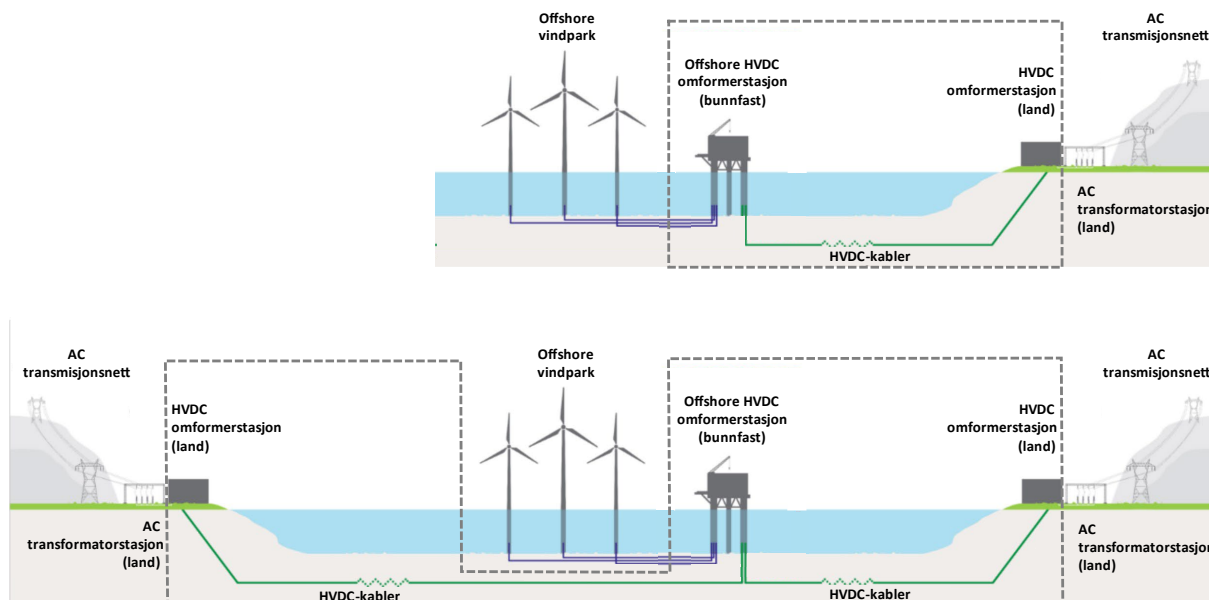


Figur 6: Produksjonsprofil for vindkraft i Sørvest F. Antatt brukstid er ca. 5900 timer.



Figur 7: Radial med én omformerstasjon på land i Norge og én omformerstasjon på plattform til havs (til venstre) og direkteforbindelse uten tilknyttet havvind (til høyre).

En radial kan prinsipielt bygges direkte fra norsk sokkel til et annet land. En slik "utenlandsradial" vil i liten grad påvirke det norske kraftmarkedet og blir derfor ikke analysert i denne utredningen.



Figur 8: Nettanlegg for radial (øverst) og hybrid (nederst).

### Direkteforbindelse – uten tilknytning av havvind

En direkteforbindelse, eller mellomlandsforbindelse, består i stor grad av de samme HVDC-komponentene som en hybrid, bare uten tilknyttet havvind. Vi viser kostnader og nytte for en direkteforbindelse for å sammenligne de prissatte virkningene med nettløsninger for havvind.

### Storhandel – mindre tilknyttet vind gir rom for mer handel

En hybrid er et nettanlegg for ilandføring av havvind som er koblet mot to ulike land, som vist nederst i Figur 8. Som for en radial inkluderer nettanlegget en offshore plattform med en omformerstasjon. Plattformen er koblet både mot Norge og et annet land. Når det ikke blåser fungerer en hybrid som en direkteforbindelse.

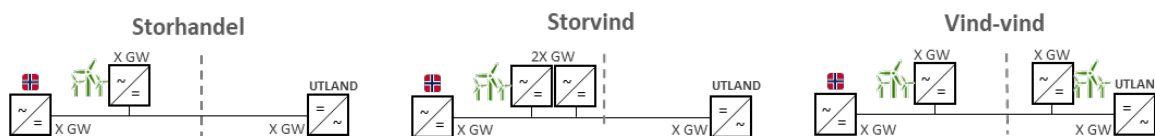
Den enkleste hybridtopologien kaller vi Storhandel. Storhandel har en forbindelse mot Norge, men også en kabelforbindelse til et annet land. Siden produksjonskapasiteten i havvindparken er lik overføringskapasiteten mot hvert av landene, kan all havvinden ilandføres til det landet som til enhver tid har høyest kraftpris. I Figur 9 illustrerer vi omformer- og overføringskapasiteten med "X GW", da den samme topologien kan benyttes med f.eks. både 1,4 GW og 2 GW.

I alle timer det blåser mindre enn maksimal vindproduksjon, vil Storhandel ha tilgjengelig kapasitet for handel av kraft mellom landene. Det betyr at kabelanlegget har en høyere utnyttelsesgrad enn en radial.

### Storvind – mer tilknyttet vind på ellers samme nettløsning

Det er også mulig å mate inn dobbelt så mye havvind på en hybrid, selv om overføringskapasiteten til hvert land er den samme som i Storhandel. Dette kan gjøres ved å knytte til to separate offshore omformere. Vi kaller denne topologien Storvind.

Når det er maksimal havvindproduksjon, vil ilandføringen av havvind utnytte overføringskapasiteten fullt ut i begge retninger. Først når det er under 50 % havvindproduksjon vil all havvinden gå i én retning, slik at det blir ledig kapasitet til kraftflyt mellom landene. Dette vil oppstå om lag 40 % av tiden.



Figur 9: Storhandel (til venstre), Storvind (i midten) og Vind-Vind (til høyre), med henholdsvis én og to offshore havvindparker med tilhørende omformerstasjoner.

### Mellomvind

En mulig topologi for en hybrid er mellomting mellom Storhandel og Storvind. Med dette mener vi at vindkapasiteten på midten er større enn kapasiteten til land (X), men mindre enn kapasiteten i Storvind (2X). Dette konseptet er mest aktuelt for utbygging av én stor plattform på midten. For eksempel kan en bygge en plattform på 2 GW og 525 kV bipolar på midten, eller en monopol-plattform på mer enn 1,4 GW og spenningsnivå på f.eks. 400 kV, samtidig som overføringskapasiteten til hvert land er 1,4 GW.

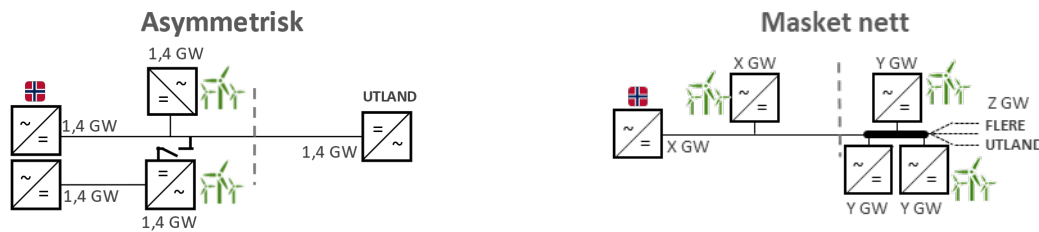
### Vind-Vind – tilknytning av havvindparker i to land

Topologien Vind-vind består av de samme komponentene og har om lag samme total kostnad som Storvind. Forskjellen er at den ene havvindparken med tilhørende offshore omformerstasjon ligger i utenlandsk farvann. Eventuelle kostnadsforskjeller vil dermed skyldes lokale forhold. Selv om havvindparkene vil kunne ha større avstand enn med Storvind, legger vi til grunn at produksjonen fra de to parkene har høy korrelasjon.

### Asymmetrisk hybrid – større overføringskapasitet mot Norge

En asymmetrisk hybrid er et hybridkonsept som har større overføringskapasitet mot det ene landet, dermed blir kraftflyten også større mot dette landet. Asymmetrisk hybrid kan teoretisk ha enten størst kapasitet til utlandet eller Norge. I utredningen har vi kun lagt til grunn et design med størst kapasitet mot Norge. En asymmetrisk hybrid har imidlertid flere praktiske og tekniske utfordringer som vi beskriver grundigere i kapittel 2.3.

Alle hybridalternativene kan designes med noe ulik overføringskapasitet i hver retning, og dermed gi en viss grad av asymmetri. Spesielt for varianter av Vind-Vind, hvor en hybrid kobles til en havvindpark i utlandet, kan det være aktuelle med større overføringskapasitet mellom plattform og utlandet enn mot Norge.



Figur 10: Asymmetrisk hybrid med størst kapasitet mot Norge (til venstre) og Masket nett (til venstre).

### Masket nett

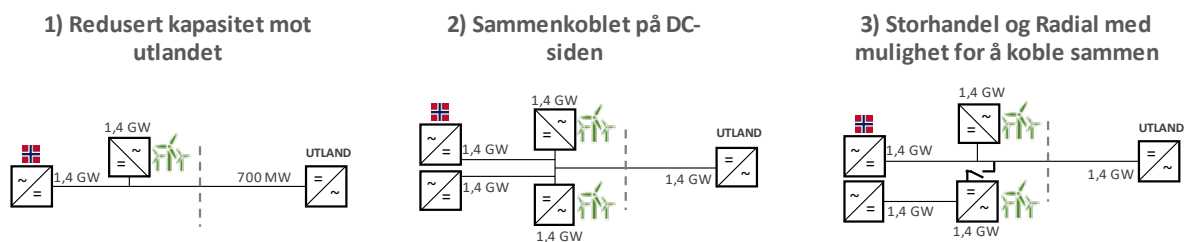
Vi kaller det et masket nett hvis topologien består av flere enn to offshore omformere eller er koblet mot flere enn to land og i tillegg er bygget slik at det er mulig å utvide topologien i fremtiden. Mulige utvidelser kan innebære flere havvindparker, offshore forbruk eller flere tilknytninger til land. Topologien skiller seg dermed fra andre konsepter som planlegges som enkeltstående prosjekter. I kapittel 2.4 skriver vi mer om utfordringer og muligheter med maskede nett til havs og begrunner hvorfor vi ikke tar med dette videre i alternativanalysen.

### 2.3 Asymmetrisk hybrid er teknisk komplisert – og i praksis en separat hybrid og radial

En hybrid kan bygges asymmetrisk enten ved å ha én offshore omformerstasjon som har ulik kapasitet på kablene mot de to landene, eller ved å bygge sammen to offshore omformerstasjoner, hvor den ene bare er koblet mot det ene landet. En kombinasjon av disse er også mulig. Vi forutsetter at overføringskapasiteten mot Norge må overholde dimensjonerende feil på 1,4 GW, og står igjen med tre hovedalternativer, gitt at kapasiteten skal være høyest mot Norge.

Det første alternativet er å ha én offshore omformerstasjon, hvor overføringskapasitet mot Norge bygges på 1,4 GW, mens kapasiteten mot utlandet settes lavere, f.eks. til 700 MW. Konseptet er gjennomførbart fra et teknisk perspektiv, men basert på vår dialog med andre TSO-er vurderer vi det imidlertid som lite sannsynlig at et konsept med mindre enn 1,4 GW til utlandet lar seg realisere. Dette er begrunnet i at TSO-ene ønsker å bygge så stor kapasitet som mulig per prosjekt. Det er også en begrensning på areal for tilknytningspunkter til land, som også gjør at hver forbindelse bør ha størst mulig kapasitet. I tillegg er det lite kostnadseffektivt med utbygging av kabelforbindelse med så lav overføringskapasitet. En forbindelse med 700 MW overføringskapasitet må bygges med samme teknologi som for 1,4 GW, og det er små kostnadsbesparelser å oppnå ved redusere kapasiteten. Dermed legger vi til grunn at denne løsningen ikke er gjennomførbare i praksis.

Et annet alternativ er å bygge en hybrid av typen Storhandel og en radial mot Norge hvor de to omformerplattformene er koblet sammen til havs. Dette kan for eksempel gi 2 x 1,4 GW overføringskapasitet mot Norge og 1 x 1,4 GW mot utlandet. Det er mulig med større kapasitet på forbindelsen mot utlandet, som 2 GW, men dette vil påvirke kostnader og utforming av hele anlegget. Det er imidlertid vår vurdering at en sammenkobling av omformerplattformene i normal drift bryter med kravet til dimensjonerende feil i det nordiske synkrone kraftsystemet, både for AC- og DC-sammenkoblinger. Selv om det er mulig å bryte strømmen hurtig på AC-siden hvis den ene omformeren faller ut, vil den andre omformeren også kunne falle i flere tilfeller. For DC-siden vil det kreves en DC-bryter, som ennå ikke er et teknisk modent alternativ. Dermed er heller ikke disse to alternative løsningene gjennomførbare.



Figur 11: Tre alternative utforminger av asymmetrisk hybrid.

Vår eneste identifiserte mulige asymmetriske løsning er to omformerplattformer som ikke er koblet sammen i normal drift, men som har mulighet for å kobles sammen med en bryter i en feilsituasjon. Dette vil i sum gi en asymmetri med høyest kapasitet mot Norge. Men i normal drift vil dette være to separate enheter, en Storhandel-hybrid og en Radial, som ikke er sammenkoblet. Hensikten med å kunne koble plattformene sammen, er at dette vil gi økt mulighet for ilandføring av havvinden i feilsituasjoner. De to plattformene kan enten kobles sammen på DC-siden eller AC-siden. Vi anser en DC-kobling som bedre enn AC, da det trolig gir lavere kostnader og høyere overføringskapasitet.

Siden konseptet i normal drift vil være en separat radial og hybrid er det et spørsmål om en slik løsning kan reguleres som en hybrid. Vi velger likevel å ta med konseptet videre til alternativanalysen for også å drøfte kostnader og nytte før konseptet eventuelt forkastes eller videreføres.

## 2.4 Utbygging av masket nett til havs er ennå ikke modent

De siste årene er det igangsatt mange initiativ rundt etableringen av maskede nett i Nordsjøen og andre havområder. En kan både se for seg flere uavhengige separate havnett i Nordsjøen, eller ett stort sammenhengende nett som dekker et større område – omtrent som vekselstrømnettet fungerer på land.

I dag eksisterer det ingen maskede havnett i Nordsjøen som Sørvest F kan knytte seg opp til. Et spørsmål er derfor om Norge bør planlegge for at utbyggingen i Sørvest F bygges med realopsjoner for å bli del av et slikt nett i fremtiden.

Vår vurdering er at tilknytning til maskede nett i Europa er et konsept som er for umodent til å ta med videre til alternativanalysen. Masket nett forutsetter teknologi og regulering som ennå ikke er på plass. Det finnes heller ingen praktiske og konkrete alternativer for tilknytning til et masket nett. Vi har derfor ikke grunnlag for verken å kostnadsfeste eller beregne nytten av konseptet. Masket nett kan likevel bli aktuelt på et senere tidspunkt, når teknologi, interoperabilitet og rammebetingelser er utviklet videre.

### Interoperabilitet er en forutsetning for maskede nett

For å bygge maskede nett i Nordsjøen er det nødvendig med et sett med felles teknologistandarder som gjør at nettet kan bygges ut av flere ulike leverandører. Dette kaller vi interoperabilitet. Interoperabilitet er en forutsetning for at en utbygging ikke skal være avhengig av en enkelt HVDC-leverandør. Interoperabilitet, standardisering og muligheten til å benytte ulike leverandører kan også være nyttig for utbygging, vedlikehold og reparasjon av separate hybrider.

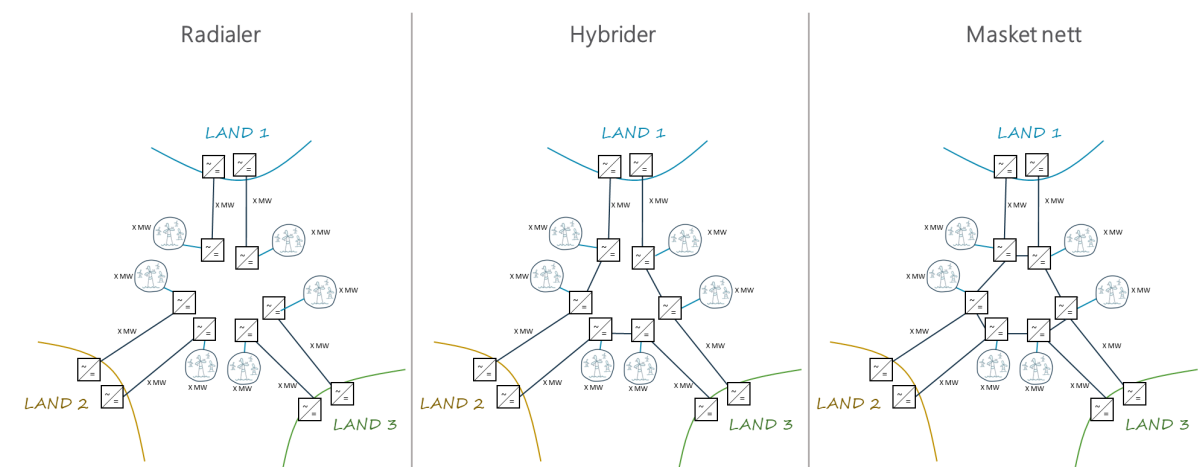
Statnett deltar i et større forskningsprosjekt i EU som heter [Interopera](#), som jobber med å utvikle rammeverk og standarder for å kunne koble sammen nettløsninger fra ulike HVDC-leverandører. I tillegg til standarder for utbygging og anleggsdrift, er det også behov for standarder for systemdrift av maskede nett. Dette krever blant annet felles IT-standarder og protokoller. Vi legger til grunn at dette ikke vil være ferdig utviklet og testet til Norges neste utbyggingstrinn av havvind i Sørvest F. Det er likevel nyttig å oppnå interoperabilitet for å bli leverandøruavhengig med tanke på bruk av flere leverandører til samme utbygging og ved reparasjoner, vedlikehold og reinvestering av forbindelser.



### Usikker ekstra nytte av maskede nett og vesentlig høyere risiko og kostnader

Utbygging av maskede nett begrunnes i muligheten for å bygge ut mye havvind uten tilsvarende mye netttutbygging, samtidig som det gir mulighet til å sende kraften mot det markedet som til enhver tid har størst behov. Ut fra våre analyser kan vi oppnå nesten hele dette potensialet ved å bygge enkeltstående hybrider med mye tilknyttet havvind, som Storvind og Vind-vind.

Eksemplet under viser tre alternativer med havvindutbygging i tre land. I eksemplet er det bygget ut like mye havvind og like mange tilknytninger til land i alle alternativ. I det første alternativet (Radialer) er alle utbyggingene radialer mot land. I det andre alternativet (Hybrider) er to og to havvindparker knyttet sammen i totalt tre hybrider av typen Vind-vind eller Storvind. Dette alternativet krever kun en ekstra kabel mellom havvindparkene, men legger samtidig til rette for lønnsom handel mellom landene. I det siste alternativet (Masket Nett) er alle havvindparkene knyttet sammen. Siden alternativet med masket nett ikke legger til rette for vesentlig mer handel enn eksemplet med hybrider, er det liten forskjell i nytte. Masket nett er derimot mer umodent teknologisk, og vil også kreve DC-brytere som vil gi betydelig økte kostnader. Det er per i dag derfor stor forskjell i risiko og kostnader ved å bygge ut enkeltstående hybrider sammenlignet med å bygge ut eller tilrettelegge for masket nett.



Figur 12: Prinsipiell skisse av havvind i tre markeder som enten er tilknyttet med radialer (til venstre), med hybrider (i midten) eller med et maskede nett (til høyre).

En gruppering som har jobbet med utvikling av maskede nett er [North Sea Wind Power Hub](#). Deres beskrivelse av maskede nett inkluderer også alternativer med produksjon av grønt hydrogen til havs og ilandføring av hydrogen. Siden et hydrogenrør kan frakte mange ganger mer energi til land enn en HVDC-forbindelse, vil et slikt alternativ kunne redusere antall forbindelser til land. Dette anser vi ikke som aktuelt i Norge i overskuelig fremtid og det er derfor heller ikke inkludert i vårt analyseomfang

## 2.5 Løsningsvalg tas i neste fase sammen med partner

Denne utredningen gir et grunnlag for å ta konseptvalg for nettløsningen til Sørvest F. Et endelig løsningsvalg vil først tas senere. For hybrider vil et løsningsvalg tas i fellesskap med en utenlandsk partner.

Løsningsvalg må tilpasses hvert enkelt prosjekt og vil være en optimalisering av omformere og kabelsystem hvor en rekke faktorer må hensyntas. Dette inkluderer investerings- og driftskostnader, bærekraft, teknologivalg (bipol, monopul), tilgjengelighet, kapasitet, overføringstap, DC-spenning, størrelse og vekt på plattform, eventuell bemanning av plattform, ledertverrsnitt for kabler, avstand til land for kabel-traseer, bundling av kabler med mer.

Videre tekniske og økonomiske analyser vil, sammen med preferanser og vurderinger fra en TSO-partner, avgjøre endelig løsningsvalg. Dette kan føre til at det utvikles bedre og mer kostnadseffektive løsninger enn de vi kjenner til i dag og har lagt til grunn i denne utredningen. Samarbeid med en partner kan også føre til at Norge aksepterer valg av løsninger utenom det som fremstår som førstevalg fra norsk side.

Statnett vil legge stor vekt på å finne kostnadseffektive løsninger dersom det blir aktuelt å utvikle et hybridprosjekt.

### 3 Regulering, markedsdesign og forretningsmodeller

Norsk og europeisk regulering, markedsdesign og ulike modeller for å dele kostnader og utgifter utgjør vesentlige rammebetingelser for utbygging og drift av havvind og nett. Innen regulering er det særlig avklaring av roller og hvordan ulike avgifter blir utformet som er viktig. For markedsdesign er sentrale elementer innføring av egne budområder til havs og hvordan disse budområdene skal balanseres. Med forretningsmodeller mener vi hvordan aktørene og myndighetene i begge land deler kostnader, inntekter, eierskap og risiko seg imellom. I dette kapitlet beskriver vi disse rammebetingelsene, hva vi har lagt til grunn, anbefalinger og relevant usikkerhet. I tillegg må konsekvensene av at Storbritannia er utenfor de felles-europeiske handelsløsningene vurderes nærmere.

- Energidepartementet har lagt til grunn at Statnett vil bygge, eie og drifte eventuelle hybride forbindelser<sup>6</sup>. Hvor mye havvindutbygger må betale i anleggsbidrag, er ikke avklart.
- For radialer legger vi til grunn at havvindutviklerne selv bygger og bekoster nettanleggene.
- Alle landene rundt Nordsjøen er mulige partnere for hybridprosjekter.
- I *analyse* har vi lagt til grunn at de totale kostnadene for en hybrid og tilhørende flaskehalsinntekter deles 50/50 mellom TSO-partnerne. For en asymmetrisk hybrid, som i praksis er en hybrid pluss en radial, legger vi til grunn til en 50/50-delning på hybriddelen, mens Norge tar 100 % av kostnadene for radialdelen. Den reelle delingen mellom TSO-ene vil avgjøres senere. Vi viser derfor sensitiviteter med andre fordelinger.
- Egne budområder til havs i Norge og i landene vi knytter oss til er en forutsetning for effektiv utnyttelse av nettanleggene. Vi legger til grunn at hver havvindpark utgjør et eget budområde.
- Vi legger til grunn at en hybrid bygges uten opsjon til å kunne utvides mot et fremtidig masket nett.

Havvindutviklingen i Norge er fortsatt i startfasen og flere sentrale rammebetingelser er ennå ikke avklart. Vi legger til grunn at rammebetingelsene er på plass før utlysning, slik at risikopåslaget for investeringsbeslutninger reduseres. Det er derfor avgjørende å klargjøre mest mulig frem mot utlysning av havvindområdene og eventuelle investeringsbeslutninger.

#### 3.1 Hybridforbindelser vil bygges av TSO-ene – andelen anleggsbidrag er uavklart

Vi forutsetter at hybrider er bygget og eiet av Statnett, at en hybrid vil inngå som en del av transmisjonsnettet i Norge og at den vil finansieres på samme måte som nett på land og mellomlandsforbindelser. Investeringskostnadene for hybrider forutsetter nødvendig finansieringsevne og medfører sannsynligvis behov for å tilføre Statnett mer egenkapital. Tilførsel av egenkapital vil verken påvirke støtteordninger eller tariffer. Vi legger videre til grunn at alle flaskehalsinntekter vil tilfalle netteierne og bidra til reduserte tariffkostnader og investeringer i nytt nett. For radialer legger vi til grunn at havvindutviklerne selv bygger, eier og bekoster nettanleggene frem til et tilknytningspunkt på land – slik det ble gjort med den første radialen til Sørlig Nordsjø II.

#### Anleggsbidrag

Praksis i transmisjonsnettet på land er at produsenter eller forbrukere som utløser nettinvesteringer, betaler inntil 50 % i anleggsbidrag. RME drøfter i sin andre rapport om regulering av nett til havs<sup>7</sup> flere elementer om hva anleggsbidraget bør være for en havvindpark. Hvilken aktør som finansierer nettkostnadene påvirker ikke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for Norge, men er en viktig fordelingsvirkning. Dess mindre havvindaktøren betaler for nettanlegget, dess mer må finansieres av

<sup>6</sup> OED, [Nettløsning for havvindutlysning i 2025](#)

<sup>7</sup> RME, [Regulering av nett til havs, Del II Hybridprosjekter](#)

sentralnettskundene eller ved andre støtteordninger. Samtidig vil et høyere anleggsbidrag føre til lavere bedriftsøkonomisk lønnsomhet for havvindaktøren og dermed øke støttebehovet.

I andre land er dette gjort forskjellig. For eksempel har Tyskland i det siste gjennomført auksjoner for havvind tilknyttet radialer der havvindutbyggerne ikke betaler anleggsbidrag. I stedet er disse auksjonene designet slik at 90 % av et eventuelt overskudd går til en "levy" som bidrar til å finansiere nettkostnadene.

### **Alle landene rundt Nordsjøen er mulige partnere for hybridprosjekter**

Statnett har inngått bilaterale samarbeidsavtaler med seks TSO-er rundt Nordsjøen for å vurdere mulige hybride nettløsninger for havvind<sup>8</sup>. Vi har samarbeidet med Elia i Belgia, TenneT i Nederland, TenneT i Tyskland, Amprion i Tyskland, Energinet i Danmark og National Grid Venture<sup>9</sup> i Storbritannia. Sammen med hver TSO har vi vurdert tekniske, økonomiske, markedsmessige, og regulatoriske aspekter ved alternative nettløsninger. Samarbeidet viser at forutsetningene og mulighetene for å etablere hybride forbindelser er noe ulike fra partner til partner, men at alle er potensielle partnere for hybridprosjekter.

### **3.2 Kostnader og inntekter kan deles på ulike måter**

En av de viktigste analyseforutsetningene for hybrider er hvordan kostnader og inntekter vil deles mellom en norsk og en utenlandsk partner, og hvordan omfanget av nettanlegget vil bli definert.

#### **Fordeling av kostnader og inntekter mellom en norsk og en utenlandsk partner**

Et hybridprosjekt vil normalt bygges ut i samarbeid mellom Statnett og en utenlandsk partner. Samarbeidet kan organiseres på mange ulike måter. Hvordan inntekter og utgifter vil fordeles mellom de eierne vil ha innvirkning på samfunnsøkonomien for Norge. Flere av mellomlandsforbindelsene som er bygget i Nordsjøen har en 50/50-fordeling av kostnader og inntekter. En utbygging av hybrider trenger imidlertid ikke følge samme fordeling, og må avklares gjennom avtaler mellom eierne av nettløsningen.

For å kunne beregne samfunnsøkonomiske virkninger for Norge, legger vi her til grunn at de totale kostnadene og tilhørende flaskehalsinntekter deles 50/50 mellom partnerne for hybrider. Vår forutsetning innebærer at kostnadene og inntektene deles likt, uavhengig av hvilket land anleggene bygges i. For en radial, hvor det ikke er noen utenlandsk partner, dekkes hele kostnaden av Norge. For en asymmetrisk hybrid, som i praksis er en hybrid og en radial, legger vi til grunn at partnerne dekker hybriddelen 50/50, mens radialen bekostes av Norge. Videre legger vi til grunn i våre beregninger her at andre samfunnsøkonomiske virkninger ikke vil fordeles mellom partnerne, men dekkes av de respektive land. Dette gjelder: konsument- og produsentoverskudd, investeringer i nettbehov på land, tap på andre eksisterende mellomlandsforbindelser, eventuelle anleggsbidrag fra havvindprodusenten og eventuell nasjonal støtte til utbygging av havvindparker. I praksis er alle disse forutsetningene usikre, og vil være avhengig av myndighetsavklaringer og fremtidige forhandlinger mellom utbyggerne av hybridene. Våre analyseforutsetninger er ikke uttrykk for Statnetts posisjoner. I kapittel 9 viser vi sensitiviteter av hvordan en ulik fordeling av kostnader og inntekter kan påvirke norsk samfunnsøkonomi.

Med offshore budområder vil det variere fra time til time hvor flaskehalsinntektene oppstår. Når det er import til Norge, vil flaskehalsen legge seg mellom Sørvest F og Norge, mens det ved eksport vil legge seg en flaskehals mellom Sørvest F og utlandet. I en eksportsituasjon med konseptet Vind-vind, vil flaskehalsen legge seg mellom havvindparken i utlandet og nettet på land i utlandet. Energibalansen

---

<sup>8</sup> [Pressemelding](#) fra Statnett, 2023

<sup>9</sup> National Grid Venture (NGV) er ikke TSO, men et datterselskap av National Grid i UK. NGV er et utviklingsselskap som bl.a. eier og drifter offshore transmisjon.

i Norge, som vil variere med ulike værår i Norge, vil påvirke på hvilket "bein" flaskehalsen oftest vil oppstå. Også eventuelle perioder med redusert overføringskapasitet kan påvirke dette. Vi har derfor lagt til grunn, som en analyseforutsetning, en fordeling der partnerne deler de totale flaskehalsene på hybridene. Dette gir en mest mulig stabil inntekt fra år til år for eierne og gir like incentiver for TSO-ene ved kapasitetsfastsettelsen.

### Direkte til land eller tilknyttet en utenlandsk omformerstasjon

For alle hybridkonseptene må det også avklares hvor i utlandet omfanget av hybridprosjektet stopper. I alle våre beregninger har vi lagt til grunn at omfanget for en hybrid går fra og med omformerstasjonen på land i Norge til og med omformerstasjonen i utlandet. Hvis partnerne velger et alternativt omfang, vil det påvirke kostnadsforutsetningene. Mulige alternativer er at omfanget stopper ved tilknytning til en eksisterende omformerplattform i utlandet, eller ved tilknytningen til en eksisterende multiterminal HVDC<sup>10</sup>-stasjon i utlandet. Vi har ikke regnet på sensitiviteter av slike endringer i omfanget.



Figur 13: Topologier hvor omfanget for havvindutbyggingen stopper ved tilknytning til en omformerstasjon i utenlandsk farvann (til venstre) eller ved tilknytning til en multiterminal HVDC-stasjon på land i utlandet (til høyre).

### 3.3 Egne budområder til havs er en samfunnsøkonomisk effektiv markedsløsning

En vesentlig rammebetingelse for utvikling av havvind med hybrid er om det skal opprettes et eller flere offshore budområder. I realiteten er det to alternative markedsdesign som kan benyttes: Hjemmemarked-modellen (Home market) og offshore budområde (Offshore Bidding Zone).

#### Offshore budområde gir en samfunnsøkonomisk effektiv markedsløsning

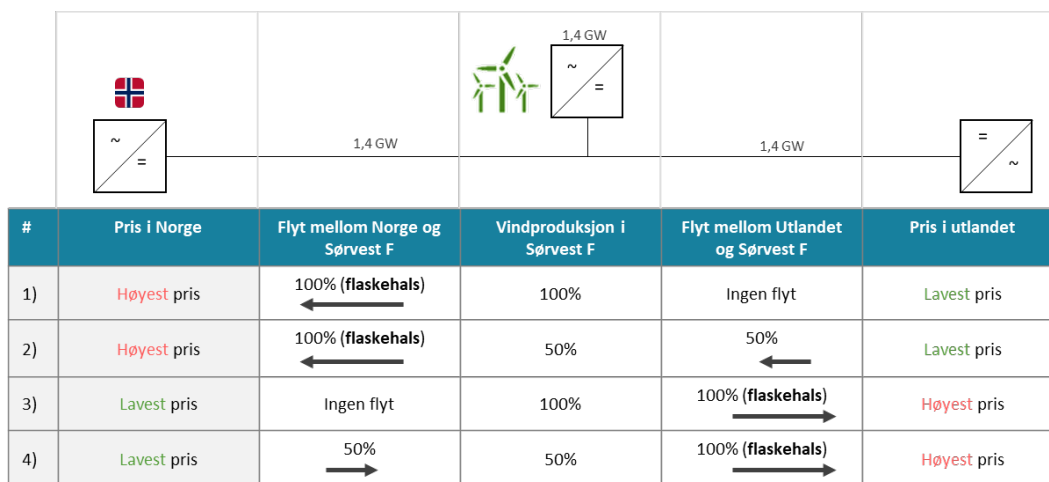
Inndeling i budområder er et effektivt virkemiddel for å håndtere de strukturelle flaskehalsene i transmisjonsnettene. Systemansvarlig vil da fastsette handelskapasiteter som hensyntar de fysiske begrensningene mellom budområder slik at disse kan brukes i markedskoblingen. Slik blir overføringskapasiteten fordelt mellom markedsaktører på en ikke-diskriminerende og markedsbasert måte. Markedsresultatet vil da hensynta de fysiske begrensningene i nettet, gi korrekte prissignaler til produksjon og forbruk som reflekterer verdien av kraften i hvert budområde og likebehandle aktørene på land og til havs. Dette reduserer systemansvarliges behov for å gripe inn med virkemidler i driftstimen eller redusere handelskapasiteten unødvendig mye for å ivareta driftssikkerheten.

Statnetts posisjon, som vi deler med [ENTSOE](#), er at offshore budområder har en rekke fordeler og er den foretrukne løsningen. Dette vil samsvare med eksisterende praksis og regelverk på land. For havvind som er tilknyttet med radialer til Norge vil det ikke oppstå flaskehals på overføringen, og denne kan derfor inkluderes i prisområdet der radialen er tilknyttet nettet på land, og behandles i markedet som produksjon på land.

Med hjemmemarked-modellen vil havvinden i Sørvest F være en del av budområdet på land. Havvindparken vil dermed selge produksjonen til samme pris som i Sør-Norge. I kapittel 10.1 viser vi at dette vil gi en høyere oppnådd kraftpris for havvindaktøren. Selv om denne løsningen også kan gi mer forutsigbarhet for oppnådd kraftpris for havvinden, vil en hybrid med et slikt markedsdesign ikke gi en effektiv markedsløsning. Som vist i Figur 14 vil flaskehalsene i flere tilfeller oppstå mellom land og Sørvest F, som med hjemmemarked vil være inne i prisområdet. Samtidig vil det ikke være fysisk

<sup>10</sup> HVDC står for High Voltage Direct Current, og betyr høyspent likestrøm.

flaskehals på budområdegrensen mellom Sørvest F og utlandet. Dermed må kapasiteten til markedet her settes til null. For at hjemmemarked skal fungere må man i praksis bygge hybriden med større overføringskapasitet til Norge slik at det ikke blir flaskehals mellom Sørvest F og Norge. Alternativt må TSO-ene redusere kapasiteten gitt til markedet basert på en vindkraftprognose. Ved full vindkraftproduksjon vil kapasiteten til markedet bli null, noe som ikke er i henhold til 70 %-regelen<sup>11</sup>. I tilfeller med negative priser i utlandet, vil havvinden i Sørvest F fortrenge billigere produksjon.



Figur 14: Skjematisk skisse som viser kraftflyt på forbindelsene og hvor flaskehalsene legger seg på en Storhandel-hybrid med varierende pris i Norge og vindproduksjon i Sørvest F.

Med innføring av et offshore budområde for havvindparken i Sørvest F vil markedet selv optimere produksjonsfordelingen og bruken av overføringskapasitet. Et offshore budområde tar hensyn til de fysiske flaskehalsene i prisberegningen. Gitt eksemplet 1) i Figur 14 vil flaskehalsen være overføringskapasiteten mellom Sørvest F og NO2. Med offshore budområde vil disse områdene få ulike kraftpriser i den aktuelle timen. Siden det ikke er flaskehals mellom utlandet og Sørvest F, vil havvindparken i denne timen få en pris som er lik prisen i utlandet. Hvis det er negative priser i utlandet, vil det lønne seg for havvindparken å stoppe sin produksjon. Totalt sett vil offshore budområder normalt føre til at havvindprodusenten får en lavere oppnådd kraftpris, sammenlignet med hjemmemarked-modellen.

Offshore budområde er i samsvar med eksisterende regelverk<sup>12</sup>, og få eller ingen tilpasninger er nødvendige. For TSO-ene blir det ukomplisert å overholde "70 % regelen" for kapasitet mellom budområder. Det betyr at TSO-ene kan gi full kapasitet til markedet på samtlige forbindelser, uten å ta hensyn til prognosert vindkraftproduksjon. Selv om vindparkeieren har det økonomiske ansvaret for ubalanser, har TSO det driftsmessige ansvaret for å håndtere ubalansene. Med offshore budområde vil balanseringen kunne løses effektivt med de planlagte europeiske balanseplattformene. Siden markedsresultatet kan realiseres i driftsfasen blir det mindre behov for justeringer i etterkant av markedsklareringen.

Videre vil prissignalet med offshore budområder svare til marginalverdien av produksjonen. Dette er spesielt viktig for å få en effektiv utnyttelse av lagringsteknologier som hydrogenproduksjon eller batterier i budområdet til havs.

<sup>11</sup> EUs elektrisitetsforordning 2019/943 i Ren energipakken, artikkel 18 punkt 8. Forordningen er foreløpig ikke innlemmet i EØS. Forordningen vil erstatte Europaparlamentets- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009, som er innlemmet i EØS og sier at "størst mulige kapasitet" skal stilles til rådighet for markedsdeltagerne.

<sup>12</sup> Regulation (EU) 2015/1222, "CACM" og Regulation (EU) 2019/943, "CEP"

### **Det må også opprettes offshore budområder i utlandet**

En samfunnsøkonomisk effektiv markedsløsning er ikke bare avhengig av markeddesignet i Norge, men også i landet vi knytter oss til. Dersom man velger hybridkonseptet Vind-vind, der det også er knyttet til havvind i motpartlandet, vil det være en stor risiko dersom den utenlandske vindkraften ikke er tilknyttet et offshore budområde. Dette vil medføre at flaskehalsen mellom den utenlandske vindparken og land ikke vil håndteres i markedsklareringen, men må håndteres på annen måte. Alternativene er:

1. Utenlandsk TSO reduserer utvekslingskapasiteten på forbindelsen mellom vindparkene i retning mot utlandet, basert på prognoser for vindkraftproduksjon i utenlandsk havvindpark. Dette vil være en indirekte reservasjon av kapasitet for ilandføring av utenlandsk vindkraft, og vil redusere eksportkapasiteten fra Norge. En slik reservasjon av kapasitet er ikke i henhold til gjeldende lovverk i EU, og gir ikke likebehandling mellom aktørene.
2. Utenlandsk TSO gir full kapasitet til markedet, men håndterer den fysiske flaskehalsen mellom utenlandsk havvindpark og land, som ikke er håndtert i markedsklareringen, ved å regulere ned vindkraftproduksjonen og erstatte denne med oppregulering av kraftproduksjon på land. Dette blir kalt redispatch, og det er TSO-en som dekker denne kostanden. Dette er en svært lite effektiv måte å håndtere flaskehalsen på, ved at havvind med marginalkostnad nær null blir stanset til fordel for import av vannkraft fra Norge.
3. Utenlandsk TSO kan komme med ønske om å selge tilbake kraft som i markedsklareringen er planlagt eksportert fra Norge, tilsvarende planlagt havvindproduksjon i utlandet. Dette vil medføre en systematisk skjevhet i markedet, der produksjon på land i Norge som har fått tilslag i markedet likevel ikke kan produsere. Dette kan påvirke insentivene til aktørene på en uheldig måte, medføre dårligere kvalitet på sikkerhetsanalysene i planfasen og gjøre de daglige reserveoppkjøpene mindre treffsikre. Statnett vil ikke kunne akseptere en slik løsning på grunn av de uheldige konsekvensene dette kan ha for driften av kraftsystemet i Norge.

Oppsummert vil det være en stor risiko for både Statnett og havvindaktøren på norsk side å knytte en hybrid til en utenlandsk vindkraftpark som ikke er definert som et eget budområde.

### **3.4 Faste rammer og redusert usikkerhet – gjennomføring av utlysning**

Havvindutviklingen i Norge er fortsatt i startfasen og flere sentrale rammebetingelser er ennå ikke avklart. For havvind- og nettutviklere fører alle slike uklarheter til økt risiko og ledetid.

#### **Alle uavklarte rammebetingelser fører til økt risiko – og dermed økte kostnader**

Siden utbygging av havvind er svært kapitalintensivt og prosjektene har lang levetid, er disse prosjektene spesielt følsomme for risiko knyttet til uavklarte rammebetingelser. Havvind har allerede høy teknologisk risiko. Med usikre rammebetingelser i tillegg, kan finansiering derfor bli krevende.

RME har gitt ut to rapporter om Regulering av nett til havs om flere av disse problemstillingene<sup>13</sup>. Dette gjelder blant annet opprettelse av offshore budområder, regler for anleggsbidrag og regulering av flaskehalsinntekter, tredjepartsadgang, tariffing og økonomisk regulering. Avklaringer på disse problemstillingene kan redusere risikopåslaget og dermed redusere kostnadene. Forutsigbare, trygge og transparente regulatoriske rammer legger til rette for en fornuftig kapitalstruktur og lavere kapitalkostnader.

---

<sup>13</sup> RME, 2022 og 2023

**En hybrid bør bygges uten opsjon til å utvides – for å redusere risiko for havvind- og nettutbygger**

På land er nettet masket og hvert budområde inneholder større mengder produksjon og forbruk. Dette gir en stabiliserende effekt på kraftmarkedet, og prisen i området vil som oftest være robust for mindre endringer i utvekslingskapasitet, produksjonskapasitet eller forbruk. I et offshore budområde, hvor det kun er én havvindpark og ingen forbrukere, er imidlertid kraftprisen mer sensitiv for slike endringer. For eksempel kan en fremtidig økning av havvindproduksjonen og flere aktører knyttet til en hybrid av typen Storvind kunne føre til perioder med overskudd av produksjon og dermed priskollaps. Tilsvarende kan endringen av overføringskapasiteten eller tilknytning av flere kabelforbindelser til en hybrid endre prisdannelsen og hvor flaskehalsinntektene oppstår. Hvis utviklerne av havvindparken og tilhørende nett opplever at det er en risiko for slike endringer i fremtiden, vil de prise denne risikoen inn i sine kapitalkostnader. I våre beregninger legger vi til grunn at det er faste rammer for utbyggingskonseptet ved utlysning og investeringsbeslutning. Dermed har vi ikke lagt til ytterligere usikkerhetsanslag på grunn av økt risiko for utviklerne.



## 4 Investerings- og driftskostnader for ulike nettkonsepter

I dette kapitlet beskriver vi kostnader for de ulike hovedkonseptene for tilknytning av havvind fra Sørvest F.

- Kostnadene for utbygging av likestrømsnett til havs er høye, og kostnadene har økt mye de siste årene, både på grunn av økning i råvarepriser og et anstrengt leverandørmarked.
- Den norske andelen av investeringskostnadene er over 2 mrd. euro i Basis for alle konseptene.
- Teknisk løsningsvalg og avstand til tilknytningspunkt på land påvirker kostnadsnivået mye. I tillegg gir en anstrengt leverandørsituasjon stor markedsusikkerhet. I sum gir dette et stort utfallsrom for kostnadene.

Hvor stor Norges andel blir for nettanleggene, vil være et resultat av forhandlinger med en partner frem i tid. Vi viser derfor sensitiviteter for ulike fordelinger av kostnader i den samfunnsøkonomiske analysen (kapittel 9).

### 4.1 Vi beskriver kostnader og utfallsrom for hovedkonseptene

Som beskrevet i kapittel 2, tar vi med oss fem hovedkonsepter for tilknytning av havvind til alternativanalysen: *Radial*, *Storhandel*, *Storvind*, *Vind-vind* og *Asymmetrisk hybrid*. I dette kapitlet estimerer vi kostnader for disse. I tillegg viser vi kostnadene for en direkteforbindelse uten havvind.

Vi legger til grunn våre egne kostnadsanalyser for å estimere investeringskostnadene. Dette inkluderer vurderinger av forventet utvikling i sentrale kostnadsdrivere, som pris på råmaterialer og kapasitetssituasjonen i leverandørmarkedet. Våre estimater er i samme størrelsesorden som publiserte analyser fra andre analysehus og TSO-er, blant annet i ENTSO-Es ONDP-rapport<sup>14</sup>. Metodikk for kostnadsberegningen er nærmere beskrevet i kapittel 1.2.

Vi viser norsk andel av de totale investeringskostnadene. I Basis benytter vi følgende analyseforutsetninger, og viser sensitiviteter av andre løsningsvalg:

- **Teknisk løsning:** 1,4 GW overføringskapasitet for alle kabler og omformerstasjoner. 320 kV monopol uten metallisk retur (ref. kapittel 2).
- **Tilknytningspunkt:** I Norge ved Kristiansand og i Tyskland<sup>15</sup>.
- **Kostnadsdeling:** For en radial er den norske andelen av kostnadene 100 %. For hybrider og direkteforbindelser legger vi til grunn en 50/50 deling av kostnadene for nettanleggene med en partner. For Asymmetrisk hybrid legger vi til grunn at hybrid-delen deles 50 % og radialdelen dekkes 100 % av Norge (ref. kapittel 3). Vi antar lik kostnadsdeling for alle hovedkomponenter, uavhengig av hvilket land de ligger i.

Nettinvesteringer i transmisjonsnettet på land i Norge og i utlandet er ikke inkludert her, men inngår i den samfunnsøkonomiske analysen. Prisene er oppgitt i 2024-verdier, og er ikke periodiserte. Byggherrekostnader på 10 % inngår i de ulike kostnadskomponentene.

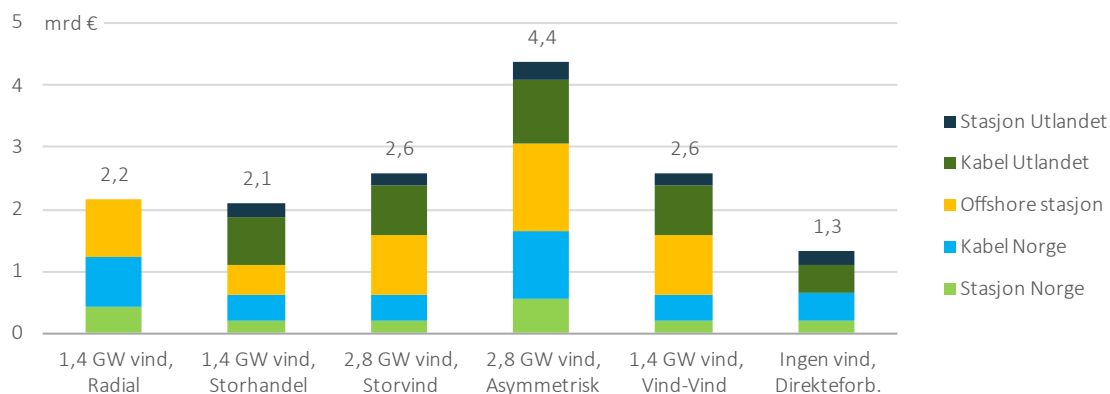
I tillegg til Basis, viser vi hvordan ulike variasjoner av løsningsvalg og markedsusikkerhet påvirker investeringskostnadene for de ulike konseptene. Det er stor markedsusikkerhet knyttet til kostnadsestimatene, ettersom faktiske priser ikke er kjent og kostnadene påløper frem i tid. For å få frem dette, benytter vi også et høyt og et lavt kostnadsanslag.

<sup>14</sup> ONDP – [Offshore Network Development Plan](#), januar 2024, ENTSO-E

<sup>15</sup> Vi benytter ett land, Tyskland, i Basis ettersom avstanden til Tyskland fra Sørvest F er nær gjennomsnittlig for de aktuelle partnerlandene. I tillegg viser vi sensitiviteter med tilknytning til Danmark, Nederland, Belgia og UK.

## 4.2 Investeringskostnadene er høye for alle konsepter i Basis

Den norske andelen av investeringskostnadene er over 2 mrd. euro i Basis for alle konseptene presentert i figuren nedenfor, med unntak av en direkteforbindelse. Med den kostnadsfordelingen vi har lagt til grunn, vil Norges kostnader ved tilknytning av 1,4 GW havvind bli marginalt lavere for Storhandel enn for Radial. Storvind og Vind-vind har høyere investeringskostnader. Disse to konseptene kan imidlertid knytte til 2,8 GW havvind på én hybrid, noe som gir vesentlig lavere enhetskostnader per volum havvind installert. For Vind-vind er halvparten av denne vinden installert i utlandet. En Asymmetrisk hybrid, som i praksis er en Storhandel og en Radial som kan kobles sammen, er konseptet med høyest kostnader for Norge, også om vi regner per volum installert. Markedsusikkerheten for kostnadene er betydelig og er beskrevet i kapittel 4.4.



Figur 15: Estimerte investeringskostnader for de ulike konseptene i Basis. Norsk andel.

Vi har estimert følgende total kostnader for de ulike hovedkomponentene i Basis:

- Stasjon Norge og Stasjon Utlandet (omformerstasjon på land): 0,4 mrd. euro per stasjon
- Kabel Norge (fra Sørvest F til tilknytningspunkt i Norge): 0,8 mrd. euro
- Offshore stasjon (plattform til havs med omformerstasjon): 1,0 mrd. euro per stasjon
- Kabel Utlandet (fra Sørvest F til tilknytningspunkt i Utlandet): 1,6 mrd. euro

Investeringskostnadene for en radial til Norge estimerer vi til 2,2 mrd. euro. Konseptet innebærer plattform med omformerstasjon til havs, kabler og omformerstasjon på land i Norge. Nettanlegget for en radial vil være tilnærmet likt som den norske andelen av Storhandel. Siden en radial normalt ikke er tilrettelagt for fremtidige tilknytninger av flere DC-linker, vil en slik plattform likevel være noe mindre omfattende enn for en hybrid. Likevel vil kostnadene for Norge være noe høyere enn i Storhandel, ettersom Norge bærer hele kostnaden av løsningen selv.

Samlet estimerer vi den norske andelen av investeringskostnadene for Storhandel til 2,1 mrd. euro. Storhandel er dermed det alternativet med lavest kostnader for Norge for tilknytning av 1,4 GW havvind. Investeringskostnadene til konseptene Storvind og Vind-vind estimerer vi til 2,6 mrd. euro hver. Siden disse konseptene kan tilknytte 2,8 GW havvind, gir dette de laveste kostnadene for nettanlegg sett i forhold til volumet havvind. Storvind og Vind-vind har like investeringskostnader, da begge konseptene består av de samme komponentene. Konseptene skiller seg kun fra hverandre ved at i Vind-vind er den ene plattformen plassert i utlandet. Nettkonseptene har samme utgangspunkt som Storhandel, men har i tillegg en ekstra plattform for tilknytning av havvind. Siden de to plattformene bygges separat, er det i liten grad synergier i investeringskostnadene ved å bygge en ekstra plattform.

En Asymmetrisk hybrid til Norge estimerer vi til 4,4 mrd. euro. Dette tilsvarer summen av norsk andel av Radial og Storhandel pluss noe ekstra kostnader for å kunne knytte plattformene sammen ved feilhendelser. Som forklart i kapittel 2.3 er plattformene ikke knyttet sammen i normal drift.

### 4.3 Kostnader for hybrider til de ulike landene varierer med kabelavstanden

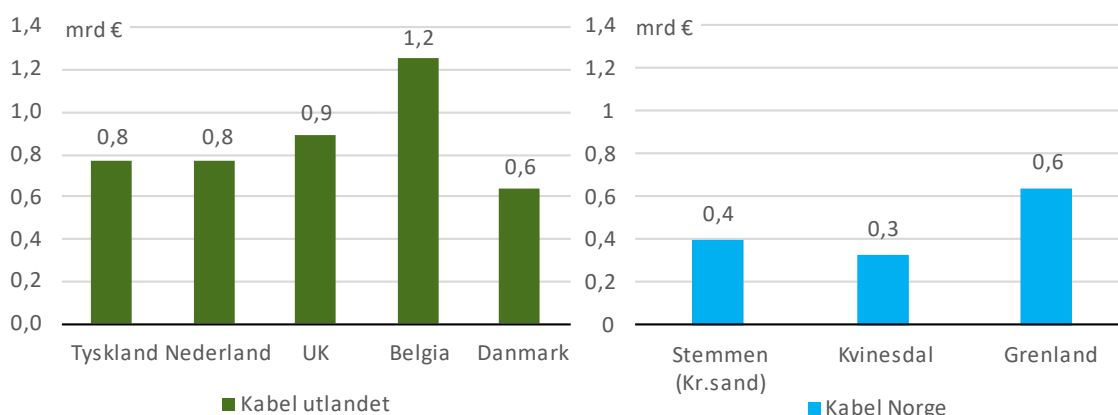
I vår Basis viser vi – for enkelhets skyld – kostnader for et fast tilknytningspunkt i Norge og utlandet, henholdsvis Kristiansand og Tyskland. Forskjellen i kostnader ved å bygge hybrid til andre land eller velge et annet tilknytningspunkt i Norge er drevet av endret avstand og dermed endret kabelkostnad.

I Figur 16 viser vi våre estimater for hvordan norsk andel av kabelkostnadene endres ved ulike tilknytningspunkt i Norge og utlandet. Alle estimatene inkluderer en forutsetning om 50 km kabel på land i utlandet og en sjablongmessig antagelse om 50/50 deling av samlet kabelkostnad. Figuren til venstre viser hvordan valg av samarbeidsland påvirker kabellengden og kabelkostnaden for den utenlandske delen av hybridforbindelsen. Tilknytningspunkt i disse landene er ikke avklart på nåværende tidspunkt.

Danmark har kortest avstand til Sørvest F, og en tilknytning dit gir lavest kostnad og redusert norsk andel av kostnadene med om lag 290 mill. euro fra Basis. Nederland har omtrent lik avstand og kostnad som Tyskland. Storbritannia har noe lengre avstand enn Tyskland, og har om lag 120 mill. euro høyere kabelkostnader. Belgia er det landet rundt Nordsjøen med lengst avstand fra Sørvest F, og vi estimerer at norsk andel av kostnadene øker med om lag 480 mill. euro. ved en tilknytning hit.

Til høyre ser vi at også valg av tilknytningspunkt i Norge gir utslag på kostnadene. En kortere kabelavstand mot Kvinesdal gir en redusert kostnad på om lag 70 mill. euro, mens en lengre kabel mot Grenland vil gi om lag 230 mill. euro høyere kostnader for Norge. En kabel til Grenland tilsvarer en økning i samlede investeringskostnader for Norge på om lag 11 % for Storhandel.

Hvilket tilknytningspunkt som vil være mest gunstig i både Norge og utlandet er avhengig av en totalvurdering av investeringskostnader opp mot en vurdering av nettforhold på land. Kostnadsdelingen av kabelkostnaden må avtales i hvert konkrete tilfelle, og vil påvirke realismen i de ulike alternativene.



Figur 16: Estimerte kabelkostnader ved ulike tilknytningsland og ulike tilknytningspunkter i Norge. Overføringskapasitet på 1,4 GW. Norsk andel.

### 4.4 Leverandørsituasjonen gir stor markedsusikkerhet

I tillegg til utfallsrommet for kostnadene relatert til løsningsvalget og geografiske landingspunkter er det en betydelig markedsusikkerhet. Investeringskostnadene for nett til havs har steget betydelig de siste årene, hovedsakelig på grunn av høy prisvekst for sentrale råmaterialer som kobber, aluminium og stål, i tillegg til høye kapitalkostnader og et stramt leverandørmarked.

### Råvareprisene har økt siden pandemien og bidrar til fremtidig usikkerhet

Prisene på råmaterialer er viktige kostnadsdrivere for både plattformer, omformere og HVDC-kabler. De fleste råmaterialprisene økte markant i sammenheng med pandemien, men har stabilisert seg på et lavere nivå siden det. Prisen på kobber er særlig kostnadsdrivende for HVDC-kabler. Grunnet høy etterspørsel og begrenset tilgang er prisene forventet å øke fremover. Dersom kobberprisene øker mye, vil HVDC-kabler kunne bytte ledemetall til aluminium eller andre metaller. For plattformer er de viktigste råvarene stål og betong. Disse råvarene forventer vi vil være mindre volatile, samt utgjøre en mindre andel av totalkostnaden for plattformen sammenlignet med betydningen av kobber for kabelkostnaden. Totalt sett bidrar usikkerheten i råvaremarkedet til fremtidig usikkerhet om kostnaden til de ulike nettkonseptene, og utviklingen kan endre spesielt kabelkostnadene i både positiv og negativ retning.

### Betydelig usikkerhet for prisene i leverandørmarkedet

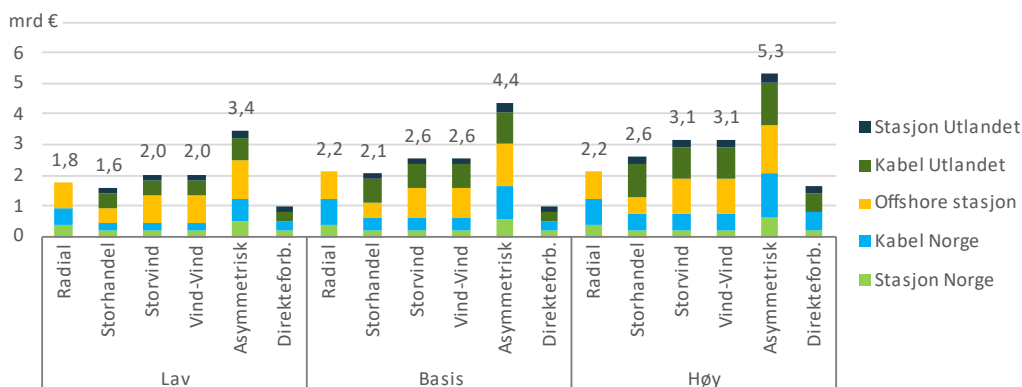
En viktig driver bak kostnadsveksten de siste årene, er det stramme leverandørmarkedet for nettkomponenter. Leverandører av sjøkabler og omformerstasjoner har fulle ordrebøker de nærmeste årene og jobber med å øke sin produksjonskapasitet. Eksisterende aktører arbeider med å utvide produksjonskapasiteten, mens andre aktører arbeider med å kvalifisere sine fabrikker for de høyeste spenningsnivåene.

Etterspørselen etter nettanlegg til havs er forventet å øke videre som følge av de massive havvindplanene i Europa og globalt. I følge [ONDP](#) har det blitt bygget ut om lag 2,5 GW havvind per år i Nordsjøområdet de siste årene, og per 2023 var det bygget ut 23 GW. Til sammenligning er det ifølge samme plan planlagt opp mot 250 GW ny havvind innen 2040 i samme området. Dette gir behov for utbygging på om lag 15 GW havvind per år. Dagens leverandørmarked er presset, og vi forventer at det på sikt vil etableres en ny balanse mellom leverandørkapasitet og etterspørsel som vil bidra til lavere kostnader i markedet.

En annen kilde til usikkerhet er at leverandørene har lite eller ingen erfaring med bygging av offshore HVDC-plattformer for de høyeste spenninger med bipol-løsninger og høye kapasiteter, og heller ikke for HVDC-plattformer på dypt vann. Datagrunnlaget vårt er begrenset og gir derfor grunnlag for relativt høy usikkerhet i våre estimater.

### Vi benytter et utfallsrom for å beskrive markedsusikkerheten for kostnadene

For å beskrive usikkerheten på kostnadssiden benytter vi et utfallsrom fra Lav til Høy. Vår Basis for kostnadene er gjennomsnittet av estimatene for Lav og Høy. Estimaten er basert på en kombinasjon av analyser av tildelte kontrakter og egne estimater, sett opp mot kostnadsanslag fra ENTSO-Es ONDP.



Figur 17: Våre investeringskostnader i Lav, Basis og Høy. Norsk andel.

Figur 17 viser at markedsusikkerheten gir store utslag i samlet investeringskostnad for alle konseptene. Ved store endringer i råvarepriser kan vi få et utfallsrom utover vår Høy og Lav. Rangeringen av konseptene er uavhengig av hvilket estimat vi bruker. De relative størrelseforholdene mellom de ulike konseptene forholder seg også ganske likt med ulike estimater.

#### 4.5 Drifts- og vedlikeholdskostnader følger av investeringskostnadene

Omformerstasjoner og kabelsystemer krever regelmessig tilsyn og vedlikehold for å opprettholde høy tilgjengelighet. Typiske driftskostnader er kostnader til regulært vedlikehold, forsikring, reparasjoner, reservedeler og administrasjon. Kostnader relatert til energitap i konvertering og overføring er ikke tatt med, da disse inngår i markedsnyttéberegningene i neste kapittel.

Statnett har gjennomført to plattformstudier for å få økt kompetanse på området<sup>16</sup>. Basert på disse, og intern kompetanse på området, antar vi at drifts- og vedlikeholdskostnadene vil påvirkes av både teknologivalg, antall komponenter til havs og avstanden fra land. Det er også mulighet for samarbeid mellom operatørene av havvindparken og plattformen om både marin beredskap og personell. Tilsvarende kan det også være hensiktsmessig med samarbeid mellom flere plattformoperatører i Nordsjøen som kan bidra til reduserte kostnader. Siden mer detaljerte drift- og vedlikeholdskostnader også vil variere med ulike løsningsvalg, har vi per i dag ikke tilstrekkelig grunnlag til å detaljere ut disse sammenhengende i dag. Vi legger dermed til grunn, på lik linje med ENTSO sin Offshore Network Development Plan, at drift og vedlikeholdskostnadene er skalerbare med størrelsen på anleggene, målt gjennom investeringskostnader:

- Årlige vedlikeholdskostnader for kabelsystem: 1 % av CAPEX.
- Årlige vedlikeholdskostnader for omformere og plattform: 1,5 % av CAPEX.

Vi legger til grunn samme fordeling av driftskostnadene som vi har for investeringskostnadene.

#### 4.6 Hvordan teknisk løsningsvalg vil påvirke kostnadsnivået

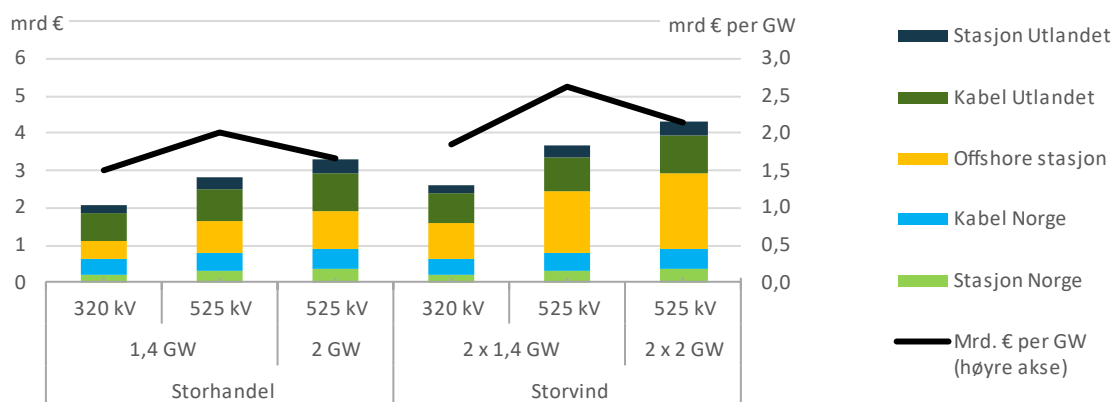
Tekniske løsningsvalg er en viktig kostnadsdriver for både kabel og omformerstasjoner. Valg av løsninger vil gjøres sammen med partner, og vil være avhengig av forhold i hvert enkelt land – men også utviklingen i leverandørmarkedet. Basert på valg av konsept og samarbeidspartner, vil tekniske studier i den videre prosjektutviklingen føre frem til aktuelle løsningsvalg. For å oppnå de beste løsninger, vil det være avgjørende at TSO-partnerne lykkes med å redusere kostnader og finne innovative løsninger. Vi legger til grunn at det er potensial for å redusere kostnadene fra dagens nivå på flere områder, som blant annet plattformdesign.

#### Andre spenningsnivåer kan oppnå nesten samme kostnader per GW

I Basis legger vi til grunn et kostnadsestimat basert på et løsningsvalg med spenningsnivå på 320 kV, monopolteknologi og 1,4 GW overføringskapasitet for både kabler og per omformerstasjon. I Figur 18 viser vi hvordan endrede teknologivalg kan gi utslag i estimerte investeringskostnader for konseptene Storhandel og Storvind, gitt dagens markedssituasjon. Kostnadene for HVDC-systemer økes i trinn, og ved å gå fra 320 kV monopol til 525 kV bipol går vi opp et slikt trinn. Vi estimerer den økte kostnaden for dette trinnet til om lag 750 mill. euro i Basis for en Storhandel på 1,4 GW. Ser vi på enhetskostnader tilsvarer dette en økt kostnad fra 1,5 mrd. euro per GW til 2,0 mrd. euro per GW. Med 525 kV bipol er det er derimot mulig å øke overføringskapasiteten på både kabler og omformerstasjon til 2 GW, noe som ikke er mulig med 320 kV monopol. Vi estimerer at en hybrid til Tyskland på 2 GW med 525 kV bipol koster 3,3 mrd. euro, noe som gir en kostnad på 1,6 mrd. euro per GW – noe som nesten vil tilsvare enhetskostnaden vi har i Basis.

<sup>16</sup> DNV og Aker Solutions har gjennomført hver sin plattformanalyse for Statnett i 2024

Også Storvind består i Basis av enheter på 1,4 GW. Siden det tilknyttet to plattformer er total havvindkapasitet 2 x 1,4 GW. Enhetskostnadene øker mer med overgang til 525 kV bipol for Storvind, siden kostnadsøkningen er størst for plattformene. Selv om vi øker alle enhetene til 2 GW for Storvind, er fortsatt enhetskostnadene en del høyere enn for 320 kV monopol.



Figur 18: Estimerte kostnader ved ulike tekniske løsninger for konseptene Storhandel og Storvind (venstre akse) og investeringskostnad per overføringskapasitet for de samme konseptene (høyre akse). Norsk andel.

I sum betyr dette at et løsningsvalg med 525 kV bipol er tilnærmet like kostnadseffektivt for Storhandel – hvis overføringskapasiteten samtidig økes til 2 GW. Også for Storvind, er det veldig fordelaktig å øke enhetene til 2 GW ved 525 kV bipol, men siden Storvind har to plattformer er virkningen mindre her.

#### Løsningsvalget kan også innebære mellomløsninger og andre tekniske løsninger

Som beskrevet i kapittel 2, kan det bli aktuelt med andre løsningsvalg på både spenning og kapasitet. Noen av disse går under kategorien Mellomvind, hvor volumet havvind er et sted mellom nivåene i Storhandel og Storvind. Det er også mulig med varianter av Vind-vind hvor det er noe ulike overføringskapasitet til hvert land, selv om vi ikke har regnet på alle slike muligheter her.

Løsningsvalget kan også innebære valg av metallisk retur, som er en tredje kabel og som kan gi økt redundans for nettanlegget. Vi estimerer at ekstrakostnaden for metallisk retur på en Storvind til f.eks Tyskland vil være om lag 350 mrd. euro. Dette gjelder for en forbindelse med 1,4 GW og 525 kV bipol. Metallisk retur er ikke mulig for en monopol-løsning. For forbindelser til Norge over 1,4 GW vil metallisk retur være en forutsetning på grunn av systemkrav.

En annen viktig beslutning som ligger til løsningsvalget, er om plattformen vil designes for å være bemannet eller ubemannet. Dette vil ha en stor påvirkning for både investeringskostnadene og driftskostnadene for plattformløsningen. Vi har foreløpig ikke konkrete estimater på hvordan dette påvirker kostnadene. Vi vet imidlertid at plattformer uten boligkvarter kan gi store besparelser på plattformen i form av spart volum, vekt og utstyr. Statnett vil prioritere å utvikle kostnadseffektive og bærekraftige løsninger ut fra et helhetlig levetidsperspektiv. Dette innebærer å bygge videre på den læring som er gjort og samtidig utfordre disse løsningene sammen med partnere for å oppnå mer bærekraftige og kostnadseffektive løsninger på lengre sikt.

## 5 Markedsutvikling og havvind

Statnett utarbeider en ny langsiktig markedsanalyse (LMA) hvert andre år. I analysen av havvind og nettkonsepter fra Sørvest F tar vi utgangspunkt i scenarioene og datasettene fra LMA 2024<sup>17</sup>. Vi gir her en oppsummering av trender, forutsetninger og usikkerheter knyttet til markedsutviklingen, hvor følgende punkter er mest relevant for havvind i Sørvest F:

- Mye nullpriser og relativt høye kostnader vil trolig gi lav lønnsomhet og behov for økonomisk støtte til ny havvind i alle land rundt Nordsjøen de første 10-15 årene. Dette gjør at det trolig blir behov for støtte også til norsk bunnfast havvind.
- Norge ligger an til å få en energibalanse rundt null. Isolert sett hever dette norske kraftpriser og forbedrer lønnsomheten av ny havvind.
- Mye høyere kortsiktig prisvariasjon i våre naboland enn i Norge, og varierende tilsig til norsk vannkraft, gir store gjennomsnittlige prisforskjeller time for time mellom Norge og andre land. Dette gir høy samfunnsøkonomisk nytte ved hybride tilkoblinger.

Det er mye usikkerhet om markedsutviklingen. Dette gjelder særlig i hvilken grad det vil kunne bli lønnsomt å bygge ut havvind uten støtte. I sum framstår det imidlertid som rimelig sikkert at det vil bli store prisforskjeller og høy nytte av utvekslingen via en hybrid. Dette veier opp for mye av ulempen ved at havvind i Sørvest F har høyere kostnader enn i andre land.

Se også mer dokumentasjon i vedlegg V1.

### 5.1 LMA – scenarioer for samlet markedsutvikling og norsk forbruk og produksjon

Markedsanalysene våre har et fast sett av hovedscenarioer. Disse er utformet for å gi et relevant utfallsrom og utgangspunkt for videre analyser knyttet til Statnetts ansvarsområder:

- Tre scenarioer for markeds- og prisutviklingen samlet i Europa og Norge: Basis, Høypris og Lavpris. Basis er vår forventning.
- Tre scenarioer for utviklingen av forbruk og produksjon i Norge: Lav, Medium og Høy.

I denne analysen er markedsscenarioene Basis, Høypris og Lavpris viktigst. Basis er vår beste prognose og forventning til utviklingen samlet sett. I Basis i denne rapporten bruker vi scenarioet Medium for veksten i forbruk og produksjon i Norge som utgangspunkt. Når vi viser utfallsrommet for norske gjennomsnittlige kraftpriser, bruker vi både Høypris og Lavpris – kombinert med et moderat utfallsrom på pluss og minus 10 TWh i den norske gjennomsnittlige energibalansen.

### 5.2 Mye usikkerhet i Europa – men klar retning for kraftsystemet

Krig, geopolitisk rivalisering og utsiktene til endret politisk retning i USA gir mye usikkerhet for hele den europeiske samfunnsutviklingen. Dette påvirker også utviklingen av energi- og industrisektoren. Prosessen med å erstatte fossil energi med utslippsfri energi fortsetter, men blir nå i større grad begrunnet i mål om økt konkurransekraft og økt uavhengighet gjennom å være selvforsynt med energi. Selv om det er usikkerhet om hvor fort omstillingen skjer, om man kommer helt i mål og graden av energieffektivisering og industrialisering, gir dette en klar retning for kraftsektoren:

- Kraftproduksjonen blir raskt i stor grad utslippsfri.
- Kraftsektoren blir større gjennom elektrifisering.
- Kraftprisene blir mer påvirket av forbruk, lagring og teknologikostnader.

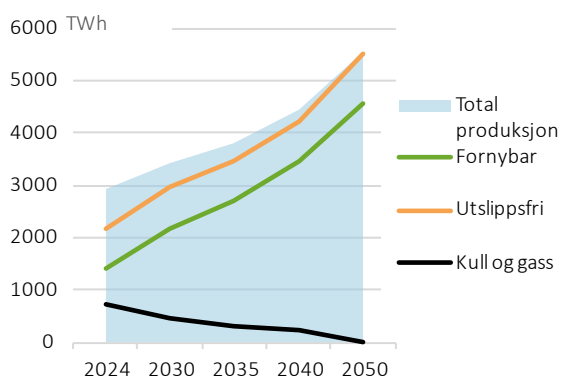
<sup>17</sup> Statnett (2024) [Langsiktig Markedsanalyse 2024-2050](#)

Energiomstillingen drives fram av flere faktorer i samspill. De viktigste er politiske mål og tiltak, og bedre og billigere teknologier for produksjon og bruk av utslippsfri energi. I tillegg forsterkes utviklingen i Europa av en mye raskere omstilling globalt, og særlig i Kina. I de fleste eksterne analyser og prognoser er det derfor konsensus om at energiomstillingen vil fortsette i nærmest alle scenarier.

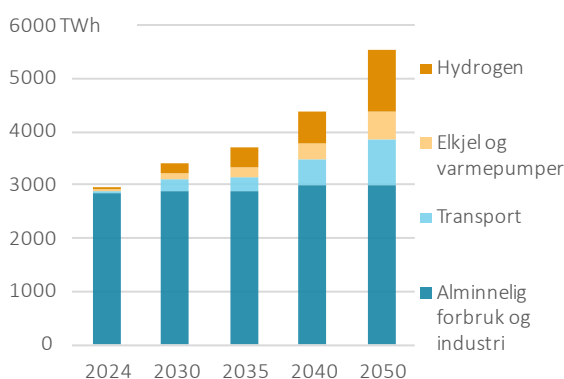
Samtidig er det mange faktorer som gir usikkerhet i tempoet på deler av omstillingen, hvor mye som blir elektrifisert og kostnadsutviklingen – særlig innen hydrogen, havvind og kjernekraft. Det er også mye usikkerhet knyttet til utviklingen av industrien i Europa. Og både EU og nasjonale myndigheter vil måtte balansere klimamålene opp mot hvordan kostnadene utvikler seg, behovet for økt konkurransekraft med Kina og USA, og behovet for å bevare en bred folkelig aksept. I sum gir dette et betydelig utfallsrom for utviklingen av det samlede energisystemet. Det er fortsatt gode muligheter for å komme nært målet om netto null utslipp i 2050. Samtidig er det også mulig at dette tar en del lengre tid. Men hovedretningen er tydelig – særlig for kraftsektoren.

### 5.3 Europa – overgangen til utslippsfri kraftproduksjon går raskere enn elektrifiseringen

Overgangen til utslippsfri kraftproduksjon har kommet langt og er mer sikker. 2024 markerte det første året hvor sol- og vindkraft produserte mer energi enn fossile teknologier i EU<sup>18</sup>. En fortsatt høy utbyggingstakt av fornybar produksjonsteknologi gjør at 85-90 % av kraftproduksjonen i Basis er utslippsfri allerede i 2030-35. Dette er på linje med andre analyser og prognoser, blant annet fra IEA<sup>19</sup>. Raskere utbygging av fornybar enn veksten i forbruk, fleksibilitet og energilagring gir imidlertid mye lave priser utover på 2030-tallet – og i Basis demper dette fornybarutbyggingen noe i en periode. Umoden teknologi og foreløpig høye kostnader innen energilagring, hydrogen og utslippsfrie toppplastverk vil samtidig trolig innebære at det er først på 2040-tallet at hele kraftproduksjonen blir tilnærmet utslippsfri. Hvis det blir for høye kostnader knyttet til det å kutte de siste utslippene, vil det trolig fortsatt være en del vanlig gasskraft i drift helt til 2050.



Figur 19: Samlet **kraftproduksjon** per år i Basis, i området dekket av våre markedsmodeller<sup>20</sup>.



Figur 20: Samlet **kraftforbruk** per år i Basis, i området dekket av våre markedsmodeller.

De aller fleste analyser viser at det meste av produksjonsveksten vil komme fra sol- og vindkraft. Samtidig har kjernekraft blitt mer aktuelt og mange land planlegger nå å både fornye og øke kapasiteten. Utfordringen er å få til et tilstrekkelig stort og standardisert volum med nye kjernekraftreaktorer, slik at kostnadene kan komme ned til et konkurransedyktig nivå. En annen utfordring er at den reelle brukstiden til kjernekraft blir lavere når andelen fornybar øker og kraftprisene faller ned mot null i mye av tiden i det europeiske markedet. I Basis har vi lagt til grunn at dagens kapasitet blir forlenget og erstattet, og at det samlet blir en moderat vekst.

<sup>18</sup> [Highlights of the Global Energy Transition in 2024 \(Ember, desember 2024\)](#)

<sup>19</sup> [World Energy Outlook 2024 \(Scenario APS for the European Union\) \(IEA, oktober 2024\)](#)

<sup>20</sup> Norden, Baltikum, Tyskland, UK, Frankrike, Nederland, Belgia, Italia, Tsjekia, Slovakia, Polen, Østerrike, Sveits, Spania, Portugal.



Det er bred enighet om at elektrifisering, flere datasentre og en eventuell reindustrialisering i Europa vil gi økt kraftforbruk. Det har samtidig vært en nedgang i industriforbruket de siste årene og det er en klar trend at elektrifiseringen generelt går saktere enn antatt de første 10-15 årene. I tillegg er det mye som tyder på at det vil ta mer tid før produksjonen av hydrogen kommer skikkelig i gang. I Basis er derfor forbruksveksten lavere enn veksten i vind- og solkraft til og med 2040. Videre til 2050 forutsetter vi at forbruket øker til rundt det dobbelte av dagens nivå. Dette er på linje med blant annet EU-kommisjonens anslag. Vi understreker at det er et betydelig utfallsrom for veksten, drevet av blant annet graden av energieffektivisering, konkurransen fra Kina og USA om grønne industrier og hvorvidt man lykkes med å produsere grønt hydrogen til lave nok kostnader.

Produksjon og bruk av store volumer grønt hydrogen vil være sentralt, både for å kutte utslipp der dette ikke er mulig med direkte elektrifisering og for å jevne ut produksjonen fra sol- og vindkraft. Samtidig er det nå tydelig at det vil ta lengre tid enn antatt å skalere dette opp. Hovedutfordringen er at elektrolyseanleggene koster for mye, og at det per nå ikke er utviklet billige lagerløsninger. Dermed blir prisen for høy for forbrukerne, og mange prosjekter er utsatt. Men siden det trolig ikke er mulig å nå netto null uten hydrogen, og det er et stort behov for fleksibilitet i kraftsektoren, støtter EU og store land som Tyskland, Kina og USA<sup>21</sup> utviklingen slik at det likevel blir gjort store investeringer. Dermed er det sannsynlig at kostnadene etter hvert kommer ned. Utviklingen av hydrogen er likevel en av de største usikkerhetsfaktorene, både for den samlede veksten i forbruket og for kraftprisene.

I Basis forutsetter vi at det kommer inn mye produksjon av hydrogen og hydrogenbaserte drivstoff fra og med 2040. Sammen med andre tiltak sikrer dette konkurransekraft og vekst i industrien i Europa. I Høypris er hydrogenproduksjonen dyrere og mindre. Dette gir også mer nedleggelse og utflagging av industri til andre deler av verden. I Lavpris er forbruksveksten større – og industriaktiviteten høyere.

#### **5.4 Europa – økonomisk støtte til havvind, hydrogen og kjernekraft de første årene**

Energiomstillingen forutsetter at det blir tilstrekkelig lave kostnader knyttet til det å produsere, utjevne og bruke den utslippsfrie energien. EU og nasjonale myndigheter gir derfor mye økonomisk støtte til teknologier som i dag har høye kostnader, både for å dekke gapet ned til markedets og forbrukernes betalingsvilje, og for å få opp volumet slik at kostnadene etter hvert reduseres. I Basis legger vi til grunn ulike former for økonomisk støtte av blant annet havvind, hydrogen, kjernekraft, batterier og utslippsfrie toppplastverk fram til 2040. I tillegg fortsetter ulike støtteordninger for solkraft og landvind.

Selv om det gis mye støtte nå og de nærmeste årene, er det antagelig grenser for viljen og evnen til å subsidiere investeringer i energisektoren. Når lave priser etter hvert gir større utbetalinger gjennom allerede inngåtte kontrakter som sikrer en minimumspris (CFD-kontrakter), så er det et stort usikkerhetsmoment om nasjonalstatene velger å fortsette eller om dette bremser utbyggingen. Det samme gjelder for investeringer sikret med private fastpriskontrakter (PPA). I Basis legger vi til grunn at utbyggingen fortsetter, delvis drevet av økonomisk støtte, men at den går noe saktere gjennom 2030-tallet for å tilpasse produksjonsveksten til utviklingen i forbruket og fleksibiliteten.

Lengre ut i tid medfører fortsatt fallende kostnader for både produksjon, lagring og bruk av utslippsfri kraft, at behovet for økonomisk støtte etter hvert blir lavere. I Basis legger vi derfor til grunn at det blir gitt mindre subsidier og støtte fra 2040 og videre til 2050. Vi forutsetter imidlertid at det fortsatt gis støtte også i 2050 for regulerbar kapasitet som dekker opp når det er lite sol- og vindkraft.

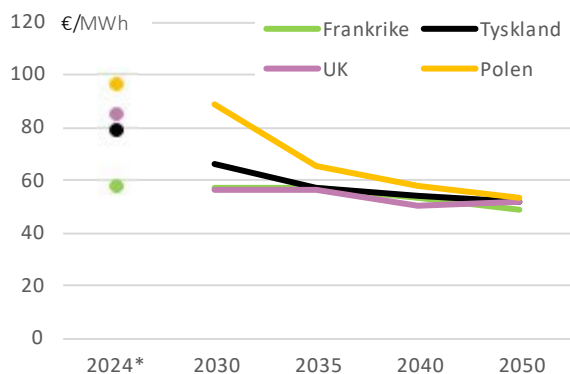
#### **5.5 Europa – trend mot lavere kraftpriser i snitt, men høy prisvariasjon og stort utfallsrom**

Våre analyser viser at andelen timer der prisene faller ned til null øker mye de nærmeste årene både på kontinentet og i UK. Årsaken er større vekst i fornybar enn i forbruk og fleksibilitet. Samtidig gir

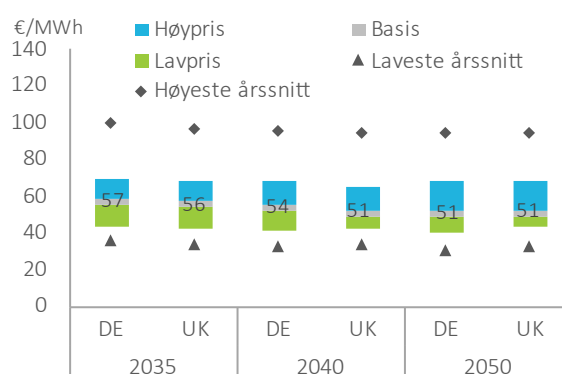
---

<sup>21</sup> USA har i dag et stort støtteprogram gjennom IRA loven. Det er usikkert om denne videreføres.

enda høyere CO<sub>2</sub>-priser økte kraftpriser når kull- og gasskraftverk setter prisen. I sum bidrar dette til høy kortsiktig prisvariasjon og lav lønnsomhet for fornybar. I Basis vedvarer denne situasjonen utover mot 2040. Samtidig faller snittprisene fra rundt 80-85 €/MWh i dag, til rundt 60 €/MWh i 2030 og 55 €/MWh i 2040. Lengre ut i tid – til 2050 – forventer vi at økt forbruk og både mer og billigere fleksibilitet gradvis gir jevnere og lavere kraftpriser i gjennomsnitt. I Basis er snittet rundt 50 €/MWh i 2050. Dette dekker i all hovedsak kostnadene ved investeringer og drift av ny produksjon, fleksibilitet og lagring.

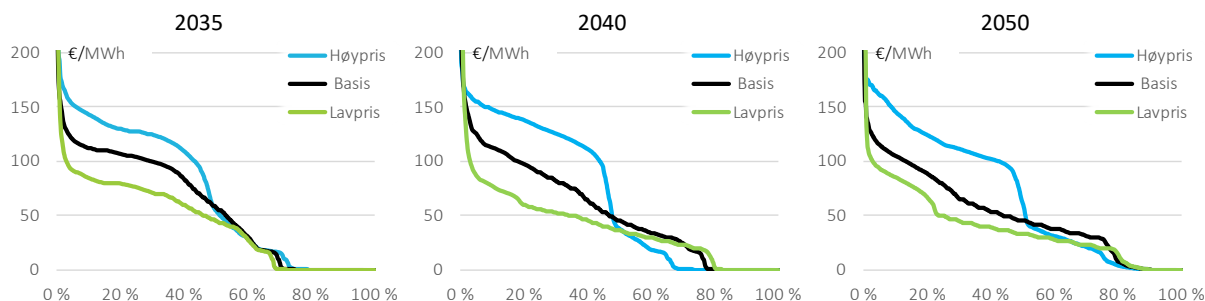


Figur 21: Simulerte priser, gjennomsnitt over året for alle værår i Basis.



Figur 22: Simulerte snittpriser med scenarioene Lavpris og Høypris for Tyskland og Storbritannia.

I Basis settes prisen av fleksibel hydrogenproduksjon, elkjeler, batterier og annen fleksibilitet i en betydelig del av tiden allerede i 2040. Videre til 2050 blir dette enda mer framtreddende. I Basis forutsetter vi i tillegg at en andel av gasskraftverkene går over til å forbrenne hydrogen. CO<sub>2</sub>-prisen har da i liten grad noen direkte effekt på kraftprisene, men er en viktig drivkraft for omstillingen ved å gi eksempelvis industrien insentiver til å etterspørre grønt hydrogen.



Figur 23: Varighetskurve for tyske kraftpriser i 2035, 2040 og 2050, i våre scenarier for kraftpriser.

Et vesentlig hovedtrekk ved utviklingen i våre scenarier er at både gjennomsnittprisene og prisvariasjonen blir gradvis mer like i alle land. Årsaken er at man i stor grad bygger mye av det samme i alle land til lignende kostnader. I tillegg er det mye overføringskapasitet som jevner ut forskjellene i snittpriser, eksempelvis mellom Frankrike som har mye kjernekraft og landene rundt som har mest fornybar. Samtidig er det store forskjeller i prisene mellom mange land time for time.

De alternative scenarioene Høypris og Lavpris, gir et utfallsrom på 40-70 €/MWh mot 2050. Midlertidige variasjoner i været og andre forhold som påvirker prisene gjør at utfallsrommet for enkelt år er vesentlig større. Høypris har høyere kostnader både for produksjon og lagring, kombinert med mindre subsidier og høyere brenselpriser. I dette scenarier har ikke de europeiske landene lyktes med å utvikle hydrogenlager og fleksibel hydrogenproduksjon. Dette gir høyere kostnader for hydrogen og mer spill av sol- og vindkraft. I dette scenarier forbrenner de regulerbare gasskraftverkene gass eller biogass, da det er lite grønt hydrogen tilgjengelig og hydrogenprisen er høy. Dette gjør at det i Høypris både er høyere snittpris, og en høyere prisvariasjon med en større andel

nullpriser og flere høye priser, enn i Basis. I Lavpris er kostnadene lavere både for produksjon og lagring. I dette scenarioet antar vi at Europa og Storbritannia har lyktes med å produsere hydrogen enda mer fleksibelt enn i Basis, noe som gir lavere snittpriser, og mindre prisvariasjon.

## 5.6 Norge – økt forbruk og produksjon i alle scenarioer, men stort utfallsrom

### Sterke drivkrefter for vekst, men også flere dempende faktorer

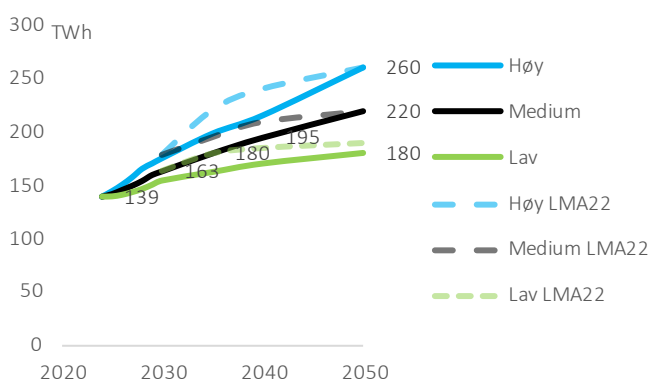
Elektrifisering og ny industri er sterke drivkrefter for økt kraftforbruk i Norge fram mot 2050. Vi forutsetter at Norge beholder målet om å bli et lavutslippssamfunn innen 2050. Sammen med EUs klimamål både for 2030 og 2050, og ETS, bidrar dette til elektrifisering, ENØK og ny produksjon i Norge. Samtidig kan omstillingen både ta kortere og lengre tid, uten av det påvirker hovedretningen for det norske kraftsystemet. Vi legger ikke til grunn at Norge når målet fra Hurdalsplattformen om å kutte 55 % av norske utslipp til 2030, da regjeringen vurderer at det blir krevende å nå målene for 2030<sup>22</sup>.

Til tross for mange planer har det samlede forbruket vært tilnærmet uendret de siste årene. Og det er først i 2024 at forbruket er tilbake på nivået fra før energikrisen. Videre framover gir mange utsatte og skrinlagte prosjekter mest sannsynlig en forskjøvet vekst de første årene – og det er mulig at dette fortsetter å gi lav vekst. Videre gir økt konkurranse fra Kina og USA, og usikkerhet om hydrogen blir billig nok, et stort utfallsrom for industrien i Norge på samme måte som ellers i Europa.

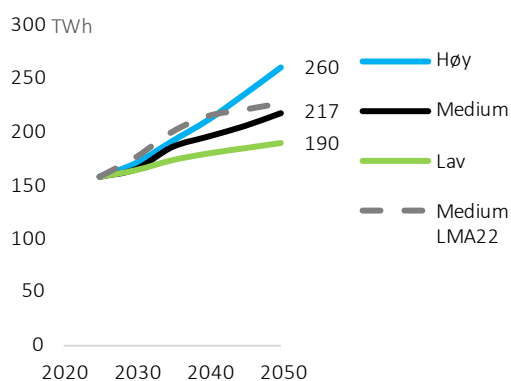
En større netto vekst i industrien forutsetter at det er lave nok kraftpriser og tilgang på ny kraftproduksjon til konkurransedyktige kostnader. Samtidig er det flere faktorer tilsier at det vil være en begrenset produksjonsvekst til 2040 i Norge. Landvind er lønnsomt og kan teknisk sett bygges ut i stor skala. Bred folkelig motstand reduserer imidlertid potensialet. Når det gjelder havvind er det først og fremst lav lønnsomhet som begrenser utbyggingen de første 10-15 årene. Videre ligger det ikke an til å bli noe storskala og vedvarende subsidieordninger for havvind i Norge.

### Økning i forbruk og produksjon til mellom 180 til 260 TWh i 2050 – produksjonen avgjør

Våre hovedscenarioer for norsk forbruk og produksjon gir en vekst til mellom 180 og 260 TWh i 2050. I scenarioet Medium øker forbruket til 220 TWh, drevet av både utslippskutt og industrivekst. Selv om industriforbruket øker, forutsetter vi at det samtidig er en del bedrifter som reduserer aktiviteten eller legger ned. I Medium legger vi i tillegg til grunn at en del av behovet for hydrogenbaserte drivstoff i Norge dekkes av import.



Figur 24: **Forbruksprognosene** Høy, Medium og Lav fra LMA24 sammenlignet med prognosen fra LMA22.



Figur 25: **Produksjonsprognosene** Medium, Høy og Lav fra LMA24 sammenlignet med Medium fra LMA22.

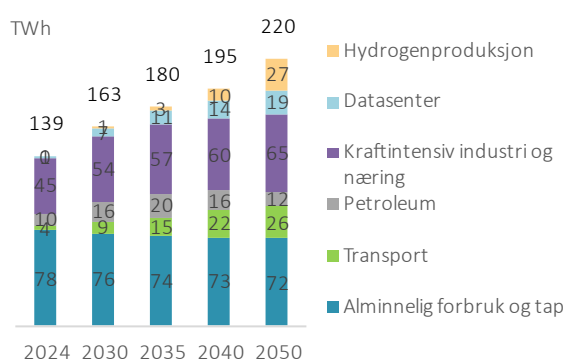
Det ligger fremdeles et stort energisparingspotensial i dagens boliger og tjenestebygg. I Medium har vi en reduksjon fra ENØK på 10-15 TWh, på nivå med hva NVE og Multiconsult beregnet som det

<sup>22</sup> Regjeringen (2024) [Regjeringens klimastatus og -plan](#)

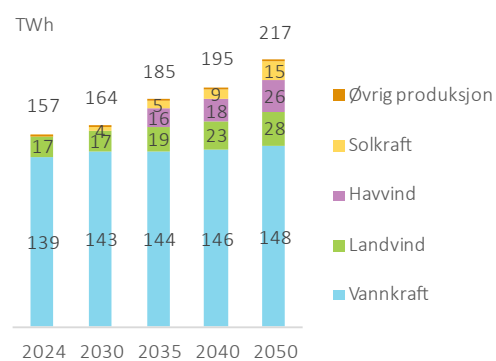
økonomiske potensialet i Multiconsults rapport *Kostnader for energieffektivisering i bygg*<sup>23</sup>. ENØK, demografi og urbanisering nøytraliserer økt forbruk som kommer av befolkningsvekst. I sum reduseres forbruket til husholdninger, nærings- og industribygg og primærnærings med ca. 6-7 TWh til 2050.

I Medium er det en moderat vekst godt innenfor realistiske utbyggingspotensialer for henholdsvis solkraft, vannkraft og landvind – i tillegg til 25 TWh havvind til 2050. Av dette, 2,8 GW bunnfast havvind som kommer fra 2035, der 1,4 GW er havvind i Sørlege Nordsjø II, som er knyttet til med radial til Norge (Ventyr) og 1,4 GW er havvind i Sørvest F, knyttet til med 1,4 GW mot Norge og utlandet, altså en Storhandel.

I denne utredningen hvor vi ser på konsekvensene av havvind i Sørvest F har 0-alternativet vi tar utgangspunkt i, ingen havvind i Sørvest F verken i 2035, 2040 og 2050. Datasettene som er nullalternativet, vil da skille seg noe fra de som kommer direkte fra Statnetts langsiktige markedsanalyse, med tanke på norsk energibalans og resulterende kraftpris.



Figur 26: Fordeling av **forbruk** på kategorier i Medium.



Figur 27: Fordeling av **produksjon** på kategorier i Medium.

I Lav bygges det ut mye mindre ny produksjon, og det er enda mindre økonomisk støtte til både industri og produksjon. Samlet produksjon fra havvind er bare 10 TWh i 2050. Vi legger til grunn at klimamålene for 2050 gjelder og at en stor andel av dagens industri elektrifiseres, men at mer av dagens industri blir utkonkurrert sammenlignet med i Medium. I tillegg kommer det inn mindre ny industri, samtidig som ENØK bidrar med større reduksjoner.

I Høy legger vi til grunn reduserte teknologikostnader og mer ny produksjon enn i Medium. Vi forutsetter også at flytende havvind er tilstrekkelig konkurransedyktig til å kunne bygges uten vesentlige støtteordninger etter 2040. Høy kan også representere et scenario med mer landvind eller kjernekraft dersom dette blir aktuelt. Hovedpoenget er at lave nok kraftpriser gir større vekst innen grønne industrier og datasentre i Norge.

Etter vår vurdering har scenarioene med høyest vekst i produksjon og forbruk blitt mindre sannsynlig de siste par årene. Muligheten for ekstra høy vekst på 2030-tallet er særlig redusert. På lengre sikt kan flytende havvind og kanskje også kjernekraft gi store volumer hvis kostnadene faller. Det er også mulig å bygge mye mer landvind, men her vil det uansett ta tid før det eventuelt gis tillatelse til dette.

### Begrenset utfallsrom for norsk energibalans over tid – balanse rundt null i hovedscenarioene

Utviklingen av den gjennomsnittlige energibalansen i Norge har mye å si for både den samfunnsøkonomiske nytten av havvind i Sørvest F og for kraftprisene. Men nettopp fordi det har så mye å si for kraftprisene er det lite realistisk at det vil kunne oppstå et stort over- eller underskudd som vil vedvare over tid.

<sup>23</sup> [Multiconsult \(2021\) Kostnader for energieffektivisering i bygg](#)

Ved stort underskudd gir høye priser økt sannsynlighet for at forbruket reduseres. Samtidig blir det mer lønnsomt med ny produksjon. Ved overskudd og lavere priser er det motsatt – lønnsomheten av ny produksjon blir for lav og stopper opp eller det kommer inn enda mer forbruk. Som følge av dette legger vi til grunn at forbruket øker omtrent like mye som produksjonen i både Lav, Medium og Høy, og at den norske energibalansen varierer rundt null i snitt over alle simulerte værår.

I analysen av havvind og ulike nettkonsepser i Sørvest F har vi i 0-alternativet vi tar utgangspunkt i, ingen havvind i Sørvest F verken i 2035, 2040 og 2050.<sup>24</sup> Det gir et underskudd på norsk energibalanse, og siden balansen er rimelig lik i alle år har vi valgt at energibalansen er på -7 TWh før vindkraften i Sørvest F kommer inn for alle årene, i Basis. Tilknytning av 1,4 og 2,8 GW havvind øker norsk energibalanse med henholdsvis 7 og 13 TWh. Så viser vi gjennom sensitiviteter et utfallsrom opp mot 20 TWh overskudd og 10 TWh underskudd som en del av utfallsrommet for den samfunnsøkonomiske nytten. I varianten med underskudd betyr dette underskuddet på energibalansen i et normalår er 17 TWh før vindkraften blir bygd.

### **Det er planer om mye mer effekt i norsk vannkraft – usikkert hvor mye som blir realisert**

Det er mulig å bygge ut mye mer effekt i eksisterende norske vannkraftverk. NVE har tidligere vist et mulig potensial på mer enn 15 GW<sup>25</sup>. Og med mer variable kraftpriser og et økt reinvesteringsbehov, er det nå prosjekter tilsvarende 10 GW under planlegging. Mye av dette er planlagt som pumpekraft.

Hvis det bygges ut mer effekt og pumpekraft vil dette øke fleksibiliteten i vannkraften og bidra til at prisvariasjonen i Norge holdes nede. Alt annet likt øker dette prisforskjellene time for time med våre naboland, og dermed også den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av utvekslingen via en hybrid tilkobling av havvind i Sørvest F. Pumpekraft og effekt vil også redusere andelen nullpriser i Norge, og dermed heve lønnsomheten av både havvind og annen produksjon.

Inntekten til investeringer i økt effekt og pumpekraft kommer fra å produsere mer når prisene er høye. Men siden mer effekt og pumpekraft reduserer prisvariasjonen, og det er høye investeringskostnader, vil trolig utbyggingen bli lavere enn 10 GW. I Medium har vi en økning på i alt 5-6 GW<sup>26</sup>.

## **5.7 Norske kraftpriser – klare hovedtrender, men samtidig betydelig utfallsrom**

### **Basis – likere snittpriser og avtagende prisforskjeller time for time utover i tid**

I Norge blir de gjennomsnittlige kraftprisene per prisområde gradvis mer like i markedsscenarioet Basis, med Medium forbruk og produksjon i Norge. I Sør-Norge innebærer dette en svak nedgang, mens snittprisene øker i Midt og Nord-Norge. I 2040 og 2050 er prisene i dette scenarioet rundt 50-55 €/MWh i hele landet. Dette er rett i underkant av snittprisene på kontinentet.

Den gradvise utjevningen i snittprisene internt i Norge kommer både som et resultat av nettutbyggingen i Norge og Sverige, og høyere vekst i forbruket enn i produksjonen nord i Sverige og Norge. Den reduserte differansen opp til kontinental snittpris fra 2035 og utover skyldes i hovedsak at det i Basis blir gradvis mindre overskudd på den norske og nordiske energibalansen. Overskuddet de første årene holder prisene ekstra lave sammenlignet med snittprisene på kontinentet siden det i denne perioden er så mye nullpriser som gjør det vanskeligere å ha høy nettoeksport.

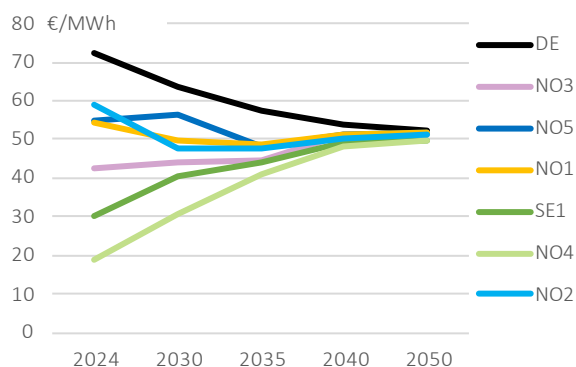
Det er viktig å skille mellom forskjeller i gjennomsnittlige kraftpriser og gjennomsnittlige forskjeller i kraftprisene time for time. Det er det siste som betyr noe for behovet og nytten av økt overføringskapasitet i nettet. Og i våre simuleringer er det en klar trend at selv om snittprisene blir

<sup>24</sup> I Medium er det fra 2035, 1,4 GW havvind i Sørvest F knyttet til med 1,4 GW mot Norge og utlandet (en Storhandel)

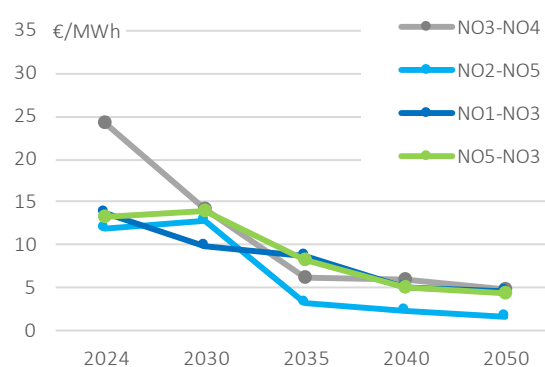
<sup>25</sup> [https://publikasjoner.nve.no/rapport/2011/rapport2011\\_10.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2011/rapport2011_10.pdf)

<sup>26</sup> Noen av de mest realistiske prosjektene vil trolig komme i form av pumpekraft. Vi har imidlertid ikke mulighet til å modellere pumpekraft med Samnettmodellen – og har derfor bare lagt inn økt effekt uten pumping.

mer like, vil det fortsatt være betydelige prisforskjeller i snitt time for time. Dette innebærer at det i større grad enn i dag varierer mer hvor prisene er høyest.

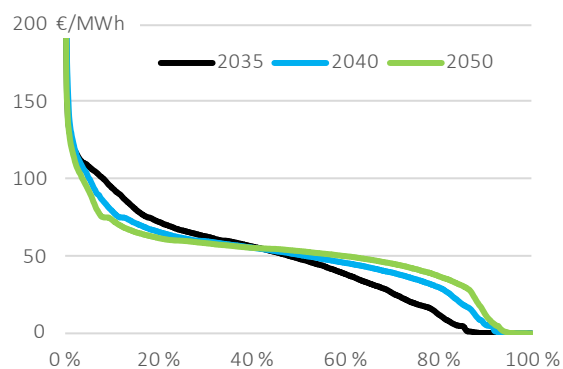


Figur 28: Utvikling i snittpris i Basis i LMA 2024 for Norge, Sverige og Tyskland i 2050. Simuleringene er gjort med 1,4 GW økt havvind på hybrid fra 2035.

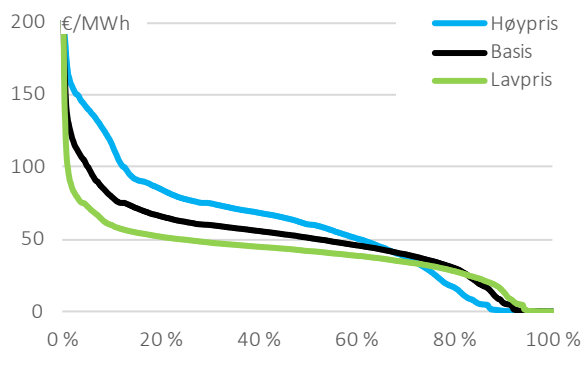


Figur 29: Utviklingen i gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom norske prisområder i LMA 2024, simulert med 1,4 GW økt havvind på hybrid fra 2035.

Prisene i Norge varierer mye med tilsig og prisene i andre land. Utover i tid bidrar også mer uregulerbar produksjon til å trekke opp prisvariasjon i Norge. Dette gir relativt høye gjennomsnittlige prisforskjeller time for time mellom norske prisområder, særlig fram til 2035-40. Etter hvert som planlagte nettforsterkninger kommer i drift, reduseres de gjennomsnittlige prisforskjellene time for time. Figur 29 viser at prisforskjellene mellom NO2 og NO5 reduseres kraftig fra 2030 til 2035 som følge av at planlagte nettforsterkninger nord-sør på Vestlandet kommer i drift til 2035. Ved senere idriftsettelse i nettutbyggingen blir prisforskjellene større og mer langvarige. Hvordan dette spiller sammen med havvind fra Sørvest F drøfter vi nærmere i kapittel 6.



Figur 30: Varighetskurver for prisen i NO2 i Basis LMA 2024.



Figur 31: Priser i NO2 i Basis, Høypris, Lavpris for 2040 i LMA 2024.

Utviklingen i prisvariasjon følger samme trend som på kontinentet og ellers i Norden. Mer nullpris i utlandet mot 2035 drar ned prisene i Norge, samtidig som strammere effektbalanser på kontinentet og Storbritannia trekker prisene opp. Mot 2040 og 2050 gir mer fleksibilitet mer stabile priser i utlandet også en utjevning i Norge. I 2040 og 2050 er både snittprisen og prisvariasjon svært lik i alle de norske prisområdene. Høypris-scenarioet gir høyere prisvariasjon og Lavpris-scenarioet gir mindre variasjon.

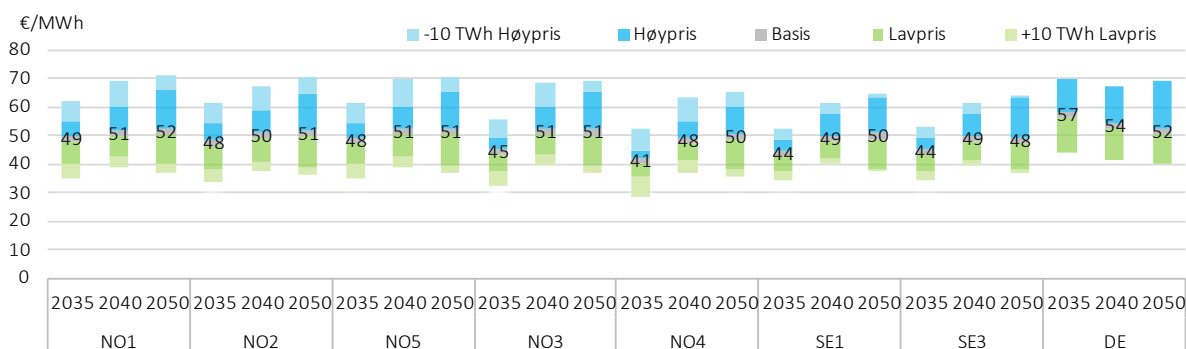
### Utfallsrommet for snittpriser og prisvariasjon følger samme trender som i naboland

Kraftprisene i utlandet og energibalansen i Norge har stor påvirkning og er dermed også sentrale usikkerhetsfaktorer for de norske kraftprisene. Figur 32 viser et utfallsrom for kraftprisen basert på disse faktorene for de norske områdene, Sverige og Tyskland.

Våre to alternative markedsscenarioer for det samlede europeiske markedet, Høypris og Lavpris, gir i utgangspunktet et relevant utfallsrom for norske priser. Scenarioene -10 TWh Høypris og +10 TWh

Lavpris tar i tillegg hensyn til en endret energibalanse i Norge på henholdsvis 10 TWh under- og over Medium. I sum gir dette et samlet utfallsrom for norske kraftpriser på mellom 35 og 70 €/MWh i snitt for et normalår i 2040/50.

Innenfor kortere perioder, men som likevel kan vare i flere år, vil prisene kunne variere mer enn utfallsrommet skissert her. Det henger både sammen med variasjoner i været og andre faktorer som påvirker prisene mer midlertidig i de europeiske markedet.

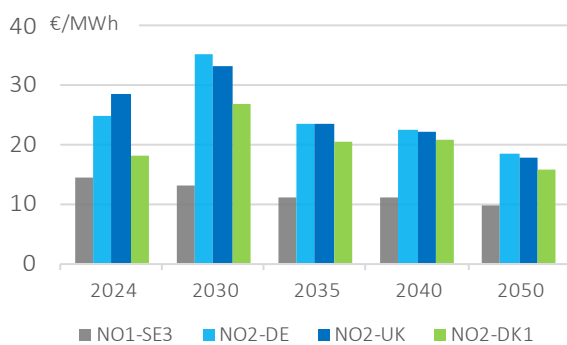


Figur 32: Utfallsrom fra Basis i LMA 2024 gitt av scenarioene Høypris og Lavpris, kombinert med varianter av med pluss og minus 10 TWh i norsk energibalanse.

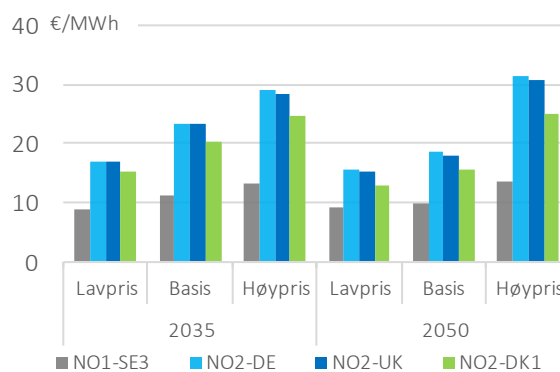
### Høye prisforskjeller time for time mellom Norge og mulige partnerland

Størrelsen på de gjennomsnittlige prisforskjellene time for time mot utlandet har avgjørende betydning for den samfunnsøkonomiske markedsnytten av hybride tilkoblinger av havvind i Sørvest F. Og i Basis holder prisforskjellene seg historisk høye i hele analyseperioden.

Den høye andelen regulerbar vannkraft gjør at den kortsiktige prisvariasjonen holder seg mye lavere i Norge enn i naboland gjennom hele analyseperioden og i alle scenarioer. Samtidig gir svingningene i tilsiget til norsk vannkraft større svingninger i norske snittpriser mellom sesonger og mellom tørre og våte år – enn hva tilfellet er i andre land. Begge disse faktorene bidrar til store gjennomsnittlige prisforskjeller time for time mellom Sør-Norge og mulige partnerland for en hybrid.



Figur 33: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time over alle simulerte værår mellom Norge og naboland i Basis fram mot 2050 i LMA 2024.



Figur 34: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time over alle simulerte værår mellom Norge og naboland i ulike scenario i LMA 2024.

Rundt 2030 er prisforskjellene ekstra høye som følge av at det både er et betydelig overskudd på energibalansen i Norden og samtidig ekstra høy kortsiktig prisvariasjon på kontinentet og i UK. Mellom 2040 og 2050 gir mer forbruk og både mer og billigere fleksibilitet at det blir jevnere priser i våre naboland. Dette demper prisforskjeller til Norge noe. Høypris og Lavpris gir et betydelig utfallsrom for prisforskjellene mellom Norge og andre land. Selv i Lavpris er prisforskjellene på nivå med det historiske snittet fra før energikrisen i 2022.

## 5.8 Utbygging av havvind i Sørvest F forutsetter støtteordninger eller lav nettkostnad

Mye nullpriser og økonomisk støtte i andre land gir svak lønnsomhet også av norsk bunnfast havvind, hvis dette skal være basert på kraftsalg alene. Dette forsterkes av at havvind i Sørvest F har høyere kostnader både på grunn av dypere vann og større avstand til land.

Hvis vi forutsetter at utbyggeren skal betale for hele tilknytningen til land selv, viser våre analyser at det med stor grad av sikkerhet vil være behov for støtte for å gjøre en videre utbygging bedriftsøkonomisk lønnsomt. Dette gjelder også i Høypris-scenariet.

Havvindutbyggerens beslutningsunderlag for investering i en havvindpark vil også inneholde forhold som vi ikke har hensyntatt i vår analyse. Vi ser bl.a. at flere store sluttbrukere av kraft som Amazon, Google, DHL o.l. har kjøpt andeler i havvindparker i Nordsjøen eller inngått PPAer<sup>27</sup> med kjøp av kraft over lange perioder. Siden grønn strøm kan gi merverdi for flere sluttbrukere kan slike avtaler bli inngått av strategiske grunner til priser over det vi ser i spotmarkedet. Tilsvarende ser vi at flere petroleumsselskaper som Total og BP har vunnet flere kontrakter i Tyskland for utbygging av havvind på nivåer som ligger høyere enn våre anslag skulle tilsi.

Vi drøfter nærmere den prissatte samfunnsøkonomiske lønnsomheten av havvind i Sørvest F i kapittel 9.2. I kapittel 10 klargjør vi mer rundt hvordan den bedriftsøkonomiske lønnsomheten for havvindaktøren påvirkes med hybrid eller radial under ulike forutsetninger om kostnader og risiko.

## 5.9 Samme hovedretning for kraftsystemet i LMA24 som i LMA22

Hovedbildet for utviklingen i kraftsystemet er i stor grad det samme som i forrige LMA fra 2022. De største endringene siden sist er:

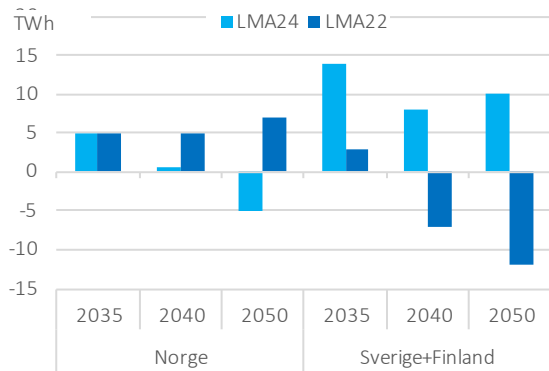
- Forbruksveksten kommer senere både i Norge og i resten av Europa. I årets LMA er mer av veksten mellom 2040 og 2050, mens det sist kom mer vekst mellom 2030 og 2040. Høyere teknologikostnader gjør at spesielt det fleksible forbruket fra hydrogen er skjøvet ut i tid.
- Vi har generelt mer vekst i solkraft enn havvind i hele Europa, i installert effekt.
- I Basis har vi nullpriser i en større andel av tiden på kontinentet og i UK på 2030- og 2040-tallet, enn i forrige LMA. Dette gir større prisforskjeller mellom Norge og utlandet.
- Veksten i nordisk forbruk og produksjon er nedskalert med over 100 TWh. Lavere forbruksvekst gjør at overskuddet i Norden holder seg høyere lengre ut i tid i årets LMA.

I sum innebærer disse endringene at prisforskjellene mellom Norge og utlandet holder seg høyere lengre ut i tid i LMA 2024 enn i LMA 2022. Dette gir høyere markedsnytte av kraftutveksling med en hybrid i 2040 og 2050, enn i forrige analyse. Samtidig bidrar et større nordisk overskudd på energibalansen til å dempe markedsnyttene av mer havvind i Norge. Sentrale forskjeller er oppsummert i figur 35-38.

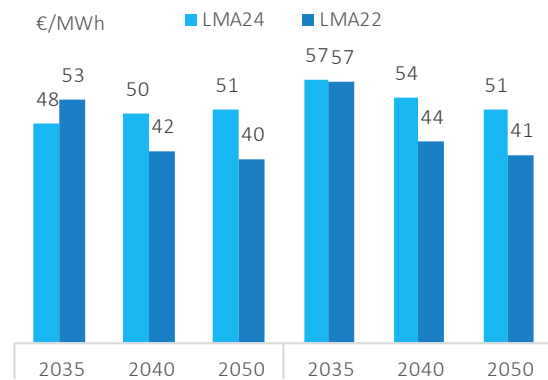
---

<sup>27</sup> Power Purchase Agreements, langsiktige kjøpsavtaler for kraft

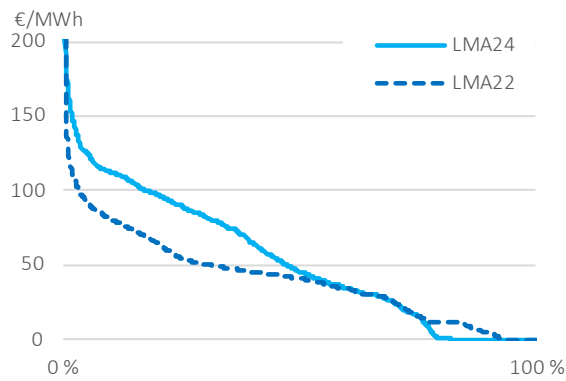




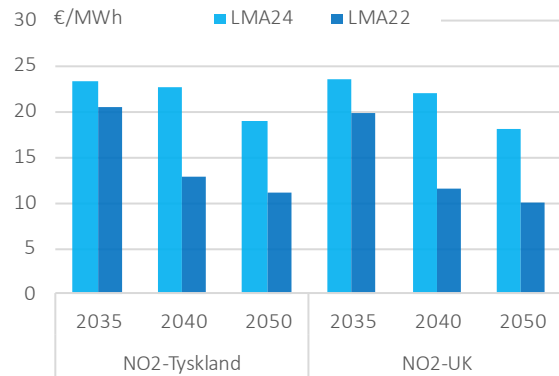
Figur 35: Energibalanse i Norge, og Sverige og Finland, i LMA24 Medium og LMA22 Medium.



Figur 36: Snittpris i 2035 og 2040 i LMA24 Basis og LMA22 Basis.



Figur 37: Varighetskurve for tysk pris i 2040 i LMA24 Basis og LMA22 Basis.



Figur 38: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell NO2-Tyskland og NO2-UK i LMA24 Basis og LMA22 Basis.

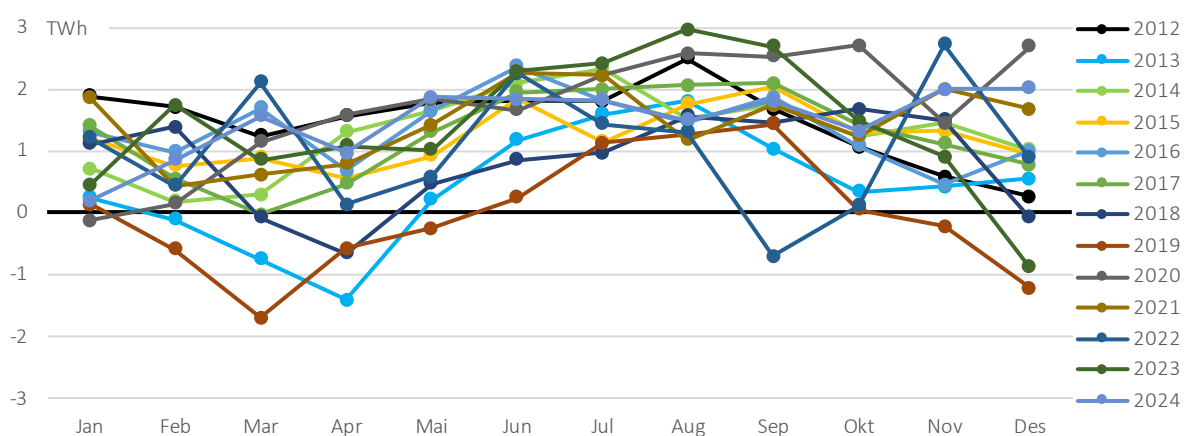
## 6 Kraftsystemet på land og samspillet med havvind

I dette kapitlet viser vi hvordan mer havvind på Sørlandet påvirker flyt og flaskehals i de sentrale transportkorridorene, både ved tilknytning med radial og hybrid. Vi vurderer også hvordan mer havvind på radial eller hybrid påvirker forsyningssikkerhet og eventuelle stabilitetsutfordringer relatert til mer omformerkapasitet tilknyttet nettet på Sørlandet.

### 6.1 Økt utvekslingskapasitet gir mer utveksling, men påvirker ikke samlet nettoeksport

Norge har nesten 100 prosent fornybar kraftproduksjon, og den norske kraftproduksjonen er bestemt av været. Vind, sol og uregulert vannkraft produserer i takt med været her og nå. Vannkraftverk med magasin kan lagre vannet en periode, men over ett til to år er også den samlede energiproduksjonen fra norsk vannkraft bestemt av været. Kombinert med store svingninger i tilsiget gir dette et stort behov for, og høy lønnsomhet av utveksling med andre land. Norge har derfor bygget mange mellomlandsforbindelser. Dette gjør det mulig å selge overskudd i perioder der det er mer produksjon enn forbruk, og motsatt.

Mer produksjon enn forbruk, og dermed overskudd på den gjennomsnittlige energibalansen, gir nettoeksport i de fleste år. Som vist i Figur 39 er nettoeksporten størst på sommeren da Norge har mye uregulert produksjon som ikke kan lagres og samtidig lavt forbruk. På vinteren i ekstra tørre år har det vært nettoimport. Med en norsk gjennomsnittlig energibalanse rundt null – slik vi har i våre scenarier fra 2030 til 2050 – vil det være mindre nettoeksport og mer nettoimport.



Figur 39: Samlet nettoutveksling per måned mellom Norge og våre naboland siste 12 år. Den norske energibalansen i et normalår har styrket seg i denne perioden.

Den samlede nettoutvekslingen med våre naboland er over tid lik differansen mellom norsk produksjon og forbruk. Denne differansen utgjør den norske gjennomsnittlige energibalansen, som vi beregner ut fra gjennomsnittet over mange historiske værår. For tiden har Norge et overskudd på 15-20 TWh i gjennomsnitt i et normalår. Dette innebærer at den samlede energiproduksjonen i snitt over mange værår er omtrent 15-20 TWh større enn forbruket målt over året.

Hvis vi bygger ut mer utvekslingskapasitet, eksempelvis via en hybrid tilkobling av havvind i Sørvest F, gir ikke dette i seg selv noen endring i den samlede nettoutvekslingen og energibalansen. Imidlertid vil mer havvind øke produksjonen og energibalansen i Norge. Havvind via en hybrid vil dermed både gi økt produksjon og økt utvekslingskapasitet.

Større utvekslingskapasitet gjør det mulig å selge mer kraft på kortere tid når prisene er høye, og importere mer raskt når det er lave priser i naboland. Det blir også større mulighet til å selge til de landene som har høyest pris og motsatt. Mer utvekslingskapasitet gir dermed en omfordeling av utvekslingen på de ulike mellomlandsforbindelsene – typisk med mer nettoeksport til land som har

høyere priser i snitt og mer import fra land som har lavere. Samlet sett bidrar økt utvekslingskapasitet til at Norge i større grad selger dyrere kraft enn vi kjøper. I kapittel 8 forklarer vi nærmere hvordan dette gir samfunnsøkonomisk nytte.

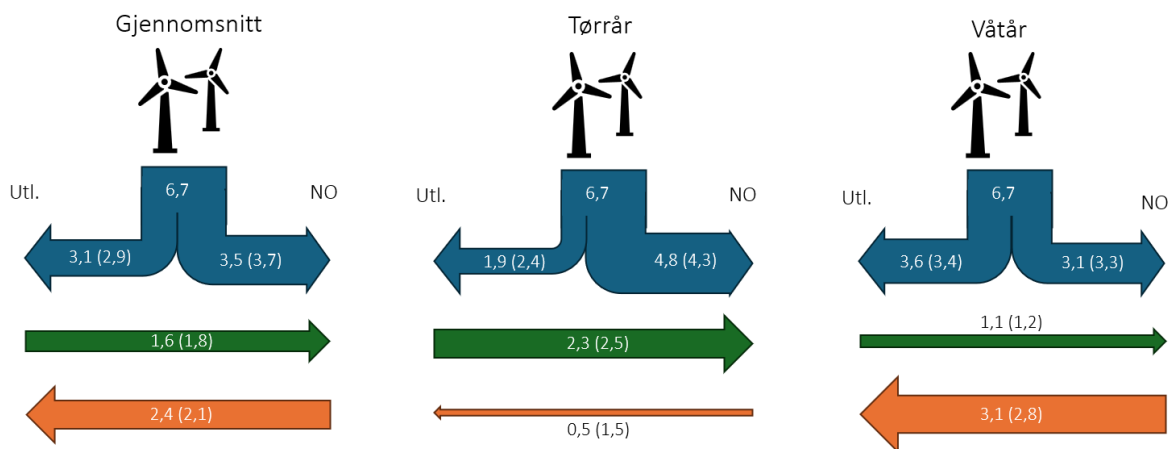
## 6.2 Ved energibalanse flyter noe mer av havvinden mot Norge ved en hybrid utbygging

Ved en radiell tilkobling av havvind i Sørvest F vil hele produksjonen på 6,7 TWh i et normalår, sendes inn til det norske kraftsystemet og kraftmarkedet. Alt annet likt betyr det at energibalansen i Norge øker tilsvarende vindkraftproduksjonen. I mange timer vil dette erstatte import eller vannkraftproduksjon og slik sett gå direkte til norsk forbruk. Det vil imidlertid også være mange timer der produksjonen fra Sørvest F medfører en tilsvarende økning av eksporten på andre forbindelser.

Den gjennomsnittlige energibalansen i Norge har mye å si for om havvinden fra Sørvest F går til eksport eller blir brukt i Norge. Ved underskudd på energibalansen vil havvinden i større grad gå til Norge mens et overskudd gir motsatt effekt. Av samme årsak er det også store svingninger mellom år med mye og lite tilsig til norsk vannkraft.

I våre basisdatasett tar vi utgangspunkt i et underskudd på ca. 6-7 TWh i et normalår før havvind i Sørvest F knyttes til. Det betyr at når 1,4 GW havvind knyttes til får Norge tilnærmet energibalanse i et normalår. Ved tilknytning av 2,8 GW havvind, som tilsvarer rundt 13 TWh, blir energibalansen rundt 6 TWh i et normalår, noe som gir 6 TWh nettoeksport.

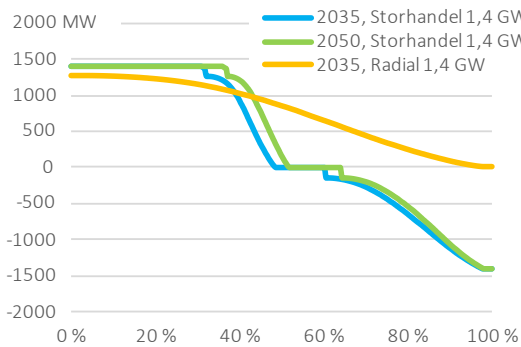
Med hybrid vil vindkraftproduksjonen gå til begge land i tillegg til at forbindelsen vil brukes til å utveksle kraft mellom de to systemene på land. Sammenlignet med flyten på en radial betyr det at det blir flere timer med full import til Norge, men også at det blir perioder med flyt fra Norge til Tyskland via hybrid.



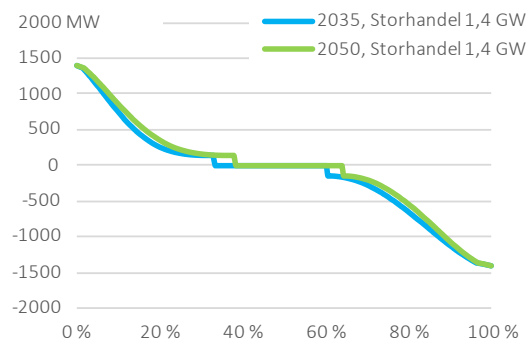
Figur 40: Illustrasjon av kraftflyt gjennom året (TWh) med 1,4 GW Storhandel i 2035 og 2050 (tall i parentes) i Basis, som snitt av alle værår – og i et tørrår og et våtår. Blå piler viser flytretningen til havvindproduksjonen, mens grønne og oransje piler viser utvekslingen på hybridens tilgjengelige utvekslingskapasitet.

I Basis hvor vi har norsk energibalanse rundt null så flyter i gjennomsnitt noe mer av havvindproduksjonen til Norge for Storhandel med 1,4 GW vind, som vist i Figur 40. Årsaken er at det er en sterk korrelasjon mellom havvindproduksjonen i Sørvest F og fornybarproduksjon på kontinentet, med tilhørende lave priser. Når det er mye produksjon i Sørvest F i simuleringene er det i snitt høyere kraftpriser i Norge enn i landet vi har knyttet oss til med en hybrid. Dermed går i snitt noe mer av produksjonen fra Sørvest F til Norge. Samtidig går kraftflyten på den tilgjengelige utvekslingskapasiteten noe mer mot utlandet i Basis. I 2035 går det samlet sett noe mer til utlandet fordi det er et overskudd i Sverige og Finland. I 2050 er nettoflyten noe større mot Norge fordi balansen i Sverige og Finland svekkes.

Energibalansen i Norge og Norden har mye å si for hvilken vei kraften går på en hybrid. I tørrår eller ved underskudd på norsk energibalanse vil enda mer av havvindproduksjonen flyte mot Norge, da prisene i Norge vil oftere være høyere enn i utlandet. I våtår eller ved overskudd på normalårsbalansen i Norge vil vindkraftproduksjonen flyte mest mot utlandet.

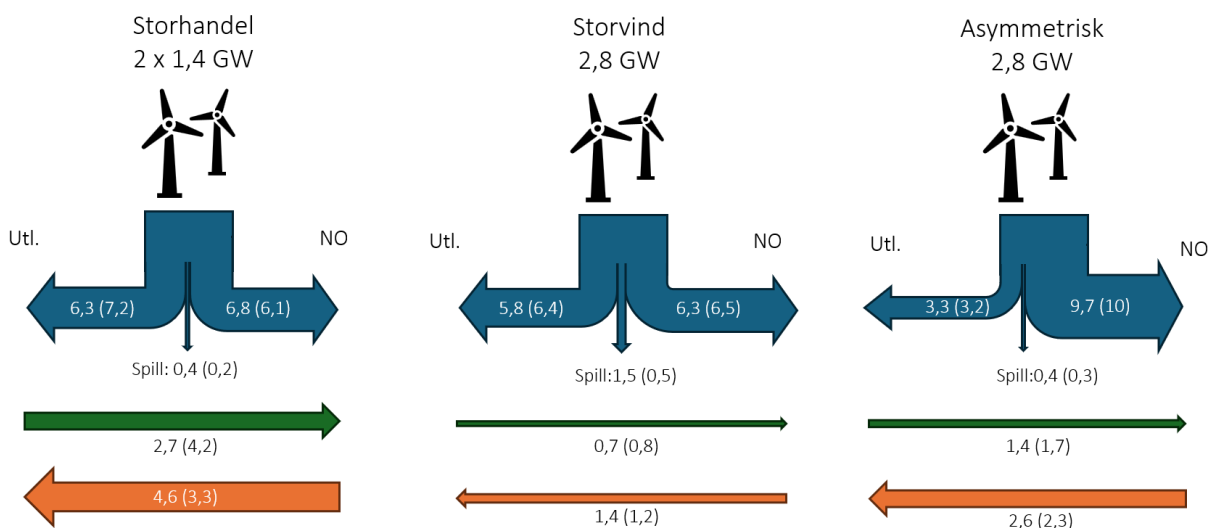


Figur 41: Varighetskurve for kraftflyt fra Sørvest F til Norge i 2035 og 2050 med Radial og Storhandel. Samlet kraftflyt inkluderer havvindproduksjonen og utvekslingen av kraft på en hybrid. Timene med null i flyt er timer hvor hybridene og NO2 har lik pris.

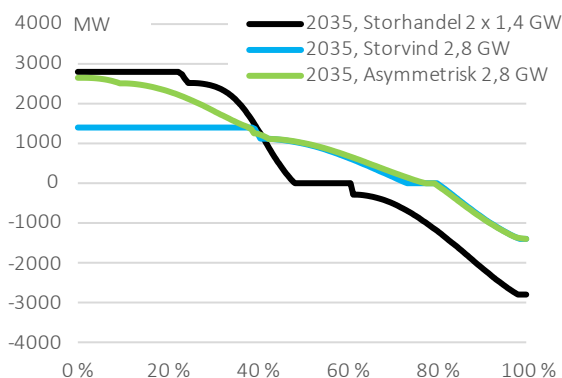


Figur 42: Varighetskurve for utveksling fra Norge til utlandet for 1,4 GW Storhandel i 2035 og 2050. Utveksling er flyten mellom land på en hybrid som ikke er vindkraftproduksjon. Timene med null i flyt er timer hvor vindkraftproduksjonen fyller opp utvekslingskapasiteten eller hvor NO2 og utlandet har lik pris.

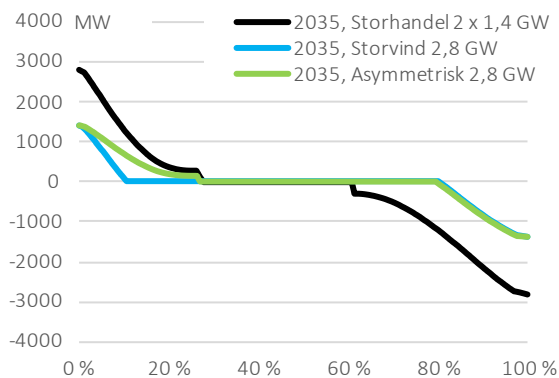
Med Storvind hvor det er 2,8 GW havvind fyller havvindproduksjonen ofte opp mye av kapasiteten til land. Det er dermed relativt lite kapasitet tilgjengelig for utveksling mellom systemene. Flyten fra hybridene til Norge blir derfor ganske sammenliknbar med en 1,4 GW radial når det er rundt energibalanse i Norge. Sammenligner vi 2,8 GW Storvind med 2,8 GW Storhandel vil Storhandel ha større nettoflyt mot Norge ved underskudd på energibalansen, men ved overskudd vil det være motsatt. Asymmetrisk er hybridkonseptet som gir mest havvindproduksjon mot Norge, da overføringskapasiteten mot utlandet er halvparten av kapasiteten mot Norge.



Figur 43: Illustrasjon av kraftflyt gjennom året (TWh) med ulike hybridkonseptene for tilknytning av 2,8 GW havvind i 2035 og 2050 (tall i parentes) i Basis, som snitt av alle værår. Blå piler viser flytretningen til havvindproduksjonen, mens grønne og oransje piler viser utvekslingen på hybridens tilgjengelige utvekslingskapasitet.



Figur 44: Varighetskurve for kraftflyt fra Sørvest F til Norge med ulike hybridkonsept med 2,8 GW havvind. Samlet kraftflyt inkluderer havvindproduksjonen og utvekslingen av kraft på en hybrid.



Figur 45: Varighetskurve for utveksling fra Norge til utlandet i ulike hybridkonsept. Utveksling er flyten mellom land på en hybrid som ikke er vindkraftproduksjon.

### 6.3 Økt overføring fra Sørvest F på 2,8 GW inn til Sørlandet er trolig mulig i planlagt nett<sup>28</sup>

Statnett har tidligere dokumentert hvordan mer havvind fra Sørvest F gir større kraftflyt og økt behov for nett på land i Norge<sup>29</sup>. I denne studien har vi sett på dette på nytt med oppdaterte datasett. Det første utbyggingstrinnet på 1,4 GW, som nå bygges av Ventyr, ligger inne som en forutsetning i alle simuleringene vi refererer til her. Vår oppdaterte analyse gir de samme hovedpunktene som i tidligere analyser:

- Tilknytning av 1,4 GW til Sørlandet utover trinn 1, gir større flyt, men lite ekstra flaskehals gitt planlagte nettførsterkninger.
- Ved tilknytning av 2,8 GW får vi endel økte flaskehals internt i Sør-Norge med planlagt nett. Dette gjelder særlig før planlagt fornyelse av 300 kV-nettet øst for Sauda er gjennomført.
- Det blir større flyt og nettbehov både med radiell og hybrid tilkobling. Hybrid gir noe større flaskehals siden hybrid gir mer vedvarende høy flyt, både sørover og nordover.
- Simuleringene viser at flaskehalsene blir håndtert effektivt gjennom markedet. Konsekvensene blir prisforskjeller og dermed økte flaskehalskostnader.

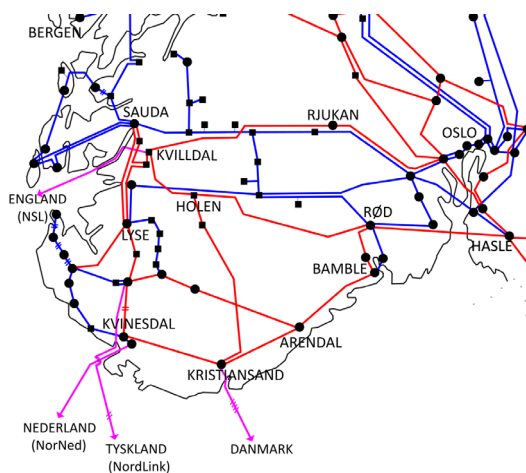
Det er etter vår vurdering tilstrekkelig overføringskapasitet i planlagt nett til at vi kan knytte til 2 x 1,4 GW-forbindelser med havvind på Sørlandet. Dette forutsetter imidlertid at det er en aksept for at det i perioder er en viss grad av interne flaskehals – særlig når ledningene er ute til revisjon på sommeren. Mer enn 2,8 GW i samlet tilknyttet kapasitet vil etter vår vurdering gi for store flaskehals og er ikke noe vi vil anbefale uten nærmere nettanalyser og planlegging.

#### Planlagte nettførsterkninger vil gi større overføringskapasitet i hele Sør-Norge

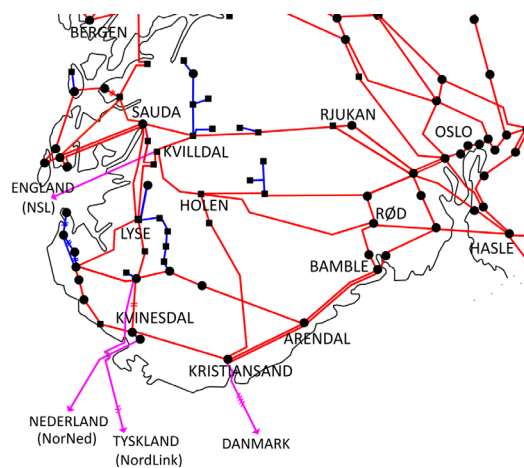
Statnett planlegger å forsterke nettet i hele Sør-Norge. De viktigste forsterkningene for havvind fra Sørvest F er forsterkningene mellom Sogndal og Sauda på Vestlandet og mellom Kristiansand og Oslo på Sør- og Østlandet. I tillegg er restrukturering og oppgradering av 300 kV-nett mellom Sauda, Lyse og Østlandet til 420 kV sentralt.

<sup>28</sup> Det planlagte "målnettet" dokumentert i Statnetts [Systemutviklingsplan](#) og [områdeplaner](#)

<sup>29</sup> Statnett (2023) *Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet*. Statnett (2024) *KVU Østre korridor*.



Figur 46: Oversikt over **dagens nett** i Sør-Norge. Rødt er 420 kV mens blått er 300 kV.



Figur 47: Skisse over **planlagt nett**. Den konkrete løsningen for oppgradering og restrukturering av 300 kV-nettet i området mellom Sauda, Lyse og Østlandet er ennå ikke helt klargjort. Skissen viser en variant.

I denne analysen forutsetter vi at forsterkningene nord-sør på Vestlandet er satt i drift til 2035 og en mindre del av forsterkningene øst for Sauda<sup>30</sup>. Det samme gjelder planlagte utbygginger mellom Kristiansand og Oslo. En nærmere beskrivelse av hvilke nettførsterkninger vi har forutsatt til ulike stadier er gitt i vedlegg V1.

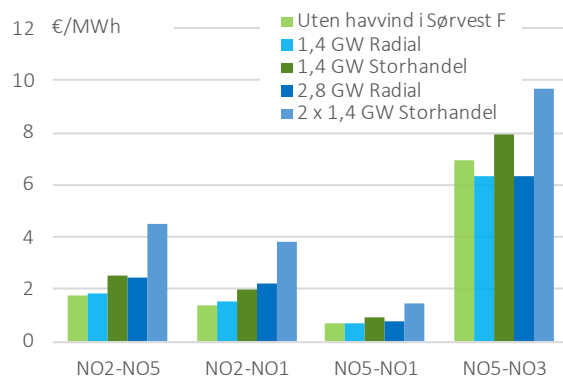
### Mer havvind gir økt flyt og etter hvert større flaskehals og prisforskjeller

Vi har her antatt at første trinn av utbyggingen av Sørlege Nordsjø, i regi av Ventyr, er knyttet til i Kviteseid og inngår i vår Basis. Når vi i tillegg simulerer med 1,4 GW havvind på radial knyttet til i Kristiansand, øker flyten mest mellom Kristiansand, Grenland og Oslo, samt mellom kysten av Sørlandet mot Sauda og videre nordover på Vestlandet. Selv om flyten øker, får vi relativt små flaskehals på disse strekningene med planlagt nett i 2035 og utover.

Når vi øker til 2,8 GW havvind på radial, tilknyttet Kristiansand og Ertsmyra, øker flaskehalsene noe og da særlig i den vestre transportkanalen mellom Sørlandet og Sauda. Dersom hele volumet på 2,8 GW havvind tilknyttes Kristiansand eller Arendal, så ville flaskehalsene økt mest i den østre transportkorridoren. Dette avhenger også av hvor stor forbruksveksten blir og hvor forbruket blir etablert.

Det blir høyere flyt og mer flaskehals med hybrid enn med radial for samme volum tilknyttet havvind. Ved høy vindkraftproduksjon og stor flyt nordover er det liten forskjell mellom radial og hybrid. Flyten med hybrid er imidlertid mer vedvarende høy siden hybrid også gir import når det ikke er full produksjon av vind i Sørvest F. Ved flyt sørover er det større forskjell. Den høyeste flyten sørover oppstår i timer med lite vind og lavere priser i Norge. Da vil hybridene fylles opp med eksport fra Norge i mange timer. Dette vil ha samme effekt som eksport på en direkteforbindelse. Om sommeren er det også flere utkoblinger og revisjoner som senker nettkapasiteten. Dette gir større forskjell mellom flaskehalsene med en radial enn med en hybrid, enn det våre simuleringer med intakt nett viser. Av de ulike hybridkonseptene gir Storhandel mest flyt. 2,8 GW Storvind gir bare noe økt flyt sammenlignet med radial.

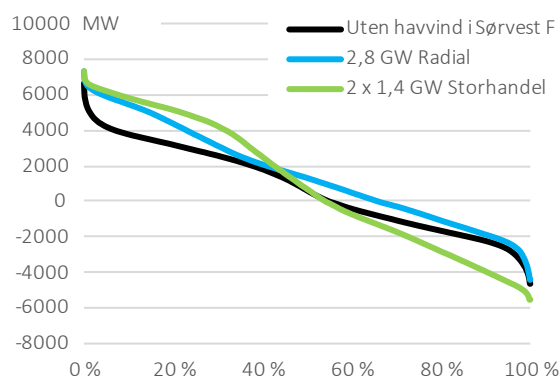
<sup>30</sup> Oppgradering av Sauda-Nesflaten til 420 kV og kobling av Kvilldal – Rjukan innom Nesflaten.



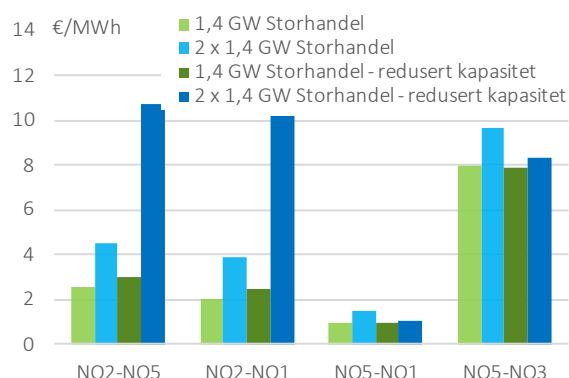
Figur 48: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i ulike konsept med/uten 1,4 og 2,8 GW havvind i Basis 2035. I alle simuleringene er det første trinnet med 1,4 GW i regi av Ventyr også lagt inn.

Med 2,8 GW havvind tilknyttet med hybrid, i tillegg til Ventyr på 1,4 GW, får vi flyt opp mot 7500 MW nordover på Sørlandet. Flyten sørover er noe mindre, og kommer opp i ca. 6000 MW. Den økte flyten gir flere timer med flaskehals og dermed større timevise prisforskjeller i simuleringene (se Figur 60 i kapittel 7.2 forskjell i snittpris gjennom året). Samtidig undervurderes flaskehalsene i simuleringene. En grunn er at overføringskapasiteten i nettet i perioder vil være lavere på grunn av utkoblinger. De reelle overføringsgrensene i det planlagte nettet vil trolig også være mer konservative enn det vi har fanget opp i denne analysen. I tillegg underdriver våre simuleringer prisforskjellene av en flaskehals da de har for like vannverdier i vannkraften i Norge. Dette tilsier at det i perioder kan bli betydelige flaskehals og prisforskjeller time for time i snitt.

Flaskehalsene blir betydelig større om planlagte nettforsterkninger blir forsinket. For å illustrere dette har vi simulert en variant med redusert kapasitet i nettet internt i Sør-Norge i varianten med 2xStorhandel. Dette øker prisforskjellene mellom områdene i Sør-Norge vesentlig (Figur 50)



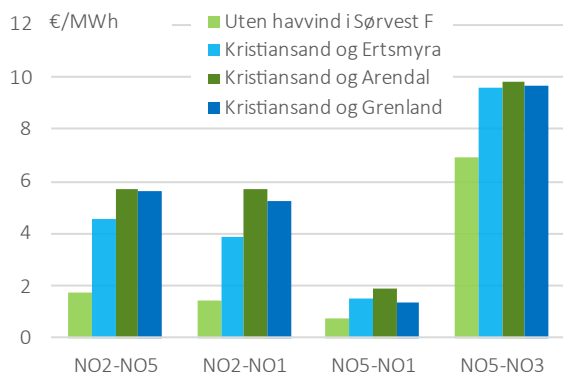
Figur 49: Varighetskurve for kraftflyt fra sør til nord på Sørlandet.



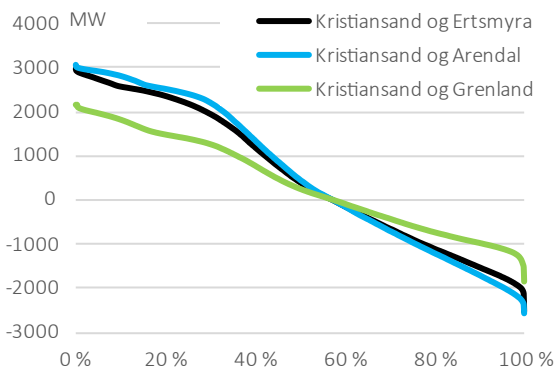
Figur 50: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell med redusert kapasitet nord-sør i 2035 – for å illustrere en mulig effekt av forsinket nettutbygging.

### Å spre tilknytningen av havvinden demper flaskehalsene og reduserer prisforskjellene

Hvis det skal bygges ut 2,8 GW havvind med 2,8 GW kapasitet til land i Norge er det trolig hensiktsmessig å spre tilknytningen geografisk. Flaskehalsene rundt tilknytningspunktene blir større hvis for eksempel begge havvindparkene enten knyttes til i vestre korridor eller østre korridor. I vår Basis er den ene havvindparken knyttet til Ertsmyra og den andre til Kristiansand. Vi har også testet tilknytning av en av vindparkene i Grenlandsområdet. Dette avlaster flyten i begge retninger på Sørlandet mye, spesielt i østre korridor. Tilknytning til Grenlandsområdet vil ha større investeringskostnader.



Figur 51: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i 2035 med ulik fordeling av havvinden med en 2,8 GW Storhandel. Tilknytning i Kristiansand og Ertsmyra er vår Basis.



Figur 52: Varighetskurve for kraftflyt fra Arendal til Bamble i 2035.

### Flaskehalsene håndteres effektivt av markedet – men gir lavere samfunnsøkonomisk nytte

Våre modellsimuleringer viser tydelig at de interne flaskehalsene blir håndtert effektivt med budområder og flytbasert markedskobling. I alle simulerte case klarer modellen relativt enkelt å endre produksjonsfordelingen i Norge og utvekslingen mot utlandet slik at flyten holdes innenfor grensene for sikker drift. Gitt dette, vil ikke periodene med interne flaskehals ha noen merkbar negativ innvirkning på Statnetts evne til å opprettholde sikker drift av kraftsystemet.

Med innføringen av flytbasert markedskobling i 2024 inngår nå også mellomlandsforbindelsene fra NO2 i markedskoblingen på lik linje med vekselstrømnettet på land, såkalt "advanced market hybrid coupling"<sup>31</sup>. Våre simuleringer viser at dette gir en særlig effektiv håndtering av flaskehalsene som oppstår nærme mellomlandsforbindelsene. I praksis reduseres flyten på mellomlandsforbindelsene slik at flyten i det norske nettet holdes innenfor sikre grenser.

Flaskehalsene som oppstår i nettet på land gjør at det oppstår flaskehalskostnader gjennom at utvekslingen med utlandet blir mindre optimalt utnyttet. Et eksempel er at ved flaskehals nordover må man dekke deler av forbruket nord for flaskehalsene med vann i magasinkraftverk, istedenfor vindkraft eller import fra Europa med lavere kostnader. I tillegg vil det redusere verdien av havvinden som bygges ut, uavhengig av om denne er på radial eller hybrid.

### Det er trolig nok overføringskapasitet i planlagt nett til to hybrider og reinvestering av SK12

I Basis har vi lagt til grunn at de to eldste kablene til Danmark blir reinvestert med dagens kapasitet. Selv om det blir en del flaskehals i perioder er det etter vår vurdering tilstrekkelig overføringskapasitet i det planlagte nettet til både reinvestering av Skagerrak 1 og 2 (SK12) og tilkobling av inntil 2,8 GW fra Sørvest F på radial eller hybrid.

### 6.4 Mer havvind og større utvekslingskapasitet gir litt bedre energisikkerhet

Slik det norske kraftsystemet og -markedet er i dag, er Norge avhengig av å ha høy nok utvekslingskapasitet med andre land til å opprettholde energisikkerheten. Ved en utvikling der vi har en svakere gjennomsnittlig energibalanse, vil det bli høy import i år med lite tilsig. I en situasjon der det av ulike årsaker er redusert kapasitet på en eller flere mellomlandsforbindelser, kan dette gi en krevende energisituasjon.

Mer havvindproduksjon til Norge styrker den norske energibalansen og dermed også energisikkerheten isolert sett. Dette gjelder både ved radial og hybrid. Samtidig vil lavere kraftpriser

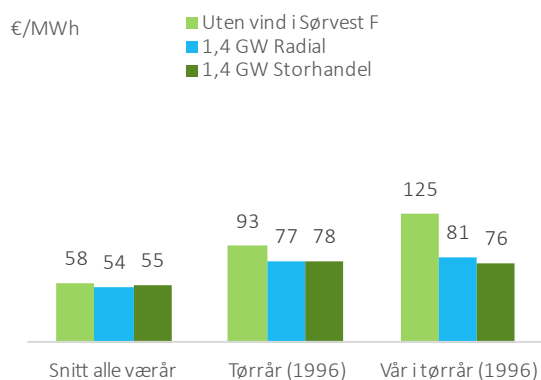
<sup>31</sup> Dette gjelder innenfor EUs indre marked, dvs. alle forbindelsene til og fra Norge utenom NSL til Storbritannia.



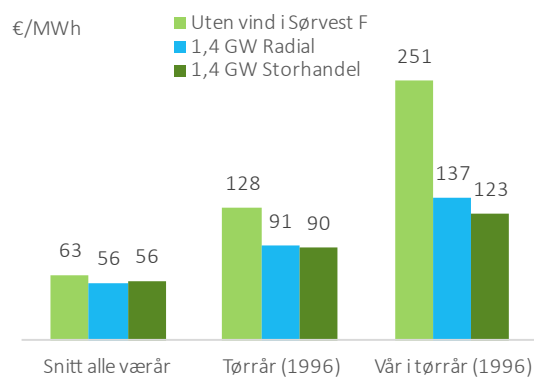
gjøre at det blir etablert mer forbruk. Dette vil virke motsatt. Mer utvekslingskapasitet gjennom en hybrid bidrar i tillegg til at vi får en mer robust kapasitet for import i tørre år.

Dagens overføringskapasitet til andre land gir god energisikkerhet. Mer havvind og utvekslingskapasitet gjennom en hybrid fra Sørvest F vil derfor ha liten virkning på energisikkerheten. Dette forutsetter imidlertid at vi opprettholder kapasiteten på de øvrige mellomlandsforbindelsene.

I våre simuleringer av 2050 i en situasjon med 10 TWh underskudd på norsk energibalanse, gir en 1,4 GW Storhandel noe lavere snittpriser i Sør-Norge når det er på det aller strammeste i et tørt år, som våren 1996, som vist i Figur 53. Dette da utvekslingskapasiteten med en hybrid gir mulighet for import. I en situasjon med lavere kapasitet på øvrige mellomlandsforbindelser, forsterkes denne effekten ytterligere. Figur 54 viser en situasjon hvor vi har redusert utvekslingskapasiteten mot utlandet med 1200 MW i 2050. I dette tilfellet gir 1,4 GW Storhandel en reduksjon i norsk kraftpris fra 137 €/MWh til 123 €/MWh, sammenlignet med radial. Uten havvind blir kraftprisen i denne situasjonen rundt 250 €/MWh i våre simuleringer. Dette er imidlertid en så stram situasjon at det er trolig at forbruk vil koble ut på pris før dette, slik at prisene i virkeligheten ikke ville blitt så høye.



Figur 53: Gjennomsnittlig kraftpris med og uten 1,4 GW havvind med ulike nettkonsepter i 2050 med 10 TWh underskudd på norsk energibalanse



Figur 54: Gjennomsnittlig kraftpris med og uten 1,4 GW havvind med ulike nettkonsepter i 2050 med 10 TWh underskudd på norsk energibalanse og med 1200 MW redusert utvekslingskapasitet mot utlandet på øvrige mellomlandsforbindelser

## 6.5 Flere HVDC-forbindelser til Sørlandet utfordrer systemstabiliteten

Kraftsystemet er dimensjonert for å tåle bortfall av maksimalt 1,4 GW og blir bygget og driftet slik at det er lav sannsynlighet for at vanlige driftsforstyrrelser (N-1) fører til større bortfall av effekt. I de tre nabostasjonene Kristiansand, Kvinesdal og Ertsmyra er det i dag i sum tilknyttet 3,8 GW HVDC. Med første trinn på 1,4 GW fra Sørlege Nordsjø II som er planlagt tilknyttet i Kvinesdal øker summen til 5,2 GW. Med ytterligere 2,8 GW inn fra Sørvest F til dette området vil totalen komme opp i 8 GW. Så stor innmating av kraft fra HVDC i en liten del av nettet er det ikke andre steder i Norden. Konsekvensene av ekstraordinære hendelser og komplekse driftsforstyrrelser i området kan derfor bli bortfall av flere tusen MW, med mulig stor påvirkning på hele Norden. Statnett må avklare om denne risikoen er akseptabel, og vurdere mulige tiltak for å håndtere dette.

Planlagte nettforsterkninger reduserer de elektriske avstandene i transmisjonsnettet. Dette gir økt kortslutningsytelse<sup>32</sup> i nettet, og reduserer sannsynligheten for ustabilitet med opphav i HVDC eller andre omformeranlegg. Her vil særlig de planlagte forsterkningene i Østre korridor bidra positivt. Risikoen for ustabilitet vil imidlertid øke når flere omformere tilknyttes elektrisk nært hverandre, siden

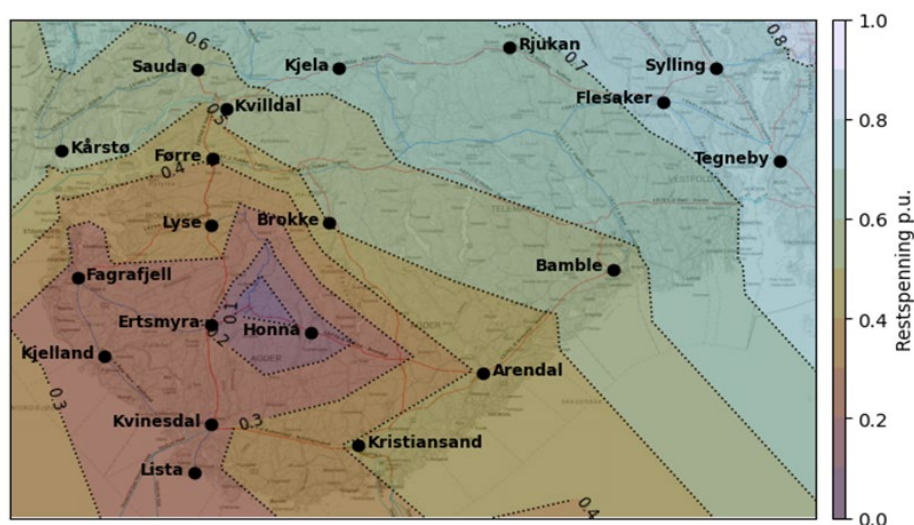
<sup>32</sup> Kortslutningsytelse beskriver strømmen som vil flyte mot feilstedet ved en metallisk trefaset kortslutning, og er uttrykk for hvor motstandsdyktig nettspenningens størrelse og sinusform er mot ytre påvirkning.

omformerne da i praksis må dele på kortslutningsytelsen. Med tilknytning av flere store HVDC-anlegg på et lite område på Sørlandet kan dette bli en utfordring.

En spenningsdipp er en kortvarig reduksjon av spenningen i nettet, oftest som følge av en driftsforstyrrelse (kortslutning). Et flertall av driftsforstyrrelsene er værrelaterte og forbigående, for eksempel som følge av sterk vind eller lynnedslag. Korte elektriske avstander i transmisjonsnettet gjør at spenningsdipper får større utbredelse i nettet. Hvis vi i tillegg bygger mange HVDC-anlegg omtrent på samme sted vil dette gjøre at en spenningsdipp kan berøre mange HVDC-anlegg samtidig.

Avhengig av hvor dypt spenningen faller og hvor lenge den varer, vil en spenningsdipp på terminalene til et HVDC-anlegg medføre reduksjon eller avbrudd i kraftutvekslingen via HVDC-forbindelsen. Hvis spenningsdippen berører mange HVDC-anlegg samtidig, kan det medføre kortvarige (mindre enn ett sekund) flytendringer i nettet på land på flere tusen MW. Ved vanlige enkeltstående feil viser våre foreløpige beregninger at dette vil kunne håndteres, og at situasjonen raskt stabiliseres. Samtidig er det en viss risiko for at det kan oppstå uønskede interaksjoner mellom de tilkoblede anleggene og at anlegg kobler helt ut.

Spredning av ilandføringspunktene for havvind vil være gunstig med hensyn til stabilitetsforholdene i nettet. Større elektrisk avstand mellom anleggene gir både bedre forutsetninger for stabil drift av omformerne, og gjør at spenningsdipper i mindre grad rammer flere anlegg samtidig. Figur 55 illustrerer hvordan en forbigående kortslutning nær Fjotland stasjon kan gi spenningsdipp med stor utstrekning i nettet, og berøre mange av de eksisterende HVDC-anleggene, hvis det ikke implementeres avbøtende tiltak. En eventuell tilknytning av havvind til Bamble eller andre stasjoner i Grenlandsområdet vil i mindre grad bli berørt.



Figur 55: Isokurvene viser dybden på en spenningsdipp i et gitt scenario, ved en trefaset kortslutning mellom Ertsmyra og Honna uten avbøtende tiltak.

For stabiliteten i nettet er det viktig at vi utnytter de tekniske mulighetene som ligger i eksisterende HVDC-anlegg, og at vi stiller hensiktsmessige krav til ny HVDC for tilknytning av havvind. Statnetts eksisterende HVDC-baserte mellomlandsforbindelser er av ulik alder og teknologi, med dertil varierende tekniske egenskaper<sup>33</sup>. Gode systemanalyser av samspillet mellom HVDC-anleggene er viktig for å sikre systemstabiliteten.

<sup>33</sup> De nye HVDC-forbindelsene til Danmark (Skagerak 4), Tyskland (NordLink) og Storbritannia (NSL), er bygget med en annerledes og mer moderne teknologi enn de eldre forbindelsene til Nederland (NorNed) og Danmark (Skagerak 1, 2 og 3). Den nye teknologien gir bedre egenskaper med hensyn til å motstå spenningsdipper og andre forstyrrelser i nettspenningen.

Dersom tiltak viser seg nødvendig med tanke på stabil drift av omformerne, er et teknisk alternativ å installere dedikerte fasekompensatorer som tilfører kortslutningsytelse på egnede steder i nettet. Vi har gjennomført forenklede beregninger<sup>34</sup> som viser at virkningen av 3 GW havvind fra Sørvest F (i tillegg til 1,4 GW tilknyttet i fase 1) omtrent kan utlignes ved å installere fire stk. 250 MVA fasekompensatorer ved tilknytningspunktene i nettet på land. Installasjon av fasekompensatorer har imidlertid begrenset virkning på dybden og spredningen av spenningsdipper. Kostnaden for etablering av én 250 MVA fasekompensator er i størrelsen 90 mill. euro.

Enkelte eksisterende vannkraftverk har evne til fasekompensatordrift, og flere kraftverk vil kunne få denne evnen ved fornyelser og/eller effektutvidelser. Vi må jobbe videre med å belyse hvorvidt de tekniske ytelsene fra fasekompensatordrift av vannkraft kan erstatte dedikerte fasekompensatorer, og hvorvidt det er et kostnadseffektivt alternativ. Noen av de samme egenskapene kan også fremskaffes ved hjelp av HVDC eller STATCOM-anlegg med nettformende egenskaper, og vi må også vurdere slike alternative teknologier.

Vi trenger mer kunnskap, mer detaljerte modeller og studier for å kunne fastslå med sikkerhet om det kreves ytterligere tiltak i nettet for å ivareta stabiliteten med ilandføring av 2,8 GW havvind i fase 2 fra Sørvest F. Foreløpige resultater tyder på akseptable stabilitetsforhold i kraftsystemet som helhet, gitt at ny HVDC oppfyller gjeldende funksjonskrav og ikke bidrar til nye omformerdrevne stabilitetsfenomen. Vi jobber også med utforming av nye krav, analysemetoder og modeller for å kunne verifisere at både eksisterende og nye HVDC-anlegg støtter opp om systemstabiliteten i størst mulig grad.

## 6.6 Vi tilordner en andel av kostnadene ved nettet på land til havvind i Sørvest F

En rasjonell tilknytning av havvind fra Sørvest F forutsetter at vi bygger ut mye av det planlagte nettet i Sør-Norge. De fleste av disse nettførsterkningene drives imidlertid av mange andre forhold og blir trolig gjennomført uavhengig av om det bygges ut mer havvind i Sørvest F. Vekst i forbruk, reinvesteringsbehov og mulige oppgraderinger av vannkraftverk driver mange av forsterkningene på Vestlandet, øst for Sauda og mellom Sørlandet og Oslo. Selv om disse er viktige for å kunne knytte til havvind fra Sørvest F, vil ikke tilknytning av mer havvind innebære at det blir nevneverdige ekstra kostnader knyttet til disse forsterkningene. Vi kan heller se på det som at mer havvind inn fra Sørvest F gir økt utnyttelse av planlagte nettførsterkninger vi uansett må gjennomføre av andre årsaker.

Unntaket fra dette er forsterkningen mellom Kristiansand og Grenland, kalt Østre Korridor 2. Dette er en ny ledning begrunnet både med tilknytning av havvind og forbruksvekst på Østlandet i konseptvalgutredningen gjennomført våren 2024. Det kan samtidig være behov for denne også hvis det blir mindre ny havvind. Og Statnett går videre med dette prosjektet før vi har sikker informasjon om verken hvor mye havvind som bygges, eller hvor raskt forbruket vil øke på Østlandet. Men siden det er en såpass klar sammenheng mellom mer havvind og overføringsbehovet på denne strekningen, mener vi det er mest riktig at en andel av kostnaden ved denne tilordnes den samfunnsøkonomiske kost-nytte vurderingen vi gjør i denne studien av havvind fra Sørvest F. Og siden både mer forbruk og økt havvindproduksjon bidrar, har vi valgt å tilordne halvparten av kostnaden for Østre korridor 2 som en kostnad i det samfunnsøkonomiske oppstillingen for havvind fra Sørvest F. Investeringskostnadene for Østre korridor 2 ble i KVVU-en anslått til 2,3 mrd. NOK. Justert for kostnadsvekst tilsvarer dette 2,6 mrd. NOK. Vi legger derfor til grunn 1,3 mrd. NOK i den samfunnsøkonomiske analysen. Den samme kostnaden tilskrives derfor alle konseptene<sup>35</sup>.

<sup>34</sup> Virkningen er kvantifisert ved bruk av MIESCR/ESCR-indikatoren som beskrevet i CIGRE teknisk brosjyre 364 og 671. Dette er screeningmetoder med begrenset presisjon.

<sup>35</sup> Bortsett fra scenarier med tilknytning i Grenland, hvor havvindens behov for Østre korridor vil falle bort.

Havvind vil også medføre behov for en utvidelse eller ombygging av eksisterende stasjoner på land, der vekselstrømmen fra omformerstasjonen tas inn i transmisjonsnettet på land. Kostnadene ved dette vil være avhengig av lokale forhold. I vår Basis har vi lagt til grunn tilknytning i Stemmen stasjon, hvor det er plass til nye tilknytninger. Kostnaden for to nye bryterfelt estimerer vi til 100 millioner kroner. Tilknytning på steder hvor det ikke allerede er plass vil være dyrere enn dette.

Tilknytning av havvind fra Sørvest F med tilhørende omformeranlegg, kan også utfordre systemstabiliteten. Dette kan gi behov for kompensering. Vi vurderer at dette handler om å få nettet til å fungere og at det er utviklingen i sum som utløser dette behovet, ikke havvinden i Sørvest F, spesifikt. Vi tillegger derfor ikke havvindutbygging i Sørvest F en kostnad for dette.

## **6.7 Hvordan tilknytning av havvind påvirker systemdriftskostnader**

Systemdriftskostnader er Statnetts kostnader for å etterleve rollen som systemansvarlig i det norske kraftsystemet, og sørge for å disponere tilstrekkelig med reserver til å håndtere feil og ubalanser. Statnetts kostnader til systemtjenester var om lag 3,4 milliarder kroner i 2023, hvorav størsteparten er kostnader for å sikre tilgjengeligheten av nødvendige reserver.

Det er vanskelig å estimere systemdriftskostnader på lengre sikt, men vi forventer systemdriftskostnadene vil øke i den neste femårsperioden på grunn av økt volumbehov for reserver. Reservebehovet øker bl.a. på grunn av økt andel uregulerbar kraftproduksjon i Norden. Samtidig vil lavere kraftpriser i spotmarkedet fra 2035 og utover, bidra til å redusere den forventede kostnadsveksten. Fremveksten av batterier og andre typer fleksibilitet i kraftsystemet vil også øke tilbudssiden i reservemarkedene, og isolert sett redusere systemdriftskostnadene.

Tilknytning av mer havvind i Norge vil isolert sett øke de samlede ubalansene og dermed øke behovet for reserver<sup>36</sup>. Dette er uavhengig av om kraftproduksjon er på land eller til havs, og uavhengig av type nettilknytning. Kostnaden for dette innebærer kostnaden av å sikre at et større volum reserver er tilgjengelige. Kostnaden for å sikre disse reserver er vanskelig å estimere. Statnetts systemdriftskostnader innebærer elementer av overføring, og representerer ikke direkte samfunnsøkonomiske kostnader. Vi vurderer de samfunnsøkonomiske sidene av dette som en ikke-prissatt virkning i kapittel 9.

---

<sup>36</sup> Økt etterspørsel i reservemarkedene kan også føre til økt pris for eksisterende reserver, noe som vil kunne øke Statnetts kostnader ytterligere. Dette er imidlertid en overføring mellom Statnett og tilbyderne av de eksisterende reservene, og representerer derfor ikke en samfunnsøkonomisk kostnad.

## 7 Virkninger på norske kraftpriser av havvind på ulike nettkonsepter

I dette kapittelet viser vi hvordan mer havvind tilknyttet med radial eller hybrid påvirker norske kraftpriser, i snitt over tid og time for time. Vi ser også på hvordan økt forbruk demper endringen i de gjennomsnittlige norske kraftprisene. Hovedpunktene er som følger:

- Mer havvind uten andre endringer reduserer norske snittpriser, både med radial og hybrid
- Prisreduksjonen er størst med radial når energibalansen er positiv eller svakt negativ
- Økt forbruk i Norge vil utligne nedgangen i norske snittpriser gitt av mer havvind
- Med hybrid blir prisene i Norge noe mer like prisene i utlandet time for time

Energibalansen i Norge har stor betydning for gjennomsnittsprisene i Norge relativt til snittet i landene rundt oss. Med et kraftoverskudd vil prisene ligge under nivået i våre naboland, mens ved et kraftunderskudd vil kraftprisene ligge over. Med høyere utvekslingskapasitet blir differansen til gjennomsnittsprisene i utlandet mindre. Samtidig er det grenser for hvor mye høyere eller lavere norske kraftpriser kan være over tid, sammenlignet med andre land, før tilpasninger i markedet gjennom endringer i forbruk eller produksjon demper eller utligner effekten. Over tid vil dermed norske kraftpriser først og fremst følge trendene i landene rundt oss. Derfor vil mye av responsen av mer havvind trolig komme i form av økt forbruk i Norge framfor endring i snittprisene.

### 7.1 Norske kraftpriser er en funksjon av prisene i naboland og energibalansen i Norge

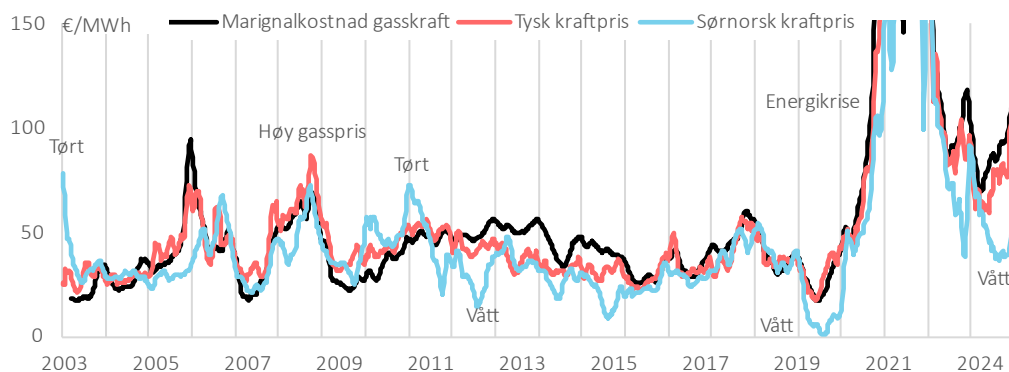
Før vi går nærmere inn på hvordan mer havvind og økt utviklingskapasitet via en eller to hybrider påvirker norske kraftpriser, vil vi først klargjøre kort om prisdannelsen i Norge.

De to viktigste faktorene for kraftprisene i snitt over tid i Norge er prisene i våre naboland og energibalansen i Norge. For å minimere sannsynligheten for rasjonering og overløp – og få størst mulig verdi av produksjonen – må vannkraftprodusentene fortløpende disponere vannet. Dette innebærer å hver dag velge hvor mye som skal produseres av vannet de har på lager framfor å vente til seinere. For å få til dette bruker produsentene optimeringsmodeller til å beregne den forventede salgsverdien av den øverste kubikkmeteren med vann i hvert eneste magasin – gitt fyllingsgrad, tiden på året og de samlede markedsutsiktene framover i tid. Disse vannverdiene er grunnlaget for vannkraftprodusentenes bud til markedet time for time.

Vannverdiene må hele veien endres i takt med både snittprisene og prisvariasjonen i våre naboland. Dette er nødvendig for å sikre at nettoutvekslingen med utlandet fortløpende blir slik at vi holder en stabil ressursituasjon i Norge. Denne mekanismen er den sentrale årsaken til at prisene i utlandet har så stor påvirkning på prisene i Norge. Har vi en situasjon der snittprisene går opp i utlandet – slik tilfellet var i 2022-23 – må norske vannkraftprodusenter sette opp vannverdiene tilsvarende. Hvis ikke vil vannkraftproduksjonen og nettoeksporten bli så høy at man til slutt går tom for vann. Når prisene i etterkant av den europeiske energikrisen har gått ned, har norske vannkraftprodusenter satt ned prisene igjen. Hvis ikke de hadde gjort dette ville de ikke fått tilslag ofte nok i markedet. Vannkraftproduksjonen hadde da blitt for lav og til slutt ført til unødvendig overløp og tap av produksjon. Denne grunnleggende sammenhengen gjelder selv om vi i et tenkt tilfelle hadde tatt bort de nyeste mellomlandsforbindelsene – og det forklarer hvorfor norske kraftpriser har fulgt prisenivået i våre naboland helt siden opprettelsen av kraftmarkedet.

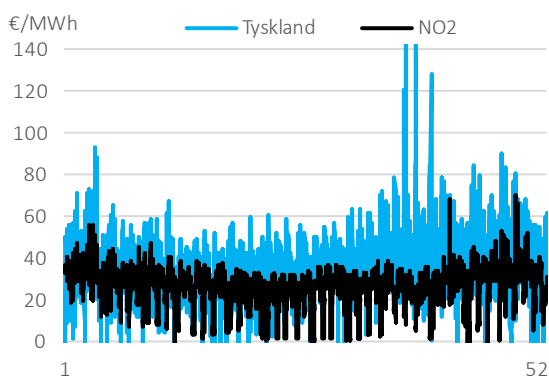
Energibalansen i Norge påvirker hvordan norske vannverdier ligger relativt til prisene i våre naboland. I et normalt værår har Norge og Norden i dag et historisk stort overskudd på energibalansen. Det er dermed et grunnleggende behov for nettoeksport fra Norge. Dette betyr at vannet i gjennomsnitt prises lavere enn snittprisene i utlandet, slik at vi får flere timer med eksport enn import. Variasjoner i tilsiget har også mye å si. Er det tørt og vi er på vei til å få for lave magasinfullinger i Norge, går verdien

av det gjenværende vannet opp – som gir høyere priser og mer import. Det motsatte skjer når det er fullere magasiner, mer tilsig og behov for å ha nettoeksport for å unngå overløp.

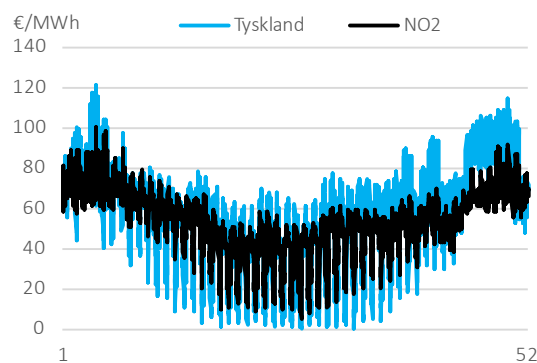


Figur 56: Historiske kraftpriser i Sør-Norge og Tyskland siden 2001, og kortsiktig driftskostnad for gasskraft. Glidende 7-ukers snitt. Norsk pris har historisk fulgt prisene i våre naboland i stor grad, med unntak av tørrår og våttår. Y-aksen er kuttet på 150 €/MWh.

Mer utvekslingskapasitet med landene rundt oss gir større fleksibilitet til å håndtere både midlertidige og mer varige situasjoner med over- og underskudd på energibalansen. Dermed svinger de norske snittprisene i mindre grad bort fra snittprisene i våre naboland når kapasiteten øker.



Figur 57: Historisk kraftpris gjennom året, timesnitt for årene 2016 til 2020. Y-aksen er kuttet på 150 €/MWh.



Figur 58: Simulert kraftpris gjennom året i 2035, timesnitt av 29 værår.

Regulerbare vannkraftverk kan tilnærmet kostnadsfritt endre produksjonen opp og ned. Dette er årsaken til at Norge har mye lavere kortsiktig prisvariasjon enn andre land i Europa. Vi forventer at dette vil vedvare. Samtidig gir mye utvekslingskapasitet til land med mye variasjon, og samtidig både mer forbruk og mer uregulerbar vind-, sol- og vannkraft i Norge, at det etter hvert blir større kortsiktig prisvariasjon også i Norge. En eventuell utbygging av mer pumpekraft og effekt i norsk vannkraft vil gjøre at vannkraften blir prissettende i en større del av tiden – og dermed dempes den kortsiktige prisvariasjonen i Norge. På sikt vil trolig også nytt fleksibelt forbruk og energilagring gjennom batterier få mer betydning for prisene.

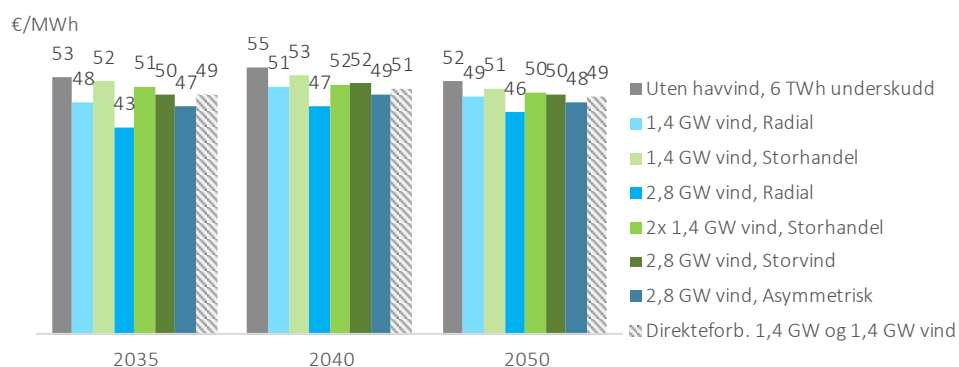
## 7.2 Mer havvind uten andre endringer gir lavere priser i Sør-Norge

Vi bruker modellsimuleringer til å beregne prisvirkningene i Norge av mer havvind i Sørvest F. Dette er de samme simuleringene som vi bruker til å beregne samfunnsøkonomisk markedsnytte, nettap, flyt og flaskehals i de norske nettet. Vi understreker at det er usikkerhet i beregningene. Hensikten er ikke å gi eksakte estimater, men å belyse sammenhenger og skissere størrelsen på priseffektene. Hvis prisnivået blir høyere, vil antagelig prisvirkningene også bli større.

Når vi simulerer med mer havvind uten andre endringer får vi lavere snittpriser i Sør-Norge. Hovedårsaken er at dette bedrer energibalansen i Norge. Da må vannkraftprodusentene by inn produksjonen til markedet til en noe lavere pris, som igjen reduserer prisene i Norge. I tillegg bidrar mer havvind til at uregulert produksjon oftere dekker hele forbruket. Da faller prisene ned til null og dette trekker snittprisene ytterligere ned. Hvor stor nedgangen blir er hovedsakelig en funksjon av hvor mye kraft som bygges ut.

En annen sentral faktor er hvor høye prisene er i landene rundt oss og hvor mye nullpriser det er. Alt annet likt vil norske priser gå mer ned desto høyere og jo mer nullpriser det er i utlandet. Når andelen nullpriser blir høy så blir det stadig vanskeligere å få eksportert energioverskudd fra Norge i våte år. Dette bidrar til å gjøre snittprisen i Norge mer følsom for endringer i energibalansen i Norge. Denne effekten er særlig markant ved overskudd på norsk energibalanse i 2030 og 2035 siden dette er årene med mest nullpriser. I våte år skal det da lite ekstra energi inn i systemet før vannverdiene ikke lenger reflekterer gasskraft, men heller preges av nullpriser i utlandet.

Med rundt balanse eller et lite overskudd på energibalansen i Norge går snittprisene ned både med radial og hybrid, men klart mest med radialer. Med økende underskudd blir prisnedgangen av radial og hybrid likere. Motsatt vil et stort overskudd i Norge og Norden kunne gi noe økte priser med hybrid. Årsaken er at en hybrid også bidrar med økt utvekslingskapasitet. Ved stort overskudd kan dette utligne nedgangen gitt av havvind.



Figur 59: Simulert sørnorsk kraftpris med ulike tilknytninger av havvind i Sørvest F. Snitt av 29 værår. Før havvinden er lagt til er det ca. 7 TWh i underskudd på energibalansen i Norge. 1,4 GW havvind forbedrer norsk energibalanse med ca. 7 TWh, og 2,8 GW havvind med rundt 13 TWh. Hybrid har her tilknytning til Tyskland.

### Havvind påvirker prisen noe mer i 2035 enn i 2040 og 2050

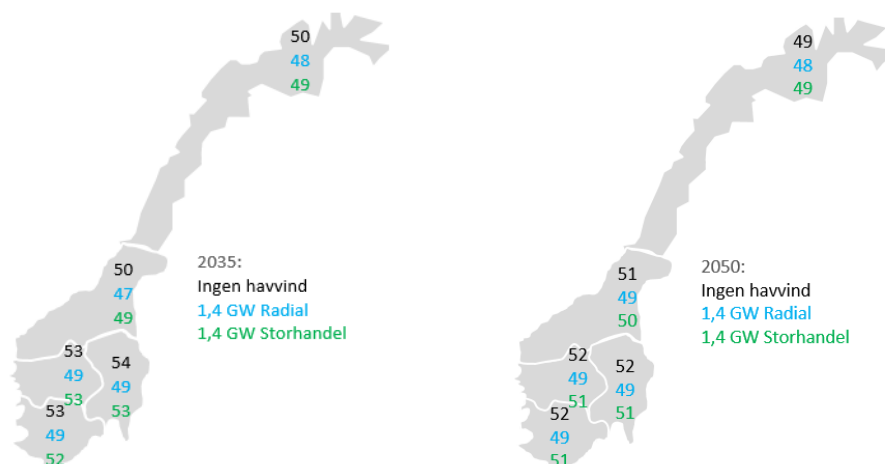
Prisvirkningen av havvind reduseres noe i våre beregninger mot 2050. Dette skyldes et lavere prisnivå og mindre prisvariasjon i Europa, som igjen skyldes en høyere andel av produksjon fra sol- og vindkraft, kombinert med mer fleksibilitet i kraftsystemet.

Dette, sammen med mindre overskudd på energibalansen i Sverige og Finland i 2040 og 2050 sammenlignet med 2035, gjør at forskjellen på hybrid og radial med tanke på norske kraftpriser, blir noe mindre. Det er betydelig usikkerhet knyttet både til utviklingen i kraftprisene i Europa og energibalansen i Norge og Norden. Uansett vil det variere i det tidsperspektivet vi ser på her.

### Prisene påvirkes i mindre grad i Midt- og Nord-Norge

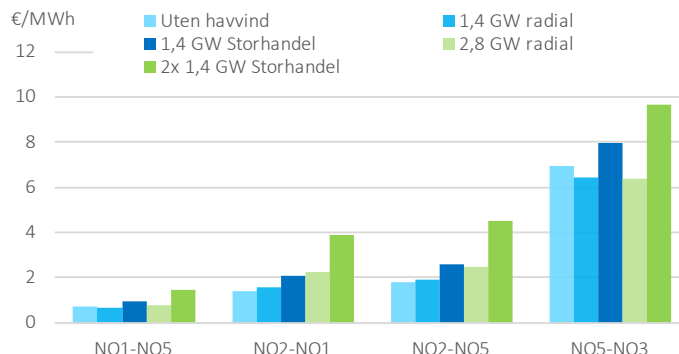
Snittprisen i Midt og Nord-Norge blir noe mindre påvirket av havvind fra Sørvest F. Dette skyldes flaskehalser i nettet internt i Norge og Sverige. Generelt venter vi langt mindre flaskehalser og forskjeller i gjennomsnittlig kraftpris mellom de norske budområdene fra rundt 2035 og videre, enn tilfellet er i dag. Dette skyldes både økte overføringskapasiteter når Statnett og Svenska Kraftnett gjennomfører planlagte nettførsterkninger, og at det vil komme inn mer forbruk nord i Norden som

reduserer overskuddet på energibalansen i de nordlige delene av Norge og Sverige. I sum gjør det at effekten av havvind vil spres betydelig mer sammenlignet med for eksempel i dagens situasjon. Vi har drøftet sammenhengene mellom havvind fra Sørvest F og nettet på land nærmere i kapittel 6.



Figur 60: Simulert norsk snittpris (snitt av 29 værår) for ulike norske prisområder, for tilknytning av 1,4 GW havvind, i 2035 og 2050. Det er energibalanse i Norge etter havvinden er lagt til.

Mer havvind med ulike nettkonsepter påvirker også de timevise prisene og dermed de timevise prisforskjellene mellom områder. Som vist i figuren under, og drøftet i kapittel 6, blir de timevise prisforskjellene mellom prisområder høyere med hybrid, enn radial. Våre simuleringer undervurderer trolig prisforskjellene. Dersom nettførsterkninger blir forsinket vil også prisforskjellene mellom prisområder bli større.



Figur 61: Simulert gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom norske prisområder i 2035, snitt av 29 værår. NO1 er Østlandet, NO2 er Sør-Norge, NO3 er Midt-Norge og NO5 er Vestlandet.

### Rimelig lik prisvirkning av tilknytning til ulike land

Allerede i dag er det relativt like kraftpriser i landene på kontinentet og i Storbritannia. Våre beregninger viser at kraftprisene i de ulike landene trolig vil bli enda likere frem i tid. Årsaken er at alle landene rundt Nordsjøbassenget er i ferd med å utvikle relativt like kraftsystemer basert på sol, vind og nye former for fleksibilitet. Det er også betydelig utvekslingskapasitet mellom landene, som vil øke noe fremover. Derfor vil hvilket land en hybrid knyttes mot ha mindre betydning mot 2040-50, når det gjelder markedsnytte og flaksehalsinntekter.

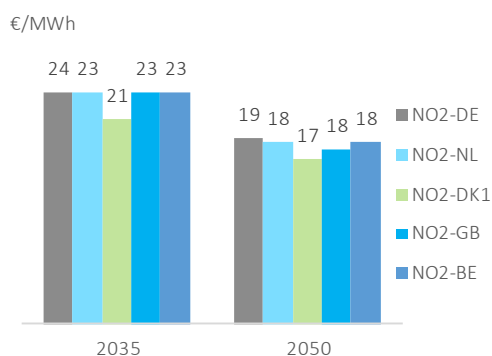
Det er også slik at selv om det vil være prisforskjell time for time mellom landene på europeisk side tror vi at den gjennomsnittlige absolutte prisforskjellen til Norge blir ganske sammenfallende. Videre vil det være variasjoner mellom landene fra år til år, som dessuten vil bli forsterket av at nasjonale ubalanser mellom tilbuds- og forbrukssiden i de enkelte landene kan oppstå og vare i flere år. Vi har



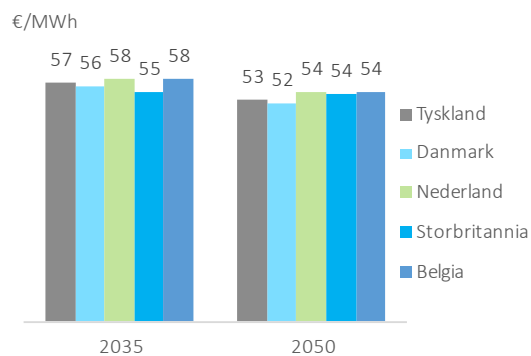
likevel ingen grunnlag for å si hvilke land dette gjelder så lang tid på forhånd. Det kan også skifte flere ganger i løpet av levetiden til en forbindelse. Samlet sett er dette et argument for at Norge sprer overføringskapasiteten mot flere land for å få mest mulig verdi av den samlede kapasiteten.

Historisk har prisforskjellene vært størst mellom Norge og Storbritannia, og minst mellom Norge og Danmark. Prisforskjellene mot Storbritannia har imidlertid de siste årene nærmet seg de vi ser mot kontinentet. Vi legger i Basis til grunn at prisforskjellene mellom Storbritannia og kontinentet vil være omtrent utlignet i løpet av de neste 10 årene. Belgia og Nederland er tett integrert med de andre landene på kontinentet og er forventet å ligge veldig tett på prisenivået og volatiliteten i Tyskland. Prisforskjellen mot Danmark vil være noe lavere enn mot de andre landene. Samlet sett gjør dette at det er rimelig lik timevis prisforskjell til ulike land i våre datasett, som vist i Figur 62.

I våre beregninger er derfor virkningen på det norske kraftsystemet av en hybrid tilnærmet uavhengig av hvilket land hybridene går til, fra 2035 og utover. På snittprisen gjennom året skiller det mindre enn 1 euro i norsk snittpris, mellom ulike tilknytningsland for 1,4 GW havvind tilknyttet med Storhandel, som vist i Figur 63.



Figur 62: Simulert **gjennomsnittlig absolutt prisforskjell** mellom NO2 og utlandet for 1,4 GW Storhandel i Basis. Snitt av 29 værår.



Figur 63: Simulert sør-norsk **snittpris (NO2)** med 1,4 GW Storhandel tilknyttet til ulike land i Basis. Snitt av 29 værår.

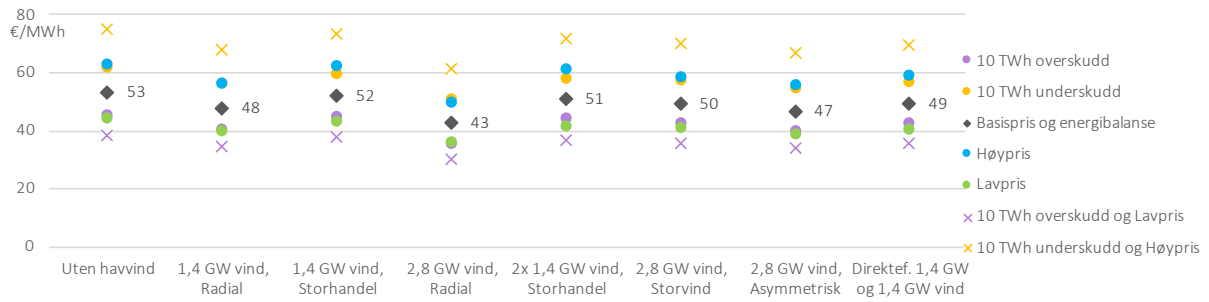
### Prisvirkningen avhenger av energibalansen og europeiske priser

I innledningen til kapittelet forklarte vi at prisnedgangen som følge av havvind er en funksjon først og fremst av hvor mye havvind som bygges ut, prisenivået i utlandet og energibalansen i Norge og til dels Sverige og Finland. I figurene under viser vi hvordan dette gir et utfallsrom, med våre to alternative markedsscenarioer for kraftpris, Høypris og Lavpris, som forklart nærmere i kapittel 5.5, og for 10 TWh over og underskudd på energibalansen i Norge.

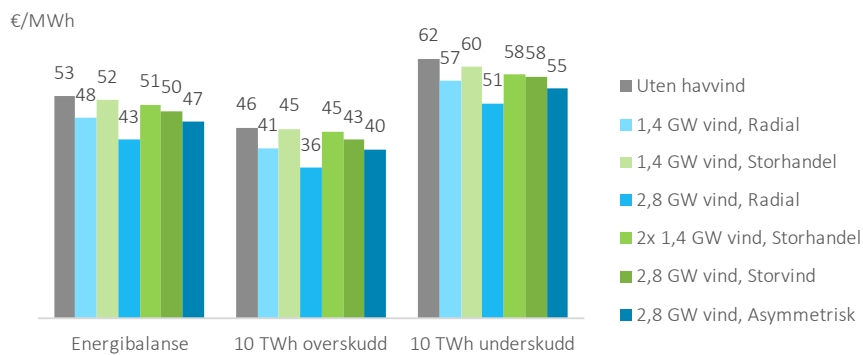
Ved stort overskudd vil prisene falle betydelig med radial, mens hybrid tilknytning i liten grad vil redusere prisene. Ved rundt 10 TWh underskudd går prisene ned både med hybrid og radial, men mest med radial. Ved et enda større underskudd vil norske kraftpriser gå omtrent like mye ned uavhengig av om tilknytningen er på radial eller hybrid. I en slik situasjon vil Storhandel gi mer prisnedgang enn Storvind, selv om Storvind gir lavere pris enn Storhandel ved energibalanse.

Høyere prisenivå og -variasjon gir en større prisvirkning av mer havvind, mens et lavere prisenivå og variasjon virker motsatt. Forskjellen mellom de ulike nettkonseptene holder seg rimelig lik som i Basis, i scenarioene Høypris og Lavpris.

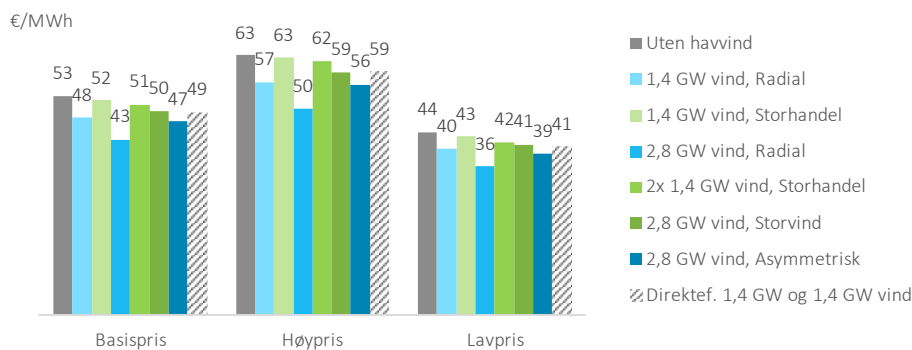
Sammenhengene beskrevet over, og vist i figurene for 2035 under, gjelder også for 2040 og 2050, men generelt er prisvirkningen av havvind noe mindre da. Dette som følge av lavere prisvariasjon i utlandet. Dette gjør også at forskjellen mellom havvind på hybrid og på radial blir noe mindre i 2040 og 2050, med tanke på norske kraftpriser.



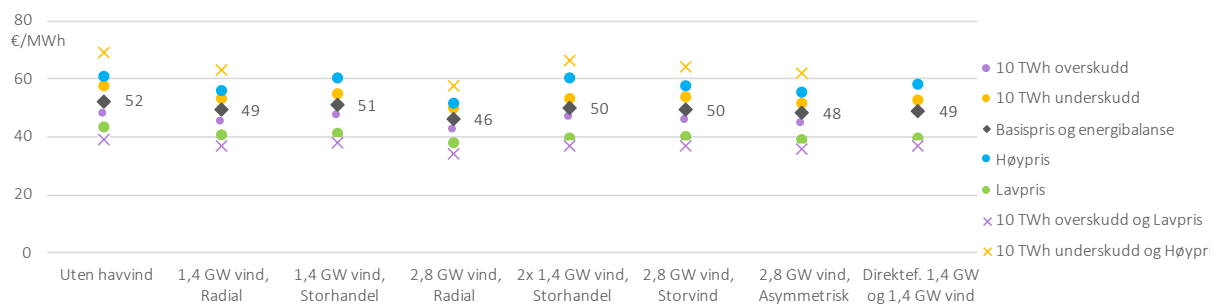
Figur 64: Simulert sørnorsk snittpris (NO2) med og uten havvind i Sørvest F og med ulike tilknytning av 1,4 og 2,8 GW havvind i en rekke sensitiviteter, i 2035. Snitt av 29 værår. Før havvinden er lagt til er det rundt 7 TWh i underskudd på energibalansen i Norge.



Figur 65: Simulert sørnorsk snittpris (NO2) med og uten havvind i Sørvest F og med ulike tilknytning av 1,4 og 2,8 GW havvind i 2035, med Basispris og ulike energibalanser. Snitt av 29 værår. Før havvinden er lagt til er det rundt 7 TWh i underskudd på energibalansen i Norge.



Figur 66: Simulert sørnorsk snittpris (NO2) med og uten havvind i Sørvest F og med ulike tilknytning av 1,4 og 2,8 GW havvind i 2035, med rundt energibalanse i Norge og våre ulike scenario for kraftpris. Snitt av 29 værår. Før havvinden er lagt til er det rundt 7 TWh i underskudd på energibalansen i Norge.



Figur 67: Sørnorsk snittpris (NO2) med og uten havvind i Sørvest F og med ulike tilknytning av 1,4 og 2,8 GW havvind i en rekke sensitiviteter, i 2050. Snitt av 29 værår. Før havvinden er lagt til er det rundt 7 TWh i underskudd på energibalansen i Norge.

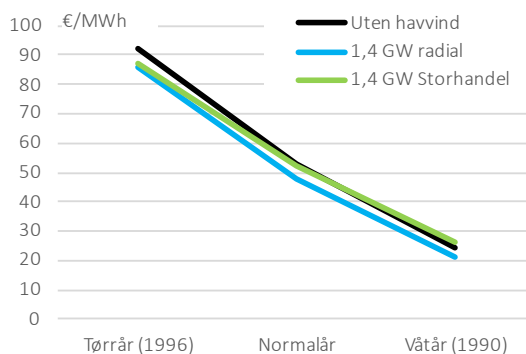
### Stort overskudd kan gi økt snittpris med hybrid – men scenarioet er mindre sannsynlig

Hvis vi tenker oss at vi har et stort overskudd på energibalansen, vil ny havvind øke overskuddet og nettoeksporten ytterligere og dermed presse ned prisene. Med en hybrid tilkobling vil den økte utvekslingskapasiteten samtidig gjøre det lettere å eksportere det økte overskuddet. Isolert sett gir dette økte snittpriser i Norge. Dette er årsaken til at vi i figurene over får nesten uendret gjennomsnittlig simulert kraftpris i Sør-Norge av havvind på hybrid, når det er 10 TWh i overskudd i utgangspunktet. Hvis overskuddet hadde vært enda større ville denne effekten vært enda tydeligere.

I LMA klargjør vi at det er mindre sannsynlig at vi kan ha et vedvarende stort overskudd på energibalansen i Norge og Norden. Dette skyldes både at vi ikke har mulighet til å bygge ut store nok volumer ny produksjon i Norge med lavere kostnader enn i andre land, og at det ikke ligger an til å bli subsidier som er store nok til å få det til heller. Dessuten vil det bli gunstig å etablere forbruk hvis prisene ligger vesentlig under nivået i områdene rundt.

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

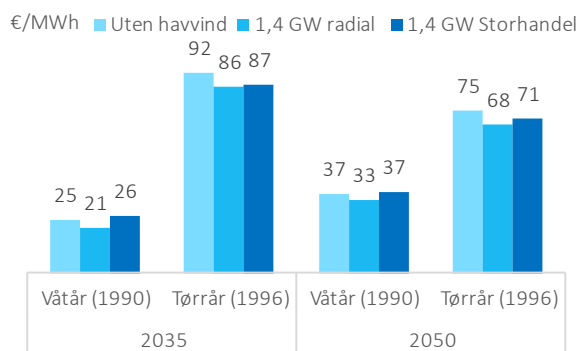
Priseffekten på norsk side kan være langt større i enkeltår og i avgrensede perioder. Forskjellen i snittpris ved radial og ved hybrid er større i et våtår enn i et normalår. Dette skyldes at en hybrid i et våtår gir større muligheter for eksport og dermed høyere verdi av vannkraften og høyere norsk kraftpris. 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.



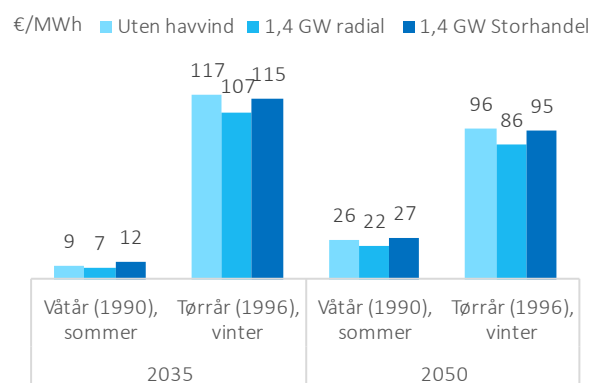
Figur 68: Simulert sørnorsk kraftpris (NO2) med og uten 1,4 GW havvind med ulike nettkonsept, i ulike værår i 2035, i en situasjon med energibalanse rundt null i et normalår. Før havvinden er lagt til er det rundt 7 TWh i underskudd på energibalansen i Norge.

I et tørrår er imidlertid ikke bildet like entydig. I snitt gjennom de tørreste årene er prisene i våre simuleringer relativt like med radial og hybrid, gitt at den underliggende energibalansen er rundt null i et normalår. Det skyldes at en hybrid gjør det lettere å importere kraft når vi har underskudd på kraft. Økt utvekslingskapasitet gir i dette tilfellet lavere vannverdier og lavere priser i mange timer så lenge det er ledig produksjonskapasitet i vannkraftverkene. Samtidig vil en økt utvekslingskapasitet gi flere pristopper i enkelttimer der prisene settes direkte av topplastverk i utlandet. Hvor mange timer det er sannsynlig at det kommer slike høye pristopper begrenses av at dette vil gi et stort incentiv til å bygge ut ny effekt i norsk vannkraft. Det norske vannkraftsystemet har stort potensial for en slik effektøkning, som altså vil dempe antall timer med høye priser.

I et tørrår med betydelig underskudd på den underliggende norske energibalansen, så vil en hybrid imidlertid kunne gi lavere kraftpriser i snitt, enn en radial. Dette da Norge i en slik situasjon vil ha langt høyere kraftpriser enn i våre naboland og da vil mer importkapasitet med en hybrid bidrar mer til å redusere vannverdien, enn til å gi økte pristopper.



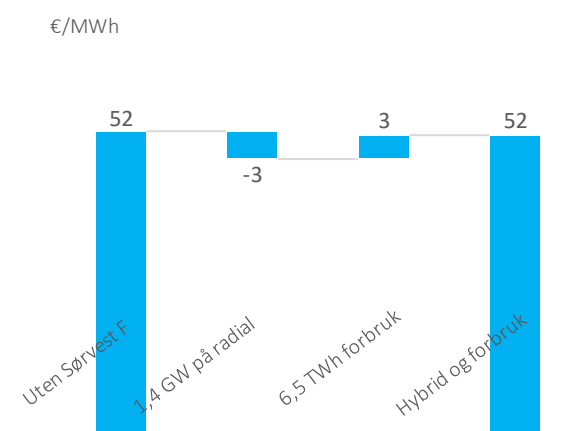
Figur 69: Simulert sørnorsk kraftpris (NO2) med og uten 1,4 GW havvind med ulik tilknytning, i et våttår og tørrår, i 2035 og 2050 i en situasjon med energibalanse.



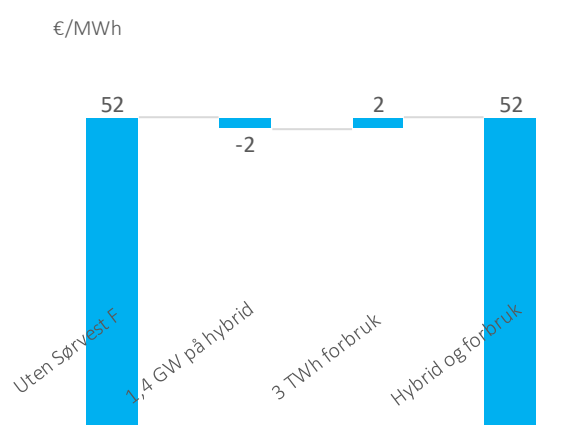
Figur 70: Simulert sørnorsk kraftpris (NO2) med og uten 1,4 GW havvind med ulik tilknytning, i sommersesongen i våttår og vintersesongen i tørrår, i 2035 og 2050, i en situasjon med energibalanse.

### Mer forbruk utligner prisnedgangen av havvind på radial

Økt forbruk vil påvirke kraftprisene på samme måte som økt produksjon, men med motsatt fortegn. I årene fram til 2050 er det sannsynlig at vi får en betydelig vekst i kraftforbruket parallelt med en havvindutbygging. Etterspørselen er stor etter både elektrifisering og økt industri- og næringsaktivitet. Mange av disse forbruksplanene er sensitive for nivået på kraftprisene, slik at hvor stor forbruksveksten blir i praksis vil avhenge av om det kommer ny kraftproduksjon. Også en del av den eksisterende industri- og næringsaktiviteten i Norge er prissensitiv, slik at vi også kan se utflagging av forbruk fra Norge hvis prisutsiktene er høyere her enn i andre markeder.



Figur 71: Simulert sørnorsk snittpris (NO2) i 2050, med 1,4 GW havvind på Radial og 6,5 TWh forbruk som legges til i trinn. Uten Sørvest F er det et underskudd på norsk energibalanse på 7 TWh. Snitt av 29 værår.



Figur 72: Simulert kraftpris i Sør-Norge (NO2) i 2050, med 1,4 GW Storhandel og 3 TWh forbruk som legges til i trinn. Uten Sørvest F er det et underskudd på norsk energibalanse på 7 TWh. Snitt av 29 værår.

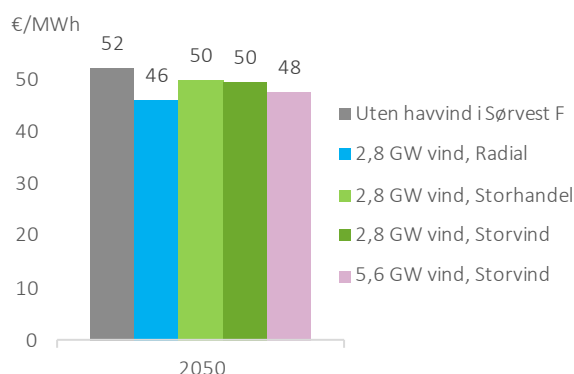
Det er hensiktsmessig å se prisvirkningene av økt havvindproduksjon i sammenheng med økt forbruk, både for radial og hybrid. Dette gjelder særlig når vi ser på virkningene av en så stor endring som 1,4 GW eller 2,8 GW mer havvind. I våre simuleringer tilsvarer 2,8 GW havvind 14 TWh produksjon per år, og uten andre markedstilpasninger vil dette påvirke prisene vesentlig. Det er derfor naturlig å legge til grunn at det kommer en respons i form av økt forbruk.

Hvor stor responsen blir i form av ekstra forbruksvekst ved mer havvind er usikkert. Ved en energibalanse rundt null, går prisene mest ned med radial. Det indikerer at det med en radial kan komme mer forbruk før kraftprisen heves tilbake til utgangspunktet, enn det tilfellet er med en hybrid. For havvind tilknyttet med radial finner vi at om vi simulerer med en forbruksøkning som er lik

Økningen i havvind, målt i energi over året, som blir den gjennomsnittlige kraftprisen i Sør-Norge omtrent den samme som den var i utgangspunktet. For samme volum havvind tilknyttet med Storhandel gir en forbruksøkning på 3 TWh snittpriser som ved utgangspunktet. Dette er med forutsetningene fra Basis 2050. Ved underskudd på den norske energibalansen er det mindre forskjell på prisvirkningen av radial og hybrid.

### Tilknytning av 5,6 GW havvind med Storvind gir enda lavere norske snittpriser

Ved tilknytning av 5,6 GW havvind er Storvind trolig det eneste nettkonseptet som er aktuelt, gitt det nettet vi legger til grunn i denne analysen, som beskrevet i kapittel 6.3. Tilknytning av 5,6 GW på radial til Norge vil mest sannsynlig kreve nettførsteringer utover dette. Storvind med 5,6 GW havvind har 2,8 GW overføringskapasitet til Norge og tilsvarende til utlandet. Våre simuleringer viser at 5,6 GW Storvind gir lavere priser enn 2,8 GW Storhandel og 2,8 GW Storvind, men noe høyere snittpriser enn 2,8 GW havvind på radial.

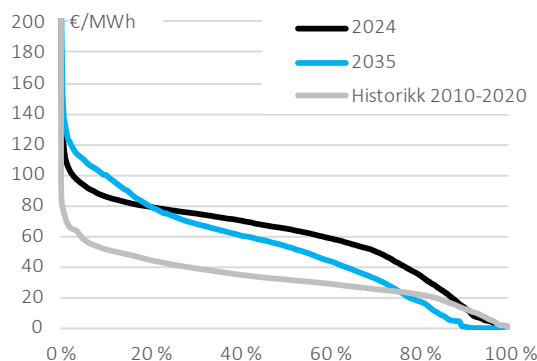


Figur 73: Simulert sørnorsk snittpris (NO2) i 2050, for 2,8 GW og 5,6 GW havvind tilknyttet med ulike nettkonsept. Snitt av 29 værår.

### 7.3 Havvind og økt utvekslingskapasitet øker den kortsiktige prisvariasjonen på norsk side

Markedsutviklingen frem mot 2035 og 2040 vil gi høyere variasjon i norske kraftpriser gjennom døgnet og uka enn hva det har vært i tiårsperioden 2010-2020. Mot 2050 dempes den kortsiktige prisvariasjonen noe, med mer fleksibilitet, men den vil stadig være på et høyere nivå enn historisk.

Økt kortsiktig prisvariasjon innebærer at det vil bli flere timer med kraftpriser ned mot null og også flere timer med høye pristopper, som vist Figur 74, der kurven for 2035 har både høyere og lavere priser enn i 2024. Det førstnevnte skyldes en raskt økende andel sol- og vindkraft i våre naboland, som i perioder med høy fornybarproduksjon vil bidra til oftere nullpriser, også i Norge. Samtidig vil vekst i forbruket bidra til en strammere effektbalanse i utlandet og flere og høyere pristopper. Siden det også ligger an til en strammere effektbalanse i Norge vil dette også gi flere pristopper her.

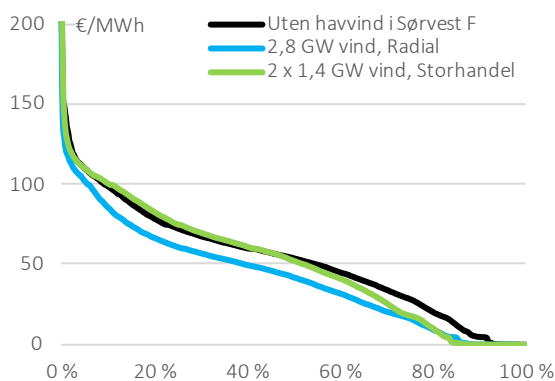


Figur 74: Varighetskurve for sørnorsk kraftpris (NO2) for 2024 og 2035 (simulert) og historisk

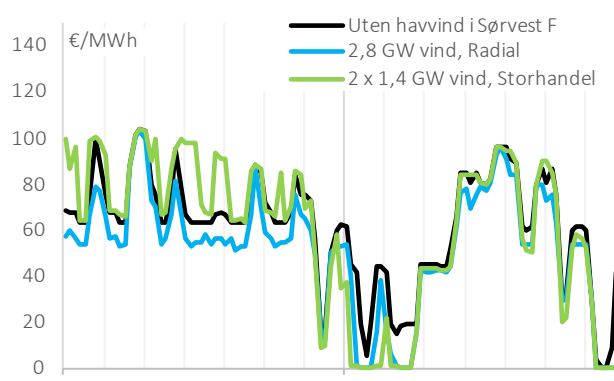
Vi observerer allerede nå flere pristopper hvor norsk kraftpris blir på nivå med utlandet. Dette skyldes at det i perioder ikke er nok effekt i vannkraften til å dekke både det norske forbruket og ha full eksport samtidig. I disse timene går prisene på norsk side opp og blir lik prisen i utlandet, slik at eksporten reduseres. Når dette skjer er det termiske kraftverk med høye marginalkostnader eller utkobling av forbruk i utlandet, som setter kraftprisen. Periodevis kan da norske kraftpriser være helt like kraftprisene i utlandet, time for time. Med økt forbruk i Norge uten utbygging av mer effekt i vannkraften vil slike situasjoner inntreffe oftere.

Generelt vil den kortsiktige prisvariasjonen være høyest om vinteren, både i Norge og på kontinentet, og følge vindkraftproduksjonen. Tørre kalde perioder med lite vindkraftproduksjon gir full eksport og høyere norske priser, og perioder med mye vind gir lave kraftpriser. Om sommeren er prisvariasjonen generelt lavere, da døgnvariasjonen i solkraft i større grad lar seg jevne ut av den tilgjengelige batterikapasiteten. I timer med svært lave kraftpriser i sommerhalvåret vil norske priser følge prisene i nabolandene ned fordi hele forbruket vil bli dekket av import pluss uregulert produksjon i Norge.

Tilknytning av havvind i Sørvest F både med radial og hybrid vil gi noe mer variasjon i de norske kraftprisene, gjennom døgnet og uka, særlig i Sør-Norge. Våre simuleringer viser at økningen i den kortsiktige prisvariasjonen er størst med hybrid. Antall timer med lav pris er omtrent lik med radial og hybrid hvis Norge og Norden er i omtrent energibalanse i et normalår. Den økte utvekslingskapasiteten med en hybrid vil imidlertid bidra til flere pristopper, der prisene i Norge settes av termiske kraftverk i utlandet med relativt høye marginalkostnader. Likevel er det forbruksveksten og hvor mye mer effekt som bygges ut i norsk vannkraft som er mest avgjørende for andelen timer med pristopper og priskobling mellom Norge og utlandet.



Figur 75: Varighetskurve for kraftpris i Sør-Norge (NO2) med og uten tilknytning av 2,8 GW havvind med Radial eller Storhandel i 2035.



Figur 76: Priser i Sør-Norge (NO2) gjennom to kronologisk uker (uke 19 og 20 i væråret 1991) med og uten tilknytning av 2,8 GW havvind med Radial eller Storhandel i 2035.

En hybrid gjør også i større grad enn radial, at det oppstår større prisforskjell i timer der vannkraftverk i Norge setter prisene. Årsaken er at ulike vannkraftverk har ulike vannverdier. Denne effekten fanger imidlertid våre simuleringer i liten grad opp fordi vannkraftverkene i modellen har for like vannverdier.

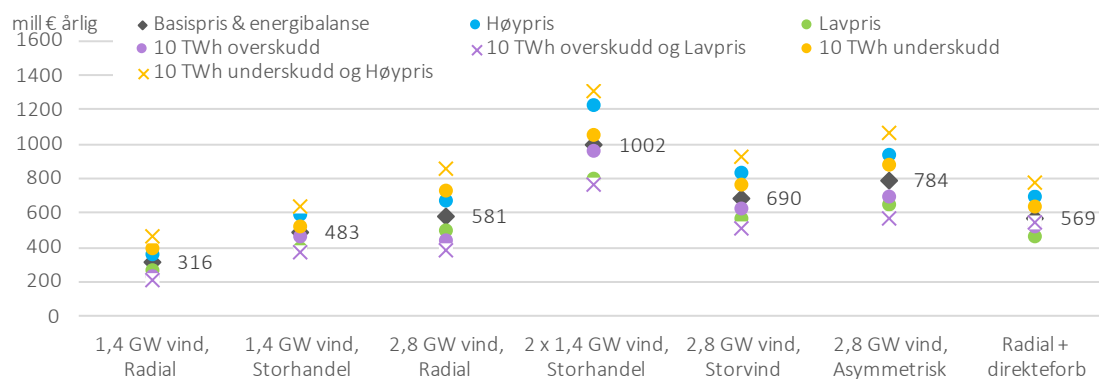
Siden mer utvekslingskapasitet med en hybrid gir mer kortsiktig prisvariasjon i Norge, gir Storvind en noe lavere økning i kortsiktig prisvariasjon, enn en Storhandel. Selv om den kortsiktige prisvariasjonen i Norge øker så vil den fortsatt være vesentlig lavere enn i Storbritannia og på kontinentet. Ved utbygging av mer effekt og pumpekraft i norske vannkraftanlegg, enn i vår Basis, det også kunne blir færre timer med priskobling, noe som vil gi færre av de høyeste og laveste kraftprisene.

## 8 Markedsnytte av havvind med ulike nettkonsepter

Med utbygging av havvind i Sørvest F oppstår det en samfunnsøkonomisk nytte i kraftmarkedet. I dette kapitlet går vi gjennom våre beregninger og vurderinger av markedsnytten ved de ulike nettkonseptene. Hovedpunktene er som følger:

- Salg av selve havvinden gir mye nytte både på radial og hybrid. Scenarier med høye kraftpriser og underskudd på norsk energibalanse gir mest nytte og motsatt.
- Hybrid gir en ekstra nytte både fordi vindkraften kan sendes til markedet med høyest pris og som følge av kraftutveksling mellom Norge og utlandet i de timene det ikke blåser fullt.
- Store prisforskjeller time for time forsterker nytten av hybrid i alle våre scenarier. Storhandel gir høyest nytte fordi kapasiteten til land er høyest.
- Både radial og hybrid gir økt konsumentoverskudd i de fleste scenarier

Norges høye andel vannkraft er en viktig årsak til at det oppstår mye ekstra nytte ved hybrid. Med store variasjoner i tilsiget gir en hybrid litt bedre betalt når Norge har et energioverskudd å selge og samtidig billigere import når det er underskudd. I tillegg utnyttes vannkraftens fleksibilitet i enda større grad til å produsere mer når det er lav fornybarproduksjon og høye priser i naboland, og motsatt.



Figur 77: Simulert årlig norsk markedsnytte av havvind med ulik tilknytning i 2035 i ulike scenario for norsk energibalanse og kraftpris. Snitt av 29 værår.

Vedlegg 4 inneholder utfyllende delanalyser om markedsnytten.

### 8.1 Vi beregner markedsnytten med modellsimuleringer med og uten havvind

Havvind har lave produksjonskostnader når den først er bygget ut. Mer havvind gir dermed en samfunnsøkonomisk markedsnytte siden den erstatter produksjon med høyere marginale driftskostnader i de fleste timer når det blåser. Dermed reduseres de samlede driftskostnadene for å dekke kraftforbruket time for time. Denne markedsnytten blir omtrent lik produsentoverskuddet til vindkraften. Dette er differansen mellom kraftpris og driftskostnad ganget med produsert volum time for time. Havvinden gir også økt produksjon av hydrogen og annet fleksibelt forbruk i timer med høy samlet fornybarproduksjon. Denne effekten blir mer dominerende desto nærmere 2050 vi kommer.

Med en hybrid øker den samlede utvekslingskapasiteten mellom Norge og våre naboland. Dermed kan havvinden sendes dit kraftprisen er høyest. I tillegg kan nettanlegget utnyttes til kraftutveksling i perioder når vindkraftproduksjonen er lav. Dette gir en ytterligere reduksjon i produksjonskostnadene i det samlede europeiske kraftmarkedet og dermed en ekstra markedsnytte.

Vi benytter modellsimuleringer for å beregne den samfunnsøkonomiske markedsnytten som oppstår med tilknytning av havvind med radial eller hybrid. Vi simulerer hele markedet for ulike scenarier og datasett med havvind med ulike nettkonsept. Dette sammenligner vi med en referanse der vi har

simulert uten tilknyttet havvind. Modellsimuleringene gjengir en tilnærmet optimert drift av det samlede kraftsystemet, slik at differansen mellom simuleringer med og uten havvinden og den økte utvekslingskapasiteten som følger av en hybrid, gir den samfunnsøkonomiske nytten. Den samfunnsøkonomiske nytten er differansen i beregnet produsent- og konsumentoverskudd, flaskehalsinntekter og kostnader knyttet til de fysiske tapene i nettet. Vi drøfter hvordan markedsnyttene varierer med ulike scenario for norsk energibalanse og i våre ulike scenario for utviklingen i europeiske kraftpris.

Tallene på nytte er hovedsakelig årsnittet av 29 historiske værår som vi simulerer i sekvens. Innenfor disse værårene varierer både priser og nytte voldsomt. Scenarioene Lavpris og Høypris, og variantene med ulik energibalanse i Norge, gir et utfallsrom for den gjennomsnittlige markedsnyttene over hele levetiden til anleggene. Variasjoner i været og andre markedsforhold vil gi større variasjoner i både nytte og prisvirkninger over kortere perioder enn hva scenarioene viser i gjennomsnitt.

I denne rapporten fokuserer vi på hvordan mer havvind og ulike nettkonsepser påvirker norsk samfunnsøkonomisk markedsnytte. Vi presiserer samtidig at den beregnede markedsnyttene ikke dekker alle nytteeffekter ved havvind eller nettkonsepser. Markedsnyttene er kun nytten som oppstår i spotmarkedet. Nyttvirkninger for havvinden eller nettkonseptet som oppstår i andre markeder inkluderes ikke her. Vi beregner heller ikke verdien av å kunne opprettholde havvindproduksjonen ved feil eller vedlikehold på den ene forbindelsen til land.

## 8.2 Markedsnyttene av havvind på Radial

Vi starter med å se på markedsnyttene av å bygge ut havvind i Sørvest F på Radial til Norge. Ved tilknytning av 1,4 GW sammenligner vi mot et datasett uten havvind i Sørvest F. Ventyr, det første utbyggingstrinnet i Sørlig Nordsjø II, ligger imidlertid inne med radial til Norge i alle simuleringene som et trinn null. Når vi ser på utbygging av ytterligere 1,4 GW havvind i Sørvest F, ligger det første trinnet på 1,4 GW inne i datasettet. Vi viser også samlet nytte av begge trinnene, altså 2,8 GW havvind, sammenlignet med ingen utbygging av Sørvest F.

### Markedsnyttene av vindkraft på Radial er i stor grad bestemt av kraftprisnivået i Sør-Norge

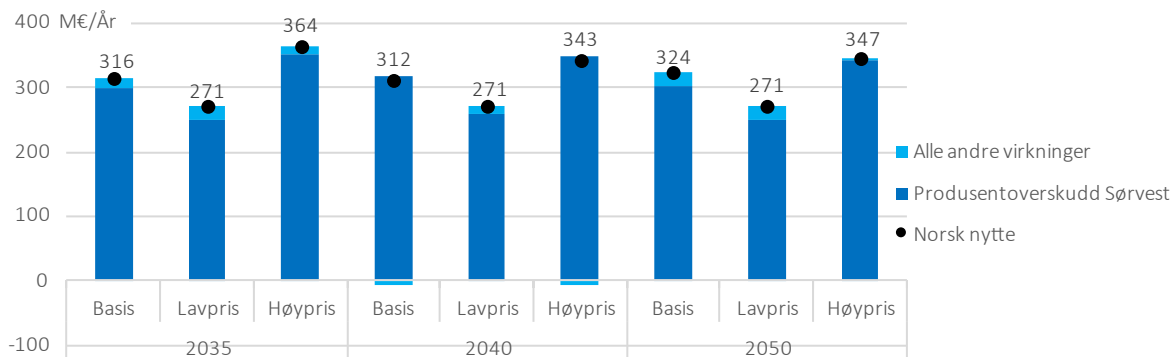
I kraftmarkedet er nytten for samfunnet av ny produksjon, hvis vi holder forbruket konstant, normalt omtrent den samme som produsentoverskuddet av denne kraften. Dette er igjen lik produksjonsvolumet multiplisert med den oppnådde kraftprisen denne produksjonen får i kraftmarkedet. Den fundamentale årsaken til at det er slik, er at ny vindkraftproduksjon reduserer de samlede produksjonskostnadene i det europeiske kraftsystemet for et gitt forbruk omtrent tilsvarende produsentoverskuddet til den nye produksjonen.

En stor andel av den samlede beregnede markedsnyttene i området dekket av våre modeller oppstår i Norge. Årsaken er at Norge bedrer sin handelsbalanse med kraft omtrent tilsvarende produsentoverskuddet til den nye kraften. Dette skjer både gjennom reduserte kostnader til import og økte inntekter med eksport. Norsk nytte av den nye produksjonen kan også bli vesentlig høyere enn selve verdien av produksjonen. Dette skjer hvis vi er i en situasjon med betydelig energiunderskudd i et normalår.

Figur 78 viser norsk markedsnytte av 1,4 GW havvind tilknyttet med Radial i våre tre scenario for kraftpris i 2035, 2040 og 2050. Merk at energibalansen i Norge er omtrent lik for alle årstall. I Basis ligger norsk markedsnytte i overkant av 300 mill. euro for alle år. I Lavpris ligger nytten rundt 270 mill. euro, mens i Høypris ligger nytten rundt 340-365 mill. euro. Nyttene er altså ganske stabile over tid i både Basis, Lavpris og Høypris. Dette da norske snittpriser er ganske like i de tre prisscenarioene over tid.



Vi ser også at norsk markedsnytte er litt større enn produsentoverskuddet i de fleste variantene. Det vil si at posten "alle andre virkninger"<sup>37</sup> er positiv. Årsaken er at det oppstår fordelingsvirkninger mellom land når prisene i Norge og Norden endres som følge av mer havvind i Norge. Fordelingsvirkningene går i favør Norge ved energiunderskudd. Ved energioverskudd i Norge går fordelingsvirkningene mer i favør andre land. Dette kommer tydelig frem i Figur 79 og Figur 80.



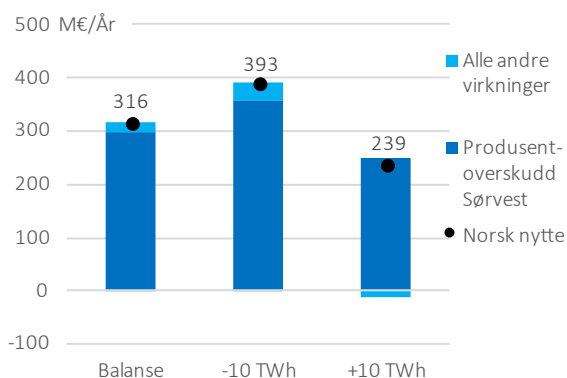
Figur 78: Simulert årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW havvind tilknyttet med Radial i 2035, 2040 og 2050, i våre tre scenario for kraftpris med null i norsk energibalanse. Snitt av 29 værår.

### Nytten av vindkraft øker med svakere energibalanse – sterk energibalanse gir mindre nytte

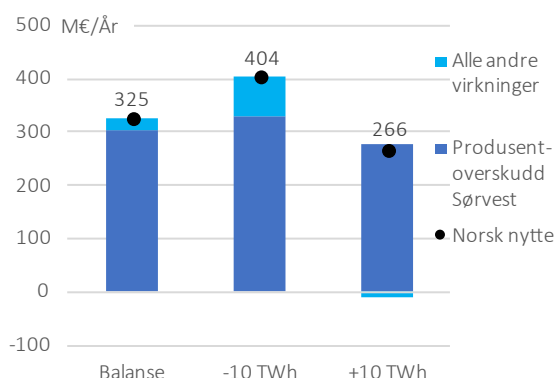
Nivået på norske kraftpriser relativt til kraftprisene på kontinentet og i Storbritannia er avhengig av energibalansen både i Norge og Norden. Svakere norsk energibalanse øker kraftprisene og dermed nytten av ny kraftproduksjon i Sørvest F. Sterkere balanse gir motsatt effekt.

I et scenario med 10 TWh overskudd i Norge etter at trinn 1 (1,4 GW havvind i Sørvest F) er bygget ut, synker markedsnyttens til ca. 240 mill. euro i 2035 og 265 mill. euro i 2050. I et scenario med underskudd på energibalansen på 10 TWh etter at trinn 1 er bygget ut, øker nytten av den nye kraften for Norge til rundt 400 mill. euro i både 2035 og 2050.

Endringer i svensk og finsk energibalanse vil gi tilsvarende virkninger, men være mer dempet på grunn av flaskehalsen i det nordiske nettet. Større overføringskapasitet fra Sør-Norge til Sverige enn til Nord-Norge gjør at energibalansen i Sverige påvirker resultatene mer enn energibalansen i Nord-Norge.



Figur 79: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW havvind tilknyttet med Radial med ulik norsk energibalanse i 2035. Kontinentale og britiske priser som i Basis. Snitt av 29 værår.



Figur 80: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW havvind tilknyttet med Radial med ulik norsk energibalanse i 2050. Kontinentale og britiske priser som i Basis. Snitt av 29 værår.

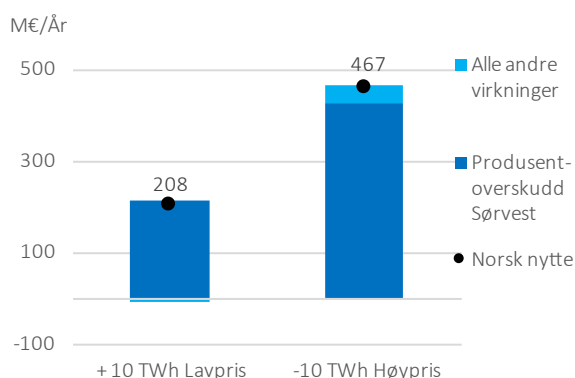
<sup>37</sup> "Alle andre virkninger" er summen av endringene i produsent- og konsumentoverskudd til eksisterende produsenter og forbrukere, interne og eksterne flaskehalsinntekter og kostnader med tap i nettet. Virkningene er vist i Figur 85 og Figur 86.

Figur 79 og Figur 80 viser at ved rundt null på norsk energibalanse er norsk markedsnytte noe større enn produsentoverskuddet til vindparken. Ved underskudd på norsk energibalanse er norsk markedsnytte en god del større enn produsentoverskuddet av selve vindkraften. Grunnen er at den nye kraften reduserer prisene i Norge og dermed kostnadene med nettoimporten på 10 TWh vesentlig. Dette gir en betydelig ekstra markedsnytte i Norge. I praksis betyr det at norske konsumenter tjener mer enn norske produsenter taper på den nye kraften (se Figur 85 og Figur 86).

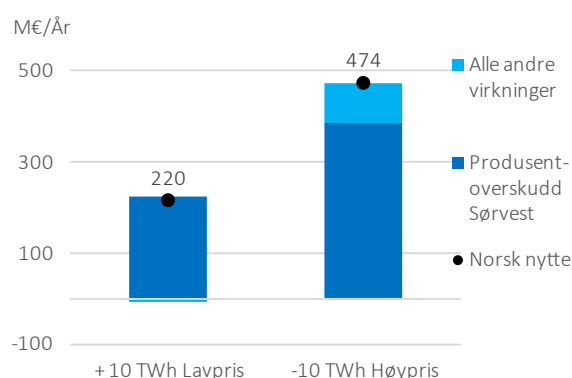
Med overskudd på norsk energibalanse blir samlet norsk nytte noe lavere enn produsentoverskuddet. Dette skyldes at mer kraft inn i det norske kraftsystemet reduserer prisene i Norge og dermed verdien av nettoeksporten.

### Kombinasjoner av europeiske prisscenarioer og ulike energibalanser i Norge øker utfallsrommet

Når vi kombinerer ulike europeiske prisscenarioer og scenarioer med ulik kraftbalanse i Norge, oppstår det et enda større utfallsrom for nytten av havvinden. Høye kontinentale priser kombinert med svak kraftbalanse i Norge gir høyest nytte. Lave europeiske priser kombinert med overskudd i Norge gir relativt liten nytte av ny produksjon. Endringer i den samlede energibalansen i Sverige og Finland i samme retning som den norske ville gitt enda større utfallsrom. Kontinuerlige endringer i vær og andre markedsforhold gjør at nytten varierer mye innenfor år og sesonger.



Figur 81: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW havvind tilknyttet med Radial i 2035 i kombinerte scenario med ulik norsk energibalanse og scenario for kraftpris. Snitt av 29 værår.

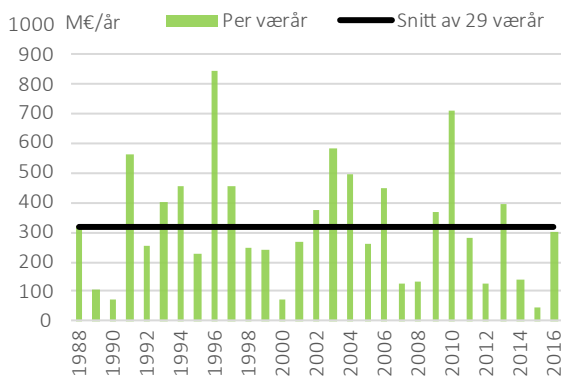


Figur 82: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW havvind tilknyttet med Radial i 2050 i kombinerte scenario med ulik norsk energibalanse og scenario for kraftpris. Snitt av 29 værår.

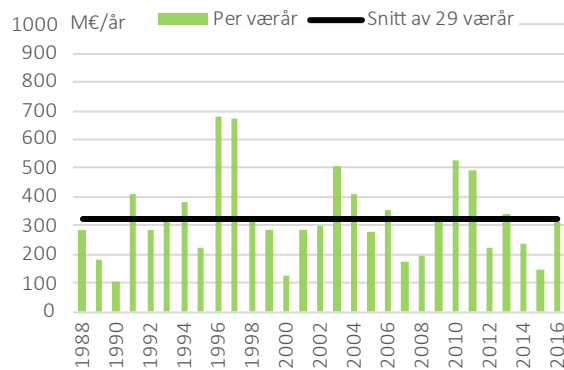
### Nytten varierer mye over tid både på grunn av variasjoner i vær og andre markedsforhold

Gjennomgående i rapporten viser vi nyttevirkningene som snittet av 29 ulike værår. Endringer i vær, nedbør og vind vil gjøre at nytten varierer mye innad i år og mellom år. I Figur 83 og Figur 84 viser vi hvordan norsk markedsnytte av 1,4 GW havvind på Radial varierer mellom ulike værår i 2035 og 2050, uten endringer i andre markedsforhold.

I de tørreste årene med høyest pris blir nytten rundt 800 mill. euro i 2035 og 700 mill. euro i 2050. I nedbørsrike og vindfulle år med lave priser er nytten kun ca. 100 mill. euro. Endringer i andre forhold som påvirker prisene på kraft, for eksempel brensels- og CO<sub>2</sub>-pris, vil gjøre utfallsrommet enda større.



Figur 83: Årlig, norsk markedsnytte per værår av 1,4 GW havvind tilknyttet med Radial i Basis 2035.

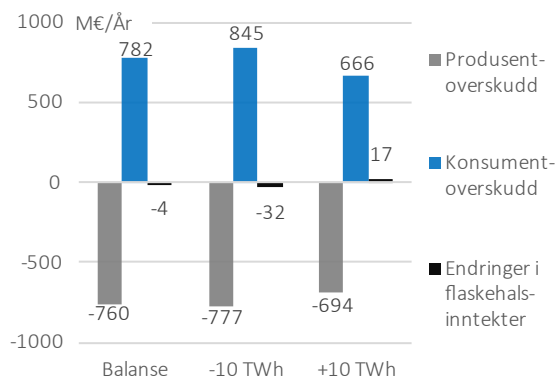


Figur 84: Årlig, norsk markedsnytte per værår av 1,4 GW havvind tilknyttet med Radial i Basis 2050.

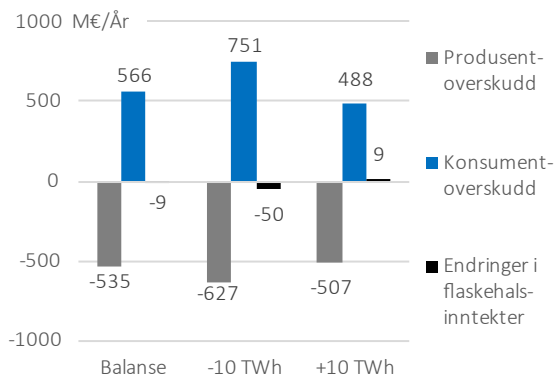
### Mer produksjon gir isolert sett store fordelingsvirkninger fra eksisterende produsenter til forbrukere

I 2035 og 2050 synker kraftprisene i gjennomsnitt i Sør-Norge med henholdsvis ca. 5 og 3 €/MWh hvis det kommer inn 1,4 GW ny havvind på Radial.<sup>38</sup> Prisnedgangen i Sør-Norge gjør at det oppstår fordelingsvirkninger fra eksisterende produsenter til eksisterende forbrukere. Ved omtrent null på norsk energibalanse vil konsumentene tjene litt mer enn produsentene taper. Det blir små endringer i de samlede flaskehalsinntektene (Figur 85 og Figur 86).

Ved 10 TWh underskudd på energibalansen, etter at havvinden er bygd ut, vil konsumentene tjene vesentlig mer enn produsentene taper. Dette skyldes at kostnadene med den betydelige nettoimporten synker når norske kraftpriser blir lavere som følge av mer vindkraft. Samtidig vil lavere kraftpriser i Norge redusere prisforskjellene mot nabolandene, fordi gjennomsnittprisene blir likere. Dermed reduseres flaskehalsinntektene på forbindelsene til utlandet slik at de samlede norske flaskehalsinntektene synker. Ved 10 TWh overskudd er det motsatt. Konsumentene tjener litt mindre enn produsentene taper. Samtidig øker flaskehalsinntektene mot utlandet svakt.



Figur 85: Endring i årlig konsument og produsentoverskudd for eksisterende konsumenter og produsenter, samt samlede flaskehalsinntekter fra interne og eksterne forbindelser. Dette for 1,4 GW Radial, for ulik norsk energibalanse, i Basis 2035, som snitt av 29 værår.

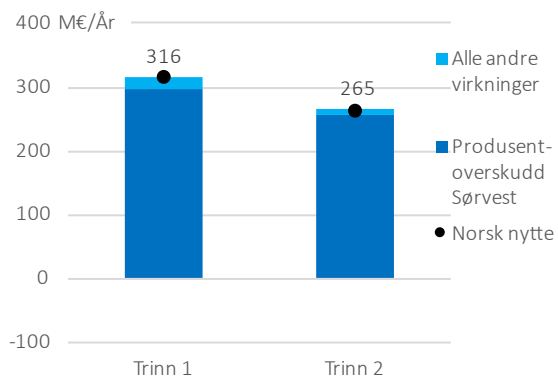


Figur 86: Endring i årlig konsument og produsentoverskudd for eksisterende konsumenter og produsenter, samt samlede flaskehalsinntekter fra interne og eksterne forbindelser. Dette for 1,4 GW Radial, for ulik norsk energibalanse, i Basis 2050, som snitt av 29 værår.

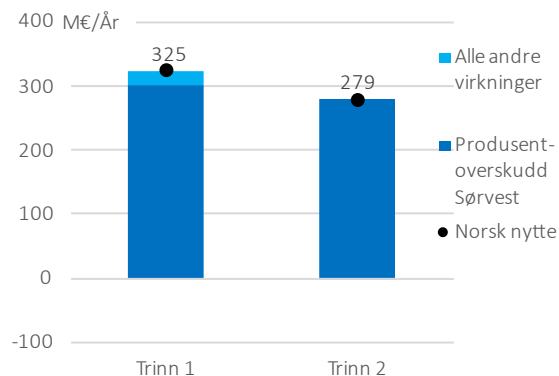
<sup>38</sup> Prisvirkningen av mer havvind er noe mindre i 2050 da kraftprisene på kontinentet og i Storbritannia er lavere og mindre volatile i 2050 enn i 2035. I 2050 er det også noe mer fleksibelt forbruk i Norden som responderer på den nye produksjonen.

### Mer havvind gir lavere priser og avtakende nytte – mer forbruk vil øke nytten av havvinden

Norsk energibalanse går fra ca. null til et overskudd på rundt 7 TWh når vi legger til det andre trinnet på 1,4 GW i Sørvest F<sup>39</sup>. Dette medfører at kraftprisene i Sør-Norge synker fra i underkant av 60 €/MWh til 50 €/MWh i 2035<sup>40</sup>. Våre simuleringer indikerer at prisnedgangen er omtrent lineær med mengden havvind, så lenge det ikke er et stort underskudd på energibalansen.

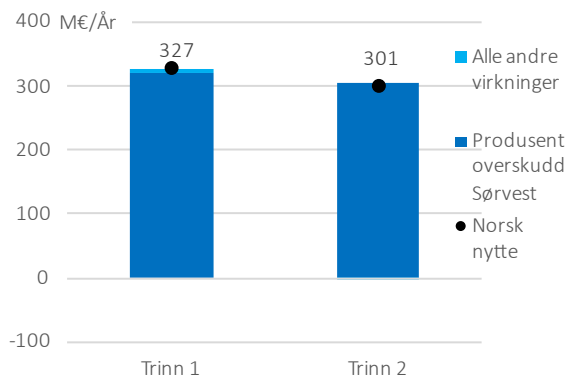


Figur 87: Årlig, norsk markedsnytte av trinn 1 og trinn 2 havvind tilknyttet med Radial i Basis 2035. Snitt av 29 værår.

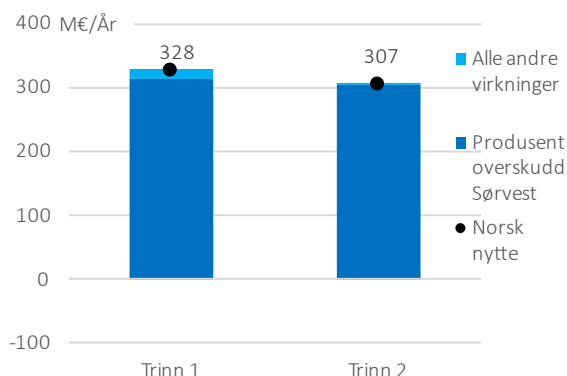


Figur 88: Årlig, norsk markedsnytte av trinn 1 og trinn 2 havvind tilknyttet med Radial i Basis 2050. Snitt av 29 værår.

Lavere kraftpriser gir også lavere markedsnytte av mer kraftproduksjon. Utbygging av 2,8 GW som to trinn på 1,4 GW gir lavere nytte av det andre trinnet enn av det første. I 2035 er norsk markedsnytte av trinn 1 i overkant av 315 mill. euro, mens markedsnyttan for trinn 2 er 265 mill. euro. I 2050 er nytten av første utbyggingstrinn 325 mill. euro, mens nytten av andre trinn er rundt 280 mill. euro. Markedsnyttan faller altså med ca. 10-15 % fra første til andre trinn.



Figur 89: Årlig, norsk markedsnytte av trinn 1 og trinn 2 havvind tilknyttet med Radial, og med en økning i forbruket på hhv. 4 TWh og 8 TWh, i Basis 2035. Snitt av 29 værår.



Figur 90: Årlig, norsk markedsnytte av trinn 1 og trinn 2 havvind tilknyttet med Radial, og med en økning i forbruket på hhv. 4 TWh og 8 TWh, i Basis 2050. Snitt av 29 værår.

Det er urealistisk med en stor nedgang i kraftprisene uten at det oppstår en respons på forbrukssiden. Nytt forbruk som respons på den nye vindkraften vil øke kraftprisene og dermed markedsnyttan av den nye produksjonen. Figur 89 og Figur 90 viser hvordan norsk markedsnytte av de to trinnene enkeltvis øker som følge av 4 TWh og 8 TWh mer forbruk<sup>41</sup>. Her har vi ikke tillagt det nye forbruket noen verdi. Det betyr at den økte nytten kun representerer at den nye vindkraftproduksjonen erstatter termiske kraftverk med høyere kostnader i Europa når forbruket i Norge øker.

<sup>39</sup> Den totale energiproduksjonen av de to trinnene til sammen 2,8 GW er rundt 13 TWh i et snittår.

<sup>40</sup> Prisnedgangen i resten av landet er noe lavere på grunn av flaskehals i nettet.

<sup>41</sup> Det betyr at vi har lagt til 4 TWh i varianten med 1,4 GW utbygging og 8 TWh i varianten med 2,8 GW utbygging.

### 8.3 Markedsnyttan av hybrid speiler både verdien av selve vindkraften og utveksling

Før vi ser på nytten i de ulike hybridkonseptene beskriver vi her noen fundamentale forhold knyttet til nytten av vindkraft på hybrid.

#### Den samlede nytten av havvind på hybrid er lik produsentoverskuddet pluss flaskehalsinntektene

Akkurat som for en radial er nivået på kraftprisene i Norge og i utlandet den viktigste driveren for markedsnyttan som oppstår ved havvind knyttet til med en hybrid. Dette skyldes at den største nyttevirkingen av en hybrid er knyttet til verdien av selve vindkraftvolumet som kommer inn i markedet. Nyttan av en hybrid er derfor størst i et scenario med høye kraftpriser.

Markedsnyttan som oppstår med en hybrid tilkobling, er større enn ved en radial fordi:

- Vindkraftvolumet hele kan tiden selges direkte til markedet med høyest pris.
- Kapasiteten mellom landene kan utnyttes til kraftutveksling i timer vindkraften ikke fyller opp kapasiteten til land.

Størrelsen på begge disse nyttevirkningene er sterkt avhengig av prisforskjellene time for time mellom Norge og landet hybridene går til.

Som beskrevet i kapittel 8.2 er markedsnyttan av havvind på radial omtrent den samme som produsentoverskuddet til havvinden. Ved hybrid er markedsnyttan i kraftmarkedet omtrent lik summen av produsentoverskuddet til havvinden og de samlede flaskehalsinntektene knyttet til selve hybridene<sup>42</sup>. Summen av produsentoverskuddet og flaskehalsinntektene reflekterer de sparte løpende produksjonskostnadene med å dekke et gitt europeisk forbruk time for time. Denne summen er alltid større enn produsentoverskuddet til vindkraften på radial.

Både vindkraften og den økte kapasiteten mellom landene gjennom hybridene påvirker prisene. Dermed oppstår det fordelingsvirkninger mellom produsenter, konsumenter og TSO-ene. I sum vil disse i praksis nulle hverandre ut slik at samlet nytte for hele kraftsystemet i Europa er omtrent likt produsentoverskuddet til den nye vindkraften pluss flaskehalsinntektene knyttet til hybridene. På grunn av at vannkraft dominerer det norske kraftsystemet, er disse fordelingsvirkningene gunstige med tanke på norsk nytte. Beregnet norsk andel av nytten er derfor gjennomgående større enn summen av produsentoverskuddet til vindkraften og norsk andel av flaskehalsinntektene.

Med offshore budområder vil havvinden hele tiden få kraftprisen i landet med lavest pris. Det betyr at deler av markedsnyttan av vindkraften blir realisert som flaskehalsinntekt på hybridene. Flaskehalsinntektene på hybridene reflekterer både dette og nytten som oppstår ved selve kraftutvekslingen mellom landene hybridene legger til rette for.

#### Norsk vannkraft, energibalansen og utenlandsk prisvariasjon er sentrale drivere for nytten av hybrid

Den høye andelen vannkraft i Norge er en av hovedårsakene til at det er store prisforskjeller time for time mellom Norge og andre land, og dermed også en høy ekstra nytte av hybrid tilkobling. På den ene siden gir variasjoner i tilsiget og mengden uregulert vannkraft perioder der norske kraftpriser svinger langt under og tidvis også over prisene i naboland – avhengig av om Norge har over eller underskudd på den gjennomsnittlige energibalansen. Samtidig kan vannkraften regulere produksjonen innenfor kortere tidsrom nesten uten kostnader. Dette gir mye lavere kortsiktig prisvariasjon i Norge enn i andre land – og bidrar dermed til at det oppstår store prisforskjeller time for time.

I perioder med mye tilsig og høy produksjon fra uregulert vannkraft gir en hybrid ekstra nytte ved at Norge får litt bedre betalt for det energioverskuddet som skal selges. Samtidig gir en hybrid en ekstra nytte ved at det blir litt billigere import når det er lite tilsig og underskudd. I tillegg gir en hybrid bedre

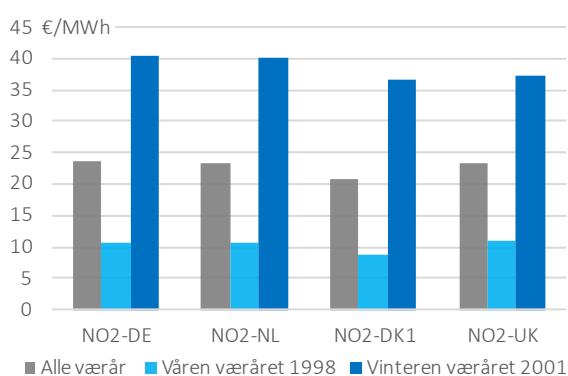
---

<sup>42</sup> Altså summen av flaskehalsinntektene på kabelen til Norge og kabelen til partnerlandet

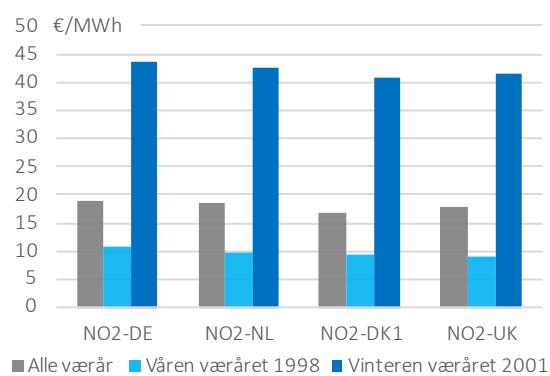
utnyttelse vannkraftens fleksibilitet til å produsere mer når det er lav fornybarproduksjon og høye priser i naboland, og motsatt.

Størrelsen på prisforskjellene mellom Norge og utlandet er i stor grad bestemt av størrelsen på den kortsiktige prisvariasjonen på kontinental eller britisk side. Stor prisvariasjon gjør at det oppstår høye prisforskjeller time for time mot den norske kraftprisen som varierer mindre gjennom døgnet og uka (som beskrevet i kapittel 5). Figur 91 og Figur 92 viser at prisforskjellene time for time mellom NO2 og kontinentet og Storbritannia ligger på ca. 25 €/MWh i 2035 og ca. 20 €/MWh i 2050 i vår Basis.

De timevise prisforskjellene mellom Norge og utlandet varierer imidlertid mye mellom ulike år og sesonger. Figur 91 og Figur 92 viser også at de timevise prisforskjellene i enkelte år og sesonger er betydelig lavere eller høyere enn snittet. Dette gir perioder med mye lavere eller høyere markedsnytte og flaskehalsinntekter sammenlignet med gjennomsnittet. Andre forhold som påvirker prisene i det europeiske kraftmarkedet, vil gjøre utfallsrommet enda større.



Figur 91: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell med 1,4 GW Storhandel i snitt og i utvalgte perioder med mye høyere og lavere prisforskjeller mot utlandet, i 2035.



Figur 92: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell med 1,4 GW Storhandel i snitt og i utvalgte perioder med mye høyere og lavere prisforskjeller mot utlandet, i 2050.

I kapittel 8.2 viser vi at markedsnyttens av havvind på Radial reduseres med en mer positiv energibalanse i Norge. Økt energibalanse reduserer også nytten av havvind med hybrid tilknytning, men betydelig mindre enn for radial. Dette skyldes for det første at vindkraftvolumet kan selges direkte til et marked der prisen i mange timer er høyere enn i Norge. For det andre vil den nye vindkraften i mindre grad redusere verdien av nettoeksporten fra Norge<sup>43</sup>. Motsatt vil markedsnyttens øke mindre ved kraftunderskudd i Norge, sammenlignet med Radial. Dette skyldes at vindkraften ofte oppnår høyest pris i det norske markedet når Norge har underskudd på energibalansen. I tillegg vil en radiell tilkobling redusere kostnadene med nettoimport mer enn en hybrid i de fleste år.

#### Avtakende nytte av handelskapasitet og sammenheng med øvrige mellomlandsforbindelser

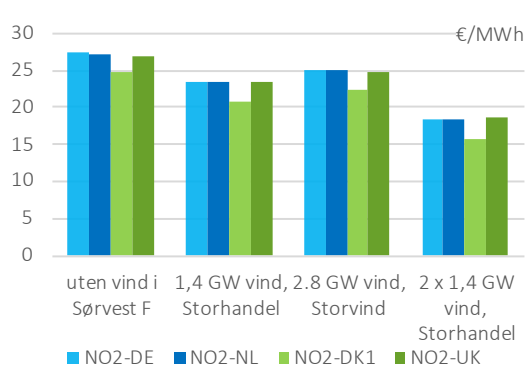
Når kapasiteten mellom Norge og utlandet øker, blir prisforskjellene time for time mellom landene mindre. Dette skyldes at prisene time for time i Norge blir likere prisene time for time i andre land.

Siden økt kapasitet reduserer prisforskjellene time for time, blir det avtakende samlet nytte av kapasitet mellom Norge og Europa. Men som vi kommer tilbake til i neste delkapittel så bidrar vannkraften til at den norske nytten holder seg oppe selv om samlet simulert nytte går ned. Den samlede kapasiteten mellom Sverige og kontinentet vil også påvirke prisforskjellene mellom Norge og kontinentet og Storbritannia. Men på grunn av flaskehals i det nordiske nettet vil en eventuell ny svensk forbindelse redusere prisforskjellene mindre.

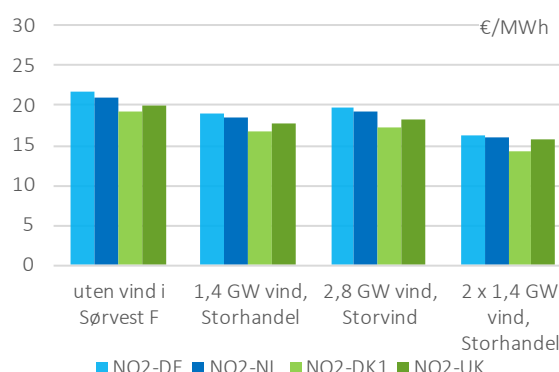
<sup>43</sup> Hvis man har en positiv energibalanse, er det også en nettoeksport fra Norge i gjennomsnitt.

I Figur 93 og Figur 94 ser vi at 1,4 GW Storhandel mot Tyskland reduserer prisforskjellen time for time mellom Sør-Norge (NO2) og Tyskland med ca. 3 €/MWh i 2035 og noe mindre i 2050. Prisforskjellene reduseres omtrent like mye til Danmark, Nederland og Storbritannia. Med enda et utbyggingstrinn på 1,4 GW som knyttes til med Storhandel reduseres prisforskjellene med ytterligere 3 €/MWh<sup>44</sup>.

Storvind gir mindre nedgang i de timevise prisforskjellene enn Storhandel. Grunnen er at utvekslingen mellom de to kraftsystemene på land blir betydelig mindre med mye vindkraft på midten. Årsaken er at havvinden her i større grad sperrer for utvekslingen. Dermed gi dette konseptet i praksis mindre økning i netto utvekslingskapasitet mellom Norge og utlandet.



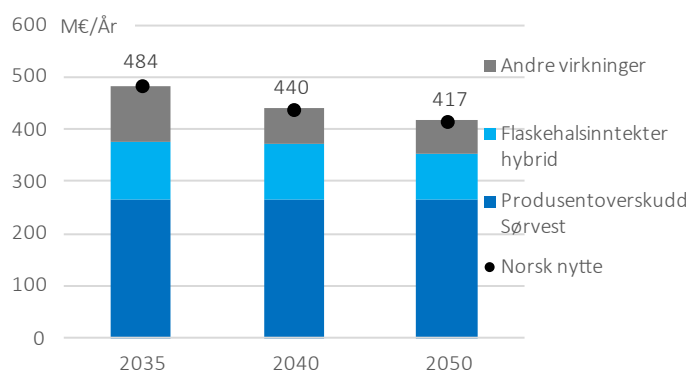
Figur 93: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell med og uten tilknytning av havvind i Basis 2035. Snitt av 29 værår. Hybriden går her til Tyskland.



Figur 94: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell med og uten tilknytning av havvind med i Basis 2050. Snitt av 29 værår. Hybriden går her til Tyskland.

#### 8.4 Storhandel gir høyest markedsnytte av hybridkonseptene

Konseptet Storhandel har i våre beregninger høyere markedsnytte enn de andre nettkonseptene. Årsaken er at den samlede overføringskapasiteten til land er høyest i dette konseptet.



Figur 95: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW Storhandel til Tyskland i Basis for 2035, 2040 og 2050. Snitt av 29 værår.

#### Storhandel på 1,4 GW – høy nytte i Basis, men noe avtagende mot 2050

Figur 95 viser norsk markedsnytte av 1,4 GW Storhandel i 2035, 2040 og 2050. Den norske markedsnytten er fordelt på produsentoverskuddet til vindparken, norsk andel av flaskehalsinntektene knyttet til hybrid<sup>45</sup>, samt en samlepost som oppsummerer virkningene på det eksisterende kraftsystemet i Norge ("Andre virkninger").

<sup>44</sup> En del av den økte variasjonen i norske kraftpriser kan trolig dempes som følge av mer investeringer i fleksibilitet i det norske kraftsystemet, for eksempel økt effekt i vannkraftverk.

<sup>45</sup> Vi har lagt til grunn at alle de samlede flaskehalsinntektene knyttet til den hybride forbindelsen dels likt mellom Norge og partneren.

Andre virkninger inkluderer netto endring i produsent- og konsumentoverskudd, tapskostnader i det norske nettet og samlede endringer i flaskehalsinntektene, både internt i Norge og mot utlandet. Størrelsen på denne samleposten er knyttet til prisvirkningene på norsk side. Mer utvekslingskapasitet gjør at vi i gjennomsnitt over tid både selger dyrere i timer med eksport og importerer billigere i timer med import. Dette gjør at det oppstår en samlet økning i produsent- og konsumentoverskuddet i Norge. Samtidig gjør likere priser med utlandet at flaskehalsinntektene på eksisterende forbindelser til utlandet faller. Nedgangen er imidlertid mindre enn samlet økning i produsent- og konsumentoverskudd. Flaskehalsinntektene mellom interne prisområder øker ved hybrid i motsetning til de mot utlandet<sup>46</sup>.

I 2035 er samlet norsk nytte i underkant av 500 mil. euro. Produsentoverskuddet til vindparken og norsk andel av flaskehalsinntektene til hybridene utgjør om lag 80 % av nytten. Til 2040 faller samlet nytte til i underkant av 450 mill. euro, selv om kraftprisene i Norge er svakt høyere i 2040. Grunnen er at prisforskjellene time for time mot Europa er noe mindre. Det skyldes igjen både mindre volatile priser i Europa og mindre kraftoverskudd i Sverige og Finland. Summen av produsentoverskuddet og flaskehalsinntektene knyttet til hybridene reduseres lite, men samleposten "andre virkninger" blir betydelig mindre. Dette er logisk gitt utviklingen i europeiske priser og redusert energibalanse i Finland og Sverige, men det er også noe tilfældigheter i akkurat hvordan de ulike postene endres.

Til 2050 fører ytterligere redusert prisvariasjon i Europa til at nytten faller til i overkant av 400 mill. euro. Sammenlignet med 2040 er det flaskehalsinntektene knyttet til hybridene som synker, mens produsentoverskuddet og "andre virkninger" er stabilt.

I sum er nyttevirkningene ganske like for alle årene. Dette henger sammen med at prisene i Europa er ganske like over tid, selv om volatiliteten avtar. Vi har også tatt utgangspunkt i omtrent lik energibalanse i Norge i alle årene. Produsentoverskuddet til vindparken og norsk andel av flaskehalsinntektene knyttet til hybridene utgjør i alle år ca. 80-85 % av samlet norsk nytte.

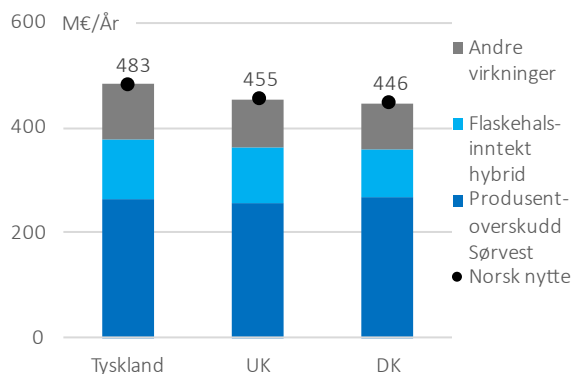
#### **Det er rimelig lik markedsnytte til ulike land**

Vi forventer at de gjennomsnittlige prisforskjellene time for time mot de ulike landene som er aktuelle for hybrid tilknytning er relativt like. Det betyr at norsk markedsnytte vil være relativt lik. Figur 96 og Figur 97 viser norsk markedsnytte av Storhandel mot Tyskland, Danmark og Storbritannia i 2035 og 2050. Nytten er lavest mot Danmark fordi prisforskjellene mot det danske markedet er minst. Det er noe lavere nytte mot Storbritannia enn Tyskland både i 2035 og 2050. Forskjellene er såpass små at det skal relativt små endringer i prisene i de to markedene for å vippe dette andre veien. Skiftende markedsforhold vil uansett gjøre at det varierer hvilket land som har de høyeste prisforskjellene.

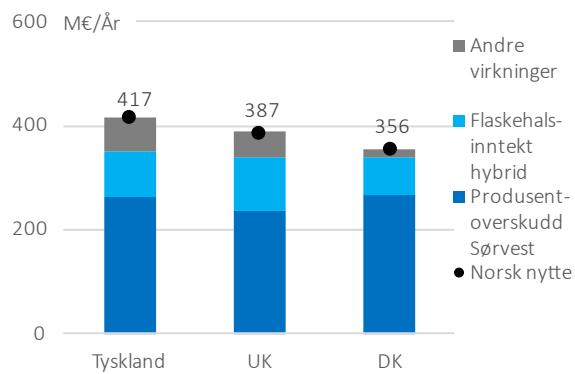
---

<sup>46</sup> I Figur 106 og Figur 107 diskuterer vi fordelingsvirkninger og viser endringene i enkeltkomponentene som inngår i samleposten "Alle andre virkninger".





Figur 96: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW Storhandel med tilknytning til ulike land 2035 Basis. Snitt av 29 værår.

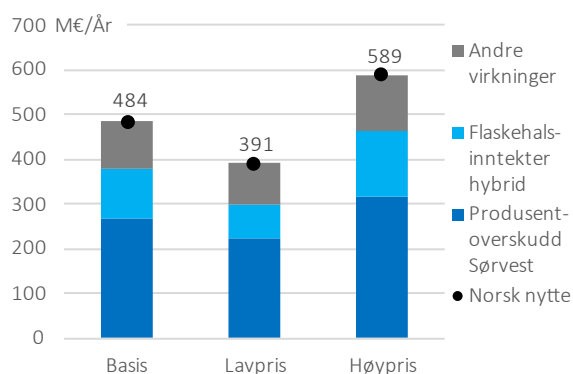


Figur 97: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW Storhandel med tilknytning til ulike land 2050 Basis. Snitt av 29 værår.

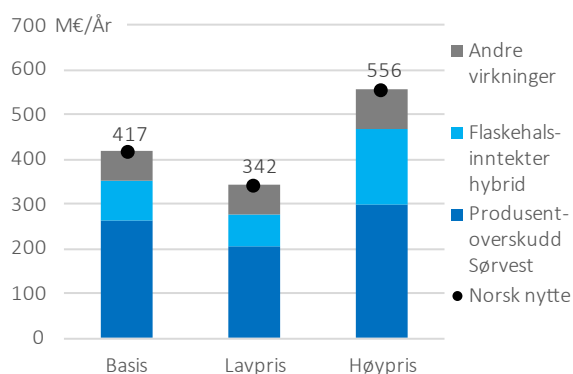
Siden nytten er såpass lik velger vi i fortsettelsen kun å vise nytten av hybride løsninger mot Tyskland når vi ser på ulike forhold som påvirker nytten.

### Utviklingen i kontinentale og britiske priser gir et stort utfallsrom for nytten

Tilsvarende som for en radial øker nytten av en hybrid ved høyere kraftpriser og prisvariasjon på kontinentet og i Storbritannia, mens de synker med lavere kraftpriser og prisvariasjon. I 2035 gir våre scenarier for europeiske priser et utfallsrom på norsk nytte fra i underkant av 400 mill. euro i Lavpris til nærmere 600 mill. euro i Høypris. Tilsvarende utfallsrom i 2050 er fra i underkant av 350 mill. euro i Lavpris til rundt 550 mill. euro i Høypris. Det er produsentoverskuddet av vindkraften og flaskehalsinntektene knyttet til hybridene som blir mest påvirket av prisene i Europa. I 2050 utgjør produsentoverskuddet og flaskehalsinntektene knyttet til hybridene en noe større andel av nytten enn i 2035.



Figur 98: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW Storhandel i våre tre europeiske prisscenarier i 2035. Snitt av 29 værår. Rundt null i norsk energibalanse.

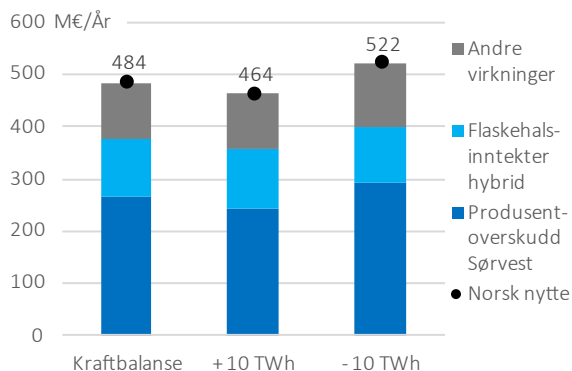


Figur 99: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW Storhandel i våre tre europeiske prisscenarier i 2050. Snitt av 29 værår. Rundt null i norsk energibalanse.

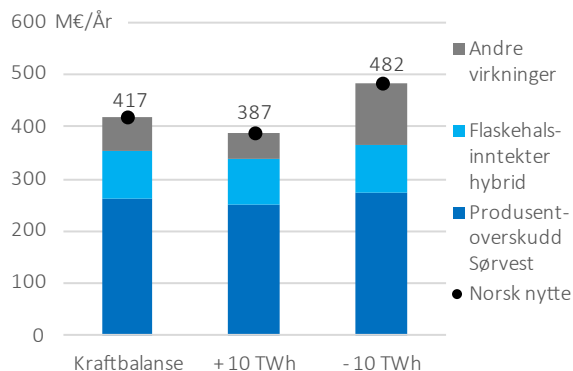
### Energibalansen påvirker lønnsomheten av hybrid tilkobling, men noe mindre enn for Radial

Nytten av vindkraft på hybrid øker med svakere energibalanse, og motsatt. Sammenlignet med en radial er nytteeffektene noe mindre følsomme for endringer i energibalansen. Det skyldes at vindkraften kan selges til to markeder, og at forhold som demper nytten av vindkraft kan øke nytten av kraftutveksling. For eksempel vil økt kraftoverskudd i Norge isolert sett gi lavere nytte av vindkraftutbyggingen, men øke nytten av selve utvekslingskapasiteten mellom Norge og Europa som hybridene gir.

I 2035 gir scenarioene for pluss 10 TWh til minus 10 TWh i energibalanse i Norge, etter at vindkraften er bygget ut, et utfallsrom for norsk nytte fra ca. 460 mill. euro til 520 mill. euro. I 2050 er tilsvarende utfallsrom fra ca. 390 mill. euro til 480 mill. euro. Nytten er relativt sett mindre følsom for energibalansen i 2035 enn i 2050 fordi prisene på kontinentet og i Storbritannia er mer volatile i 2035 enn i 2050. Det skyldes både at de høyeste prisene er høyere i 2035 enn i 2050, men også at det er langt flere lave priser, inkludert en stor andel priser ned mot null. Nytten øker mer med en svakere norsk energibalanse i 2050 enn i 2035. Det skyldes blant annet mindre kraftoverskudd i Sverige og Finland i 2050 sammenlignet med 2035.

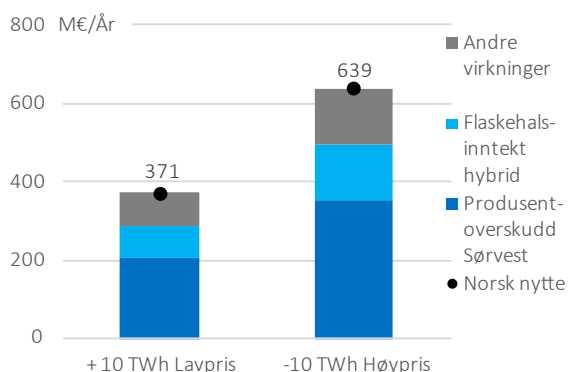


Figur 100: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW Storhandel med ulik norsk energibalanse etter at vindkraften er bygget ut i 2035. Prisene i Europa er som i Basis. Snitt av 29 værår.

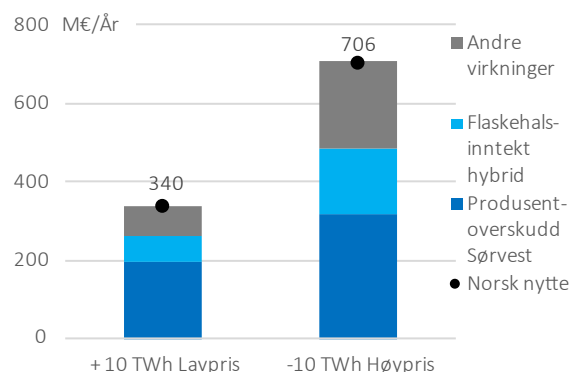


Figur 101: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW Storhandel med ulik norsk energibalanse etter at vindkraften er bygget ut i 2050. Prisene i Europa er som i Basis. Snitt av 29 værår.

Når vi kombinerer scenarioet for 10 TWh overskudd med Lavpris og scenarioet for 10 TWh underskudd med Høypris, øker utfallsrommet for norsk markedsnytte ytterligere. Dette er vist i Figur 102 og Figur 103.



Figur 102: Årlig, norsk markedsnytte for 1,4 GW Storhandel i noen kombinerte scenario med ulike norsk energibalanse og scenario for kraftpris, i 2035. Snitt av 29 værår.

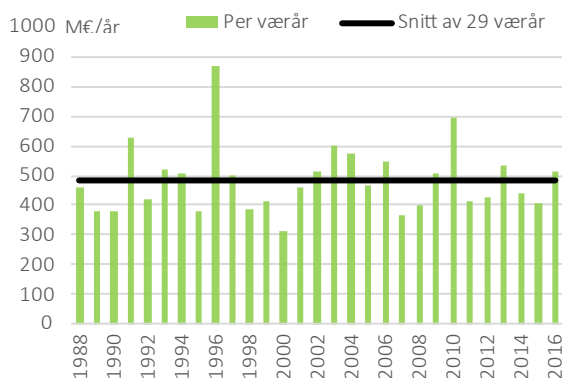


Figur 103: Årlig, norsk markedsnytte for 1,4 GW Storhandel i noen kombinerte scenario med ulike norsk energibalanse og scenario for kraftpris, i 2050. Snitt av 29 værår.

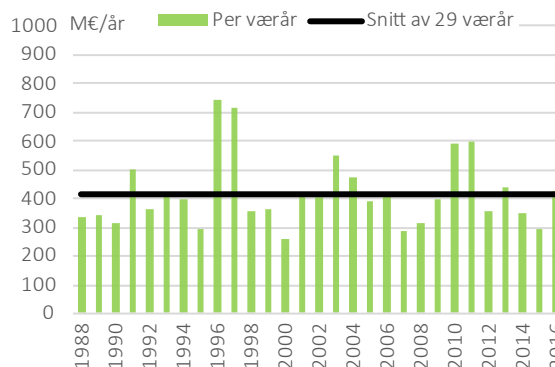
### Variasjoner i vær gir stort utfallsrom for norsk markedsnytte av hybrid, men mindre enn for radial

Nytten av en hybrid tilkobling vil variere mye mellom ulike værår. Figur 104 og Figur 105 viser at samlet nytte normalt varierer mellom ca. 300 mill. euro til 600 mill. euro med prisene som i Basis. Likevel er variasjonen i norsk nytte mindre enn for en Radial (som vist i kapittel 8.2). Grunnen er at i tilsigriker år med lave kraftpriser i Norge, og dermed lav nytte av selve vindkraften, vil nytten av utvekslingskapasiteten være høy. På den andre siden vil nytten av radial og hybrid være likere i tørre

år med betydelig nettoimport til Norge. Løpende endringer i viktige forhold som påvirker kraftprisene, som kvote og brenselspriser vil øke utfallsrommet langt mer.



Figur 104: Årlig, norsk markedsnytte per værår av 1,4 GW Storhandel i Basis 2035.



Figur 105: Årlig, norsk markedsnytte per værår av 1,4 GW Storhandel i Basis 2050.

### Fordelingsevirkningene knyttet til hybrid tilkobling er avhengig av energibalansen i Norge og Norden

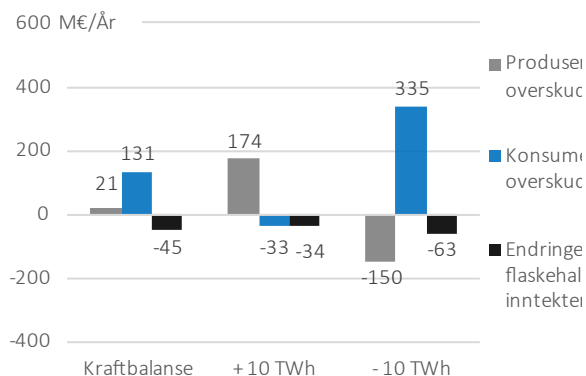
Ved energibalanse rundt null i Norge synker prisene i Norge når havvind knyttes til med en hybrid. Det betyr at konsumentoverskuddet i Norge øker, men betydelig mindre enn ved en radial fordi prisene synker mindre.

Oppgangen i konsumentoverskuddet er 140 mill. euro og 240 mill. euro, i henholdsvis 2035 og 2050. Prisnedgangen er minst i 2035. Dette skyldes at i 2035 har fortsatt Sverige og Finland et betydelig overskudd på energibalansen i vår Basis. Mot 2040 og 2050 har vi mindre overskudd i Sverige og Finland. Dermed synker prisene i Norge mer som følge av tilknytning av havvind med hybrid.

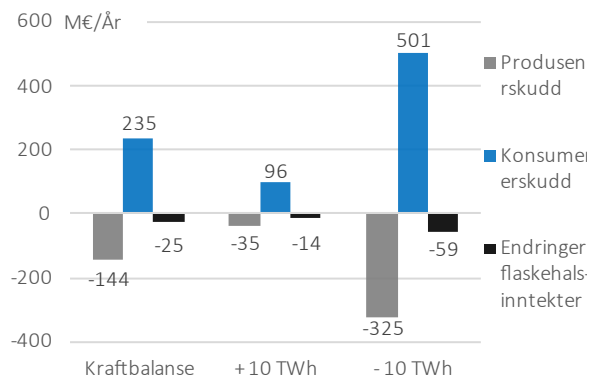
Produsentoverskuddet er omtrent uforandret i 2035 når havvind knyttes til med hybrid, mens det synker med i overkant av 150 mill. euro i 2050. Grunnen til at produsentene ikke taper i 2035 er at prisene synker lite. I tillegg har vannkraftprodusentene mulighet til å flytte mer produksjon fra lavpristimene til høypristimene, som følge av økt utvekslingskapasitet med en hybrid. Dette demper inntektstapet.

Ved svakere norsk energibalansen øker fordelingsvirkningene fra produsenter til konsumenter sterkt, fordi prisene i Norge synker vesentlig mer som følge av havvind på hybrid (variantene med minus 10 TWh i Figur 106 Figur 107). Med sterkere norsk energibalanse ser vi naturlig nok motsatt effekt. I 2035 kommer produsentene bedre ut med 10 TWh overskudd på energibalansen, mens i 2050 kommer de svakt dårligere ut.

De eksisterende flaskehalsinntektene går noe ned som følge av den nye hybriden i alle scenario. Her er det to effekter. Den nye hybriden reduserer prisforskjellene mot utlandet. Dermed går eksisterende flaskehalsinntekter mot utlandet betydelig ned. På den andre siden øker flaskehalsinntektene fra innenlandske forbindelser. Med forutsetningene som ligger til grunn for tallene i Figur 106 og Figur 107, er alltid den første effekten sterkere enn den andre.



Figur 106: Endring i årlig konsument og produsentoverskudd for eksisterende konsumenter og produsenter, samt endringer i eksisterende flaskehalsinntekter av 1,4 GW Storhandel i Basis 2035. Snitt av 29 værår.

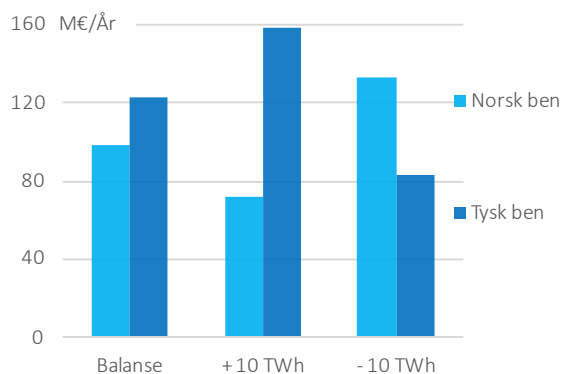


Figur 107: Endring i årlig konsument og produsentoverskudd for eksisterende konsumenter og produsenter, samt endringer i eksisterende flaskehalsinntekter av 1,4 GW Storhandel i Basis 2050. Snitt av 29 værår.

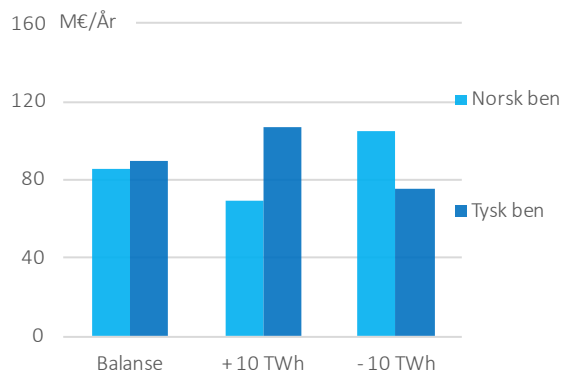
### Energibalansen i Norge og Norden har stor betydning for hvor flaskehalsen fra vindparken legger seg

I våre simuleringer antar vi at vindparken er et offshore budområde. Det betyr at ved hybrid vil vindparken hele tiden få prisen i markedet med lavest pris. Flaskehalsinntekten oppstår derfor mellom vindparken og landet med høyest pris. Hvor flaskehalsen legger seg vil variere fra time for time. Over tid vil norsk og nordisk energibalanse avgjøre hvor de største flaskehalsinntektene oppstår. I 2035 Basis har vi noe større flaskehalsinntekt på benet til utlandet med energibalanse i Norge. Dette skyldes at Sverige og Finland har et betydelig kraftoverskudd.

Ved større kraftoverskudd i Norge vil flaskehalsen i stadig større grad være mellom vindparken og kontinentet fordi prisene i stadig flere timer er lavest i Norge. Resultatet er høy flaskehalsinntekt på beinet til Europa. Ved større kraftunderskudd har vi motsatt effekt med vesentlig større flaskehalsinntekt mellom vindparken og Norge.



Figur 108: Fordeling av årlige flaskehalsinntekter på en 1,4 GW Storhandel i 2035, med ulik norsk energibalanse. Snitt av 29 værår.



Figur 109: Fordeling av årlige flaskehalsinntekter på en 1,4 GW Storhandel i 2050, med ulik norsk energibalanse. Snitt av 29 værår.

### Lite avtakende norsk nytte av hybrid tilkobling på grunn av gunstige fordelingsvirkninger

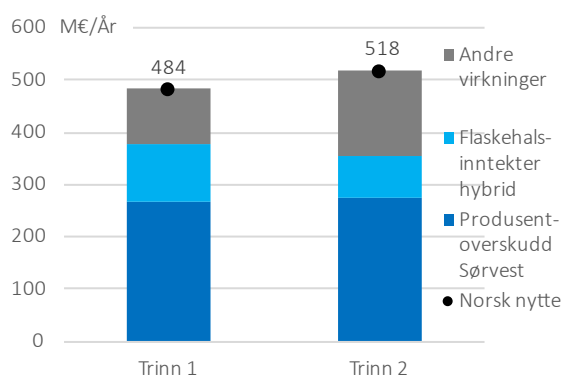
Her ser vi på å øke utbyggingsvolumet av havvind i Sørvest F til 2,8 GW. Vi ser på dette som to selvstendige Storhandel-konsept på 1,4 GW hver. Endringer i produsentoverskuddet og flaskehalsinntektene på trinn 1 som følge av utbyggingen av trinn 2, inkluderes i nytteregnskapet til trinn 2<sup>47</sup>. Den samlede norske markedsnytten av utbyggingen er summen av markedsnytten for de to

<sup>47</sup> Når vi bygger trinn 2 synker blant annet prisforskjellen mellom Norge og alle partnerlandene omtrent like mye. Det betyr at flaskehalsinntektene på den første hybridene også blir mindre.

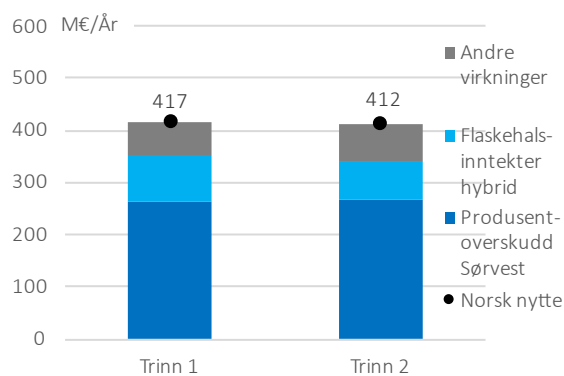
trinnene<sup>48</sup>. Med utbyggingen av trinn 2 går norsk kraftbalanse fra rundt null til et overskudd på 6-7 TWh.

Norsk markedsnytte av trinn 2 er med våre basisforutsetninger høyere enn trinn 1 i 2035. I 2050 er nytten av trinnene omtrent lik. Videre ser vi at produsentoverskuddet av vindkraften på trinn 2 er omtrent like stort som for trinn 1. Flaskehalsinntektene knyttet til trinn 2 er mindre enn for trinn 1 i alle år<sup>49</sup>. Dette skyldes mindre prisforskjeller time for time mellom de to markedene som følge av økt utvekslingskapasitet i trinn 2.

Grunnen til at norsk nytte øker i 2035, og er omtrent stabil i 2050, er at posten "andre virkninger" øker vesentlig ved trinn 2. Dette skyldes at fordelingsvirkningene går stadig mer i favør Norge ettersom den samlede overføringskapasiteten mellom Norge og Europa øker. Mer kortsiktig prisvariasjon i Norge betyr at vi stadig bedrer bytteforholdet med tanke på eksport og import. Det samme gjør også mer stabile priser i perioder med unormalt mye og lite tilsig. Til sammen gir dette en stor økning i netto produsent- og konsumentoverskudd i Norge. Denne oppgangen er hele tiden større enn nedgangen i flaskehalsinntekt på eksisterende forbindelser til utlandet.



Figur 110: Årlig, norsk markedsnytte av trinn 1 (1,4 GW havvind) og trinn 2 (2 x 1,4 GW havvind) i Basis 2035 for en 1,4 GW Storhandel. Snitt av 29 værår.



Figur 111: Årlig, norsk markedsnytte av trinn 1 (1,4 GW havvind) og trinn 2 (2 x 1,4 GW havvind) i Basis 2050, for en 1,4 GW Storhandel. Snitt av 29 værår.

På lang sikt vil investeringer i fleksibilitet bidra til å dempe den kortsiktige prisvariasjonen i Norge. Dette vil øke total nytten av en hybrid, men trolig også gi større andel nytte i utlandet fordi flaskehalsinntektene på forbindelsene ut av Norge øker mens netto produsent- og konsumentoverskudd i Norge går ned.

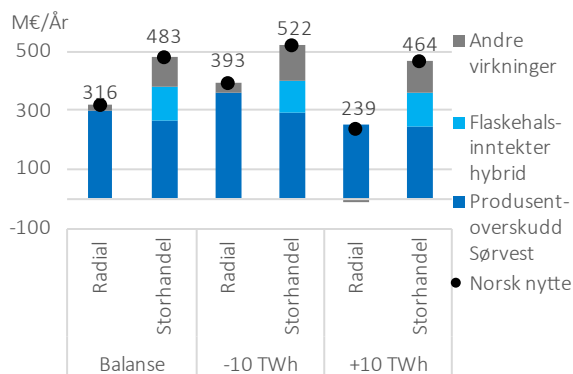
### Storhandel gir høyest nytte, selv om produsentoverskuddet til vindparken er høyest ved Radial

Figur 112 og Figur 113 sammenligner norske nyttevirksomheter av 1,4 GW havvind på radial med Storhandel hybrid i 2035 og 2050 med ulike energibalanser i Norge. Samlet nytte er klart høyest med Storhandel. Produsentoverskuddet til vindparken er høyest med radial, både ved energibalanse og underskudd. Ved overskudd er produsentoverskuddet til vindparken omtrent like stort ved radial og Storhandel.

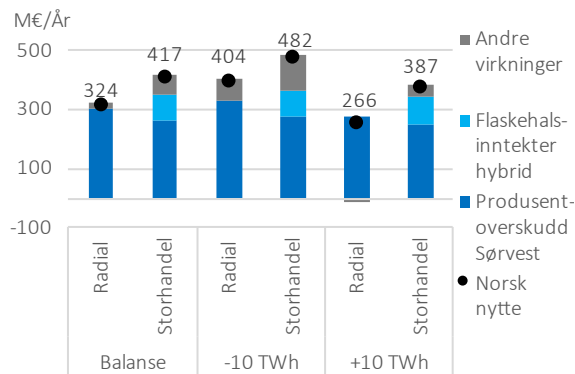
Forskjellen mellom radial og hybrid med tanke på norsk nytte øker med sterkere energibalanse i Norge, mens den blir mindre med svakere energibalanse. Forskjellene er også mindre i 2035 enn i 2050. Grunnen er lavere prisforskjeller mellom Norge og kontinentet på grunn av mindre volatile kraftpriser i Europa, og også svakere energibalanse i Sverige og Finland.

<sup>48</sup> Vi viser den samlede nytten av begge trinnene i kapitlet om Storvind under.

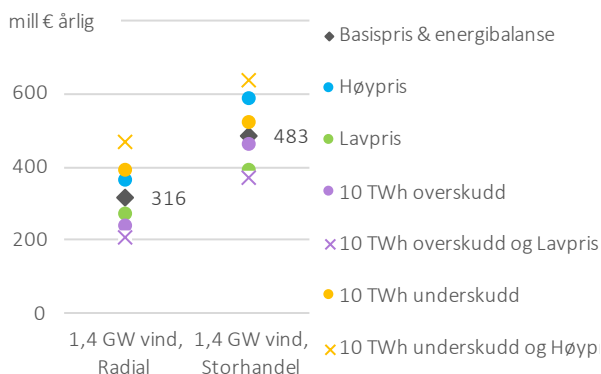
<sup>49</sup> Merk at vi i disse regnestykkene tildeler 50 % av flaskehalsinntektene knyttet til hybridene til Norge. Det betyr at nedgangen i flaskehalsinntektene knyttet til hybridene er dobbelt så stor hvis vi ser på hele flaskehalsinntekten.



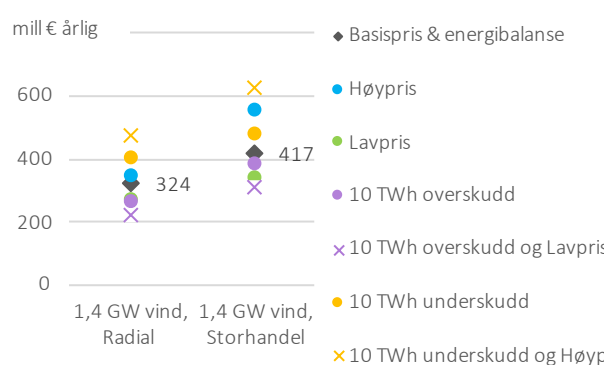
Figur 112: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW havvind med Radial eller Storhandel i ulike scenario i 2035. Snitt av 29 værår.



Figur 113: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW havvind med Radial eller Storhandel i ulike scenario i 2050. Snitt av 29 værår.



Figur 114: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW havvind med Radial eller Storhandel i ulike scenario i 2035. Snitt av 29 værår.



Figur 115: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW havvind med Radial eller Storhandel i ulike scenario i 2050. Snitt av 29 værår.

## 8.5 Storvind og Asymmetrisk gir mindre markedsnytte enn Storhandel

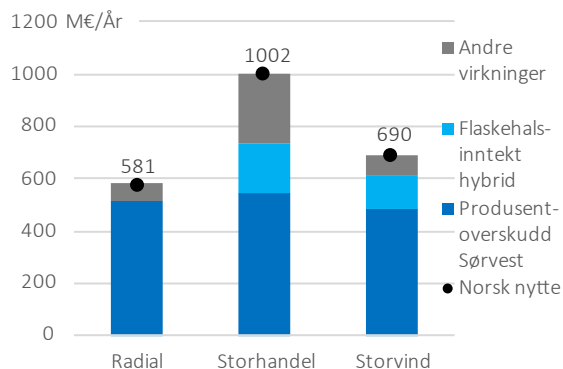
Her ser vi på varianter der utvekslingskapasiteten til land er mindre sammenlignet med Storhandel for en gitt størrelse på vindparken. Dette er kun aktuelt hvis vindkraftutbyggingen blir minst 2,8 GW. Vi ser på konseptet Storvind, der havvindutbyggingen er 2,8 GW med 1,4 GW kapasitet til hvert land. Vi ser også på asymmetrisk hybrid der vindkraftkapasiteten er 2,8 GW, kapasiteten til Norge er 2,8 GW og kapasiteten til utlandet 1,4 GW.

### Storvind gir høy norsk nytte selv om kapasiteten til land i Norge er halvparten av Storhandel

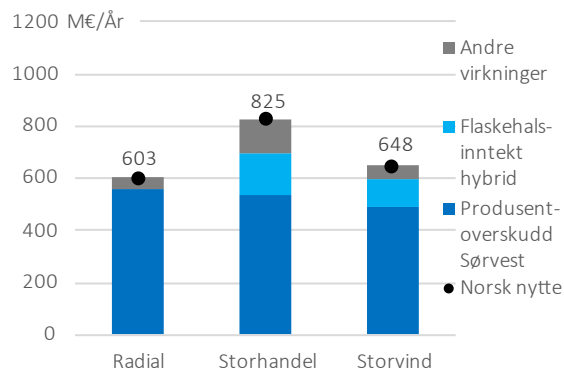
Sammenlignet med Storhandel innebærer konseptet Storvind at:

- Vindkraften i større grad sendes til markedet med lavest pris.
- Det blir mindre kapasitet tilgjengelig til kraftutveksling mellom landene. Med 2,8 GW vindkraft er produksjonen i ca. 55-60 % av tiden større enn 1,4 GW. I timene vindkraftproduksjonen er under 1,4 GW er produksjonen i snitt 600 MW.

Figur 116 og Figur 117 sammenligner norske nyttevirksomheter av 2,8 GW vindkraft på Radial, Storhandel og Storvind i 2035 og 2050. I 2035 er norsk nytte av Radial ca. 580 mill. euro, Storvind ca. 690 mill. euro og Storhandel ca. 1000 mill. euro. I 2050 er tilsvarende tall ca. 600 mill. euro for Radial, ca. 650 mill. euro for Storvind og ca. 830 mill. euro for Storhandel. Markedsnyttene av Storhandel er mye høyere enn for Radial og Storvind fordi kapasiteten til land samlet sett er over dobbelt så stor.



Figur 116: Årlig, norsk markedsnytte av 2 x 1,4 GW havvind med ulike nettkonsept i Basis 2035. Snitt av 29 værår.



Figur 117: Årlig, norsk markedsnytte av 2 x 1,4 GW havvind med ulike nettkonsept i Basis 2050. Snitt av 29 værår.

Produsentoverskuddet til vindkraften blir lavest med Storvind. I 2035 gir Storhandel høyere produsentoverskudd enn Radial, mens i 2050 er det motsatt. Storhandel gir naturlig nok høyere flaskehalsinntekter enn Storvind. Radial gir ingen flaskehalsinntekter.

Sammenlignet med 2,8 GW vindkraft på Radial gir Storvind noe høyere norsk nytte med våre forutsetninger i Basis<sup>50</sup>. Storvind gir i praksis kun en liten økning i utvekslingskapasiteten mellom Norge og Europa. Dermed øker konseptet i liten grad den kortsiktige prisvolatiliteten i Norge, og det oppstår relativt små endringer i netto produsent- og konsumentoverskudd i Norge. Flaskehalsinntektene på eksisterende forbindelser går også lite ned.

Nytten av Radial øker noe til 2050 sammenlignet med 2035 på grunn av marginalt høyere kraftpriser i Norge. På den andre siden går nytten av Storhandel vesentlig ned på grunn av lavere prisforskjellene time for time mellom Norge og Tyskland. Storvind gir lite utvekslingskapasitet, og kan ses på som en mellomting mellom Radial og Storhandel. Derfor synker nytten av Storvind lite til 2050, selv om prisforskjellene mellom Norge og Tyskland avtar.

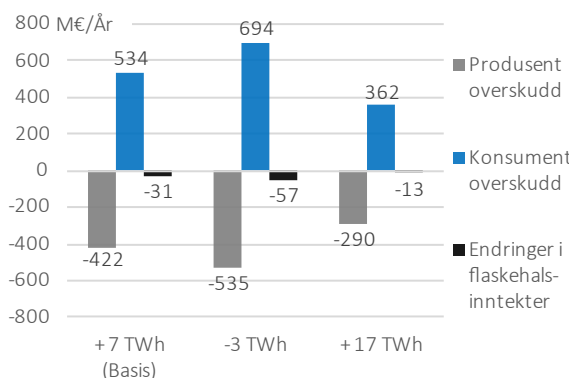
Kraftprisene i Norge går klart mest ned i alternativet med 2,8 GW havvind på radial til Norge (se Figur 73). Derfor vil langsiktige tilpasninger i form av mer forbruk øke nytten mer i alternativet med radial enn i de ulike hybridalternativene, sammenlignet med våre statiske simuleringer. Storvind vil være en mellom ting mellom Radial og Storhandel med tanke på økt nytte som følge av langsiktige tilpasninger med de forutsetningene vi bruker i Basis med tanke på norsk energibalanse.

### 2,8 GW Storvind ligner mest på 1,4 GW Radial med tanke på fordelingsvirkninger i Norge

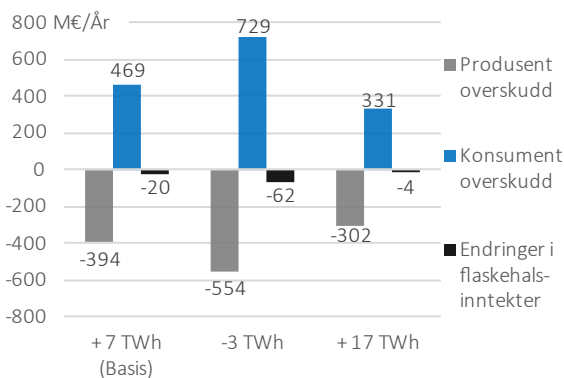
2,8 GW Storvind kan mest sammenlignes med 1,4 GW på Radial til Norge når det gjelder prisvirkning i Norge, spesielt når energibalansen i Norge ligger rundt null eller er negativ i et normalår. Det gir sammenlignbare fordelingsvirkninger med 1,4 GW på Radial. Ved økende overskudd går prisene mindre ned sammenlignet med en 1,4 GW Radial, men mer ned sammenlignet med Storhandel.

Det blir også relativt små endringer i de eksisterende flaskehalsinntektene med Storvind. Dette skyldes at prisforskjellene mellom Norge og kontinentet og Storbritannia synker relativt lite som følge av Storvind. Noe høyere interne flaskehalsinntekter viker dessuten i motsatt retning.

<sup>50</sup> I tillegg gir Storvind også en ekstra europeisk nytte, fordi halvparten av flaskehalsinntektene tilfaller utlandet.



Figur 118: Endring i årlig konsument og produsentoverskudd for eksisterende konsumenter og produsenter, samt eksisterende flaskehalsinntekter både fra interne og eksterne forbindelser av 2,8 GW Storvind i Basis 2035. Snitt av 29 værår.

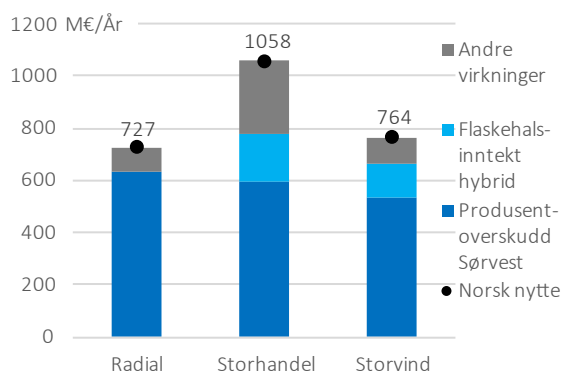


Figur 119: Endring i årlig konsument og produsentoverskudd for eksisterende konsumenter og produsenter, samt eksisterende flaskehalsinntekter både fra interne og eksterne forbindelser av 2,8 GW Storvind i Basis 2050. Snitt av 29 værår.

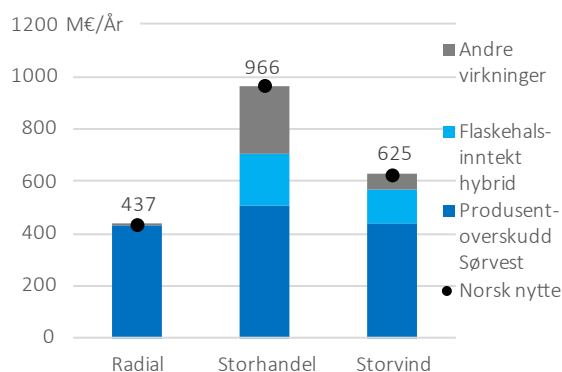
### Sammenlignet med Radial øker nytten av Storvind med sterkere norsk energibalanse

Nytten av Radial øker betydelig mer enn nytten av Storhandel når energibalansen i Norge svekkes, mens det er motsatt for sterkere balanse. I 2035 er for eksempel nytten av Radial nesten 300 mill. euro høyere med 3 TWh i underskudd på energibalansen etter at 2,8 GW vindkraft er bygget ut i Sørvest F, enn i varianten med 17 TWh overskudd. I Storhandel er derimot nytten kun 100 mill. euro høyere i scenarioriet med underskudd sammenlignet med det med overskudd. Storvind blir en mellomting der forskjellen i nytte er på omtrent 150 mill. euro. Vi ser det samme mønsteret i 2050, men mer dempet.

Norsk nytte av Radial kan også bli høyere enn Storvind ved svekket energibalanse. Årsaken er at ved økende underskudd stiger kraftprisene i Norge etter hvert over nivået på kontinentet. Med 2,8 GW på Radial kan man sende større energivolumer til Norge enn ved Storvind med 1,4 GW til hvert land. Når kraftprisene i Norge kommer på et visst nivå over de i Europa, vil Radial gi høyere nytte i Norge. Det skjer for eksempel med minus 3 TWh i energibalanse i 2050. Ved enda større underskudd i Norge ville denne effekten vært sterkere.

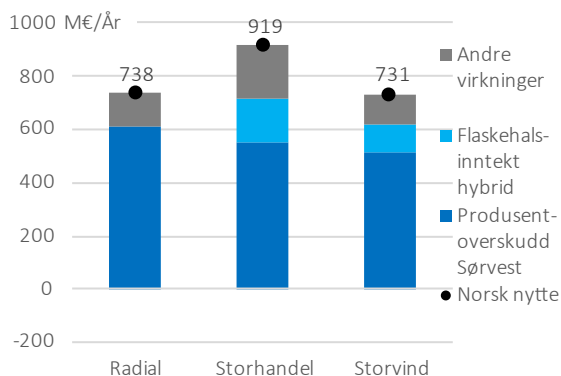


Figur 120: Årlig, norsk markedsnytte av 2 x 1,4 GW havvind med ulike nettkonsept i 2035 med -3 TWh balanse. Snitt av 29 værår.

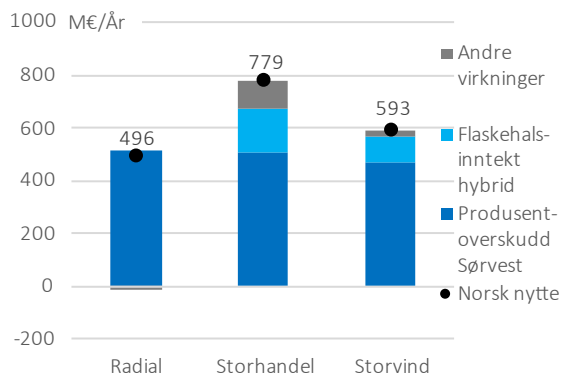


Figur 121: Årlig, norsk markedsnytte av 2 x 1,4 GW havvind med ulike nettkonsept i 2035 med +17 TWh balanse. Snitt av 29 værår.





Figur 122: Årlig, norsk markedsnytte av 2 x 1,4 GW havvind med ulike nettkonsept i 2050 med -3 TWh balanse. Snitt av 29 værår.



Figur 123: Årlig, norsk markedsnytte av 2 x 1,4 GW havvind med ulike nettkonsept i 2050 med +17 TWh balanse. Snitt av 29 værår.

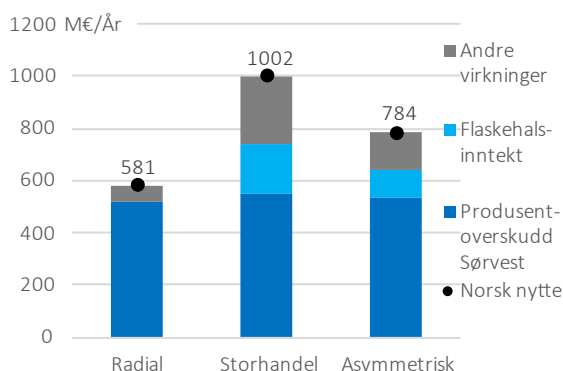
### Å knytte seg til utlandet via en utenlandsk vindpark er omtrent det samme som Storvind

Vind-Vind innebærer at man knytter samme en norsk og en utenlandsk vindpark til et Storvindkonsept. Dette vil i praksis gir like virkninger på kraftsystemet i Norge og Europa som et Storvindkonsept der hele vindparken er norsk. Det vil kun være små forskjeller i produksjonen fra selve vindparken så lenge den installerte effekten er den samme. Forskjellene er knyttet til annen geografisk plassering av vindparken.

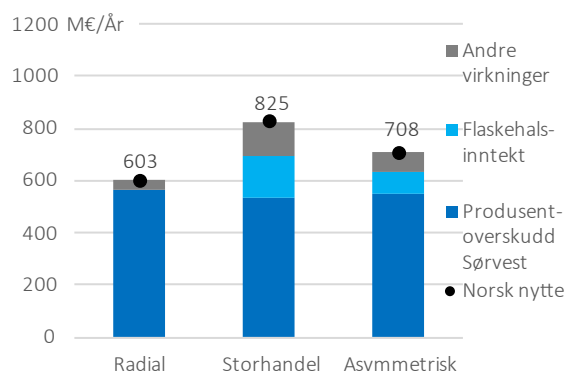
Markedsnyttens samlet sett blir omtrent lik Storvind. Forutsatt lik fordeling av flaskehalsinntektene knyttet til hybridene, blir forskjellen at produsentoverskuddet fra vindparkene deles ulikt. Kostnaden og produsentoverskuddet fra den utenlandske vindparken tilfaller partnerlandet.

### Lavere markedsnytte for Asymmetrisk enn for Storhandel, men høyere enn for Storvind

Asymmetrisk konseptet vi bruker her er å knytte til 1,4 GW havvind på Radial, mens det andre trinnet av havvindutbyggingen er på en 1,4 GW Storhandel. De to vindparkene ute i havet er ikke knyttet sammen. Det betyr at nytten av asymmetrisk blir omtrent lik nytten av Radial og Storhandel til sammen. I 2035 er for eksempel nytten av Radial 315 mill. euro, mens nytten av en Storhandel hybrid er 485 mill. euro, til sammen 800 mill. euro. Asymmetrisk gir ca. 785 mill. euro i nytte. Grunnen til at nytten blir litt lavere er at med asymmetrisk tar vi utgangspunkt i energibalansen i Norge istedenfor 6-7 TWh underskudd. Asymmetrisk gir naturlig nok større nytte enn to radialer og Storvind, men lavere nytte enn to stk. Storhandel.



Figur 124: Årlig, norsk markedsnytte av 2 x 1,4 GW havvind tilknyttet med ulike nettkonsept i Basis 2035. Snitt av 29 værår.



Figur 125: Årlig, norsk markedsnytte av 2 x 1,4 GW havvind tilknyttet med ulike nettkonsept i Basis 2050. Snitt av 29 værår.

## 9 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av ulike nettkonsepter

I dette kapittelet presenterer vi den samfunnsøkonomiske analysen av havvind med ulike nettkonsepter. Vi sammenstiller prissatte virkninger, ikke-prissatte virkninger og usikkerhet til en samlet rangering etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet. I tillegg drøfter vi andre beslutningsrelevante forhold, i form av fordelingsvirkninger og ringvirkninger av mer kraft.

### 9.1 Hovedpunkter – konklusjoner

Hybrider har høyere prissatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn radialer i vår analyse av nettkonsepter for havvind på Sørvest F. Hovedgrunnen er at hybrider har høyere markedsnytte samtidig som kostnadene kan deles med en utenlandsk partner.

Konseptet Storhandel har høyest prissatt lønnsomhet, med en prissatt netto nåverdi på 240 millioner euro, sammenlignet med et scenario uten utbygging av havvind på Sørvest F. Hybridkonseptene Storvind og Vind-vind gir også bedre lønnsomhet enn Radial, men har negativ prissatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Radial og Asymmetrisk til Norge er konseptene som kommer dårligst ut. Vi sammenligner her også med nytten av en direkteforbindelse i kombinasjon med en Radial. På samme måte som hybrid gir dette konseptet både havvind til Norge og nytte av handel. Konseptet gir lavere lønnsomhet enn Storhandel, da det har betydelig større kostnader.

Utbygging av havvind og nett til havs gir også samfunnsøkonomiske virkninger som er ikke-prissatte; som virkninger på norsk forsyningssikkerhet, systemdriftskostnader og areal- og miljøvirkninger. Mer kraftproduksjon og utvekslingskapasitet er positivt for forsyningssikkerheten, men vil også øke Statnetts systemdriftskostnader noe for alle alternativene. I tillegg vil en utbygging medføre arealinngrep til havs og på land. Disse har vi ikke verdsatt, men det forventes at virkningene er mindre enn ved tilsvarende vindproduksjon på land og at de i liten grad er alternativskillende. Samlet vurderer vi at de ikke-prissatte virkningene ikke endrer rangeringen av konseptene.

| [Nåverdi mill. 2024-euro]                 | Radial                        | Storhandel                      | Storvind                            | Vind-vind                     | Asymmetrisk                   | Radial + Direkteforb          |
|---|-------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Innstallert havvind i Sørvest F           | 1,4GW                         | 1,4GW                           | 2,8GW                               | 1,4GW                         | 2,8GW                         | 1,4GW                         |
| <b>Prissatte virkninger</b>               |                               |                                 |                                     |                               |                               |                               |
| Markedsnytte                              | 3 190                         | 4 950                           | 7 130                               | 4 700                         | 7 880                         | 5 650                         |
| Kostnader havvind                         | -2 730                        | -2 730                          | -5 460                              | -2 730                        | -5 460                        | -2 730                        |
| Kostnader nettløsning                     | -1 930                        | -1 880                          | -2 340                              | -2 340                        | -3 950                        | -3 110                        |
| Forsterkning av nett på land              | -100                          | -100                            | -100                                | -100                          | -100                          | -100                          |
| <b>Sum prissatte virkninger</b>           | <b>-1 570</b>                 | <b>240</b>                      | <b>-770</b>                         | <b>-470</b>                   | <b>-1 630</b>                 | <b>-390</b>                   |
| <b>Ikke-prissatte virkninger</b>          |                               |                                 |                                     |                               |                               |                               |
| Forsyningssikkerhet                       | Liten (+)                     | Liten (+)                       | Liten (+)                           | Liten (+)                     | Liten (+)                     | Liten (+)                     |
| System- og balansekostnader               | Liten (-)                     | Liten (-)                       | Liten (-)                           | Liten (-)                     | Liten (-)                     | Liten (-)                     |
| Areal og miljøvirkninger                  | Ikke verdsatt                 | Ikke verdsatt                   | Ikke verdsatt                       | Ikke verdsatt                 | Ikke verdsatt                 | Ikke verdsatt                 |
| <b>Vurdering av usikkerhet</b>            |                               |                                 |                                     |                               |                               |                               |
| Utfallsrom og usikkerhet                  | Stor                          | Stor                            | Stor                                | Stor                          | Svært stor                    | Stor                          |
| <b>Andre beslutningsrelevante forhold</b> |                               |                                 |                                     |                               |                               |                               |
| Fordelingsvirkninger                      | KO: Stor (+),<br>PO: Stor (-) | KO: Liten (+),<br>PO: Liten (-) | KO: Middels (+),<br>PO: Middels (-) | KO: Stor (+),<br>PO: Stor (-) | KO: Stor (+),<br>PO: Stor (-) | KO: Stor (+),<br>PO: Stor (-) |
| Ringvirkninger av mer kraft               | Stor                          | Liten                           | Middels                             | Middels                       | Stor                          | Middels                       |

Figur 126: Samletabell for samfunnsøkonomiske virkninger av havvind med ulike nettkonsepter. Tall i faste mill. 2024-euro, neddiskontert til 2025.

Det er stor usikkerhet rundt den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av alternativene. En utbygging vil skje langt frem i tid, og det er et stort utfallsrom for kostnader, der både en stor markedsusikkerhet og flere mulige løsningsvalg kan trekke kostnadene i begge retninger. På nyttesiden ser vi at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten vil øke betydelig dersom det blir underskudd på norsk energibalanse og også dersom kraftprisene og -variasjonen blir høyere enn ventet. I tilfeller der

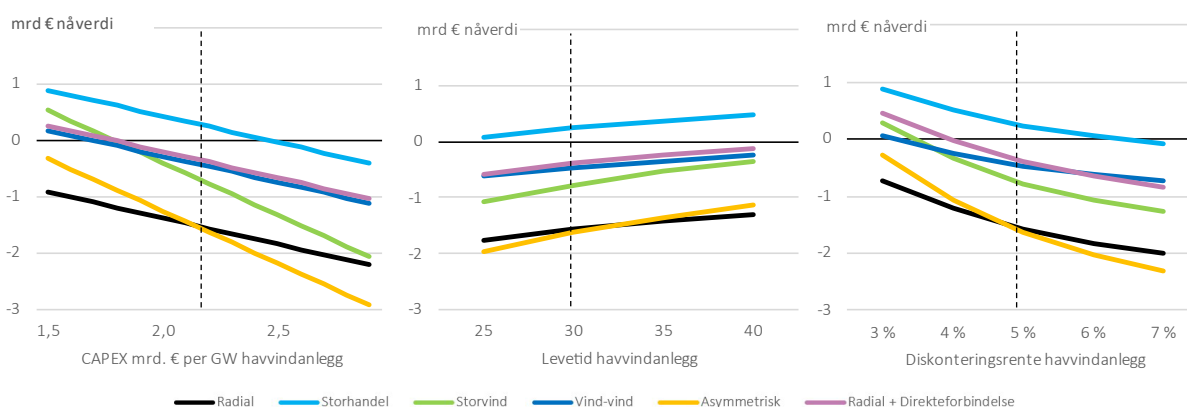
lønnsomheten av selve havvindparken blir høyere, gjennom lavere utbyggingskostnader eller høyere oppnådd kraftpris, vil Storvind kunne bli konseptet med høyest prissatt lønnsomhet. Ellers vil usikkerheten i liten grad påvirke rangeringen av konseptene.

Vi forventer at alle konseptene isolert sett vil bidra til lavere norske kraftpriser og et økt konsumentoverskudd (KO) for Norge. Lavere kraftpriser kommer norske forbrukere til gode, men vil gi lavere inntekter for eksisterende kraftprodusenter på land. På sikt forventer vi at lavere kraftpriser vil bidra til å realisere mer forbruk, noe som igjen vil øke kraftprisen og redusere de direkte fordelingseffektene. Mer kraft til Norge og økt forbruk er på sin side et viktig premis for fremtidig utvikling av norsk industri og for klimaomstilling. Dette er virkninger som i stor grad ligger utenfor kraftmarkedet, og er derfor ikke vurdert og vektlagt i den samfunnsøkonomiske analysen. Denne verdien må ses i lys av måloppnåelse på politiske målsetninger knyttet til industri og klimaomstilling, og må vurderes opp mot kostnaden og muligheten til å bygge ut alternativ kraftproduksjon.

## 9.2 Prissatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet av havvindparken

Det er mye usikkerhet knyttet til kostnadene og lønnsomheten til produksjonsanlegget for havvind i seg selv. De viktigste er forutsetninger rundt kostnader, levetid, diskonteringsrate og kraftprisene. Med forutsetningene vi legger til grunn i Basis<sup>51</sup>, er den samlede prissatte samfunnsøkonomiske lønnsomheten negativ ved radiell tilkobling. Med hybridkonseptet Storhandel er samlet prissatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet svakt positiv.

Vi tar utgangspunkt i prognosene for den generelle kostnadsutviklingen for bunnfast havvind i Europa, som vist i figuren med LCOE for bunnfast havvind i vedlegg V1. Siden Sørvest F er dypt og langt fra land, sammenlignet med andre havvindprosjekter, legger vi oss i den øvre delen av kostnadsintervallet for havvind. I 2035 bruker vi CAPEX på 2,2 mrd. euro/GW, og en årlig OPEX på 0,05 mrd. euro/GW, for havvidanlegg ekskl. nettanlegg. Samlede investeringskostnader for et produksjonsanlegg på 1,4 GW blir dermed om lag 3 mrd. euro.



Figur 127: Norsk prissatt lønnsomhet av havvind for ulike nettkonsept med ulike antagelser om CAPEX, levetid og diskonteringsfaktor for havvidanlegget. Stiplet vertikal linje viser forutsetningene i Basis. Tall i faste mill. 2024-euro, neddiskontert til 2025.

<sup>51</sup> Vi legger til grunn 30 års levetid på havvidanlegget, investeringskostnader på 2,2 mrd. euro per GW, årlige drifts- og vedlikeholdskostnader på 50 millioner euro per GW, en realrente på 5 prosent og en brukstid på 55 prosent. Etter levetiden legger vi til grunn at nettanlegget benyttes til utveksling resten av analyseperioden.

Vårt kostnadsestimat for bunnfast havvind ligger rett i underkant av NVEs estimater for 2030<sup>52</sup>. I tillegg kommer kostnadene for nettanlegget, hvor vårt basisestimat er 2,1 mrd. euro for Radial på 1,4 GW<sup>53</sup>.

Statnett har ikke førstehåndskunnskap om kostnader for havvindparken. Samtidig er den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av de ulike konseptene svært avhengig av kostnadene vi legger til grunn. I figurene over viser vi hvordan andre forutsetninger rundt kostnadene ved havvind påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten og rangeringen av konseptene vi analyserer. Som vi ser i figuren til venstre, vil investeringskostnadene for havvind kunne påvirke både lønnsomheten og rangeringen av konseptene etter prissatte virkninger. Dersom investeringskostnadene blir lavere enn 1,8 mrd. euro/GW, vil Storvind og Vind-vind få positiv prissatt lønnsomhet. Blir kostnadene lavere enn 1,7 mrd. euro/GW vil Storvind bli mer lønnsom en Vind-vind. På dette kostnadsnivået vil havvinnanlegget i seg selv være lønnsomt, dersom man ser bort fra kostnader til nettanlegg. Tilsvarende ser vi at lengre levetid og lavere diskonteringsrente på havvinnanlegget vil gi økt lønnsomhet for alle konsept for tilknytning.

Kraftprisene har avgjørende betydning for lønnsomheten av havvind. Samtidig vil det, som vi forklarer i kapittel 5, over tid være en viss sammenheng mellom utviklingen i kostnadene for ny produksjon, inkludert havvind, og kraftprisene. De første 10-15 årene forventer vi at ulike støtteordninger gjør at det bygges ut mer fornybar enn det egentlig er behov og lønnsomhet til i markedet. I Basis gir dette generelt lavere kraftpriser i snitt enn det som trengs for å dekke kostnadene til ny fornybar produksjon. Dette gjelder særlig for havvind der kostnadene er høyest.

Lengre ut i tid forutsetter vi imidlertid at mindre subsidier, forbruksvekst og samtidig økt utbygging av fleksibilitet i sum skaper en større grad av langsiktig likevekt i markedet. Dette innebærer at kraftprisene i større grad reflekterer og dekker inn kostnadene både til ny produksjon og ulike former for fleksibilitet. Dette vil øke muligheten for at også norsk bunnfast havvind kan bli lønnsomt basert på kraftsalg alene. Samtidig er det lite sannsynlig at havvind noen gang vil kunne få noe varig høy lønnsomhet i markedet, utover å dekke normal avkastning. Dette skyldes både at havvind i alle scenarioer er en av produksjonsteknologiene med høyest kostnader, og at prisene over tid vil tilpasse seg kostnadene og slik hindre at det kan oppstå varig høy profitt av å bygge ut havvind.

Hvorvidt det vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge havvind i Sørvest F er et større og mer omfattende tema enn det vi behandler i denne rapporten. Blant annet vil dette være sterkt avhengig av hvorvidt det er mulig å bygge ut andre og billigere former for produksjon. Det vil også henge sammen med hvordan Norge skal nå klimamål og sørge for videre verdiskaping.

### 9.3 Prissatte samfunnsøkonomiske virkninger i Basis

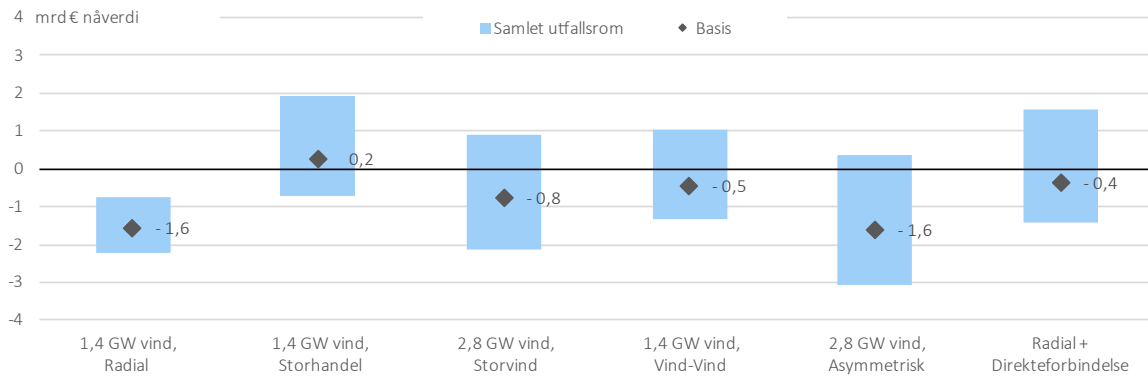
Nåverdiberegningen gir et anslag på prissatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet. I beregningen inngår markedsnytte, drifts- og investeringskostnader for både havvinden og nettanlegget, samt kostnader for nett på land. Basert på våre beregninger oppsummerer vi våre hovedfunn og det samlede utfallsrommet slik:

- Alle hybridkonseptene kan få både positiv og negativ lønnsomhet innenfor vårt utfallsrom.
- Radial har lavest lønnsomhet, og en negativ lønnsomhet i hele utfallsrommet.
- Storhandel har høyest lønnsomhet og eneste konsept med positiv lønnsomhet i Basis.
- Rangeringen er robust for ulike scenario, men lavere havvindkostnader vil favorisere konsepter med mer vind.

<sup>52</sup> NVE (2024). Metode og forutsetninger for beregning av kostnader for kraftproduksjon. Hentet fra: [metode-og-forutsetninger-for-beregning-av-kostnader-for-kraftproduksjon.pdf](#).

<sup>53</sup> Vi går nærmere inn på kostnadene for ulike nettløsninger i kapittel 4.

Vi bredder ut det samlede utfallsrommet for den prissatte samfunnsøkonomisk lønnsomheten og viser sensitiviteter. Utfallsrommet, som beskrives nærmere i kapittel 9.4, baseres på utfallsrommet for nettanleggskostnadene og markedsnyttens drøftet i kapittel 4 og 8, og en samlet vurdering av hvor mange faktorer som samtidig kan trekke den prissatte lønnsomheten opp og ned for de enkelte konseptene. Den øvre delen av utfallsrommet er definert av scenario med norsk energiunderskudd, høye og variable kraftpriser i utlandet, og lavere kostnader for nettanlegget. For nedre del av utfallsrommet er det motsatt. Utfallsrommet inkluderer ikke ulike tekniske løsningsvalg, ulike landingspunkter i Norge, tilknytning til ulike land eller ulik fordeling av kostnader og inntekter med partner.

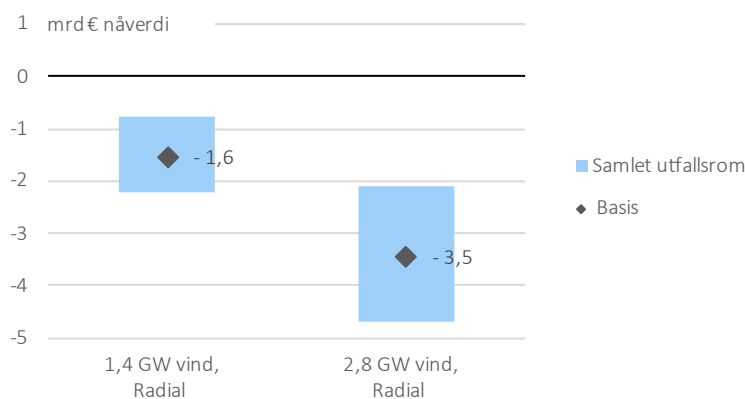


Figur 128 : Norsk prissatt lønnsomhet for havvind i Sørvest F med ulike nettkonsepter i Basis (diamant) og med utfallsrom (blått). Hybridkonseptene er her tilknyttet Tyskland. Tall i faste mill. 2024-euro, neddiskontert til 2025.

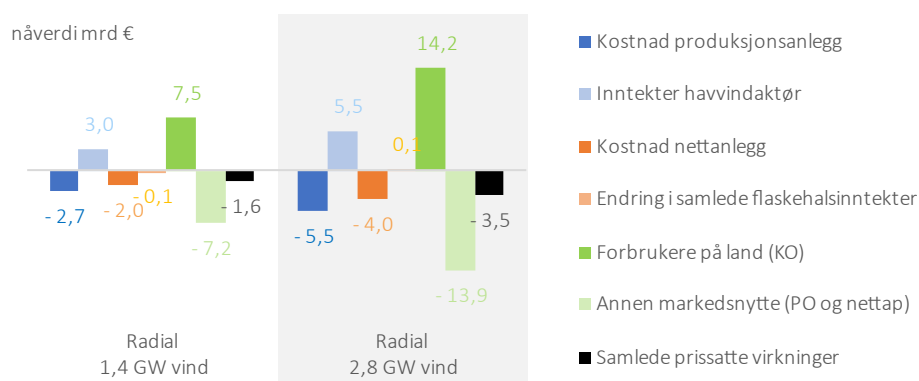
### Radial har lavest prissatt lønnsomhet av nettkonseptene

Med vår Basis for markedsnytte og investerings- og driftskostnader, får havvind med ulike nettkonsepter mellom 0,2 og -1,6 mrd. euro i prissatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet. En 1,4 GW Radial får lavest prissatt lønnsomhet av konseptene med en negativ lønnsomhet på -1,6 mrd. euro i nåverdi, med et utfallsrom fra rundt -0,8 mrd. euro til ned til rundt -2,3 mrd. euro i nåverdi. En 2,8 GW Radial får en prissatt lønnsomhet på lønnsomhet -3,5 mrd. euro nåverdi. Dette da kostnadene doubles ved tilknytning av dobbelt volum havvind, mens det er avtakende nytte av mer produksjon etter hvert som norsk energibalanse blir mer positiv. Utfallsrommet er fra -2,1 til -4,7 mrd. euro i nåverdi.

Radial får lavere lønnsomhet enn hybridkonseptene, da Radial ikke får markedsnytte av kraftutveksling. I tillegg er norsk kostnad for nettanlegget ved Storhandel noe lavere enn for Radial, for tilknytning av samme volum havvind. Radialkostnaden kan imidlertid være lavere enn hybridkostnaden dersom hybridene har lenger kabelavstand til utlandet, mer kostbare tekniske løsningsvalg eller Norge må dekke en høyere andel av kostnadene.



Figur 129: Norsk prissatt lønnsomhet i Basis og med utfallsrom for 1,4 GW og 2,8 GW havvind tilknyttet med **Radial**.



Figur 130: Detaljert norsk prissatt lønnsomhet i Basis for 1,4 GW og 2,8 GW havvind tilknyttet med **Radial**.

Ved underskudd på norsk energibalanse vil markedsnyttene av mer produksjon bli høyere i alle konsepter, og særlig ved Radial. Samtidig ser vi ingen scenarier der Radial har positiv prissatt lønnsomhet, eller der Radial vil rangeres foran tilsvarende hybridkonsepter, med unntak av Asymmetrisk.

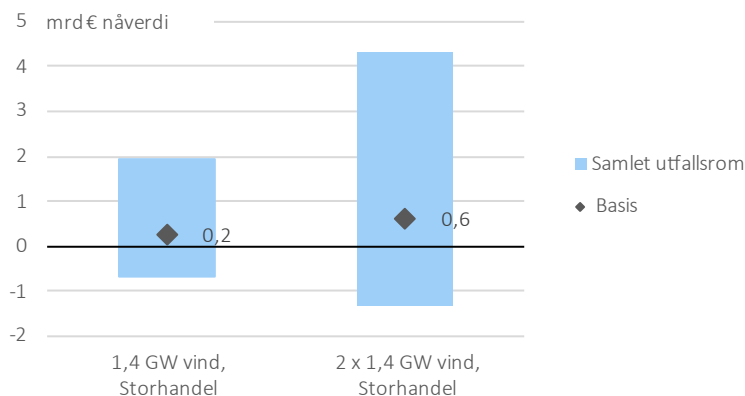
For en Radial vil inntektene til havvindaktøren være større enn kostnadene ved selve produksjonsanlegget. Når vi inkluderer kostnadene ved nettanlegget blir lønnsomheten for havvindaktøren negativ, og det vil med våre forutsetninger være behov for en form for støtte for at konseptet skal bli realisert.

### Storhandel får høyest prissatt lønnsomhet

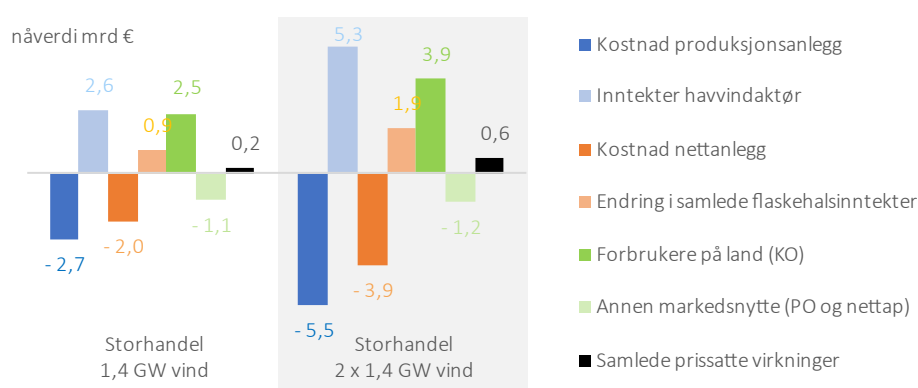
Storhandel får høyest prissatt lønnsomhet av nettalternativene, med 0,2 mrd. euro nåverdi for Storhandel med 1,4 GW vind. Utfallsrommet spenner fra rundt 2 til -0,7 mrd. euro i nåverdi. Dette følger av at Storhandel har høyest tilgjengelig overføringskapasitet av hybridkonseptene og får dermed høyest markedsnytte fra kraftutveksling. Markedsnyttene fra kraftutveksling kommer i tillegg til markedsnyttene av mer kraftproduksjon.

Storhandel med 2,8 GW havvind får høyere prissatt lønnsomhet enn 1,4 GW Storhandel, med 0,6 mrd. euro i nåverdi i Basis. Utfallsrommet spenner fra 4,4 til -1,3 mrd. euro nåverdi. Dette betyr at den norske nytten av en Storhandel nr. 2 er noe større enn for den første, som beskrevet i kapittel 8.4.

Storhandel får lavere fordelingsvirkninger mellom produsenter og forbrukere på land enn en Radial med tilsvarende mengde havvind. Dette som følge av at kraftprisene i Norge går mest ned med havvind tilknyttet med Radial.



Figur 131: Norsk prissatt lønnsomhet i Basis og med utfallsrom for 1,4 og 2,8 GW havvind tilknyttet med Storhandel.



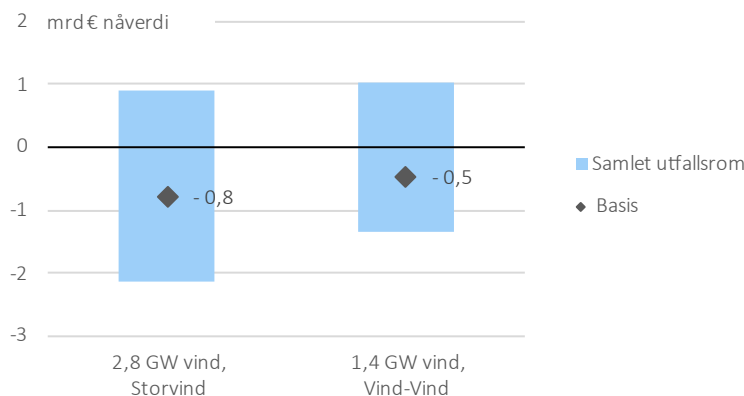
Figur 132: Detaljert norsk prissatt lønnsomhet i Basis for 1,4 GW og 2,8 GW havvind tilknyttet med Storhandel.

### Storvind og Vind-vind får lavere lønnsomhet enn Storhandel

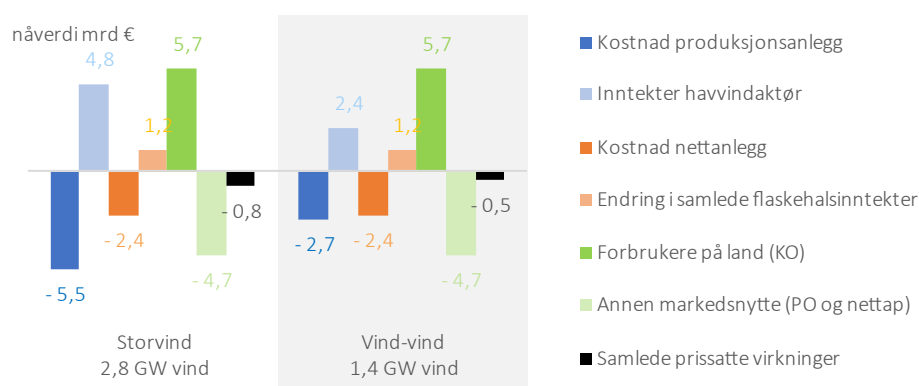
Hybridkonseptet Storvind har 2,8 GW tilknyttet havvind, og 1,4 GW overføringskapasitet til hvert land. Den prissatte lønnsomheten er negativ på -0,8 mrd. euro nåverdi, med et utfallsrom fra rundt 0,9 til -2,1 mrd. euro i nåverdi.

En gevinst med Storvind er at man kan tilknytte like mye havvind på én enkelt hybrid, som på to hybrider av typen Storhandel eller på to radialer. Storvind kan dermed bidra til at det er enklere å bygge ut mye havvind raskt. Sammenlignet med 2 x 1,4 GW Storhandel, er kostnaden for nettanlegget til Storvind lavere. Likevel får Storvind en del lavere lønnsomhet enn Storhandel. Grunnen er at den ekstra norske markedsnyttene som følger av mer nettkapasitet i storhandelskonseptet er større enn de ekstra nettkostnadene. Storvind kommer imidlertid langt bedre ut enn 2 x 1,4 GW havvind med Radial, som har en prissatt lønnsomhet på -3,5 mrd. euro i nåverdi. Dette da norsk kostnad for nettanlegget for Storvind (2,4 mrd. euro i nåverdi) er lavere enn radialkostnaden (4 mrd. euro), samtidig som markedsnyttene av Storvind er høyere enn for Radial. Vi har da antatt at norsk andel av nettanleggskostnaden er 50 % for Storvind.

Vind-vind består av de samme hovedkomponentene og har samme total kostnad som Storvind, men den ene havvindparken med tilhørende offshore omformerstasjonen ligger i utenlandsk farvann. Vind-vind får en prissatt lønnsomhet på -0,5 mrd. euro, som er bedre enn lønnsomheten for Storvind, da Norge kun bærer kostnadene og inntektene av halvparten av den utbygde havvinden. Samtidig vil markedsnyttene for Vind-vind være lik som ved Storvind, sett fra perspektivet til forbrukerne og produsentene på land. Dersom kostnadene ved havvind blir lavere enn vi har lagt til grunn, vil Storvind kunne bli mer lønnsomt enn Vind-vind.



Figur 133 : Norsk prissatt lønnsomhet i Basis og med utfallsrom hhv. 2,8 GW og 1,4 GW havvind i norsk sektor tilknyttet med **Storvind og Vind-vind**.



Figur 134 : Detaljert norsk prissatt lønnsomhet i Basis for hhv. 2,8 GW og 1,4 GW havvind i norsk sektor tilknyttet med **Storvind og Vind-vind**.

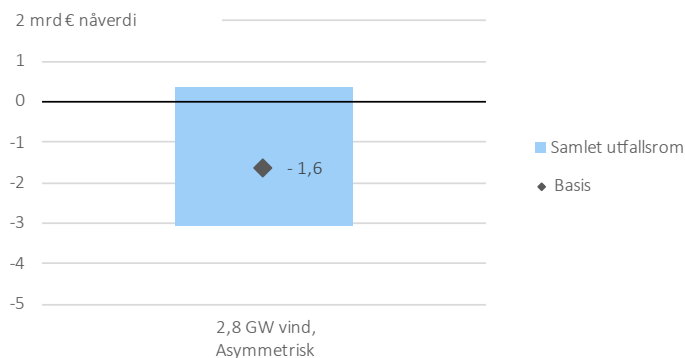
### Asymmetrisk hybrid får lavest lønnsomhet av hybridkonseptene

Av hybridkonseptene med 2,8 GW tilknyttet havvind får Asymmetrisk hybrid lavest prissatt lønnsomhet med -1,6 mrd. euro i nåverdi, med et utfallsrom på 0,4 til -3,1 mrd. euro.

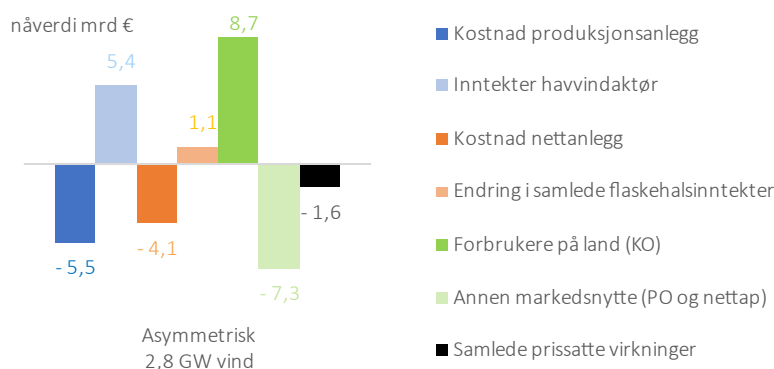
Både kostnadene og markedsnyttene ved Asymmetrisk er lignende som for summen av Storhandel og en andre Radial. Kostnadene er noe høyere, på grunn av ekstra kostnader for å tilrettelegge for sammenkobling ved feilhendelser. Samtidig er markedsnyttene noe lavere, på grunn av avtakende nytte av mer kraftproduksjon, som vist i Figur 129. Merk at markedsnytte av sammenkoblingen ved feilhendelser ikke er inkludert.

Som beskrevet i kapittel 4.1 legger vi til grunn i analysen at hybrid-delen i konseptet deles 50 %, mens radialdelen dekkes 100 % av Norge. Samtidig har vi lagt til grunn en deling på 50/50 av flaskehalsinntektene på hybrid-delen. Som for alle konsepter, vil en annen deling av kostnader og inntekter påvirke lønnsomheten for Norge. Som beskrevet i kapittel 2.3 er det særlig stor usikkerhet rundt den tekniske gjennomførbarheten til en Asymmetrisk hybrid.





Figur 135: Norsk prissatt lønnsomhet i Basis og med utfallsrom for 2,8 GW havvind tilknyttet med **Asymmetrisk**.



Figur 136: Detaljert norsk prissatt lønnsomhet i Basis for 2,8 GW havvind tilknyttet med **Asymmetrisk**.

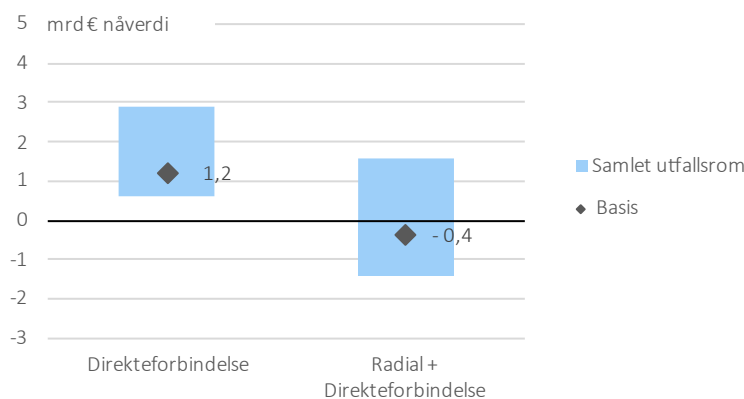
### Radial pluss Direkteforbindelse har lavere prissatt lønnsomhet enn Storhandel

Et alternativ til hybrid kan være å både bygge en Radial pluss en Direkteforbindelse. På samme måte som en hybrid, gir dette alternativet både havvind til Norge og økt handelskapasitet med utlandet. Vi viser dette alternativet som en sammenligning, for å gi økt forståelse for virkningen av en hybrid. Oppsummert gir Radial pluss direkteforbindelse lavere lønnsomhet enn Storhandel. Selv om direkteforbindelsen gir større handelsnytte enn Storhandel, har det samlede konseptet betydelig større kostnader.

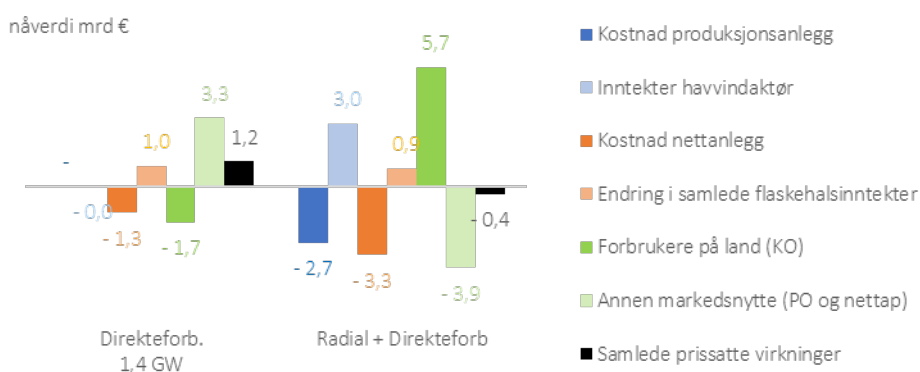
En direkteforbindelse har mer kapasitet til handel og høyere markedsnytte fra kraftutveksling, enn en hybrid med tilsvarende overføringskapasitet. Samtidig gir ikke en direkteforbindelse alene tilknytning av havvind, noe som gir en lavere total markedsnytte. Kostnaden for nettanlegget blir imidlertid også lavere da dette konseptet ikke inneholder noe offshore stasjon og avstanden mellom landene blir noe kortere da forbindelsen ikke trenger å gå via Sørvest F.

I vår beregning får en 1,4 GW direkteforbindelse en prissatt lønnsomhet på 1,2 mrd. euro nåverdi i Basis, med et utfallsrom på 0,6 til 2,9 mrd. euro. Dette er betydelig høyere enn lønnsomheten for havvind med ulike nettkonsept. Lønnsomheten til en direkteforbindelse kan imidlertid ikke sammenlignes direkte med havvind tilknyttet med hybrid.

En kombinasjon av utbygging av havvind på Radial pluss en direkteforbindelse kan imidlertid sammenlignes med utbygging av havvind med Storhandel. Den prissatte lønnsomheten av kombinasjonen av Radial og direkteforbindelse er på -0,4 mrd. euro i nåverdi, med et utfallsrom fra -1,4 til -1,6 mrd. euro. Kombinasjonen av Radial og direkteforbindelse gir en høyere markedsnytte enn 1,4 GW Storhandel, men kostnadene for radialen og direkteforbindelsen høyere enn for nettanlegget til Storhandel. Dermed blir nettoytten i sum lavere enn for Storhandel.



Figur 137: Norsk prissatt lønnsomhet i Basis og med utfallsrom for 1,4 GW **Direkteforbindelse og Radial + Direkteforbindelse**.



Figur 138 : Detaljert norsk prissatt lønnsomhet i Basis for 1,4 GW **Direkteforbindelse og Radial + Direkteforbindelse**.

#### 9.4 Utfallsrom for samlet prissatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Det er et stort utfallsrom for samlet prissatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Alle konsept hvor havvind knyttes til med hybrid kan få både positiv og negativ lønnsomhet innenfor vårt definerte utfallsrom, avhengig av forutsetninger rundt marked og kostnader. Faktorene påvirker konseptene i ulik grad, slik at noen konsepter har et relativt større utfallsrom enn andre. Faktorene påvirker imidlertid konseptene i samme retning, slik at usikkerhetsanalysen ikke gir grunnlag for å endre rangeringen av konseptene. Havvind med Radial har negativ prissatt lønnsomhet i alle scenario.

Utfallsrommet for prissatt lønnsomhet av konseptene defineres av ulike scenario for markedsnyttens og kostnadene for nettanlegget, da det er dette som påvirker norsk prissatt lønnsomhet mest. I tillegg ser vi på hvordan den prissatte lønnsomheten påvirkes av ulike kostnads- og inntektsfordeling med en hybridpartner, teknisk løsningsvalg og hvor forbindelsen tilknyttes.

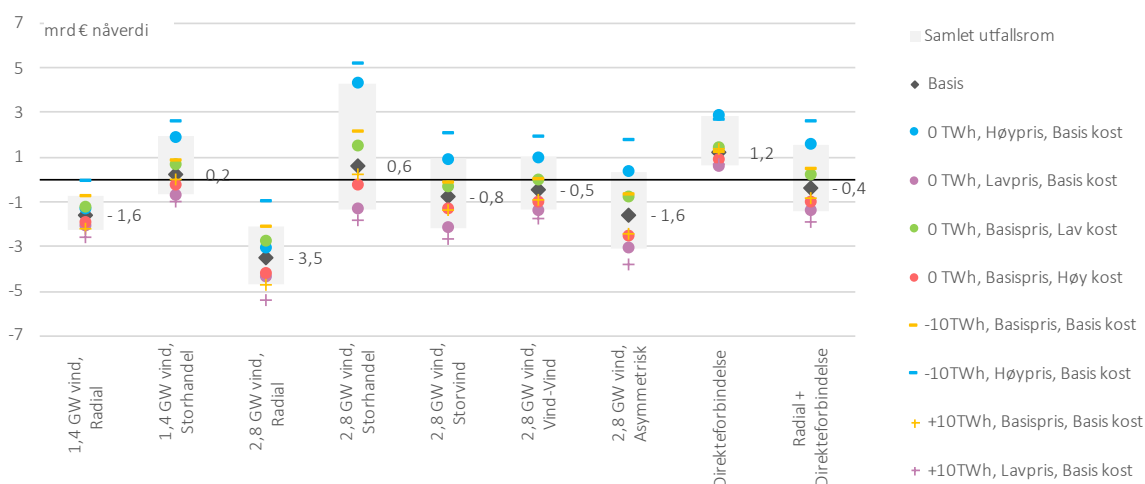
Det vil også være usikkerhet knyttet til i hvilken grad de ulike hybridkonseptene er gjennomførbare sammen med en partner. Vi har imidlertid per i dag ikke nok informasjon til å rangere konseptene basert på gjennomførbarhet.

#### Markedsnytte og kostnad for nettanlegg gir stort spenn for prissatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Figur 139 viser den prissatte lønnsomheten for ulike konsept med ulike scenarioer for kostnadsnivå, og markedsnytte i Norge. I tillegg viser vi vår vurdering av det samlede utfallsrommet.

Generelt øker lønnsomheten med energiunderskudd, høye og variable kraftpriser i utlandet, og lavere kostnader for nettanlegget. Motsatt synker lønnsomheten for alle konsept med overskudd på norsk energibalanse, lavere og mindre variable kraftpriser i utlandet og høyere kostnader for nettanlegget.

Det er viktig å understreke at rangeringen av konsept på prissatt lønnsomhet ikke endrer seg med de ulike scenarioene for markedsnytte og kostnad for nettanlegget, selv om ulike scenario gjør forskjellene mellom konseptene både større og mindre. Eksempelvis øker lønnsomheten mer for radial enn hybrid i et scenario med energiunderskudd og lavpris. Motsatt kommer hybrid relativt sett bedre ut i scenarioer med energioverskudd, høye- og variable kraftpriser i Europa og med lave kostnader for hybridene.



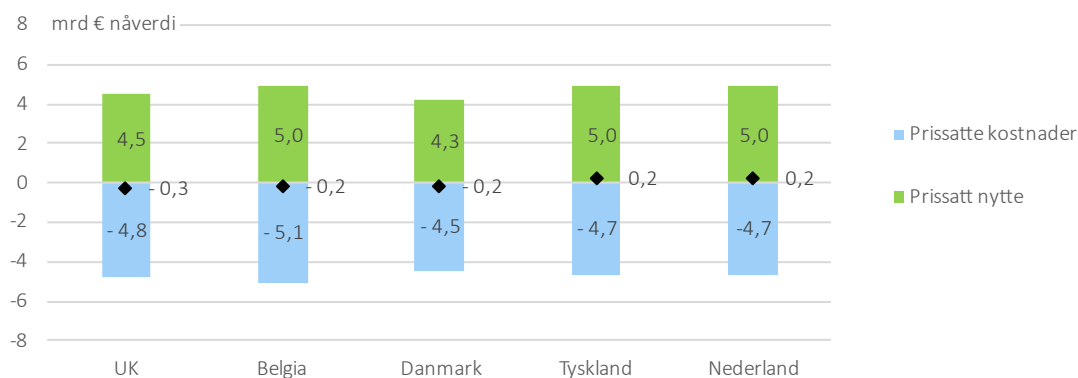
Figur 139: Utfallsrom for norsk prissatt lønnsomhet i våre scenario for markedsnytte og drifts- og investeringskostnader for nettanlegget. De kombinerte markedsscenarioene, merket med pluss og minus i figuren, er ikke inkludert i det samlede utfallsrommet.

Scenarioene for markedsnytte og kostnader for nettanlegget gir hver for seg et stort utfallsrom for prissatte virkninger. En kombinasjon av ytterpunktene for utfallsrommet for nytte og kostnader gir en situasjon som er lite sannsynlig. Vi har derfor valgt en konservativ tilnærming hvor vi varierer scenarioene for markedsnytte og kost for nettanlegget separat, og utfallsrommet gis av de scenarioene som gir høyest og lavest lønnsomhet.

Dette er også bakgrunnen for at vi i vårt samlet utfallsrom ikke inkluderer de kombinerte scenarioene for markedsnytte, med +/-10 TWh på norsk energibalanse og Lavpris/Høypris. Slike markedsforhold kan oppstå i perioder og gi periodevis svært høy eller svært lav markedsnytte, men vi vurderer det imidlertid som lite sannsynlig at en slik situasjon kan vedvare over hele anleggets levetid.

### Total lønnsomhet er høyest for hybrider til de nærmeste landene

Investeringskostnadene for en hybrid øker med lengre kabellengde og avstand mellom Sørvest F og partnerlandet. I Basis har vi lagt til grunn en hybrid til Tyskland. Dette er av praktiske hensyn, da avstanden til Tyskland er omtrent som snittet av avstanden til landene rundt Nordsjøen. En tilknytning til andre land rundt Nordsjøen gir derfor lavere eller høyere investeringskostnader for en hybrid, alt annet likt. Det vil også være noe forskjell i markedsnyttan av tilknytning til ulike land, som drøftet i kapittel 8.4.

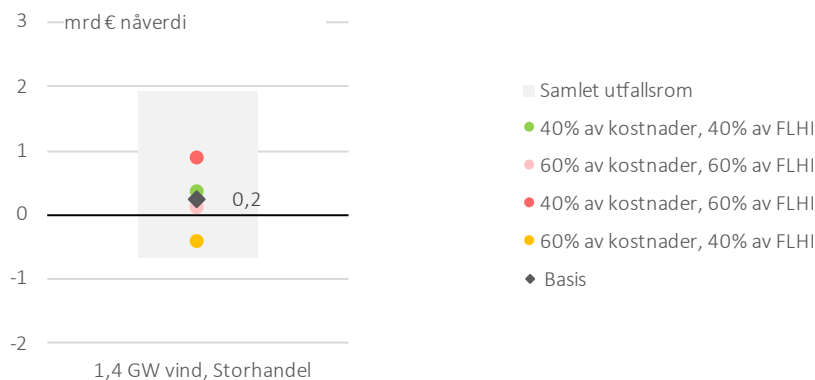


Figur 140: Norsk prissatt lønnsomhet for 1,4 GW Storhandel til Storbritannia, Belgia, Danmark, Tyskland og Nederland.

I figuren over viser vi total prissatt lønnsomhet for Storhandel i Basis til ulike land. Gitt usikkerheten på nyttesiden, gir ikke denne sammenligningen grunnlag for å konkludere på hvilket land som vil være gunstigst for Norge. Derimot er det trolig gunstig å knytte forbindelsene til ulike land, hvis det er aktuelt å bygge mer enn én hybrid fra Norge. Dette fordi timeprisene, og dermed flyten på forbindelsene, vil variere litt fra land til land, noe som vil gi et godt samspill med norsk vannkraft.

### Ulik fordeling av kostnad og inntekt mellom hybridpartnerne påvirker norsk prissatt lønnsomhet

Hvordan kostnadene og flaskehalsinntekter tilhørende nettanlegget til en hybrid vil fordeles mellom de to partnerne vil påvirke våre beregninger av norsk prissatt lønnsomhet. I Basis har vi for enkelhets skyld lagt til grunn at de totale kostnadene og flaskehalsinntektene på hybridforbindelsen deles 50/50 mellom partnerne. Vi viser her hvordan en annen fordelingsbrøk vil påvirke den samfunnsøkonomiske prissatte lønnsomheten for Norge. Vi viser her kun et eksempel med Tyskland og konseptet Storhandel.



Figur 141: Norsk prissatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet i ulike scenario for deling av kostnader og flaskehalsinntekter på en 1,4 GW Storhandel.

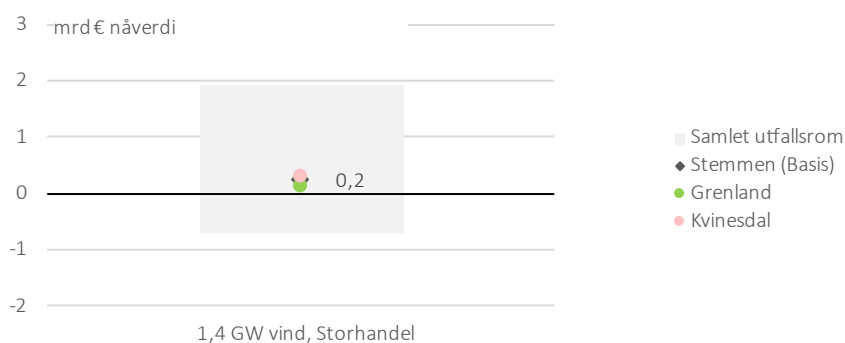
Våre beregninger viser at med en fordeling hvor Norge tar 40 % av de totale kostnadene og får 60 % av flaskehalsinntektene på hybridforbindelsen kan prissatt lønnsomhet av Storhandel bli 0,9 mrd. euro. En motsatt 60/40-fordeling ville gitt ned mot -0,4 mrd. euro i nåverdi for Norge. Vi ser at fordelingen av kostnader og inntekter mellom hybridpartnerne påvirker den prissatte lønnsomheten mindre enn utfallsrommet gitt av scenarioene for markedsnytte og kostnadene for nettanlegget. Imidlertid kan hvilken fordeling av kostnader og inntekter Norge blir enige med et partnerland om ha mye å si for hvilket land som totalt sett vil ha høyest prissatt lønnsomhet for Norge.

### Tilknytningspunkt i Norge

Avstanden fra Sørvest F til tilknytningspunktet i Norge vil også påvirke kostnadene for alle konsept. Hvilket tilknytningspunkt som velges – for både hybrid og radial – vil være en del av et løsningsvalg

frem i tid. I Basis har vi benyttet nye Stemmen stasjon ved Kristiansand. Tilknytning i Kvinesdal vil gi en nåverdi på om lag 60 mill. euro høyere enn for Kristiansand, på grunn av en kortere avstand og dermed lavere kabelkostnader. Endringen i kostnader vil være lik for alle konsepter med 1,4 GW overføringskapasitet og 320 kV spenningsnivå; Radial, Storhandel, Storvind og Vind-vind.

Tilsvarende vil en kabel til Grenland redusere nåverdien med over 100 mill. euro i nåverdi, på grunn av lengre distanse og høyere kabelkostnader. Nåverdien er lavere også når vi her ikke har tilordnet en andel av investeringskostnadene for Østre korridor 2 i beregningen for Grenland. Vi legger dette til grunn, da det er havvind til Sørlandet som er en del av behovsbeskrivelsen for denne nettførsterkingen.

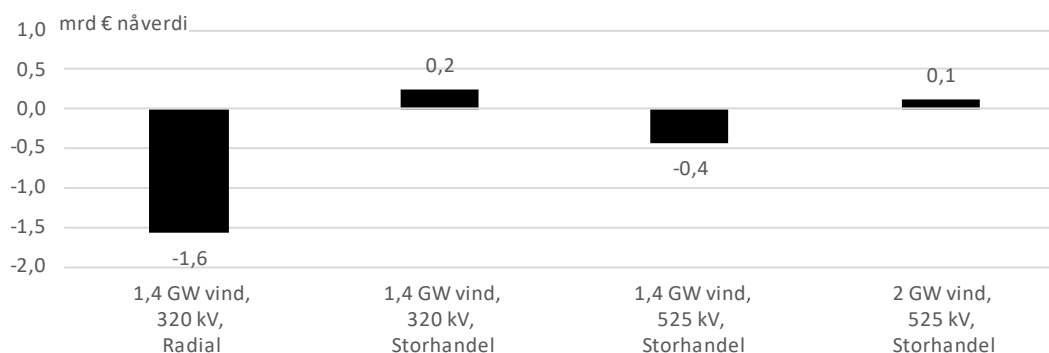


Figur 142: Norsk prissatt lønnsomhet for 1,4 GW Storhandel for ulike tilknytningspunkt i Norge – med samlet utfallsrom.

Denne sammenligningen inkluderer ikke detaljerte kostnadsvurderinger for ilandføring til ulike lokasjoner. Vi viser her kun på forskjellen i investerings- og driftskostnader basert på ulik avstand fra havvindparken, og behovet for nettførsterkning på land. Dermed vil faktiske kostnader mellom lokasjoner kunne endre seg basert på lokale forhold knyttet til ilandføring av forbindelsene, bl.a. trasévurderinger, endringsbehov i stasjoner og ulike kabellengder på land.

### Valg av teknisk løsning vil påvirke total prissatt lønnsomheten av en hybrid

Som beskrevet i kapittel 3, er det mange forhold som vil bidra til et endelig teknisk løsningsvalg. Mer detaljert prosjektering og lokale forhold vil spille inn på valget av den løsningen som blir ansett som best for begge land.



Figur 143: Norsk prissatt lønnsomhet for 1,4 GW Radial, 1,4 GW Storhandel på 320 kV og 525 kV, og 2 GW Storhandel med 525 kV.

Vi viser her hvordan valg av et annet teknisk løsning (jf. kapittel 4.6) vil påvirke kostnadsnivået og dermed utfallsrommet for lønnsomhet. Vi sammenligner da Basis hvor vi har lagt til grunn 320 kV monopol med våre kostnadsestimater for 525 kV bipol med metallisk retur for Storhandel. For Radial er det mindre aktuelt med 525 kV bipol, så det er ikke vist her. Vi ser her at selv med en dyrere teknisk løsning for 1,4 GW Storhandel, er prissatt lønnsomhet fremdeles høyere enn Radial.

Teknisk løsningsvalg kan også innebære en utbygging av en 2 GW havvindpark og offshore omformerstasjon, samt 2 GW overføringskapasitet til begge land. Som vi har beskrevet i kapittel V3, vil en slik løsning kreve en felles aksept av den tilhørende risikoen av de nordiske systemoperatørene. En løsning med 2 GW har høyere kostnadene, men også en høyere nytte. Selv om vi her kun viser ett basisestimat for ett konsept med 2 GW, ser vi at prissatt lønnsomhet nesten er på nivå med 1,4 GW Storhandel. Gitt usikkerheten, både for kostnader og inntekter, kan vi ikke utelukke at en løsning med 2 GW er like god eller bedre enn med 1,4 GW<sup>54</sup>. Det vil imidlertid trolig ikke være aktuelt med tilknytning av 2 x 2 GW til Sørlandet på grunn av nettførlighet på land. En løsning med 2 GW-enheter utelukker dermed både Asymmetrisk hybrid og tilknytning av to hybrider av typen Storhandel, Storvind eller Vind-vind.

### 9.5 Ikke-prissatte virkninger

Havvind med ulik nettilknytning vil også medføre et sett med ikke-prissatte virkninger, i form av virkninger for norsk forsyningsikkerhet, systemdriftskostnader og areal- og miljøvirkninger. Samlet sett vurderer vi at de ikke-prissatte virkningene er begrenset i omfang og ikke påvirker rangeringen av konseptene.

Videre drøfter vi de ikke-prissatte virkningene i den samfunnsøkonomiske analysen. Hovedpunktene er som følger:

- Tilknytning av havvind er ventet å være positivt for forsyningsikkerheten.
- Tilknytning av havvind er ventet å øke Statnetts systemdriftskostnader noe, for alle tilknytningsalternativene.
- Tilknytning av havvind medfører mindre miljø- og arealinngrep enn sammenlignbar kraftproduksjon på land.

#### Forsyningsikkerhet

Som drøftet i kapittel 6.4, vil havvindproduksjon i seg selv bidra til bedre energibalanse og gjennom dette bedre energisikkerhet. Utvekslingskapasitet vil bidra til bedre energisikkerhet, særlig i tørrår og i tilfeller der eksisterende utvekslingskapasitet med utlandet reduseres.

Energisikkerhet er viktig og påvirker alle. Med eksisterende energibalanse og utvekslingskapasitet med utlandet er energisikkerheten i Norge god. Påvirkningen av en radial eller en hybrid på forsyningsikkerheten er derfor ventet å være liten i vårt Basisscenario (men vil være større med negativ energibalanse eller mindre overføringskapasitet til utlandet). Vi vurderer forskjellene mellom konseptene når det kommer til effekt på energisikkerhet til å være små. Vi vurderer derfor verdien av havvind med ulike nettkonsepter for forsyningsikkerhet til å være *liten positiv*.

#### Systemdriftskostnader

Som drøftet i kapittel 4, forventer vi at volumbehovet for reserver for å balansere kraftsystemet vil øke de neste årene, blant annet på grunn av økt andel uregulerbar kraftproduksjon i Norden. Mens økt volum fører til økte systemdriftskostnader for Statnett, vil reduserte kraftpriser og økt inntreden av batterier og annen fleksibilitet bidra til å redusere økningen i kostnader.

Samtidig er den samfunnsøkonomiske konsekvensen av økt reservebehov mindre enn endringene i Statnetts systemdriftskostnader. Dette skyldes at kostnaden for økte reserver delvis er en fordelingsvirkning mellom systemansvarlig og produsenter. Den samfunnsøkonomiske kostnaden av reservene er relatert til alternativverdien av kraften som må holdes igjen som reserve, som er differansen mellom reservepris den oppnår og kraftprisen den ellers ville oppnådd.

---

<sup>54</sup> Jf. kapittel V3 legger vi til grunn at 1,4 GW bygges på 320 kV monopol, mens 2 GW bygges med 525 kV og bipol.

Volumet av økt reservekapasitet som vil være nødvendig ved 1,4 GW ny havvindproduksjon vurderer vi relativt sett til å være lite til middels. Vi vurderer enhetskostnaden til å være middels. Vi har ikke grunnlag til å si at effekten på systemdriftskostnadene vil variere stort på tvers av de ulike nettkonseptene. Samlet sett vurderer vi effekten på systemdriftskostnadene til å være *liten negativ* for alle konsepter.

### **Areal- og miljøvirkninger**

En fordel med havvind er at den har mindre av areal- og miljøutfordringer enn annen kraftproduksjon på land. Samtidig er det andre utfordringer til havs. Det har ikke blitt gjennomført egne kartlegginger av slike konsekvenser som en del av denne utredningen, og vi har derfor ikke grunnlag til å verdsette virkningen i den samfunnsøkonomiske analysen. I det følgende drøfter vi areal- og miljøvirkningene, og presenterer overordnede vurderinger av omfanget av arealinngrep på tvers av konseptene.

De ulike alternativene for nettkonsept for havvind vil medføre arealinngrep ved plattformen i Nordsjøen, langs kabeltraséen til havs og på land og ved omformerstasjonen på land. Kabel til utlandet vil gi små arealinngrep innenfor Norges havsone, mens omformerstasjonen i utlandet ikke påvirker norske areal- og miljøinteresser. I tillegg vil selve havvindparken også ha areal- og miljøvirkninger.

Når vi sammenligner alternativene med 1,4 GW havvind utbygget i Norge, Radial, Storhandel og Vindvind, er det lite som skiller størrelsen på arealinngrepet i Norge, siden alle disse har tilnærmet samme dimensjoner på produksjon og overføringskapasitet. Alternativene med utbygging av 2,8 GW havvind har dobbelt så stort arealinngrep for havvindparken, men ulikt arealinngrep for nettkonseptet. Siden Storvind har samme arealinngrep for kabel og omformerstasjon på land, som Storhandel, har Storvind totalt sett lavere arealinngrep per installert havvind enn Storhandel. Konseptet Asymmetrisk mot Norge har derimot om lag samme arealinngrep i Norge som 2 x Storhandel eller 2 x Radial.

Ved en endring av løsningsvalget til utbygging av plattform og kabler på 2 GW, vil totale arealinngrepet for nettkonseptet per GW havvind gå ned for alle konsepter.

Utredningen fokuserer på konseptuelle nettkonsepter for tilknytning av havvind, der landingspunkt og plassering av omformerstasjon på land ikke er bestemt. Vi har derfor ikke gjort undersøkelser av natur- og miljøverdier for alternative lokasjoner på kabel og omformerstasjon som en del av denne analysen.

Havvind vil medføre et sett med areal- og miljøvirkninger, både til land og til havs. Vi har ikke tilstrekkelig grunnlag til å verdsette virkningen i den samfunnsøkonomiske analysen, men vi forventer at virkningen i liten grad vil være alternativskillende, og at den ikke vil påvirke rangeringen av konsepter. Samtidig forventer vi at areal- og miljøvirkninger ved havvind vil være mindre enn for tilsvarende kraftproduksjon på land.

### **Flere andre mekanismer og kan påvirke kostnader og inntekter**

I tillegg til de nevnte ikke-prissatte virkningene over er det en rekke andre faktorer som også kan påvirke både prosjekt- og samfunnsøkonomien av investering i havvind og nett, og de kan også representere en europeisk fordelingsvirkning. Faktorene vi oppsummerer under er forbundet med en stor grad av usikkerhet og vi har av den grunn ikke vurdert disse ut fra metodikk for ikke-prissatte virkninger. Vi beskriver likevel kort hvordan de kan påvirke investeringene.

#### Inntekter fra kapasitetsmarkeder

Kapasitetsmarkeder kan føre til en økt inntekt for hybridforbindelser. Flere land har eller planlegger å etablere kapasitetsmarkeder for å sikre at kraftmarkedet har nok kapasitet til å dekke topplasten i alle timer. Markedet innrettes slik at regulerbar kraftproduksjon får et ekstra insentiv til å bli eller etablere seg i kraftmarkedet, og skal redusere risikoen for at landet havner i sårbar kraft- eller effektsituasjon. Kapasitetsmarkedene skal også være åpne for utenlandsk deltagelse.

Storbritannia er et av landene som har kapasitetsmarkeder, og her deltar også NSL-forbindelsen. Ved deltagelse i markedet forplikter forbindelsen seg til å være tilgjengelig etter gitte kriterier. Inntjeningen varierer mye fra år til år, og vi har ikke estimat for fremtidig inntekt. Siste fem år har norsk andel av kompensasjon i gjennomsnitt vært flere hundre millioner kroner per år.

En deltagelse i slike markeder kan ha mye å si for prosjektøkonomien til en hybrid. Samtidig kan inntektene fra deltagelse i ulike europeiske kapasitetsmarkeder være vesentlig lavere enn hva vi har sett i Storbritannia de siste årene. Siden vi ikke vet om de aktuelle landene vil ha et kapasitetsmarked når en hybrid idriftsettes, hvordan vilkårene for deltagelse vil utformes eller hva verdien av deltagelse vil være, har vi ikke inkludert denne virkningen i vår vurdering. En Radial er ikke aktuell for en slik deltagelse.

#### Transittkostnader (ITC)

Inter TSO kompensasjonsmekanismen (ITC) er en eksisterende europeisk regulering. ITC har som formål å kompensere TSO-er for tapskostnader i deres nett som oppstår som følge av transitt av kraft gjennom deres område. Transitten beregnes per time utfra om hver TSO enten har netto eksport eller import fra sitt område, eller om de har en netto gjennomflyt. I praksis fører ordningen til at TSO-ene i utkanten av Europa kompenserer TSO-ene som er plassert mer sentralt. Ordningen er omstridt, og Statnett mener ordningen bidrar til å svekke EUs målsetninger om økte investeringer i fornybar kraft.

Norske ITC-kostnader er anslått til å være mellom 600-900 MNOK per år i de neste årene. Dette tallet påvirkes både av energisituasjonen i Norge, intern flyt i andre land i tillegg til overføringskapasiteten ut av Norge. Hvis ITC-ordningen videreføres som i dag vil den økte overføringskapasiteten ut av Norge som følger med investering i hybrider trolig øke norske ITC-kostnader. Samtidig vil også ITC-kostnadene øke med en Radial, uten tilsvarende økt forbruk i Norge, da dette vil føre til økt eksport. ITC-ordningen gir ingen samfunnsøkonomisk virkning på europeisk nivå, men kan gi en fordelingsvirkning fra Norge til utlandet. Siden fremtidig ITC-ordning er usikker og at ordningen også kan spille inn på en bilateral avtale om fordeling av inntekter og utgifter med en partner-TSO, legger vi ikke til grunn noen prissatt virkning av ITC-ordning i denne utredningen.

#### Transmission Access Guarantee (TAG)

EU vurderer å innføre ulike ordninger som kan gi havvindaktører en kompensasjon for tapte inntekter som skyldes at nettløsningen ikke er tilgjengelig. Transmission Access Guarantee (TAG) er en slik mulig ordning hvor eieren av nettet til havs vil være ansvarlig for en økonomisk kompensasjon til en havvindprodusent som ikke får solgt all kraften sin. TAG vil dermed gi en fordelingsvirkning som kan påvirke investeringsbeslutninger for utbygging av hybrider. Detaljene rundt hvordan ordningen kan se ut i praksis er ikke utviklet enda, og det er uklart om og når regelverket vil gjelde i Norge.

#### Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)

CBAM er en EU-ordning som kan føre til at handelen over en hybrid blir underlagt en karbonskatt. Ordningen vil representere en fordelingsvirkning fra eierne av hybriden til respektive myndigheter, men kan også påvirke flyten og effektiviteten på kabelen. CBAM skal sikre at importerte varer, inkludert elektrisitet, til EU ilegges samme CO<sub>2</sub>-kostnad som europeiske varer, og er et instrument for å hindre karbonlekkasje. Regjeringen har gått inn for å innføre CBAM-forordningen i Norge<sup>55</sup>, men det er ennå ikke avklart når dette skjer. Dersom vi blir en del av ordningen kan det få konsekvenser for vår handel med tredjeland, eksempelvis Storbritannia. Dersom Norge likevel ikke skulle bli en del av ordningen, kan det derimot få konsekvenser for handel med EU. Ordningen er omstridt, og blant annet har TSO-ene rundt Nordsjøen sammen med flere internasjonale interesseorganisasjoner forfattet et brev til myndighetene i EU og Storbritannia hvor de argumenterer mot CBAM og for løsninger som

---

<sup>55</sup> Regjeringen – [Pressemelding](#), oktober 2024



legger til rette for effektiv utveksling mellom land<sup>56</sup>. Gitt usikkerheten rundt CBAM har vi ikke grunnlag for å prissette denne virkningen.

#### Ordning for deling av kostnader og inntekter i Europa

EU jobber med ulike mekanismer for å fordele inntekter og kostnader ved grensekryssende infrastruktur mer effektivt. Dette kan påvirke hvordan kostnader og inntekter til en hybrid skal deles mellom de tilknyttede landene, og eventuelt tredjeland. Gjennom Infrastrukturforordningen, som ennå ikke er implementert i EØS, utformes det nå en intensivordning som kalles Cross-Border-Cost-Sharing (CBCS) som skal bidra til at planlagte offshoreinvesteringer kan gjennomføres. Ordningen skal bygge på en metode som kan påvirke fordelingen av kostnader og inntekter både mellom partnerlandene, men også tredjeland. Selv om ordningen ikke blir implementert i EØS, kan den gi føringer for en bilateral forhandling. Avhengig av om og eventuelt hvordan ordningen blir implementert kan den påvirke norsk samfunnsøkonomi for investering i hybrider positivt eller negativt. Vi har per i dag ikke grunnlag for å prissette denne virkningen.

## 9.6 Andre beslutningsrelevante forhold

I dette delkapittelet drøfter vi andre beslutningsrelevante forhold, i form av fordelingsvirkninger og verdien av mer kraft til Norge.

### Fordelingsvirkninger

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet fokuserer på summen for samfunnet som helhet, og skiller ikke på hvordan ulike grupper påvirkes. Vi ser her nærmere på hvordan fire ulike grupper påvirkes av de ulike konseptene.

Først ser vi at fordelene og ulempene er ulikt fordelt mellom konsumenter og produsenter. Konsumentene kommer positivt ut i alle konsepter, da utbygging av ny produksjon vil dra ned kraftprisen i Norge. Aller best kommer konsumentene ut med havvind på Asymmetrisk og Radial, men får også høy nytte av Storvind og Vind-vind hvor det bygges ut 2,8 GW havvind. Fordelingsvirkningen går i motsatt retning for de eksisterende kraftprodusentene på land, som har negativ nytte av ny havvind i alle alternativ. Disse kommer relativt sett best ut med Storhandel, som gir mest ny utvekslingskapasitet og lavest reduksjon i norske priser.

Som vist i kapittel 7.2 forventer vi at lavere priser vi legge til rette for nytt forbruk, som igjen vil bidra til å presse prisene opp igjen. Slike dynamiske virkninger vil redusere endringene for eksisterende konsumenter og produsenter på land, samtidig som det også vil være en verdi av det nye forbruket. Dersom norsk kraftoverskudd blir større enn vi har lagt til grunn i våre analyser, vil norske kraftpriser kunne stige noe med en hybrid, noe som vil gi positiv nytte for produsenter på land og negativ nytte for konsumenter.

| [Nåverdi mill. 2024-euro]       | Radial        | Storhandel | Storvind    | Vind-vind   | Asymmetrisk   | Radial +<br>Direkteforb. |
|---------------------------------|---------------|------------|-------------|-------------|---------------|--------------------------|
| Innstallert havvind i Sørvest F | 1,4GW         | 1,4GW      | 2,8GW       | 1,4GW       | 2,8GW         |                          |
| <b>Fordelingsvirkninger</b>     |               |            |             |             |               |                          |
| Kraftprodusenter på land        | -7350         | -990       | -4650       | -4650       | -7180         | -3750                    |
| Konsumenter på land             | 7450          | 2500       | 5750        | 5750        | 8710          | 5700                     |
| Havvindprodusent <sup>1</sup>   | -1610         | -110       | -610        | -310        | -40           | -1640                    |
| Statnett                        | -50           | -1160      | -1260       | -1260       | -3110         | -700                     |
| <b>Sum</b>                      | <b>-1 570</b> | <b>240</b> | <b>-770</b> | <b>-470</b> | <b>-1 630</b> | <b>-390</b>              |

<sup>1</sup> Spørsmål om anleggsbidrag og tariffing er ikke vurdert her. For enkelhetsskyld setter vi dem til null.

Figur 144: Fordeling av prissette virkninger av de ulike konseptene på fire aktørgrupper.

Havvindprodusentene får på sin side en negativ prissett virkning i alle konsepter. For Radial har vi lagt til grunn at havvindutviklerne også må bygge nettet selv, noe som gjør at prosjektet fremstår lite

<sup>56</sup> Brev på [Windeurope.org](https://windeurope.org), oktober 2024

lønnsomt uten støtte. For Storhandel, Storvind og Vind-vind har vi her lagt til grunn 0 % anleggsbidrag, men likevel vil inntektene fra kraftsalget alene ikke være tilstrekkelig til å dekke kostnadene ved selve havvindanlegget, med de forutsetningene vi har lagt til grunn. Vi går nærmere inn på kostnader og inntekter for havvindparken i kapittel 10.

Til slutt ser vi på virkningen for Statnett som eier og utbygger av transmisjonsnett til havs. Statnett kommer negativt ut i alle konsepter, noe igjen slår ut på nettleien til konsumenter og produsenter. Statnetts kostnader og inntekter i de ulike konseptene består av kostnader til nettanlegg (gitt ingen anleggsbidrag), forsterking av nett på land, flaskehalsinntekter, endring i flaskehalsinntekter på eksisterende forbindelser og mellom prisområder i Norge, og kostnader ved nettap. Som vi ser fra tabellen, vil ikke endringer i flaskehalsinntekter være tilstrekkelig til å dekke Statnetts kostnader i noen av konseptene i Basis. I neste kapittel ser vi nærmere på hvordan dette er ventet å påvirke Statnetts sluttbrukere, og hvordan dette samspiller med spørsmål om anleggsbidrag.

### Ringvirkninger av mer kraft

Havvind på radial eller hybrid medfører isolert sett netto kraftflyt til Norge, jf. kapittel 6.2, noe som i første omgang bedrer energibalansen og reduserer norske kraftpriser. Sammenlignet med et nullalternativ uten ny kraftproduksjon, vil mer kraft og lavere priser tilrettelegge for etablering av nytt forbruk, eller at man unngår at eksisterende forbruk (eksempelvis industri) flytter ev. legges ned.

Nytt forbruk gir positive virkninger både direkte i kraftmarkedet, i form av økt konsumentoverskudd, og indirekte i markeder der kraft er en viktig innsatsfaktor (sekundærmarkeder). Slike indirekte virkninger kategoriseres gjerne som netto ringvirkninger, og skal som en hovedregel ikke vektlegges i rangering etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet.<sup>57</sup>

Selv om det ikke vektlegges i den samfunnsøkonomiske analysen, vil ny kraft til Norge tilrettelegge for reelle verdier, og utgjør derfor et viktig beslutningsrelevant forhold. Mer kraft er en særlig viktig forutsetning for å nå flere uttalte politiske målsetninger knyttet til industriutvikling og reduserte klimagassutslipp. Eksempelvis kan vi nevne:

- Klimaloven angir at Norge skal redusere klimagassutslipp med 90 til 95 prosent innen 2050. Statnetts analyse "Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm" fra 2019 og LMA 2022 estimerer at 30-50 TWh årlig vil være nok til å erstatte det meste av dagens fossile energibruk.
- Regjeringens Veikart 2.0 – Grønt Industriløft fremhever at "Norsk industri skal ha tilgang på ren og rimelig fornybar energi. Derfor må den fornybare kraftproduksjonen økes, strømmettet videreutvikles, ledetidene reduseres og energibruken effektiviseres."

Økningen i netto kraftflyt varierer mellom konseptene og er avhengig av nettkonsept og mengden kraftproduksjon. Disse størrelsesforholdene reflekteres i tabellen nedenfor. Vi har ikke gjort en egen verdsetting av denne, men har synliggjort den som en del av totalvurderingen.

|                             | Radial<br>1,4GW | Storhandel<br>1,4GW | Storvind<br>2,8GW | Vind-vind<br>1,4GW | Asymmetrisk<br>2,8GW | Radial +<br>Direkteforb. |
|-----------------------------|-----------------|---------------------|-------------------|--------------------|----------------------|--------------------------|
| Ringvirkninger av mer kraft | Stor            | Liten               | Middels           | Middels            | Stor                 | Middels                  |

Figur 145: Relative størrelsesforhold på netto kraftflyt til Norge i de ulike alternativene.

<sup>57</sup> Det er et pågående metodeutviklingsarbeid i Statnett som ser nærmere på hvordan man kan synliggjøre verdien av nytt forbruk i samfunnsøkonomiske analyser i områdeplaner. I dette arbeidet er det nettinfrastruktur som er den begrensede faktor som utløser det nye forbruket, ikke lavere priser. Arbeidet er derfor ikke direkte overførbart til vår analyse.

## 10 Lønnsomhet for havvind og tariffvirkninger av hybrid

For havvindaktøren vil trolig ikke inntektene fra kraftsalg alene være nok til å dekke kostnadene for havvindanlegget. Regnestykket blir mest negativt for en Radial hvor havvindutbyggerne også må dekke hele nettkostnaden. En hybrid får en økt markedsnytte sammenlignet med radial, som innebærer at deler av, eller hele, nettkostnaden kan dekkes inn fra flaskehalsinntekter og tariff. Dette gjør at nettkostnaden og et eventuelt støttebehov til havvindaktøren kan reduseres.

I dette kapittelet drøfter vi hvordan ulike faktorer påvirker lønnsomheten til havvind sett fra havvindutbyggerens perspektiv, og virkningen på tariffen for transmisjonsnett av utbygging av en hybrid.

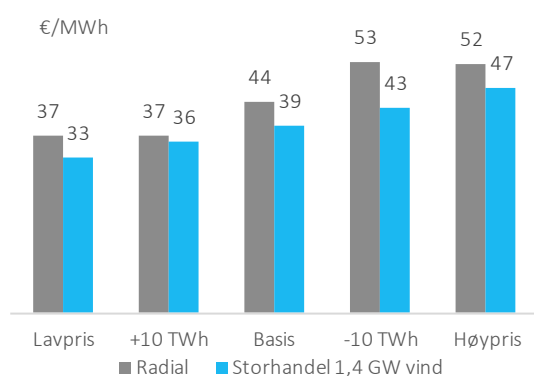
### 10.1 Lønnsomhet for havvindutbyggeren

Det er mye usikkerhet knyttet til lønnsomheten til produksjonsanlegget for havvind i seg selv. I dette kapittelet drøfter vi derfor ulike faktorer som påvirker lønnsomheten av havvind for utbyggeren og hva som skal til for at det skal være lønnsomt å bygge ut havvind basert på kraftsalg alene.

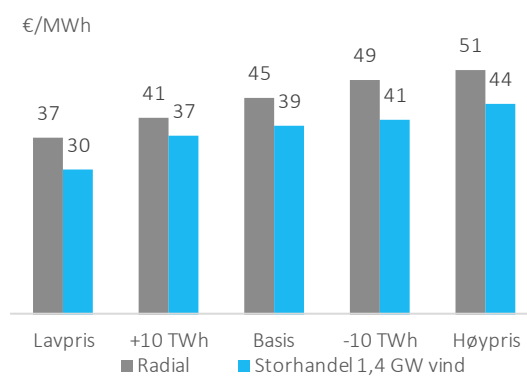
#### Inntjeningen fra kraftsalg avhenger av nettkonsept, kraftprisen i utlandet og norsk energibalanse

En havvindaktør oppnår ofte en lavere snittpris for kraftsalg enn hva som er snittprisen gjennom året i det aktuelle prisområdet. Siden produksjonen i Sørvest F er korrelert med produksjon av havvind og landvind i et stort område, viser modellsimuleringene våre et stort tilbud og lavere pris i disse timene. I Basis ligger oppnådd kraftpris for 1,4 GW på Radial til Norge i Sørvest F ca. 10 % lavere enn gjennomsnittsprisen i NO2.

I våre markedsscenarioer får havvind med Radial til Norge en simulert oppnådd kraftpris i snitt på mellom 37 og 53 €/MWh. En hybrid med samme volum havvind får en noe lavere oppnådd kraftpris. Dette skyldes at vi legger til grunn at Sørvest F er et eget offshore budområde. Ved flaskehals mellom Norge og landet vi knytter oss til får dermed havvinden fra Sørvest F hele tiden lik pris med landet som har lavest kraftpris.



Figur 146: Oppnådd kraftpris for 1,4 GW havvind tilknyttet med Radial og Storhandel i Basis og ulike scenario i 2035. Hybrid går til Tyskland.



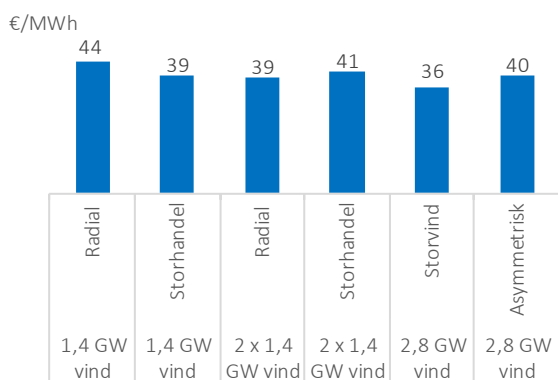
Figur 147: Oppnådd kraftpris for 1,4 GW havvind tilknyttet med Radial og Storhandel i Basis og ulike scenario i 2050. Hybrid går til Tyskland.

Den oppnådde kraftprisen for havvind på hybrid kontra radial avhenger primært av kraftbalansen i Norge og Norden. Vi ser at med svakere norsk energibalanse øker forskjellen mellom radial og hybrid, mens forskjellen blir mindre ved større overskudd. Med et større nordisk overskudd enn det vi viser her kan også havvind på hybrid oppnå en høyere oppnådd kraftpris enn havvind på radial.

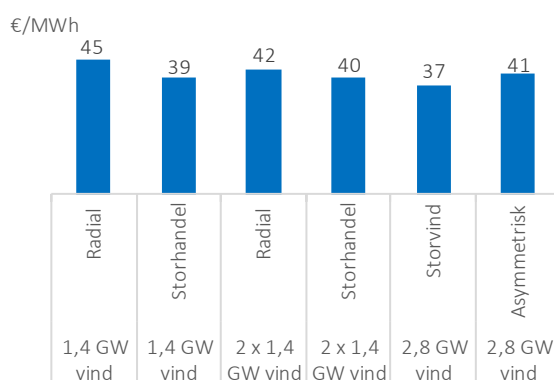
Høyere prisnivå vil øke den oppnådde kraftprisen for både hybrid og radial. Videre er det forskjellen i prisvariasjon mellom Norge og utlandet som påvirker oppnådd kraftpris på en hybrid, kontra en radial. En høy andel nullpriser i utlandet gir lavere oppnådd kraftpris for havvinden med en hybrid, og noe

større forskjell mellom hybrid og radial. Vi forventer at prisvariasjonen i ulike land på kontinentet og i Storbritannia er relativt lik fra 2035 og utover. Det er derfor liten forskjell oppnådd kraftpris for havvinden ved tilknytning mot ulike land, i våre simuleringer.

En 2,8 GW radial får lavere oppnådd kraftpris enn en 1,4 GW radial, da mer kraftproduksjon i samme område gir lavere kraftpriser når ikke forbruket øker samtidig. De ulike hybridkonseptene får også noe ulik oppnådd kraftpris. Generelt blir oppnådd kraftpris lavere jo lavere den samlede overføringskapasiteten er til land, relativt til volum havvind. Storvind får derfor lavest oppnådd kraftpris, da dette hybridkonseptet får mer flaskehals mot området med høyest pris. Havvinden vil derfor i mange timer også flyte mot prisområdet med lavest kraftpris og bidra til å redusere kraftprisene der i disse timene.



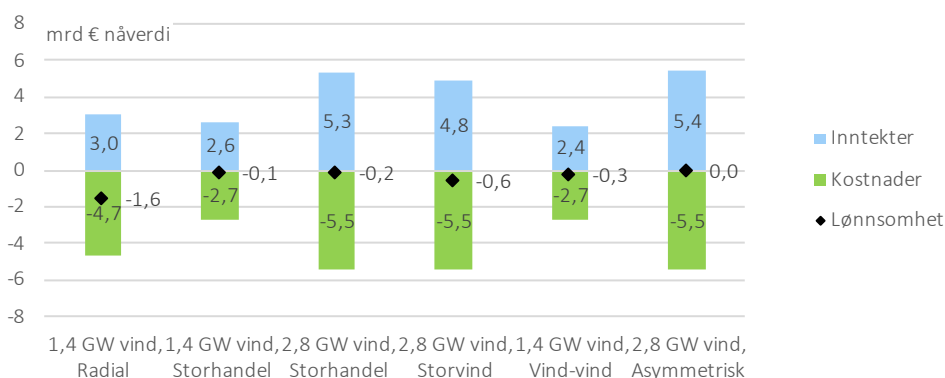
Figur 148: Oppnådd kraftpris for 1,4 GW og 2,8 GW havvind med ulike nettkonsept i 2035.



Figur 149: Oppnådd kraftpris for 1,4 GW og 2,8 GW havvind med ulike nettkonsept i 2050.

### Inntektene fra kraftsalg vil trolig ikke dekke utbyggingskostnadene for havvind og nett samlet

Med kostnadsforutsetningene vi legger til grunn i Basis<sup>58</sup> så dekker ikke inntektene fra kraftsalg utbyggingskostnadene for havvind (vist i Figur 150) i noen av hovedkonseptene. Vi får dermed en negativ bedriftsøkonomisk lønnsomhet for havvind med våre forutsetninger. Lønnsomheten er mest negativ for Radial, der vi også har inkludert alle nettkostnadene. Hybridkonseptene har en mer marginal negativ lønnsomhet, blant annet fordi vi her har utelatt kostnaden for nettanlegget. I neste delkapittel viser vi effekten av anleggsbidrag for havvind tilknyttet med hybrid.



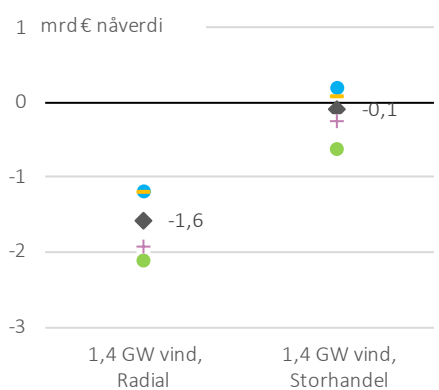
Figur 150: Bedriftsøkonomisk lønnsomhet for havvind med ulike nettkonsepter, basert på inntektene fra kraftsalg og drifts- og investeringskostnadene for produksjonsanlegget. For Radial er kostnadene for nettanlegget inkludert. For hybridkonseptene er kostnaden for nettanlegget utelatt.

<sup>58</sup> Vi legger til grunn 30 års levetid på havvidanlegget, investeringskostnader på 2,2 mrd. euro per GW, årlige drifts- og vedlikeholdskostnader på 50 millioner euro per GW og en realrente på 5 prosent.

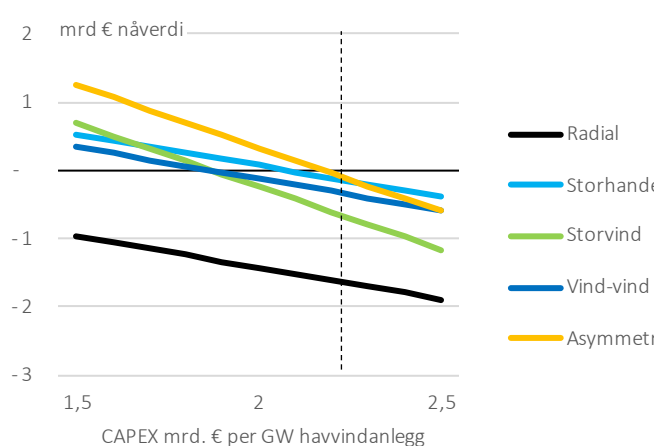
Av hybridkonseptene får Storvind og Vind-vind lavest lønnsomhet, da oppnådd kraftpris for havvindaktøren er lavest for disse hybridkonseptene. Storhandel og Asymmetrisk gir høyere lønnsomhet som følge av mer overføringskapasitet til land og bedre oppnådd kraftpris i snitt.

Usikkerhet rundt fremtidig kraftpris gir et stort utfallsrom for inntjeningen til havvindaktøren. I Figur 151 ser vi at inntjeningen fra kraftsalg dekker hele utbyggingskostnaden for produksjonsanlegget i to av scenarioene for 1,4 GW Storhandel: Høypris-scenarioet for kraftpris, og ved underskudd på norsk energibalanse. Som beskrevet i 5.5 er imidlertid Høyprisscenarioet drevet av høyere kostnader, for blant annet havvind, og er derfor ikke direkte sammenlignbart med basiskostnadene for produksjonsanlegget som er brukt her. Lønnsomheten for havvindaktøren med Radial er negativ i alle scenarioer for inntjening.

Som vist i kapittel 9.2 er det stor usikkerhet rundt utbyggingskostnadene for havvinnanlegget. I Basis har vi benyttet en CAPEX på 2,2 mrd. euro/GW, som ligger i den øvre delen av kostnadsintervallet for havvind (se LCOE i Vedlegg V1). Dersom CAPEX for produksjonsanlegget faller ned mot 1,8 mrd. euro/GW vil en havvindaktør få positiv driftsøkonomisk lønnsomhet med alle hybridkonsept, med våre forutsetninger, gitt at aktøren ikke betaler anleggsbidrag for hybrid, som vist i Figur 152.



Figur 151: Bedriftsøkonomisk lønnsomhet for havvindaktøren med Radial og Storhandel, for ulike scenario for inntjeningen fra kraftsalg



Figur 152: Bedriftsøkonomisk lønnsomhet for havvindaktøren for ulike CAPEX for produksjons-anlegget, for ulike nettkonsepser

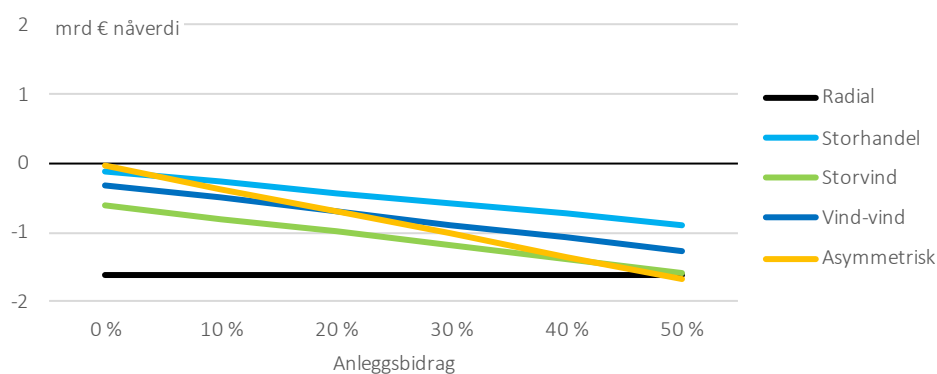
De fleste havvindprosjekter er i stor grad lånefinansiert og for en utbygger vil tiltak som reduserer risiko for totalprosjektet kunne bidra til at man får en lavere lånerente, som senker finansieringskostnadene og i sum utbyggingskostnadene. I Basis har vi en diskonteringsrente på 5 % som gir en svakt negativ lønnsomhet for havvindaktøren ved Storhandel. Allerede ved en diskonteringsrente på rundt 4,5 %, med Storhandel, får havvindaktøren en svakt positiv lønnsomhet med våre øvrige forutsetninger. For Storvind og Vind-Vind er tilsvarende nivå i underkant av 4 %. Tiltak som er risikoreduserende for havvindaktøren er eksempelvis at det er klare rammer og avtaler for tidspunkt for tilknytning av havvinden, at kostnaden for nettanlegget og et eventuelt anleggsbidrag er klargjort på forhånd, og at inntektsstrømmen er sikker, hele eller deler av levetiden.

Som drøftet i kapittel 5.8 vil en utbyggers beslutning om investering i en havvindpark også inneholde forhold som vi ikke har hensyntatt i vår analyse. Eksempelvis kan havvind bli bygget ut av strategiske grunner selv om utbyggingskostnadene overstiger inntjeningen i spotmarkedet, siden utslippsfri kraft kan gi en merverdi for sluttbrukere. Det er også flere kostnads- og nyttestrømmer for en havvindaktør som vi ikke har inkludert i vår beregning.

I dag er det mange land som subsidierer eller støtter havvindutbygging gjennom CfD-kontrakter eller ved å dekke hele eller deler av nettanleggskostnaden. Dette bidrar til at snittprisen i kraftmarkedet ligger under de gjennomsnittlige kostnadene for havvind, over levetiden. Lenger ut i tid vil det være en sammenheng mellom kostnader for havvind generelt og snittprisene i kraftmarkedet, slik vi beskriver i kapittel 5 og 9.2, slik at markedsaktørene i snitt har tilstrekkelig inntjening gjennom kraftsalg. Dette vil øke muligheten for at også norsk bunnfast havvind kan bli lønnsomt basert på kraftsalg alene. I en slik situasjon vil lønnsomheten av havvind i Sørvest avhenge av nivået på utbyggingskostnadene i Sørvest F kontra andre steder, samt utbyggingskostnadene for havvind som bygges ut på senere tidspunkt. Hvorvidt det vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge havvind i Sørvest F er et større og mer omfattende tema enn det vi behandler i denne rapporten.

### Mindre støttebehov for havvind med hybrid, enn radial – selv med 50 % anleggsbidrag

Det er ikke avklart om, eller hvor mye, havvindaktøren skal betale i anleggsbidrag for tilknytning til hybrid. Vi ser her på virkningen av nivået på anleggsbidrag for en havvindutbygger, inntil 50 % av nettanleggskostnaden. Vi har valgt 50 %, da dette er dagens grense for anleggsbidrag på land. Endelig valg av nivå på anleggsbidrag må sees i sammenheng med øvrig støttebehov og må avklares i forkant av en auksjon.



Figur 153: Bedriftsøkonomisk lønnsomhet for havvind med ulike grad av anleggsbidrag for hybridkonseptene

Uten anleggsbidrag gir Storhandel svakt negativ beregnet bedriftsøkonomisk lønnsomhet i Basis. Med anleggsbidrag satt til 50 % av norsk andel av hybridkostnaden faller lønnsomheten ved Storhandel fra -0,1 til -0,9 mrd. euro i nåverdi. Dette gir fremdeles en bedre lønnsomhet for havvindaktøren enn tilknytning med Radial (-1,6 mrd. euro), hvor vi legger til grunn at havvindaktøren må dekke hele kostnaden for nettanlegget. Følgelig vil støttebehovet til havvindaktøren trolig være lavere med Storhandel enn med Radial, selv med 50 % anleggsbidrag på Storhandel. Dette skyldes at en lavere kostnad for nettilknytning med Storhandel mer enn veier opp for at Storhandel har lavere oppnådd kraftpris enn Radial. I figuren ser vi også at Asymmetrisk hybrid er mer følsom for endret anleggsbidrag, siden kostnadene er høyere med dette konseptet.

## 10.2 Virkning på tariff av hybrid og samlet virkning for norske forbrukere

Sammenlignet med en radiell tilkobling av havvinden, vil en hybrid som blir en del av transmisjonsnettet innebære at mer av nettkostnaden kan dekkes inn fra flaskehalsinntekter og tariff. Her skisserer vi hvordan dette kan påvirke tariffen for kundene på land under ulike forutsetninger. Vi drøfter også hvordan dette kan dempe fordelene konsumentene på land får av lavere priser fra mer havvind.

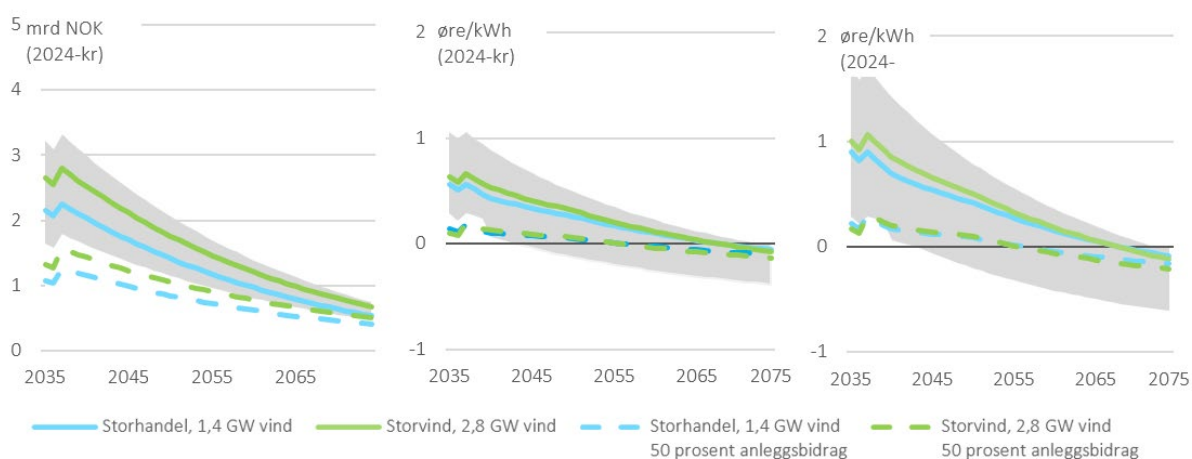
### Hybrid gir økte flaskehalsinntekter – men vil likevel gi en tariffvirkning for industri og forbrukere

Med en hybrid vil den samfunnsøkonomiske markedsnyttene fra handel dekke mye av den norske andelen av kostnaden ved nettanlegget. En betydelig andel av markedsnyttene kommer i mange

scenarier som netto økte flaskehalsinntekter for Statnett og Norge. Siden vi legger til grunn at hybrider vil være en del av transmisjonsnettet, er det dermed mulig å dekke inn mye av den norske andelen av kostnadene fra økte flaskehalsinntekter. Gjenstående kostnader må dekkes av anleggsbidrag eller økt tariff fra kundene på land i Norge.

Selv om en hybrid gir en betydelig økning i de samlede flaskehalsinntektene til Statnett, vil det ikke være nok til å dekke hele den norske hybridkostnaden. Tariffen for kundene i transmisjonsnettet på land vil derfor trolig øke ved utbygging av en hybrid. Hvor mye tariffen øker er usikkert og vil være avhengig av utbyggingskostnadene for nettanlegget, økningen i de samlede flaskehalsinntektene, hvor mye forbruket øker, hvor mye utbygger eventuelt betaler i anleggsbidrag og eventuelle endringer i tariffmodellen.

Figur 154 viser virkningen på Statnetts tillatte inntekt<sup>59</sup> og tariff for 1,4 GW Storhandel og 2,8 GW Storvind med samlet utfallsrom, gitt at dagens regelverk benyttes. Beregningen forutsetter en forbruksøkning til 220 TWh til 2050, slik at kostnadene fordeles på et større kundegrunnlag. Virkningen på tillatt inntekt er kun drevet av utbyggingskostnadene for nettanlegget, mens virkningen på tariff er drevet både av utbyggingskostnadene og økningen i samlede flaskehalsinntekter med en hybrid.



Figur 154: Virkning på tillatt inntekt (til venstre), virkning på tariff for Stort forbruk (i midten) og virkning på tariff for øvrig forbruk (til høyre) for Storhandel og Storvind.

Høyest virkning på tariff får vi når vi kombinerer et scenario med høye kostnader på Storvind-konseptet med lave flaskehalsinntekter. Tilsvarende gir et scenario med lave kostnader på Storhandel i kombinasjon med høye flaskehalsinntekter minst tariffvirkning. Dette utgjør utfallsrommet. I Basis får vi at både 1,4 GW Storhandel og 2,8 GW Storvind gir rundt 0,6 øre/kWh økning på tariffen for Stort forbruk, ved investeringstidspunktet, og rundt 1 øre/kWh økning for Øvrig forbruk. Lenger ut i tid vil en hybrid gi en negativ tariffvirkning, da flaskehalsinntektene på en hybrid bidrar til å redusere tariffen. I beregningen har vi første omgang sett bort fra et eventuelt anleggsbidrag.

Dersom havvindaktøren betaler et anleggsbidrag på 50 % blir virkningen på tillatt inntekt halvert, og virkningen på tariff blir mer enn halvert, som vist som stiplet linje i figurene. Dette da virkningen på tariffen også inkluderer flaskehalsinntekter.

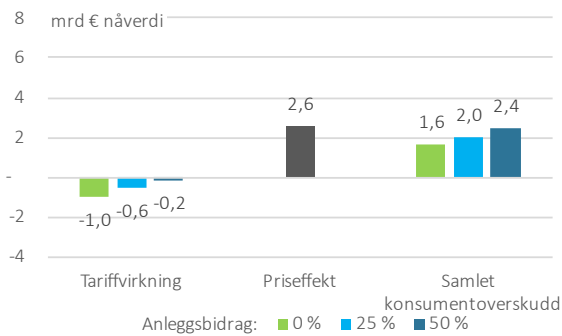
### Det økte konsumentoverskuddet med hybrid kompenseres for en eventuell økning i tariff

Havvind tilknyttet med hybrid gir i likhet med havvind på Radial en nedgang i kraftprisene i Norge med forutsetninger som i Basis. Kraftprisene reduseres mest med Radial, men prisnedgangen med hybrid

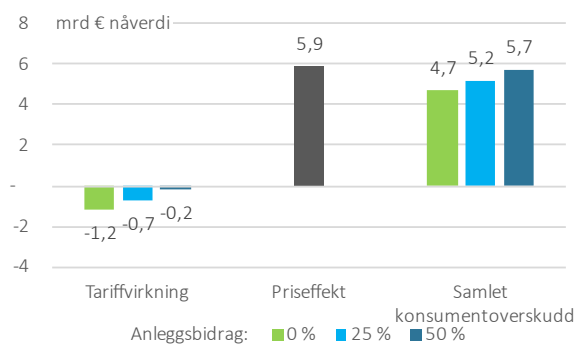
<sup>59</sup> NVE fastsetter årlig en tillatt inntekt for hvert nettselskap, som er nettselskapenes tariffingsgrunnlag. Tillatt inntekt bestemmer altså hvor mye et nettselskap kan hente inn fra kundene gjennom nettleien.

gir også økt nytte til kraftforbrukene, i form av et økt konsumentoverskudd. Samtidig vil utbygging av en hybrid kunne gi økt tariff for forbrukerne, som reduserer konsumentoverskuddet.

Beregnet nåverdi av økningen i konsumentoverskuddet med en hybrid, er større enn en eventuell økning i tariff. Dette gjelder for både 1,4 GW Storhandel og 2,8 GW Storvind, som vist i Figur 155 og Figur 156. Storvind får høyere samlet konsumentoverskudd da det med dette konseptet knyttes til 2,8 GW vind som reduserer norske kraftpriser mer enn ved tilknytning av 1,4 GW havvind med Storhandel. Det samlede konsumentoverskuddet vil være høyest dersom havvindaktøren betaler anleggsbidrag. Uten anleggsbidrag har havvinden en negativ lønnsomhet på -0,1 mrd. euro nåverdi. Om dette medfører et støttebehov for havvindaktøren og hvordan dette eventuelt påvirker konsumentoverskuddet behandler vi ikke her.



Figur 155: Konsumentoverskudd fra priseffekt og tariffvirkning i Basis av 1,4 GW Storhandel.



Figur 156: Konsumentoverskudd fra priseffekt og tariffvirkning i Basis av 2,8 GW Storvind.

Havvind tilknyttet med Radial gir en større nedgang i kraftpris enn hybrid (vist i kapittel 7.2) og gir et konsumentoverskudd på 7,5 mrd. euro nåverdi (vist i kapittel 9.3). Dette er betydelig høyere enn det samlede konsumentoverskuddet for havvind på hybrid, selv om vi trekker fra det eventuelle støttebehovet, da havvind på Radial har en negativ bedriftsøkonomisk lønnsomhet på -1,6 mrd. euro, med våre basisforutsetninger. Imidlertid er ikke havvind på Radial positiv samfunnsøkonomisk prissatt lønnsomhet, selv om konsumentoverskuddet er høyest i dette konseptet.

Videre mener vi det også er lite sannsynlig at priseffekten for havvind på Radial vil være så høy over tid, da det er sannsynlig at en såpass stor priseffekt vil utløse mer forbruk. Økt forbruk vil bidra til å jevne ut forskjellen i konsumentoverskudd mellom hybrid og Radial.



## 11 Beregninger med NVEs basisscenario

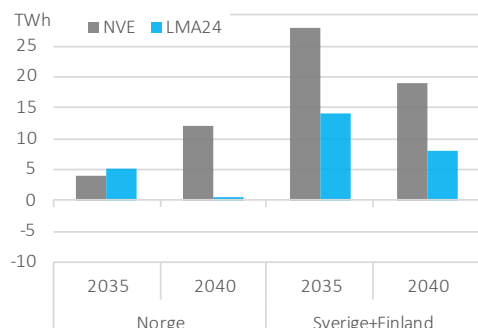
I oppdraget fra ED er Statnett bedt om å også beregne pris- og nyttevirkinger med NVEs Basis for markedsutviklingen i 2035 og 2040. Dette er Basis fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2023. Hovedtrekkene i NVEs og Statnetts Basis er rimelig like, samtidig er det ulikheter som vil gi forskjeller i nytte- og prisvirkinger av havvind med ulike nettkonsept. I dette kapittelet ser vi på pris- og nyttevirkinger av havvind med ulike nettkonsepter, i vår gjengivelse av NVEs Basis, og sammenligner med resultatene fra Statnetts basisscenario.

### 11.1 Like hovedtrekk i Statnetts og NVEs basisscenario

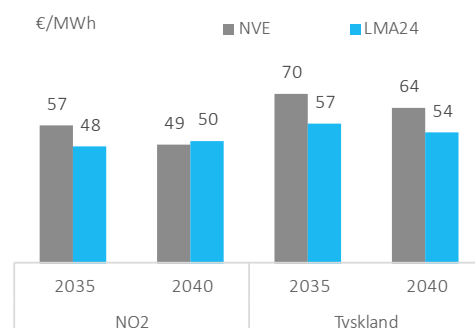
Hovedretningen i både NVEs og Statnetts Basis er at det går mot nullutslipp i kraftsektoren og store deler av energisystemet. Det er likevel noen forskjeller. De viktigste for analysen av havvind i Sørvest F, med ulike nettkonsept, er:

- NVE har lavere vekst innen vind- og solkraft utenfor Norden. Dette gir færre timer med nullpris og høyere gjennomsnittspriser i utlandet enn i Statnetts LMA (jf. Figur 159).
- I NVEs analyse er gasskraftverk oftere den prissettende teknologien. Sammen med mindre sol- og vindkraft gir dette noe høyere snittpriser på kontinentet i NVEs Basis (jf. Figur 158).
- Utviklingen i norsk forbruk og produksjon er rimelig lik i NVEs og Statnetts basisscenarioer. NVE har et noe større overskudd på norsk energibalanse i 2040 (jf. Figur 157).
- Overskuddet på nordisk energibalanse er betydelig høyere i NVEs Basis, som gir noe lavere nordiske snittpriser enn i Statnetts LMA (jf. Figur 157).

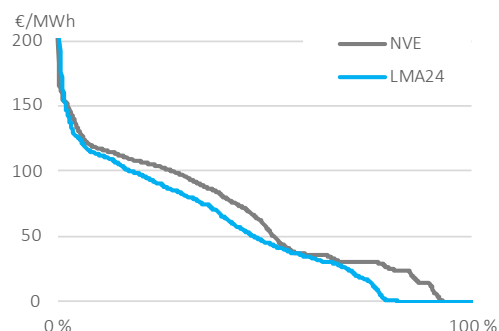
I sum er det rimelig lik timevis prisforskjell mellom Norge og utlandet i 2035 og 2040 i Statnetts og NVEs basisscenarioer – men som vist i Figur 160 er den noe høyere hos NVE. Dette vil igjen gi noe høyere markedsnytte av kraftutveksling med en hybrid i NVEs Basis.



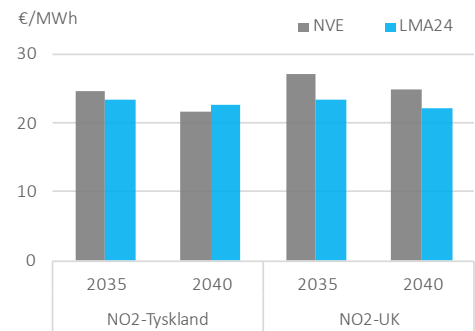
Figur 157: Energibalanse i Norge, og Sverige og Finland, i NVE Basis og LMA24 Medium



Figur 158: Snittpris i 2035 og 2040 i NVE Basis og LMA24 Basis.



Figur 159: Varighetskurve for tysk pris i 2040 i NVE Basis og LMA24 Basis.



Figur 160: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell NO2-Tyskland og NO2-UK i NVE og LMA24 Basis.

Da denne utredningen ser på konsekvensene av havvind i Sørvest F har 0-alternativet vi tar utgangspunkt i, ingen havvind i Sørvest F verken i 2035, 2040 og 2050.<sup>60</sup> Datasettene som er nullalternativet, vil da skille seg noe fra de som kommer direkte fra Statnetts langsiktige markedsanalyse og NVEs langsiktige markedsanalyse, som vist over, med tanke på norsk energibalanse og resulterende kraftpris.

For Norge har vi i Statnetts Basis valgt å ha en negativ balanse på -7 TWh før vindkraften i Sørvest F kommer inn for alle årene. Tilknytning av 1,4 og 2,8 GW havvind øker norsk energibalanse med henholdsvis 7 og 13 TWh. Så har vi vist gjennom sensitiviteter hvordan annen norsk balansen påvirker virkningen av havvinden. I praksis har vi sett på et utfallsrom fra ca. 17 TWh energiunderskudd før den nye havvinden kommer inn, til et overskudd på nærmere 25 TWh når begge trinnene i havvindutbyggingen er lagt inn.

I 2035-datasettet til NVE er det i utgangspunktet ikke havvind i Sørvest F, slik at dette datasettet kan brukes direkte som utgangspunkt for 0-alternativet. I NVEs Basis har vi i 2040-datasettet tatt ut havvinden i Sørvest F<sup>61</sup> for å lage et 0-alternativ. Dermed har NVE-datasettene som vi bruker som utgangspunkt en norsk energibalanse på 5 og 3 TWh, i henholdsvis 2035 og 2040, før havvinden i Sørvest F knyttes til. Det betyr at energibalansen i Norge er henholdsvis 10 TWh og 12 TWh sterkere i NVEs Basis sammenlignet med Statnetts Basis for denne analysen. I tillegg er det i NVEs Basis fra LMA 2023 et større samlet overskudd i Sverige og Finland enn i Statnett sin Basis brukt i denne analysen. Sterkere norsk og nordisk energibalanse er en faktor som gjør at nytte og prisvirkninger av havvinden i de ulike konseptene vi ser på er forskjellig i Statnett og NVEs sin Basis.

## 11.2 Vi har gjengitt NVEs Basis i vårt modelloppsett

Vi har modellert NVEs Basis for 2035 og 2040 i vårt modelloppsett, basert på NVEs basisforutsetninger på forbruk, produksjon, brensels- og CO<sub>2</sub>-priser for de nordiske landene og overføringskapasitet mellom Norden og utlandet. Vi benytter også NVEs prisrekker for kontinentet, Storbritannia og Baltikum, slik at modelleringen av disse områdene er helt identisk med NVEs.

Samtidig er det en del forskjeller i modelloppsettet. De viktigste er:

- Ulike vind- og solserier og profiler for forbruk i Norge og Norden
- Noe ulik modellering av vannkraften i Norden. Statnett og NVE benytter for eksempel ikke alle de samme 29 historiske værårene for tilsig og temperatur.
- Det er forskjeller i modelleringen av termiske kraftverk, inkludert kjernekraft, i Sverige, Finland og Danmark
- Noe avvik i modelleringen av det fysiske nettet i Norden

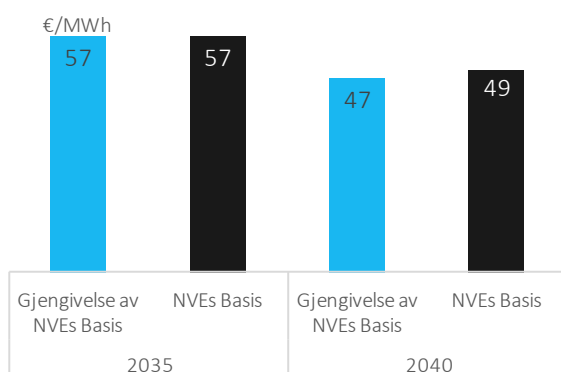
Dette gjør at det vil være noe avvik mellom resultatene fra NVEs egne simuleringer og Statnetts gjengivelse av disse. Denne øvelsen er heller ikke ment å være en helt presis gjengivelse av NVE sine modellsimuleringer, men gi indikasjoner på pris- og nyttevirkninger, gitt en markedsutvikling som ligger tett opp mot NVEs Basis.

I modelleringen av NVEs Basis i vårt modelloppsett får vi omtrent lik snittpris som i NVEs analyse i de sørnorske prisområdene, selv om prisene i 2040 ligger lavere (Figur 161). Det skiller også noe på prisstrukturen gjennom året. I Nord-Norge, Sverige og spesielt Finland får vi noe lavere snittpriser enn i NVEs Basis. Med tanke på nytte- og prisvirkninger av havvind med ulike nettkonsept, er det viktigst at prisene i Sør-Norge er godt gjenskapt. Samlet sett mener vi at vår gjengivelse av NVEs Basis er tilstrekkelig god til at vi kan illustrere hvordan havvind vil virke inn i det norske kraftmarkedet, for en

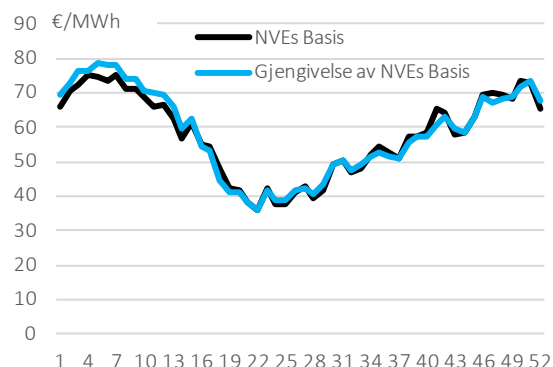
<sup>60</sup> I Statnetts Medium er det 1,4 GW havvind knyttet til med 1,4 GW mot Norge og utlandet, altså en Storhandel.

<sup>61</sup> I NVEs Basis er det 2,8 GW knyttet til med 1,4 GW både mot Norge og utlandet, altså det vi kaller Storvind.

markedsutvikling som ligger tett opp mot NVEs Basis. Samtidig er det slik at NVE med sitt modelloppsett ville fått noe andre resultater.



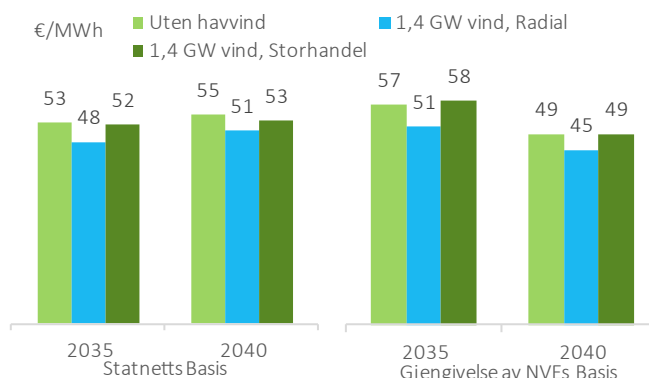
Figur 161: Sørnorsk snittpris i NVEs Basis og i Statnetts gjengivelse av NVEs Basis, for 2035 og 2040



Figur 162: Sørnorsk kraftpris (NO2) gjennom året (ukesnitt) i 2035 i NVEs Basis og Statnetts gjengivelse av NVEs Basis

### 11.3 Rimelig lik virkning på snittpris med NVEs Basis av havvind med ulike nettkonsept

Vi får lignende virkninger på sørnorsk kraftpris i gjengivelsen av NVEs Basis som med Statnetts Basis når vi simulerer med og uten havvind med ulike nettkonsept, som vist i Figur 163. Med 1,4 GW havvind knyttet til på Radial synker snittprisene med 6 €/MWh i 2035 i vår gjengivelse av NVEs Basis. I Statnett sin Basis synker de med 5 €/MWh. I 2040 synker snittprisene med 4 €/MWh i både gjengivelsen av NVEs Basis og i Statnetts Basis.



Figur 163: Sørnorsk snittpris (NO2) med og uten havvind i Sørvest F og med ulik tilknytning av 1,4 GW havvind, i Statnetts Basis og Statnetts gjengivelse av NVEs Basis i 2035 og 2040. Snitt av 29 værår.

I NVEs Basis øker snittprisen med i underkant av 1 €/MWh i 2035 når vi legger til 1,4 GW havvind tilknyttet med Storhandel. I 2040 er gjennomsnittsprisen i Sør-Norge omtrent uforandret. I Statnetts Basis gir tilknytning med Storhandel en redusert snittpris på 1-2 €/MWh i begge år. Årsaken til at prisene i gjengivelsen av NVEs Basis, går noe opp som følge av 1,4 GW Storhandel, er at den nordiske energibalansen er betydelig sterkere i NVEs Basis, enn i Statnetts Basis. Særlig er den svenske energibalansen er vesentlig sterkere i NVEs Basis, spesielt i 2040. I en slik situasjon utligner økt utvekslingskapasitet prisnedgangen som følge av havvind tilknyttet med Storhandel, som vist i kap 7.2.

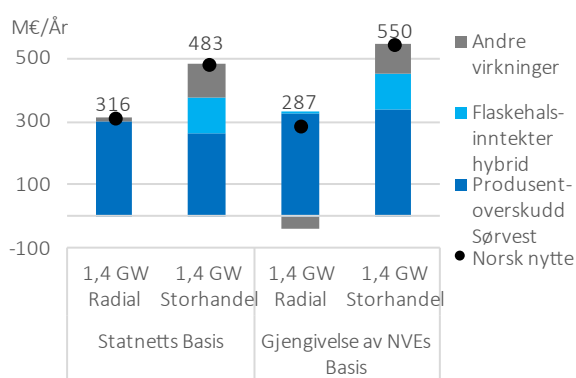
### 11.4 I NVEs Basis er det noe lavere nytte av radial, men høyere nytte av hybrid

Vi har vist at vi får en god gjengivelse av prisene i NO2, der havvinden knyttes til, og i resten av Sør-Norge. Det vil dermed være relativt små forskjeller i simulerte nytteverdier i gjengivelsen av NVEs Basis sammenlignet med NVEs egne modellsimuleringer av tilsvarende nettkonsept.

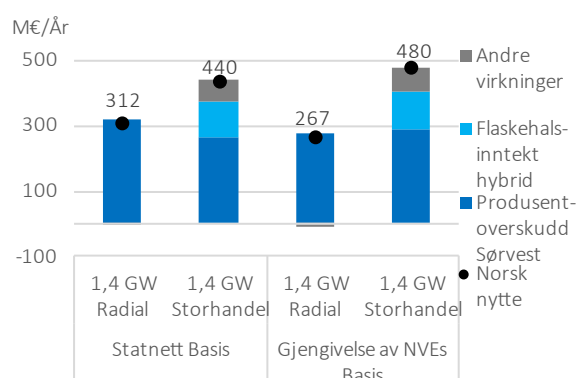
I NVEs Basis er prisene på kontinentet og Storbritannia rundt 70 €/MWh i 2035 og 65 €/MWh i 2040. Det er omtrent 10 €/MWh høyere enn i Statnetts Basis for samme år, og er mer i tråd med prisene i Statnetts Høypris-scenario. Isolert sett trekker dette opp nytten av havvind både på Radial og ulike hybrider. På den andre siden er norsk og nordisk energibalanse en god del sterkere i NVE sin Basis. Som vist i kapittel 8 trekker dette ned norsk nytte av havvind, og spesielt nytten av havvind på radial.

I 2035 får vi noe lavere norsk nytte av 1,4 GW på Radial med NVEs Basis enn i Statnett Basis (Figur 164). Dette til tross for at produsentoverskuddet til selve vindkraften er noe større i NVEs Basis. Det skyldes, slik vi har forklart tidligere, at ved kraftoverskudd i Norge får Norge noe mindre andel av markedsnytten knyttet til havvindutbyggingen enn ved omtrent null i energibalanse.

I 2040 er prisene i Norge noe lavere i NVEs Basis enn i Statnetts på grunn av betydelig norsk og nordisk overskudd, på tross av et prisene i Europa er høyere. Det gir ca. 50 mill. euro lavere norsk nytte av en Radial. Produsentoverskuddet til selve vindparken er ca. 30 mill. euro lavere.



Figur 164: Årlig, norsk markedsnytte med 1,4 GW havvind med ulike konsept i Statnetts Basis og i gjengivelsen av NVEs Basis, i 2035. Snitt av 29 værår.



Figur 165: Årlig, norsk markedsnytte med 1,4 GW havvind med ulike konsept i Statnetts Basis og i gjengivelsen av NVEs Basis, i 2040. Snitt av 29 værår.

For en 1,4 GW Storhandel i 2035 er norsk nytte om lag 70 mill. euro høyere i NVEs Basis enn i Statnetts Basis. Dette skyldes at prisene i Europa er høyere hos NVE. Høyere priser i Europa kombinert med større kraftoverskudd i Norge og Norden gjør at produsentoverskuddet til vindparken øker ved hybridtilkobling i NVEs Basis sammenlignet med Radial. I Statnetts Basis går produsentoverskuddet til vindparken derimot ned fordi norsk og nordisk energibalanse er svakere. Flaskehalsinntektene knyttet til hybridene er også noe større i NVEs Basis. Til sammen gir dette større nytte av hybrid.

I 2040 ser vi det samme mønsteret, men noe mer dempet. Her er norsk markedsnytte av 1,4 GW Storhandel i NVEs Basis ca. 480 M€, mens markedsnytten i Statnetts Basis er 440 M€. Igjen er det høyere europeiske priser som gir høyere nytte med NVEs markedsutvikling. Dette gir både noe høyere produsentoverskudd for havvinden og større flaskehalsinntekter knyttet til hybridene i NVEs Basis.

Høsten 2024 utvidet NVE sin langsiktige analyse til 2050. Vi har ikke simulert med dette scenarioet, men i 2050 har NVE omtrent like priser på kontinentet og Storbritannia som i Statnetts Basis. Samtidig er prisene i Norge lavere enn i Statnetts Basis, som følge av et noe større overskudd i Norge og Norden. I sum ville dette gitt lavere markedsnytte for 1,4 GW Radial med NVEs Basis, sammenlignet med Statnetts. Norsk markedsnytte av 1,4 GW Storhandel ville vært nærmere Statnetts Basis. NVE opererer også med et stort utfallsrom for fremtidige priser. Dette gir naturlig nok også et stort utfallsrom for markedsnytten av havvind både på radial og hybrid.

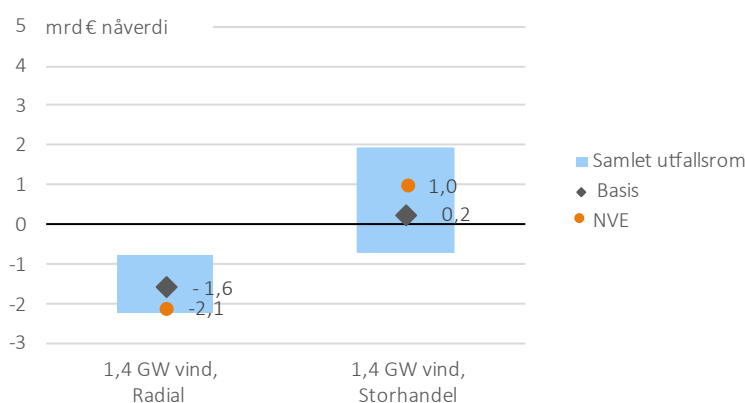
### 11.5 NVE Basisscenario gir prissatt lønnsomhet som rundt vår Basis

Vi viser her beregnet prissatt lønnsomhet av 1,4 GW havvind tilknyttet med Radial og Storhandel i vår gjengivelse av NVEs Basis. Beregningen av prissatt lønnsomhet tar utgangspunkt i markedsnytten i

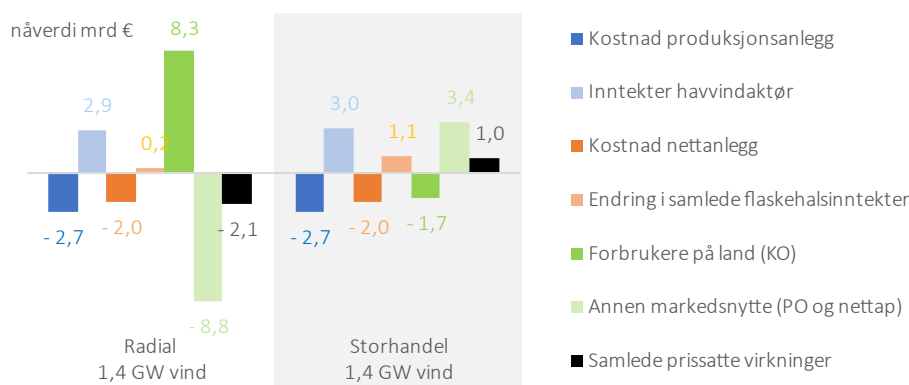
gjengivelsen av NVEs Basis for 2035 og 2040. Markedsnyttens for 2040 er forlenget ut prosjektets levetid. Vi har sammenstilt markedsnyttens med basisestimater for drifts- og investeringskostnader.

Gjengivelsen av NVEs Basis gir en lavere prissatt lønnsomhet av havvind tilknyttet med radial, enn Statnetts Basis. Årsaken er et større overskudd på energibalansen i Norge og Norden i NVEs Basis, noe som gir en lavere markedsnytte av havvind på radial, som forklart i kapittel 11.4. Prissatt lønnsomhet av havvind på radial, i gjengivelsen av NVEs Basis, er så vidt innenfor utfallsrommet vi vurderer gjennom prosjektets levetid, som er basert på markedsnytte og kostnader for nettanlegget. Kostnadene for produksjonsanlegget er ikke inkludert i dette utfallsrommet.

For en 1,4 GW Storhandel er prissatt lønnsomhet høyere i gjengivelsen av NVEs Basis, enn i Statnetts Basis, men innenfor vårt utfallsrom basert på markedsnytte og kostnader for nettanlegget. Høyere prisnivå på kontinentet og i Storbritannia i NVEs Basis, bidrar til å trekke opp markedsnyttens av hybrid, sammenlignet med Statnetts Basis, som gir høyere prissatt lønnsomhet.



Figur 166: Norsk prissatt lønnsomhet for 1,4 GW havvind tilknyttet med Radial og Storhandel, i Statnetts Basis og vår gjengivelse av NVEs Basis



Figur 167: Detaljert norsk prissatt lønnsomhet i vår gjengivelse av NVEs Basis for 1,4 GW havvind tilknyttet med Radial og Storhandel

Differansen mellom prissatt lønnsomhet for radial og Storhandel er større i gjengivelsen av NVEs Basis, enn i Statnetts Basis. Dette skyldes også et større overskudd på norsk og nordisk energibalanse i NVEs Basis som demper markedsnyttens av radial og øker den relative markedsnyttens av Storhandel.

Som forklart i kapittel 8.4 er fordelingsvirkningene av en hybrid avhengig av energibalansen i Norge og Norden. Et høyere overskudd på norsk og nordisk energibalanse i NVEs Basis gjør at norsk snittpris øker med tilknytning av 1,4 GW Storhandel, mens den i Statnetts Basis, som har energibalanse i Norge etter at havvinden er knyttet, gir prisedgang. Dette gjør at konsumentoverskuddet reduseres i NVEs Basis (Figur 167), men øker i Statnetts Basis (Figur 130).

## V1 Utfyllende om utviklingen av kraftmarkedet

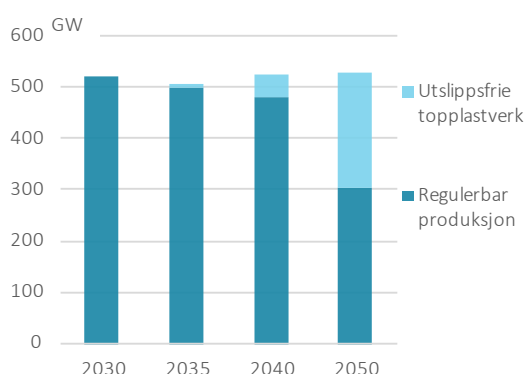
### Europa – stort behov for lagring, fleksibilitet og regulerbar effekt

Mye fornybar og samtidig nedleggelse av kullkraftverk gir behov for mye mer fleksibilitet og regulerbar effekt. Dette er viktig både for å få brukt overskuddsproduksjonen i timer med mye sol og vind til noe nyttig – men også for å kunne dekke opp for forbruket når det er lav fornybarproduksjon. Dette er kjente problemstillinger det har vært jobbet med å finne løsninger på lenge. Og det er nå bred enighet om at disse behovene etter hvert vil dekkes av en kombinasjon av batterier, fleksibel hydrogenproduksjon med lager, fleksibel bruk av elkjeler, termisk lagring, pumpekraft, gasskraft som forbrenner biogass og hydrogen, kjernekraft og andre former for forbruksfleksibilitet og energilagring. Økt utvekslingskapasitet i nettet er i tillegg viktig for å jevne ut produksjonen. Det er samtidig et betydelig utfallsrom knyttet til hvilke teknologier som får størst markedsandel, tempoet i utbyggingen og hvordan kostnadene utvikler seg.

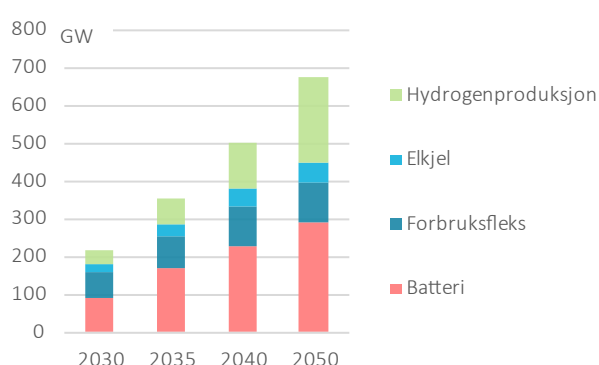
Lavere kostnader, mange bruksområder og ulike støtteordninger gjør at det nå bygges ut batterier i stor skala. Allerede til 2030 ligger det an til å bli en samlet kapasitet i Europa på over 100 GW. I Basis legger vi til grunn at dette øker videre til rundt 300 GW i 2050. Dette bidrar til bedre utnyttelse av overproduksjon i perioder med mye vind og sol, men er likevel ikke i nærheten av å dekke behovet alene. Selv om det målt i effekt er høyt, er energimengden ikke så stor. I praksis vil batterier kunne flytte energi innenfor døgnet, men med begrenset mulighet til å flytte energi over lengre perioder.

Fleksible elkjeler, gjerne i kombinasjon med termisk varmelager, er en moden teknologi med relativt lave investeringskostnader som kan gi et bidrag relativt raskt. I Finland er det eksempelvis nå flere store prosjekter under bygging som i sum vil gi mye fleksibilitet. Samtidig viser våre undersøkelser at det er grenser hvor mye fleksibilitet varmesektoren kan bidra med. En av årsakene til dette er at mye av elektrifiseringen av varmesektoren vil skje ved utbygging av varmepumper, som har et mye jevnere og mindre prisfølsomt kraftforbruk.

Fleksibel hydrogenproduksjon, der produksjonen konsentreres til timene med lavest kraftpriser, vil både kunne gi billigere hydrogen og store mengder fleksibilitet til kraftmarkedet. Dette vil imidlertid først kunne skje om 10-15 år i større skala, hvis kostnadene for elektrolyseanleggene reduseres tilstrekkelig og at det blir utviklet effektive løsninger for hydrogenlager. Tempo, omfang og kostnader knyttet til utviklingen av fleksibel hydrogenproduksjon er et sentralt usikkerhetsmoment for hele pris og markedsutviklingen.



Figur 168: Installert effekt (GW) regulerbar produksjon og utslippsfrie topplastverk i vårt modellerte område.



Figur 169: Installert effekt (GW) fleksibilitet i vårt modellerte område.

I Basis legger vi til grunn at veksten innen energilagring og fleksibilitet blir mye lavere enn veksten i vind- og solkraft til og med 2040. Dette bidrar til mye nullpriser og tap av energi i denne perioden.

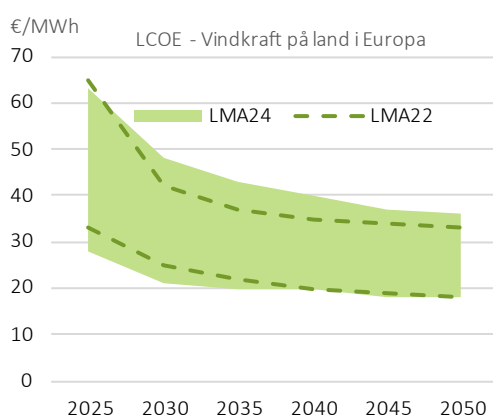
Lengre ut i tid – mot 2050 – gir lavere teknologikostnader en større utbygging av lagring og fleksibilitet relativt til fornybarutbyggingen.

Det er bred enighet om at regulerbar kapasitet som dekker opp for forbruket når det er lite sol og vind vil ha lav og usikker inntjening basert på kraftsalg alene. I Statnetts tidligere markedsanalyser har vi vist at det i teorien er mulig å overlate til markedet alene å finne en langsiktig likevekt også for denne typen kapasitet. Men dette vil i så fall innebære at det i perioder ikke er nok kapasitet tilgjengelig til å dekke hele forbruket og at det da blir ekstra høye pristopper. Dette er en av grunnene til at myndighetene i de fleste land i Europa over tid har konkludert med at det er nødvendig å ha støtteordninger for investeringer og drift av ulike former for regulerbar produksjons- og lagringskapasitet – for å sikre en stabil og tilstrekkelig god nok kapasitetsmargin. I Basis legger vi derfor til grunn en viss støtte til batterier, gasskraft som kan brenne hydrogen, kjernekraft, pumpekraft og andre kilder til regulerbar effekt. For gasskraftverkene så legger vi til grunn at det bygges både kombikraftverk (CCGT) med høy virkningsgrad og gassturbiner og motorer med lavere virkningsgrad – og dermed høyere driftskostnad. Selv om det bygges ut mye ny regulerbar effekt legger vi til grunn at det likevel blir stramme effektbalanser og pristopper i perioder med lite vind og sol.

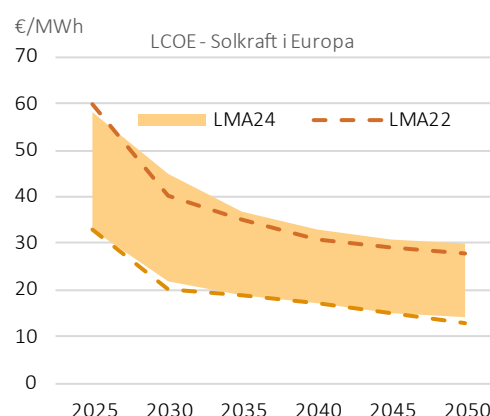
### Kostnadene for ny produksjon og lagring går ned – men i ulikt tempo

Kostnadsutviklingen for utslippsfri produksjon, energilagring og ulike former for fleksibilitet er helt sentralt for markedsutviklingen og hvordan kraftprisene utvikler seg over tid. I Statnetts langsiktige markedsanalyser bruker vi et gjennomsnitt av prognoser for kostnadsutviklingen fra flere ledende eksterne analyseselskaper og institusjoner som underlag.

Hovedbildet i analysene og prognosene fra blant annet IEA, Bloomberg og Rystad, er at kostnadene vil fortsette å gå ned for både landvind, bunnfast havvind og ulike typer fleksibilitet fram til 2050. For sol- og vindkraft på land innebærer dette diskontert produksjonskostnad over levetiden (LCOE) på 15 til 35 €/MWh for ulike prosjekter i Europa i 2050. De konkrete kostnadene vil variere fra prosjekt til prosjekt, men hovedtrenden er fallende kostnader selv om dette allerede er modne teknologier. Dette skyldes høy utbyggingstakt globalt, innovasjon og effektivisering.



Figur 170: LCOE – vindkraft på land i Europa<sup>62</sup>.

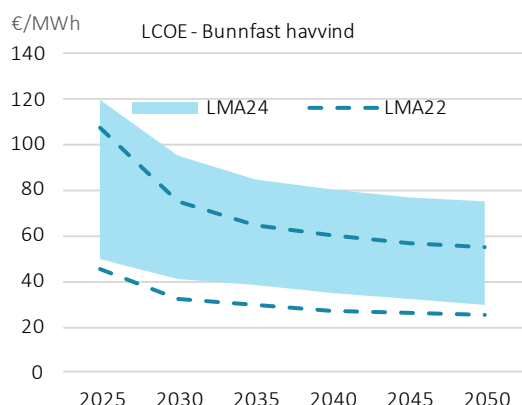


Figur 171: LCOE – solkraft i Europa.

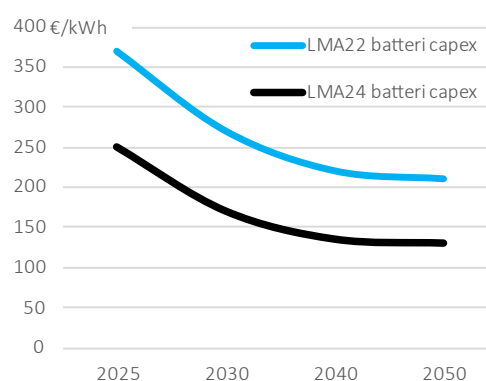
Bunnfast havvind har i dag vesentlig høyere kostnader enn landvind og solkraft. Og de siste årene har kostnadene gått opp som følge av inflasjon og utfordringer i forsyningskjedene. Videre framover er det imidlertid konsensus om at den langsiktige trenden med fallende kostnader fortsetter. Større utbygging og økonomisk støtte er en av faktorene som bidrar til dette. Bruk av kinesiske leverandører

<sup>62</sup> Utfallsrommet representerer både ulik utvikling i teknologikostnader og (u)gunstig geografisk plassering. Estimaten er reelle størrelser og basert på det vi vurderer som konsensus blant eksterne kilder som BNEF, IEA, Rystad, Thema Consulting, DNV, Volue, europeiske TSO-er og IRENA

kan også gi lavere kostnader. Lengre brukstid og høyere oppnådd kraftpris gjør at bunnfast havvind er noenlunde konkurransedyktig selv om kostnadene forblir høyere enn for solkraft helt fram til 2050.



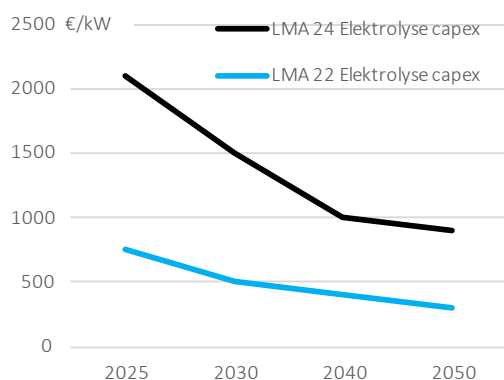
Figur 172: LCOE – bunnfast havvind Europa.



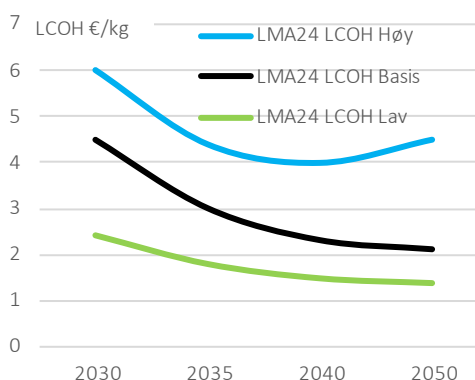
Figur 173: Kostnader for batterier tilknyttet nettet.

Flytende havvind er på et tidlig teknologistadium. Svært få parker er bygget og teknologien er enda ikke industrialisert i stor skala<sup>63</sup>. Flytende havvind har fordelen av å kunne plasseres i områder med svært gode vindforhold, og mer av installasjonen kan foregå på land, noe som reduserer kostnadene per MWh. For noen land med store havdyp er flytende havvind eneste alternativ. Men generelt er det avgjørende å få bygd ut store nok volum for å sikre læringseffekter og få ned kostnadene. Auksjonene hittil for flytende havvind har vært for små volum med høye kostnader og stort støttebehov. Usikkerheten i videre kostnadsutvikling er stor, og de fleste prognosene for europeisk utbygging er beskjedne sammenlignet med bunnfast. Samtidig er dette et voksende globalt marked og på sikt er det en mulighet for at flytende blir konkurransedyktig med bunnfast havvind.

Batterikostnadene har gått mye ned bare de to siste årene, både som følge av mye større produksjonskapasitet i Kina, billigere råvarer og innovasjon som blant annet gir mindre bruk av de dyreste råvarene. Fallende kostnader og mye større produksjon har samtidig gitt en mye større utbygging av stasjonære batteripakker tilknyttet det europeiske kraftsystemet de to siste årene. Det samme skjer ellers i verden – ofte i kombinasjon med solkraft for å jevne ut denne. Sammen med høy vekst i produksjon og salg av elbiler globalt gir dette grunnlag for fortsatt raskt fallende kostnader.



Figur 174: Kapitalkostnader for elektrolyseanlegg.



Figur 175: LCOH (grønn) i høy- og lavprisscenario.

De siste par årene har kostnadene for elektrolyseanlegg økt. Sammen med andre utfordringer og usikkerhetsfaktorer bidrar dette til at det tar lengre tid enn planlagt å få i gang storskala produksjon, både i Europa og globalt. Eksterne prognoser fra blant annet Bloomberg, Rystad og IEA viser at

<sup>63</sup> I Europa er om lag 218 MW flytende havvind bygd pr 2024. De første ordinære prosjektene antas å komme fra 2026-27.



kostnadene per kW for elektrolyseanlegg vil falle mye de neste årene. Men kostnadene starter på et mye høyere nivå enn man trodde for bare to år siden. De nye prognosene ender opp på et nesten dobbelt så høyt nivå i 2040/50 som tidligere antatt. Høyere kostnader per kW dempes noe av at effektiviteten og levetiden til elektrolyseanleggene øker. Og på lengre sikt – med lave nok kraftpriser, fungerende lager og infrastruktur for hydrogen – viser både eksterne og våre egne beregninger at dette kan gi lave nok kostnader for hydrogen til å gi grunnlag for stor vekst. Det er imidlertid liten tvil om at det vil koste mer på sikt enn tidligere antatt. Og det vil definitivt være en stor kostnad å få ned kostnadene – som noen må være villige til å ta gjennom støtteordninger og krav.

Kostnadene for ny kjernekraft er per i dag høye og usikre. Ved en standardisert utbygging i større skala, kan kostnadene gå ned og bli mer forutsigbare. Dette forutsetter imidlertid at det blir sikret tilstrekkelig økonomisk støtte fra både nasjonale myndigheter, EU og større forbrukere – samt at man klarer å unngå for mange ulike standarder. Selv med en større utbygging er det imidlertid fortsatt usikkert om kostnadene vil bli lave nok til å kunne konkurrere med andre produksjonsformer. Usikkert dataunderlag og store forskjeller i eksterne prognoser gjør at vi ikke setter sammen kostnadsfigurer for kjernekraft. Vi konstaterer at dette *kan* bli konkurransedyktig – men at det vil ta tid og være avhengig av at noen tar kostnadene med å få ned kostnadene.

Det er flere programmer for utvikling av små modulære reaktorer (SMR). For å lykkes med SMR må disse forbi konsept- og demonstrasjonsstadiet og bygges i et tilstrekkelig stort og standardisert volum, slik at kostnadene kan komme ned til et konkurransedyktig nivå. Det internasjonale atombyrået (IAEA) mener det på sikt vil være mulig å få til kostnadsparitet mellom SMR og konvensjonelle anlegg. IEA har i januar 2025 publisert en rapport om kjernekraft som i hovedsak viser det samme<sup>64</sup>.

### Høye CO<sub>2</sub>-priser – mer normale gasspriser til 2050

Kvotemarkedet (EU ETS) er et sentralt virkemiddel for å sikre at utslippene går ned som vedtatt og at dette skjer på en markedsbasert måte – i samspill med ulike krav og støtteordninger. Kvotemarkedets rolle i omstillingen forsterkes av at inntektene fra kvotemarkedet også har blitt en viktig kilde til å finansiere den grønne omstillingen. Inntekter fra salg av kvoter brukes blant annet til å gi økonomisk støtte til fornybar produksjon, energieffektivisering og hydrogenproduksjon.

EU har vedtatt et mål om 62 % utslippskutt innen EU ETS til 2030, og endringer som sikrer at dette målet blir nådd med blant annet større årlig reduksjon i kvotetaket. Hvordan markedet vil utvikle seg videre til 2040-50 er mer usikkert, men mye tyder på at det fortsatt blir et sentralt virkemiddel. Med den årlige reduksjonen i kvotetaket som nå er vedtatt, vil det med dagens regler bli tomt for kvoter rundt 2040. Her blir det mest sannsynlig nye vedtak og justeringer før vi kommer så langt. Men i lys at EU-kommisjonen ligger an til å foreslå 90 % utslippsreduksjon for hele økonomien samlet til 2040, vil det mest sannsynlig bli en rask nedgang innen ETS også etter 2030. Dette reflekteres i eksterne prisprognoser, der flere nå viser en mye høyere CO<sub>2</sub>-pris utover på 2030-tallet enn for få år siden. Samtidig er det et stort utfallsrom for CO<sub>2</sub>-prisene både i EU og Storbritannia, drevet av blant annet usikkerhet i langsiktige kostnader for å kutte utslipp, stabiliseringsmekanismer og utslippsmålene.

| €/t     | 2024 | 2030 | 2035 | 2040 | 2050 |
|---------|------|------|------|------|------|
| Høypris | 70   | 150  | 200  | 200  | 150  |
| Basis   | 70   | 120  | 150  | 175  | 190  |
| Lavpris | 70   | 100  | 110  | 120  | 130  |

Figur 176: CO<sub>2</sub>-pris (euro/tonn) i Basis, Høypris og Lavpris.

| €/MWh   | 2024 | 2030 | 2035 | 2040 | 2050 |
|---------|------|------|------|------|------|
| Høypris | 30   | 35   | 35   | 30   | 30   |
| Basis   | 30   | 26   | 25   | 20   | 20   |
| Lavpris | 30   | 20   | 20   | 15   | 15   |

Figur 177: Gasspris (€/MWh) i Basis, Høypris og Lavpris.

<sup>64</sup> [The Path to a New Era for Nuclear Energy \(IEA, januar 2025\)](#)

I Basis legger vi til grunn at gassprisene holder seg omtrent på dagens nivå hele veien til 2050. Dette er basert eksterne prognoser<sup>65</sup>. Utfallsrommet er fra 15 til 30 €/MWh i Lavpris og Høypris.

### **Vi legger til grunn planlagt nettutvikling i Norge og Sverige**

Fram til 2050 skal det gjennomføres en rekke oppgraderinger i transmisjonsnettene i Norge og Sverige. I årets LMA har vi laget nye nettmodeller for 2030, 2035, 2040 og 2045 basert på Statnetts områdeplaner, hvor 2045-nettet legges til grunn for analyseåret 2050, og dermed representerer målnettene. Dette er forutsetninger vi bruker i analysene. Faktisk fremdrift for oppgraderingene er blant annet avhengig av utvikling i behov og konsesjonsprosesser.

Det er viktig å presisere at fordi vi lager datasett for hvert femte år, skal nettmodellene være representative for transmisjonsnettene en tidsperiode rundt de respektive årene. Det medfører at det kan være enkelte forskjeller mellom tidspunktene for nettendringene som vi legger til grunn her sammenlignet med øvrig kommunikasjon fra Statnett om nettførsterkninger. Områdeplanene legger opp til en høy utbyggingstakt i årene som kommer. Vi tar derfor forbehold om at det kan bli forsinkelser sammenlignet med den planen vi skisserer her.

Vi har lagt til grunn at det allerede fra 2035 er gjennomført en rekke nettoppgraderinger. Oppgradering til 420 kV mellom Sauda og Sogndal øker kapasiteten nord-sør på Vestlandet, mellom NO2 og NO5. Reinvestering av 300 kV-nett mellom Grenland og Oslo, samt en ny 420 kV-ledning i korridoren fra Grenland til Sørlandet (Østre korridor 2), hever overføringskapasiteten mellom NO1 og NO2. I tillegg får vi 420 kV i Finnmark fra Skaidi til Varangerbotn og Hammerfest. Fra 2035 legger vi også til grunn utskiftning av dagens 220 kV-ledning mellom Nordland og SE2, med en ny 420 kV-ledning.

Fra 2040 har vi gjennomgående 420 kV inn til Oslo både fra Sunndalsøra, gjennom Hallingdal og fra Sauda gjennom Telemark. I Nord-Norge gir i tillegg flere forsterkninger økt kapasitet i Finnmark og sør for Rana mellom NO4 og NO3. Gjenstående tiltak i 2050 er knyttet til oppgraderinger av 300 kV-nett i Sør-Norge, i tillegg til dublering av ledninger mellom Rana og Ofoten, og Skillemoen-Skaidi. Oppgraderingene som er lagt til grunn i målnettene er oppsummert og tegnet inn på kartet under.

---

<sup>65</sup> Bloomberg New Energy Finance (BNEF), IEA, Rystad.

Til 2035:

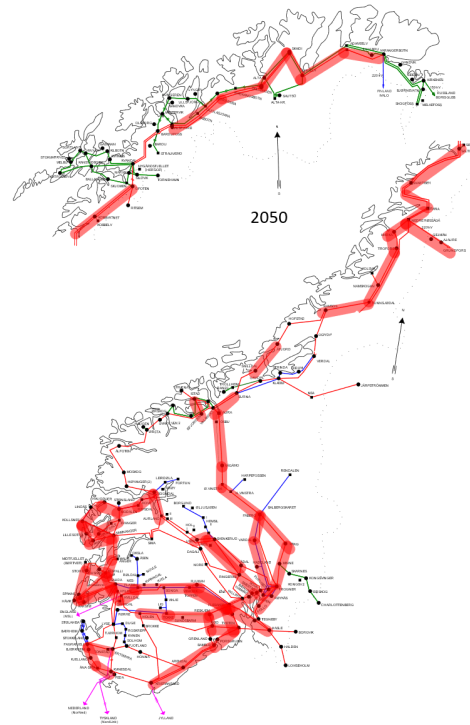
- 420 kV Sauda-Sogndal (NO2-NO5)
- 420 kV Grenland-Oslo og ny 420 kV-ledning Grenland-Sørlandet (NO1-NO2)
- 420 kV Nordland til Sverige (NO4-SE2)
- Back-to-back Varangerbotn (NO4-FIN)
- 420 kV Skaidi-Varangerbotn/Hammerfest (NO4)

Til 2040:

- 420 kV Sunndalsøra til Oslo (NO3-NO1)
- 420 kV Hallingdal til Oslo (NO5-NO1)
- 420 kV fra Sauda gjennom Telemark til Oslo (NO2-NO1)
- 420 kV sørover fra Rana til Namsos og sanering av Tunnsjødal-Verdal (NO4-NO3)
- Dublering 420 kV Balsfjord-Skillemoen (NO4)

Til 2050

- Gjenværende oppgraderinger til 420 kV i Sør-Norge
- Dublering 420 kV Rana-Ofoten og Skillemoen-Skaidi (NO4)



Figur 178: Oppsummering av de største oppgraderingene i nettet mellom 2030 og 2050

Nettmodellene inkluderer også planlagte oppgraderinger av det svenske nettet for hvert analyseår. Svenska kraftnät er i gang med å oppgradere nettet mellom nord og sør, og vi legger til grunn flere oppgraderinger i det svenske nettet i tråd med dette. Viktigst for oss er Snitt 2, mellom SE2 og SE3, som vi forutsetter oppgradert i flere trinn i løpet av analyseperioden.

Sammenliknet med forrige Analyse av transportkanaler (ATK)<sup>66</sup>, er nettprosjektene stort sett de samme, men noen prosjekter fremkommer nå som en mer stegvis utvikling av transportkorridoren mellom analyseår. Et eksempel på dette er oppgraderingen til 420kV mellom Sunndalsøra og Oslo.

<sup>66</sup> [Statnett \(2023\) Analyse av Transportkanaler 2023-2050](#)

## V2 Metodiske forutsetninger

### Teknisk underlag beskriver muligheter og utfordringer – og gir hovedkonsepter

Vi har satt sammen et utfyllende teknisk underlag som klargjør muligheter og utfordringer med de ulike nettkonsepter og de underliggende elementene i disse. Dette er både basert på Statnetts egen tekniske kompetanse på HVDC-anlegg, erfaringer fra utbygging og drift av eksisterende DC-forbindelser, leverandørkontakt, og deltagelse i InterOpera, Ocean Grid, Eurobar og andre FoU- og samarbeidsprosjekter om HVDC-utvikling, samt drøftinger i Samarbeidsforum for havvind. Vi har også gjennomført egne studier med hhv. DNV og Aker Solutions om utforming og utbygging av plattformløsninger. Vi henter i tillegg mye fakta og vurderinger fra samarbeid og dialog med andre TSO-er:

- Deltagelse i ENTSO-E (ONDP)<sup>67</sup> og OTC<sup>68</sup> hvor ulike konfigurasjoner og løsninger diskuteres.
- MoU-er med 6 TSO-er<sup>69</sup> (Energinet, TenneT Tyskland, Amprion, TenneT Nederland, Elia og NGV), hvor ulike elementer om teknisk utforming er drøftet i egne arbeidsstrømmer.

Den samlede beskrivelsen av det tekniske mulighetsrommet bygger videre på Statnetts temarapport "[Utvikling av nett til havs](#)" fra 2023 og "[Fagrapport om havvind](#)" fra 2022.

I utredningens innledende del bruker vi det tekniske underlaget til å velge bort mulige løsninger som av ulike årsaker er lite aktuelle til den første utlysningen. Dette leder til et nedvalg av et utvalg hovedkonsepter for den fysiske utformingen for å få struktur på analysen. Hovedkonseptene gir et utgangspunkt for å tallfeste og drøfte sentrale avveininger og relevante faktorer for lønnsomhet og kraftpriser:

- Radiell eller hybrid tilkobling.
- Legge til rette for stort volum vindkraft vs. stor kapasitet til handel.
- Symmetri eller asymmetri i overføringskapasitet til Norge vs. utlandet.
- Hybrid direkte til land i utlandet eller via en eller flere andre havvindparker.
- Større tekniske veivalg.

Nettkostnadene er høye og utgjør en vesentlig del av den samlede kostnaden for å bygge ut havvind. Mest mulig kostnadseffektivitet er derfor en sentral faktor for utformingen av nettkonseptene.

### Vi beregner kostnader med utfallsrom for ulike nettkonsepter og underliggende byggeklosser

Kostnadene for de ulike nettkonseptene, og basiskomponentene som disse er bygget opp fra, er basert på Statnetts interne kunnskap om kostnader og kostnadsutvikling, analyser av offentlige tall fra tildelte kontrakter, budsjettpriser mottatt fra leverandører og dialog med andre TSO-er. Vi har først og fremst brukt tall fra Europa, og også undersøkt både stramheten i leverandørmarkedet og råvareprisenes betydning på kontraktsprisene. I tillegg har vi sett på planer for nye fabrikker for produksjon av HVDC-komponenter og markedets etterspørsel de kommende årene. Tallene er normsammenlignet med eksterne kilder fra analysehus og ENTSO-Es estimater i ONDP. Kostnadsestimater for offshore plattform og omformere er basert på historiske data og estimater fra DNV gjennom vår plattformstudie som ble ferdigstilt i 2024.

På bakgrunn av dette har vi definert kostnadsestimater for ulike komponenter avhengig av eksempelvis spenningsnivå, kapasitet, teknologivalg og råvarepriser. Disse har vi satt sammen til "byggeklosser" (hovedkomponenter) basert på beste praksis (tilsvarende estimatklasse 5), for kabel og stasjoner på land og til havs. Disse byggeklossene bruker vi som utgangspunktet for å lage kostnadsestimatene for

<sup>67</sup> [Offshore Network Development Plans](#)

<sup>68</sup> [Pressemelding fra Statnett om deltagelse i OTC](#), Offshore TSO collaboration

<sup>69</sup> [Pressemelding fra Statnett om samarbeid med TSO-er](#)

de ulike hovedkonseptene, og ulike varianter med ulik kapasitet, spenningsnivå, teknologivalg, antall plattformer, med og uten metallisk retur og så videre. Til slutt er usikkerheten drøftet og beskrevet både for de underliggende byggeklossene og for hovedkonseptene samlet. Dette har vi sammenfattet i et definert utfallsrom som vi kaller Høy og Lav.

### **Nytte, prisvirkning og påvirkning på nettet på land er basert på modellberegninger**

Vi bruker modellsimuleringer til å beregne både samfunnsøkonomisk nytte, prisendringer, flyt, flaskehals og nettap i det norske nettet av mer havvind med radial og hybrid. Statnett bruker to kraftmarkedsmodeller, BID3 og Samnett, i samspill for å simulere kraftmarkedet og gjøre ulike beregninger av hele kraftsystemet. Disse er optimeringsmodeller med algoritmer som minimerer de samlede produksjonskostnadene time for time i det samlede kraftsystemet i Norden og Europa, innenfor alle restriksjoner gitt av nett og produksjonsapparat. Forutsatt fri konkurranse og rasjonelle aktører gir dette en gjengivelse av markedet. For å få frem hvordan været påvirker produksjon og forbruk, simulerer vi hvert analyseår over 30 historiske værår, med produksjonsserier for vind, sol og vannkraft time for time, og temperaturkorrigerende av forbruket. Med en detaljert databeskrivelse for hvordan nesten hele det europeiske kraftsystemet ser ut eksempelvis i 2035, gir simuleringene resultater for alt fra CO<sub>2</sub>-utslipp, kraftpriser per område, nettap, kraftflyt, magasinutfyllingsgrad, bedriftsøkonomisk inntjening til kraftverk, flaskehalsinntekter, produsent- og konsumentoverskudd m.m.

Samnett er hovedmodellen for Norge og Norden. Her har vi en detaljert gjengivelse av vannkraftsystemet. I tillegg har Samnett en full nettmodell integrert med markedsmodellen, som gjør at vi kan beregne detaljert lastflyt i nettet time for time. I denne modellen legger vi inn et stort antall kapasitetsgrenser for fortsatt sikker drift ved tilfeldige utfall og feilsituasjoner. Disse brukes som grenser inn i markedsmodellens flytbasert-algoritme, tilsvarende som for det reelle kraftmarkedet. BID3 bruker vi til å gjengi kontinentet og Storbritannia, der simulerte priser for landene som Norden er knyttet til legges inn som prisrekker i simuleringene med Samnett. En nærmere beskrivelse av Statnetts modelloppsett er gitt i vedlegg 1.

I modellsimuleringene bruker vi en tidsoppløsning på en time for kontinentet og Storbritannia – mens vi for Norden i hovedsak har simulert med 3 timers oppløsning for å unngå for lang beregningstid. Vi har sjekket hva forenklingen med å samle tre og tre timer har å si for resultatene og funnet at merverdien ved å simulere med timesoppløsning er for liten til at det veier opp for kostnaden med lengre regnetid.

### **Hovedmetoden er å ta differansen av simuleringer med og uten havvind med ulike nettkonsept**

Vi beregner den samfunnsøkonomiske nytten, og virkningen på priser, flyt og flaskehals i Norge, ved å finne differansen av resultater fra modellsimuleringer med og uten havvind – uten andre endringer. Dette gjør vi for ulike nettkonsepter. Siden vi med en modellsimulering gjengir en tilnærmet optimert drift av det samlede kraftsystemet, vil differansen med og uten havvinden og den økte utvekslingskapasiteten som følger av en hybrid gi den samfunnsøkonomiske nytten. Denne nytten, som vi ofte kaller markedsnytt, består for det første av det økte produsentoverskuddet (PO) som kommer med den nye produksjonen. Denne beregnes ved å ta oppnådd kraftpris time for time multiplisert med produsert volum fra havvinden i samme time – summert over året som gjennomsnitt av alle simulerte værår. I tillegg kommer økt konsumentoverskudd (KO) for eksisterende forbrukere og redusert produsentoverskudd for eksisterende produsenter – som følge av lavere priser i Norge. Den andre hoveddelen av markedsnytt oppstår som følge av at utvekslingskapasiteten øker og at vi da får en bedre utnyttelse av den samlede kraftverksparken i Norge og i landene rundt oss, inkludert havvinden tilknyttet hybrid. I modellen beregnes denne nytten grunnleggende sett som reduserte driftskostnader for å levere på forbruket.

Vi henter ut den samlede markedsnyttens ved å ta differansen i simulert produsent og konsumentoverskudd, flaskehalsinntekter og nettap. Dette er beregnet time for time og summert over året i alle våre simuleringer. I estimatene bruker vi gjennomsnittet av alle simulerte værår – men vi viser også hvordan situasjonen ser ut i ulike værår for å forklare om kortsiktige variasjoner og grunnleggende sammenhenger. I simuleringene og beregningene av nytten inngår også virkningen på flaskehalsinntektene internt i Norge og på de øvrige mellomlandsforbindelsene.

I analysen viser vi i hovedsak netto økning i norsk samfunnsøkonomisk nytte. For å vise og forklare om blant annet fordelingen mellom land og avtagende nytte av økt utvekslingskapasitet viser vi også samlet europeisk nytte. Siden hovedpoenget med analysen er å vurdere ulike nettkonsepter, viser og drøfter vi mye rundt differansen i samfunnsøkonomisk nytte mellom de ulike nettalternativene.

Med økt produksjon og lavere priser er det sannsynlig at vi får langsiktige markedstilpasninger i form av økt forbruk. Dette fanger vi ikke opp når vi simulerer med og uten ny havvind uten andre endringer. Når vi beregner og drøfter effekten på kraftprisene i denne utredningen, viser vi derfor også simuleringer der vi samtidig har økt forbruket i Norge. Når vi beregner nytten, viser vi tilsvarende hvordan økt forbruk påvirker nytten av den økte produksjonen og utvekslingskapasiteten med en hybrid. Vi klarer imidlertid ikke å få fram noe troverdig bilde av den samfunnsøkonomiske nytten av et eventuelt økt forbruk med denne metoden. Årsaken er blant annet at denne nytten vil bli helt avhengig av hva vi legger inn som usikre utkoblingspriser til det nye forbruket, og at det er mange andre effekter vi heller ikke fanger i etableringen av nytt forbruk. I denne utredningen har vi derfor nytten av økt forbruk som følge av mer produksjon og lavere priser som en ikke-prissatt virkning.

#### **Vi nedjusterer markedsnyttens av hybrid for å ta høyde for modellsvakheter**

Våre estimat på markedsnyttens av hybridkonseptene er nedjustert med 15 %, for å ta høyde for modellsvakheter. Sammenlignet med virkeligheten gir vår kraftmarkedsmodell for det nordiske kraftsystemet for lav kortsiktig prisvariasjon på norsk og nordisk side. Dette bidrar til at den timevise prisforskjellen mellom Norge og utlandet blir for høy i våre simuleringer, noe som gir for høy markedsnytte av økt overføringskapasitet med hybrid, for en gitt europeisk prisvariasjon. Nedjusteringen på 15 % er kun gjort på markedsnyttens for hybrid, ikke for markedsnyttens av havvind på Radial. Justeringen er gjort ved å nedjustere flaskehalsinntektene på selve hybridene.

#### **Vi forutsetter at Sørvest F blir et eget budområde**

På en hybrid vil det variere hvor flaskehalsen mellom Norge og landet vi knytter oss til legger seg. I perioder vil det være flaskehals mellom fastlandet i Norge og plattformen der havvindparken er tilknyttet. I andre perioder vil flaskehalsen legge seg mellom plattformen og partnerlandet. Hvor ofte det er flaskehals på det ene eller andre beinet i en hybrid er avhengig av mange faktorer. Poenget er at det varierer og at dette er rasjonelt for å få mest mulig utnyttelse av det samlede anlegget. For at det skal være mulig å ha en effektiv drift, der flaskehalsen flytter seg etter behovet, er det nødvendig å ha hver havvindpark og tilhørende plattformer som et eget offshore budområde. I alle våre beregninger forutsetter vi derfor at havvindparkene og plattformene den er tilknyttet utgjør egne offshore budområder.

#### **Vi bruker markedsscenarioene fra LMA 2024 i tillegg til sensitiviteter**

Beregningene av nytte, flyt og prisvirkninger er basert på hovedscenarioene fra Statnetts Langsiktige Markedsanalyse 2024-2050 (LMA 2024), som vil publiseres i Q1 2025. Scenarioet Basis er grunnlaget for hovedestimatene for nytten, som er beregnet for årene 2035, 2040 og 2050 – med interpolering over hele levetiden til havvinden og nettanleggene. I tillegg bruker vi de alternative markedsscenarioene Høypris og Lavpris til å beregne utfallsrommet – sammen med en rekke sensitiviteter.

For utviklingen av forbruk og produksjon i Norge bruker vi scenarioet Medium fra LMA 2024 i hovedestimatet for nytten. Vi har imidlertid trukket ut økningen i bunnfast havvind på hybrid, utover det første trinnet, som vi i dette scenarioet har lagt inn som en forutsetning i LMA. Dette fordi det nettopp er denne havvinden og den hybride tilkoblingen vi beregner nytten av i denne rapporten. Dette gir en noe svakere norsk energibalanse i simuleringene uten den økte havvinden i denne rapporten, enn i LMA. I simuleringene med havvinden inne blir det tilnærmet likt som i LMA scenarioet.

Vi gir en kort oppsummering av de viktigste forutsetningene og resultatene i hovedscenarioene i kapittel 4. Den fulle dokumentasjonen og begrunnelsen for scenarioene vil bli gitt i LMA-rapporten.

### **Vi legger til grunn målnettet på land uten økt utvekslingskapasitet til naboland**

I analysen legger vi til grunn at de relevante forsterkningstiltakene i Statnetts planlagte "målnett" i all hovedsak blir gjennomført slik det er beskrevet i våre områdeplaner og i Systemutviklingsplanen. I LMA 2024 har vi beskrevet hvilke tiltak som er med til de relevante analyseårene 2035, 2040 og 2050, se også V1. For å vise effekten av forsinkelser på priser og nytte simulerer vi også ulike sensitiviteter uten sentrale forsterkningstiltak i målnettet.

De fleste av de relevante forsterkningstiltakene i målnettet vil bli gjennomført av andre grunner enn en eventuell utbygging av havvind i Sørvest F. Samtidig er deler av målnettet viktig for at det skal være mulig å koble til mer havvind på Sørlandet. Og for forsterkningene i Østre korridor, med ny ledning mellom Kristiansand og Grenland, er havvinden en av de utløsende faktorene. I den samfunnsøkonomiske analysen tar vi derfor med en skjønsmessig andel av kostnaden for utbyggingen av Østre korridor som en kostnad for havvinden, både med radial og hybrid.

Flere av Norges mellomlandsforbindelser når sin forventede levetid på 40 år, før 2050. I vår Basis har vi lagt til grunn at Skagerak 1 og 2 mot Danmark reinvesteres, mens Skagerak 3 går ut ved endt levetid fra 2040. Øvrig utvekslingskapasitet mellom Norge og utlandet har vi på dagens nivå i Basis.

### **Vi sammenstiller de ulike virkningene i en samfunnsøkonomisk analyse etter DFØs veileder**

Den samfunnsøkonomiske analysen er gjennomført etter standard prinsipper, som beskrevet i DFØs veileder for samfunnsøkonomiske analyser. Vi legger til grunn en analyseperiode basert på nettanleggets forventede levetid på 40 år, med driftsstart i 2035 og byggeperiode på 4 år. Alle tall er i faste 2024-kroner, neddiskontert til 2025. Vi benytter en standard kalkulasjonsrente på 4 prosent. Kostnader og inntekter til havvindparken er diskontert med en kalkulasjonsrente på 5 prosent, og har en forventet levetid på 30 år. Etter dette legger vi til grunn at nettanlegget benyttes til utveksling for hybrider, som dermed vil ha en markedsnytte tilsvarende en direkteforbindelse de siste 10 årene. For en Radial legger vi til grunn at nettanlegget ikke har en alternativ anvendelse etter havvindparkens levetid. Vi benytter euro som valuta både for kostnader og nytte, da grunnlagstallene er beregnet i euro. Derfor presenterer vi også prissatt samfunnsøkonomiske lønnsomhet i euro. For verdier som er beregnet fra norske kroner, som nettinvesteringer på land, benytter vi en kurs på 11 NOK/euro. Våre tall for teknologikostnader, brenselspriser og CO<sub>2</sub>-priser bygger på ulike kilder med noe ulik forventning til inflasjonsutviklingen.

De aktuelle tiltakene vil også medføre et sett med ikke-prissatte virkninger. Disse vurderes etter verdimatrisemetoden, som beskrevet i NVEs veileder for samfunnsøkonomiske analyser av nettiltak.

Verdien av mer kraft til Norge, som følge av havvinden, inngår ikke i den samfunnsøkonomiske analysen. Mer kraft til Norge vil kunne skape verdier også utenfor selve kraftmarkedet (sekundærmarkeder), og må vurderes opp mot politiske målsetninger for disse markedene, sammen med en vurdering av kostnader og tilgjengelighet av alternative energikilder. Dette er utenfor dette oppdragets scope, men drøftes likevel kort under andre beslutningsrelevante forhold. Her ser vi også på fordelingsvirkninger for konsumenter og produsenter på land.

## V3 Tekniske nettkonsept

### Havvind i Sørvest F må ilandføres med likestrøm

Likestrøm (HVDC<sup>70</sup>) velges når strøm skal transporteres over lange avstander – fra ca. 100 km. Siden selve havvinden produseres som vekselstrøm, er det behov for en offshore plattform med en omformer fra vekselstrøm til likestrøm. En slik plattform utgjør en stor andel av kostnadene for nettkonseptet. Likestrøm – både for radialer og hybrider – har lavere overføringstap, gir behov for færre kabler og er billigere å bygge ut per ekstra km sammenlignet med vekselstrøm. Vekselstrøm er derimot ikke en teknisk valgbar løsning.

Radielle og hybride nettkonsepter kan bygges med tilnærmet like teknologiske løsninger for omformeranlegg og kabler. Forskjellen ved en hybrid er at omformerplattformen har en ekstra avgang på likestrømsiden av omformeren som muliggjør at det tilknyttes kabler i to retninger. Det er også samme teknologiske løsninger som benyttes for mellomlandsforbindelser, bare uten en offshore plattform.

### Vekt og størrelse er kostnadsdrivende for plattformløsninger

Vekt og fysisk størrelse er en viktig kostnadsdriver for offshore plattformer. Plattformløsningene som bygges og planlegges i dag har stor variasjon i vekt som en følge av ulike teknologi- og designvalg.



Figur 179: Equinor og Vårgrønns plattform med 1,2 GW og 320 kV symmetrisk monopol omformer uten boligkvarter (Illustrasjon: Aibel).



Figur 180: Konseptuell tegning av TenneTs plattform med 2 GW og 525 kV bipol omformer med boligkvarter (Illustrasjon: TenneT).

I Storbritannia bygger Equinor og Vårgrønn nå ut havvindfeltene Doggerbank A, B og C som hver er på 1,2 GW. Dette er den mest modne plattformløsningen av alternativene som kan være aktuelt på Sørvest F. Utviklerne har bygget en omformerplattform med 320 kV og symmetrisk monopol hvor toppside veier ca. 7000 tonn<sup>71</sup>. I tillegg til at en symmetrisk monopol er mindre arealkrevende enn en bipol, er plattformen designet uten boligkvarter for å oppnå besparelser relatert til plass og personsikkerhetskrav. Drift- og vedlikehold utføres med støtte av tilleggende supply-skip etter prinsippet walk-to-work. Samme spenningsnivå og teknologi er lagt til grunn av Ventyr for utbygging av radialen fra Sørlige Nordsjø II<sup>72</sup>.

<sup>70</sup> HVDC – High Voltage Direct Current, eller høyspent likestrøm på norsk

<sup>71</sup> [Pressemelding](#) fra Aibel

<sup>72</sup> [Ventyrs melding](#) om Sørlige Nordsjø II vindkraftverk, mai 2024



Til sammenligning har TenneT planlagt for bipol-plattformer på 2 GW og 525 kV som foreløpig er designet til å være vesentlig større og tyngre. Toppside på disse plattformene inkluderer boligkvarter og er beregnet til 24 000 tonn<sup>73</sup>. Større plattform er også drivende for driftskostnader. De første plattformene med 525 kV bipol er nå under planlegging, og dette alternativet har dermed større potensial for å redusere vekt og kostnader enn plattformene med 320 kV monopoler.

I Nederland og Tyskland inngikk TSO-ene TenneT og Amprion i 2023 rammeavtaler for utbygging av totalt 16 HVDC-løsninger for radiell ilandføring av havvind<sup>74</sup>. Alle systemene skal bygges med samme teknisk løsning på 2 GW og 525 kV bipol med metallisk retur. Plattformene kan tilrettelegges for flere DC-linker mot eget eller andre land, og kan dermed planlegges som hybrider.

Begge de nevnte plattformeksemplene er designet for radialer, men samme type plattform kan brukes til hybride forbindelser med relativt små modifikasjoner.

### **HVDC-systemer kan enten bygges med monopoler- eller bipol-topologier**

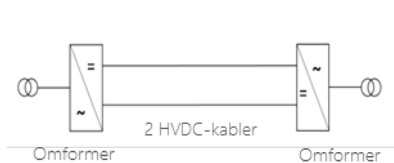
HVDC-systemer kan enten bygges som symmetrisk monopoler, rigid bipol eller full bipol med metallisk returkabel. Disse tre teknologiene viser vi i figurene under for en radial HVDC-forbindelse. Alle de tre teknologiene har to fullisolerede HVDC-kabler, mens full bipol i tillegg har en metallisk returkabel. En omformer realisert som bipol (to poler) er vesentlig mer areal- og kostnadskrevende enn en symmetrisk monopoler (én pol) fordi den har nær dobbelt så mange komponenter. De mest aktuelle DC-spenningene i en symmetrisk monopoler er 320 og 400 kV, mens det for bipol vil være mest aktuelt med 525 kV. Det betyr at bipolen normalt har høyere DC-spenning som krever større isolasjonsavstander i omformeren og dermed medfører ytterligere økning i arealbehov. Høyere DC-spenning vil alt annet likt bidra mindre tverrsnitt i kablene, samtidig som isolasjonen rundt kablene blir tykkere.

En radial HVDC-forbindelse med symmetrisk monopoler (se Figur 181) eller rigid bipol (se Figur 182), kan ikke overføre kraft ved en kabelfeil, da det ikke finnes noen returvei for strømmen. Symmetrisk monopoler kan heller ikke overføre kraft ved feil på en omformer. En fordel med rigid bipol er at den kan driftes med halv kapasitet ved feil på én omformerpol dersom begge polene i de to omformerne designes med et forbikoblingsarrangement tilsvarende som på NordLink (Norge-Tyskland) og NSL (Norge-Storbritannia). Den intakte kabelen i et polsystem med feil i en omformerpol vil da fungere som en metallisk returkabel. Et slikt forbikoblingsarrangement vil innebære flere komponenter og økt arealbehov i omformeren. Dette er foreløpig ikke bygd på en offshore omformerplattform. Nyttene ved et slikt forbikoblingsarrangement i form av forbedret tilgjengelighet må være større enn kostnadene for at en slik løsning skal være hensiktsmessig.

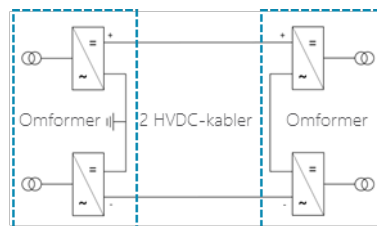
En full bipol (se Figur 183) har en ytterligere fordel ved at den kan opprettholde halv kapasitet også ved kabelfeil. Dersom de tre kablene er installert i bundle, så risikerer man imidlertid at feil på en kabel vil resultere i utkobling av flere kabler og dermed utkobling av hele kapasiteten. Dette kan skje enten i form av ytre påvirkning som ankring, tråling eller intern skade.

<sup>73</sup> [Faktaark fra Dragados Offshore](#), en av TenneTs totalleverandører av plattformløsninger

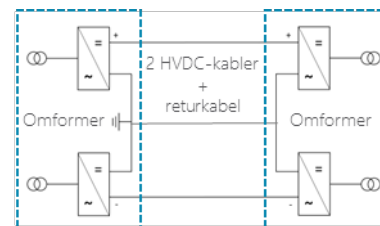
<sup>74</sup> [Pressemelding TenneT](#), april 2023; [Pressemelding Amprion](#), januar 2023



Figur 181: **Symmetrisk monopol.** Ved feil på kabel eller omformer, kan ikke HVDC-forbindelsen driftes.



Figur 182: **Rigid Bipol.** Kan overføre halv kapasitet ved feil på en omformer.



Figur 183: **Full Bipol med metallisk returkabel.** Kan driftes ved en enkeltfeil på en omformer eller en kabel.

I en hybrid HVDC-forbindelse med Storhandel, vil konsekvensene av feil på omformer eller kabel være annerledes enn for en radial. For symmetrisk monopol og rigid bipol, vil feil i en omformer på land eller kabel resultere i at hybridene driftes som en radial hvor vindkraften overføres til det andre landet i stedet. Ved feil på offshore omformer, vil hybridene driftes som en utenlandsforbindelse med kun mulighet for utveksling av kraft mellom de to landene. Under et slikt feiltilfelle er det altså ingen mulighet for ilandføring av kraften fra havvinden.

En full bipol vil derimot ha den fordel at feil på en omformerpol på land eller kabel resulterer i halv kapasitet til det ene landet mens full kapasitet opprettholdes til det andre landet. Videre vil en feil på en offshore omformerpol resultere i at halve havvindkapasiteten fortsatt kan overføres til land. Så lenge kablene er intakte, kan den ledige kapasiteten benyttes fullt ut til handel mellom landene. Full bipol er dermed fordelaktig ved at den gir høyere tilgjengelighet, men innebærer samtidig økte kostnader sammenlignet med symmetrisk monopol og rigid bipol.

En annen fordel med bipol er muligheten for høyere overføringskapasitet. Mens monopol-teknologi på 320 kV kan overføre maksimalt rundt 1,5 GW i dag, planlegges det i dag HVDC-systemer med bipol på 525 kV med overføringskapasitet på 2 GW eller mer. Med høyere spenning enn 320 kV kan også symmetrisk monopol designes med større overføringskapasitet enn 1,5 GW.

En metallisk retur-kabel (MR) er en tredje kabel som er dimensjonert for betydelig lavere spenning (ca. 20 kV) enn de to fullisolererte polkablene. MR-kabelen brukes primært til returstrøm i feilsituasjoner, men det vil også flyte noe strøm i normal drift. To eller flere kabler kan "bundles" sammen under installasjon og dermed legges samtidig i samme grøft. En slik bundling vil øke risiko for utfall både ved ytre og indre skader på HVDC-kabelen.

Hybrider som består av en kombinasjon av en rigid bipol (f.eks. til Norge) og full bipol (til utlandet) er foreløpig ikke etablert og det vil kreve nye studier for å avklare om dette er teknisk gjennomførbart. En slik løsning vurderes derfor ikke nærmere i denne rapporten.

### Hovedkomponentene i et HVDC-system må ha samme driftsspenning

Et HVDC-system består av omformere som konverterer strøm fra vekselstrøm (AC) til likestrøm (DC) og tilbake, og minst to likestrømskabler. Alle disse hovedkomponentene må ha samme spenningsnivå. Med likestrøm har vi ikke samme mulighet til å transformere mellom ulike spenningsnivå som vi har med vekselstrøm. Dette gjør valget av spenningsnivå til en viktig parameter ved utbygging av et likestrømsnett. Hver forbindelse er et eget HVDC-system og kan derfor designes med den spenningen som passer for hvert enkelt system.

Jo høyere kraftflyt i en likestrømskabel, jo høyere er overføringstapet. For likestrøm gir høyere spenning generelt lavere overføringstap. For å redusere tap på lavere spenningsnivåer økes normalt ledertverrsnittet. Ledertverrsnittet er kjernen i kablene og er ofte laget av kobber eller aluminium. Dette er årsaken til at eksempelvis en kabel på 320 kV vil ha omtrent dobbelt så stort ledertverrsnitt

som en kabel på 525 kV med samme overføringskapasitet. Dette fører til at kabler på lavere spenningsnivå oftere er dyrere å produsere per meter enn kabler på høyere spenningsnivå, som følge av det økte materialbehovet.

Valget av spenningsnivå i et HVDC-system er en del av et løsningsvalg – både for radialer og hybrider – som vil velges av utbyggerne av nettet basert på vurderinger av prosjektspesifikke forhold.

I denne utredningen legger vi til grunn et overføringstap på 66 W/m per kabelsett for alle vurderte spenningsnivå og kapasiteter. I tillegg legger vi til grunn et tap på 1,6 % for overføring gjennom 2 omformerstasjoner. Totalt gir dette et tap på ca. 40 MW per 1,4 GW for overføring fra Sørvest F til land i Norge, og ca. 95 MW for overføring fra Norge via Sørvest F til Tyskland.

I et eventuelt fremtidig masket HVDC-nett i Nordsjøen, hvor mange havvindparker og land blir knyttet sammen i et stort HVDC-system, må alle de tilknyttede plattformene ha samme spenningsnivå på DC-siden. De tyske TSO-ene har kommet lengst i planlegging av et slikt nett, der multiterminalene i første omgang vil bli plassert på land<sup>75</sup>. Tyskerne planlegger å bygge ut dette nettet på 525 kV. Det er en mulighet for at et slikt tysk nett i fremtiden også kan utvides til andre land. Det er også mulig at det bygges flere maskede nett i Europa – som ikke er koblet sammen. Siden det foreløpig ikke er enighet om noen standard for spenningsnivå eller andre forhold, kan slike maskede nett bli bygget med ulike spenningsnivå og spesifikasjoner.

### **De tekniske løsningene må hensynta dimensjonerende feil i Norden**

Dimensjonerende feil i det nordiske synkronområdet er i dag 1,4 GW, og det er ingen planer om å øke denne. Dette betyr at ingen enkeltfeil i kraftsystemet skal medføre en momentan effektendring på over 1,4 GW, og at dimensjonering av ulike reserver og driftsparametere skal ta høyde for at dimensjonerende feil kan skje til et hvilket som helst tidspunkt. Det kan likevel ikke utelukkes at større utfall kan skje, f.eks. ved flere samtidige hendelser eller enkeltfeil med svært lav sannsynlighet. Konsekvensen av slike hendelser kan være at frekvensen faller til et nivå der de relevante reservene er fullt utnyttet. Frekvensfallet vil da medføre at en andel av forbruket i Norden blir frakoblet av ulike vern, for å unngå en total mørklegging av Norden.

### **1,4 GW er basis for tilknytninger til Norge – likevel en mulighet for at høyere effekt kan aksepteres**

I Tyskland, Nederland, Belgia og Danmark planlegges det for utbygging av bipol HVDC-omformere på 2 GW. Konseptet inkluderer en metallisk returkabel (MR) som gjør at feil på en kabel eller en omformer kun vil medføre effektbortfall av halve overføringskapasiteten, som blir 1 GW i dette tilfellet. Det kan imidlertid ikke utelukkes helt at det kan skje feilhendelser som kan medføre utfall av hele anlegget, men slike feil vil være svært sjeldne. Motivasjonen bak utbygginger på 2 GW er at bærekrafts- og kostnadsvurderinger trekker i retning av at et havnett vil bygges med store enheter. Blant annet vil dette redusere arealbehovet for plattformer og kabler til havs, og ikke minst arealbehovet for ilandføringen og stasjonene på land. Metallisk (MR) retur kan også gi økt redundans og forventet oppetid for HVDC-systemet.

I 2024 ble det gjort en prinsipiell vurdering om HVDC-systemer på mer enn 1,4 GW med metallisk retur kunne aksepteres i det nordiske synkronområdet. Resultatet av det nordiske arbeidet er en prosess der den TSO som planlegger HVDC-stasjoner med kapasitet over dimensjonerende feil har ansvaret for å utføre detaljerte tekniske vurderinger av risiko og foreslå avbøtende tiltak, samt holde de andre TSO-ene orientert. I tillegg må TSO-en gjøre risikovurderinger av tilknytningspunktet på land, inkludert nærliggende AC-nett, for å minimere sannsynligheten for at feil på land medfører utfall over

---

<sup>75</sup> [Pressemelding](#) fra TenneT, 2024

dimensjonerende feil. Denne delen av prosessen skiller seg ikke nevneverdig fra analyser som TSO uansett må gjøre ved alle større tilknytninger.

Inntil risikovurderingen viser at 2 GW er en akseptabel løsning, benytter vi i analysene 1,4 GW som basis for alle tilknytninger til Norge. Det betyr ikke at HVDC-omformere på 2 GW utelukkes, men at risikoen i en slik løsning per i dag ikke er tilstrekkelig belyst til å benytte det som basis. De tekniske miljøene i Statnett jobber imidlertid videre med konsepter på både 1,4 GW og 2 GW.

Det er også verdt å merke seg at kapasiteten på en eller flere omformere til havs i sum kan overstige 1,4 GW, så lenge kravet overholdes ved tilknytningspunktet på land.

### **DC-brytere er umoden teknologi og kostbare**

I et masket nett i Nordsjøen vil DC-brytere være avgjørende for at ikke hele det samlede systemet skal falle samtidig ved feilhendelser. Det kan da være behov for en DC-bryter mellom hver offshore omformerstasjon. Siden DC-brytere foreløpig er kostbar og umoden teknologi, er det i dag ikke grunnlag for å forberede en hybrid for tilknytning til et havnett. Vi legger derfor til grunn at nettkonseptene fra Sørvest F i neste fase bygges uten denne teknologien.

For å unngå kaskadeeffekter og større utfall trenger et strømnett hurtige effektbrytere som kan bryte strømmen ved feil på enkeltkomponenter. I vekselsstrømnettet på land gjøres dette med relativt rimelig teknologi, mens offshore DC-brytere på de aktuelle spenningsnivåene er umoden teknologi som foreløpig ikke er kommersielt tilgjengelig i Europa. ENTSO-E har vurdert DC-brytere til å ha et TRL-nivå<sup>76</sup> på 3<sup>77</sup> (umodent). DC-brytere er store tekniske komponenter som antagelig ikke vil få plass på samme omformerplattform, slik at det derfor må påregnes en ekstra plattform. Det pågår imidlertid flere FoU-initiativ på dette feltet, og det kan derfor hende at det vil lanseres nye løsninger og reduserte kostnader for dette i de kommende årene. I Tyskland, hvor de planlegger utbygging av mange HVDC-omformere, ønsker de i første omgang å bygge DC-brytere på land, før de eventuelt vurderer å realisere nettkonsepter med DC-brytere offshore.

---

<sup>76</sup> TRL, Technology Readiness Level, teknologimodenhet, skala først introdusert av [NASA](#)

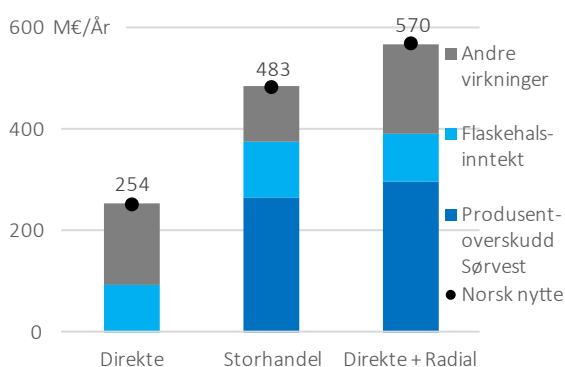
<sup>77</sup> [ENTSOs Technopedia](#), DC-breaker

## V4 Utfyllende om markedsnytte

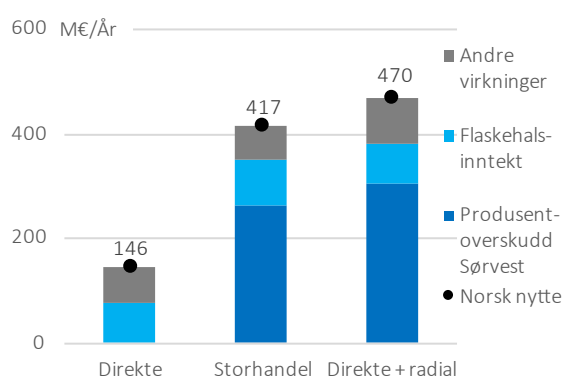
### Høy norsk nytte av direkteforbindelse spesielt i 2035

En god del av nytten av en hybrid løsning er knyttet til selve kraftutvekslingen mellom landene som konseptet legger til rette for. For å belyse dette viser vi her også norsk nytte av en 1,4 GW direkteforbindelse til Tyskland. Når vi ser på en direkteforbindelse, er det forutsatt null i norsk energibalanse i Basis.

Figur 184 og Figur 185 viser samlet norsk markedsnytte av en 1,4 GW direkteforbindelse til Tyskland i 2035 og 2050. I 2035 gir høye prisforskjeller mellom markedene høy nytte av utveksling, ca. 250 mill. euro. Til 2050 faller norsk nytte til ca. 150 mill. euro. Det skyldes lavere prisforskjeller mellom det norske og tyske markedet, men også at fordelingsvirkningene i favør Norge er noe mindre i 2050 enn i 2035. Det ser vi vi ved at nytten "andre virkninger"<sup>78</sup> er langt større i 2035 enn i 2050, mens nedgangen i norsk andel av flaskehalsinntekt på selve forbindelsen er mindre.



Figur 184: Årlig, norsk markedsnytte av 2 x 1,4 GW havvind tilknyttet med ulike nettkonsept i Basis 2035. Snitt av 29 værår.

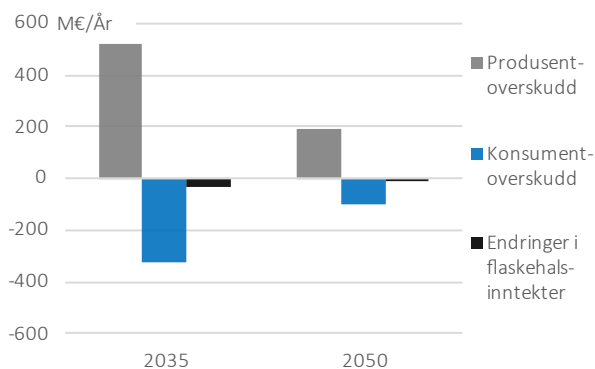


Figur 185: Årlig, norsk markedsnytte av 2 x 1,4 GW havvind tilknyttet med ulike nettkonsept i 2050. Snitt av 29 værår.

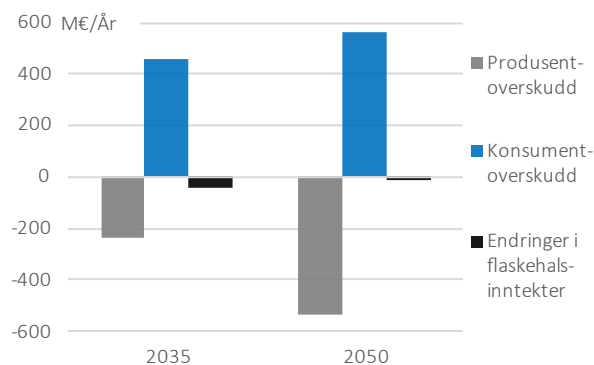
Figur 184 og Figur 185 viser også samlet nytte av en 1,4 GW Radial + en 1,4 GW direkteforbindelse til Tyskland. Dette gir per definisjon høyere nytte enn Storhandel fordi det kan ses på som en form for asymmetrisk hybrid der kapasiteten til Norge er 2,8 GW, og kapasiteten til utlandet er 1,4 GW. Vi ser at i 2035 er samlet norsk nytte av Radial + en direkteforbindelse ca. 90 mill. euro høyere enn Storhandel med 1,4 GW vindkraft. I 2050 gir Radial + en direkteforbindelse ca. 50 mill. euro mer i nytte enn Storhandel. Denne ekstra nytten må ses opp mot ekstra kostnaden det innebærer å bygge en radial.

Figur 186 og Figur 187 viser fordelingsvirkningene i Norge av en direkteforbindelse i 2035 og 2040. I 2035 er det fordelingsvirkninger fra konsumenter til produsenter fordi prisene øker noe som følge av en direkte forbindelse. I 2050 er disse langt mindre da prisene stiger mindre i Norge, blant annet som følge av lavere overskudd på energibalansen i Sverige og Finland. Dette er fordelingsvirkninger fra modellsimuleringer. I virkeligheten vil fordelingsvirkninger over tid bli utlignet fordi endringer i priser igjen vil påvirke lønnsomheten av investeringer i både ny kraftproduksjon og forbruk.

<sup>78</sup> Andre virkninger er virkningene på aktørene i Norge og er summen av endringer i produsent- og konsumentoverskudd, flaskehalsenergi både i Norge og ut av landet, samt endringer i overføringstap.

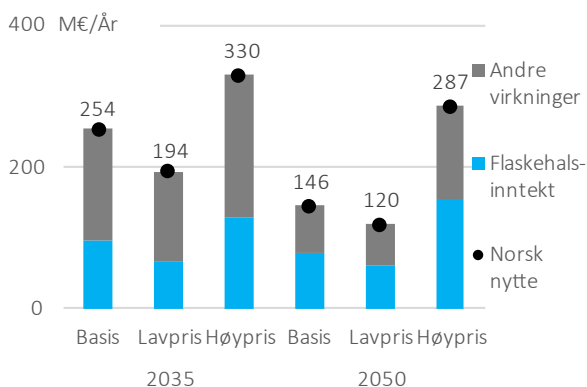


Figur 186: Endring i årlig konsument- og produsentoverskudd for eksisterende konsumenter og produsenter, samt eksisterende flaskehalsinntekter både fra interne og eksterne forbindelser av en 1,4 GW Direkteforbindelse i Basis. Snitt av 29 værår.

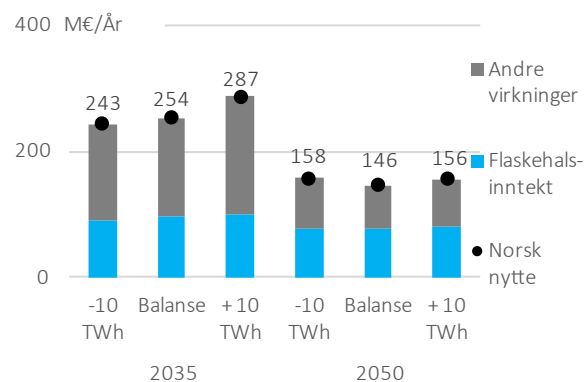


Figur 187: Endring i årlig konsument- og produsentoverskudd for eksisterende konsumenter og produsenter, samt eksisterende flaskehalsinntekter både fra interne og eksterne forbindelser av en 1,4 GW direkteforbindelse + 1,4 GW havvind med Radial i Basis. Snitt av 29 værår.

Nytten av en direkteforbindelse er naturlig nok i stor grad en funksjon av kraftprisene på kontinentet og Storbritannia. I Høypris, der prisene er både høyere og mer variable, er nytten vesentlig større enn i Basis. Spesielt er forskjellen mot Basis stor i 2050. I 2050 ser vi også at nedsiden i Lavpris er ganske liten sammenlignet med Basis. Det skyldes blant annet at prisvolatiliteten på kontinentet i 2050 Basis er såpass lav at vi vurderer at nedsiden utover dette er begrenset.



Figur 188: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW direkteforbindelse i 2035 og 2050, i ulike scenario for kraftpris. Snitt av 29 værår.



Figur 189: Årlig, norsk markedsnytte av 1,4 GW direkteforbindelse i 2035 og 2050, med ulike norsk energibalanse. Snitt av 29 værår.

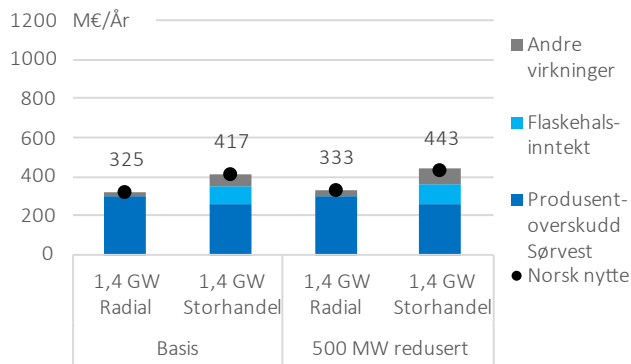
Normalt sett er det energibalanse rundt 0 i et normalår som gir minst nytte av kraftutveksling. Vi ser at i 2050 øker nytten noe når vi simulerer med +10 TWh på balansen i Norge. Energibalansen i Sverige og Finland spiller også inn på dette. I 2035, hvor Sverige og Finland har et større overskudd blir det svakt mindre nytten i varianten med underskudd mens nytten øker mer med overskudd.

### Noe høyere markedsnytte av radial og hybrid ved lavere øvrig utvekslingskapasitet

Flere av mellomlandsforbindelsene mellom Norge og utlandet når sin forventede levetid (40 år) før 2050. Når vi simulerer med 500 MW lavere utvekslingskapasitet, får vi noe høyere markedsnytte av havvind med ulike nettkonsepter.

Markedsnyttan av 1,4 GW Radial øker fra rundt 325 mill. euro til rundt 335 mill. euro med 500 MW redusert utvekslingskapasitet i 2050, mens nytten av en 1,4 GW Storhandel til Tyskland øker fra rundt 420 mill. euro til rundt 445 mill. euro (Figur 190). I en situasjon med et større overskudd eller

underskudd på norsk energibalanse vil norsk markedsnytte av en hybridløsning øke mer som følge av redusert kapasitet på andre forbindelser.



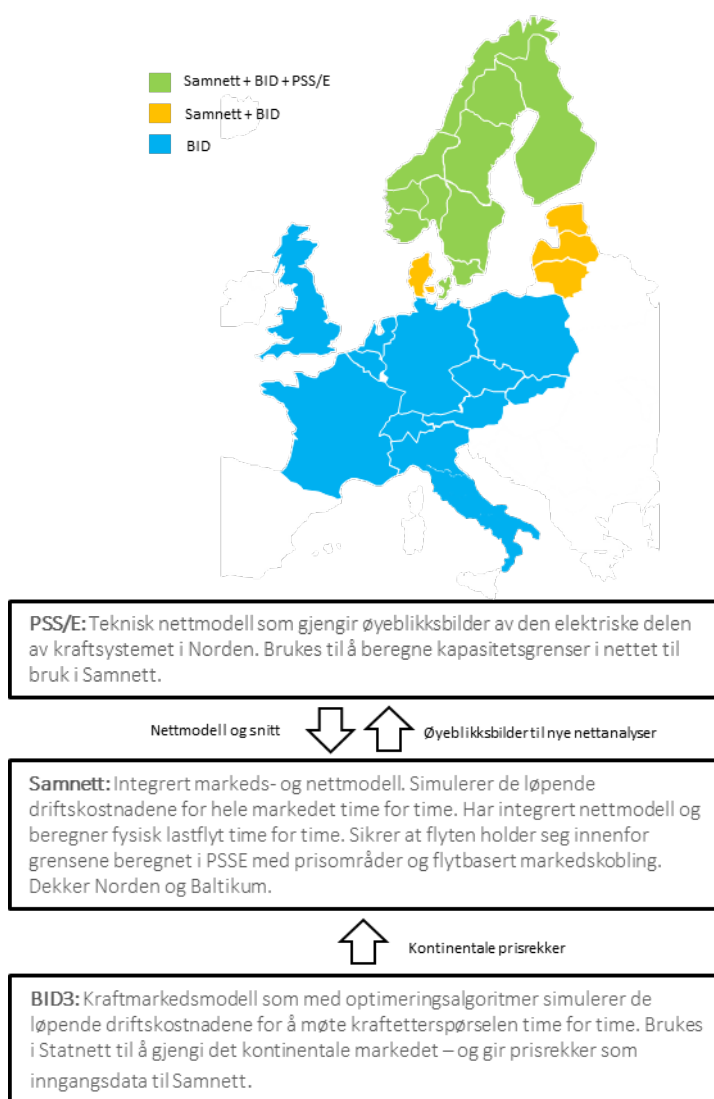
Figur 190: Årlig, norsk markedsnytte med og uten 500 MW redusert utvekslingskapasitet mellom Norge og utlandet, for 1,4 GW havvind med ulike konsept i 2050. Snitt av 29 værår.

## V5 Beskrivelse av Statnetts modelloppsett

Statnett bruker to kraftmarkedsmodeller, BID3 og Samnett, for å simulere kraftmarkedet og gjøre ulike beregninger av hele kraftsystemet i samspill. Både markedet i Europa, driften av vannkraftsystemet i Norge og Sverige, og den fysiske kraftflyten i nettet i Norge og Norden. Disse er optimeringsmodeller med algoritmer som minimerer de samlede produksjonskostnadene time for time i det samlede kraftsystemet i Norden og Europa, innenfor alle restriksjoner gitt av nett og produksjonsapparat. Gitt fri konkurranse og rasjonelle aktører gir dette en gjengivelse av markedet. I Samnett har vi i tillegg kobling til en fysisk nettmodell gjennom PSS/E. Denne er basert på Kirchhoffs lover som beregner tilhørende lastflyt time for time. Med PSS/E identifiseres viktige snitt og nettmodellen til Samnett lages. Dette gjør Samnett i stand til å modellere flytbasert markedskobling for håndtering av flaskehals med prisområder.

For å få god nok representasjon av det europeiske markedet dekker våre to hovedmodeller nesten hele det europeiske kraftsystemet. Her er alle kraftverk, alt forbruk, handelskapasiteter og lagring beskrevet med høy grad av nøyaktighet. I Norden er i tillegg hele transmisjonsnettet detaljert beskrevet. For å få en best mulig representasjon av hele systemet bruker vi derfor en kombinasjon av Samnett og BID3 der sistnevnte gir simulerte prisrekker for det kontinentale og britiske markedet som inngangsdata til Samnett. Denne todelingen er viktig ikke bare fordi det ville vært ekstremt numerisk krevende å løse hele problemet samlet, men fordi Samnett og BID3 har ulike styrker og egenskaper. Der Samnett er god på vannkraftmodellering og nett, er BID3 best på kraftmarkeder dominert av varmekraft og er bedre på å modellere forbruksfleksibilitet, batterier og hydrogen.

For å få frem hvordan været påvirker produksjon og forbruk, bruker modellene detaljert værhistorikk for de siste 30 årene i hele Europa omgjort til vind, sol og vannkraft time for time, og temperaturkorrigerende av forbruket. Slik simulerer vi 250 000 ulike og realistiske tilstander kraftsystemet kan være i for hvert år vi analyserer. Disse timene er simulert sekvensielt time for time, og gir oss alt fra CO<sub>2</sub>-utslipp, kraftpriser per område, nettap, kraftflyt, magasinfullingsgrad, bedriftsøkonomisk inntjening til kraftverk, flaskehalsinntekter, produsent- og konsumentoverskudd m.m.



Figur 191: Illustrasjon av vårt modelloppsett



## V6 Andre relevante rapporter fra Statnett

Statnett gjennomfører en rekke analyser og utredninger for å sikre en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling og drift av sentralnettet. Se mer på vår [tematiske oversikt over analysene vi har publisert](#).



### Fagrapport om havvind i Sørlege Nordsjø II

*Fakta og analyse av økonomiske og markedsmessige forhold. Mars 2022.*

Analysen sammenligner radiell tilkobling av havvind i Sørlege Nordsjø II med flere varianter av hybrid tilkobling. Vi viser også hvordan havvind og hybrid tilkobling påvirker prisene i Norge parallelt med økt industriforbruk

[Fagrapport om havvind i Sørlege Nordsjø II | Statnett](#)



### Forbruk, havvind og nett på Sør og Østlandet

*Områdestudie. Desember 2022.*

Analyse av hvordan tilknytning av havvind fra Sørlege Nordsjø II og nytt industriforbruk på Østlandet påvirker behovet for overføringskapasitet i Sør-Norge.

[Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet | Statnett](#)



### Nettforsterkning mellom Sør- og Østlandet

*Konseptvalgutredning. Juni 2023.*

Rapporten er en forlengelse av, områdestudien *Forbruk, havvind og nett på Sør og Østlandet*. Rapporten vurderer og anbefaler løsning for forsterkning av Østre Korridor.

[Nettforsterkning mellom Sørlandet og Østlandet | Statnett](#)

Se også Statnetts øvrige områdeplaner:

[Områdeplaner: helhetlig og forutsigbar nettutvikling | Statnett](#)



### Utvikling av nett til havs

*Temarapport. November 2023.*

Rapporten beskriver dagens situasjon for havvindutvikling og Statnetts roller i utviklingen, samt gir et kunnskapsgrunnlag for videre utvikling.

[Utvikling av nett til havs 2023 | Statnett](#)



### Langsiktig Markedsanalyse 2024-2050

*Februar 2025.*

Analysen drøfter hovedtrender og sentrale usikkerhetsmomenter ved markedsutviklingen i kraftmarkedet, og dokumenterer Statnetts scenario for forbruk og produksjon, samt kraftpris. Analysen gis ut hvert andre år. Tidligere versjoner er også tilgjengelig på:

[Langsiktig markedsanalyse | Statnett](#)

# Statnett

## Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

E-post: [firmapost@statnett.no](mailto:firmapost@statnett.no)

[www.statnett.no](http://www.statnett.no)