



NVE



RAPPORT NR. 4 / 2023

VINDKRAFT TIL HAVS I SØRLIGE NORDSJØ II

VIRKNINGER PÅ DET NORSKE KRAFTSYSTEMET
AV ULIKE NETTLØSNINGER FOR FASE 2

SKREVET AV

Christine Birkeland, Magnus Buvik, Fredrik Arnesen, Julie M. Haug de Brisis,
Ingrid E. Haukeli, Jon Gustav Kirkerud, Sigrun K. Mindeberg, Aleksandra
Roos, Ellen Skaansar, Hanna T. Skulstad, Astrid Stavseng og Magnus Wold



NVE

VINDKRAFT TIL HAVS I SØRLIGE NORDSJØ II

VIRKNINGER PÅ DET NORSKE KRAFTSYSTEMET AV ULIKE NETTLØSNINGER
FOR FASE 2

2023

PROSJEKTLEDERE: Christine Birkeland
og Magnus Buvik

FORFATTERE: Fredrik Arnesen, Julie M.
Haug de Brisis, Ingrid E. Haukeli, Jon Gustav
Kirkerud, Sigrun K. Mindeberg, Aleksandra
Roos, Ellen Skaansar, Hanna T. Skulstad, Astrid
Stavseng og Magnus Wold

RAPPORTNUMMER: 4/2023

ISBN (trykt utg.): 978-82-410-2302-6

ISBN (online): 978-82-410-2301-9

ISSN (trykt utg.): 1501-2832

ISSN (online): 2704-0305

SEKRETARIAT:

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29

Postboks 5091 Majorstuen

0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95

Internett: www.nve.no

FORORD	4
SAMMENDRAG	5
DEL I – METODE OG SENTRALE FORUTSETNINGER	I
I OPPDRAG	2
2 METODE OG AVGRENSENINGER	4
2.1 Med scenarioer og sensitiviteter spenner vi ut et utfallsrom	4
2.2 Vi analyserer virkningene av Sørlige Nordsjø II fase 2 med ulike nettløsninger	7
2.3 Valg av tilknytningsland i analysen	10
2.4 Vi bruker kraftmarkedsmodeller til å analysere virkninger	11
2.5 Det blåser ofte samtidig i store deler av Nordsjøen	12
DEL II – RESULTATER	13
3 KRAFTFLYT	14
3.1 De ulike nettløsningene gir i hovedsak positiv nettoflyt til Norge fra Sørlige Nordsjø II	14
3.2 Med hybride nettløsninger flyter kraften vanligvis mot utlandet om sommeren	16
3.3 Variasjoner i været påvirker nettoflyten på en hybridforbindelse	17
3.4 Med en hybrid nettløsning går mye kraftproduksjon fra Sørlige Nordsjø II fase 2 til utlandet	18
3.5 Sørlige Nordsjø II fase 2 påvirker kraftflyten mellom Norge og utlandet på eksisterende forbindelser	19
4 KRAFTPRISER	22
4.1 Utviklingen i kraftsystemet i Norge og Europa betyr mer for kraftprisen i Norge enn valg av nettløsning	22
4.2 Radial til NO2 gir størst prisreduksjon	23
4.3 En hybrid nettløsning kan både gi lavere eller høyere kraftpris i NO2	24
4.4 Med lav kraftbalanse i Norge og Sverige gir alle nettløsninger lavere kraftpris i NO2	26
4.5 Med ekstra høye CO ₂ - og brenselspriser har valg av nettløsning større betydning for kraftprisen i NO2	27
4.6 Valg av nettløsning påvirker kraftprisen i alle de norske budområdene	27
4.7 Valg av nettløsning påvirker kraftprisen i NO2 mest i år med høy kraftbalanse	28
5 FORDELINGSVIRKNINGER OG LØNNSOMHET	33
5.1 Inntekter for Sørlige Nordsjø II fase 2	33
5.2 Fordelingsvirkninger for forbrukere og andre kraftprodusenter i Norge	38
5.3 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for Sørlige Nordsjø II fase 2	41

6	FORSYNINGSSIKKERHET	44
6.1	Produksjon av vindkraft til havs gir bedre energitilgang i år med lite tilsig og lav magasinfylling	44
6.2	Vi går mot en strammere effektbalanse	46
6.3	Uregulerbar kraftproduksjon påvirker systemdriften	46
7	NETTFORSTERKNINGER INTERNT I NORGE	49
	VEDLEGG	51

Forord

Det er store ambisjoner for vindkraft til havs i Norge. Regjeringens mål er at det innen 2040 skal tildeles arealer med potensiale for 30 GW havvindproduksjon på norsk sokkel. Sommeren 2020 ble de to første områdene åpnet for fornybar energiproduksjon til havs, Utsira Nord og Sørliche Nordsjø II. Det er likevel en rekke beslutninger som må på plass før det er vindturbiner i drift på disse feltene. En viktig avklaring er hvordan vindkraften skal knyttes til land.

I Sørliche Nordsjø II har regjeringen lagt opp til at det skal bygges ut 3000 MW vindkraft i to faser. Regjeringen har allerede besluttet at kraften fra fase 1 (1500 MW) skal sendes til det norske fastlandet med en såkalt radiell forbindelse. Det er imidlertid ikke besluttet hvordan kraften fra fase 2 (1500 MW) skal knyttes til det norske kraftnettet, og om man også skal legge til rette for kabler til andre land. Som et ledd i dette arbeidet har Olje- og energidepartementet bedt NVE vurdere ulike nettløsninger for utbyggingen av fase 2, og analysere effekten disse vil ha på det norske kraftsystemet. Denne rapporten er NVEs svar på dette oppdraget.

Tilknytning av ny og uregulerbar kraftproduksjon til kraftnettet i Norge, og eventuelt også et annet land, vil påvirke kraftflyt, systemdrift, kraftpriser og behovet for interne nettførsterkninger. En *hybrid* forbindelse kan frakte kraftproduksjon fra fase 2 både til Norge og til et annet land. Samtidig vil en slik løsning gi noe økt kraftutveksling mellom Norge og utlandet. En slik nettløsning har noen ulemper, men også noen fordeler.

I denne analysen har vi sett på en rekke scenarioer for hvordan det norske og det europeiske energisystemet vil kunne utvikle seg de neste tiårene. Målet har vært å få fram et bredt bilde av mulige virkninger av valg av nettløsning.

Valg av nettilknytning til Sørliche Nordsjø II fase 2 vil påvirke kraftflyt og kraftpriser i Norge noe. Et hovedfunn fra våre analyser er likevel at valg av nettløsning for Sørliche Nordsjø II fase 2 i seg selv ikke vil ha så stor betydning for utviklingen i kraftprisen. For eksempel vil utviklingen av kraftbalansen i Norge og Sverige bety langt mer for utviklingen i kraftprisen enn valg av nettilknytning for Sørliche Nordsjø II fase 2. Ikke minst vil utviklingen i brenselpriser (kull og gass), CO₂-priser og mer generelt utviklingen av kraftsystemet i Europa, bety mer for utviklingen av kraftprisen i Norge enn valg av nettløsning for Sørliche Nordsjø II fase 2.

Det pågår nå en stor energiomstilling i landene rundt oss, og kraftmarkedet er i endring. Norge er eksponert for disse endringene gjennom de forbindelsene vi allerede har til landene rundt oss. Det siste året har vist hvordan energikrisen i Europa knyttet til Russlands invasjon i Ukraina, slår inn i det norske kraftsystemet og i norske kraftpriser.

Norge er et langstrakt land. Skal vi ha en stor satsing og utbygging av vindkraft til havs i Norge, vil det være mange områder hvor en radial til land er eneste mulige nettløsning for et vindkraftverk til havs. Særlig gjelder det nordover i landet. Det er imidlertid vanskelig å tenke seg at så store mengder kraft fra havvind som regjeringen har ambisjoner om, i sin helhet skal tas inn i det norske kraftsystemet. Dersom det skal bygges ut større volumer med vindkraft til havs i Norge, vil det trolig bli behov for å eksportere noe av denne kraftproduksjonen.

Sørliche Nordsjø II ligger geografisk slik til i Nordsjøen at det vil være et naturlig punkt for å vurdere hybride nettløsninger. Dette bør være en del av en samlet vurdering av nettløsning for Sørliche Nordsjø II fase 2.

Denne rapporten er ikke en generell analyse av virkningene ved å bygge ut vindkraft til havs tilsvarende regjeringens ambisjon om å tildele arealer med potensial for 30 GW havvindproduksjon innen 2040. Et slikt volum vil kunne innebære nærmere en dobling av dagens kraftproduksjon i Norge. NVE har ikke regnet på konsekvensene av dette eller vurdert hvilke tiltak som vil være nødvendige for at det norske energisystemet skal kunne ta imot denne mengden kraftproduksjon. I arbeidet med utredningen har vi fått innspill fra Statnett, spesielt på problemstillinger knyttet til virkninger på systemdrift, forsyningssikkerhet, kostnader for ulike nettløsninger og behovet for interne nettførsterkninger i Norge.

Kjetil Lund

Sammendrag

Det finnes ulike løsninger for å knytte vindkraft til havs til kraftnettet på land. Valg av nettløsning har betydning for virkningene vindkraftverket vil ha på det norske kraftsystemet. Olje- og energidepartementet har bedt NVE om å gjennomføre en analyse, med utgangspunkt i det åpnete området Sørliche Nordsjø II (SN II) fase 2, som vurderer ulike nettløsninger og deres virkning på:

- kraftflyten over mellomlandsforbindelsene og internt i Norge, og utviklingen i flaskehalsinntekter
- norske kraftpriser
- fordelingsvirkninger mellom ulike aktører
- forsyningssikkerhet og virkninger på magasindisponeringen
- systemdrift
- behov for interne nettforsterkninger i Norge

SN II er delt i to faser på 1500 MW hver, fase 1 og 2. Kraftproduksjonen fra fase 1 er besluttet overført til det norske fastlandet med en såkalt radiell forbindelse. I denne rapporten har NVE analysert hvordan valg av nettløsning for fase 2 av SN II påvirker kraftfylt og prisdannelse i det norske kraftsystemet gitt ulike forutsetninger. Vi har vurdert både radielle og hybride nettløsninger, det vil si både løsninger hvor hele vindkraftproduksjonen tas inn til sørvest-Norge, og nettløsninger hvor vindkraften også er tilknyttet andre land. I timene der produksjon fra vindkraftverket ikke opptar hele overføringskapasiteten på en hybrid nettløsning, vil den resterende nettkapasiteten være tilgjengelig for handel mellom landene. I rapporten har vi analysert en radiell nettløsning til NO2 og en hybrid nettløsning mellom NO2 og Tyskland mest i detalj, men vi har til sammen sett på virkninger av tolv ulike nettløsninger og fem ulike tilknytningsland.

Ved hjelp av scenarioer spenner vi ut et *utfallsrom* for hvordan kraftsystemet i Norge og i landene rundt oss kan se ut de neste tiårene, og hvordan ulike utviklingsforløp påvirker resultatene. På denne måten forsøker vi å fange opp betydningen av ulik utvikling for blant annet produksjon, forbruk og CO₂- og brenselspriser.

Våre analyser viser at det er andre forhold enn valg av nettløsning for vindkraftproduksjonen i SN II fase 2 som vil ha størst betydning for kraftprisen i Norge. Det er den *øvrige* utviklingen av det norske og europeiske kraftsystemet som har mest å si. For eksempel vil utviklingen av kraftbalansen i Norge og Sverige, og ikke minst prisene på CO₂, kull og gass og utviklingen i kraftsystemene i Europa ha langt større påvirkning på kraftprisen i Norge enn valg av nettløsning for SN II fase 2.

Under oppsummerer vi de viktigste funnene fra analysen.

DE FLESTE NETTLØSNINGENE GIR POSITIV NETTOFLYTT TIL NORGE FRA SØRLIGE NORDSJØ II FASE 2

Dersom et vindkraftverk til havs blir knyttet til det norske kraftnettet med kun en *radial*, vil hele kraftproduksjonen flyte til Norge. Virkningen blir da lavere kraftpriser i Norge og økt eksport på de eksisterende utenlandsforbindelsene, gitt at Norge i utgangspunktet har et kraftoverskudd.

Hvis vindkraftverket til havs bygges med en *hybrid* nettløsning, blir virkningen på kraftflyt og kraftpris mer sammensatt. Kraften fra vindkraftverket kan både flyte til Norge og til et annet land. I timer der vindkraftverket produserer lite eller ingen kraft, kan det i tillegg være handel av kraft mellom Norge og et annet land via kraftverket. En slik forbindelse åpner dermed også for import og eksport av kraft utover produksjonen til havs.

Alt annet likt vil økt kraftproduksjon fra vindkraft bidra til lavere kraftpriser. Økt overføringskapasitet, som man får ved en hybrid, vil derimot kunne gi høyere eller lavere kraftpriser i Norge, avhengig av om prisene i Norge er høyere eller lavere enn i utlandet. Det er da ikke gitt hva den samlede virkningen av økt kraftproduksjon og økt overføringskapasitet fra en hybrid blir for kraftflyten til og fra Norge, eller for kraftprisen i Norge.

I våre analyser vil det være *positiv nettoflyt* av kraft til Norge for de ulike nettløsningene i de fleste scenarioene. Positiv nettoflyt betyr at det flyter mer kraft til Norge fra SN II i løpet av året, enn det flyter kraft motsatt vei.

Positiv nettoflyt vil bidra til lavere kraftpriser i Norge. Nettoflyt viser derimot ikke hvor mye av kraftproduksjonen fra vindkraftverket som går til henholdsvis Norge og utlandet på en hybrid forbindelse. I tilfeller der kraftprisen i utlandet er jevnt over høyere enn i Norge, vil kraftproduksjonen fra SN II fase 2 oftest flyte mot utlandet.

Summen av kraft som flyter til og fra Norge, *nettoflyten*, på en hybrid nettløsning avhenger blant annet av overføringskapasitet til og fra SN II fase 2 og forhold i kraftsystemet i Norge og utlandet. For hybride nettløsninger med 700 MW kapasitet mot utlandet blir nettoflyten til Norge positiv i alle våre scenarioer. Da utgjør overføringskapasitet på forbindelsen mot utlandet halvparten av produksjonskapasiteten til vindkraftverket i SN II fase 2. For hybride nettløsninger med 1400 MW kapasitet mot utlandet kan nettoflyten til Norge bli både positiv og negativ. Dette vil variere mellom år, scenarioer og tilknytningsland.

I de fleste scenarioene våre vil kraftflyten på de hybride nettløsningene vanligvis gå mot Norge om vinteren når prisene i Norge er høye, og gå fra Norge mot utlandet om sommeren når prisene er lave. I tørre år med lavt tilsig vil kraftprisene i Norge vanligvis være høye, og det blir hovedsakelig nettoimport til Norge på en hybridforbindelse. I et vått år vil kraftprisene i Norge være lave, og det blir hovedsakelig nettoeksport fra Norge på en hybridforbindelse.

KRAFTPRISEN I NORGE PÅVIRKES MER AV UTVIKLINGEN I DET NORSKE OG EUROPEISKE KRAFTSYSTEMET ENN VALG AV NETTLØSNING FOR FASE 2

Kraftprisen i Norge er allerede eksponert for prisdannelsen i Europa gjennom mellomlandsforbindelser til Sverige, Danmark, Finland, Nederland, Tyskland og Storbritannia. En eventuell ny hybrid vil øke denne eksponeringen noe, men i mindre grad enn en ordinær mellomlandsforbindelse. Tilsvarende vil bidraget fra kraftproduksjonen i SN II fase 2 på omtrent 6,6 TWh utgjøre en liten økning i Norges samlede kraftproduksjon, som normalt er på 156 TWh. Endringer i det øvrige norske og europeiske kraftsystemet og utvikling i CO₂- og brenselpriser har langt mer å si for kraftprisen i Norge enn valg av nettløsning for SN II fase 2.

Valg av nettløsning for SN II fase 2 vil likevel påvirke kraftprisen i Norge noe. En radial til Sørvest-Norge er den nettløsningen som gir størst prisreduksjon i alle scenarioene vi har sett på. Denne løsningen gir økt produksjonskapasitet til det norske kraftsystemet, uten å samtidig øke overføringskapasitet mot utlandet.

Med en hybrid nettløsning øker både produksjons- og overføringskapasiteten. I perioder med lite eller ingen produksjon i vindkraftverket til havs, vil ledig overføringskapasitet være tilgjengelig for handel mellom Norge og det tilknyttede landet. Er det mye produksjon fra vindkraftverket vil denne oppta kapasiteten på hybridforbindelsen.

Dersom kraftprisen i Norge i utgangspunktet ligger på et høyt nivå eller kraftprisene i utlandet er lave, vil kraftflyten på hybridforbindelsen oftere gå mot Norge og bidra til å redusere kraftprisene her. Dette kan for eksempel skje om kraftbalansen i Norge svekkes, eller om det bygges ut mye fornybar kraftproduksjon i landene rundt oss. Motsatt vil kraftflyten på hybridforbindelsen oftere gå mot utlandet og bidra til høyere kraftpriser i Norge, dersom kraftprisen i Norge i utgangspunktet er lave eller kraftprisene i utlandet er høye. Dette kan for eksempel skje om kraftbalansen i Norge styrkes, eller om CO₂-, gass og kullprisene forblir høye.

Hvorvidt den samlede virkningen av økt produksjon og overføringskapasitet gir økt eller redusert kraftpris i Norge avhenger også av dimensjonering av overføringskapasitet fra SN II, øvrig utvikling i kraftsystemene i Norge og Europa, værforhold og til dels valg av tilknytningsland.

I alle scenarioene vi har sett på vil en hybrid nettløsning med lav kapasitet mot utlandet (700 MW) gi redusert gjennomsnittlig kraftpris i Norge. Dette skyldes at kapasitetsbegrensningene på overføring mot utlandet presser mye av produksjonen mot Norge, selv i timer der prisen i utlandet er høyere. De hybride nettløsningene med stor kapasitet mot utlandet (1400 MW) kan både gi lavere eller høyere gjennomsnittlig kraftpris i Norge, avhengig av prisforskjellen mellom Norge og landet hybridene knyttes til.

Prisvirkningen av ulike nettløsninger varierer også over året. I vinterhalvåret flyter mye av vindkraftproduksjonen til havs mot Norge, siden etterspørselen etter kraft er stor og prisene i Norge normalt er høye. Dersom det er ledig kapasitet på hybridforbindelsen, kan Norge da også importere kraft fra utlandet. En hybrid nettløsning vil da bidra til å redusere kraftprisen i NO2. Vanligvis er kraftprisene i Norge lavere enn i utlandet om sommeren, og kraftflyten på hybridforbindelsen vil da ofte gå mot utlandet. I våre modeller er det vanligvis mindre kraftproduksjon fra vindkraftverket til havs om sommeren, og mye av overføringskapasiteten på hybridforbindelsen

kan da brukes til å eksportere kraft fra Norge mot utlandet. En hybrid nettløsning vil da bidra til at kraftprisene i Norge blir høyere i sommerhalvåret.

Prisvirkningen av ulike nettløsninger vil også variere fra år til år. Det norske kraftsystemet er væravhengig, og kraftprisene påvirkes derfor mye av tilsig, temperaturer og vindforhold. I våte år finner vi større forskjell i prisvirkning mellom en radial og en hybrid nettløsning, spesielt om sommeren når prisene i utgangspunktet er lave. I tørre år blir kraftprisene i Norge høyere, og vi ser da liten forskjell i prisvirkning mellom de ulike nettløsningene.

EN HYBRID NETTLØSNING OPPNÅR OFTEST BEDRE SAMFUNNSØKONOMISK LØNNSOMHET ENN EN RADIAL TIL NORGE

I vårt referansescenario får en nettløsning med radial til Sørvest-Norge negativ samfunnsøkonomisk lønnsomhet, mens en nettløsning med stor hybrid får positiv samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Sentralt i den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderingen er salgsinntektene til eier av vindkraftverket til havs, og flaskehalsinntektene til netteier på forbindelsen til SN II dersom det bygges en hybrid nettløsning. Forskjellen i samfunnsøkonomisk lønnsomhet mellom en nettløsning med hybrid og en med radial, skyldes blant annet at en hybrid nettløsning gir flaskehalsinntekter fra handel. Kostnadene for nett med en hybrid nettløsning blir større enn med en radial, siden denne nettløsningen også innebærer å etablere en forbindelse til utlandet.

Flaskehalsinntektene vil imidlertid overstige den ekstra kostnaden for nettet mellom vindkraftverket og land i vår analyse. Inntektene og fordelingsvirkningene vil variere fra år til år og mellom scenarioer. Det er også usikkerhet knyttet til kostnadsanslagene for vindkraftverket til havs og nettkostnadene. Dette gjør at også de samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegningene er usikre.

I analysene av hybride nettløsninger antar vi at det etableres et eget budområde til havs i SN II. I våre modeller vil kraftflyten gå mot området med høyest pris. For en hybrid knyttet til to land vil det ofte vil oppstå flaskehals mellom SN II og budområdet på land som har høyest pris. På grunn av flaskehalsen vil budområdet til havs få tilnærmet lik pris som det budområdet på land med lavest pris. I Referansescenariot vårt har vi et kraftoverskudd i Norge i hele analyseperioden, og den norske kraftprisen er som regel lavere enn i landene rundt oss. Salgsinntektene for vindkraftverket til havs blir da omtrent like med en radiell tilknytning til Sørvest-Norge, som med en hybrid nettløsning knyttet til Norge og Tyskland. Salgsinntektene forklarer derfor lite av forskjellen i samfunnsøkonomisk lønnsomhet mellom nettløsningene i vårt Referansescenario.

Dersom Norge derimot får et vedvarende kraftunderskudd og høyere kraftpriser, eller europeiske kraftpriser blir svært lave i store deler av året, kan en radiell nettløsning få høyere salgsinntekter enn en hybrid. Dette skyldes at kraftprisen i budområdet i SN II da oftere vil kobles mot kraftprisen i det utenlandske budområdet. Høyere kraftpriser i Norge kan da gjøre at man oppnår høyere samfunnsøkonomisk lønnsomhet med en radial til Sørvest-Norge enn med en hybrid nettløsning.

VALG AV NETTLØSNING HAR ULIK PÅVIRKNING PÅ FORBRUKERE OG KRAFTPRODUSENTER I NORGE

En utbygging av fase 2 vil også påvirke andre kraftprodusenter og forbrukere i Norge, og flyten på andre nettforbindelser, både mellom budområder internt i Norge og til utlandet. Nettløsninger som gir redusert kraftpris er positivt for forbrukere, som da betaler mindre for strømmen de kjøper. Kraftprodusentene i Norge vil derimot få mindre betalt for kraften de selger. Siden en radial til Sørvest-Norge er den nettløsningen som påvirker kraftprisen mest sammenliknet med ingen utbygging av fase 2, vil også fordelingsvirkningene mellom andre kraftprodusenter og forbrukere i Norge være størst med denne nettløsningen.

En hybrid nettløsning med 700 MW kapasitet mot utlandet gir også redusert kraftpris i NO2. Prisreduksjonen er imidlertid mindre enn med radiell tilknytning til Sørvest-Norge, og dermed blir også virkningen på forbrukere og andre produsenter i Norge mindre. For en hybrid med 1400 MW overføringskapasitet mot utlandet blir kraftprisen ofte marginalt høyere eller lavere enn uten utbygging av fase 2, og fordelingsvirkningene blir små. I Referansescenariot er de samlede fordelingsvirkningene marginalt positive for norske kraftprodusenter og marginalt negative for forbrukere. Dette skyldes blant annet at vi antar et kraftoverskudd i Norge, og at de hybride nettløsningene med stor kapasitet mot utlandet gir økt mulighet for å eksportere kraft om sommeren når prisene i Norge er lave. Dersom kraftbalansen i Norge i utgangspunktet er svakere, vil mer kraft flyte mot Norge med en

hybrid nettløsning, og dermed trekke ned den norske kraftprisen også ved en hybrid løsning med 1400 MW overføringskapasitet. Fordelingsvirkningene av en slik hybrid kan da bli positive for forbrukere og negative for andre kraftprodusenter.

MER KRAFTPRODUKSJON FRA HAVVIND BIDRAR TIL BEDRET ENERGIBALANSE, MEN KAN UTFORDRE EFFETKBALANSE OG SYSTEMDRIFT

Forsyningssikkerheten for strøm i Norge må ivaretas når vi planlegger og utvikler kraftsystemet vårt. Utbygging av vindkraft til havs innebærer en endring i kraftsystemet som vil kunne påvirke den norske forsyningssikkerheten.

Mer kraftproduksjon fra havvind inn i det norske kraftsystemet gir en styrket *energibalanse*. Vindkraftproduksjonen vil gi et positivt bidrag, særlig vinterstid og i år med lite tilsig.

Utbygging av store volumer vindkraft til havs vil kunne påvirke magasindisponeringen til norske vannkraftprodusenter. 1400 MW økt installert effekt fra havvindproduksjon i SN II fase 2 er imidlertid ikke en stor nok økning til å gi store utslag i våre modeller. Hvilke forutsetninger vi legger til grunn i scenarioene og hvordan kraftsystemene rundt oss utvikler seg, har nok mer å si for disponeringen av vannet og formen på magasinkurven enn valg av nettløsning for fase 2.

For *effektbalansen* i kraftsystemet betyr det mye om kraftproduksjonen er regulerbar eller uregulerbar. Valg av nettløsning for SN II fase 2 har liten betydning. Kraftproduksjon fra havvind er *uregulerbar*. Det er bare mulig å produsere vindkraft når det faktisk blåser. Effektbalanse handler om å ha tilstrekkelig kapasitet av kraft tilgjengelig til enhver tid. For å kunne dekke forbrukstoppene må vi ha nok tilgjengelig effekt fra regulerbar kraftproduksjon eller ha fleksibelt forbruk som kan kobles ut ved behov. Vi har allerede i dag periodevis en stram effektbalanse i Norge. Vindkraft til havs vil bidra med kraft til det norske kraftsystemet, men vil i liten grad bedre effektbalansen.

Valg av nettløsning for fase 2 har isolert sett også begrenset innvirkning på *systemdriften* i Norge og Norden. Statnett mener behovet for tiltak for å bedre systemdriften i mindre grad avhenger av om havvindproduksjonen fra SN II fase 2 er tilknyttet med radiell eller hybrid nettløsning. Statnett venter generelt en mer utfordrende systemdrift som følge av den ventede økningen i uregulerbar kraftproduksjon kombinert med økende forbruk, som i stor grad forventes å være lite fleksibelt. Flere forhold påvirker systemdriften når andelen uregulerbar kraftproduksjon i kraftsystemet øker. Det blir økt behov for fleksibilitetsressurser til å balansere svingninger i uregulerbar kraftproduksjon, og for å håndtere avvik mellom forventet og faktisk produksjon. I tillegg gir det et økt behov for tiltak for å hindre stabilitetsutfordringer i kraftsystemet.

SØRLIGE NORDSJØ II FASE 2 FORSTERKER BEHOVET FOR NETTINVESTINGER MELLOM SØR- OG ØSTLANDET

Statnett har i sitt innspill til analysen vurdert behovet for interne nettforsterkninger i Norge, som følge av utbygging av SN II fase 2. Statnett vurderer at det kan bli behov for ny ledning mellom Sør- og Østlandet for å avlaste flyten her, i tillegg til noen spenningsoppgraderinger spesielt på Østlandet.

Statnett vurderer at det er mulig å håndtere en viss forbruksøkning på Sør- og Østlandet, i tillegg til tilknytning av fase 1, før større nettforsterkninger er på plass. Samtidig er det nettopp økt industriforbruk og utbygging av havvind som er de sentrale driverne for økte flaskehalser og behov for nye nettiltak i området fra Sørlandet til Østlandet. Behovet for å reinvestere gammelt 300 kV-nett er også en viktig faktor. Høyt forbruk på Østlandet om vinteren og lite produksjon i dette området, skaper høy flyt og flaskehals inn mot Østlandet allerede i dag. Statnett mener forbruksøkningen er den sterkeste driveren for behovet for nettiltak, men havvind i SN II fase 2 forsterker dette behovet.

Hvor vindkraftproduksjonen fra fase 2 tilknyttes kraftnettet på land har betydning for kraftflyten i nettet. Tilknytning av havvindproduksjon fra fase 2 kan trolig avlaste behovet for ny ledning mellom Sør- og Østlandet dersom den tilkobles direkte til Grenlandsområdet. Dette gjelder særlig dersom det er en hybrid nettløsning med importmuligheter. Statnett peker imidlertid på at en sjøkabel fra SN II til Grenland vil bli mye lengre og mer kostbar enn en tilknytning lengre sør. Statnett vil gjennomføre en konseptvalgutredning hvor de vurderer ulike konsepter for å avlaste forventede flaskehalser. Tilknytning av SN II fase 2 til Grenland vil inngå som et av flere mulige konsepter.

DEL I – Metode og sentrale forutsetninger

Geografisk plassering av Sørliche Nordsjø II



I Oppdrag

VI HAR VURDERT VIRKNINGER PÅ KRAFTSYSTEMET AV UTBYGGING AV VINDKRAFT I SØRLIGE NORDSJØ II FASE 2

Olje- og energidepartementet (OED) har gitt NVE i oppdrag å vurdere virkninger på det norske kraftsystemet av ulike nettløsninger for vindkraft til havs, med utgangspunkt i det åpnete området Sørliche Nordsjø II (SN II). Se vedlegg 5 for fullstendig oppdragstekst.

SN II ble åpnet for vindkraftproduksjon i 2020, og det er besluttet å bygge ut 3000 MW havvind i to faser: 1500 MW i fase 1 og 1500 MW i fase 2. Området er egnet for bunnfaste vindturbiner. OED planlegger utlysning av fase 1 i første kvartal 2023, med tildeling av areal i løpet av 2023. Det er bestemt at fase 1 skal knyttes til Sørvest-Norge (NO2) via en radial, og ikke ha tilknytning til utlandet. Dette ligger til grunn når vi analyserer virkningen av fase 2 med ulike nettløsninger.

Vi er i oppdraget bedt om å vurdere hvilke virkninger ulike nettløsninger har på:

- norske kraftpriser (nivå og variasjon) i relevant prisområde og resten av landet
- kraftflyten over mellomlandsforbindelsene og internt i Norge, og utviklingen i flaskehalsinntekter innenlands og mot utlandet – der det er relevant
- fordelingsvirkninger mellom ulike aktører (produsent- og konsumentoverskudd)
- forsyningssikkerheten i ulike typer situasjoner og værår, både når det gjelder energi og effekt, samt virkninger på magasindisponeringen
- systemdriften i NO2 og omkringliggende prisområder
- behov for interne nettforsterkninger i Norge

HVA MENER VI MED RADIELLE OG HYBRIDE NETTLØSNINGER?

Med nettløsning mener vi med hvilken type forbindelse et vindkraftverk til havs er tilknyttet kraftnettet på fastlandet. Radielle og hybride forbindelser er ulike former for nettløsning.

En radial vil i denne sammenhengen si at et vindkraftverk til havs er tilknyttet kun ett punkt på land og bare kan overføre kraftproduksjonen sin dit. Kraftflyten på en radial går bare fra vindkraftanlegget og til kraftnettet på fastlandet og ikke i motsatt retning.

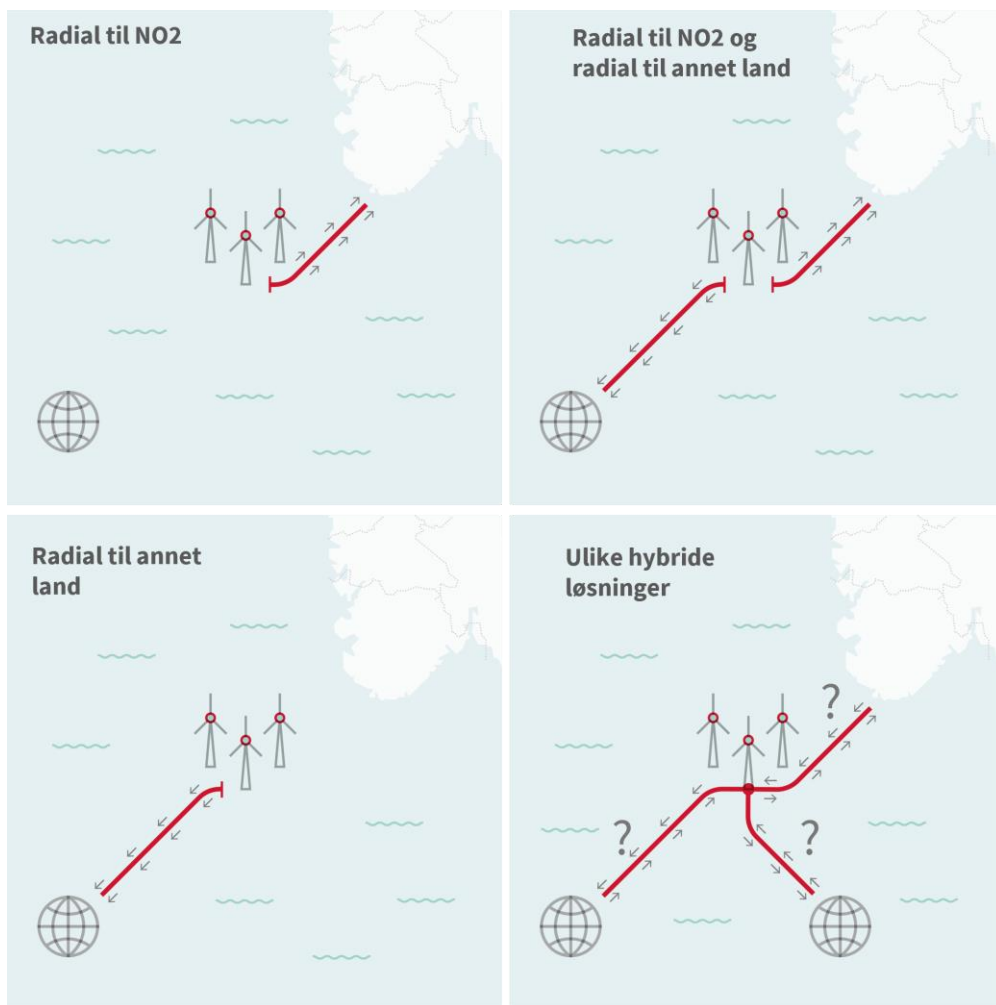
En hybrid nettløsning vil si at et vindkraftverk til havs er tilknyttet to eller flere land/punkter for overføring av kraftproduksjon og handel mellom landene på overføringsforbindelsene. Kraftflyten kan derfor også gå fra punktet på fastlandet, via vindkraftanlegget til havs, og til et tilknytningspunkt et annet sted, for eksempel i et annet land.

Fokuset i denne utredningen er å forstå virkningene på kraftsystemet av fase 2 av utbyggingen, og hvordan disse avhenger av valg av nettløsning. Figur 1 viser de fire grupperingene av nettløsninger for fase 2 som ble gitt i oppdraget fra departementet. I tråd med oppdraget har vi vurdert hybride nettløsninger som kan medføre netto import av kraft til Norge.¹ Hvorvidt en nettløsning gir netto import, vil kunne variere fra år til år og mellom

¹ Med dette menes netto import av kraft på forbindelsen fra SN II og til Norge. Ikke netto import av kraft til Norge totalt sett.

scenarioer. Det har vært viktig å studere løsninger som også kan gi netto eksport for å få en helhetlig forståelse av virkningene. Vi har analysert tilknytning til flere ulike land, med særlig vekt på Storbritannia og Tyskland. I Norge er det trolig budområdet NO2 i Sørvest-Norge som er mest aktuelt for tilknytning, på grunn av geografisk nærhet til SN II.

Videre har vi sammenlignet virkningene på kraftsystemet av ulike nettløsninger med virkningene av en ny ordinær mellomlandsforbindelse. Virkningene er vist for ulike modellår og for ulike værscenarier, både når det gjelder hydrologi og vind. I henhold til oppdraget har vi utført sensitivitetsanalyser som illustrerer ulike forløp for utviklingen av kraftbalansen i Norge og Norden, kraftsituasjonen i Europa og ulike nivåer på CO₂- og brenselpriser.



Figur 1. De fire grupperingene av nettløsningene vi har vurdert i utredningen.

Virkningene av SN II fase 2 er analysert i et statisk system. Utbyggingen av fase 2 vil i våre analyser for eksempel ikke utløse nytt forbruk eller investeringer i annen ny produksjon eller overføringskapasitet. Dette er heller ikke en analyse av virkningene ved å bygge ut havvind i norske farvann tilsvarende regjeringens ambisjon om tildeling av 30 GW innen 2040. Resultatene kan derfor ikke overføres direkte til å si noe konkret om konsekvensene av større mengder havvind. En egen analyse bør gjøres for virkningene av store mengder havvind inn i det norske kraftsystemet.

I arbeidet med utredningen har vi fått innspill fra Statnett, spesielt på problemstillinger rundt virkninger på systemdrift, forsyningssikkerhet, kostnader for ulike nettløsninger og behov for interne nettforsterkninger i Norge. Se egen delrapport for Statnetts besvarelse, vedlegg 6.

2 Metode og avgrensninger

2.1 Med scenarioer og sensitiviteter spenner vi ut et utfallsrom

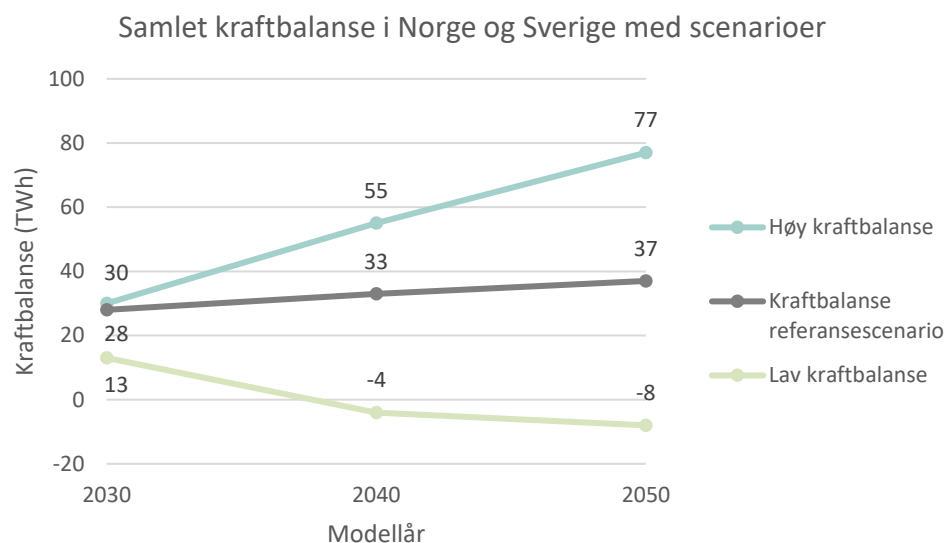
Ingen vet med sikkerhet hvordan kraftsystemet vil se ut på lang sikt. Politiske rammer kan endres, og det er stor usikkerhet rundt utviklingen av ulike teknologier. I tillegg kan det inntreffe uforutsette hendelser som gjør at den generelle samfunnsutviklingen, og utviklingen av energisystemet tar en helt annen retning enn det som i dag virker sannsynlig.

Ved hjelp av scenarioer spenner vi ut et *utfallsrom* for hvordan kraftsystemet i Norge og i landene rundt oss kan se ut mellom 2030 og 2050. Dette har vi gjort gjennom scenario- og sensitivitetsanalyser for utvalgte nettløsninger. Scenarioanalysen fanger opp betydningen av ulike utviklingsforløp for blant annet produksjon, forbruk og CO₂- og brenselpriser. Hensikten er først og fremst å illustrere viktige poenger og vise konsekvensene for kraftsystemet og SN II fase 2 hvis bestemte forhold inntreffer, for eksempel et svært høyt kraftoverskudd i Norden eller høyere priser for CO₂-kvoter og brenslers. Scenarioene er i varierende grad realistiske. I virkeligheten vil det være mekanismer som gjør at store ubalanser mellom kraftforbruk og -produksjon blir jevnet ut over tid.

I utredningen skal vi belyse hvordan valg av nettløsning for SN II fase 2 påvirker det norske kraftsystemet. For at scenarioene skal belyse de problemstillingene vi ser på i denne utredningen, er det viktig å se på variasjoner i de forutsetningene som faktisk påvirker resultatene. Særlig prisnivå og -variasjon har stor betydning, og scenarioene viser derfor varianter av utviklingsbaner for kraftsystemet i Norden og resten av Europa som påvirker dette.

I tillegg til et Referansescenario, som bygger på forutsetningene fra NVEs Langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2021 (LA21),² har vi utarbeidet alternative kraftbalanser for Norge og Sverige og utviklingsbaner for CO₂- og brenselpriser. Disse er oppsummert henholdsvis i Figur 2 og i Tabell 1. Vi har også fått utarbeidet alternative scenarioer for det europeiske kraftsystemet. Scenarioene er nærmere beskrevet i vedlegg 2.

² NVE (2021). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040*.
https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf



Figur 2 Samlet kraftbalanse i Norge og Sverige i 2030, 2040, og 2050. Alle scenarier for kraftbalanse. Gjennomsnitt av 30 værscenarier. TWh

Tabell 1 Prisbaner for CO₂, gass og kull.

	LAV BANE			REFERANSE-BANE			HØY BANE			EKSTRA HØY BANE		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
CO ₂ (EUR/t)	44	47	52	58	67	80	73	87	108	116	182	223
Gass (EUR/MWh)	14	17	16	19	24	25	24	31	34	130	130	130
Kull (EUR/MWh)	7	6	5	9	9	8	11	11	11	32	32	32

Sentrale spørsmål i utarbeidelsen av scenarioene har vært hvor høyt forbruket vil være, og hvilke typer kraftforbruk og -produksjon som vil være viktig i Norge og andre land i Europa i årene fremover. Tabell 2 under gir en kort oversikt over de ulike scenarioene og sensitivitene. I vedlegg 2 er det en detaljert gjennomgang av forutsetningene for disse.

Utviklingen vi antar i Referansescenarioet for 2030 og 2040 danner utgangspunktet for utviklingen videre mot 2050 i datasettene våre. På så lang sikt er det selvsagt svært usikkert hvordan utviklingen av kraftsystemet vil se ut, og mye vil skje innen politikk, teknologiutvikling og andre samfunnsforhold som det i dag ikke er mulig å forutse. Derfor har vi lagt hovedvekten i våre vurderinger på det som skjer i 2030 og 2040, og i mindre grad sett på utviklingen i 2050.

Tabell 2 Oppsummering av scenarioer og sensitiviteter i analysen.

SCENARIO/SENSITIVITET	BESKRIVELSE
Referansescenario	I hovedsak basert på forutsetningene fra LA 21, men med noen oppdateringer og feilrettinger. Scenarioet har positiv kraftbalanse i Norden i hele tidsperioden.
Lav kraftbalanse	Lav kraftbalanse i Norge og Sverige illustrerer en situasjon der forbruket vokser raskere enn det bygges ut ny produksjon. Forbruket øker betraktelig i både Norge og Sverige, drevet av utslippskutt.
Høy kraftbalanse	Høy kraftbalanse i Norge og Sverige illustrerer en situasjon der det bygges ut mye ny kraft, mens forbruket ikke vokser like fort som ny produksjon. Vi antar en stor utbygging av havvind langs den norske og svenske kysten.
Grønt scenario ³	Grønt scenario viser en utvikling med en stor satsing på fornybar kraftproduksjon i Europa. Som følge av utfasing av fossil kraftproduksjon og CO ₂ -fangst vil europeisk kraftsektor være netto utslippsfri i 2050. Et slikt scenario vil trolig kreve omfattende subsidiering av produksjonsutbyggingen.
Blått scenario ⁴	Blått scenario viser hvordan produksjonsmiksen i Europa kan se ut dersom utbyggingen av fornybar kapasitet blir mer begrenset enn i Grønt scenario, og økt forbruk må dekkes av alternative teknologier. Europa nærmer seg nullutslipp i kraftsektoren mot 2050, men vil ikke oppnå karbonnøytralitet. Blått scenario har fortsatt en del gasskraftverk i drift i 2050, men mange får CO ₂ -fangst eller blir konvertert til hydrogenkraftverk. Flere land investerer i ny kjernekraft og forlenger levetiden på eksisterende kraftverk.
Lav prisbane Høy prisbane Ekstra høy prisbane	Tre alternative prisbaner for CO ₂ - og brenselpriser: en lav, en høy og en ekstra høy prisbane. Den lave og den høye banen er utarbeidet ved å henholdsvis redusere og øke nivået på referansebanen med bestemte faktorer i hvert av modellårene. Den ekstra høye prisbanen gjenspeiler i større grad det høye prisnivået som har vært i 2022.

³ Utviklet av Thema Consulting for dette oppdraget.

⁴ Utviklet av Thema Consulting for dette oppdraget.

1400 MW ER DIMENSJONERENDE FEIL I NORDEN

SN II er åpnet for totalt 3000 MW utbygd vindkraft, det vil si 1500 MW i hver av de to utbyggingsfasene. I analysen legger vi imidlertid til grunn at fase 1 og fase 2 vil være på 1400 MW hver, med en maksimal overføringskapasitet til land på 1400 MW per forbindelse. Dette gjør vi fordi dimensjonerende feil i det nordiske synkronsystemet i dag er 1400 MW.

Denne grensen betyr at ingen enkeltfeil i kraftsystemet skal medføre et bortfall av effekt som overstiger dette. For tilknytning av havvind begrenser dette hvor mye effekt som kan overføres på hver enkelt forbindelse til land. Ifølge Statnett er det mulig å øke grensen for dimensjonerende feil, men dette vil kreve nordisk enighet og ha betydelige økonomiske og systemmessige konsekvenser for alle de nordiske landene. Valget om å bruke 1400 MW påvirker ikke konklusjonene våre sammenliknet med om vi hadde brukt 1500 MW.

2.2 Vi analyserer virkningene av Sørliche Nordsjø II fase 2 med ulike nettløsninger

Vi anser det som rimelig å anta at fase 1 bygges før fase 2 av SN II. Fase 1, med radiell tilknytning til NO2, er derfor inkludert i alle scenarioene våre fra og med modellåret 2030. Ettersom utredningen skal belyse hvordan utbyggingen av fase 2 vil påvirke det norske kraftsystemet ved ulike nettløsninger, har vi valgt en metode der fase 2 som utgangspunkt ikke inngår i scenarioene.

Når vi utfører analysene legger vi derfor inn fase 2 fra modellåret 2030, med ulike nettløsninger. Dette er vist i Figur 3. På denne måten kan vi analysere og sammenligne konsekvensene av ulike nettløsninger for denne produksjonen, det vil si både radielle eller hybride tilknytninger til Norge og eventuelt til ett eller flere andre land.



Figur 3 I analysene ser vi på konsekvensene på kraftsystemet når vi legger inn 1400 MW havvind i Sørliche Nordsjø II fase 2 fra 2030 med ulike løsninger for tilknytning til Norge og eventuelle andre land.

For ulike nettløsninger har vi sett på 700 MW og 1400 MW i overføringskapasiteter for kabelen inn til land. Dette omtales som «Liten» eller «Stor» versjon av nettløsningen. Eksempelvis vil en *Liten hybrid* være en hybrid løsning med 700 MW i overføringskapasitet til

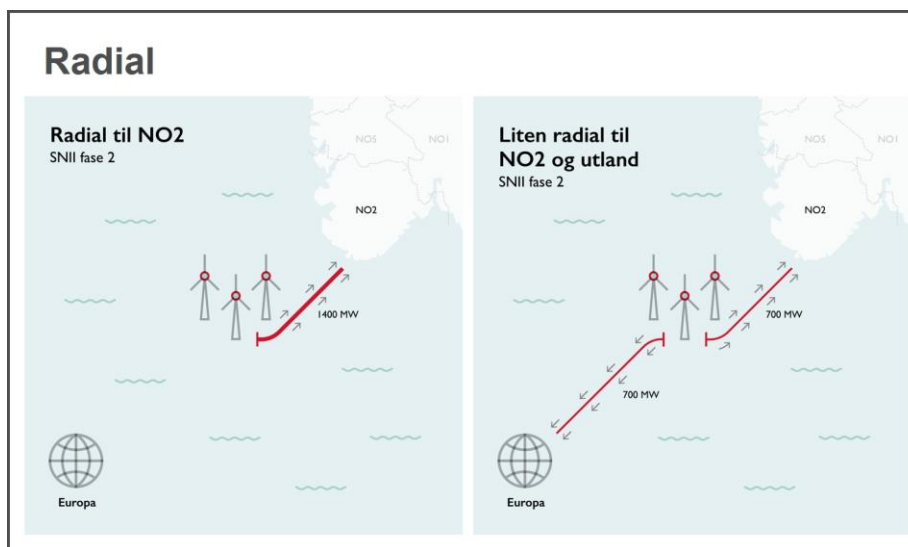
land. Vi har valgt et vindkraftverk til havs på 1 400 MW for å unngå problematikk med dimensjonerende feil og avkortning av produksjon.

Vi har totalt sett på åtte varianter av hybride nettløsninger til ulike land og med 700 MW eller 1 400 MW overføringskapasitet. Detaljer om disse er beskrevet i vedlegg 4. Vi har analysert både *symmetriske* hybride nettløsninger med lik kabelkapasitet til alle land og *asymmetriske* hybride nettløsninger med ulik kabelkapasitet til hvert land.

VI HAR VURDERT ET STORT ANTALL NETTLØSNINGER

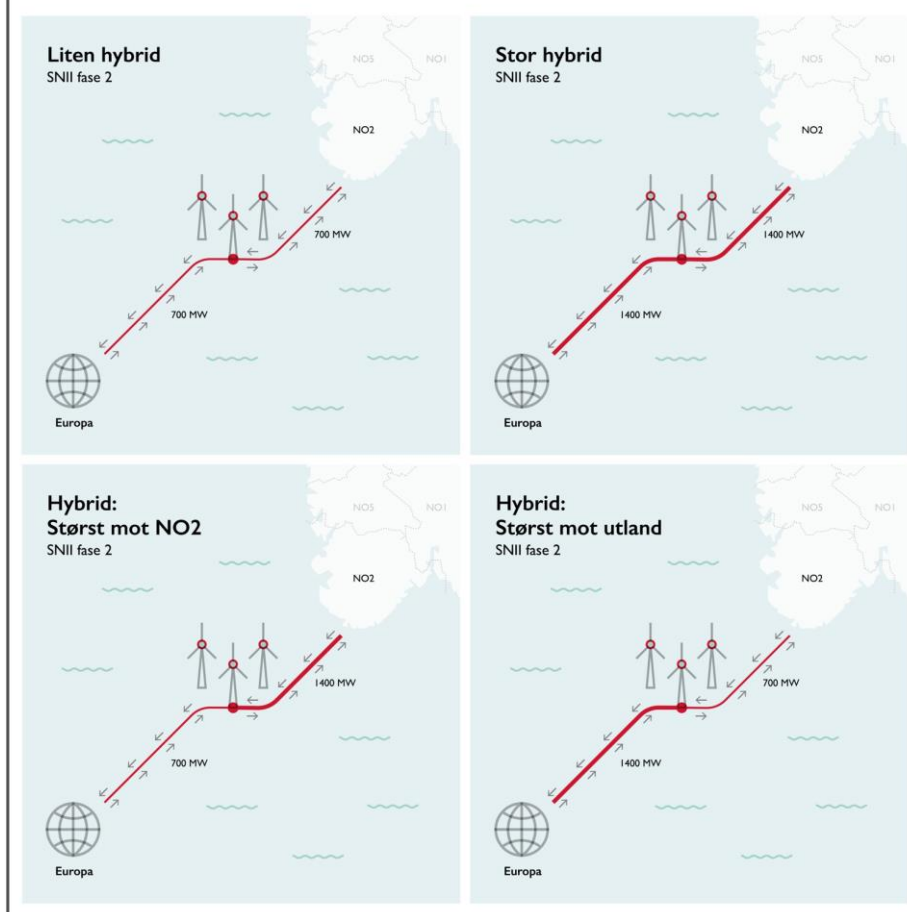
Figurene under viser de nettløsningene for SN II fase 2 vi har studert mest detaljert. Samtlige nettløsninger er analysert med Referansescenarioet i TheMA-modellen. Med TheMA har vi også gjort scenario- og sensitivitetsanalyser for *Radial til NO2*, *Liten radial til NO2 og utland* og de symmetriske og asymmetriske hybride nettløsningene med tilknytning til to land. I tillegg er *Radial til NO2* og *Stor hybrid* også analysert i Samnett-modellen. TheMA- og Samnett-modellen er nærmere beskrevet i kapittel 2.4 og i vedlegg 2.

Vi har også analysert virkningene av en ordinær mellomlandsforbindelse uten utbygging av SN II fase 2, for å sammenligne med virkningene av hybride nettløsninger. En oversikt over alle nettløsninger vi har sett på, og en nærmere begrunnelse for de ulike nettløsningene er gitt i vedlegg 4.



Figur 4 Nettløsninger med radial. I alle nettløsninger er også SN II fase 1 inkludert (1 400 MW radial til NO2).

Hybrid



Figur 5 Hybride nettløsninger. I alle nettløsningene er også SN II fase I inkludert (1400 MW radial til NO2).



Figur 6 Analysen omfatter også en ordinær mellomlandsforbindelse, uten utbygging av SNII fase 2. Dette gir et sammenligningsgrunnlag for hybride nettløsninger. I alle nettløsningene er også SN II fase I inkludert (1400 MW radial til NO2).

En nettløsning med radial til både NO2 og til utlandet (radial til to land) har flere regulatoriske og juridiske utfordringer som kan påvirke eller begrense realiseringen. Det er dermed usikkert hvordan en slik nettløsning bør modelleres og analyseres. Vi har derfor ikke sett like grundig på denne løsningen. Også for hybride nettløsninger, spesielt til flere land, kan det være regulatoriske utfordringer vi ikke kjenner til enda. Vi har heller ikke vurdert en

nettløsning med radial kun til et annet land enn Norge, ettersom dette bare vil gi indirekte virkninger på det norske kraftsystemet.

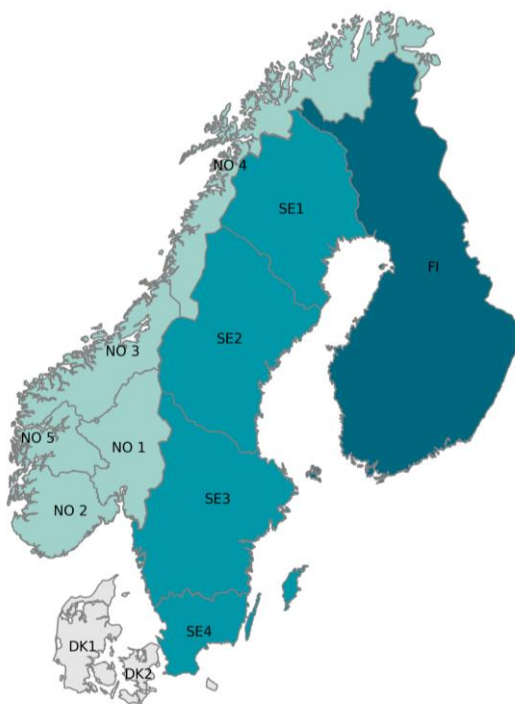
I de mest detaljerte analysene har vi kun sett på et fåtall nettløsninger, ettersom analysene er svært tid- og ressurskrevende å gjennomføre. Nettløsningene vi har sett på i disse analysene er 1400 MW radial til NO2 og en hybrid nettløsning med 1400 MW til både NO2 og Tyskland. Dette sammenliknes med en situasjon uten utbygging av fase 2.

2.3 Valg av tilknytningsland i analysen

I analysen legger vi mest vekt på områdene og landene rundt Nordsjøbassenget (Norge, Storbritannia, Tyskland, Nederland, Danmark og Belgia). Det er ikke en del av vårt oppdrag å anbefale tilknytningspunkter for fase 2, hverken i Norge eller i eventuelle andre land. Av modelltekniske hensyn har vi likevel måttet velge tilknytningsområder både i Norge og i utlandet for å analysere nettløsningene.

Vi har valgt å se grundigst på Tyskland og Storbritannia som aktuelle tilknytningsland for hybride nettløsninger, siden dette er store og viktige energisystemer i Europa, som også har vesentlige forskjeller. Tyskland er sentralt plassert i Europa og knyttet tett til landene rundt, skal fase ut kjernekraft og satser stort på solkraft og landbasert vindkraft. Tyskland har også ambisjoner for havvindutbygging, men ikke like omfattende som Storbritannia. Storbritannia er ikke like sterkt knyttet til kontinentet som Tyskland. Storbritannia satser stort på vindkraft til havs, men også kjernekraft. Forskjellene i resultater mellom de ulike tilknytningslandene er små. De viktigste hovedfunnene i analysen gjelder uavhengig av hvilket land en hybrid nettløsning er tilknyttet. Derfor er resultatene hovedsakelig illustrert med tilknytning til kun ett land i figurer i rapporten. I Samnett-modellen har vi av ressurs hensyn kun studert tilknytning til Tyskland, og Tyskland er derfor ofte brukt som eksempel i rapporten.

I Norge har vi lagt særlig vekt på budområdet NO2. Dette er vist i Figur 7. Dette er det området i det sørlige Norge som ligger nærmest SN II, og som derfor er særlig aktuelt for tilknytning i Norge.



Figur 7 Kart over budområdene i Norden.

2.4 Vi bruker kraftmarkedsmodeller til å analysere virkninger

I analysen bruker vi to modeller som optimaliserer systemdrift: TheMA og Samnett. Begge modellene søker å maksimere det samfunnsøkonomiske overskuddet i de modellerte årene, gitt våre forutsetninger om forbruksutvikling, produksjonskapasiteter, overføringskapasiteter, kostnader og lignende. Modellene gjør ikke egne investeringer i ulike teknologier. I begge modeller simulerer vi hvert modellår gitt 30 værscenarier tilsvarende været i perioden 1981-2010. Vindkraft, solkraft, tilsig og forbruk varierer mellom værscenariene.

I både TheMA og Samnett analyserer vi førsteordenseffekter. Det vil si at vi analyserer virkningen av SN II fase 2 i et statisk system, der utbyggingen av fase 2 i seg selv ikke utløser tilsvarende forbruksøkning eller andre investeringer. Når vi legger til produksjon fra SN II fase 2 i det norske kraftsystemet vil ikke modellen automatisk svare med å legge til for eksempel nytt industriforbruk, øke kraftforbruket i transport, eller liknende.⁵ For ytterligere beskrivelse av modellene vi bruker se kapittel 1 i vedlegg 2.

⁵ Forbruket vil kunne justeres noe som følge av elastisiteter som ligger i modellen. Blant annet er forbruket til hydrogenproduksjon et prissensitivt forbruk som kan øke som følge av mer produksjon.

2.5 Det blåser ofte samtidig i store deler av Nordsjøen

I Norge og Europa bygges det nå mye variabel fornybar kraftproduksjon fra sol og vind, både til havs og på land. De ni medlemslandene i *The North Seas Energy Cooperation* har satt som mål å nå 260 GW installert vindkraftkapasitet til havs i Nordsjøbassenget innen 2050.⁶

Mer variabel fornybar kraftproduksjon gjør at kraftsystemet blir mer væravhengig, siden en større andel av produksjonen blir avhengig av at vinden blåser eller at solen skinner.

NVE har tidligere undersøkt korrelasjon mellom vindkraftproduksjon i Nord-Europa, og korrelasjon mellom vindkraftproduksjon og andre teknologier. Dette er presentert i rapporten *Det svinger mer med fornybar strøm*.⁷

Norge er et langstrakt land med stor variasjon i vær mellom regionene. Dette fører blant annet til at det gjerne blåser på forskjellige tidspunkter i Sør- og Nord-Norge. Vindkraftproduksjon i Sør-Norge sammenfaller mer med vindkraft i andre regioner rundt Nordsjøen enn i Nord-Norge. Samtidig er samvariasjonen mellom vind i Sørvest-Norge og Tyskland, Nederland og Storbritannia svakere enn samvariasjon mellom vind i Sørvest-Norge og Danmark og Sør-Sverige.

Kraftproduksjon fra havvind i Nordsjøen ventes å ha høyere kapasitetsfaktor enn vindkraft på land, og vil bidra med vinterproduksjon. I våre modeller har vindkraftverket i SN II en kapasitetsfaktor på over 55 prosent, som tilsvarer en brukstid på nesten 4900 timer. Til sammenlikning har store landbaserte vindkraftverk i Sørvest-Norge opp mot 40 prosent i kapasitetsfaktor.⁸ Produksjonen fra vindkraftverket til havs varierer fortløpende, og man vil ha både timer med full og ingen produksjon. Kraftproduksjonen fra havvind vil også variere mellom år, avhengig av vindforholdene. I våre modeller er produksjonen fra et vindkraftverk til havs med kapasitet på 1400 MW i SN II lik 6 TWh i året ved lavest produksjon, og 7,4 TWh i året ved høyest produksjon.

Ettersom det ofte blåser samtidig i store deler av Nordsjøen, vil det ved stor utbygging av vindkraft til havs i Nordsjøen bli mye kraftproduksjon i området samtidig. Det betyr at vindkraftproduksjon fra SNII trolig vil korrelere med vindkraft i andre områder av Nordsjøen, noe som også betyr at mye vindkraftproduksjon vil falle bort samtidig som SNII når det ikke blåser.

⁶ 220912_NSEC_Joint_Statement_Dublin_Ministerial.pdf (europa.eu)

⁷ NVE Rapport

⁸ Tonstad vindkraftverk (37%), Bjerkreim vindkraftverk (41%), Tellenes vindkraftverk (39%)

DEL II – Resultater



Foto: Anders Bakken Hekland

3 Kraftflyt

I våre kraftmarkedsmodeller vil kraften som overføres på en forbindelse flyte fra området med lavest pris til området med høyest pris. Slik er det også for hybridforbindelser tilknyttet havvindproduksjon. Imidlertid vil kraftproduksjon fra havvind i store deler av tiden oppta mye av kapasiteten på forbindelsen. Dette reduserer kapasiteten som er ledig for mellomlandshandel.

En radiell nettløsning fra Sørliche Nordsjø II (SN II) fase 2 til NO2 vil i et kraftmarkedsperspektiv litt forenklet sagt tilsvare å øke produksjonskapasiteten fra vindkraft i NO2, ettersom all kraften vil flyte til NO2. Også med en hybridforbindelse øker kraftproduksjonen, men i tillegg øker overføringskapasiteten mot utlandet. Det er overføringskapasiteten på hybridforbindelsen og utviklingen av kraftsystemet i Norge og i landene rundt oss som avgjør om nettoflyten fra SN II til NO2 på en hybrid nettløsning blir positiv eller negativ.

I dette kapittelet ser vi nærmere på hvordan kraftflyten til og fra Norge blir med ulike nettløsninger, både via SN II fase 2 og på andre mellomlandsforbindelser. Vindkraftverket i SN II fase 2 anser vi som norsk, og derfor gir utbyggingen økt kraftoverskudd⁹ i Norge. Med en hybridløsning er det imidlertid ikke gitt at all kraftproduksjonen flyter til Norge.

HVA MENER VI MED NETTOFLYT?

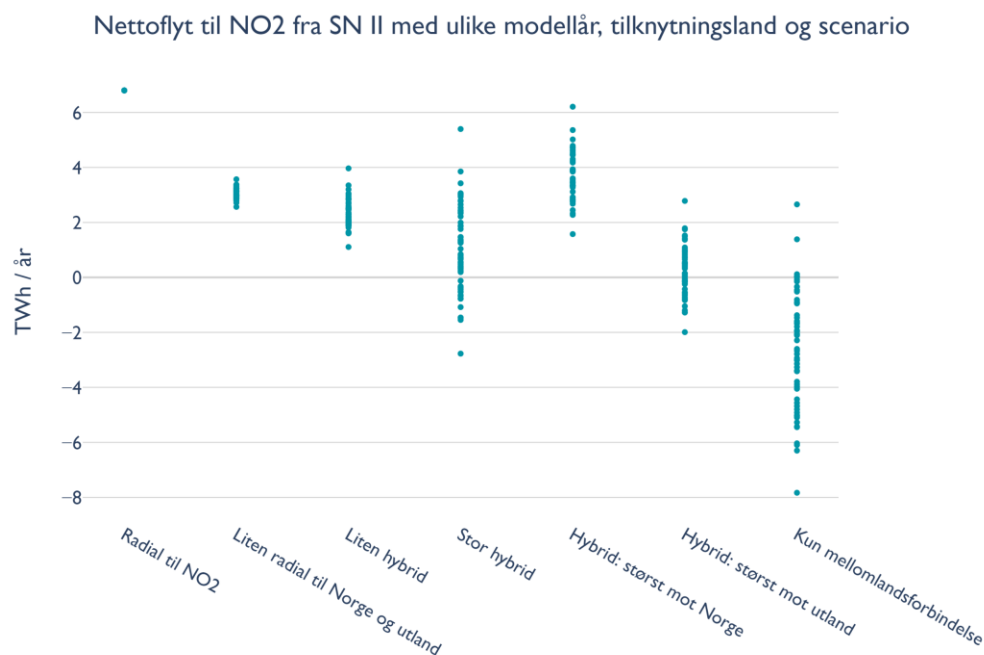
Med *nettoflyt* mener vi her summen av kraft som går til NO2 fra SN II og kraft som går fra NO2 til SN II. Positiv nettoflyt betyr at det kommer mer kraft til NO2 via SN II enn det som sendes i motsatt retning. Negativ nettoflyt betyr det motsatte.

Flyt til NO2 via SN II kan både være produksjon fra vindkraftverket til havs og import fra utlandet via SN II. Flyt fra NO2 til SN II vil være eksport fra Norge.

3.1 De ulike nettløsningene gir i hovedsak positiv nettoflyt til Norge fra Sørliche Nordsjø II

Nettløsningene vi har analysert gir positiv nettoflyt til NO2 fra SN II fase 2 i de fleste tilfeller. Figur 8 viser nettoflyt til NO2 fra SN II fase 2 med ulike nettløsninger. Hver prikk representerer nettoflyt i ett modellår, med ett tilknytningsland og i ett scenario. Positiv verdi langs y-aksen betyr at det er positiv nettoflyt til NO2 fra SN II fase 2. Negativ verdi betyr negativ nettoflyt, altså flyter det mer kraft mot utlandet på forbindelsen til SN II enn det kommer kraft inn til NO2 via SN II.

⁹ Et kraftoverskudd innebærer at den tilgjengelige produksjonen overstiger kraftforbruket i et område. Dersom et område har kraftoverskudd betyr det at det er netto eksport av kraft fra området.



Figur 8 Nettoflyt til NO2 fra SN II med utvalgte nettløsninger med ulike modellår, scenarioer og tilknytningsland.

Radialløsningene og hybridene med 700 MW kapasitet mot utlandet gir positiv nettoflyt til NO2 fra SN II i alle modellårene, tilknytningslandene og scenarioene vi har sett på. Med Radial til NO2 vil hele havvindproduksjonen alltid gå til Norge. Med radial både til Norge og til et annet land er det ikke mulig med handel, og siden kapasiteten i hver retning er begrenset til 700 MW vil det alltid bli positiv nettoflyt til Norge slik vi har modellert denne løsningen.

De hybride nettløsningene med 700 MW kapasitet mot utlandet (*Liten hybrid* og *Hybrid: størst mot Norge*) gir også positiv nettoflyt til NO2 fra SN II. Siden overføringskapasiteten mot utlandet er mindre enn produksjonskapasiteten i vindkraftverket, vil mye av kraftproduksjonen flyte mot Norge.

De hybride nettløsningene med 1400 MW kapasitet mot utlandet (*Stor hybrid* og *Hybrid: størst mot utland*) gir positiv nettoflyt til NO2 fra SN II i de fleste tilfellene vi har sett på, men kan også gi negativ nettoflyt. Eksempelvis kan vi få negativ nettoflyt i scenarioet med høy kraftbalanse, siden kraftprisene i Norge reduseres mer enn i de andre landene rundt Nordsjøbassenget. I et scenario med lav kraftbalanse i Norge blir effekten motsatt, som oftere vil resultere i positiv nettoflyt på hybridforbindelsen.

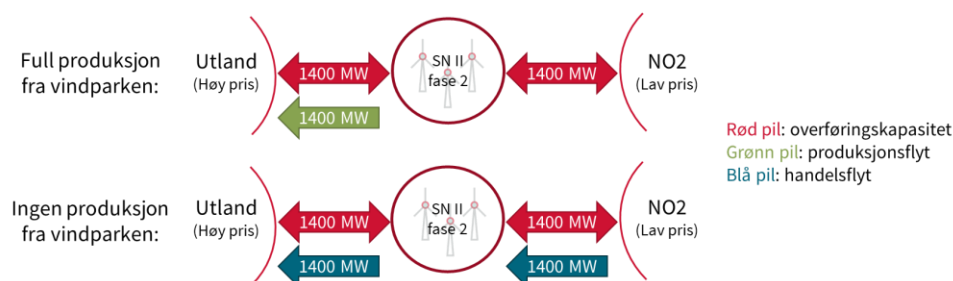
Med nettløsningen *Kun mellomlandsforbindelse* antar vi at fase 2 ikke er bygget ut, og hele overføringskapasiteten er derfor tilgjengelig for handel mellom Norge og utlandet. Siden prisene stort sett er høyere i utlandet enn i Norge, vil vi i flere av scenarioene i hovedsak få nettoflyt fra Norge til utlandet på en ny, ordinær mellomlandsforbindelse.

Selv om en nettløsning gir positiv nettoflyt til Norge betyr ikke det nødvendigvis at kraften forbrukes i Norge. Dersom Norge har et kraftoverskudd er produksjonen i Norge høyere enn forbruket, og da vil positiv nettoflyt fra SN II fase 2 øke overskuddet ytterligere. Som følger av økt kraftoverskudd reduseres kraftprisene i Norge, og man får økt eksport på andre mellomlandsforbindelser.

HVORDAN ER KRAFTFLYTEN PÅ EN HYBRID NETTLØSNING?

Med en radial til Norge vil all produksjon i vindkraftverket til havs flyte til Norge. Med hybride nettløsninger blir kraftflyten litt mer komplisert. I våre kraftmarkedsmodeller vil både produksjonen fra vindkraftverket til havs og eventuell handel mellom landene til enhver tid gå mot landet med høyest pris. En hybrid nettløsning skiller seg fra en vanlig mellomlandsforbindelse, ved at et vindkraftverk er koblet til nettforbindelsen mellom de to landene som er knyttet sammen.

Når et vindkraftverk først er bygget ut er kostnaden ved å produsere én enhet kraft, også kjent som marginalkostnaden, lav. Marginalkostnaden til vindkraftverket til havs vil i de fleste tilfeller være lavere enn kraftprisen i landene vindkraftverket er knyttet til. Dette gjør at produksjonen til vindkraftverket som bys inn i markedet i mesteparten av tiden aksepteres før eventuell mellomlandshandel. Eventuell overføringskapasitet tilgjengelig for mellomlandshandel vil derfor avhenge av hvor mye produksjon det til enhver tid er fra vindkraftverket til havs.



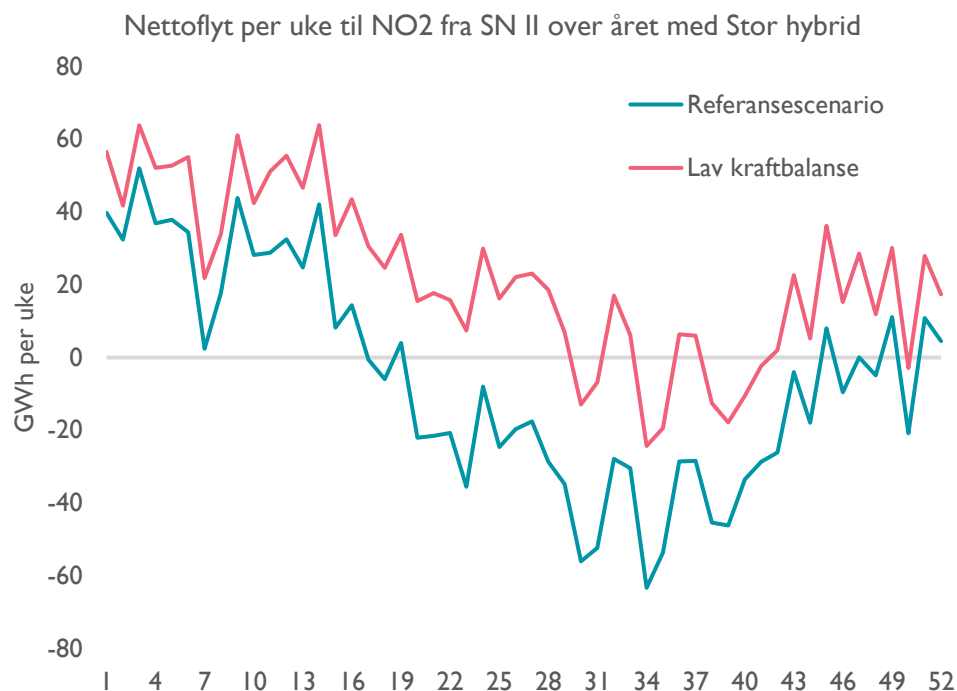
Eksempelen over viser et vindkraftverk med 1400 MW produksjonskapasitet knyttet til en hybrid nettløsning med 1400 MW overføringskapasitet til Norge og utlandet. Når det er full kraftproduksjon fra vindkraftverket til havs, er det ingen overføringskapasitet tilgjengelig for mellomlandshandel. I motsatt tilfelle, når det ikke er noe produksjon fra vindkraftverket, vil hele overføringskapasiteten være tilgjengelig for handel. Når det ikke er produksjon fra vindkraftverket, vil den hybride nettløsningen fungere som en ren mellomlandsforbindelse. Dersom produksjonen ligger et sted mellom full og ingen, vil mellomlandshandel utgjøre differansen mellom overføringskapasitet og produksjonsflyt, så lenge det er forskjellig pris i de to tilknyttede landene.

3.2 Med hybride nettløsninger flyter kraften vanligvis mot utlandet om sommeren

Kraften vil som regel flyte mot utlandet om sommeren med hybride nettløsninger, når forbruket er lavt, og det er mye produksjon fra uregulerbar vannkraft i Norge. Da er kraftprisene i Norge som regel lavere enn i utlandet en stor andel av tiden. På vinterstid vil kraften trolig i hovedsak flyte mot NO2 fra SN II med hybride nettløsninger, ettersom forbruket i Norge som regel er høyt og norske kraftpriser dermed oftere kan være høyere enn i utlandet. Figur 9 viser ukentlig nettoflyt fra SN II til NO2 for to scenarioer med nettløsningen *Stor hybrid* tilknyttet Tyskland.¹⁰ Positive verdier betyr at det er mer kraft som

¹⁰ I positiv nettoflyt inngår både produksjon fra vindkraftverket i SN II fase 2 og eventuell import fra Tyskland via SN II. I negativ nettoflyt inngår eksport fra NO2 til Tyskland via SN II.

flyter til NO2 via SN II enn det er kraft som flyter fra NO2 til utlandet via SN II. Negative verdier betyr at kraft flyter fra NO2 og mot utlandet via SN II.¹¹



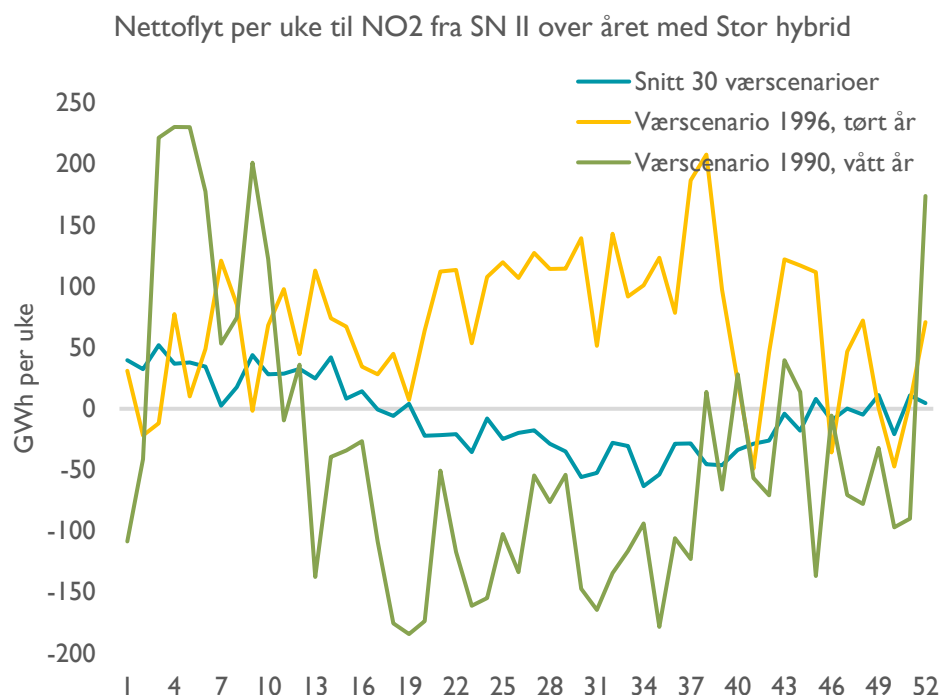
Figur 9 Nettoflyt til NO2 fra SN II per uke med Stor hybrid tilknyttet Tyskland i to scenarier. Modellår 2030. Snitt over 30 værscenarier. Tall i GWh per uke.

Den blå linjen i Figur 9 viser ukentlig nettoflyt fra SN II til NO2 i Referansescenariet. I Referansescenariet er det betydelig kraftoverskudd i Norge, og prisene blir jevnt over lavere enn i landene rundt oss, blant annet Tyskland. Det er positiv nettoflyt til NO2 fra SN II i det meste av vinterhalvåret, og negativ nettoflyt om sommeren. Den røde linjen viser scenariet Lav kraftbalanse. I dette scenariet er det norske kraftoverskuddet lavere i 2030 sammenlignet med Referansescenariet. Da blir prisene i Norge høyere. I dette scenariet får vi positiv nettoflyt til NO2 på hybridforbindelsen mesteparten av året, også om sommeren. Produksjonen fra havvind er som regel størst om vinteren, og begrenser derfor kapasiteten tilgjengelig for handel mellom Norge og utlandet særlig i denne perioden. Om sommeren er produksjonen vanligvis mindre, og det er større kapasitet ledig for handel. Økt handelskapasitet om sommeren vil som regel bety økt eksport fra Norge.

3.3 Variasjoner i været påvirker nettoflyten på en hybridforbindelse

Kraftbalansen i Norge har mye å si for nettoflyten på en hybridforbindelse mellom NO2 og SN II, og kraftbalansen kan variere mye fra år til år, som følge av variasjoner i været. Figur 10 viser ukentlig nettoflyt fra SN II til NO2 med nettløsningen *Stor hybrid* tilknyttet Tyskland i Referansescenariet med ulike værscenarier. Positive verdier betyr at det flyter mer kraft mot NO2 fra SN II enn motsatt vei i den aktuelle uken, mens negative verdier betyr at det er eksport fra NO2 mot utlandet via SN II.

¹¹ Her er det kun flyt på hybridforbindelsen til Sørlege Nordsjø II fase 2, ikke flyt fra SN II fase I eller andre mellomlandsforbindelser.



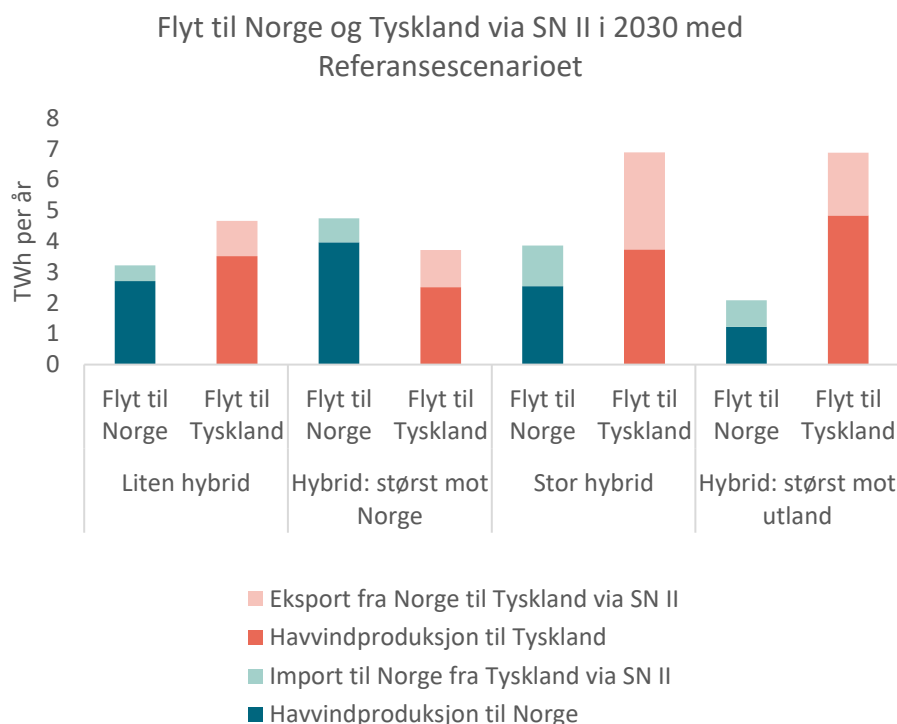
Figur 10 Nettoflyt til NO2 fra SN II per uke med Stor hybrid tilknyttet Tyskland, i Referansescenarioet med ulike værscenarier. Modellår 2030. Tall i GWh per uke.

Den oransje linjen viser ukentlig nettoflyt til NO2 fra SN II på hybridforbindelsen med et værscenarier tilsvarende året 1996. I dette værscenarieret er det tørt, noe som gir en lav kraftbalanse i Norge. Lite kraftproduksjon fra vannkraft gir høye priser i Norge og behov for kraft fra utlandet. Mesteparten av produksjonen i SN II vil flyte mot Norge, og det importeres kraft fra Tyskland.

Den grønne linjen viser ukentlig nettoflyt til NO2 fra SN II på hybridforbindelsen med værscenarier 1990. I dette værscenarieret er det vått, og kraftbalansen i Norge blir høy. Det høye kraftoverskuddet gir eksport fra Norge i de fleste ukene over året, og mye av produksjonen i SN II flyter mot utlandet.

3.4 Med en hybrid nettløsning går mye kraftproduksjon fra Sørlege Nordsjø II fase 2 til utlandet

Nettoflyt til NO2 fra SN II fase 2 viser om havvindproduksjonen og importen som kommer via SN II til Norge overstiger eksporten av kraft som går i motsatt retning. Derimot viser det ikke hvor mye av selve kraftproduksjonen fra vindkraftverket til havs som går til henholdsvis Norge og utlandet på en hybrid forbindelse. Figur 11 viser flyt til Norge og Tyskland fra SN II fase 2 i 2030 med ulike hybride forbindelser i Referansescenarioet. Mesteparten av produksjonen i fase 2 flyter mot Tyskland, siden kraftprisen der jevnt over er høyere enn i Norge i dette scenarioet. Unntaket er *Hybrid: størst mot Norge*, der det er begrenset kapasitet mot Tyskland og full kapasitet mot Norge. I andre scenarioer og modellår vil dette bildet kunne se annerledes ut avhengig av utviklingen i kraftsystemet i Norge og Europa, som påvirker prisforskjellen mellom Norge og utlandet.



Figur 11 Kraftflyt til Norge og Tyskland fra SN II med ulike hybride nettløsninger i 2030 med Referansescenarioet. Snitt over 30 værscenarier.

3.5 Sørliche Nordsjø II fase 2 påvirker kraftflyten mellom Norge og utlandet på eksisterende forbindelser

I Referansescenarioet har Norge i utgangspunktet et kraftoverskudd på omtrent 10 TWh i 2030.¹² I dette scenarioet er prisene i landene rundt oss høyere enn i Norge en stor del av tiden. Dette gir nettoeksport til de fleste land vi er tilknyttet. Unntaket er Sverige, som det blir nettoimport fra.¹³ Handelen mellom ulike land, før bygging av SN II fase 2, er illustrert i Figur 12.¹⁴

¹² I dette kraftoverskuddet inngår Sørliche Nordsjø II fase I (6,6 TWh) som er bygget med radial til NO2.

¹³ Norge har flere nettf forbindelser til Sverige, og pila i figuren representerer summen av alle disse.

¹⁴ Norge har også nettf forbindelse til Finland og er knyttet til ett vannkraftverk i Russland.



Figur 12 Kraftflyt mellom Norge og utvalgte land i 2030 i Referansescenarioet, uten utbygging av Sørige Nordsjø II fase 2. Snitt over 30 værscenarier.

Om fase 2 bygges med en radial til NO2 vil det i et kraftmarkedsperspektiv forenklet tilsvare å øke årlig kraftoverskudd i NO2 med omtrent 6,6 TWh. Dersom forutsetninger om utbygging av forbruk og annen produksjon holdes likt, vil den økte produksjonen redusere kraftprisen i Norge. Dette vil føre til flere timer der prisene i Norge er lavere enn i utlandet og dermed gi økt eksport til, og redusert import fra, utlandet. Dette er illustrert i Figur 13. I tillegg til å påvirke flyten mot utlandet, vil utbygging av en radial redusere flyten fra nord til sør internt i Norge. Mer produksjon i sør reduserer behovet for kraft fra nord i Norge.

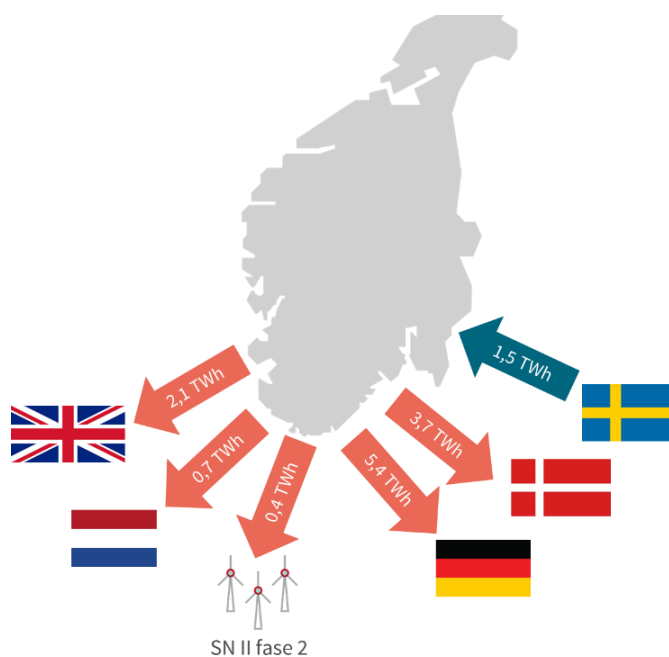


Figur 13 Kraftflyt mellom Norge og utvalgte land i 2030 i Referansescenarioet, med Sørige Nordsjø II fase 2 bygget som radial til NO2. Snitt over 30 værscenarier.

Om fase 2 bygges som en hybrid skjer det to endringer:

- produksjonskapasiteten fra vindkraft i Norge øker
- overføringskapasiteten mot utlandet øker

Hvorvidt den samlede virkningen av disse endringene gir økt nettoimport eller nettoeksport for Norge, vil avhenge av overføringskapasiteten på forbindelsen og utviklingen i Norge og landene rundt oss. Figur 14 viser kraftflyten mellom Norge og utvalgte land der fase 2 bygges ut som en *Stor hybrid* tilknyttet Tyskland.¹⁵ I 2030 i Referansescenarioet gir denne nettløsningen nettoeksport fra Norge mot SN II. Samtidig påvirkes også nettoeksporten på flere av de eksisterende mellomlandsforbindelsene, og nettoimporten fra Sverige øker. Internt i Norge får vi også marginal økning i kraftflyt fra nord til sør, siden overføringskapasiteten mot utlandet øker.



Figur 14 Kraftflyt mellom Norge og utvalgte land i 2030 i Referansescenarioet, med Sørliche Nordsjø II fase 2 bygget som stor hybrid til Tyskland. Snitt over 30 værscenarier.

I scenarioet Lav kraftbalanse i Norge og Sverige vil *Stor hybrid* tilknyttet Tyskland gi nettoimport på 1,1 TWh i 2030. I dette scenarioet er kraftprisene i Norge og Sverige i utgangspunktet høyere enn kraftprisene i resten av Europa, enn det som er tilfellet i Referansescenarioet. Dette gir flere timer med import, både via SN II og på eksisterende mellomlandsforbindelser.

¹⁵ 1400 MW overføringskapasitet fra Sørliche Nordsjø II fase 2 til Norge og til Tyskland.

4 Kraftpriser

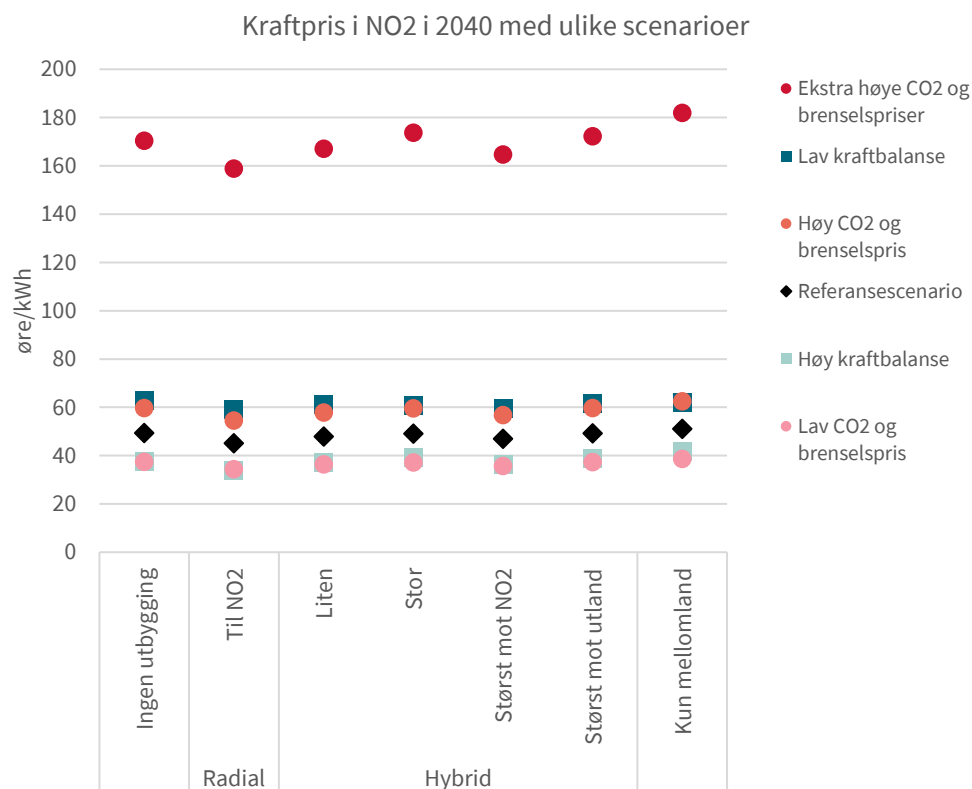
Vindkraft til havs er forbundet med lave marginalkostnader, men relativt høye investeringskostnader. Når en havvindturbin først er bygget, koster det lite å produsere kraft. Når vi får høy vindkraftproduksjon i store deler av tiden, vil dette derfor erstatte annen kraftproduksjon med høyere marginalkostnader, eksempelvis gasskraft. For et gasskraftverk påløper kostnader til brensel og CO₂-kvoter når det produseres kraft. Kraft fra havvind vil dermed isolert sett bidra til å redusere prisen i områdene den leveres til. Økt overføringskapasitet mellom Norge og et annet land vil også påvirke kraftprisen i Norge. Dersom kraftprisen i Norge er lavere enn i utlandet, kan økt overføringskapasitet gi økt pris i Norge. Er kraftprisene i Norge høyere enn i utlandet, vil økt overføringskapasitet redusere kraftprisen. Denne virkningen av økt overføringskapasitet er viktig for å forstå prisvirkningene av de hybride nettløsningene.

4.1 Utviklingen i kraftsystemet i Norge og Europa betyr mer for kraftprisen i Norge enn valg av nettløsning

Forskjellige nettløsninger for Sørlege Nordsjø II (SN II) fase 2 vil ha ulik innvirkning på kraftprisen i Norge. Det norske kraftsystemet er imidlertid allerede tett knyttet til det europeiske via andre mellomlandsforbindelser, derfor er det den overordnede utviklingen i kraftsystemet i Norge og i landene rundt oss som har mest å si for kraftprisen. Norge har i dag om lag 156 TWh kraftproduksjon i et normalår. Bidraget fra SN II fase 2 på omtrent 6,6 TWh utgjør dermed kun en liten del av den samlede produksjonen. Den øvrige norske kraftproduksjonen, etterspørselen etter kraft og den krafthandelen mellom Norge og utlandet som har derfor mer å si for prisdannelsen i Norge.

Figur 15 viser gjennomsnittlig kraftpris i NO2 i 2040 med ulike nettløsninger.¹⁶ I Referansescenarioet blir gjennomsnittlig kraftpris i NO2 omkring 50 øre/kWh for samtlige nettløsninger. Mens forskjellene mellom nettløsninger *innenfor* Referansescenarioet er på inntil 4-5 øre/kWh, er forskjellene mellom de ulike scenarioene større.

¹⁶ For de hybride nettløsningene og kun mellomlandsforbindelse er det antatt tilknytning til Tyskland. Fase I av SN II med radial til NO2 ligger inne for alle alternativene.



Figur 15 Gjennomsnittlig kraftpris i NO2 i 2040 med ulike nettløsninger og ulike scenarier. Snitt over 30 værscenarier.

I scenarioene Lav CO₂- og brenselpris og Høy kraftbalanse i Norge og Sverige blir kraftprisen i NO2 lavere for samtlige nettløsninger sammenliknet med ingen utbygging. I scenarioet Lav CO₂- og brenselpris blir kraftprisen i land med fossil kraftproduksjon redusert, noe som også gir lavere priser i Norge. I scenarioet Høy kraftbalanse får Norge og Sverige økt kraftoverskudd og dermed lavere kraftpriser. I motsatt tilfelle, ved Høy CO₂- og brenselpris eller Lav kraftbalanse i Norge og Sverige, blir kraftprisen i NO2 høyere.

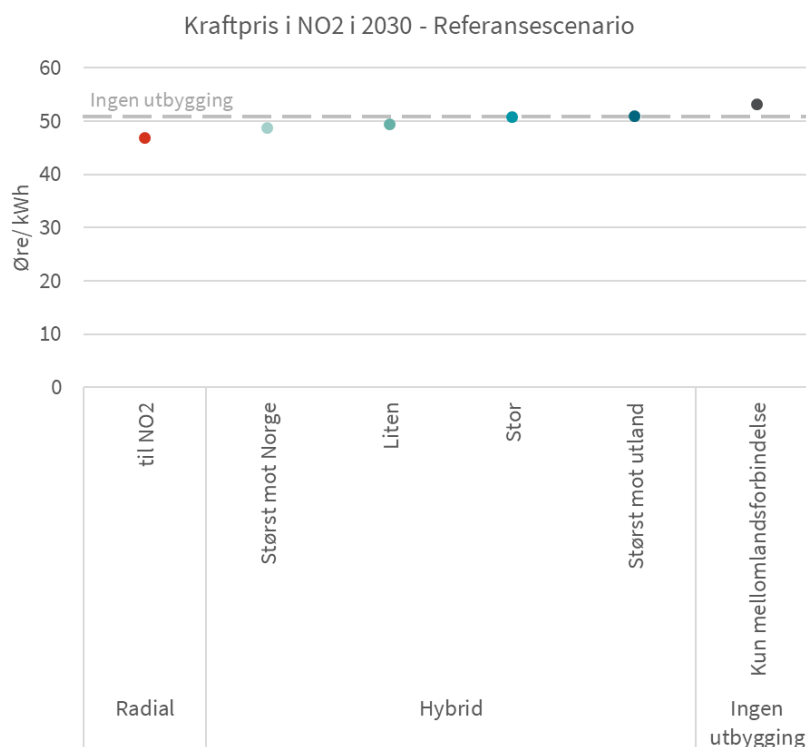
Scenarioet Ekstra høye CO₂- og brenselpriser skiller seg ut ved at prisnivået er adskillig høyere enn for de øvrige scenarioene. Kraftprisen ligger med dette scenarioet rundt 160 til 175 øre/kWh for de ulike nettløsningene.¹⁷ I dette scenarioet er prisen på CO₂-kvoter, gass og kull på nivå med prisene vi har sett i 2022. Dette gir økt kraftpris i land med fossil kraftproduksjon, noe som også øker kraftprisen i Norge gjennom handel. I dette scenarioet har utbygging av SN II fase 2 større utslag på kraftprisen i NO2 enn i Referansescenarioet, og forskjellen mellom nettløsningene blir større.

4.2 Radial til NO2 gir størst prisreduksjon

Med *Radial til NO2* vil all kraftproduksjon fra vindkraftverket i fase 2 flyte mot Norge. Dette vil redusere kraftprisen sammenliknet med en situasjon uten utbygging. Figur 16 viser gjennomsnittlig kraftpris i NO2 i 2030 med Referansescenarioet. Den røde prikken viser kraftprisen ved utbygging av fase 2 som en radial til NO2. Alt annet likt vil vindkraft til havs

¹⁷ Kun mellomlandsforbindelse gir kraftpris over 180 øre/kWh, men er ikke direkte sammenliknbar med de andre nettløsningene ettersom SN II fase 2 ikke er bygget ut med denne løsningen.

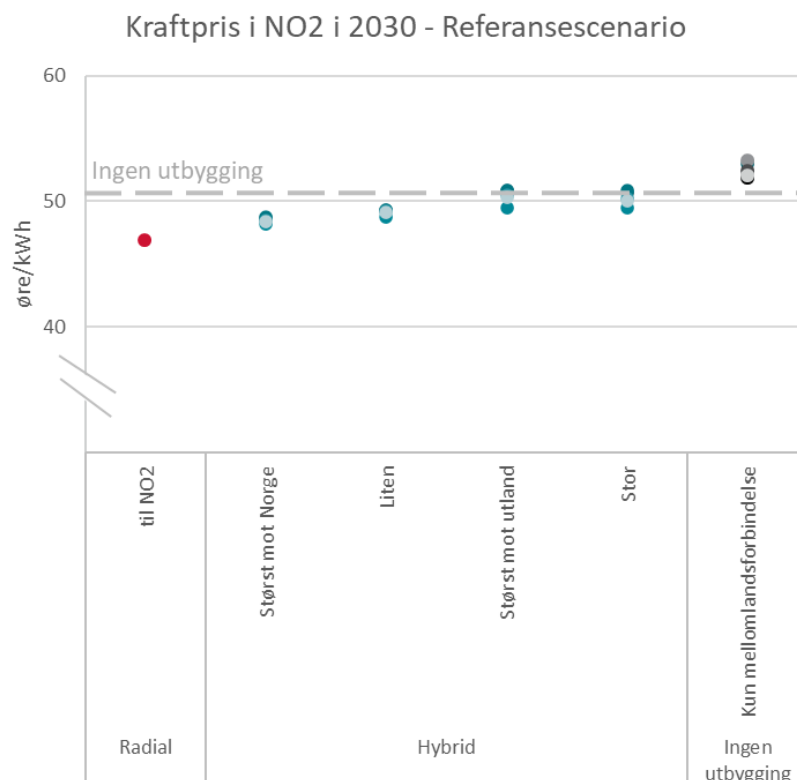
tilknyttet med en radial til det norske kraftnettet alltid redusere kraftprisen i Norge. Denne nettløsningen gir størst prisreduksjon i samtlige scenarioer og modellår vi har sett på.



Figur 16 Gjennomsnittlig kraftpris i NO2 i 2030 med ulike nettløsninger i Referansescenarioet. Tilknytning til Tyskland for de hybride nettløsningene og kun mellomlandsforbindelse. Grå stiplet linje viser kraftprisen i NO2 uten utbygging av fase 2. Snitt over 30 værscenarier.

4.3 En hybrid nettløsning kan både gi lavere eller høyere kraftpris i NO2

En hybrid nettløsning kan både øke og redusere kraftprisen, avhengig av overføringskapasiteten og utviklingen i kraftsystemet i Norge og i landene rundt oss. Figur 17 viser hva gjennomsnittlig kraftpris i NO2 i 2030 blir med ulike nettløsninger i Referansescenarioet. Punktene innenfor hver nettløsning representerer ulike tilknytningsland, det vil si ulike land rundt Nordsjøbassenget som kan være aktuelle for tilknytning med en hybrid nettløsning.



Figur 17 Gjennomsnittlig kraftpris i NO2 i 2030 med ulike nettløsninger i Referansescenarioet. Grå stiplet linje viser kraftprisen i NO2 uten utbygging av Fase 2. Snitt over 30 værscenarier. Merk at akse er kuttet. Prikkene illustrerer kraftprisen i NO2 ved tilknytning til ulike land for de hybride nettløsningene.

De hybride nettløsningene med 700 MW kapasitet mot utlandet (*Liten hybrid* og *Hybrid: størst mot Norge*) gir redusert kraftpris i NO2 i forhold til en situasjon uten utbygging av fase 2, uansett hvilket land vindkraftverket i fase 2 blir tilknyttet. Begrenset overføringskapasitet mot utlandet presser mye av kraftproduksjonen i fase 2 mot Norge og begrenser prissmitte fra utlandet. Dette gjelder også for alle scenarioene vi har sett på.

For de hybride nettløsningene med 1400 MW kapasitet mot utlandet (*Stor hybrid* og *Hybrid: størst mot utlandet*) ser vi både tilfeller med prisøkning og prisreduksjon, avhengig av tilknytningsland.¹⁸ I disse alternativene er det tilstrekkelig overføringskapasitet til at all produksjonen fra fase 2 kan flyte til utlandet, og dermed vil det periodevis flyte mindre produksjon mot Norge. For *Stor hybrid* er det også mer kapasitet tilgjengelig for handel siden det er 1400 MW overføringskapasitet mot både Norge og utlandet.

Dersom kraftprisen i Norge øker eller kraftprisene i utlandet reduseres vil kraftflyten på hybriden oftere gå mot Norge og bidra til lavere kraftpriser. Dette kan for eksempel skje om kraftbalansen i Norge svekkes, eller om det bygges ut mye fornybar kraftproduksjon i landene rundt oss. Dersom kraftprisen i Norge reduseres eller kraftprisene i utlandet øker, vil kraftflyten på hybriden oftere gå mot utlandet og bidra til høyere kraftpriser i Norge. Dette kan for eksempel skje om kraftbalansen i Norge styrkes, eller om det blir høyere CO₂-, gass og kullpriser. Hvorvidt økt produksjon og overføringskapasitet gir netto økt eller redusert kraftpris avhenger blant annet av dimensjonering av overføringskapasitet fra SN II,

¹⁸ Prisivirkningen avhenger også av værscenario og faktorer som kraftbalanse, CO₂- og brenselpriser og utviklingen i andre europeiske kraftsystem.

scenario for utvikling i kraftsystemene i Norge og Europa, værforhold og til dels valg av tilknytningsland.

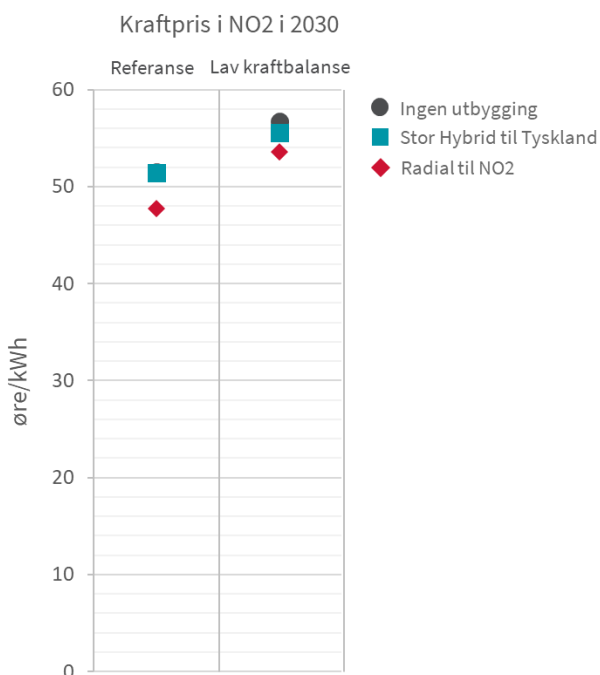
Selv om det er forskjeller mellom de ulike tilknytningslandene, er de likevel små. Ulikheten mellom skyldes forskjell i prisnivå og prisvariasjon mellom Norge og landet man knytter seg til. Om prisnivået i utlandet jevnt over er høyere enn i Norge vil produksjonen fra SN II fase 2 oftest gå mot utlandet. For handel er det avgjørende hvordan kraftprisene i Norge og i tilknytningslandet varierer i forhold til hverandre. Jo oftere det er forskjellig kraftpris i Norge og i tilknytningslandet, jo oftere vil det være handel. Dette gjelder både for import og eksport.

De hybride nettløsningene med 1400 MW utvekslingskapasitet mot utlandet har mindre innvirkning på kraftprisen enn en ordinær mellomlandsforbindelse. En ordinær mellomlandsforbindelse gir kun økt overføringskapasitet, mens en hybrid nettløsning også øker kraftproduksjonen. Den ekstra kraftproduksjonen vil isolert sett bidra til å redusere prisen, samtidig som den begrenser handelsmulighetene på forbindelsen i forhold til med en ren mellomlandsforbindelse.

4.4 Med lav kraftbalanse i Norge og Sverige gir alle nettløsninger lavere kraftpris i NO2

Om kraftbalansen i Norge blir lavere enn i Referansescenarioet, vil det presse kraftprisene i Norge opp og gi flere timer der kraftprisen i Norge er høyere enn i utlandet. For en hybrid nettløsning betyr det at det både blir flere timer hvor produksjonen i fase 2 flyter mot Norge og at det blir flere timer med import fra utlandet til Norge, både via SN II og på andre mellomlandsforbindelser.

Figur 18 viser kraftprisen i NO2 med Referansescenarioet og scenarioet Lav kraftbalanse i Norge og Sverige. I Referansescenarioet blir kraftprisen i NO2 omtrent lik med *Ingen utbygging* som med *Stor hybrid* til Tyskland. Med Lav kraftbalanse gir *Stor hybrid* derimot en prisreduksjon i NO2 i forhold til med ingen utbygging. Samtlige nettløsninger vi har analysert med scenarioet Lav kraftbalanse gir lavere kraftpris i NO2 enn i en situasjon uten utbygging av fase 2.

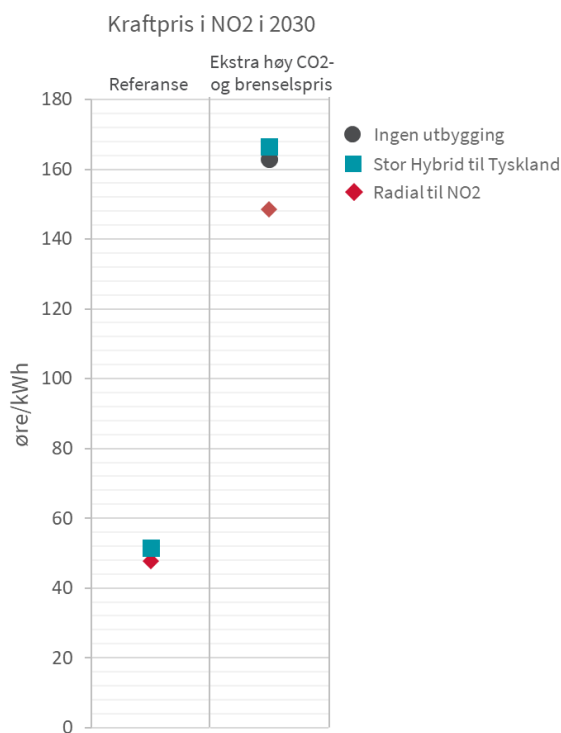


Figur 18 Gjennomsnittlig kraftpris i NO2 i 2030 med to utvalgte nettløsninger, i Referansescenarioet og scenarioet Lav kraftbalanse. Snitt over 30 værscenarier.

4.5 Med ekstra høye CO₂- og brenselpriser har valg av nettløsning større betydning for kraftprisen i NO2

Med høye CO₂- og brenselpriser blir forskjellen i kraftpris med ulike nettløsninger større. Kraftprisen i land med fossil kraftproduksjon øker mer enn kraftprisen i Norge, slik at prisforskjellen mellom Norge og land som Tyskland og Storbritannia vil bli større. Økt prisforskjell gjør det mer gunstig med handel, og en hybrid nettløsning vil da muliggjøre mer eksport mot utlandet via SN II.

Figur 19 viser kraftprisen i NO2 med Referansescenarioet og scenarioet Ekstra høye CO₂- og brenselpriser. Med ekstra høye CO₂- og brenselpriser vil *Stor hybrid* gi en prisøkning sammenlignet med en situasjon uten utbygging av fase 2. *Radial til NO2* gir redusert kraftpris sammenliknet med en situasjon uten utbygging av fase 2, og reduksjonen blir større enn i Referansescenarioet. I scenarioet Ekstra høye CO₂- og brenselpriser er prisene høye i utgangspunktet, før utbyggingen av fase 2. Høyere CO₂- og brenselpriser gir høyere kraftpriser på kontinentet enn i Referansescenarioet. Med *Radial til NO2* flyter all kraften produsert i vindkraftverket i fase 2 til Norge og bidrar til å redusere import av dyrere fossil kraftproduksjon.



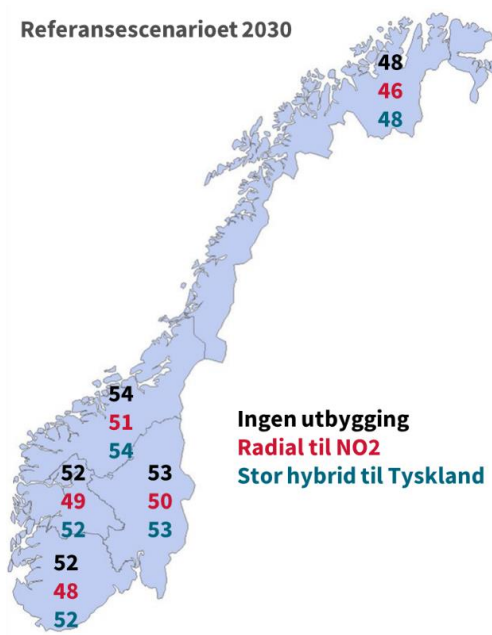
Figur 19 Gjennomsnittlig kraftpris i NO2 i 2030 med to utvalgte nettløsninger, i Referansescenarioet og scenarioet Ekstra høy CO₂- og brenselpris. Snitt over 30 værscenarier.

4.6 Valg av nettløsning påvirker kraftprisen i alle de norske budområdene

Selv om SN II fase 2 blir tilknyttet budområdet NO2 vil økt kraftproduksjon og eventuell økt overføringskapasitet til utlandet også påvirke kraftprisen i andre deler av Norge. Figur 20 viser kraftprisen i de ulike budområdene uten utbygging av fase 2, og med utbygging med nettløsningene *Radial til NO2* og *Stor hybrid til Tyskland*.¹⁹ *Radial til NO2* gir redusert kraftpris i samtlige budområder, på mellom 2-4 øre/kWh i Referansescenarioet. Prisivirkningen er

¹⁹ En generell observasjon er at kraftprisen i NO3 og NO4 blir høyere enn i LA21. Dette skyldes blant annet at vi har korrigert forbruk, og omfordelt noe alminnelig forbruk fra sør til nord. I tillegg ligger det til grunn at SN II fase I kobles til NO2 med radial, noe som vil trekke ned prisen i samtlige områder, men mer i sør enn i nord. CO₂-prisen er også oppjustert, noe som påvirker prisnivået i samtlige områder.

størst i Sør-Norge. Med *Stor hybrid* til Tyskland blir kraftprisen i de ulike budområdene omtrent lik som i en situasjon uten utbygging i 2030.²⁰



Figur 20 Gjennomsnittlig kraftpris i de norske budområdene i 2030 med to utvalgte nettløsninger i Referansescenariot. Snitt over 30 værscenarier. Tall i øre/kWh.

I scenariot Lav kraftbalanse gir *Stor hybrid* til Tyskland redusert kraftpris sammenlignet med ingen utbygging. I scenariot Ekstra høy CO₂- og brenselspriser gir *Stor hybrid* økt kraftpris i samtlige områder. Radial gir lavere pris i alle budområder i alle scenarier.

4.7 Valg av nettløsning påvirker kraftprisen i NO2 mest i år med høy kraftbalanse

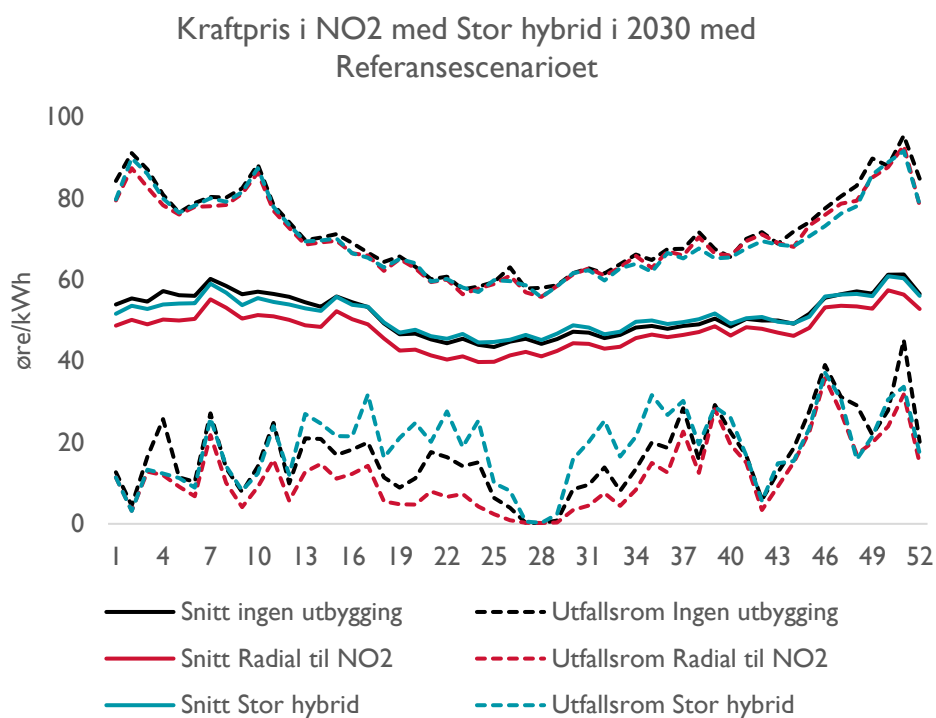
Forskjellen i prisvirkning mellom ulike nettløsninger er størst på sommeren i værscenarier der kraftbalansen i Norge er høy. Figur 21 viser ukentlig kraftpris i NO2 i 2030 med Referansescenariot og med utfallsrom for ulike værscenarier. De heltrukne linjene viser ukespris i NO2 med snitt av 30 værscenarier, mens de stiplede linjene viser et utfallsrom basert på den høyeste og laveste ukesprisen i ulike værscenarier.

Radial til NO2 gir lavere gjennomsnittspriser i samtlige uker gjennom året sammenliknet med en situasjon uten utbygging av fase 2. Løsningen *Stor hybrid* til Tyskland gir vanligvis litt lavere snittspriser enn ved ingen utbygging av fase 2 i noen av vinterukene, mens den om sommeren gir marginalt høyere priser.

Øvre del av utfallsrommet i Figur 21 viser værscenarier som gir høy ukentlig kraftpris i NO2. Dette vil typisk være værscenarier basert på værår med lite tilsig eller lave temperaturer. Forskjellen i kraftpriser mellom ulike nettløsninger er liten på sommerstid i disse værscenariene. Om vinteren gir både *Radial til NO2* og *Stor hybrid* noe lavere kraftpriser enn ved ingen utbygging av fase 2. Med andre ord har valg av nettløsning lite å si for øvre del av utfallsrommet for ukentlig kraftpris i NO2.

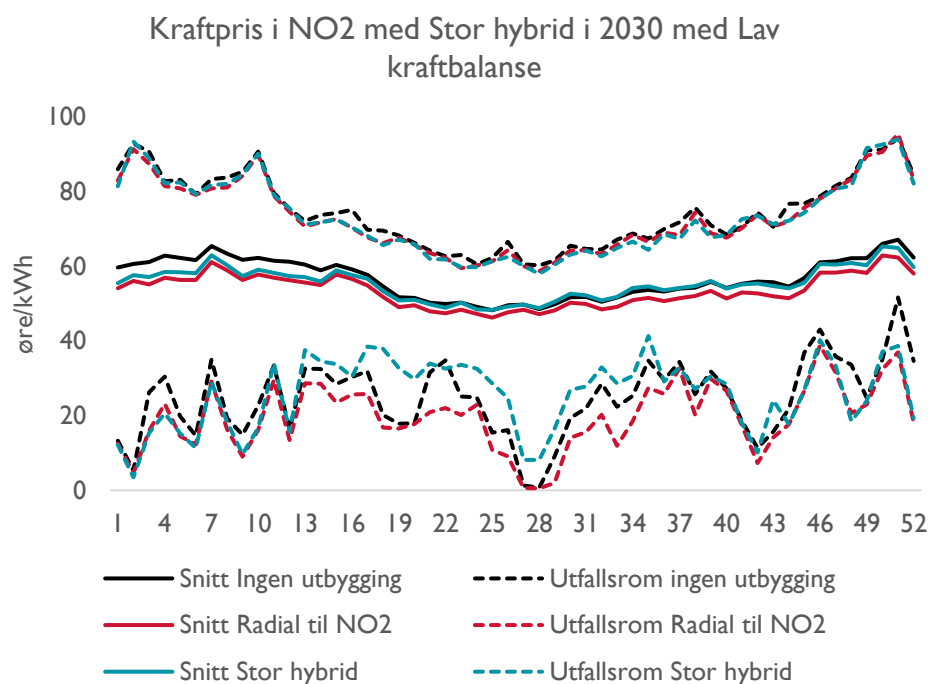
²⁰ Vi ser en marginal prisvirkning ved *Stor hybrid* i forhold til ved ingen utbygging, men virkningen er såpass marginal at det trolig er innenfor feilmarginen i modellen.

Nedre del av utfallsrommet viser værscenarier som gir lave kraftpriser i NO2. I disse værscenariene er det typisk værår med mye tilsig og høye temperaturer som ligger til grunn. I disse værscenariene er det større forskjell mellom de ulike nettløsningene, spesielt om sommeren når prisene allerede er lave. *Radial til NO2* gir lavere kraftpriser enn ved ingen utbygging av fase 2 over hele året fordi all kraften som produseres i fase 2 flyter til Norge. *Stor hybrid* gir omtrent like kraftpriser om vinteren som ved ingen utbygging. I sommerukene gir *Stor hybrid* jevnt over høyere kraftpriser enn ved ingen utbygging. Om sommeren er kraftprisene i Norge vanligvis lave, siden kraftforbruket er lavt og vi ofte har mye kraftproduksjon fra uregulerbar vannkraft. Siden vindkraft til havs har størst produksjon om vinteren er det mye overføringskapasitet tilgjengelig for handel på forbindelsen via SN II i sommerhalvåret. En hybrid nettløsning gir da økt mulighet for eksport av billig kraft fra Norge. Dette gjør at *Stor hybrid* øker kraftprisen i sommerhalvåret sammenlignet med ingen utbygging av fase 2.



Figur 21 Ukentlig kraftpris i NO2 med Stor hybrid i 2030 tilknyttet Tyskland med utfallsrom for ulike værscenarier i Referansescenarioet. Heltrukne linjer viser gjennomsnittlig ukespris for 30 værscenarier. De stiplede linjene viser et utfallsrom for værscenariene som gir høyest og lavest pris innenfor en uke.

Figur 22 viser sesong- og ukesvariasjon i kraftprisen i NO2 mellom værscenarier i 2030 med scenarioet Lav kraftbalanse. I dette scenarioet blir ukesprisene for *Stor hybrid* og *Radial til NO2* likere, spesielt i vinterhalvåret. Årsaken er at en lavere kraftbalanse i Norge øker kraftprisene i Norge mer enn i Tyskland. Produksjon og handelsflyt vil da, alt annet likt, oftere gå mot Norge med en hybrid forbindelse sammenlignet med i Referansescenarioet. Dette gjelder spesielt på vinteren når forbruket i Norge er høyere. Som i Referansescenarioet har ikke valg av nettløsning betydelig innvirkning på øvre del av utfallsrommet for ukesprisen i NO2.

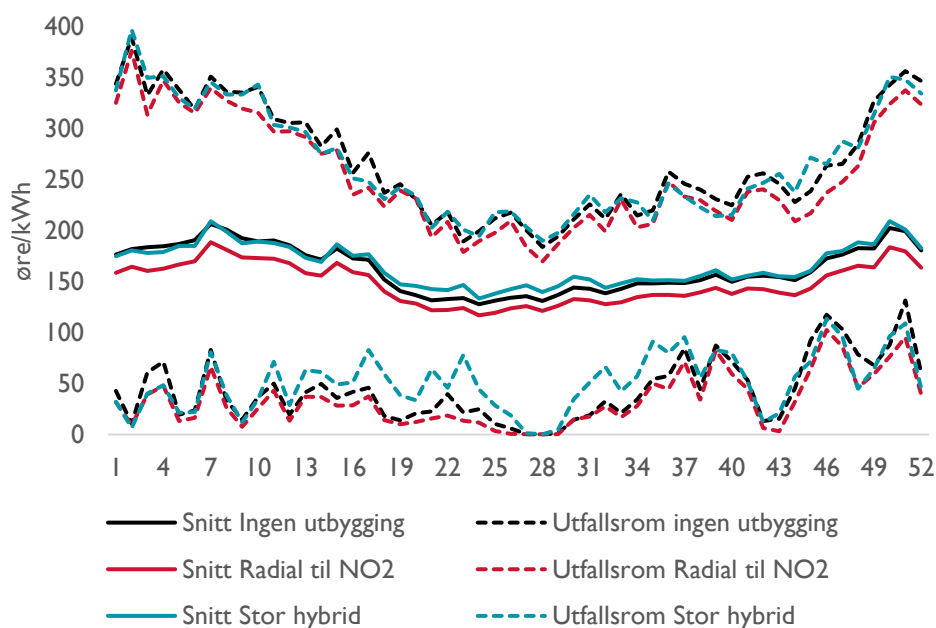


Figur 22 Ukentlig kraftpris i NO2 med Stor hybrid tilknyttet Tyskland i 2030 i scenarioet Lav kraftbalanse. Heltrukne linjer viser gjennomsnittlig ukespris for 30 værscenarier. De stiplede linjene viser utfallsrommet for værscenariene som gir høyest og lavest pris innenfor en uke.

Figur 23 viser sesong- og ukesvariasjon i kraftprisen i NO2 mellom værscenarier i 2030 med scenarioet Ekstra høye CO₂- og brenselpriser.²¹ I dette scenarioet øker kraftprisene i utlandet mer enn i Norge, og det blir gunstigere å eksportere sammenlignet med Referansescenarioet. Forskjellen i prisvirkning av *Stor hybrid* og *Ingen utbygging* blir da større enn i Referansescenarioet, men eksport skjer fortsatt hovedsakelig i sommerhalvåret. I vinterhalvåret vil det være mye produksjon fra havvind og begrenset overføringskapasitet via SN II fase 2 tilgjengelig for handel mellom NO2 og Tyskland.

²¹ Merk at verdiene langs y-aksen i figuren er mye høyere enn for figurene med Referansescenarioet og Lav kraftbalanse.

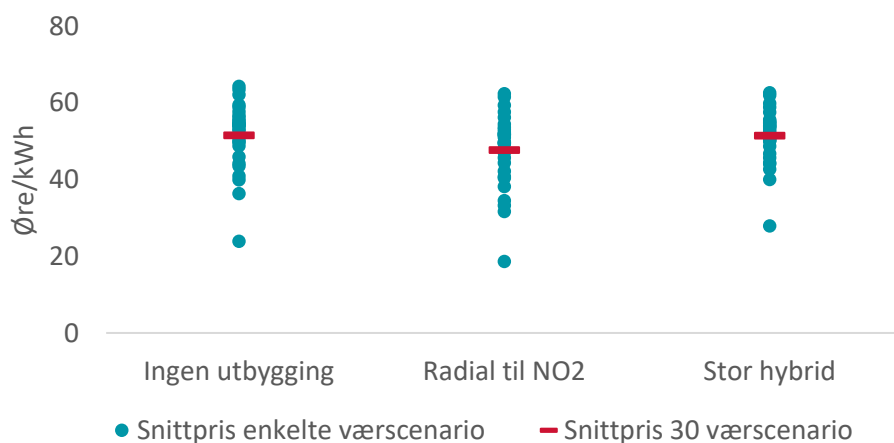
Kraftpris i NO2 med Stor hybrid i 2030 med Ekstra høye CO2- og brenselpriser



Figur 23 Ukentlig kraftpris i NO2 med Stor hybrid tilknyttet Tyskland i 2030 i scenarioet Ekstra høy CO₂- og brenselpris. Heltrukne linjer viser gjennomsnittlig ukespris for 30 værscenarier. De stiplede linjene viser utfallsrommet for værscenariene som gir høyest og lavest pris innenfor en uke.

Kraftprisen varierer mye mellom ulike værscenarier. Figur 24 viser gjennomsnittlig årlig kraftpris i NO2 med ulike værscenarier i 2030 med Referansescenarioet. Med *Radial til NO2* ligger den årlige snittprisen i 2030 lavere for alle værscenariene enn ved ingen utbygging og *Stor hybrid*. Dette skyldes at all produksjonen i fase 2 vil flytte til Norge og trekke ned prisen, uavhengig av værscenariet. Kraftprisen med *Stor hybrid* ligger marginalt lavere enn *Ingen utbygging* i værscenariene med høyest pris, men også marginalt høyere enn *Ingen utbygging* i værscenariene som gir lavest pris. I værscenariene med høyest priser i NO2 vil vi få mer flyt mot Norge på hybridforbindelsen. I værscenariene med lavest priser i NO2 blir det motsatt.

Snittpris i NO2 med ulike værscenarier i 2030 med Referansescenarioet



Figur 24 Snittpris i NO2 med ulike værscenarier i 2030 med Referansescenarioet.

Tabell 3 viser årlig gjennomsnittlig kraftpris i NO2 og kraftprisen i værscenariet som gir høyest og lavest pris. Værscenariet med lavest pris er et vått, varmt år med mye vind, mens værscenariet med høyest pris er et tørt, kaldt år med lite vind. Verdiene i tabellen viser det samme som figuren over for Referansescenariet, men i tabellen er både snittpris for alle værscenariene og høyeste og lavest pris fremhevet. I scenariet Lav kraftbalanse løftes den årlige snittprisen i alle værscenariene, samtidig blir forskjellen i kraftpris mellom det våteste og tørreste værscenariet mindre. I scenariet Ekstra høy CO₂- og brenselpris blir den gjennomsnittlige kraftprisen høyere for samtlige nettløsninger, og utfallsrommet for ulike værscenarier blir større.

Tabell 3 Årlig gjennomsnittlig kraftpris i NO2 i 2030 i værscenariet med lavest og høyest pris, og snittpris for 30 værscenarier. Tall i øre/kWh.

Scenario	Nettløsning	Værscenario med lavest pris	Snitt 30 værscenarier	Værscenario med høyest pris
Referanse-scenariet	Ingen utbygging	24	52	64
	Radial til NO2	19	48	62
	Stor hybrid	28	51	63
Lav kraftbalanse	Ingen utbygging	34	57	68
	Radial til NO2	28	53	65
	Stor hybrid	37	55	65
Ekstra høy CO ₂ - og brenselpris	Ingen utbygging	65	163	228
	Radial til NO2	54	148	214
	Stor hybrid	79	166	222

5 Fordelingsvirkninger og lønnsomhet

5.1 Inntekter for Sørliche Nordsjø II fase 2

VALG AV NETTLØSNING HAR BETYDNING FOR INNTEKTSGRUNNLAGET FOR SØRLIGE NORDSJØ II FASE 2

Utbygging av Sørliche Nordsjø II (SN II) fase 2 vil skape inntekter for aktørene som investerer i anlegget hovedsakelig på to måter: salgsinntekter til vindkraftverket og flaskehalsinntekter til netteier, dersom det er valgt en hybrid nettløsning. Disse inntektene vil være avhengig av markedssituasjonen i markedene vindkraftverket til havs er tilknyttet, og har i denne analysen blitt estimert i kraftmarkedsmodeller. Andre inntektskilder, som for eksempel salg av elsertifikater og subsidier, er ikke sett på i denne analysen.

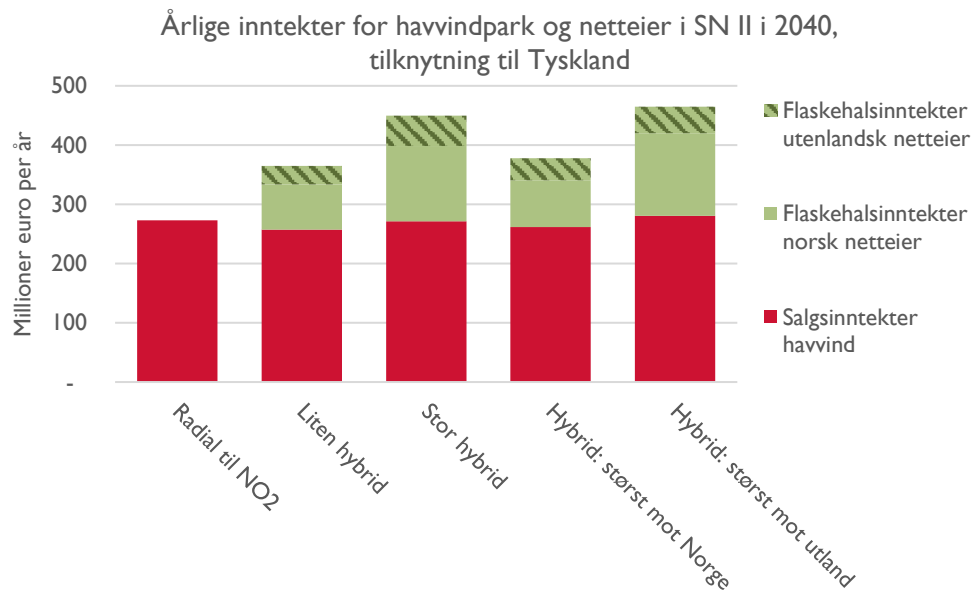
Vi ser at valg av nettløsning særlig påvirker potensialet for flaskehalsinntekter, mens grunnlaget for salgsinntekter til vindkraftverket er likere på tvers av nettløsningene i de fleste scenarioene. Det er store variasjoner i samlet inntektsnivå, altså salgs- og flaskehalsinntekter, mellom scenarioene for utvikling av kraftmarkedene. Fordelingen mellom flaskehalsinntekter og salgsinntekter for vindkraftverket i hybridløsningene varierer også betydelig mellom scenarioene.

HYBRIDFORBINDELSER OPPNÅR HØYEST SAMLEDE INNTEKTER

Når vi tar hensyn til både salgsinntektene til vindkraftverket til havs og flaskehalsinntekter til netteier, er det de hybride nettløsningene som oppnår høyest samlet inntekt. Figur 25 viser årlige inntekter i SN II fase 2 fordelt på salgsinntekter til vindkraftverket til havs og flaskehalsinntekter til norsk og utenlandsk netteier. I figuren har vi brukt Referansescenarioet i 2040 med tilknytning til Tyskland. Vi antar at en utenlandsk aktør vil eie 50 prosent av forbindelsen mellom SN II og utlandet, og at Norge eier resterende 50 prosent. Vi legger videre til grunn at forbindelsen mellom SN II og Norge i sin helhet vil ha norsk eierskap.²²

En hybrid nettløsning gir større fleksibilitet til å overføre produksjon og handel til området med høyest pris og gir derfor høyere samlede inntekter. En radial til ett land er derimot prisgitt markedsforholdene i området den er tilknyttet.

²² Dette er kun en antakelse vi har gjort av hensyn til modelleringen av nettløsningene. I virkeligheten kan fordelingen blir annerledes.

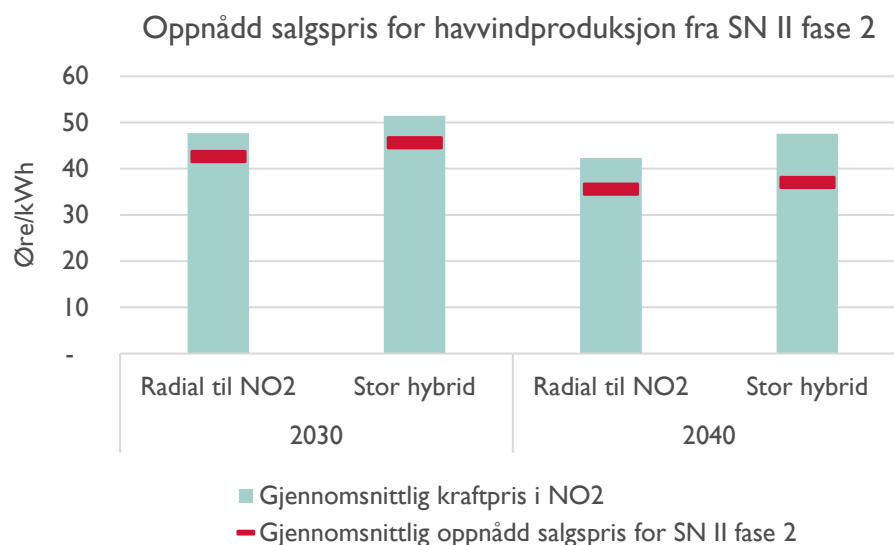


Figur 25 Inntekter til vindkraftprodusent og eiere av nett tilknyttet SN II fase 2 per nettløsning. År 2040. Referansescenariot.

SALGSINTEKTENE TIL SØRLIGE NORDSJØ II FASE 2 BLIR OMTRENT LIKE MED RADIAL TIL SØR-NORGE SOM MED EN HYBRID NETTLØSNING

Merinntekter fra hybridforbindelsene kommer først og fremst i form av flaskehalsinntekter og vil kunne bidra til å dekke hele eller deler av investeringskostnadene for nettløsningen. Figur 25 viser at salgsinntektene til vindkraftverket i SN II fase 2 er relativt like for alle nettløsningene.

Ofte brukes begrepet *oppnådd pris* for å uttrykke hva inntektene til en kraftprodusent er. Oppnådd pris sier hva en kraftprodusent i snitt tjener per enhet kraft de selger i markedet og tar høyde for svingninger i produksjon og markedspris. Det blir beregnet som salgsinntekten til vindkraftverket til havs delt på produksjonen. Figur 26 viser at oppnådd salgsspris er noe lavere enn gjennomsnittsprisen i NO2. Er det mye vindkraft som produserer samtidig i et område vil kraftprisen reduseres i timer med mye vind, noe som gir lavere oppnådd pris for vindkraftprodusentene. Denne effekten blir større i 2040 når vindkraft er mer dominerende i kraftsystemet.



Figur 26 Oppnådd salgspris for havvindproduksjon fra SN II fase 2 med Referansescenarioet.

Det er to særlig to grunner til at den oppnådde salgsprisen for vindkraftverket til havs blir forskjellig med *Radial til NO2* og ulike hybride nettløsninger:

- Antakelsen om et budområde til havs med hybride nettløsninger
- Prisivirkningen vindkraftverket har på det tilknyttede budområdet med hybrid og radial er ulik

For noen hybride nettløsninger blir salgsinntektene til vindkraftverket lavere enn med *Radial til NO2*. En viktig årsak til dette er at vi antar etablering av et budområde til havs med en hybrid nettløsning, der den oppnådde prisen til vindkraftverket oftest vil være lik prisen i område med lavest pris. Dette er nærmere beskrevet i faktaboksen under.

Virkningen en nettløsning har på det budområdet den er tilknyttet, for eksempel *NO2* eller *Tyskland*, påvirker også salgsinntektene til vindkraftverket til havs. I kapittel 5 har vi forklart hvordan de ulike nettløsningene påvirker kraftprisen i *NO2*. Sammenliknet med ingen utbygging gir *Radial til NO2* større prisreduksjon enn de hybride nettløsningene. Med en hybrid nettløsning vil produksjonen fra vindkraftverket i store deler av tiden gå mot utlandet, og dermed vil prisvirkningen i *NO2* av den økte produksjonen i vindkraftverket bli mindre med en hybrid enn med *Radial til NO2*. Isolert sett fører dette til at den oppnådde prisen blir lavere med en radiell nettløsning enn med hybrid nettløsning.

Samlet sett blir oppnådd pris for vindkraftverket til havs, og dermed også salgsinntektene, relativt lik mellom nettløsningene. Både antakelsene om et eget budområde til havs for hybride nettløsninger og forskjellen i prisvirkning på tilknyttede budområder bidrar til dette. Det er en liten forskjell mellom de ulike hybride nettløsningene, som skyldes forskjell i overføringskapasitet, og at prisdannelsen med en asymmetrisk hybridforbindelse tidvis blir annerledes enn med en symmetrisk hybridforbindelse. I andre scenarioer enn Referansescenarioet vil forholdet mellom nettløsninger, samlede inntekter og fordelingen mellom salgs- og flaskehalsinntekter se annerledes ut.

PRISDANNELSE I ET BUDOMRÅDE TIL HAVS

For radielle nettløsninger legger vi til grunn at vindkraften i fase 2 tilhører budområdet det knyttes til, for eksempel NO2. Med hybride nettløsninger antar vi at SN II fase 2 blir et eget budområde til havs. Prisdannelsen i dette budområdet vil i utgangspunktet følge samme prinsipper som for prisdannelsen i andre budområder på land.

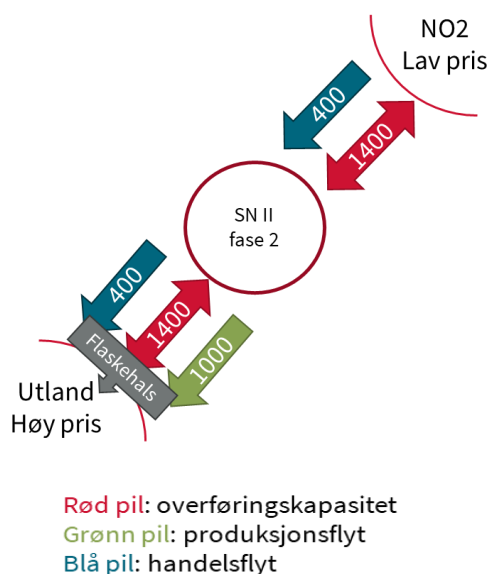
I kraftmarkedet sørger markedsprisen for balanse mellom tilbud og etterspørsel. Prisen i det nordiske markedet fastsettes per time for hvert budområde. Innenfor et budområde vil kraftprodusenter og forbrukere konkurrere på like vilkår og prisen vil reflektere kostnaden av å øke kraftproduksjonen eller redusere forbruket med en enhet.

Markedet er delt opp i budområder for å hensynta begrensninger i kraftnettet. Dersom det ikke er nok overføringskapasitet mellom to budområder (flaskehals) vil det være nødvendig med forskjellig pris for å sikre balanse mellom tilbud og etterspørsel i begge områder. Hvis det ikke er flaskehals, vil områdene i utgangspunktet få lik pris. Avvik fra tilfeller med lik pris i budområder vil kunne oppstå i tilfeller prisberegningen også tar hensyn til andre betingelser, som for eksempel tap i overføring mellom områder.

Budområder til havs følger samme prinsipper for prisdannelse, men sammensetningen av tilbud og etterspørsel er annerledes. I denne analysen har vi lagt til grunn at budområdet til havs kun har produksjon fra vindkraft og ikke noe forbruk. Samtidig antar vi at det vil være tilstrekkelig overføringskapasitet til at all produsert havvind kan eksporteres ut av budområdet. Kraftprisen til havs derfor være helt avhengig av kraftprisen på land.

Budområdet til havs vil få lik, eller nær samme, pris, som det av de tilknyttede budområdene det ikke er flaskehals mot. I de fleste tilfeller er dette budområdet med lavest pris. Dette er vist i Figur 27. Både produksjonen fra vindkraftparken og ordinær mellomlandshandel (handelsflyt via SN II) flyter mot området med høyest pris, og så lenge det er en prisforskjell vil man ønske å overføre mer kraft. Når overføringskapasiteten mellom budområdet til havs og området med høy pris er fylt opp dannes det en flaskehals på grunn av begrensningene i nettet. Mot området med lav pris er det ingen begrensning. Budområdet til havs og området med lav pris danner da et felles prisområde, og budområdet til havs får samme pris som området med lav pris, siden en ekstra enhet vindkraftproduksjon til havs bare vil kunne erstatte produksjon i området med lav pris. Markedsløsningen sørger for at prisen reflekterer dette.

For symmetriske hybrider tilknyttet to land tar budområdet til havs til enhver tid prisen i det tilknyttede området med lavest pris, siden handelsflyten og produksjonsflyten til sammen alltid er stor nok til å skape flaskehals mot budområdet med høy pris. For asymmetriske hybrider eller hybrider knyttet til flere enn to land vil andre situasjoner kunne oppstå.



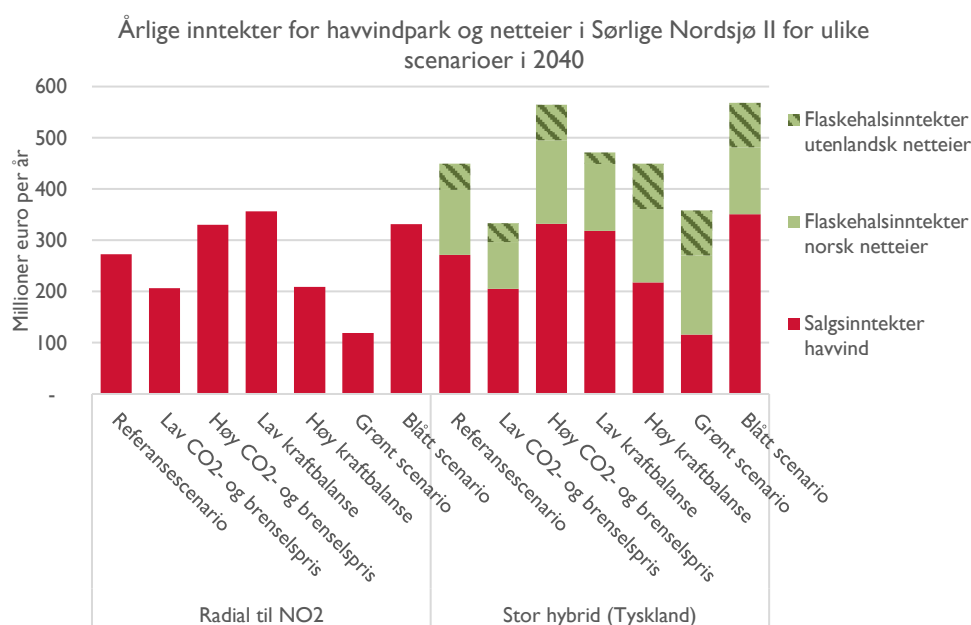
Figur 27 Illustrasjon av flyt med Stor hybrid der produksjonen er 1000 MW og prisen i utlandet er høyere enn i NO2. Det oppstår flaskehals mot utlandet og prisen i SN II kobles mot NO2. Alle tall i MW.

SALGS- OG FLASKEHALSINNTEKTER ER AVHENGIGE AV UTVIKLINGEN I NORDEN OG EUROPA

I Referansescenarioet er det forutsatt at Norge og Sverige har et kraftoverskudd. Dette har innvirkning på resultatet. Siden Norge i et slikt scenario har lavere priser enn land rundt oss, vil de samlede inntektene bli høyere med hybride nettløsninger koblet mot Europa enn med en radial.

Figur 28 viser inntektene fordelt på scenario for *Radial til NO2* og *Stor hybrid til Tyskland*. Det er generelt stor variasjon mellom scenarioer og mellom nettløsningene. Hybride nettløsninger har høyest samlede inntekter i alle scenarioer. Samtidig varierer størrelsen på differansen mellom de samlede inntektene for Radial til NO2 og hybride nettløsninger fra scenario til scenario.

I scenarioet Lav kraftbalanse, blir salgsinntektene til vindkraftverket til havs høyere med Radial til NO2 enn med hybride nettløsninger. I scenarioet er prisen i Norge på nivå med prisen i Europa, noe som øker salgsinntektene til vindkraftverket. For en hybrid nettløsning gjør høyere pris i Norge at budområdet i SN II oftere får lik pris som i utlandet. Dette gjør at en nettløsning med radial tidvis får høyere salgsinntekter enn en hybrid nettløsning. Samtidig reduseres prisdifferansen mellom Norge og Tyskland, slik at flaskehalsinntektene fra handel blir lavere. Det blir derfor også mindre forskjell mellom de samlede inntektene til de hybride nettløsningene og inntektene med Radial til NO2. I scenarioet Høy kraftbalanse er det motsatt: Kraftprisen i Norge blir lav i forhold til Europa, og salgsinntekten til vindkraftverket blir lavere enn i Referansescenarioet, mens flaskehalsinntektene blir høyere.



Figur 28 Inntekter til vindkraftprodusent og eiere av nett tilknyttet SNII fase 2 (Millioner euro per år) per scenario for Radial til NO2 og Stor hybrid til Tyskland. År 2040.

Endringer i CO₂- og brenselpris påvirker inntektene for både radial og hybrid. Med høyere priser for termisk kraftproduksjon øker prisene i modellen i alle områder, men mest i de områdene som har fossil kraftproduksjon. Dette gir høyere salgsinntekter til produsent og høyere flaskehalsinntekter for alle nettløsninger.

Scenarioene for ulike utviklingsforløp i Europa, Grønt og Blått scenario, viser tydelig at veivalg for det europeiske energisystemet påvirker inntektssiden for vindkraft til havs i Norge. I Grønt scenario, hvor det er stort overskudd av vindkraft i Europa, presses prisene

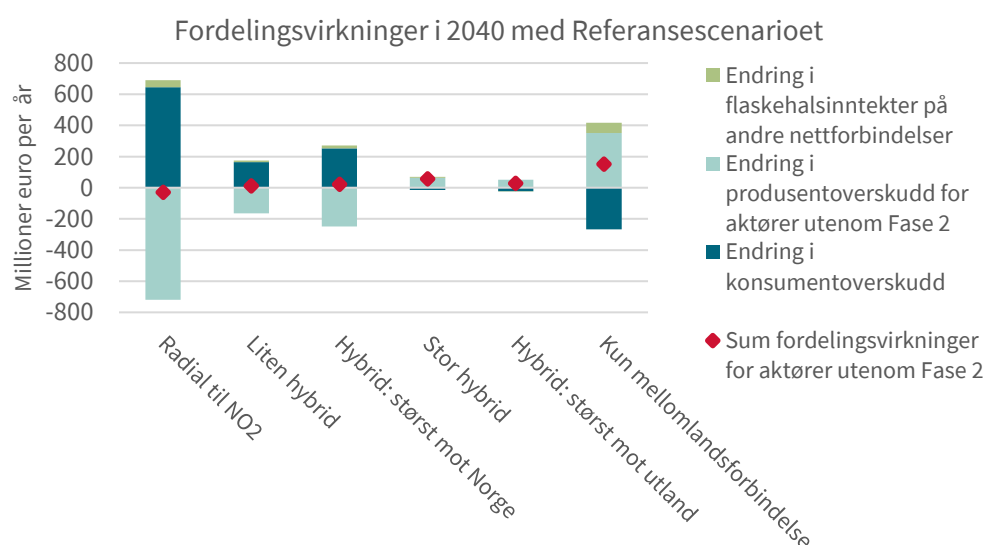
ned, og salgsinntektene fra vindkraft til havs blir lavere. Imidlertid vil prisdifferansen mellom Norge og Europa være høy i mange timer, slik at flaskehalsinntektene kan bli høye. Derfor kan totalinntektene for en hybrid nettløsning likevel være høye.

5.2 Fordelingsvirkninger for forbrukere og andre kraftprodusenter i Norge

SN II fase 2 vil også ha fordelingsvirkninger for aktører i Norge som ikke er en direkte del av havvindutbyggingen. Fordelingsvirkningene sier noe om hvordan andre aktører påvirkes av fase 2. I våre modeller vil det si hvordan andre kraftprodusenter, forbrukere i Norge og netteiere på andre mellomlandsforbindelser påvirkes. Slike fordelingsvirkninger sier noe om hvem som tjener og taper på tiltaket og har en nær sammenheng med virkningene på kraftpris. Lavere kraftpriser i Norge er positivt for forbrukerne, siden de da betaler mindre for strømmen. Motsatt vil økte priser være positivt for kraftprodusentene som får bedre betalt for kraften de selger.

FORDELINGSVIRKNINGENE FOR FORBRUKERE OG ØVRIGE KRAFTPRODUSENTER PÅVIRKES AV NETTLØSNING

Hvem som tjener og taper på utbyggingen av fase 2 blir påvirket av overføringskapasiteten mot Norge og utlandet i de ulike nettløsningene og hvilket scenario vi ser på. Figur 29 viser endringen i produsentoverskudd²³ for andre produsenter i Norge enn havvindprodusenten i fase 2 (lyseblå søyle)²⁴, endring i konsumentoverskudd²⁵ (mørkeblå søyle) og endring i flaskehalsinntekter på interne forbindelser i Norge og andre mellomlandsforbindelser utenom forbindelsen til fase 2 (grønn søyle). De røde prikkene viser summen av søylene.



Figur 29 Fordelingsvirkninger for andre produsenter og forbrukere i Norge, og endring i flaskehalsinntekter på andre interne og eksterne nettforbindelser. Modellår 2040 i Referansescenarioet. For de hybride nettløsningene er det antatt tilknytning til Tyskland. Snitt over 30 værscenarier.

²³ Produsentoverskudd er definert som differansen mellom produksjonskostnader og kraftpris summert for alle produsenter som får solgt kraft i markedet.

²⁴ Andre produsenter utenom fase 2 er for eksempel norske vannkraftverk, landbaserte vindkraftverk og vindkraftverket i SN II fase I.

²⁵ Konsumentoverskudd er definert som differansen mellom forbrukerens betalingsvilje for kraft og prisen kraften kjøpes for i markedet, summert for alle forbrukere.

For *Radial til NO2* og de hybride nettløsningene med 700 MW kapasitet mot utlandet (*Liten hybrid og Hybrid: størst mot Norge*) er endringen i konsumentoverskudd positiv, mens endringen i produsentoverskudd for aktører utenom fase 2 er negativ. Dette betyr at utbyggingen av fase 2 er positiv for forbrukerne i den forstand at kraftprisene blir lavere, mens det er negativt for produsentene fordi de får lavere pris for kraften de selger. Fordelingsvirkningene er større for *Radial til NO2* enn for eksempel *Liten hybrid*,²⁶ siden *Radial til NO2* gir en større prisreduksjon i forhold til før utbyggingen av fase 2. Med *Radial til NO2* blir det noe høyere flaskehalsinntekter på andre nettf forbindelser, det vil si utenom forbindelsen til SN II fase 2. Økt havvindproduksjon øker kraftoverskuddet og reduserer kraftprisen i NO2, og man får mer handel mellom områder på eksisterende nettf forbindelser.

For de hybride nettløsningene med 1400 MW kapasitet mot utlandet (*Stor hybrid og Hybrid: størst mot utlandet*) er utbygging av fase 2 positivt for produsentene, mens det er marginalt negativt for forbrukerne. De to hybride nettløsningene gir omtrent lik kraftpris i NO2 i Referansescenarioet i 2040 som ved ingen utbygging av fase 2. Den økte overføringskapasiteten hever derimot kraftprisen i NO2 noe, spesielt om sommeren når prisene er lave og det er lite produksjon i SN II fase 2, hvilket er positivt for produsentene. Vi ser likevel at fordelingsvirkningene er små. For de hybride nettløsningene er endringen i flaskehalsinntekter på andre interne og eksterne nettf forbindelser liten.

Fordelingsvirkningene med *Stor hybrid* er langt mindre enn med kun en ordinær mellomlandsforbindelse. Dette skyldes at hybridforbindelsen innebærer en økning i produksjonskapasitet på 1400 MW i tillegg til den økte overføringskapasiteten. Produksjonen fra havvind vil også ta opp mye av kapasiteten på hybridforbindelsen store deler av tiden, og dermed gi mindre handel enn med en ordinær mellomlandsforbindelse.

HVA AVGJØR OM ENDRINGEN I PRODUSENTOVERSKUDD ER STØRRE ELLER MINDRE ENN ENDRINGEN I KONSUMENTOVERSKUDD?

Summen av fordelingsvirkningene for aktører utenom fase 2 er marginalt negativ med nettløsningen *Radial til NO2* og marginalt positiv med de hybride nettløsningene. Dette kan også forstås som samlet virkning for andre aktører enn eieren av vindkraftverket til havs og netteier i SN II fase 2.

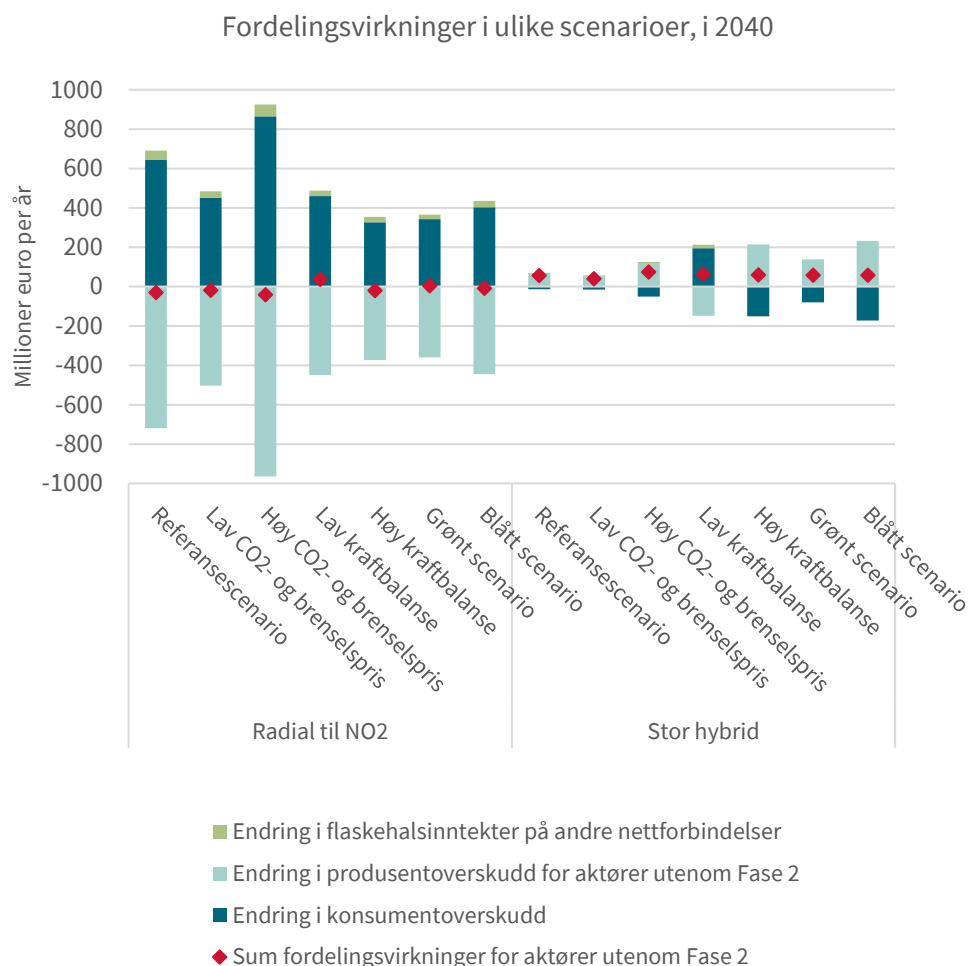
Grunnen til at endringene i produsentoverskudd og konsumentoverskudd ikke er like store skyldes at produksjons- og forbruksvolumene som ligger bak er ulike. I Referansescenarioet har vi i utgangspunktet et kraftoverskudd, med andre ord er produksjonsvolumet høyere enn forbruksvolumet. Endringer i kraftpris, både en reduksjon og en økning, vil dermed påvirke et større volum på produsentsiden enn på forbrukersiden. I Referansescenarioet vil derfor en prisreduksjon ha en større negativ virkning for produsentene, samlet sett, enn den positive virkningen vil være for forbrukerne.

For hybride nettløsninger er den samlede virkningen mer sammensatt, siden man i tillegg til økt produksjonskapasitet får økt overføringskapasitet. Siden produksjonen fra havvind er størst om vinteren, gir en hybrid nettløsning mer handelskapasitet om sommeren når prisene i Norge som regel er lave. Dette hever kraftprisen i Norge om sommeren, noe produsentene er tjent med. I andre scenarioer enn Referansescenarioet er bildet annerledes.

²⁶ Kan sees i figuren ved at søylene er større for *Radial til NO2*, enn for de hybride nettløsningene.

RADIAL TIL NO2 GIR LAVERE KRAFTPRIS I ALLE SCENARIOER, MENS DET FOR STOR HYBRID ER MER VARIERENDE

Fordelingsvirkningene varierer mellom ulike nettløsninger, men også mellom ulike scenarioer. Figur 30 viser fordelingsvirkningene for aktører i Norge utenom SN II fase 2 med Radial til NO2 og Stor hybrid i 2040 med ulike scenarioer.



Figur 30 Fordelingsvirkninger for andre produsenter og forbrukere i Norge, og endring i flaskehalsinntekter på andre interne og eksterne nettforbindelser med Radial til NO2 og Stor hybrid tilknyttet Tyskland i ulike scenarioer. Modellår 2040 i Referansescenarioet. Snitt over 30 værscenarioer.

I alle scenarioene vi har sett på gir Radial til NO2 positiv endring i konsumentoverskudd og negativ endring i produsentoverskudd, ettersom nettløsningen alltid gir redusert kraftpris i Norge. Størrelsen på prisreduksjonen med Radial til NO2 varierer mellom ulike scenarioer, noe som reflekteres i at størrelsen på søylene varierer. I figuren er det størst fordelingsvirkning for Radial til NO2 i scenarioet Høy CO₂- og brenselpris,²⁷ siden prisvirkningen av nettløsningen er størst i dette scenarioet.

Scenarioet Lav kraftbalanse skiller seg også ut for nettløsningen Radial til NO2, ved at summen av fordelingsvirkningene (rød prikk) for aktører utenom fase 2 er positiv. Årsaken

²⁷ I scenarioet Ekstra høy CO₂- og brenselpris er fordelingsvirkningene betydelig større enn i de andre scenarioene, men vi har ekskludert scenarioet fra figuren ettersom det gjør de andre scenarioene mindre leselig. Retningen på fordelingsvirkningene er tilsvarende som i Høy CO₂- og brenselpris, bare adskillig større.

til dette er at produksjonsvolumet er mindre enn forbruksvolumet i Norge i dette scenarioet i 2040. Det er altså et større forbruksvolum som er tjent med en prisreduksjon, enn produksjonsvolumet som taper på prisreduksjonen.

Stor hybrid knyttet til Tyskland kan gi både økt og redusert kraftpris i NO2. Scenarioet Lav kraftbalanse er et av scenarioene der Stor hybrid gir redusert kraftpris. Som beskrevet over, er produksjonsvolumet i Norge lavere enn forbruksvolumet i dette scenarioet.

Prisreduksjonen fra Stor hybrid vil da gagne et forbruksvolum som er større enn produksjonsvolumet, som på sin side taper på prisreduksjonen. Prisivirkningen av Stor hybrid er mindre enn med Radial til NO2 i alle scenarioene, og derfor er også fordelingsvirkningene mindre.

Forordningsvirkningene blir også forskjellige i ulike værscenarioer. I et tørt år blir virkningene liknende som i scenarioet Lav kraftbalanse, mens de i et vått år likner virkningene i scenarioet Høy kraftbalanse.

5.3 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for Sørliche Nordsjø II fase 2

DEN SAMFUNNSØKONOMISKE LØNNSOMHETEN I UTBYGGINGEN AV SØRLICHE NORDSJØ II FASE 2 AVHENDER AV UTVIKLINGEN I KRAFTSYSTEMET

Ved å sammenstille inntektene og kostnadene for havvindaktøren og netteier i fase 2²⁸ med fordelingsvirkningene for forbrukere og andre produsenter i Norge, har vi anslått en samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved utbyggingen av SN II fase 2. Det er viktig å understreke at denne lønnsomhetsberegningen ikke tar hensyn til eventuelle ringvirkninger for samfunnet eller for naturmiljø.²⁹

Lønnsomheten avhenger av utviklingen i kraftsystemet i Norge og i landene rundt oss, og av CO₂- og brenselpriser. Det kan også variere mye mellom ulike år, avhengig av vindforhold, tilsig og temperaturer som påvirker etterspørselen etter og produksjonen av kraft. Det er også usikkerhet forbundet med kostnadstallene for vindkraftverket til havs og nettløsningen. Om kostnadene for vindkraftverk og nett blir høyere vil lønnsomheten reduseres, og motsatt om kostnadene blir lavere. Detaljer om kostnader er presentert i vedlegg 3.

STOR HYBRID OPPNÅR BEDRE SAMFUNNSØKONOMISK LØNNSOMHET ENN RADIAL TIL NO2 OVER LEVETIDEN TIL VINDKRAFTVERKET

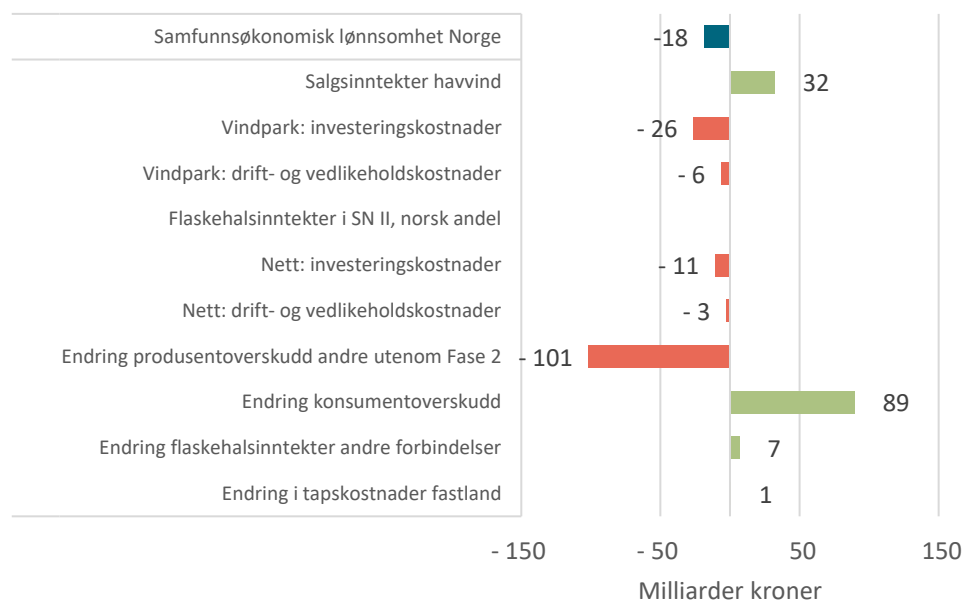
Figur 31 viser den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for Norge over 30 år med *Radial til NO2* i Referansescenarioet³⁰. Den blå søylen viser den samlede samfunnsøkonomiske lønnsomheten for Norge, og utgjør summen av søylene under. For Radial til NO2 blir denne ca. -18 milliarder kroner.

²⁸ Eventuelle kostnader for forsterkning eller utbygging av internt nett i Norge inngår ikke i beregningen.

²⁹ Eksempelvis innvirkning på nye eller eksisterende arbeidsplasser, andre sektorer enn energisektoren, andre ikke-prissatte virkninger og miljøvirkninger.

³⁰ Beregningene er basert på modellresultater fra Samnett-modellen i modellår 2030 og 2040. For årene etter 2040 har vi lagt til grunn 2040-resultatene.

Nytte og kostnader over 30 år med Radial til NO2



Figur 31 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for Norge over 30 år med Radial til NO2 i Referansescenarioet. Snittverdier for 30 værscenarier. 4 % kalkulasjonsrente for inntekter og kostnader til nett og fordelingsvirkninger, 6 % kalkulasjonsrente for inntekter og kostnader til vindkraftverk til havs. For investeringskostnadene i nett er det antatt 10 års restverdi etter 30 år.

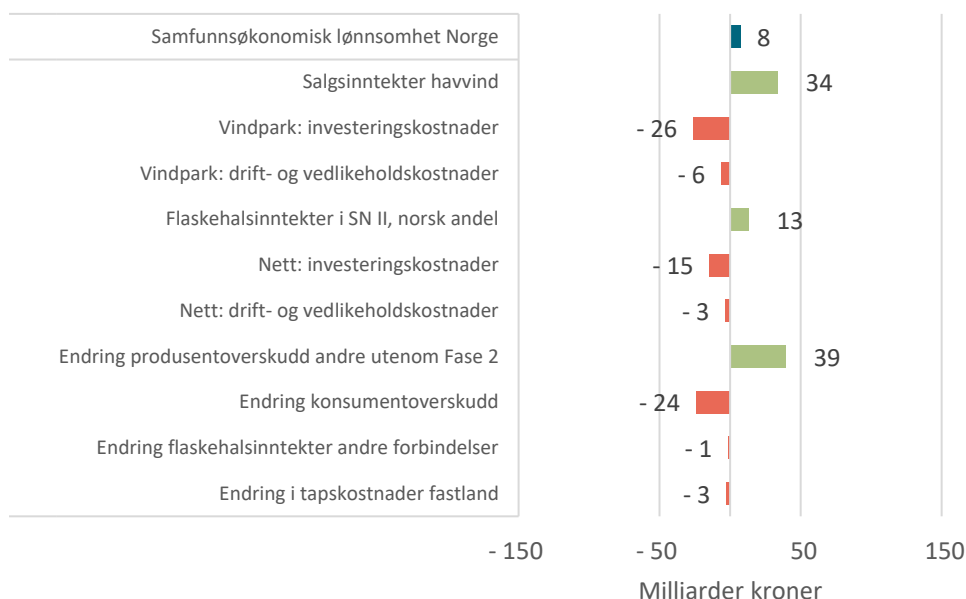
Figur 32 viser den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for Norge med Stor hybrid tilknyttet Tyskland i Referansescenarioet. Stor hybrid får en samfunnsøkonomisk lønnsomhet på i underkant av 8 milliarder kroner. En viktig forskjell i lønnsomhet mellom Radial til NO2 og Stor hybrid er flaskehalsinntektene. Med Stor hybrid blir nettkostnadene høyere enn med Radial til NO2. Likevel får Norge 13 milliarder kroner i flaskehalsinntekter med Stor hybrid som følger av handelen via SN II fase 2. Disse flaskehalsinntektene overstiger merkostnaden for nett i våre beregninger.³¹

Stor hybrid gir også litt høyere salgsinntekter for vindkraftverket. I tillegg blir det positiv samlet fordelingsvirkning for andre aktører i Norge med Stor hybrid, siden andre produsenter tjener mer på utbyggingen av fase 2 enn det forbrukerne taper på utbyggingen. Med radial til NO2 får man samlet sett negative fordelingsvirkninger³².

³¹ For Stor hybrid er investeringskostnader i nett 22 milliarder kroner, der Norges andel er antatt å være 75 prosent. For Radial til NO2 er investeringskostnaden 12 milliarder kroner. Det er også forskjell i drift- og vedlikeholdskostnader for de to nettløsningene, selv om avrundingen gir samme tall i figurene.

³² Dette er nærmere forklart i kapittel 5.2

Nytte og kostnader over 30 år med Stor hybrid til Tyskland



Figur 32 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for Norge over 30 år med Stor hybrid tilknyttet Tyskland i Referansescenarioet. Snittverdier for 30 værscenarier. 4 % kalkulasjonsrente for inntekter og kostnader til nett og fordelingsvirkninger, 6 % kalkulasjonsrente for inntekter og kostnader til vindkraftverk til havs. For investeringskostnadene i nett er det antatt 10 års restverdi etter 30 år.

Med Stor hybrid vil også deler av flaskehalsinntektene og nettkostnadene i SN II fase 2 tilfalle det andre landet vindkraftverket til havs er tilknyttet, i vårt eksempel er dette Tyskland. I dette scenarioet får Tyskland en lønnsomhet på omtrent 1,7 milliarder kroner, beregnet som den tyske andelen av flaskehalsinntekter fratrukket andelen av nettkostnader.³³

Dersom man kun ser på nåverdien av inntekter og kostnader for vindkraftverket til havs og netter, og ikke medregner fordelingsvirkningene for andre produsenter, forbrukere og netteier i Norge, blir nåverdien henholdsvis -14 og -3 milliarder for Radial til NO2 og Stor hybrid til Tyskland.

Lønnsomhetene for ulike nettløsninger kan variere mye fra år til år, og avhenger mye av utviklingen i kraftsystemet i Norge og i landene rundt oss. Lavere kraftbalanse i Norge, enten som følge av stor forbruksvekst eller et tørt år, vil øke kraftprisen i Norge og dermed salgsinntektene for vindkraftverket. Det vil bli mindre prisforskjell mellom Norge og utlandet, og for en hybrid nettløsning kan flaskehalsinntektene reduseres. Samtidig vil de samlede fordelingsvirkningene bli positive. Samlet sett vil lønnsomheten for fase 2 bli høyere i scenarioet Lav kraftbalanse.

Med høyere CO₂- og brenselpriser øker kraftprisen både i Norge og i utlandet, noe som betyr høyere salgsinntekter for vindkraftverket til havs. Siden endring i CO₂- og brenselpriser påvirker kraftprisen i utlandet mer enn kraftprisen i Norge, vil også prisforskjellen mot utlandet bli større og dermed flaskehalsinntektene øke. Fordelingsvirkningene blir også større enn i Referansescenarioet, siden prisvirkningen av ulike nettløsninger er større i scenarioene med høyere CO₂- og brenselpriser.

³³ Vi har ikke beregnet endring i produsent- og konsumentoverskudd for andre aktører i Tyskland.

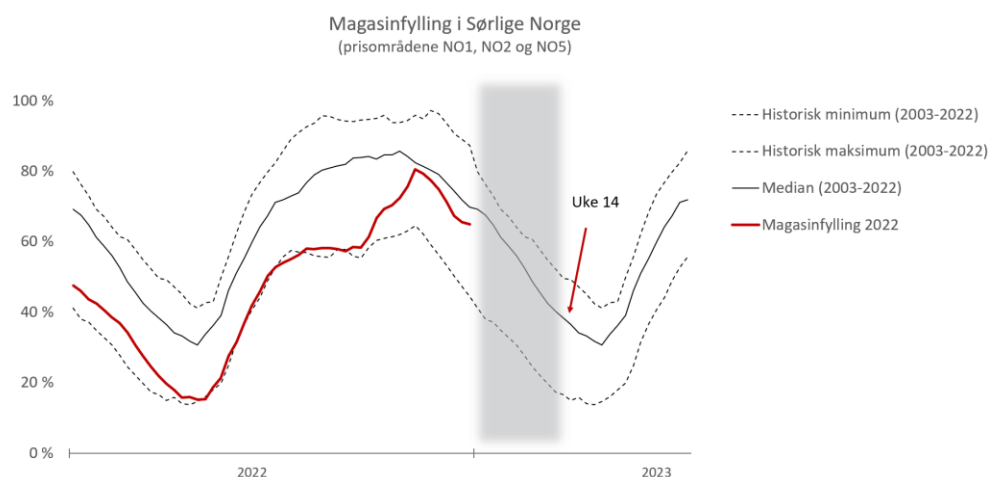
6 Forsyningssikkerhet

6.1 Produksjon av vindkraft til havs gir bedre energitilgang i år med lite tilsig og lav magasinfylling

Mer havvindproduksjon til Norge vil bidra til å styrke energibalansen om vinteren og våren, og kan gi et svært positivt bidrag særlig i år med lite tilsig. Våre analyser tyder imidlertid ikke på at en utbygging av Sørliche Nordsjø II (SN II) fase 2 med ulike nettløsninger vil gi store utslag i hvordan de regulerbare vannkraftmagasinene i det sørlige Norge disponeres over året totalt sett. Dette gjelder uansett om det blir en radiell eller hybrid nettløsning. Grunnen til dette er at 1400 MW mer havvind fra SN II ikke er en stor nok økning i produksjon til å gi signifikante utslag i våre modeller, sammenliknet med den totale norske kraftproduksjon i et normalår. Vi kan likevel ikke utelukke at større volumer av vindkraft til havs vil påvirke magasinindisponeringen.

MER KRAFTPRODUKSJON FRA VINDKRAFT TIL HAVS KAN BIDRA TIL Å BEDRE ENERGIBALANSEN

I det vannkraftdominerte kraftsystemet i Norge er det uke 1-14 som er de mest kritiske med tanke på krafttilgang. I disse ukene er det som regel lite tilsig til vannkraftsystemet, og fram til snøsmeltingen starter må vi klare oss med det vannet som allerede er lagret i magasinene, kraftutveksling, vind- og solkraft og eventuelt nytt tilsig som kommer gjennom vinteren. Figur 33 viser magasinfyllingen for magasinene i sørlige Norge i 2022.



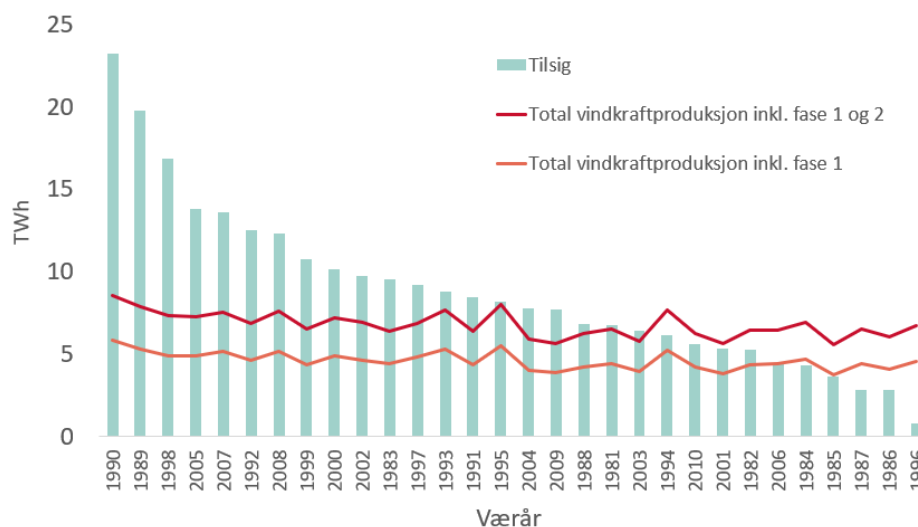
Figur 33 Faktisk magasinfylling i Sørliche Norge (NO1, NO2 og NO5) i 2022, sammenlignet med maksimum og median magasinfylling årene 2003-2022.

Hvor mye tilsig som er tilgjengelig for å bidra til å dekke forbruket gjennom vinteren varierer svært mye fra år til år. Også tilgjengelige vindressurser varierer gjennom vinteren, men i langt mindre grad enn tilsiget av vann. Altså vil vindkraftproduksjon fra Sørliche Nordsjø II bidra til å styrke energibalansen gjennom vinteren.

Figur 34 viser alt nyttbart tilsig som kommer til vannkraftverkene i det sørlige Norge i løpet av årets første 14 uker i alle værscenarier i Samnett. Figuren viser også vindkraftproduksjonen i samme periode. Tilsiget til vannkraftverkene er sortert fra høyeste til laveste tilsig. Det er en viss samvariasjon mellom år med lite tilsig i starten av året og år

med lite vind i samme periode, men vindkraftproduksjonen varierer mindre mellom årene enn tilsiget.

Tilsig og vindkraftproduksjon i sørlige Norge i uke 1-14 i ulike værår



Figur 34 Tilsig til vannkraftverkene og vindkraftproduksjonen i sørlige Norge (NO1, NO2, NO5) i løpet av de første fjorten ukene i året i alle værscenarier i Samnett-modellen. TWh.

Vannkraftmagasinene vil fremdeles være viktige for å opprettholde en god forsyningssikkerhet for kraft i Norge. For eksempel vil det kunne komme perioder helt uten vind og dermed uten tilgjengelig vindkraftproduksjon fra SN II, også i ukene før snøsmeltingen. Vi kan få år med lite tilsig til vannkraftverkene, hvor det samtidig blåser lite og tilgangen på kraft fra Europa er lav.

SØRLIGE NORDSJØ II FASE 2 GIR SMÅ ENDRINGER I MAGASINDISPONERINGEN

Hvilke forutsetninger som ligger i scenarioene og hvordan kraftsystemene rundt oss ser ut, har mer å si for magasindisponeringen og formen på magasinkurven, enn valg av nettløsning for SN II fase 2. I våre analyser ser vi ikke at 1400 MW ekstra havvindproduksjon gir signifikante utslag i disponeringen av vannet i de regulerbare vannkraftmagasinene i Norge.

Liten virkning ser vi også av den økte utvekslingskapasiteten dersom den nye vindkraften tilknyttes via en hybridforbindelse. Dette fordi handelskapasiteten med en slik nettløsning relativt sett er lav i forhold til på ordinære mellomlandsforbindelser. Dette gjelder for alle værscenariene i modellen.

For ulike nettløsninger i scenarioene med lav kraftbalanse i Norge og Sverige eller høye CO₂- og brenselpriser, er trenden den samme. Heller ikke her gir valg av nettløsning signifikant endring i magasindisponeringen over året.

Vi kan likevel ikke utelukke at mer tilgjengelig kraft om vinteren, både i form av større mengder vindkraft til havs og økte importmuligheter, vil påvirke vannkraftprodusentenes vurdering av risikoen ved å gå inn i vintersesongen med en lavere magasinfylling enn det som har vært vanlig tidligere. Mer tilgjengelig handelskapasitet og mer tilgjengelig vindkraft til havs om vinteren kan trekke i retning av at vannkraftprodusentene velger å produsere mer kraft om sommeren og høsten, og mindre gjennom vinteren.

Samtidig kan andre endringer i kraftsystemet trekke i motsatt retning. Mer solkraft gir for eksempel mye produksjon og lavere priser i sommerhalvåret, noe som gir insentiver til å spare på vannet til senere på året. De fleksible vannkraftprodusentene kan da regulere ned produksjonen i sommerhalvåret, når solkraften har størst produksjonsevne. Da kan de også produsere relativt mer om vinteren når prisene er høyere, og i perioden før snøsmeltingen. Hvilket, eller hvilke, land vi blir knyttet nærmere til for eksempel via vindkraft til havs, har betydning for blant annet hvor mye solkraft det norske kraftsystemet er eksponert for.

Vi har kun undersøkt effekten av å bygge fase 2 av SNII. For å vurdere nærmere hvordan havvindutbygging påvirker magasindisponeringen gjennom året, er det nødvendig å analysere effekten av en større havvindutbygging enn 1400 MW. Hvor mye magasindisponeringen faktisk endres ved store volumer vindkraftproduksjon fra havvind inn i systemet, avhenger av hvordan sammensetningen av produksjon, forbruk og utvekslingskapasitet blir både i Norden og i resten av Europa.

6.2 Vi går mot en strammere effektbalanse

NYTT FORBRUK FORSYNT MED MER UREGULERBAR KRAFTPRODUKSJON GIR EN STRAMMERE EFFETTBALANSE

Det som har størst betydning for effektbalansen er om ny kraftproduksjon er regulerbar eller uregulerbar. Hvilken nettløsning man velger for SN II har liten betydning, selv om en hybrid nettløsning gir noe importmulighet, som kan ha en viss positiv virkning på effektbalansen.

Effektbalanse handler om å ha tilstrekkelig kapasitet av kraft tilgjengelig til enhver tid for å dekke forbruket. Vi må ha nok tilgjengelig effekt fra regulerbar kraftproduksjon til å dekke forbrukstoppene, også når det ikke blåser eller er sol, eller ha fleksibelt forbruk som kan koble ut.

Vi har allerede i dag en stram effektbalanse i Norge i perioder. Den ventede forbruksveksten i Norge er antatt å i stor grad bli dekket av uregulerbar kraftproduksjon. Dette forverrer effektbalansen vår ytterligere, siden mye av det nye forbruket trolig vil være lite fleksibelt. Vi går også mot et enda mer væravhengig kraftsystem i Europa, noe som kan gi lange perioder med lav tilgang til effekt også på kontinentet. I slike tilfeller er det ikke sikkert vi kan importere kraft når det trengs.

Per i dag har vi nok regulerbar vannkraftproduksjon tilgjengelig i systemet for å dekke effektbehovet i Norge, men kun om få år forventer vi at dette ikke lenger er tilfelle. Da tror både Statnett og vi at Norge oftere kan få perioder med knapphet på effekt. NVEs vurderinger er utdypet i rapporten *Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030*.³⁴

6.3 Uregulerbar kraftproduksjon påvirker systemdriften

ØKT MENGDE UREGULERBAR KRAFTPRODUKSJON I DET NORSKE OG NORDISKE SYSTEMET GIR EN ENDA STRAMMERE SYSTEMDRIFT

Et viktig kriterium for et stabilt kraftsystem er at det til enhver tid er momentant balanse mellom produksjonen og forbruket av kraft. Når vi skal se på virkninger på forsynings sikkerheten for kraft i Norge må vi også se på hvordan ny kraftproduksjon virker

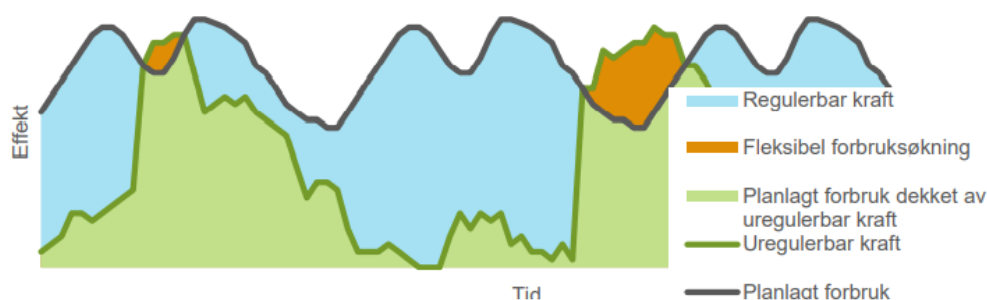
³⁴ NVE (2022). *Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030*.
https://publikasjoner.nve.no/rapport/2022/rapport2022_20.pdf

på driften av kraftsystemet vårt, kalt systemdriften. Statnett har gitt innspill til oss på dette temaet, og deres vurdering kan leses i sin helhet i vedlegg 6.

Valg av nettløsning for fase 2 av SN II har isolert sett begrenset innvirkning på systemdriften i Norge og Norden. Statnett mener behovet for tiltak for å bedre systemdriften i mindre grad avhenger av om havvindproduksjonen fra SN II er tilknyttet med radiell eller hybrid nettløsning. For systemdriften er det i denne sammenhengen uregulerbar kraftproduksjon som er utfordringen. Hurtig variasjon i vindkraft og solkraft er krevende for kraftsystemet siden det kan bli utfordrende å opprettholde den øyeblikkelige balansen mellom produksjon og forbruk. Denne utfordringen vil forsterkes ytterligere med mer uregulerbar kraftproduksjon inn i det norske og europeiske kraftsystemet.

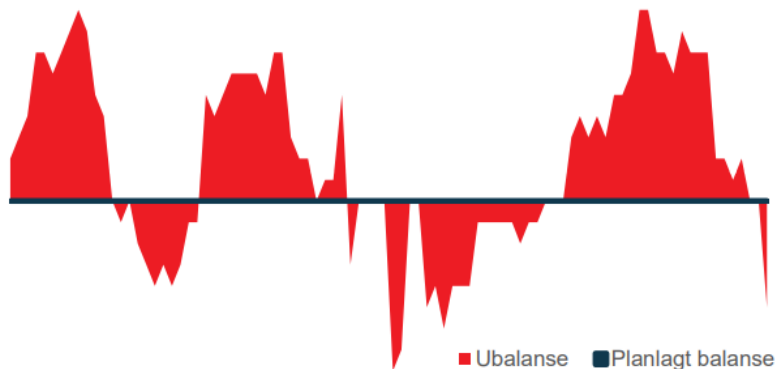
Det er flere forhold i systemdriften som blir påvirket når andelen uregulerbar kraftproduksjon i det norske kraftsystemet øker.

Fremover bli det bli behov for mer fleksibilitet i day-ahead-markedet for krafthandel også uten utbygging av SN II fase 2. Mer uregulerbar og variabel kraftproduksjon gjør det mer krevende å balansere ut svingningene i kraftmarkedet. For å håndtere disse trengs det blant annet mer fleksibelt forbruk. Dette kan være forbruk som flyttes i korte perioder ved høye priser, eksempelvis hydrogenproduksjon fra elektrolyse, oppvarming i bygg eller forbruksreduksjoner i industrien. Fleksible forbruksøkninger kan også bli viktig for å balansere systemet i timer med mye uregulerbar kraftproduksjon og forhindre at kraft går til spille. Effektutvidelser i norske vannkraftverk vil også være viktig for å dekke effekttopper.



Figur 35 Regulert kraft og forbruksreduksjon må kompensere i perioder uregulerbar kraft ikke dekker forbruket. Tilsvarende kan fleksibel forbruksøkning lagre overskuddskraft i perioder produksjonen er høyere enn forbruket. Kilde Statnett.

Behov for fleksibilitet har sammenheng med et økt reservebehov for å dekke ubalanser i driftstimen. En økt andel uregulerbar kraftproduksjon vil, ifølge Statnett, gi økte ubalanser, og dermed et økt behov for reserver. For uregulerbar kraftproduksjon er det ofte avvik mellom prognostisert og faktisk produksjon, slik Figur 36 illustrerer. Avviket må dekkes av reserver. Vi må til enhver tid ha tilstrekkelig med reserver tilgjengelig for å håndtere ubalansene.



Figur 36 Uregulerbar kraftproduksjon har et avvik mellom prognostisert og faktisk produksjon. Dette avviket må dekkes av reserver. Kilde: Statnett.

Statnett, som systemansvarlig³⁵ for kraftsystemet i Norge, er ansvarlig for å sikre nok reserver innenfor budområdene. Dette kan være både automatiske og manuelle reserver, og i form av regulerbar kraftproduksjon eller fleksibelt forbruk som raskt kan tilpasses. Reserveene handles i egne reservemarkeder, og varierer med hensyn til formål, responstid og andre egenskaper. Statnett jobber mye med å sikre reserver fra flere kilder enn vannkraft, for ikke å båndlegge vannkraften for mye og hindre den i å bli brukt til å balansere også andre energimarkeder.³⁶ Les mer i Statnetts innspill til dette temaet i vedlegg 6.

Systemstabiliteten vil bli utfordret når kraftsystemet får en større andel omformerbasert teknologi³⁷ som HVDC-forbindelser, sol- og vindkraftproduksjon. Det blir mer utfordrende å sikre blant annet frekvens- og spenningsstabilitet i kraftsystemet. Disse teknologiene kan ikke i dag levere såkalt roterende masse,³⁸ slik hovedsakelig større vannkraftgeneratorer kan. Roterende masse i kraftsystemet bidrar til å sikre systemstabilitet, ved at ubalanser raskt innhentes og justeres for dersom de oppstår. De fleste vannkraftgeneratorer bidrar kun med roterende masse når de produserer kraft. I perioder med mye vind- eller solkraft vil ikke de større regulerbare vannkraftverkene nødvendigvis produsere, og vil dermed ikke kunne bidra med roterende masse. Noen få vannkraftverk er imidlertid konstruert slik at de kan levere tjenester for frekvens- og spenningsstabilitet også når de ikke produserer kraft. Ved ny- eller reinvestering i vannkraftgeneratorer kan det være aktuelt å legge til rette for at flere anlegg skal kunne levere slike tjenester. Ifølge Statnett vil det imidlertid likevel være behov for å finne flere teknologiske løsninger for å løse ulike stabilitetsutfordringer vi står ovenfor i kraftsystemet fremover. Se også Statnetts innspill i vedlegg 6.

³⁵ Også kalt TSO (Transmission System Operator). Systemansvarlig koordinerer driften av kraftsystemet, sørger for fastsettelse av kapasitet til markedet, håndtering av flaskehalser og handel med andre land.

³⁶ Day-ahead markedet og Intraday-markedet.

³⁷ Teknologier som i større grad krever omforming fra HVDC til HVAC. I fremtiden vil en større andel av forbruket i perioder dekkes av omformerbasert kraftproduksjon som vindkraft og solkraft, og import via HVDC-kabler.

³⁸ Også kalt inertia/tregghet. Noen typer omformere kan levere såkalt syntetisk inertia ved å etterligne de fysiske egenskapene til roterende synkrongeneratorer.

7 Nettførsterkninger internt i Norge

Statnett har gitt innspill til utredningen med vurderinger av behovet for interne nettførsterkninger i Norge, som følge av utbygging av Sørlege Nordsjø II (SN II) fase 2. De har gjort egne analyser, med egne forutsetninger rundt blant annet utvikling i forbruk og produksjon. Detaljer om dette finnes i vedlegg 6 og i Statnetts rapport *Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet*.³⁹

Statnett vurderer at økt industriforbruk og havvind fra SN II er de sentrale driverne for økte flaskehalser og nye netttiltak i området fra Sørlandet og mot Østlandet. Behovet for å reinvestere gammelt 300 kV-nett er også en faktor. De mener det kan bli behov for ny ledning i Østre korridor,⁴⁰ som vist i Figur 37, for å avlaste flyten mellom Sør- og Østlandet. I tillegg er det behov for oppgradering av nettet til 420 kV mellom Bamble og Flesaker, og videre til Oslo og Østfold.⁴¹ Statnett mener likevel at det er mulig å koble til radialen i fase I, i tillegg til noe forbruksøkning, før større nettførsterkninger er på plass. I rapporten *Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet* skriver de at:

[...] Gitt tilstrekkelig kapasitet i tilkoblingspunktene er det mulig å håndtere en viss økning i forbruket både på Sørlandet og i Grenland og Vestfold før større nettførsterkninger er på plass. Det er også mulig å koble til den første radialen med havvind til Sørlandet. Det vil imidlertid bli prisforskjeller, og trolig må vi flytte prisområdegrensene NO1/NO2, det vil bli krevende systemdrift og tidvis noe redusert forbruk. Uansett er det bare kapasitet til deler av planlagt forbruk og havvind før nytt nett er på plass.

Videre skriver Statnett i sitt innspill til NVEs analyse at:

[...] selv om både havvind og forbruk bidrar til flaskehalsene og behovet for å oppgradere, er det forbruksveksten i Telemark, Vestfold og lengre øst på Østlandet som er den viktigste faktoren for at vi må forsterke nettet. Havvind forsterker dette behovet.

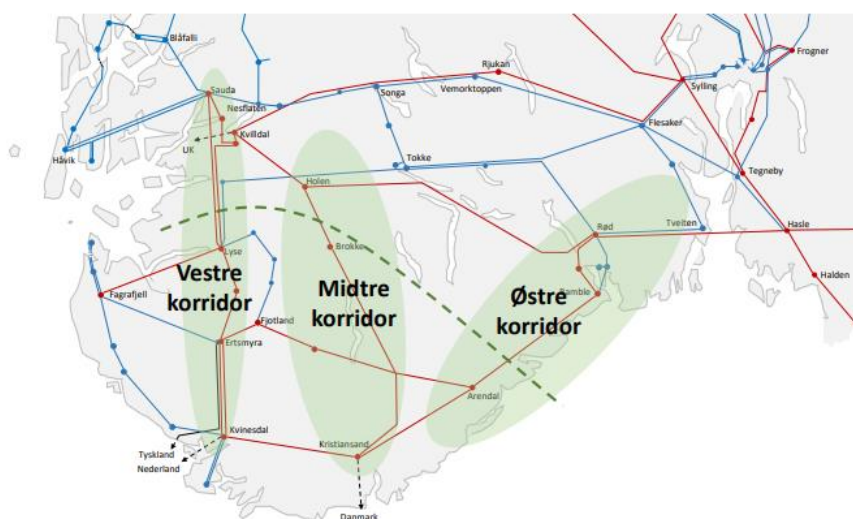
Høyt forbruk på Østlandet (NO1) om vinteren og lite produksjon i dette området, skaper høy flyt og flaskehals inn mot Østlandet allerede i dag. Statnetts analyser viser at uten nettførsterkning kan økt forbruk på Østlandet gi perioder om vinteren med for liten overføringskapasitet inn mot NO1, og dermed svært høye priser og i verste fall behov for tvangsmessig utkobling av forbruk. Statnett mener at flaskehalser som følge av mer havvindproduksjon i større grad kan håndteres av markedet, enn det flaskehalser som følge av forbruksvekst kan. Derfor er økt forbruk en sterkere driver enn ny produksjon fra vindkraft til havs når det gjelder behov for nettførsterkninger i dette området. Havvind fra SN II fase 2 kan derfor ikke sies å alene være utløsende faktor for nettinvesteringer internt i

³⁹ Statnett (2022). *Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet*, <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/havvind/2022-12-01-forbruk-havvind-og-nett-pa-sor-og-ostlandet.pdf>

⁴⁰ Tiltak med ny ledning er også med i Statnetts nettutviklingsplan fra 2021, også da begrunnet med økt forbruk og havvind fra SNII.

⁴¹ Ifølge Statnett må disse tiltakene gjøres uansett hvilket av tilknytningspunktene i NO2 man velger for SN II fase 2.

Norge, men er en viktig driver.



Figur 37 Vestre, midtre og østre korridor. Kilde: Statnett.

Hvor man kobler havvindproduksjonen fra SN II fase 2 til kraftnettet på land, har betydning for kostnader og behov for tiltak i nettet. Fase I er per nå anbefalt av Statnett tilknyttet sør i NO2, nærmere bestemt i Kvinesdal.

Statnett mener at tilknytning av havvind i sør eller øst, ved Grenland, mest sannsynlig er det beste alternativ for fase 2. Å tilknytte vindkraft til havs – spesielt med en hybrid løsning med importmuligheter – direkte inn til Grenlandsområdet kan avlaste behovet for ny ledning i østre korridor. Statnett peker imidlertid på at å etablere en hybrid nettløsning tar tid, og en sjøkabel fra SN II og inn til Grenland vil bli mye lengre og mer kostbar enn med tilkobling til et område lengre sør. Statnett mener derfor det er relevant å vurdere om Grenland som tilknytningspunkt kan være mer egnet for andre eventuelle havvindområder som ligger nærmere.

Statnett skal gjennomføre en konseptvalgutredning hvor de vil vurdere ulike konsepter for å avlaste den forventede flaskehalsen mellom Arendal og Grenland, det vil si østre korridor. I denne analysen vil tilknytning av SN II fase 2 med en hybrid til Grenland bli vurdert som et av flere mulige konsepter.

Vedlegg

1. Sentrale begreper
2. Forutsetninger
3. Kostnadsanslag
4. Nærmere om valg av nettløsninger
5. Oppdragstekst
6. Statnetts rapport



NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat

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