

NVE

Postboks 5091
Majorstuen
0301 Oslo

Anette Ødegård

Tlf: 452 58 978

anette.odegard@statnett.no

Strategisk konsekvensutredning av identifiserte områder for havvind

Vi viser til [brev av 20. desember 2023](#) der NVE ber om underlag i forbindelse med den strategiske konsekvensutredningen av de identifiserte områdene for havvind. Frist for leveranse er utgangen av april 2025. I [november 2024](#) ga Statnett et første innspill angående tilknytning av Vestavind B og F.

NVE har bedt om at Statnett vurderer hvor mye havvind det er kapasitet til å tilknytte til det norske kraftsystemet, og i hvilken rekkefølge tilknytningen av de ulike havvindområdene bør skje fra et kraftsystemperspektiv. I tillegg ber de oss vurdere muligheten for samordning med annen næring til havs.

Oppsummert innhold i dette brevet:

- Med god planlegging kan det fremtidige kraftsystemet håndtere store volum havvind
- Vi anbefaler tilknytning til Bergensområdet, Romsdal, Haugalandet og Sør-Rogaland og Agder
- Havvindområder med antatt best lønnsomhet bør prioriteres
- Samordnet nettløsning for produksjon eller forbruk til havs gir god ressursutnyttelse
- Regional kraftbalanse og systemstabilitet må ivaretas
- Vi gir en områdevis oversikt over nettkapasitet og mulige tilknytningspunkt

Statnett har tidligere vurdert mulige nettløsninger for tilknytning av havvind, blant annet gjennom rapporten: [Temarapport om utvikling av nett til havs](#) (november 2023), [Tilknytning av nye havvindområder til land](#) (februar 2023), Notat om tilknytning av 1 GW havvind til Kollsnes (september 2022) og gjennom utredninger av tilknytningsløsninger for havvind fra Utsira Nord og Sørvest F. I tillegg er mulighetene for ny produksjon beskrevet i Statnetts [områdeplaner](#). Våre vurderinger for den strategiske konsekvensutredningen av de identifiserte havvindområdene baserer seg på tidligere vurderinger og eksisterende analyser for nettområdene det er aktuelt å knytte havvind til.

Med god planlegging kan det fremtidige kraftsystemet håndtere store volum havvind

Statnett har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnettet, inkludert tilknytning av ny produksjon. Målnettet, slik det er beskrevet i Statnetts områdeplaner, vil legge til rette for tilknytning av en stor mengde havvind i Norge. Vi kan redusere nettkostnadene både til havs og på land gjennom god planlegging og ved å spre utbyggingen av havvind for å oppnå regional balanse mellom produksjon og forbruk.

Som nevnt i tidligere publikasjoner anbefaler Statnett å starte med utvikling av havvindområder som ligger nærmest industriknutepunktene på land, da dette vil redusere kostnadene for nettutvikling på land og til havs, i tillegg til å redusere ulemper for natur og miljø. Flere industriknutepunkter har enten god nettkapasitet for ny produksjon, eller det er planlagt oppgradering av nettet grunnet i forbruksvekst og reinvesteringer. Ved å knytte havvinden til disse områdene kan en unngå at store nye nettutbygginger utløses av havvindutbygging.

Nettløsning har lange ledetider, og det kan være mange berørte parter. Det er derfor viktig å starte tidlig med å finne egnede arealer og traseer til nødvendige anlegg på land, som kraftledninger, omformer- og transformatorstasjoner.

Vi anbefaler tilknytning til Bergensområdet, Romsdal, Haugalandet og Sør-Rogaland og Agder

Statnett anbefaler å prioritere tilknytning av havvind til Bergensområdet og Romsdal i tillegg til de åpne områdene for havvind Vestavind F (Utsira Nord mot Haugalandet) og Sørvest F (Sørlige Nordsjø II mot Sør-Rogaland og Agder).

NVE har identifisert flere havvindområder som kan knyttes til Bergensområdet. Av disse ligger Vestavind D nærmest land (Øygarden/Kollsnes stasjon) og vil ha lavest kostnader for nettilknytning av alle områder som ikke er åpnet. Nordvest C er havvindområdet nærmest land ved Romsdal (Fræna stasjon). Her er det ledig nettkapasitet, og området har stort behov for kraft. Utenfor Haugalandet og Sørlandet er allerede to havvindområder (Vestavind F og Sørvest F) åpnet for havvind. Vi anbefaler videreutvikling av disse da dette også er nettområder med stort kraftbehov og ledig nettkapasitet.

Tabell 1 viser vår rangering av hvilke nettområder som er mest gunstig for tilknytning av havvind, og mulig volum havvind som kan tilknyttes i planlagt nett. Volumene kommer i tillegg til allerede reservert kapasitet til havvind. Statnett har rangert nettområdene etter hvor det er mest gunstig med tilknytning av havvind fra et kraftsystemperspektiv. Det vil si områder med kraftbehov, der det er tilgjengelig nettkapasitet i dagens, eller planlagt nett og områder med forbruk. I vedlegget gir vi en grundigere beskrivelse av nettkapasitet og mulige tilknytningspunkt innenfor hvert nettområde i både dagens og planlagt nett. Her gir vi også en overordnet innbyrdes rangering av de ulike havvindområdene basert på kostnader.

I tillegg til kraftbehov og nettkapasitet vil også forventet kraftpris i de ulike prisområdene ha betydning for lønnsomheten av havvinden. I vår Langsiktige Markedsanalyse 2024-2050 legger vi til grunn at NO3 og spesielt NO4 fortsatt vil ha betydelig lavere priser enn NO2 og NO5 i 2030, men at prisforskjellene vil reduseres gradvis. I 2040, når flesteparten av de planlagte nettforsterkningene er gjennomført, er det nesten ingen prisforskjeller mellom prisområdene i gjennomsnitt. Dette taler for at havvindutbygginger som skal ferdigstilles på 2030-tallet bør prioriteres å legges til NO2 og NO5.

Tabell 1: Rangering av nettområder fra et kraftsystemperspektiv, og volum havvind som kan knyttes til i planlagt nett. Rangeringen er gitt i en todelt skala; (1) anbefalt, (2) andre mulige områder.

Rangering	Nettområde	Mulig volum havvind i planlagt nett
1	Bergensområdet	1400 MW
1	Sør-Rogaland og Agder	2800 MW
1	Haugalandet	1700-2200 MW
1	Romsdal	1400 MW
2	Helgeland	400-500 MW
2	Sogn	500-700 MW
2	Trøndelag	400-500 MW
2	Troms og Finnmark	500-600 MW

For å håndtere store volum havvind er en forutsetning å spre tilknytningen av havvind mot flere nettområder. Store mengder havvind til ett nettområde vil påvirke stabiliteten i kraftsystemet, i tillegg til å gi flaskehalser og begrensninger for systemdriften. Det vil derfor være bedre å bygge ut havvind flere steder, fremover å fylle opp et område av gangen.

Inkludert allerede reservert kapasitet har vi her identifisert mulighet for havvind-tilknytninger opp mot 12 GW. Disse tilknytningene kan være mulige uten behov for nye større nettutviklingstiltak på land utover de investeringene som allerede er beskrevet i våre områdeplaner og som først og fremst er begrunnet i reinvesteringer og forbruksvekst. 12 GW havvind tilsvarer om lag 60 TWh, omtrent som nivået havvind i Statnetts høye forbruksscenario for 2050 i Langsiktig

Markedsanalyse 2024. Per i dag er ikke utbygging av havvind i Norge lønnsomt uten støtte. Det er derfor behov for kostnadsreduksjoner, støtteordninger og/eller kostnadseffektive løsninger for at havvind skal bli realisert.

Havvindområder med antatt best lønnsomhet bør prioriteres

For å legge til rette for elektrifisering og etablering av ny industri i Norge uten en betydelig økning i kraftprisene er det behov for mer kraftproduksjon. Havvind er en teknologi som kan bidra med ny fornybar produksjon utover på 2030-tallet. For en raskest mulig realisering bør havvindområder og prosjekter med best lønnsomhet utvikles først.

Kostnaden for nettilknytningen kan avgjøre hvilke havområder som er mest rasjonelt å bygge ut, og være utslagsgivende for om et havvindanlegg realiseres eller ikke. Dersom flere områder kan tilknyttes samme nettområde, har vi derfor prioritert havvindområder etter hvilke som kan tilknyttes med lavest nettkostnader.

Statnett leverte [Nettutredning Sørvest F](#) til Energidepartementet 10. februar 2025, hvor vi analyserte mulige nettkonsepter for tilknytning av bunnfast havvind i Sørvest F. Analysen er relevant for de andre bunnfaste havvindområdene Sørvest A-E. Analysen konkluderer med at det fremstår mest samfunnsøkonomisk rasjonelt å bygge ut den bunnfaste havvinden i dette området på hybridforbindelser. Dette gir størst lønnsomhet fordi havvinden da kan selges i to markeder og fordi nettanlegget kan brukes til lønnsom utveksling av kraft når det er mindre produksjon fra havvinden. Utredningen viser at denne konklusjonen står seg i et bredt spekter av usikre scenarioer for markedsutvikling og kostnader. Havvind tilknyttet med radial, der produksjonen tilknyttes direkte til Norge, vil ha større behov for økonomisk støtte, men vil samtidig gi mer kraft og større prisreduksjon i Norge sammenliknet med en hybrid tilknytning.

Bunnfast havvind er per i dag en rimeligere teknologi enn flytende havvind og har minst behov for statsstøtte. De bunnfaste havvindområdene, Sørvest A-F, er alle plassert langt sør i Nordsjøen, og ligger mer enn 100 km fra fastland. Havvind herfra må derfor knyttes til via likestrøm, noe som gir høye nettkostnader.

Dybden i alle de andre identifiserte havvindområdene tilsier at disse kun er aktuelle for flytende havvind. Siden flere av disse ligger nærmere land enn de bunnfaste områdene i Sørvest A-F, kan noen av disse feltene tilknyttes land med lavere nettkostnad, ved hjelp av vekselstrøm. Ved å prioritere havvindområdene med avstander ned mot og under 50 km fra land vil tilknytningskostnadene reduseres betraktelig. Dette vil kunne redusere støttebehovet og øke sannsynligheten for gjennomføring. På sikt kan kanskje de billigste flytende havvindprosjektene, inkludert nettilknytning, bli konkurransedyktige med bunnfast havvind i Norge.

Samordnet nettløsning for produksjon eller forbruk til havs gir god ressursutnyttelse

Samordning av produksjon fra havvind: Nettinvesteringer er preget av skalafordeler, der det i mange tilfeller er billigere å bygge én løsning med høy overføringskapasitet, i stedet for flere separate løsninger med lavere overføringskapasitet.¹ Ved å transformere opp spenningen til havs kan en overføre samme mengde kraft til land med færre kabler. Investeringskostnadene for en slik opptransformering gjør dette mest aktuelt ved større volum havvind og ved større avstander til land. Nyten ved samordning vil også være avhengig av blant annet dybde og teknologivalg, som spenning på kabel og bunnfast/flytende/subsea stasjon.

Samordning mellom havvindproduksjon og forbruk til havs kan være gunstig på grunn av synergier mellom forbrukets og produksjonens bruk av nettet. Når det blåser, vil havvindproduksjonen forsyne forbruket til havs uten å belaste nettet på land. En eventuell restproduksjon kan overføres til land gjennom en felles nettløsning. Når det ikke blåser vil den samme nettløsningen brukes til å forsyne forbruket til havs med kraft fra land. Kombinerte nettløsninger for havvind og forbruk til havs vil kunne redusere behovet for kraft fra land, behovet for nett, utbyggingskostnader, arealinngrepet og redusere

¹ Dette stemmer i mange tilfeller, men er ikke en universell sannhet. Eksempelvis viser Statnett i rapporten [Nettutredning Sørvest F \(2025\)](#) at enhetskostnadene per MW for en løsning på 320 kV trolig er lavere enn tilsvarende kostnader for en løsning på 525 kV.

nettapene. I tillegg vil kostnadene for nettinfrastrukturen kunne deles på flere parter, avhengig av hvordan dette reguleres. Dette kan gjøre at elektrifiseringsprosjekter eller havvindprosjekter, som hver for seg ikke er lønnsomme, sammen blir lønnsomme.

Ved en slik samordning kan havvindanlegget maksimalt være dobbelt så stor som forbruksbehovet til havs og overføringskapasiteten videre mot land (gitt jevnt forbruk og sammenfallende levetider). Overføringskapasiteten på de ulike elektrifiseringsprosjektene varierer mellom 40 MW for de minste og opp til et par hundre MW for de største.

Mange av de identifiserte havvindområdene ligger i nærheten av eksisterende petroleumsinstallasjoner, som enten er, har planer om, eller kan elektrifiseres. I disse områdene bør man se på helhetlige løsninger og mulighet for elektrifisering med produksjon fra havvind. Sørvest D ligger nær Vallhall, Vestavind B omkranser de elektrifiserte feltene Troll A, Troll B og C og Gjøl. Nordvest C ligger nær Ormen Lange og Nordavind C ligger ikke så langt fra Goliat. GoliatVIND har allerede søkt om konsesjon for tilknytning til Goliat-feltet. I tillegg ligger Nordvest B omtrent midt mellom elektrifiseringsprosjektet på Haltenbanken, som er under utredning, og Draugen og Njård, som har fått konsesjon. I alle disse områdene er det potensial for samordning av elektrifisering og havvind. Statnett har ikke gjort konkrete undersøkelser av eventuelle samordninger.

I tillegg til elektrifisering av petroleum kan havvind også tilknyttes andre former forbruksbehov til havs, som havbruk, CO₂-lagring og hydrogenproduksjon. En viktig forutsetning er en kort nok avstand mellom forbruket og havvinden.

Regional kraftbalanse og systemstabilitet må ivaretas

En økt andel kraftelektronikk tilknyttet transmisjonsnettet vil påvirke systemstabiliteten. Kraftelektronikk er teknologi vi finner i både vindturbiner og likestrømsomformere. Disse installasjonene har ikke samme roterende masse som vannkraftinstallasjoner, noe som gjør kraftsystemet mer sårbart for spenningsfall ved utfall i nettet. Det kan dermed ta skade på komponenter i anlegget og påvirke andre anlegg i nærheten. Statnett gjør lastflytberegninger og analyser for stabilitet i kraftbalansen før det gis tillatelse for å knyttes til ny produksjon i et område. Et viktig tiltak for å ivareta systemstabiliteten er å spre havvindtilknytninger og HVDC-omformere til ulike geografiske områder.

Nye anlegg som planlegges må ha akseptabel påvirkning på eksisterende anlegg for at det skal kunne knyttes til et område. Dersom det blir aktuelt med flere HVDC-forbindelser eller større havvind-tilknytninger inn til ett område, er det vesentlig for Statnett å gjøre nevnte systemanalyser i forkant for å sikre at robusthet og forsyningssikkerhet for det norske kraftsystemet er ivarettatt. I tillegg til overføringskapasitet og stabilitet, må Statnett danne seg et bilde av hvordan kraftsystemet responderer på eventuelle revisjonsperioder og feilsituasjoner. Vedlikehold for komponenter i stasjon og kraftledning er noe vi må dimensjonere for når vi skal tillate flere produsenter inn til ett område. Med hensyn til forebyggende sikkerhet, vil Statnett fraråde å koble til for mye produksjon i én stasjon.

Nye havvindanlegg må tilfredsstille tekniske krav og gi Statnett som systemansvarlig samme virkemidler som om anlegget var bygget på land. Det er en fordel om dette blir tydeliggjort i regelverket som er hjemlet i Havenergilooven.

Er det spørsmål, eller andre forhold det ønskes informasjon om kan saksbehandler Anette Ødegård kontaktes på e-post: anette.odegard@statnett.no.



Med vennlig hilsen
Gunnar Løvås

Konserndirektør Kraftsystem & Kunder

Vedlegg – Områdevis oversikt over nettkapasitet og mulige tilknytningspunkt

NVE har bedt oss om å vurdere kapasitet for å tilknytte havvind til ulike områder på land både i dagens og planlagt nett. De har også bedt oss om å gi et anslag for når planlagte netttiltak kan være på plass.

I dette vedlegget beskriver vi tilgjengelig kapasitet i kraftsystemet og mulig tilknytningspunkter for hvert av de konkrete havvindområdene med henholdsvis dagens- og planlagt nett.

- **Med dagens nett** mener vi nettet som er i drift i dag, under bygging eller som har gyldig tillatelse til å bli bygget. Når vi angir tilgjengelig kapasitet regner vi ikke med kapasitet som allerede er reservert.
- **Med planlagt nett** mener vi dagens nett pluss konkrete tiltak og utbygginger av nettet hvor vi har igangsatt prosjekter.

Hva som vil være faktisk tilgjengelig kapasitet i nettet når havvinden realiseres vil være usikkert. Tilgjengelig kapasitet vil blant annet spesielt være avhengig av hvor mye forbruk og annen produksjon som realiseres, og hvor denne blir lokalisert. Nettkapasitetene vi viser her er derfor et øyeblikksbilde.

I våre kapasitetsberegninger legger vi til grunn summen av kapasiteten på overføringsforbindelsene som knyttes til nettet på land. I noen tilfeller kan det være rom for større havvindutbygging enn det er overføringsforbindelse til land. Dette gjelder blant annet hvis havvinden er koblet til annet forbruk til havs eller for hybride nettkonsept som også er koblet til andre land. Dette vil kunne gi muligheter for mer havvindproduksjon enn det vi har lagt inn som antatt nettkapasitet.

Nettkapasitetene vi oppgir her er basert på eksisterende analyser og kunnskap. Mulige kapasiteter til nettområdene er gitt hver for seg. Skal det bygges ut mye havvind må nettområdene også ses i sammenheng. Jo større volumer havvind som knyttes inn til i et punkt eller område, jo større konsekvenser vil tilknytningen få for transmisjonsnettet i resten av landet. Statnetts markedsanalyser baserer seg på en balansert utvikling, der produksjon og forbruk balanseres ut innenfor hver region. Dersom det skal mates inn store volumer havvind konsentrert i mindre regioner må det gjøres større marked- og nettanalyser for å se hvordan dette påvirker transmisjonsnettet også utenfor regionen.

Vi gir også informasjon om mulige stasjoner som kan være tilknytningspunkt for havvind. Våre vurderinger er kun basert på kapasitet i nettet, og vi har ikke utredet traseer eller gjennomførbarheten for eventuelle tilknytningsløsninger frem til disse punktene. I noen tilfeller kan det også være hensiktsmessig å bygge nye stasjoner.

Tabell 2 viser vår vurdering av rangert rekkefølge ut fra hvor det er gunstig med tilknytning av havvind fra et kraftsystemperspektiv. Det vil si områder med kraftbehov, der det er tilgjengelig nettkapasitet i dagens eller planlagt nett og områder med forbruk. Dersom det er flere havvindområder som kan tilknyttes samme nettområde er områdene rangert etter antagelser om kostnaden for tilknytningsløsningen. I tillegg viser vi mulig nettkapasitet og mulige tilknytningspunkt.

I det følgende vil vi beskrive aktuelle tilknytningspunkt, nettkapasitet og hvilke netttiltak vi planlegger for i alle nettområder som er aktuelle for tilknytning av havvindproduksjon. Nettområdene er rangert etter egnethet for tilknytning av havvind fra et kraftsystemperspektiv:

- 1) Anbefalte områder
- 2) Andre mulige områder

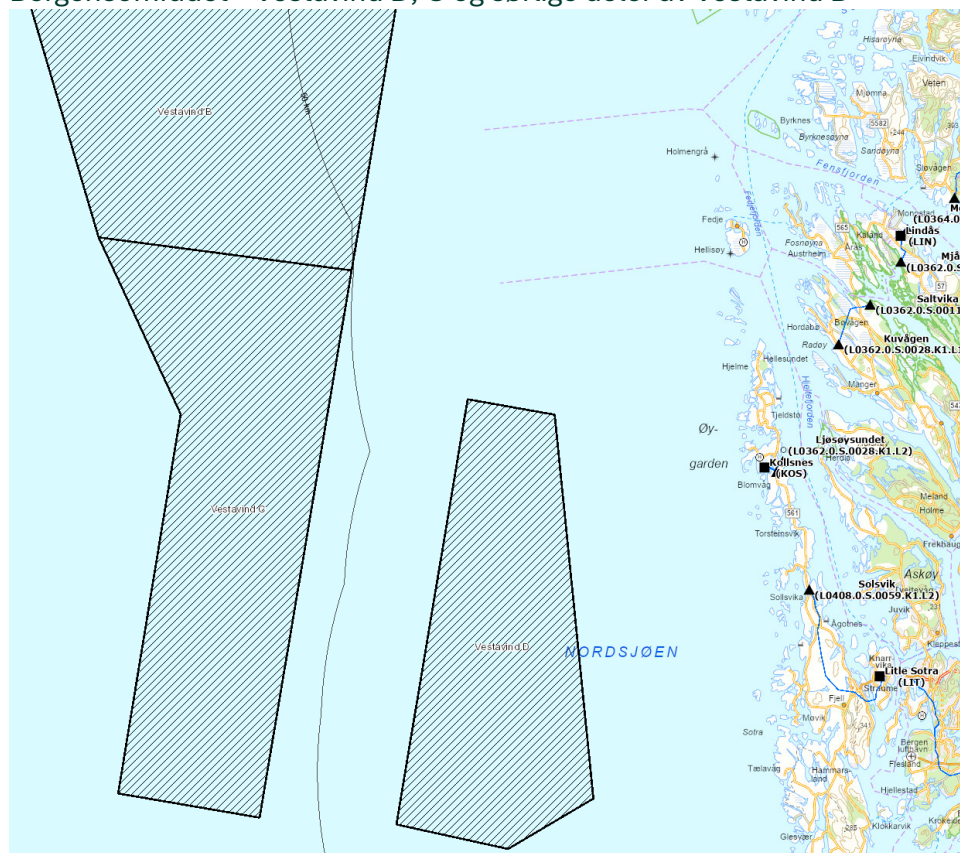
Tabell 2: Rangering og volum havvind som kan knyttes til de forskjellige nettområdene. I kolonne 1 har vi rangert nettområdene fra et kraftsystemperspektiv. I kolonne 3 har vi angitt en innbyrdes rangering av havvindområdene innenfor hvert nettområde, basert på avstand fra tilknytningspunkter og nettkostnader.

Rangering	Nettområde	Havvindområde	Mulig volum havvind i dagens nett	Mulig volum havvind i planlagt nett	Mulige tilknytningspunkt
1	Bergens-området	1. Vestavind D 2. Vestavind C 2. Vestavind B	1400 MW	1400 MW	Øygarden
1	Sør-Rogaland og Agder	1. Sørvest F 2. Sørvest A-E 3. Sønnavind	- Dagens kapasitet (1400 MW) er reservert til Ventyr	2 x 1400 MW Større volum kan være mulig ved tilknytning til Grenlandsområdet	Stemmen eller Fagrafjell for de første 1400 MW
1	Haugalandet	1. Vestavind F 2. Vestavind E	1700 MW I tillegg er 500 MW reservert (Utsira Nord)	1700-2200 MW	Karmøy eller Gismarvik
1	Romsdal	1. Nordvest C	1400 MW	1400 MW	Fræna
2	Helgeland	1. Nordvest A	400-500 MW	400-500 MW	Dagens nett: Rana eller Nedre Røssåga Planlagt nett: Marka
2	Sogn	1. Vestavind A 2. Vestavind B	500-700 MW	500-700 MW	Ålfoten eller Grov
2	Trøndelag	1. Nordvest B	-	400-500 MW	Hofstad eller Åfjord
2	Troms og Finnmark	Nordavind A-D	400-500 MW Nordavind C eller D med tilknytning til Hyggevatn	500-600 MW	Hammerfest/Hyggevatn, Øst-Finnmark

Prioriterte nettområder

I et kraftsystemperspektiv anbefaler vi havvindområder som kan tilknyttes nettområdene Bergensområdet og Romsdalen sammen med en videreutvikling av de mest modne havvindprosjektene som kan tilknyttes Sør-Rogaland og Agder og Haugalandet.

Bergensområdet – Vestavind D, C og sørlige deler av Vestavind B



Figur 1: Kart som viser havvindområdene Vestavind D, C og sørlige deler av Vestavind B og planlagte Øygarden stasjon (dagens Kollsnes) som er et aktuelt tilknytningspunkt.

Bergensområdet utpeker seg som det viktigste nettområdet, og har stor etterspørsel etter ny kraftproduksjon. Vestavind D, Vestavind C og sørlige deler av Vestavind B kan tilknyttes dette nettområdet. Havvind inn til dette området vil kunne avlaste nettet da det er mye eksisterende og planlagt forbruk. I et kraftsystemperspektiv anbefaler vi at havvind til Bergensområdet prioriteres.

Nettkapasitet i dagens nett

Statnett har analysert potensialet for havvind til dette området, senest i notatet "*Statnett innspill til SKU for havvind 2025*" av november 2024. Her skriver vi at 1400 MW havvind kan tilknyttes Øygarden transmisjonsnettstasjon når planlagt spenningsoppgradering Øygarden og Sogndal til 420 kV er gjennomført, og ny Øygarden transmisjonsnettstasjon er idriftsatt. Nye Øygarden stasjon vil ta over for transmisjonsnettfunksjonen til Kollsnes stasjon. Stasjonen er planlagt ferdigstilt rundt 2030. Dette står seg fortsatt. Det er mye eksisterende og planlagt forbruk i området, og netttiltakene er planlagt for å møte disse behovene. Havvind vil kunne avlaste nettet, og Øygarden fremstår som en egnet stasjon til å ta imot havvind.

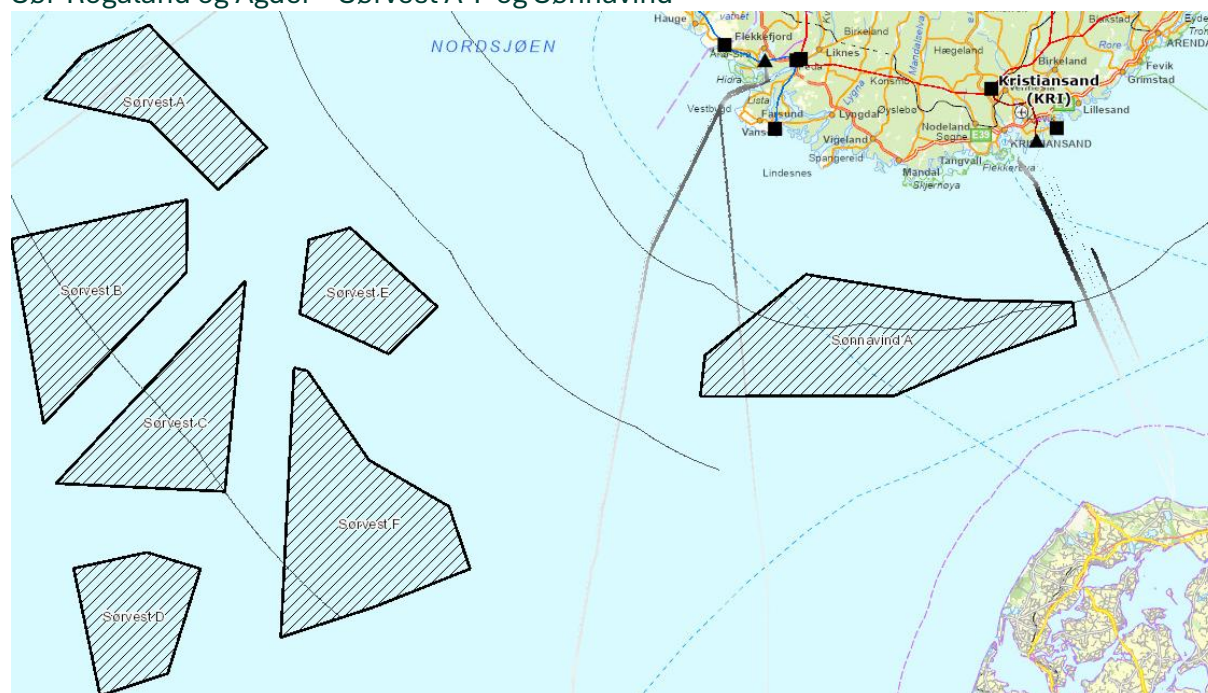
Nettkapasitet i planlagt nett

Statnett har planlagt ytterligere forsterkninger i Bergensområdet. Blant annet vil oppgradering mellom Sauda og Samnanger, samt ny ledning mellom Samnanger og Øygarden legge til rette for tilknytning av enda mer havvind i Øygarden, men dette må sees i sammenheng med andre planer for innmating av kraft langs hele Vestlandskysten, samt forbruksutviklingen i området. På bakgrunn av det har vi i tabellen ikke endret mengde havvind i planlagt nett. Samnanger-Øygarden og Sauda-Samnanger er planlagt ferdigstilt mellom 2030 og 2035.

Mulig tilknytningspunkt og løsning for nettilknytning

Bergensområdet har behov for kraft, og havvind inn til dette området er veldig gunstig. Siden nettkostnad kan være utslagsgivende om et havvindanlegg realiseres, har vi i vår vurdering vektlagt dette, basert på nettkonsept og kabelkostnad. Vestavind D ligger 20-25 kilometer fra planlagt transmisjonsnettstasjon på Øygarden, og utpeker seg spesielt med tanke på nettkostnader. Området kan i prinsipp tilknyttes med en AC-forbindelse uten stasjonsanlegg til havs. Vi forventer derfor at dette området vil ha lavere kostnad for nettilknytning sammenliknet med øvrige havvindområder som kan tilknyttes Bergensområdet.

Sør-Rogaland og Agder – Sørvest A-F og Sønnavind



Figur 2: Kart som viser havvindområdene Sørvest A-F og Sønnavind og plassering av transmisjonsnettstasjoner på land, vist med sort firkant.

Sør-Rogaland, Agder og også Østlandet utpeker seg som gode nettområder for tilknytning av havvind. Nærmeste tilknytningspunkt for Sønnavind og Sørvest-områdene er inn mot Sør-Rogaland og Agder, hvor det er et sterkt kraftnett, med gode utvekslingsmuligheter over mellomlandforbindelsene og nærhet til regulerbar vannkraft. Det gjør at Sør-Rogaland og Agder kan være godt egnet for tilknytning av ytterligere havvind. I Sør-Rogaland og Agder er det stor interesse for etablering av nytt kraftforbruk. Vi har mottatt forespørsler om nettilknytning med over 4800 MW. Planene er hovedsakelig spredt langs kysten hvor også dagens kraftforbruk i området er plassert.

Det er også behov for mer kraft til Østlandet, der det er Grenlandsområdet som ligger nærmest havvindområdene. Grenlandsområdet vil være et godt tilknytningssted for havvind da det er forventet vekst i industrien og alminnelig forbruk rundt de største byene. Det er imidlertid lengre avstand fra havvindområdene til Grenlandsområdet enn det er til Sør-Rogaland og Agder. Dette vil medføre høyere nettkostnader, slik at det blir dyrere å tilknytte havvind til dette området. På sikt, og ved en større utbygging av havvind i Sørvest A-F og eventuelt Sønnavind, kan det likevel være aktuelt å tilknytte noe av havvinden mot Grenland for å spre tilknytningene geografisk.

Sørvest-områdene ligger mer enn 100 km fra fastlandet og må tilknyttes med HVDC-forbindelse.

Sønnavind ligger omtrent 30-100 km fra fastland. Avstanden til land gjør at deler av området trolig kan tilknyttes med AC-forbindelse, mens områdene lengst fra land antagelig må tilknyttes med HVDC-forbindelse. Det er store dybdeforskjeller i havvindområdet, fra 70-390 meter. De grunneste områdene er lengst fra land, mens det blir dypere nærmere land. En eventuell opptransformering til havs vil trolig måtte gjøres med flytende eller subsea stasjon i de dypere delene av området. På det grunneste området kan det være mulig med bunnfast stasjon, men da trolig for HVDC. Siden flytende havvind fra Sønnavind trolig vil være dyrere enn bunnfast havvind i Sørvest-områdene, har vi rangert Sønnavind sist av havvindområdene som kan knyttes til Sør-Rogaland og Agder.

Nettkapasitet i dagens nett

Det er reservert kapasitet til tilknytning av 1400 MW havvind til Ventyr fra Sørlege Nordsjø II til Kvinesdal stasjon. I [Nettutredning Sørvest F](#) har vi analysert tilknytning av havvind/hybrid fra Sørvest F. Her skriver vi at det ikke er kapasitet til tilknytning av flere havvind-tilknytninger med størrelsesorden 1400 MW i dagens nett uten at det gjøres netttiltak. Det kan imidlertid være mulig med mindre volum, men det har vi ikke analysert nå.

Nettkapasitet i planlagt nett

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

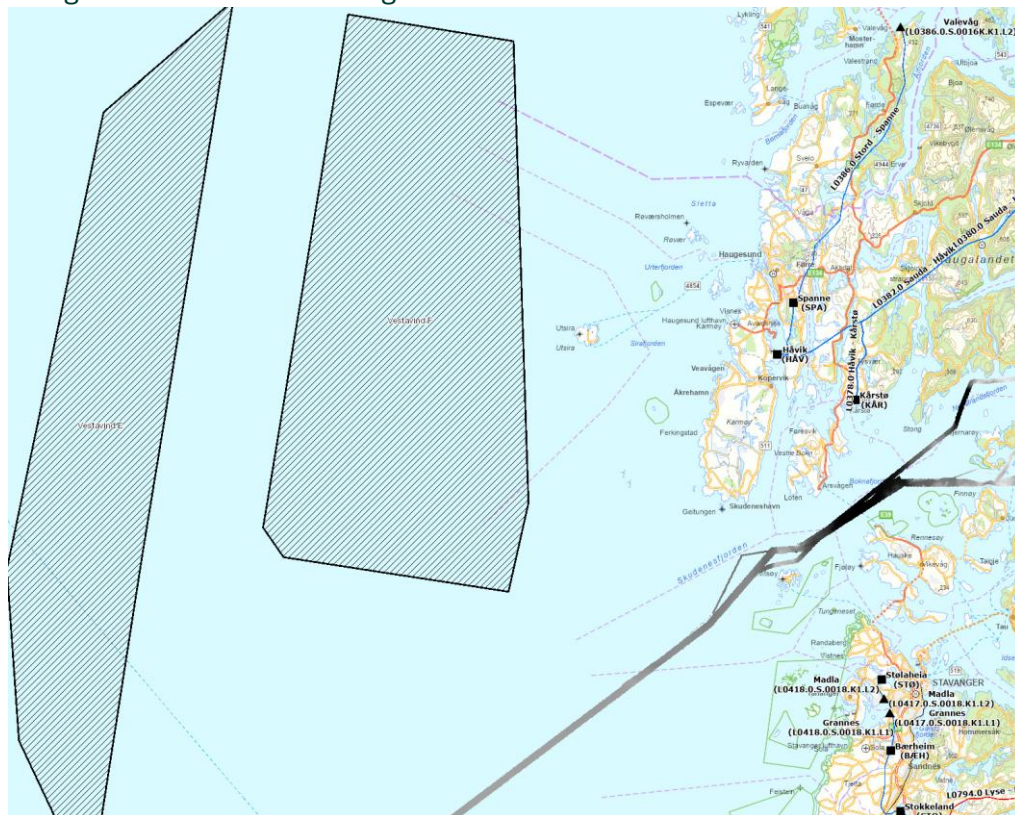
Statnett har startet planlegging av en ny 420 kV-ledning mellom Kristiansand og Stemmen, og ny Stemmen transformatorstasjon. Stemmen transformatorstasjon ble konsesjonssøkt i 2023, og er forventet ferdig 2,5 til 3 år etter endelig konsesjon. Videre har vi vurdert nettkonsepter for å imøtekomme forventet forbruksvekst på Sør- og Østlandet. Konseptvalgutredning har konkludert at en nettførsterkning mellom Sørlandet og Grenlandsområdet er mest rasjonelt, og vi har startet opp et prosjekt for å etablere en ny ledning fra Stemmen stasjon i sør, via Arendal og frem til Bamble stasjon (omtalt Østre korridor 2). Disse tiltakene vil være viktige bidragsfaktorer for å knytte havvind til Sørlandet.

Våre analyser viser at 2 x 1400 MW havvind trolig kan tilknyttes Sør- og Østlandet i planlagt nett. Dette er i tillegg til Ventyr sin tilknytning av 1400 MW til Kvinesdal. Dette forutsetter en balansert utvikling, forventet forbruksvekst, og at planlagte nettførsterkninger gjennomføres, i tillegg må det være aksept for en viss grad av interne flaskehalser i perioder. Mengden omformeringskapasitet tilknyttet nettet på Sørlandet kan gi stabilitetsutfordringer, og konsekvensene av dette må analyseres nærmere. Det vil også være behov for lokale tiltak, som for eksempel utvidelse og omstrukturering av eksisterende stasjon.

Mulig tilknytningspunkt og løsning for nettilknytning

I praksis kan alle 420 kV-stasjonene langs kysten være aktuelle tilknytningspunkter, forutsatt lokale tiltak med utvidelse/omstrukturering. For tilknytning av de første 1400 MW har vi pekt på planlagte Stemmen stasjon eller Fagrafjell stasjon som mest aktuelle på grunn av avstand til havvindområdene. Andre stasjoner mellom Stavangerområdet og Arendal kan også være mulig. Ved en eventuell tilknytning mot Grenlandsområdet, fremstår Bamble stasjon som mest aktuell.

Haugalandet – Vestavind E og F



Figur 3: Kart som viser plassering transmisjonsnettstasjoner på fastland (merket med sort firkant) og havvindområdene Vestavind E og F

Haugalandet er i dag et underskuddsområde, men mye industri og et jevnt høyt kraftforbruk. Havvind inn til dette området kan derfor være positivt for energibalansen. Vestavind E og F er aktuelle havvindområder for tilknytning til dette området. Departementet skriver i [brev av mars 2025](#) at de planlegger å lyse ut 3 x 500 MW havvind fra Utsira Nord (Vestavind F). Vi legger dette til grunn, og mener videre utvikling av Vestavind F, som også ligger nærmere land og vil ha rimelige nettilknytning enn Vestavind E, bør prioriteres.

Nettkapasitet i dagens nett

Statnett har i notatet [Statnett innspill til SKU for havvind 2025](#) av november 2024 vurdert nettkonsepter for Vestavind F. Denne vurdering er fortsatt gjeldende, og vil også være relevant for Vestavind E. Med den nye 420 kV-kraftledningen mellom Blåfalli og Gismarvik, som er under bygging og er forventet idriftsatt 2028, har vi anslått at 1700 MW havvind kan tilknyttes på Haugalandet. Dette kommer i tillegg til 500 MW havvind som vi har reservert for tilknytning av et prosjektområde for havvind fra Utsira Nord.

Nettkapasitet i planlagt nett

Statnett planlegger flere nye nettiltak i området. Oppgradering av Sauda-Samnanger ledningen til 420 kV, samt oppgradering av ledningen mellom Sauda og nye Gismarvik stasjon vil gi ytterligere kapasitet for tilknytning av havvind. Når disse prosjektene er gjennomført anslår vi at 1700-2200 MW kan tilknyttes Haugalandet. Dette er et så stort volum at vi ser behov for å analysere mulige begrensninger også utenfor Haugalandet, før vi kan slå dette fast. Volumet må sees i sammenheng med andre produksjonsplaner og planer om forbruk.

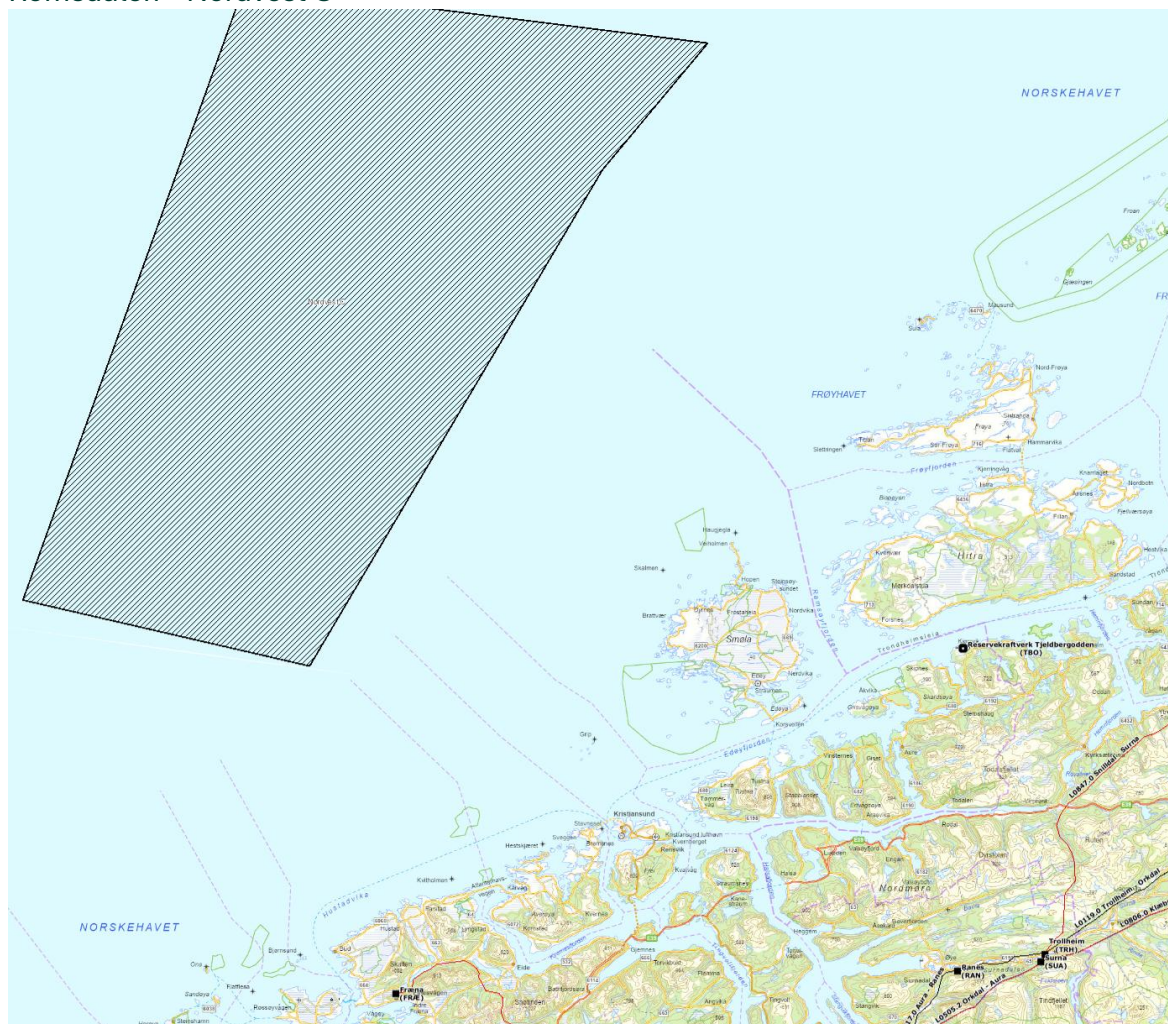
Mulig tilknytningspunkt og løsning for nettilknytning

Statnett er i [brev fra Energidepartementet av mars 2025](#) bedt om å peke på tilknytningspunkt for 500 MW havvind fra Utsira nord. I [vårt svarbrev](#) anbefaler vi tilknytning til Karmøy eller Gismarvik stasjoner.

Ved tilknytning av store volum havvind vil det være behov for å analysere mulige begrensninger i nettet, også utenfor Haugalandet. Det må også sees i sammenheng med andre forbruks- og produksjonsplaner i området. Det kan derfor være mer rasjonelt å fordele havvindutbyggingen langs kysten.

Vestavind F vil kunne tilknyttes med AC-forbindelse. Vestavind E ligger fra omkring 70-100 km fra fastland, og det vil kunne være store kostnadsforskjeller for nettilknytningen, spesielt kostnadsdrivende vil det være med en eventuell tilknytting med HVDC-forbindelse.

Romsdalen – Nordvest C



Figur 4: Kart som viser havvindområdet Nordvest C og Fræna stasjon som er et aktuelt tilknytningspunkt.

Romsdalen utpeker seg som egnet nettområde for tilknytning av havvind. Allerede i dag er området et underskuddsområde, med stort forbruk, som er forventet å øke, og med ledig nettkapasitet. Havvind inn til dette området er gunstig spesielt når vi ser at lasten forventes å øke betydelig i regionen.

Nettkapasitet i dagens nett

Vår vurdering er at dagens nett vil kunne ta imot 1400 MW, med tilknytning til Fræna transmisjonsnettstasjon som i dag har ledig nettkapasitet.

Fræna stasjon ligger i nærheten av stort forbruk i kystnære strøk og relativt nær Hydro i Sunndalsøra som er Norges største punktuttak. Det er også flere forbruksplaner, heriblant hydrogen- og ammoniakkproduksjon, datasenter og annen industri. Dette kommer i tillegg til Statkrafts planer om å erstatte Aura kraftverk (300 MW) med et effektkraftverk på 810 MW, som det kan forventes at vil gå i motfase med havvind. I tillegg til dette er det regulerbar vannkraft i området, og vi forventer at det vil spille godt sammen med uregulerbar havvind.

Nettkapasitet i planlagt nett

Statnett har ikke planer om tosidig forsyning av Fræna, og vi har ikke startet prosjekter for ytterligere netttiltak som vil øke nettkapasiteten ut til Fræna. Vi har imidlertid meldt en ny 420 kV-ledning Isfjorden-Fannefjorden. Denne vil gi tosidig transmisjonsnettforstyrning til ny Fannefjorden stasjon, i nærheten av dagens Istad stasjon og bedre forsyningssikkerheten ut til Romsdalshalvøya ettersom vi oppnår tosidig forsyning forbi det værutsatte Meisalfjellet der vi har hatt flere utfall på 420 kV-ledningen Viklandet-Fræna. Dette vil føre til at regionalnettet forsterkes herfra, og vil gi økt kapasitet i området. Vi forventer konsesjon i 2026 og idriftsettelse 3-5 år etter konsesjon. Ut fra dagens forbruksplaner mener vi det er mest hensiktsmessig at ytterligere nettforsterkning skjer i regionalnettet. Dermed forblir Fræna stasjon ensidig forsynt av transmisjonsnettet.

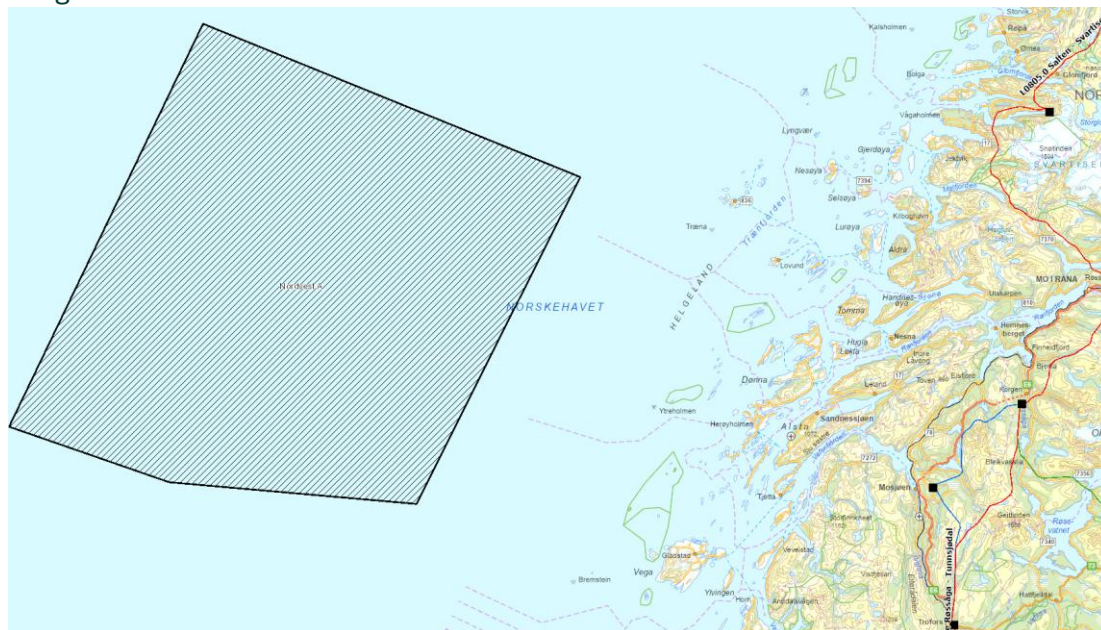
Mulig tilknytningspunkt og løsning for nettilknytning

Fræna transmisjonsnettstasjon vil være et eget tilknytningspunkt med ledig nettkapasitet. Havvindområdet Nordvest C er stort, og ligger mellom 55-150 km fra stasjonen. Det betyr at den nærmeste delen av havvindområdet vil kunne tilknyttes med AC-forbindelse, mens området lengre fra land sannsynligvis må tilknyttes med HVDC-forbindelse, og behov for flytende HVDC-stasjon offshore, samt på land. Det vil derfor være store kostnadsforskjeller avhengig av om havvindområdet kan tilknyttes med eller uten flytende HVDC-anlegg og kabelkostnader. Vi mener den delen Nordvest C som ligger nærmest, og kan tilknyttes med AC-teknologi som bør prioriteres for åpning.

Andre mulige nettområder

For at kraftsystemet skal kunne ta imot store volum havvind vil det kreve god planlegging, der havvindproduksjon fordeles mot ulike steder i landet. Andre mulige nettområder for tilknytning av mindre volum havvind er Helgeland, Sogn, Trønderlagskysten og Troms og Finnmark, hvor mye havvind som kan tilknyttes disse områdene er *noe* usikkert, og vil avhenge av *blant annet forbruksplaner og eventuell annen produksjon*.

Helgeland – Nordvest A



Figur 5: Kart som viser havvindområdet Nordvest A og plassering av transmisjonsnettstasjoner på land, vist med sort firkant.

Helgeland er per i dag et overskuddsområde med mye regulerbar vannkraft. Området har mye industri, blant annet er det et stort forbruk med aluminiumsproduksjon i Mosjøen (Alcoa), og det er mye industri i Mo. De største forbrukene i Helgelandsområdet har jevn effekt. Det er planer om svært mye ny industri på Helgeland, med lokalisering både i Mosjøen-området (Marka stasjon), Hemnes (Nedre Røssåga stasjon) og i Rana. Vi forventer en endring av kraftbalansen i området fra kraftoverskudd til -underskudd.

Sett i sammenheng med dagens regulerbare kraftproduksjon og forventet forbruksøkning, vil det være gunstig med havvind tilknyttet på Helgeland. Det er imidlertid stor usikkerhet rundt utviklingen av forbruk og produksjon (vindkraft på land), som vil være av betydning for hvor mye havvind det vil være kapasitet til. Dersom forbruket øker, og planlagte nettoppgraderinger realiseres, vil havvind kunne spille godt sammen med den regulerbare vannkraften i området.

Nettkapasitet i dagens nett

Dagens nett, med dagens forbruk og kraftproduksjon, vil kunne håndtere 400-500 MW havvind inn til Rana stasjon eller Nedre Røssåga stasjon. Dette må da tilknyttes i stasjonene på 420 kV. Produksjonen må tilknyttes med særlige vilkår og vernløsning for produksjonsfrakobling knyttet til utfall av 420 kV-ledningen Rana–Nedre Røssåga og også sannsynligvis ledninger nordover fra Rana og mellom Nedre Røssåga og Sverige.

Nettkapasitet i planlagt nett

Statnett planlegger økt nettkapasitet på og inn til Helgeland. Planlagt økt transformeringskapasitet i Rana kan muliggjøre tilknytning av havvind alternativt på 132 kV i Rana. Vi planlegger videre å forsterke nettet inn til og i Marka, ved å bygge ny 420 kV-ledning mellom Nedre Røssåga og Marka og å øke transformeringskapasitet i Marka transmisjonsnettstasjon til 420 kV. Når nettet til og i Marka er forsterket, vil Marka stasjon være et gunstigere tilknytningspunkt for Nordvest A. Planen er at tiltaket kommer i drift i 2033-35. Disse tiltakene vil ikke endre kapasiteten for tilknytning av havvind i området, som fortsatt vil være mellom 400-500 MW og begrenset av nettkapasiteten ut av Helgeland.

For å kunne tilknytte havvind ut over 400-500 MW vil det i tillegg være behov for å øke nettkapasiteten ut av Helgeland. Vi planlegger å oppgradere dagens 220 kV-ledning mellom Nedre Røssåga og Sverige til 420 kV og oppgradere 300 kV-forbindelsen sørover til Midt-Norge til 420 kV. Disse prosjektene ligger imidlertid lenger frem i tid, og vi har ikke startet prosjektplanlegging for disse.

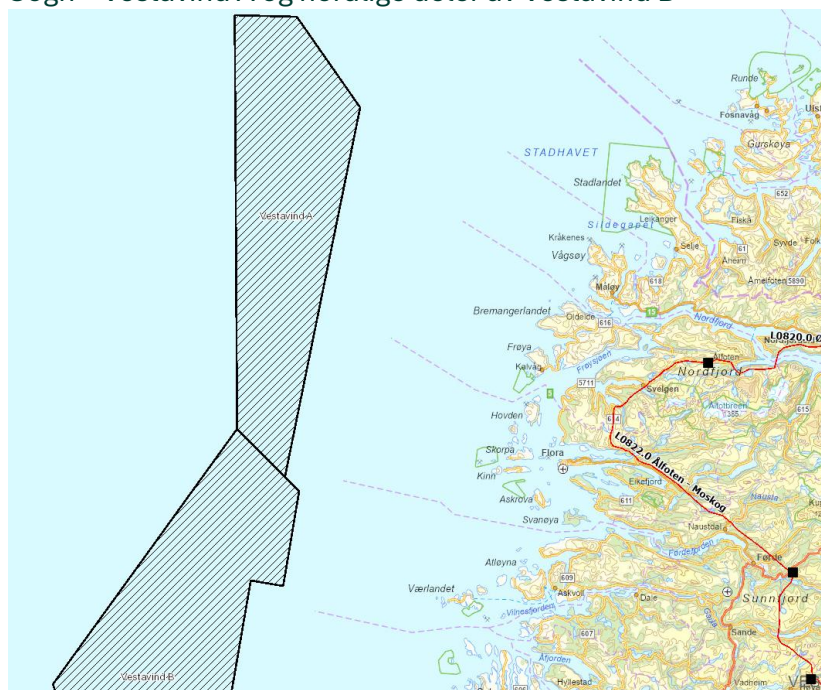
Vi planlegger også å bygge ny 420 kV-ledning mellom Nedre Røssåga og Rana, men har ennå ikke startet prosjekt for dette. Med nevnte planlagte nettførsterkninger på og ut av Helgeland, vil det kunne tilknyttes mer havvind i området, i Marka, Nedre Røssåga og/eller Rana.

Mulig tilknytningspunkt og løsning for nettilknytning

Inn mot Helgeland har vi skilt på aktuelle tilknytningspunkt i dagens nett og i planlagt nett. I dagens nett vil Rana eller Nedre Røssåga være aktuelle stasjoner for tilknytning. Rana antas lokaliseringmessig noe gunstigere enn Nedre Røssåga, men Nedre Røssåga er et systemmessig sterkere punkt i nettet. Dersom havvinden realiseres senere, etter at tiltakene inn til og i Marka er i drift, vurderes Marka stasjon å være et gunstig tilknytningspunkt som ligger noe nærmere kysten. Det kan også bli aktuelt å etablere ny stasjon i Holandsvika dersom det kommer mye nytt forbruk og ny kraftproduksjon i dette området.

Nordvest A er det største av de identifiserte havvindområdene, og det vil derfor være store kostnadsforskjeller for nettilknytningen avhengig av avstand til land. Vi anbefaler at den delen av havvindområde som ligger nærmest land og kan tilknyttes med AC-teknologi prioriteres.

Sogn – Vestavind A og nordlige deler av Vestavind B



Figur 6: Kart som viser havvindområdene Vestavind A og nordlige deler av Vestavind B og plassering av transmisjonsnettstasjoner på land, vist med sort firkant.

Regionen er per i dag et overskuddsområde, med relativt lite forbruk og begrenset kapasitet til å tilknytte ny produksjon. Statnett har derfor ikke prioritert produksjon fra havvind inn til dette området blant de høyeste. Det er imidlertid planer om forbruk i området, og dersom det kommer mye nytt forbruk kan havvind være egnet.

Nettkapasitet i dagens nett

Transmisjonsnettet her består av kun én 420 kV-ledning mellom Sogndal og Ørskog, og det er derfor kun muligheter med mindre volum havvind mot Sogn. Det er imidlertid planer om forbruk i området, og dersom det kommer mye nytt forbruk kan havvind være egnet. Vi har i notatet "Statnett innspill til SKU for havvind 2025" av november 2024 anslått at 500-700 MW kan tilknyttes i dagens nett. Denne vurderingen står seg fortsatt.

Nettkapasitet i planlagt nett

Statnett har ikke startet prosjekter for nettiltak i regionen som vil øke nettkapasiteten i området.

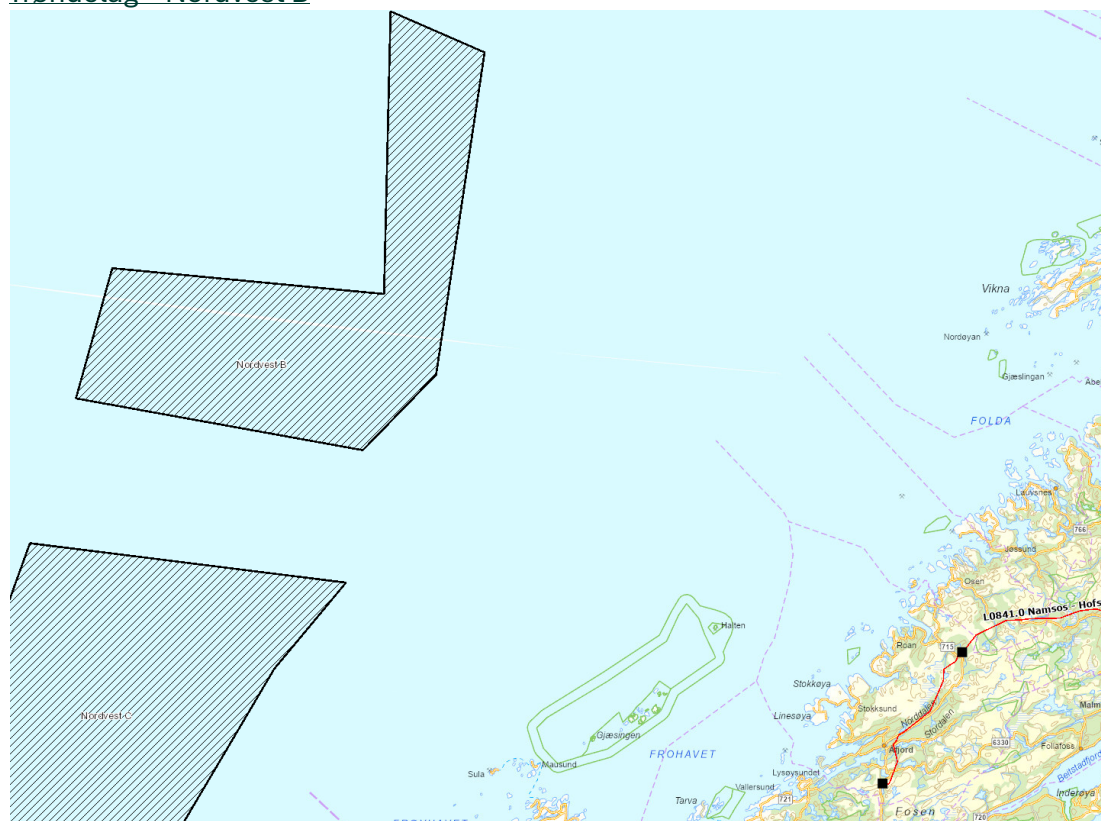
Mulig tilknytningspung og løsning for nettilknytning

Ålfoten transmisjonsnettstasjon som per nå er nærmeste transmisjonsnettstasjon ligger omtrent 90 km fra Vestavind A og 100 km fra Vestavind B.

I en fremtidig utvikling av kraftsystemet i regionen har vi sett at det kan være aktuelt med en ny Grov transmisjonsnettstasjon i Kinn kommune. Dette er et tiltak vi har pekt på i områdeplan Sogn til Sunnmøre, men vi har ikke satt i gang dette prosjektet. Grov ligger lenger ut mot kysten og lenger sør enn Ålfoten, og vil dermed medføre en kortere kabeltilknytning. Realisering av denne er ikke avklart da det må gjøres grundigere vurderinger av behovet.

Dersom utbygging av havvind skal være realistisk fordrer det at det tilknyttes med AC-forbindelse, og at Grov transmisjonsnettstasjon, som vil gi en kortere nettforbindelse, blir tilknytningspunkt dersom denne realiseres. Med tanke på avstand til tilknytningspunkt er det lite som skiller Vestavind A og nordlige deler av Vestavind B. I et kraftsystemperspektiv er derfor disse områdene likestilt.

Trøndelag – Nordvest B



Figur 7: Kart som viser havvindområdet Nordvest B og plassering av transmisjonsnettstasjoner på land, vist med sort firkant.

Prisområdet NO3, som regionen inngår i, er et underskuddsområde, men Fosen som er aktuelt tilknytningspunkt har i dag kraftoverskudd. Med mye uregulerbar vindkraft på land, lite regulerbar vannkraft og relativt lavt forbruk, er ikke Nordvest B et område som bør prioriteres for radielle havvindutbygginger i et kraftsystemperspektiv. Nordvest B ligger langt fra land slik at tilknytningskostnaden antas å bli høy.

Det er imidlertid flere potensielle elektrifiseringsprosjekter i nærheten av Nordvest B og den nordlige delen av Nordvest C. En eventuell samordning av havvindutbygging og elektrifisering her, vil kunne redusere samlede kostnader for elektrifisering og havvind, og samtidig muliggjøre elektrifisering med en lavere belastning av nettet på land. En slik løsning bør vurderes. Dette vil gjøre havvindutbygging her mer aktuell.

Nettkapasitet i dagens nett

Det per i dag ikke kapasitet til ny kraftproduksjon, og det er usikkerhet om hvor mye, og eventuelt når det kan tilknyttes havvind til dette nettområdet. Det avhenger blant annet av hva som kommer av forbruk og produksjon.

Nettkapasitet i planlagt nett

Etter at ny 420 kV-ledning Åfjord-Snilldal er ferdigstilt er det etter vår vurdering mulig med 400-500 MW ny havvindproduksjon til området. Statnett fikk i 2013 endelig tillatelse for å bygge denne ledningen, og første byggetrinn (Namsos-Åfjord og Snilldal-Surna) ble satt i drift i 2019. Andre byggetrinn omfatter strekningen mellom Åfjord og Snilldal og sjøkabel under Trondheimsfjorden. Her har NVE gitt Statnett avslag på ekspropriasjonstillatelse på grunn av uenighet med reindriften i området, og saken nå ligger hos Energidepartementet. Vi anser prosjektet som svært viktig for tilknytning av ny produksjon.

Nytt forbruk kan imidlertid endre bildet, og øke behovet for ny produksjon. Eksempler på mulig nytt forbruk i området er 150 MW til hydrogenproduksjon, 80 MW til elektrifisering av Draugen/Njård, 170 MW til elektrifisering av resten av Haltenbanken fra Namsos og ca. 100 MW til datasenter i Tunnsjødal. Totalt blir nevnte prosjekter ca. 500 MW nytt forbruk.

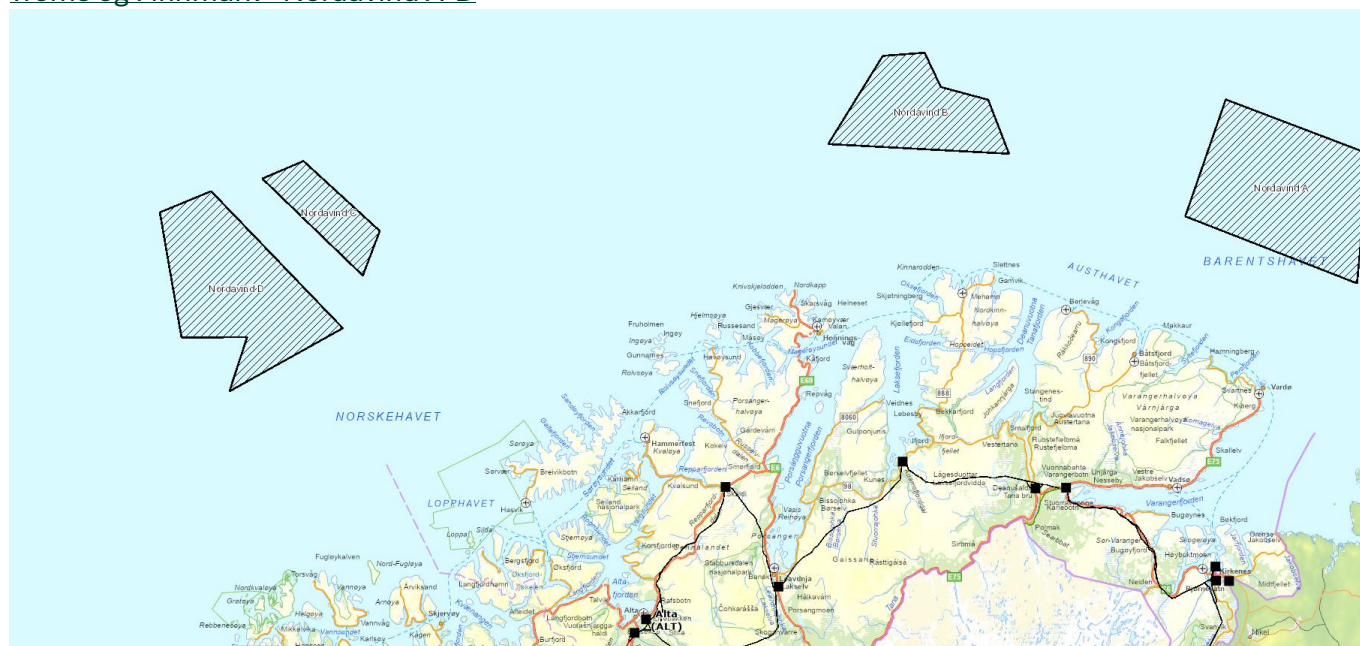
Ved en eventuell utbygging av havvind på Helgeland – Nordvest A kan det bli utfordrende samtidig å håndtere 400-500 MW produksjon på Trøndelagskysten. I et slikt scenario kan det bli veldig mye transport gjennom området i perioder med mye produksjon fra både havvind og vindkraft på land i området. Et eventuelt stort forbruk i NO4, for eksempel 400 MW på Melkøya, vil kunne bidra til at flyten sørover reduseres. Totalt sett vil det være nødvendig å gjøre nettanalyser nærmere i tid for å konkludere på nettkapasiteten.

Mulig tilknytningspunkt og løsning for nettilknytning

Havvind fra Nordvest B kan tilknyttes mot Hofstad eller Åfjord transmisjonsnettstasjoner.

Nordvest B er et stort havvindområde, som ligger relativt langt fra fastland og vil trolig ha høye kostnader for nettilknytningen. Store deler må trolig tilknyttes med HVDC-forbindelse, og behov for flytende HVDC-stasjon offshore, samt på land. Den nærmeste delen ligger omtrent 90 km. fra fastland. Om det vil være muligens med en tilknytning med AC-forbindelse her er usikkert og må utredes nærmere.

Troms og Finnmark - Nordavind A-D



Figur 8: Kart som viser havvindområdene Nordavind A-D og plassering av transmisjonsnettstasjoner på land, vist med sort firkant.

Havvindområdene strekker seg fra Finnmark og Troms til Hammerfest. Dette er nettområder som i dag er et overskuddsområde i store deler av året, men med store variasjoner over sommer/vinter. Det er lite regulerbar vannkraft i området, og det gir begrensning for større mengder uregulerbar produksjon. Dette sammen med lavt forbruk, og begrenset kapasitet inn og ut av landsdelen gjør det viktig med koordinert utvikling av forbruk og produksjon.

Det er flere vindkraftsaker på land som er under behandling i disse områdene. Dette vil gi kraft til området raskere og rimeligere. Dersom mange av disse blir realisert, vil det være begrenset kapasitet til havvind.

Det er lite som skiller de fire Nordavindområdene, men Nordavind C som ligger nærmest forbrukspunkter, utpeker seg per nå noe bedre.

Nettkapasitet i dagens nett

Vår vurdering er at dagens nett vil kunne ta imot minimum 400 MW kraftproduksjon som kan tilknyttes til Hyggevatn stasjon når ny 420 kV-ledning Skaidi-Hammerfest, som er under bygging er ferdigstilt. Stasjonen bygges for tilknytning av 300 MW nytt forbruk fra Melkøya. Økt produksjon vil kunne legge til rette for ytterligere forbruk i området. Hyggevatn stasjon kan derfor også være aktuelt tilknytningspunkt for vindkraft på land prosjekter i området, som vil kunne konkurrere om kapasiteten. Goliat VIND har søkt om tillatelse for havvind med samlet kapasitet på 75 MW, som skal knyttes til Goliat-plattformen. Statnett har bekreftet at denne, og tilknytning av de to landvindprosjektene som er meldt til Skaidi stasjon på til sammen 400 MW, er driftsmessig forsvarlig. Tilknytning til denne stasjonen er på grunn av avstand kun aktuelt for Nordavind C og D.

Nettkapasitet i planlagt nett

Videre ser vi at det kan bli mer nytt industriforbruk med realisering av nytt nett. Også her vil det være vindkraft på land prosjekter som kan konkurrere om kapasiteten. Statnett har i forbindelse med konsesjonssøknader i området pekt på at det med planlagte nettoppgraderinger, 420 kV Skaidi-Lebesby-Seidafjellet og nettforsterkning mot Finland, vil være plass til 590 MW ny kraftproduksjon, i tillegg til restkonsesjonen på Raggovidda og Hamnefjell på 170 MW i Øst-Finnmark. Dette med utgangspunkt i dagens kraftforbruk og elektrifisering av Melkøya. Det er reservert kapasitet til litt under 300 MW ny produksjon, men i forbindelse med Kraft- og industriløftet for Finnmark er det meldt landvind-prosjekter på over

4700 MW. Det er i dag reservert kapasitet for opp mot 600 MW nytt forbruk i Finnmark, og det er en lang rekke aktive tilknytningssaker. Økt forbruk vil gi rom for betydelig mer kraftproduksjon, men mulighetene vil variere fra tilknytningspunkt til tilknytningspunkt. Høyt overskudd vil raskt gi for høy kraftflyt, og regional kraftbalanse vil være viktig også i planlagt nett.

Mulig tilknytningspunkt og løsning for nettilknytning

Nordavind A vil være mulig å koble til i nye Seidafjellet stasjon som vil bli et nytt, sentralt punkt i Øst-Finnmark. Det forutsetter 420 kV Skaidi-Lebesby-Seidafjellet og effektstyring av Finnlandsforbindelsen realiseres.

Nordavind B er mulig å koble til i Hyggevatn stasjon, hvor ny 420 kV-ledning Skaidi-Hammerfest skal tilknyttes. En eventuell elektrifisering av Melkøya skal også forsynes fra denne stasjonen, og det er derfor planlagt stort forbruksvekst her. Nordavind C og D er også mulig å koble til Hyggevatn stasjon, men disse havvindområdene ligger lenger unna.