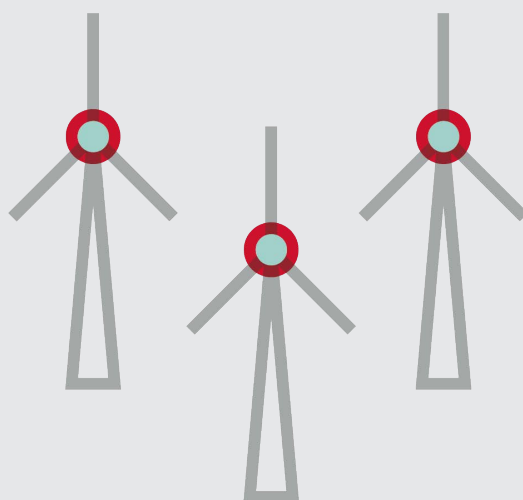




NVE



NOTAT

# Større volum vindkraft til havs i Sørlige Nordsjø II

---

3. juli 2023

# Innhold

<b>Forord .....</b>	<b>3</b>
<b>Sammendrag .....</b>	<b>4</b>
<b>1 Forenklet analyse av et større volum havvind i Sørliche Nordsjø II... 5</b>	<b>5</b>
1.1 Usikkerhet og forenklinger .....	5
1.2 Virkninger på kraftflyt .....	6
1.3 Virkninger på kraftpris.....	9
<b>2 Kvalitativ vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet .....</b>	<b>12</b>
2.1 Salgsinntekter til vindkraftverkene .....	12
2.2 Flaskehalsinntekter og nettkostnader til havs .....	13
2.3 Virkning på forbrukere og andre produsenter i Norge .....	13
2.4 Flaskehalsinntekter på eksisterende mellomlandsforbindelser .....	14
<b>3 Prosess og ledetider.....</b>	<b>15</b>
<b>4 Kvalitativ vurdering av virkningen på forsyningssikkerhet .....</b>	<b>15</b>
4.1 Stegvis utbygging av havvind .....	15
4.2 Geografisk spredning av tilknytningspunkter.....	15
4.3 Disponering av regulerbare vannkraftmagasiner .....	16
4.4 Systemdrift, nettforsterkninger og effektsituasjon .....	16

# Forord

En viktig del av NVEs arbeidsoppgaver er å gjennomføre analyser av kraftsituasjonen, utviklingen i kraftmarkedene og virkningene av ulike scenarioer og politikkvalg. Dette notatet inneholder en forenklet analyse av en større utbygging av havvind i Sørlige Nordsjø II med radial eller hybrid nettløsning. Det er en forenklet analyse blant annet fordi vi har forutsatt at kraftforbruket ikke øker som følge av havvindutbyggingen, og at det ikke bygges mer nett på land. Modellene vi har brukt i denne analysen har ikke detaljert modellering av vannkraft eller kraftnettet på land. Disse forenklingene gjør at resultatene i analysen må tolkes og brukes med varsomhet. Vi tror likevel at analysen inneholder noen innsikter som kan være interessante og relevante for videre vurdering av utvikling av havvind i Norge.

Oslo, juli 2023

Kjetil Lund

*Dokumentet sendes uten underskrift. Det er godkjent i henhold til interne rutiner.*

# Sammendrag

Regjeringen har varslet en større utlysning av havvindområder i 2025. I direktoratsamarbeidet om forslag til nye havområder som kan være aktuelle for vindkraft til havs, har direktoratsgruppa pekt på utvidelser av Sørlige Nordsjø II (SN II) og Utsira Nord som aktuelle for en utlysningsrunde i 2025. NVE anslår at området Sørvest F, som omfatter SN II, kan bygges ut med en total produksjonskapasitet fra vindkraft på mellom 5,7 GW og 11,5 GW. Potensiell utbygging er dermed betraktelig større enn 1,4 GW, som NVE tidligere har analysert for SN II fase 2.

I dette notatet har NVE gjort en forenklet analyse av virkningene av å bygge ut 7 GW vindkraft (gjennomsnittlig 33-34 TWh årlig produksjon i våre modeller) i Sørlige Nordsjø II fase 2. Denne produksjonen kan knyttes til Norge med en radial eller med en hybrid som også går til utlandet. Hybridløsningen vi har modellert har 3 x 1,4 GW overføringskapasitet til Norge og 2 x 1,4 GW kapasitet til henholdsvis Tyskland og Storbritannia. Analysen er først og fremst ment å gi et inntrykk av de relative virkningene av å bygge ut et stort volum havvind med overføringskapasitet tilpasset produksjonsvolumet. Analysen er forenklet blant annet fordi vi ikke har justert antakelser om utvikling i forbruk eller nett. Resultatene må derfor tolkes med forsiktighet. Forutsetningene for produksjon, overføringsvolum og tilknytningspunkt for vindkraftverkene som er analysert må ikke tolkes som NVEs anbefaling eller forventning.

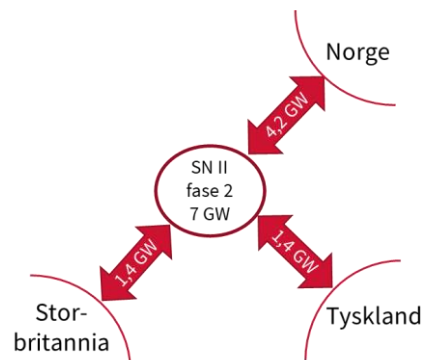
Analysen viser at en slik utbygging av vindkraft til havs gir lavere kraftpriser i Norge, selv med en hybrid nettløsning med stor overføringskapasitet til hhv. Tyskland og Storbritannia. Et stort volum havvind og tre store kabler mot Norge gjør at mye kraft vil flyte til Norge. I en analyse av virkningene av hybridforbindelser er forholdet mellom overføringskapasitet og produksjonskapasiteten til vindkraftverkene avgjørende for hvor mye kraftflyt man får til Norge, og hvor mye mellomlandshandel man får på hybridforbindelsene. Dersom samlet overføringskapasitet på en eller flere hybridforbindelse(r) ikke overstiger produksjonskapasiteten til vindkraftverkene, vil mye kraftproduksjon presses mot Norge, selv i timer der kraftprisen i utlandet er høyere enn de norske. Tilsvarende vil større kapasitet mot Norge enn utlandet på hybridforbindelsen også presse mer kraft mot Norge, og dermed trekke kraftprisen ned ytterligere.

Vi har ikke vurdert lønnsomheten av havvindutbygging i denne forenklede analysen. Både kostnadsutviklingen og utviklingen i kraftprisene i Norge og i landene rundt oss vil bety mye for lønnsomhetene til havvind. Utviklingen i CO<sub>2</sub> og brenselspriser, og kraftforbruk, kraftproduksjon og nettførsterkninger vil derfor spille en viktig rolle. Vår forenklede analyse viser at kraftprisen i Norge vil reduseres både med en radial og hybrid nettløsning. Valg av nettløsning vil imidlertid slå ulikt ut for lønnsomheten for vindkraftverkene, netteier, forbrukere i Norge og andre kraftprodusenter. Valg av nettløsning vil påvirke oppnådd kraftpris for vindkraftverkene, flaskehalsinntekter, og produsent- og konsumentoverskudd. For hybride forbindelser vil teknisk dimensjonering og hvilket land løsningen tilknyttes kunne bety mye for hva som er beste løsning for samfunnet.

# 1 Forenklet analyse av et større volum havvind i Sørliche Nordsjø II

For å illustrere virkningen av å bygge ut et større volum havvind har vi valgt å se på utbygging av 7 GW (5 x 1,4 GW) i SN II fase 2.<sup>1</sup> 7 GW havvind gir i snitt omtrent 33-34 TWh kraftproduksjon i våre modeller. Utbyggingen analyseres med to nettløsninger som begge har totalt 7 GW produksjonskapasitet og 7 GW samlet overføringskapasitet:

- En radiell løsning med 7 GW overføringskapasitet til NO2.
- En asymmetrisk hybrid løsning med 4,2 GW overføringskapasitet til NO2 og 2 x 1,4 GW overføringskapasitet til utlandet, hhv. Tyskland og Storbritannia (illustrert i Figur 1).



Figur 1 illustrasjon av hybridløsningen i den forenklete analysen

Resultatene fra de to nettløsningene sees opp mot et alternativ uten utbygging av SN II fase 2. I alle alternativene ligger det til grunn at SN II fase 1 på 1,4 GW er bygget ut med radial til NO2 i 2030. I tillegg ligger også Utsira Nord inne med 1,4 GW fra 2040. Samlet havvindkapasitet i 2040 blir da 9,8 GW, om man regner med 7 GW i SN II fase 2 som her analyseres. NVE anslår at området Sørvest F, som omfatter SN II, kan bygges ut med en total produksjonskapasitet fra vindkraft på mellom 5,7 GW og 11,5 GW.<sup>2</sup>

De ulike nettløsningene analyseres i tre scenarier. Scenariene er fra NVEs tidligere analyse om virkningen av vindkraft i SN II fase 2; referansescenario, lav kraftbalanse og ekstra høye CO<sub>2</sub>- og brenselspriser.<sup>3</sup>

Vi har valgt å skalere produksjonskapasitet og overføringskapasitet med 1,4 GW, siden 1,4 GW er dimensjonerende feil i Norden. Da NVE tidligere vurderte virkningen på kraftsystemet ved å bygge ut SN II fase 2 med ulike nettløsninger, forutsatte vi utbygging av 1,4 GW havvind. På bakgrunn av dette volumet valgte vi å se på overføringsforbindelser med kapasitet på 0,7 GW og/eller 1,4 GW mellom vindkraftverkene og ulike tilknytningsland. Når vi nå ser på et større volum havvind, vurderer vi kun en sammensetting av forbindelser på 1,4 GW. Når kabler bygges ut til havs er det kostnadsfordeler ved å legge enkeltkabler med høyere kapasitet dersom man skal tilrettelegge for et stort volum havvind i et område. Den største delen av kostnadene for kabler er knyttet til installasjonen og ikke til kapasiteten til kablene.

Vi har valgt å skalere produksjonskapasitet og overføringskapasitet med 1,4 GW, siden 1,4 GW er dimensjonerende feil i Norden. Da NVE tidligere vurderte virkningen på kraftsystemet ved å bygge ut SN II fase 2 med ulike nettløsninger, forutsatte vi utbygging av 1,4 GW havvind. På bakgrunn av dette volumet valgte vi å se på overføringsforbindelser med kapasitet på 0,7 GW og/eller 1,4 GW mellom vindkraftverkene og ulike tilknytningsland. Når vi nå ser på et større volum havvind, vurderer vi kun en sammensetting av forbindelser på 1,4 GW. Når kabler bygges ut til havs er det kostnadsfordeler ved å legge enkeltkabler med høyere kapasitet dersom man skal tilrettelegge for et stort volum havvind i et område. Den største delen av kostnadene for kabler er knyttet til installasjonen og ikke til kapasiteten til kablene.

## 1.1 Usikkerhet og forenklinger

Det vil bli viktig å vurdere utviklingen i kraftsystemet i Norge og landene vi er knyttet til før man tar en konkret beslutning om produksjonsvolum, nettløsning og tilknytningsland for havvind.

<sup>1</sup> Det er presisert at det her er snakk om fase 2 av SN II, siden fase 1 av SN II på 1,4 GW ikke inngår i volumet på 7 GW.

<sup>2</sup> [Sørliche Nordsjø II \(nve.no\)](https://nve.no)

<sup>3</sup> Se [Virkninger på kraftsystemet av ulike nettløsninger for vindkraft til havs - NVE](#) for mer detaljert beskrivelse av scenarioene.

Blant annet vil det være viktig å vurdere hvor mye havvind som bygges ut ellers i Norge og Europa, når dette bygges ut, og hvor. Det er stor samvariasjon i kraftproduksjon fra vindkraft i Nordsjøbassenget. Øvrig utbygging av havvind i dette området vil påvirke lønnsomhet, nytte og systemvirkningene av ulike prosjekter. Hver enkelt utbygging bør derfor sees i sammenheng med andre havvindprosjekter i Norge og Nordsjøen. Det vil også være viktig med gode analyser av forventet forbruk.

I virkeligheten vil utviklingen av kraftforbruk påvirkes av hvor mye kraft som bygges ut, og motsatt. Kraftprisen dannes i balansen mellom tilbud og etterspørsel etter kraft til enhver tid. Økes kraftproduksjonen mye vil kraftprisene reduseres. Dette vil legge til rette for økt kraftforbruk, som igjen vil føre til økt kraftpris. I denne analysen har vi ikke justert forbruk, annen produksjon eller nettkapasitet internt i land, eller mellom land. Det er isolerte virkningen av å bygge ut vindkraftverk på 7 GW som analyseres, uten andre endringer i systemet. I virkeligheten er det rimelig å anta at en såpass stor havvindutbygging vil utløse vekst i kraftforbruk og behov for nettførsterkninger på land.

Fortsatt Statnetts forventninger til forbruksvekst og planlagte nettførsterkninger, er Statnetts foreløpige vurdering at 3 x 1,4 GW havvind (inkludert SN II fase 1) kan knyttes til Sør- og Østlandet (fra Stavangerområdet til Østfold) uten at det vil skape vesentlige flaskehals i det innenlandske kraftnettet.<sup>4</sup> Statnett peker også på at det vil være gunstig å spre tilknytningen av havvind på flere områder og samlokalisere med forbruk. Det synes derfor klart at tilknytning av totalt 9,8 GW til Sør- og Østlandet som vi ser på i denne analysen, inkludert SN II fase 1 og Utsira Nord, vil kreve nettførsterkninger utover det Statnett har lagt til grunn i sine områdeplaner.

I denne forenklete analysen har vi heller ikke brukt detaljert modellering av kraftnettet på land, og har dermed ikke tatt stilling til nøyaktig hvor i nettet havvinden knyttes til. Vannkraften er heller ikke detaljert modellert. Siden vi ikke har justert kraftforbruk, annen kraftproduksjon eller forutsetninger om kraftnettet på land, og bruker mindre detaljert modellering av kraftnettet og vannkraften, må resultatene tolkes med varsomhet. Som nevnt er hensikten med analysen ikke å beregne detaljerte anslag for et stort volum havvind, men å se på den relative virkningen av et illustrativt produksjonsvolum med ulike nettløsninger. Vi mener at analysen bidrar med noen innsikter i så måte.

## 1.2 Virkninger på kraftflyt

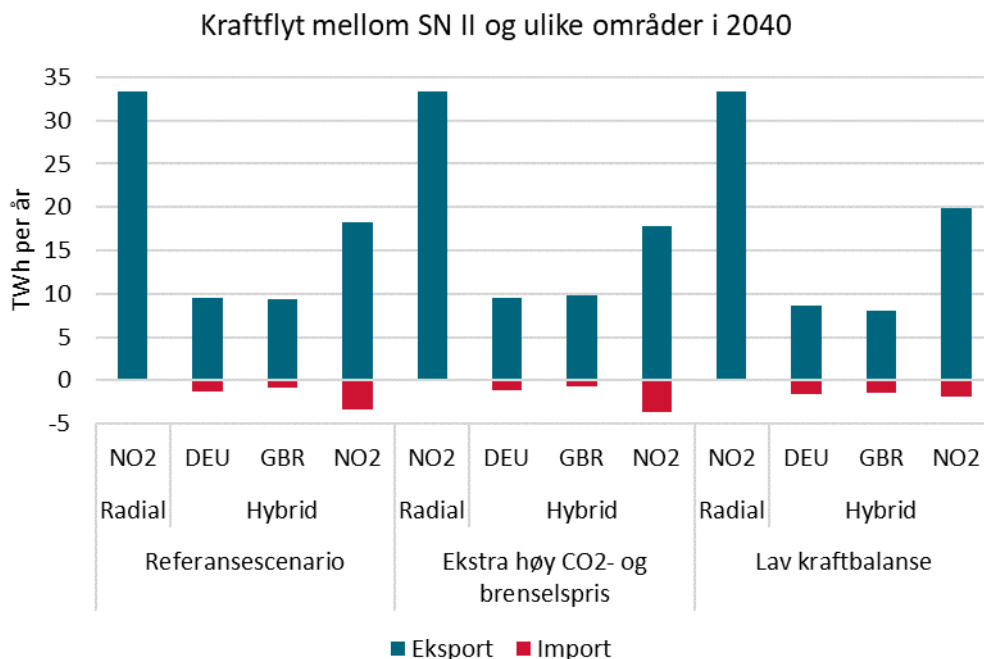
**Forholdet mellom samlet overføringskapasitet på en hybrid og produksjonskapasiteten til vindkraftverkene er avgjørende for hvor mye av kraften som flyter til Norge. Dersom samlet overføringskapasitet på en eller flere hybridforbindelse(r) ikke overstiger produksjonskapasiteten til vindkraftverkene, vil kraftproduksjon presses mot Norge selv i timer med høyere pris i utlandet. Hvor mye kraftflyt som går til Norge, avhenger også av hvor mye av den samlede overføringskapasiteten som går mot Norge versus utlandet. Har man større kapasitet mot Norge enn utlandet, vil dette gi mer kraftflyt mot Norge. Når overføringskapasiteten ikke overstiger produksjonskapasiteten, begrenses mellomlandshandel på hybridene.**

Figur 2 viser kraftflyt fra vindkraftverkene i SN II fase 2 til ulike budområder<sup>5</sup> i ulike scenarier i modellår 2040. Blå søyler viser eksport fra SN II fase 2 til et område. Røde søyler viser import til

<sup>4</sup> [tilknytning-av-nye-havvindomraader-til-land-rapport-til-nve.pdf](#)

<sup>5</sup> NO2 er budområdet i Sørvest-Norge, DEU er Tyskland, og GBR er Storbritannia.

SN II fase 2 fra de ulike områdene, det vil si mengden kraft som eksporteres fra budområdene på land via SN II fase 2 til et annet budområde på land.



**Figur 2** årlig kraftflyt mellom vindkraftverkene på 7 GW i SN II fase 2 og ulike områder, i ulike scenarioer og modellår 2040. Tall i TWh. Gjennomsnitt av 30 værscenarier.

Med nettløsningen Radial vil all produksjon i SN II flyte til Norge. 7 GW havvindkapasitet (ekskl. SN II fase 1) gir omkring 33-34 TWh kraft årlig i modellen i snitt over 30 værscenario.

Med nettløsningen Hybrid kan havvindproduksjonen flyte til både Norge (NO2), Tyskland (DEU) og/eller Storbritannia (GBR). Overføringskapasiteten til Tyskland og Storbritannia er her satt til 1,4 GW hver, totalt 2/5 av samlet kapasitet i vindkraftverkene. Resterende overføringskapasitet på 4,2 GW, totalt 3/5 av samlet produksjonskapasitet, går til Norge. Vi har altså forutsatt asymmetri på hybridforbindelsen slik at kapasiteten mot Norge er større enn mot utlandet.

Forutsetningen om at samlet overføringskapasitet tilsvarer total produksjonskapasitet er avgjørende for kraftflyten med Hybrid. Med høyere overføringskapasitet enn produksjonskapasitet, og høyere kapasitet mot utlandet, vil mer kraftproduksjon fra vindkraftverkene kunne gå må utlandet. Det ville også vært mer kapasitet tilgjengelig for mellomlandshandel, selv i perioder med full kraftproduksjon i vindkraftverkene.<sup>6</sup>

Kombinasjonen av asymmetri og samlet overføringskapasitet lik total produksjonskapasitet, gjør at en betydelig mengde vindkraftproduksjon går til Norge, selv i timer der kraftprisen i Tyskland og/eller Storbritannia er høyere enn i Norge. Samtidig vil Hybrid ikke kunne gi like stor flyt til Norge som Radial, siden overføringskapasiteten mot Norge er lavere i alternativet med Hybrid.

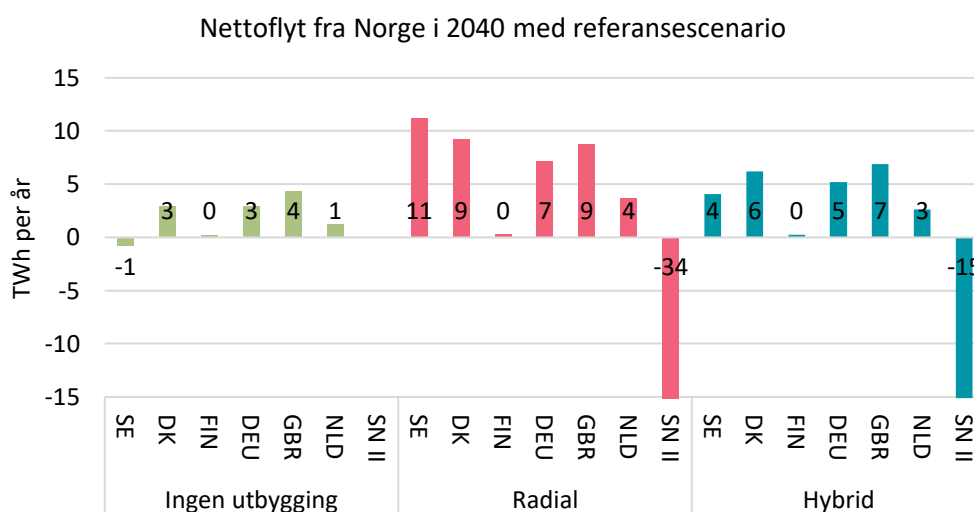
Med Hybrid importeres omtrent 18 TWh til Norge fra SN II fase 2 i referansescenario. Samtidig eksporteres omtrent 3,2 TWh fra NO2 og til utlandet via hybridforbindelsen. Dette resultatet ser

<sup>6</sup> Forutsatt at man hadde antatt høyere overføringskapasitet mot utlandet, siden samlet kapasitet mot Norge i utgangspunktet overstiger samlet overføringskapasitet mot utlandet i hybridalternativet.

vi også i andre scenarioer for utviklingen i kraftpriser i Norge og i utlandet. I scenarioet med ekstra høye CO<sub>2</sub>- og brenselpriser, øker kraftprisene i utlandet i utgangspunktet mer enn i Norge. Dette gir noe mindre kraftflyt til Norge fra SN II fase 2 enn i referansescenario, og marginalt høyere eksport fra NO2 til utlandet på hybridforbindelsen enn i referansescenario. I scenarioet med lav kraftbalanse i Norge og Sverige, skjer det motsatte. Der øker kraftprisen i Norge mer enn kraftprisen i Tyskland og Storbritannia i utgangspunktet, og vi får mer kraftflyt mot Norge fra vindkraftverkene til havs enn i Referansescenario og mindre eksport fra NO2 mot utlandet via hybridforbindelsen.

Hovedbildet er likevel det samme som i referansescenarioet. I samtlige scenarioer går omtrent halvparten av kraftproduksjonen til vindkraftverkene i SN II fase 2 til Norge i alternativet med hybrid. Resterende produksjon fordeler seg relativt likt mellom Tyskland og Storbritannia. En løsning med Hybrid gir noe høyere grad av utnyttelse av overføringskapasiteten, siden hybridforbindelse også muliggjør krafthandel mellom landene i perioder med begrenset vindkraftproduksjon.

Mer kraftproduksjon fra havvind inn i et system som allerede har et kraftoverskudd, gir økt eksport på eksisterende forbindelser mellom Norge og utlandet. Eksport på eksisterende forbindelser øker mest med Radial, siden denne nettløsningen gir mer kraftflyt til Norge enn Hybrid. Med Radial tilføres det såpass mye kraft til Norge, at modellen gir et krafttap på omtrent 4,5 TWh i referansescenarioet. Selv om kraftoverskuddet i NO2 øker med 33-34 TWh med *Radial*, øker den samlede eksporten fra Norge med ca. 29 TWh, altså ca. 5 TWh mindre enn økningen i kraftoverskuddet. I virkeligheten ville nok dette blitt noe annerledes. Lavere kraftpriser ville lagt til rette for høyere kraftforbruk. Hadde vi i modellberegningene endret forbruksutviklingen eller kraftnettet i Norge, noe som trolig ville skjedd ved en utbygging av denne størrelsen, ville vi nok fått noe andre resultater. Om vi hadde knyttet vindkraftverkene til flere budområder enn NO2 kunne også krafttapet blitt redusert. For Hybrid er nettoflyten<sup>7</sup> ca. 15 TWh fra SN II fase 2, og den samlede eksporten fra Norge på eksisterende forbindelser til utlandet øker tilsvarende. Nettoflyt mellom Norge og andre land er illustrert i Figur 3.



**Figur 3 nettoflyt fra Norge i 2040 med referansescenario. Tall i TWh. Gjennomsnitt av 30 værscenarier. Merk at akse er kuttet av hensyn til leselighet. Med Radial går det ca. 33-34 TWh fra SN II til Norge.**

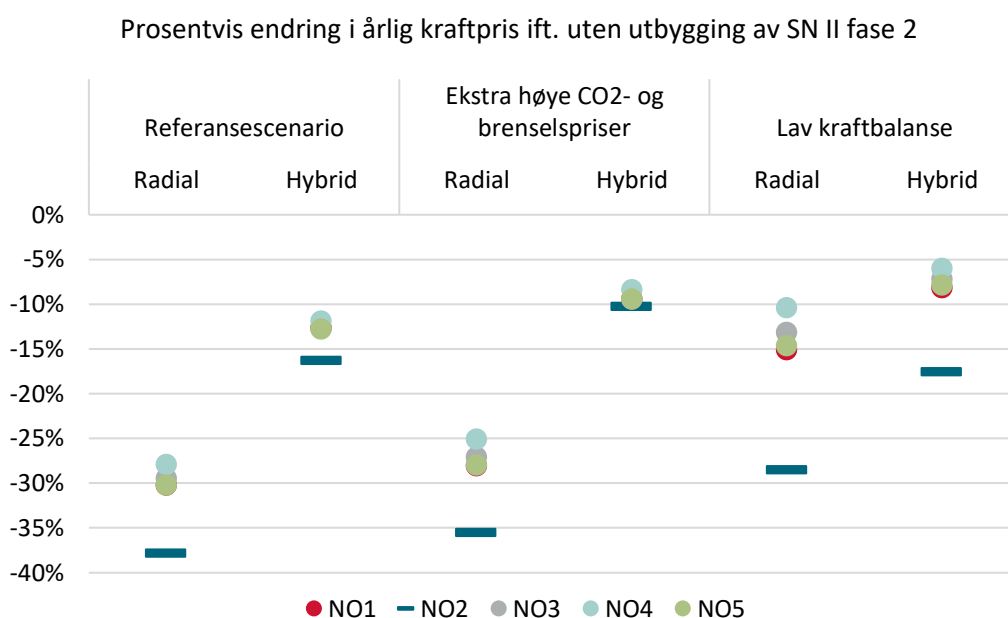
<sup>7</sup> Eksport fra SN II til NO2 minus import til SN II fra NO2.



## 1.3 Virkninger på kraftpris

Forholdet mellom overføringskapasitet på hybridforbindelsen og produksjonskapasiteten i vindkraftverkene til havs er avgjørende for prisvirkningen av en hybrid. Dersom samlet overføringskapasitet tilsvarer produksjonskapasiteten til vindkraftverkene, vil kraft ofte flyte til Norge og trekke ned kraftprisen. Dette vil alltid skje når produksjonen fra vindkraftverkene er større enn overføringskapasiteten til utlandet, selv i timer med høyere priser i utlandet. Om overføringskapasiteten mot Norge er større enn mot utlandet, vil denne effekten forsterkes. Forholdet mellom overførings- og produksjonskapasitet påvirker også mellomlandshandel, og dermed prissmitte mellom områdene knyttet til hybrid.

Utbygging av 7 GW vindkraft til havs gir redusert kraftpris i Norge, både med Radial og Hybrid. Figur 4 viser prosentvis endring i årlig snittpris for henholdsvis Radial og Hybrid i forhold til uten utbygging av SN II fase 2, i tre forskjellige scenarier.



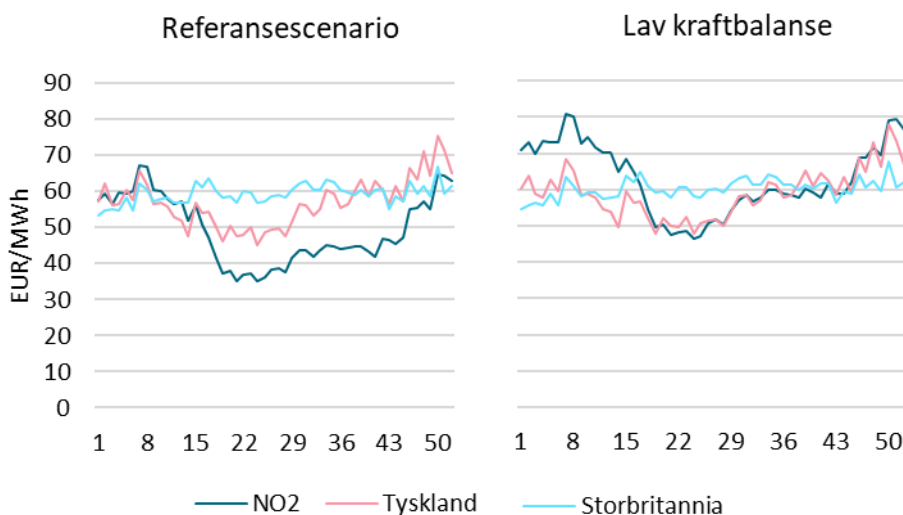
Figur 4 prosentvis endring i årlig gjennomsnittspris i forhold til uten utbygging av SN II fase 2 i ulike scenarier for Radial og Hybrid. Beregnet som prosentvis endring i årlig snittpris for gjennomsnittet av 30 værscenarier.

Kraftprisen i samtlige norske budområder påvirkes av SN II fase 2, men prisvirkningen er størst for NO2 der vindkraften knyttes til. Radial er den nettløsningen som gir mest kraft til Norge og er dermed løsningen som gir størst prisreduksjon. Hybrid gir også lavere kraftpris i alle norske budområder i samtlige scenarier, også i scenarier med ekstra høye CO<sub>2</sub>- og brenselpriser. Den sterke prisreduksjonen vi får i NO2 i forhold til de andre prisområdene i Norge, er nok i stor grad drevet av at vi i denne forenklete analysen har forutsatt at all kraften som går til Norge, føres inn til NO2. Dersom deler av kraften blir ført direkte til andre prisområder, eller dersom kraftnettet i Norge blir forsterket, vil nok prisvirkningene bli mindre i NO2 og sterkere i de andre prisområdene.

Hadde vi forutsatt at overføringskapasiteten mot utlandet var større, ville analysen vist mer krafthandel mellom landene knyttet til hybrid. Da ville hybrid bidratt til økte kraftpriser i

Norge i perioder der kraftprisen i Norge er lavere enn i utlandet, og lavere kraftpriser i Norge i perioder der kraftprisene i utlandet er lavere enn de norske.

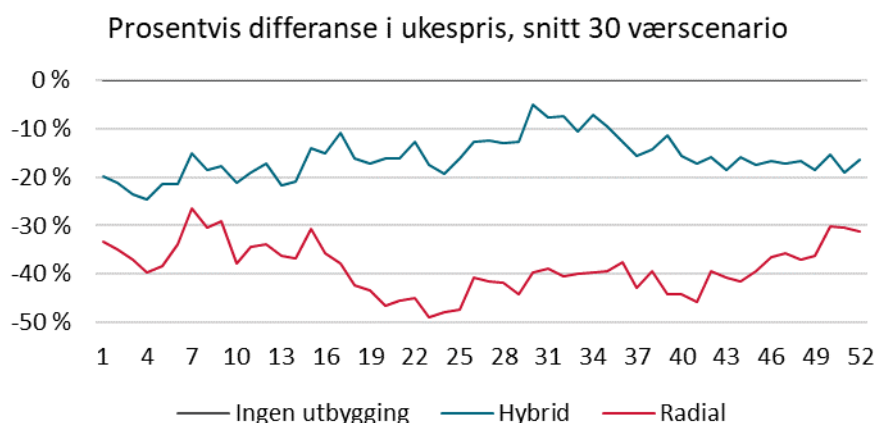
I scenarior med lav kraftbalanse ser vi at forskjellen i prisvirkning mellom Radial og Hybrid blir mindre. Dette skyldes at prisforskjellen mellom Norge og utlandet da i utgangspunktet er mindre. I dette scenarior er det flere timer der kraftprisen i Norge er høyere enn i Tyskland og Storbritannia. Høyere kraftpriser i Norge gir mer import til Norge på hybridforbindelsen. Hybrid vil ikke kunne gi like stor prisreduksjon som Radial, siden samlet kapasitet mellom SN II og Norge er større i alternativet med Radial. Figur 5 viser hvordan den ukentlige kraftprisen i NO2, Tyskland og Storbritannia i referansescenario og scenario med lav kraftbalanse.



**Figur 5 ukentlig kraftpris i NO2, Tyskland og Storbritannia i referansescenario og scenario med lav kraftbalanse. Modellår 2040, og gjennomsnitt av 30 værscenarior.**

I et scenario med lavere priser på kontinentet, for eksempel ved storstilt fornybarutbygging, vil vi se liknende virkninger på prisforholdet mellom Norge og utlandet som i scenarior med lav kraftbalanse. Da vil prisen i utlandet oftere være lavere enn i Norge, noe som gir økt kraftflyt mot Norge på en hybridforbindelse. En viktig forskjell er at i et scenario med storstilt kraftutbygging i landene rundt oss, vil kraftprisene både i Norge og utlandet være langt lavere enn i scenarior med lav kraftbalanse. Men siden det er det relative prisforholdet mellom Norge og utlandet som bestemmer kraftflyten, vil flytmønsteret på hybridforbindelsen kunne bli nokså lik som i scenario med lav kraftbalanse.

Prisvirkningen av Radial og Hybrid vil også variere over året. Figur 6 viser prosentvis differanse i ukespris i NO2, mellom ingen utbygging av SN II fase 2 og hhv. Radial og Hybrid. I et normalår gir både Radial og Hybrid redusert kraftpris i NO2 i samtlige uker. Forskjellen mellom de to nettløsningene er mindre i vinterhalvåret enn i sommerhalvåret. Dette skyldes at prisene i Norge normalt er høyere på vinteren enn på sommeren. Derfor vil normalt mer kraftflyt gå mot Norge i vinteruker. Om sommeren er prisene i Norge ofte lave. Dersom overføringskapasiteten mot utlandet på hybriden er mindre enn vindkraftproduksjonen, vil kapasiteten mot utlandet fylles opp og mye kraft vil da også flyte mot Norge. Dette gir lavere kraftpriser i Norge med Hybrid også i sommerhalvåret, selv med høyere priser i utlandet.

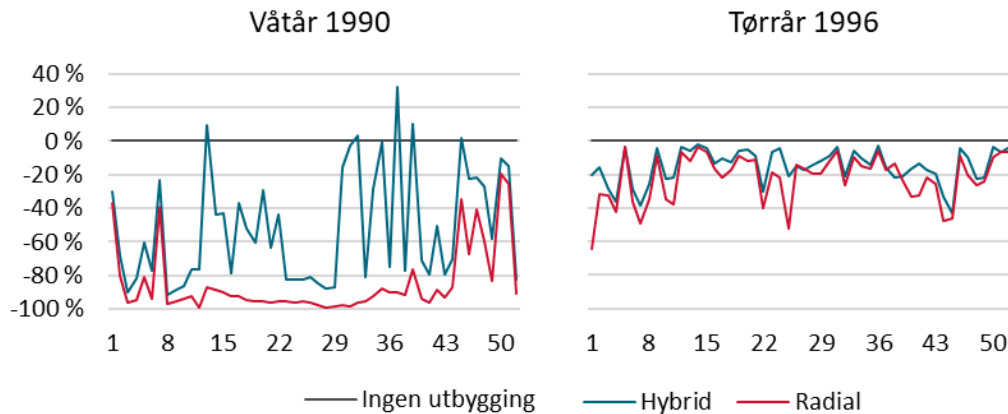


**Figur 6 prosentvis differanse i ukespris i NO<sub>2</sub>, mellom ingen utbygging av SN II fase 2 og henholdsvis Radial og Hybrid. Referansescenarior i modellår 2040. Gjennomsnitt av 30 værscenarior.**

Kraftproduksjonen i et vindkraftverk til havs vil variere fra år til år, og dermed vil også kraftflyten til Norge og virkningen på kraftpris variere. Figur 7 viser prosentvis differanse i ukespris i NO<sub>2</sub> mellom ingen utbygging og henholdsvis Radial og Hybrid i et våttår (til venstre) og tørrår (til høyre).

I et våttår blir forskjellen i prisvirkningen av Radial og Hybrid større enn i et normalår. I et våttår vil Norge ha høy vannkraftproduksjon, og kraftprisene blir lavere. Med Radial presses prisene ytterligere ned, siden all kraftproduksjonen fra vindkraftverkene flyter til Norge. Prisvirkningen av Hybrid varierer mer over året. I de fleste ukene gir Hybrid redusert kraftpris, siden begrenset overføringskapasitet mot utlandet gir mye kraftflyt mot Norge. I perioder der det ikke blåser for fullt, vil hybridforbindelsen brukes til å eksportere kraft fra NO<sub>2</sub> til utlandet via hybridforbindelsen. Det gjør at Hybrid får noen uker med prisøkning i forhold til uten utbygging av SN II fase 2. Radial gir perioder med priskollaps i et våttår. En viktig grunn til det er nok at vi ikke har justert forbruk eller nett etter at vi har lagt inn 7 GW havvind. I et våttår er kraftoverskuddet allerede stort som følge av høyt tilsig til vannkraft. Når vi legger til vindkraftverkene, øker overskuddet ytterligere, og gir perioder med ukespriser ned mot null. Det er viktig å merke seg at prisene i Norge i utgangspunktet er lave i et våttår, også før utbyggingen av SN II fase 2. Når prisene er lave, vil en liten prisendring gi stort utslag når det uttrykkes ved prosentvis differanse.

I et tørrår er forskjellen mellom Radial og Hybrid mindre enn i et normalår. I et tørrår er prisene i Norge høye, siden man har mindre vannkraftproduksjon. Med Hybrid vil mer kraftproduksjon fra vindkraftverkene gå mot Norge når prisene øker, og vi vil importere mer fra utlandet på hybridforbindelsen når det ikke blåser. Prisreduksjonen er likevel større med Radial, siden samlet overføringskapasitet mot Norge er høyere med Radial og dermed muliggjør mer kraftflyt til Norge enn med Hybrid.



Figur 7 prosentvis differanse i ukespris i NO2 mellom ingen utbygging av SN II fase 2 og henholdsvis Radial og Hybrid i værscenarior 1990 (til venstre) og for værscenarior 1996 (til høyre). Referansescenarior i modellår 2040. Gjennomsnitt av 30 værscenarior.

## 2 Kvalitativ vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet

I NVEs rapport om virkningen på kraftsystemet ved å bygge ut Sørlege Nordsjø (SN II) fase 2 oppnådde en nettløsning med hybrid høyere samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn en nettløsning med radial. Vi har ikke vurdert lønnsomhet av 7 GW havvind i denne forenklede analysen. Utviklingen i kraftsystemet i Norge og i landene rundt oss har stor innvirkning på lønnsomheten til et vindkraftverk. Dette gjelder både utvikling i kraftpriser og prisforskjeller mellom ulike land, som igjen avhenger av blant annet priser på CO<sub>2</sub> og brensel, forbruks- og produksjonsutvikling, og utbygging av nett. Basert på tidligere arbeid ønsker vi likevel å påpeke noen forskjeller mellom radial og hybrid.

Kostnader for selve vindkraftverket er også avgjørende for lønnsomheten til havvind. I de siste årene har kostnadene for vindkraftverk økt betydelig, blant annet drevet av økning i kostnader for råmaterialer, kapital og press på leverandørkjedene. Det er usikkert hvordan kostnadene for vindkraft vil utvikle seg fremover, også for nettkostnader. Vi har antatt at kostnadene for vindkraftverkene til havs vil være like uavhengig av hvilken nettløsning som velges. Det er likevel en sentral faktor for lønnsomheten til havvind.

### 2.1 Salgsinntekter til vindkraftverkene

Salgsinntektene til havvind er et produkt av timesprisen i budområdet vindkraftverkene knyttes til og mengden vindkraftproduksjon i den gitte timen. Er det mye vindkraft med samvarierende produksjonsprofiler knyttet til et budområde, vil kraftprisen reduseres i timer med mye vind. Dette gir lavere salgsinntekter til vindkraftverkene, dersom de selger til markedspris.

For nettløsningene vi har sett på i den forenklede analysen vil Radial tilføre 7 GW til NO2 ved full produksjon, mens Hybrid maksimalt kan tilføre 4,2 GW. For Hybrid antar vi at det etableres et eget budområde til havs, som får en områdepris koblet til budområdene på land som hybridene knyttes til. Dersom kraftprisen i budområdet til havs kobles mot prisen i NO2, vil

vindkraftverkene få en salgspris tilnærmet lik områdeprisen i NO2 for både Radial og Hybrid. Samtidig vil virkningen vindkraftverkene har på kraftprisen i NO2 bli forskjellig for de to nettløsningene. Dette skyldes at mengden volum som bys inn til NO2 fra vindkraftverkene er større med Radial enn med Hybrid. Radial kan derfor bidra til å redusere vindkraftverkernes egne salgsinntekter mer enn om vindkraftverkene bygges med hybridforbindelse.

Det kan også bli situasjoner der salgsinntektene til vindkraftverkene blir høyere med Radial enn med Hybrid. I perioder der kraftprisen i landene som hybridforbindelsene knyttes til, er lavere enn kraftprisen i Norge, vil områdeprisen i SN II fase 2 bli tilnærmet lik en av de utenlandske prisene. I disse periodene kan salgsinntektene til vindkraftverkene bli lavere med en hybrid nettløsning enn med radial. Dersom det i fremtiden blir flere timer der kraftprisen i utlandet er lavere enn de norske, kan det bli større forskjell mellom salgsinntektene til vindkraftverkene i ulike nettløsninger. Dette kan skje i et scenario der det bygges ut mye vindkraft i andre europeiske land, for eksempel ved en storstilt utbygging av vindkraft til havs i Nordsjøen. EU har ambisjoner om å bygge ut 300 GW havvind innen 2050. Til sammenlikning har EU installert omtrent 255 GW vindkraft på land i dag. Dette er en betydelig økning i vindkraftproduksjon som også vil påvirke salgsinntektene til norske vindkraftverk til havs. Samtidig er Norge allerede eksponert for utviklingen i landene rundt oss gjennom eksisterende mellomlandsforbindelser. Dermed vil også havvind med radialer til Norge påvirkes av en storstilt fornybarutbygging i Europa.

## 2.2 Flaskehalsinntekter og nettkostnader til havs

Med en hybrid nettløsning genereres det flaskehalsinntekter på forbindelsene mellom SN II og tilknytningslandene. Vi har i tidligere analyser antatt at flaskehalsinntekter og nettkostnader vil fordeles mellom norsk og utenlandsk(e) transmisjonsnetteier(e), og at ingen av flaskehalsinntektene vil tilfalle eier av vindkraftverkene.<sup>8</sup> Det er likevel sentralt for utbyggeren av vindkraftverkene, siden det påvirker hvor mye havvindaktøren selv må finansiere.

I denne forenklede analysen har vi ikke vurdert forholdet mellom flaskehalsinntekter på hybridforbindelsen og nettkostnadene. Flaskehalsinntekter kommer av forskjellen i kraftpris mellom budområder, som igjen avhenger av utviklingen i kraftsystemet i Norge og landene man knytter hybrid til. Får man et europeisk kraftsystem der det er stor samvariasjon i prisene mellom områder, for eksempel grunnet mye fornybar kraftproduksjon som produserer samtidig, vil verdien av krafthandel mellom områdene kunne reduseres. I et mer væravhengig kraftsystem vil også flaskehalsinntektene, slik som kraftprisene, kunne variere mer mellom år.

## 2.3 Virkning på forbrukere og andre produsenter i Norge

Endring i kraftprisen som følge av utbygging av havvind vil påvirke forbrukere og andre kraftprodusenter i Norge. I den forenklede analysen av et stort volum havvind gir både Radial og Hybrid redusert årlig kraftpris i Norge. Dette betyr at utbyggingen fører til at forbrukere i snitt betaler mindre for kraften de kjøper, noe som gir en økning i det som kalles

---

<sup>8</sup> En hybridforbindelse vil trolig klassifiseres som transmisjonsnett, og eierskapet antas derfor å være delt mellom Statnett i Norge og utenlandsk(e) transmisjonsnetteier(e) (TSO). På de eksisterende mellomlandsforbindelsene til Norge fordeles flaskehalsinntekter og nettkostnader mellom Statnett og utenlandsk TSO. Vi antar at det samme vil gjelde på en hybridforbindelse. Nøyaktig fordeling av inntekter og kostnader mellom netteiere vil være et resultat av forhandlinger.

konsumentoverskudd. Samtidig vil andre kraftprodusenter i Norge i snitt få mindre betalt for kraften de produserer og selger, noe som gir en reduksjon i det som kalles produsentoverskuddet for produsenter utenom SN II fase 2. Hvor stor endringen i konsument- og produsentoverskudd blir, avhenger av prisvirkningen. Jo større prisvirkning, desto større endring. Slik som kraftprisen vil også virkningene på forbrukere og andre produsenter variere mellom ulike år avhengig av værforhold, og over tid avhengig av utvikling i det øvrige kraftsystemet.

Om nettovirkningen av økt konsumentoverskudd og redusert produsentoverskudd blir positiv eller negativ avhenger av forholdet mellom produksjons- og forbruksvolumet. Dersom man har et kraftoverskudd vil produksjonsvolumet være større enn forbruksvolumet. En prisreduksjon vil da gi større endringer i produsentoverskuddet enn i konsumentoverskuddet. Det at samlet overføringskapasitet mellom Norge og utlandet øker med Hybrid, påvirker også produsent- og konsumentoverskuddet. I perioder med lite havvindproduksjon og lave priser i Norge, vil hybridforbindelsen kunne brukes til å eksportere kraft fra Norge til utlandet. I disse periodene vil hybridene gi økte priser i Norge, og dermed en positiv endring i produsentoverskuddet for produsenter utenom SN II. Siden både Hybrid og Radial i snitt gir lavere kraftpriser i analysen av 7 GW havvind, vil begge nettløsningene økt konsumentoverskudd og redusert produsentoverskudd i snitt over året og i snitt av 30 værscenarier.

## **2.4 Flaskehalsinntekter på eksisterende mellomlandsforbindelser**

Valg av nettløsning for vindkraftverkene til havs vil også påvirke flaskehalsinntektene på andre nettforbindinger, både internt i Norge og mellom land. Vi har ikke analysert dette i detalj i denne forenklede analysen.

Hvordan vindkraft med en hybrid nettløsning vil påvirke flaskehalsinntektene på eksisterende mellomlandsforbindelser vil variere. I perioder der produksjonen fra vindkraftverkene til havs er lav, for eksempel om sommeren, vil hybridene fungerer som en ny mellomlandsforbindelse. Da kan noe kraft som ellers ville blitt eksportert på andre mellomlandsforbindelser, heller eksporteres på hybridforbindelsen. Samtidig kan en hybrid gi økt eksport eller redusert import på andre mellomlandsforbindelser i perioder, siden en hybrid også gir kraftflyt til Norge. Hva nettovirkningen på eksisterende mellomlandsforbindelser ved utbyggingen av en hybrid blir, vil variere mellom værscenarier og avhenge av utviklingen i Norge og landene rundt oss. Det vil også avhenge av hvordan overføringskapasiteten på hybridene dimensjoneres.

Radial gir mer kraftflyt til Norge uten å øke overføringskapasiteten mot utlandet. Om dette gir høyere eller lavere flaskehalsinntekter på eksisterende forbindelser avhenger av kraftbalansen i området radialen knyttes til, for eksempel i NO2. I et scenarier med kraftoverskudd i NO2, for eksempel i et vårtår, vil Radial tilføre mer kraft til systemet og øke eksporten fra NO2 ytterligere. Dette gir økte flaskehalsinntekter. I et scenarier med kraftunderskudd i NO2, for eksempel i et tørrår, vil radial fortsatt tilføre mer kraft til systemet. Dette kan redusere importen fra andre budområder, som igjen fører da til reduserte flaskehalsinntekter.

Havvind vil også påvirke kraftflyten internt i Norge, og dermed også interne flaskehalsinntekter. Vi har ikke gjort detaljerte analyser av hvordan havvindutbyggingen påvirker intern flyt i Norge.

## 3 Prosess og ledetider

På grunn av lang avstand til land må en nettilknytning av vindkraftverk i SN II bygges med likestrøm uavhengig av om den bygges som en radial eller hybrid. Likestrømløsninger er komplekse anlegg med lange ledetider fra det inngås kontrakt med leverandør av kabel og omformerstasjoner, til anleggene kan være i drift. Eksempelvis har Tennet i 2023 inngått kontrakter for en rekke nettilknytninger av havvind med likestrøm, hvor anleggene forventes å kunne være i drift i 2031/2032,<sup>9</sup> med andre ord en ledetid fra kontraktinngåelse på 7-8 år. Dette er betraktelig lengre ledetid enn for selve vindkraftverket. Før en kan inngå kontrakter vil det være behov for forstudier for blant annet å kunne konkludere hvilke typer nettløsninger en skal inngå kontrakt på. Den totale ledetiden for en hybrid vil være lengre enn for en radial, da førstnevnte er mer komplekse prosjekter som også blant annet innebærer forhandlinger med andre TSOer og myndigheter.

## 4 Kvalitativ vurdering av virkningen på forsyningsikkerhet

Dette kapittelet baserer seg på vurderinger NVE, direktoratsgruppa og Statnett har gjort i tidligere arbeid. Vi har ikke gjort nye vurderinger av virkningen på forsyningsikkerhet ved utbygging av et stort volum havvind i SN II.

### 4.1 Stegvis utbygging av havvind

En videre åpning og tildeling av arealer for en større mengde havvind bør gjøres stegvis fram mot 2040. På denne måten kan utviklingen av havvind skje i takt med forbruksutviklingen og tilknytningene kan gjøres uten at det går på bekostning av forsyningsikkerheten.

Hvordan en slik stegvis utvikling kan gjøres er noe som bør undersøkes i den strategiske konsekvensutredningen, og utredes videre fram mot, og oppdateres etter hvert som, det åpnes og tildeles nye havvindområder.

### 4.2 Geografisk spredning av tilknytningspunkter

I vår forenklete analyse har vi kun sett på tilknytning til NO2 for vindkraftverk på 7 GW. Vi har pekt på viktigheten av samlokalisering av havvind og forbruk, samspill med regulerbar vannkraft og fleksibilitet i forbruk for å sikre god utnyttelse av kraftsystemet.<sup>10</sup> Det forventes økt forbruk langs hele kysten. Ved å spre tilknytningspunktene for havvind på flere områder kan man redusere overføringsbehov mellom regionene, øke regional krafttilgang og knytte til mer produksjon før det oppstår større flaskehals i nettet.

Siden vi har en forenklet modellering av nettet i analysen, så får vi ikke det fulle bildet av virkningen 7 GW havvind knyttet til NO2 har for kraftflyt internt i Norge og mellom land. Skal man bygget ut et såpass stort volum havvind er det en fordel å spre tilknytning til land utover, også på tvers av budområder. Dette gjelder spesielt for løsningen med Radial, siden overføringskapasiteten mellom vindkraftverkene og NO2 her er størst. Dersom hele

<sup>9</sup> <https://www.tennet.eu/news/tennet-accelerates-grid-expansion-and-energy-transition>

<sup>10</sup> [Kraftsystem og nett \(nve.no\)](#)

vindkraftproduksjonen føres til NO2 uten å forsterke kraftnettet til omliggende budområder vil det ofte kunne oppstå flaskehals mellom områdene. Dette kan igjen påvirke kraftflyten mellom nord og sør i Norge, og til utenlandske handelspartnere. En eventuell tilknytning av havvind i SN II til et annet budområde kan avlaste behovet for nettførsterkninger.

### 4.3 Disponering av regulerbare vannkraftmagasiner

Isolert sett vil et stort volum havvind også kunne påvirke hvordan de regulerbare vannkraftmagasinene disponeres over året. Vi har ikke analysert magasin disponering i dette notatet, men har drøftet dette kortfattet i rapporten om virkningen på kraftsystemet ved å bygge ut SN II fase 2 med ulike nettløsninger.<sup>11</sup> Her pekte vi på at vinterproduksjon fra havvind og importmulighet med en eventuell hybrid, vil kunne påvirke hvordan vannkraftprodusentene vurderer risiko for ressursknapphet i vintersesongen. Mer vindkraft og handelskapasitet kan trekke i retning av mer vannkraftproduksjon om sommeren og høsten, og mindre gjennom vinteren. Dette er likevel usikkert, og avhenger av en rekke andre forhold. Et av elementene som vil være viktig for dette, er effekten av styringsmekanismen som regjeringen har varslet. Vannkraftprodusentene vil måtte vekte et lovpålagt krav om å ta ansvar for forsynings-sikkerheten mot risikovurderingene som gjøres i et nytt og mer sammenkoblet kraftsystem.

### 4.4 Systemdrift, nettførsterkninger og effektsituasjon

Statnett har sett på forutsetninger for tilknytning av store volum med havvind.<sup>12</sup> Her peker Statnett på at nettet på land må være tilstrekkelig forsterket i forkant av havvindtilknytning for å sikre forsvarlig drift av kraftsystemet. En utbygging av 7 GW havvind i SN II fase 2 i tillegg til 2 x 1,4 GW i hhv. SN II fase 1 og Utsira Nord, uten forbruksøkning og nettførsterkninger på land, er derfor urealistisk også i et systemdriftsperspektiv.

Mer uregulerbar kraftproduksjon vil utfordre effektbalansen og øke behovet for fleksibilitet i systemet. Allerede i dag er effektsituasjonen i Norge stram i perioder. Om nytt og lite fleksibelt forbruk dekkes av uregulerbar kraftproduksjon, som havvind, vil dette trolig forverre effektbalansen ytterligere. I NVEs rapport om norsk og nordisk effektbalansen fram mot 2030<sup>13</sup> ble tilgjengelig produksjonseffekt fra vannkraft anslått til omtrent 26 GW nasjonalt. Historisk har dette vært tilstrekkelig fleksibilitet på produksjonssiden til å dekke effektbehovet på forbrukssiden. På sikt forventer både Statnett og NVE at effektbehovet vil øke mer enn tilgjengelig produksjonseffekt. Tilgang til ny fleksibilitet blir derfor viktig når nytt forbruk skal bygges ut og dekkes av uregulerbar kraftproduksjon. Det er også stor forskjell i forholdet mellom tilgjengelig produksjonseffekt og effektbehov mellom budområder. For eksempel er effektbehovet betydelig større enn tilgjengelig produksjonseffekt i budområde NO1, mens det i budområde NO5 er motsatt.

Ny uregulerbar kraftproduksjon knyttes som regel til nettet via kraftelektronikkomformere. Dette gjør det mer utfordrende å blant annet sikre frekvens- og spenningsstabilitet i kraftsystemet. Tradisjonelle kraftverk er vanligvis koblet til nettet med synkrongeneratorer. Store mengder omformerbasert produksjon vil endre kraftsystemets systembærende egenskaper og kan gi utfordringer i driften av kraftsystemet.

---

<sup>11</sup> [Virkninger på kraftsystemet av ulike nettløsninger for vindkraft til havs - NVE](#)

<sup>12</sup> [tilknytning-av-nye-havvindomraader-til-land-rapport-til-nve.pdf](#)

<sup>13</sup> [NVE Rapport](#)





NVE

## Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthuns gate 29  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 Oslo  
Telefon: (+47) 22 95 95 95