



Kunnskapsgrunnlag for å vurdere teknisk tilretteleggelse for fleksible løsninger for fase 1 Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord

24.november 2022



Forord

Denne rapporten er et svar på et oppdrag fra Olje- og energidepartementet (OED) som gitt i brev datert 25.oktober¹. OED har bedt Statnett om et kunnskapsgrunnlag for å vurdere om det er samfunnsmessig rasjonelt å tilrettelegge fase 1 på Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord for fleksible løsninger.

Oppdraget innebærer å konkretisere potensialet for fremtidige tilknytninger for radialene på Sørliche Nordsjø II fase 1 og Utsira Nord. Dette inkluderer hvordan den tekniske utformingen må forberedes for å tilrettelegge for fremtidig utvidelse, vurdere behovet for teknologiutvikling og risikoen for forsinkelser, gi et kostnadsoverslag på de relevante tilpasninger inkludert besparelser på sikt, samt belyse konsekvensene for areal og miljø av ulike nettløsninger.

Departementet har videre bedt om et kunnskapsgrunnlag for å vurdere om det er samfunnsmessig rasjonelt å sette vilkår om samordning av nettanlegg og nettilknytning for utlysningsområdene på Utsira Nord. Statnett er bedt om å beskrive ulike alternativer for slike samordnede løsninger, og å redegjøre for kostnader og nytte ved en slik samordning sammenlignet med en distribuert løsning.

Bakgrunnen til oppdraget kommer blant annet fra Statnetts innspill til Reguleringsmyndigheten for Energi (RME) 21.september² og 12.oktober³ 2022. Der har Statnett pekt på at utviklingen av nett til havs allerede fra starten av bør planlegges, bygges og driftes integrert med nettet på land, og godt koordinert mot andre sektorer i et langsiktig og bærekraftig perspektiv. Vi påpekte at det er viktig allerede før utlysning å identifisere nett til havs som *har* eller *ikke har* potensial til å bli utvidet mot nytt forbruk, nye havvindområder eller andre tilknytningspunkter på land. Videre pekte vi på at der det er samfunnsmessig rasjonelt, bør anlegg som har et potensiale for utvidelse tilrettelegges teknisk for dette, og at de to åpnede områdene Sørliche Nordsjø og Utsira Nord er i denne kategorien.

Vi legger til grunn regjeringens beslutning om at både Utsira Nord og fase 1 på Sørliche Nordsjø II skal tilknyttes Norge som radialer. Vi presiserer at vårt svar baseres på den informasjon og innspill vi har tilgjengelig. Best mulige kostnadsestimat og kost-nytte-vurderinger krever at det gjennomføres grundige studier, og avhenger blant annet av plassering, kapasitet og tidspunkt av fremtidige utlysninger for havvind.

I arbeidet med denne rapporten har vi vært i kontakt med andre europeiske TSO-er, leverandører, samt selskaper som ser på muligheter for elektrifisering av sin virksomhet. Dette har gitt oss god innsikt i problemstillingene og noen viktige funn. Selv om det er knyttet usikkerhet til en del av forutsetningene som er gjort, anser vi at våre funn er robuste for ulike framtidsscenarier.

Oslo, november 2022



Håkon Borgen

Konserndirektør Utvikling Hav



Gunnar Løvås

Konserndirektør Kraftsystem og Marked

¹ [2022-10-25 Oppdragsbrev fra OED \(Statnett.no\)](#)

² [2022-09-21 Angående brev fra OED om konkretisering av vurderinger om regulering av nett til havs \(Statnett.no\)](#)

³ [2022-10-12 Statnetts vurderinger knyttet til regulering av nett til havs \(Statnett.no\)](#)

Sammendrag

Denne rapporten gir et kunnskapsgrunnlag for å vurdere nettløsning på Sørliche Nordsjø II fase 1 og Utsira Nord. Rapporten er skrevet som et svar på et oppdrag gitt av Olje- og Energidepartementet, på bakgrunn av at Statnett gav sitt innspill til Reguleringsmyndigheten for Energi (RME) om at nettanlegg til havs som har et potensial for utvidelse bør tilrettelegges for en slik utvidelse før utlysning.

Regjeringen har besluttet at både Utsira Nord og fase 1 på Sørliche Nordsjø II skal tilknyttes radielt, og har en ambisjon om idriftsettelse innen 2030. Dette legges til grunn våre vurderinger. Norge trenger mer produksjon og det er derfor viktig å sørge for tempo i utbyggingen av havvind. Samtidig er det hensiktsmessig å vurdere hvordan de første havvindutbyggingene bør bygges sett i lys av Regjeringens ambisjon om å tildele arealer for 30 GW havvind innen 2040. En helhetlig tilnærming for utvikling av nett til havs, som ser de ulike stegene i havvindutbyggingen i sammenheng og som også ser på mulighetene for å tilrettelegge for elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner, kan legge til rette for en mer samfunnsmessig rasjonell løsning på lengre sikt.

Statnetts funn kan oppsummeres i følgende punkter:

- **Olje- og gassinstallasjoner kan elektrifiseres** i tilknytning til havvindutbyggingen på Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord. Merkostnaden for å tilrettelegge en stasjon for dette er lav. For Sørliche Nordsjø er en slik utvidelse uavhengig av spenningsnivå. En slik elektrifisering gir også mulighet for å tilknytte noe økt havvindproduksjon. Statnett anbefaler derfor at det stilles krav om slik tilrettelegging.
- **Valg av spenningsnivå for Sørliche Nordsjø II** vil være avgjørende for hvorvidt fase 1 kan bli en del av et framtidig nordsjønett. Det er to alternative spenningsnivåer – 320 kV og 525 kV:
 - En radial på 320 kV spenningsnivå på Sørliche Nordsjø II fase 1 kan bygges raskere og med lavere kostnader enn ved valg av 525 kV. En 320 kV radial kan imidlertid ikke utvides mot et havnett. Det haster med å få ny produksjon inn i det norske kraftsystemet, og regjeringen har en målsetting om at fase 1 skal realiseres før 2030. Gitt premisser om rask realisering, mener Statnett at et valg av 320 kV i fase 1 vil være hensiktsmessig. En realisering av havvind innen 2030 er meget ambisiøst og krever effektive myndighetsprosesser og tilgjengelighet i leverandørmarkedet.
 - En radial i fase 1 kan også bygges på 525 kV. Dette vil trolig ikke kunne realiseres innen 2030, men gir en mulighet for en fremtidig utvidelse til et nordsjønett og mulighet for tilknytning av mer havvindproduksjon på samme infrastruktur. Kostnaden ved å velge 525 kV i fase 1 er ca. 30 % høyere enn 320 kV.
 - Det er sannsynligvis mulig å realisere et potensial på opptil 6-9 GW havvind i Sørliche Nordsjø II. Statnett mener Sørliche Nordsjø i fase 2 (og senere) er spesielt godt egnet for å bli tilknyttet et nordsjønett. TSO-ene rundt Nordsjøen jobber for en felles standard for HVDC-tilknytning av havvindparker på 525 kV. Statnett anbefaler derfor at 525 kV bør legges til grunn i fase 2 og senere – for å tilrettelegge for slik utvikling.
- Det er samfunnsmessig rasjonelt å **planlegge for en samordnet nettløsning** for tilknytning av havvindfeltene fra Utsira Nord
 - En samordnet nettløsning kan forventes å gi kostnadsbesparelser og reduserte natur- og miljøulempere. Det finnes ulike varianter av samordnet nettløsning, og det er flere forhold som må utredes videre før det kan konkluderes på et løsningsvalg.
 - Både samordnet og distribuert løsning kan tilrettelegges for elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner gjennom dimensjonering av stasjonsløsning.
 - For å muliggjøre rask realisering av havvindområdet, bør arbeidet med konsekvensutredning starte så tidlig som mulig.
 - Ved valg av samordnet løsning må ansvar og roller tildeles raskt, og én aktør bør få ansvaret for denne løsningen.

Både Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord har potensiale for å bidra til elektrifiserings-løsninger

Det er potensiale for elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner i AC-kabelavstand til begge de åpne områdene. For Sørliche Nordsjø II er elektrifisering av virksomhet på Ekofiskfeltet mest aktuelt på grunn av den relativt korte avstanden sammenlignet med avstanden fra Ekofisk til land. En annen fordel er at kapasitet tilsvarende elektrifiseringsforbruket vil frigjøres fra kabelforbindelsen til land og dermed gi mulighet for en høyere produksjon.

Når det gjelder Utsira Nord er det mulig å utvide en stasjonsløsning for havvind til også å omfatte elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner på den nordlige delen av Utsirahøyden. Her er det imidlertid pågående prosesser for elektrifiseringen, og det er nødvendig å se tidsplanene for disse i sammenheng med havvinden.

På grunn av levetidsbetraktninger for olje- og gassfeltene, vil tidlig elektrifisering være mest lønnsomt. Dette tilsier at en reell vurdering av tilrettelegging for elektrifisering blir særlig viktig for de første havvindprosjektene som bygges ut. Dette gjelder spesielt for vurdering av tilrettelegging for elektrifisering av Ekofisk.

Kostnadene ved å legge teknisk til rette for mulig elektrifisering er lave for både Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord. Mulighetene er uavhengig av valgt spenningsnivå. Samtaler med leverandører antyder en merkostnad for tilrettelegging av stasjon er i størrelsesorden 1-3 % av nettløsningen. Selv om Statnett ikke kan bekrefte tallene, deler vi vurderingen av at det er moderate merkostnader.

Valg av spenningsnivå er den viktigste beslutningen for fremtidig fleksibilitet for Sørliche Nordsjø II.

Det er to alternative DC-spenningsnivåer for tilknytning av havvind fra Sørliche Nordsjø II: 320 kV og 525 kV.

Den rimeligste og raskeste måten å bygge ut en radial i fase 1 fra Sørliche Nordsjø II er å velge 320 kV spenningsnivå på kabler og konverterstasjon. Dette valget gir en raskere tilknytning av havvind inn mot Norge enn en løsning på 525 kV. Det er etablert flere radialer for havvind i Nordsjøen hvor tilknytningsløsningen er basert på spenningsnivå 320 kV. De havvindprosjektene som er under bygging i dag, er basert på dette spenningsnivået og det eksisterer driftserfaring med 320 kV konverterstasjon på en offshore plattform. I dag er det maksimalt mulig å overføre 1400 MW havvind til land på dette spenningsnivået. **Gitt premisser om rask realisering, mener Statnett at et valg av 320 kV i fase 1 vil være hensiktsmessig.** En løsning med 320 kV kan imidlertid ikke knyttes til et fremtidig havnett på 525 kV spenningsnivå, og vil dermed gi liten mulighet for en fremtidig tilknytning mot andre land.

Landene rundt Nordsjøen (med Tyskland, Nederland, Danmark og Belgia i spissen) jobber nå for å standardisere spenningsnivået for ny havvindutbygging på 525 kV. Norge har vært med å legge til rette for denne standarden ved å bruke dette spenningsnivået på flere av våre mellomlandsforbindelser (Skagerrak 4, NordLink og NSL). I Storbritannia planlegges også flere nye havvindprosjekter på 525 kV som kan tilknyttes andre offshore noder eller andre land. En fremtidig sammenkobling mot havvindparker i disse landene vil kreve at Norge også velger et spenningsnivå på 525 kV.

Når vi kun ser på utbyggingen av fase 1 på Sørliche Nordsjø II vil valg av 525 kV spenningsnivå være en dyrere løsning. Merkostnaden i fase 1 er stipulert til i størrelsesorden 30 %, men gir samtidig muligheter for fremtidig sammenkobling mot andre offshore noder eller andre land. Verdien i en slik sammenkobling er en bedre utnyttelse av infrastrukturen ved at ledig kapasitet kan benyttes til kraftutveksling. Dette legger til rette for en samfunnsøkonomisk lønnsom kraftutveksling, men også rimeligere tilknytning og redundans for havvindaktørene.

I et fremtidig scenario med 6-9 GW havvind i Sørliche Nordsjø II, viser våre beregninger at den norske andelen av kostnaden for ilandføring sannsynligvis vil bli lavere om det velges 525 kV fra fase 1. Dette skyldes i hovedsak to forhold. Det første er at en løsning på 525 kV gir mulighet for tilknytning av mer havvind per konverterplattform, noe som reduserer kostnaden pr MW havvind. Det andre er at ved en tilknytning til et annet land vil mottakerlandet ta en andel av investeringskostnadene.

525 kV vil ta lenger tid å realisere. Det er stipulert lenger byggetid på plattformen, mens det er usikkerhet knyttet til tid på øvrige aktiviteter i utbyggingen, f.eks. for prosjektering og kapasitet i leverandørmarkedet. De første store havvind-installasjonene som bygges for å kunne kobles sammen i et havnett, planlegges idriftsatt rundt 2030. Driftserfaringer for konverterstasjoner på dette spenningsnivået i dag er kun fra landbaserte anlegg.

Sørliche Nordsjø er det mest aktuelle området for fremtidige sammenkobling til andre land

Den geografiske plasseringen til Sørliche Nordsjø er helt sør og langt vest i Norges havområder. Dermed er det i dette området at det er mest aktuelt å bygge ut havvind som kobles opp mot andre lands havvindparker og landområder. I et fremtidssenario med mer havvind enn det norske kraftsystemet kan ta imot, kan et valg om at vindkraften i dette området tilrettelegges for en fremtidig tilknytning mot andre land, være rasjonelt. Vindkraft tilknyttet langs kysten av Norge har ikke denne muligheten.

Statnett anbefaler derfor at Sørliche Nordsjø II fase 2 (og senere) tilrettelegges for tilkobling til et Nordsjønett, og at det derfor bør velges 525 kV i fase 2 (og senere).

Det er samfunnsmessig rasjonelt å planlegge for en samordnet nettløsning for tilknytning av havvindfeltene fra Utsira Nord

Siden Utsira Nord ligger nær land, kan havvindparkene tilknyttes med vekselstrøm (AC). Dette gir en vesentlig lavere kostnad for tilknytningsløsning sammenlignet med likestrøm (HVDC) fra Sørliche Nordsjø II. Kostnaden er avhengig av hvilke nettløsninger som velges for de to tilknytningene, men et grovt estimat tilsier at tilknytningen fra Utsira Nord ligger i området 30-50 % av rimeligste tilknytningsløsning for Sørliche Nordsjø II.

For nettløsningen fra Utsira Nord er det to hovedalternativer, samordnet løsning og distribuert løsning. Innenfor disse to hovedalternativene, er det flere mulige løsningsvalg.

Statnett anbefaler at det planlegges for en samordnet løsning. Det vil da kunne avdekkes om en slik løsning kan gi kostnadsbesparelser. Våre vurderinger er at forskjellen i kostnader på en samordnet eller distribuert løsning er relativt moderate og innenfor usikkerhetsspennet for de ulike løsningene.

Et vesentlig poeng ved å planlegge for en samordnet løsning er at tiden frem til tildeling kan utnyttes ved å starte opp arbeidet med konsekvensutredninger tidligere – dersom myndighetene utpeker en ansvarlig aktør for samordning. Dersom konsekvensutredninger viser at det ikke er mulig å gjennomføre en samordnet løsning på en god måte, vil det være mulig å utnytte dette arbeidet i utvikling av distribuerte løsninger for Utsira Nord. En samordnet løsning kan gi en mer effektiv og skånsom total arealbruk både på havbunnen og over land. Vi antar også at en samordning vil gi en smidigere konsesjonsprosess for myndigheter og omverden.

Det er likevel flere forhold som bør utredes videre, både når det gjelder naturverdier og arealbruk, og konsekvensene av ulike sjøkabeltraséer på maritimt liv. Et viktig spørsmål er om det er rasjonelt å etablere en transformatorstasjon på Utsira øy, men nytten av samordning er dels uavhengig av dette.

Forutsetninger og begreper

I våre vurderinger om behovet og nytten av fleksible løsninger for Utsira Nord og fase 1 på Sørilige Nordsjø II, legger vi til grunn følgende:

- Regjeringens beslutning om at både Utsira Nord og fase 1 på Sørilige Nordsjø II skal tilknyttes radielt, og med en ambisjon om idriftsettelse innen 2030
- Regjeringen har lagt opp til en stegvis utvikling av havvind, gjennom tildeling av arealer i perioden fram mot 2040
- Flere felt vil kunne bli åpnet på Sørilige Nordsjø II på sikt
- For Utsira Nord kan det bli aktuelt med et større volum på sikt
- Fase 1 i Sørilige Nordsjø II tilknyttes på Sørlandet og Utsira Nord tilknyttes på Haugalandet
- Det er offshoreinstallasjoner med potensiale for elektrifisering i nærhet til begge de åpne områdene Planene for storskala hydrogenproduksjon til havs er mindre konkrete, og legges ikke til grunn i våre vurderinger
- For radialer vil alle nettløsninger frem til tilknytningspunktet på land være kundespesifikke anlegg som i sin helhet finansieres av utbyggerne av havvind. I tillegg vil havvindutbyggerne kunne være ansvarlig for anleggsbidrag i transmisjonsnettet. Skulle nettløsninger til havs blir definert som transmisjonsnett antar vi at utbyggerne av havvind likevel vil finansiere en forholdsmessig andel av utbyggingskostnadene.
- Avstand til land tilsier at Utsira Nord føres i land med vekselstrøm (AC, Alternate Current), mens Sørilige Nordsjø II føres i land med likestrøm (HVDC, High Voltage Direct Current)

Fleksibilitet til ulike formål

I planleggingen av infrastruktur til Sørilige Nordsjø II kan teknisk fleksibilitet i grove trekk deles i to; fleksibilitet på vekselstrømsiden (AC) og fleksibilitet på likestrømsiden (DC). Her presiseres det at selv om Sørilige Nordsjø II knyttes til land med likestrøm (DC), vil vindturbinene og eventuelt forbruk knyttes sammen på vekselstrømsiden på offshore konverter. Med fleksibilitet på AC-siden mener vi de tekniske mulighetene for ytterligere tilknytning av produksjon og forbruk til dette nettet.

- Fleksibilitet på AC-siden i Sørilige Nordsjø kan legge til rette for tilkobling for elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner eller tilknytning av mer produksjon ved å gjøre mindre tilpasninger.
- Fleksibilitet for mulig utvidelse på DC-siden oppnås ved å velge de standardiserte løsninger som utvikles av landene rundt Nordsjøen, og gir muligheter for fremtidig tilkobling mot energiøyer, mot andre land eller flere tilkoblinger mot Norge. Disse standardene gir også mulighet for tilkobling av mer havvind på sikt.
- Siden Utsira Nord er tilknyttet nettet med en AC-løsning, kan eventuell fleksibilitet for tilkobling av både forbruk og økt produksjon legges til rette for i dimensjoneringen av stasjonsløsningen.

Statnett forutsetter at systemansvarlig kan sette funksjonskrav for anlegg til havs

Funksjonskravene, slik de praktiseres, kommuniseres i dag gjennom nasjonal veileder for funksjonskrav (NVF) som inngår som en del av de myndighetsgodkjente retningslinjene gitt i medhold av forskrift om systemansvar (FoS) § 28a) for vedtak om fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i kraftsystemet etter FoS § 14. Reglene, som er gitt i medhold av energiloven, gjelder formelt kun for anlegg innenfor grunnlinjen. Statnett forutsetter at tilsvarende myndighet til å fastsette tekniske funksjonskrav kan stilles for offshore nettanlegg, produksjonsanlegg og forbruksanlegg.

Våre svar er gitt med den informasjon vi har tilgjengelig

Våre svar baseres på den informasjonen vi har tilgjengelig. Gode kostnadsestimat avhenger av grundige studier med godt definert omfang, funksjonskrav og forutsetninger, og at det er gjennomført

mulighetsstudier, analyser og konsekvensutredninger. Per nå er vi i tidligfaseutvikling, og vurderinger av hva som er mulig og hva det vil koste vil forbedres gjennom de ulike fasene i prosjektprosessen. Vurderinger om hvordan areal og miljø påvirkes vil kreve konsekvensutredninger av områdene, noe som per dags dato ikke foreligger. Uklarhet om hvilke havområder som skal utlyses i de neste trinn, når dette skal skje og med hvilken kapasitet, påvirker også vår evne til å gi gode estimat for langsiktige besparelser.

Statnett gir derfor, i all hovedsak, en kvalitativ vurdering av OED sine spørsmål, hvor kostnads- og nytteelement beskrives. De kostnadstall som oppgis er svært usikre, og baseres på erfaringstall fra tidligere prosjekt samt noen budsjettall fra ulike leverandører.

Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord er svært ulike områder

De to havvindfeltene har store ulikheter, som anvist i tabellen under. Det vil derfor være ulike forutsetninger og forbehold som legges til grunn for vurderingene av de to områdene. Disse er listet i Vedlegg 1.

Tabell 1: Overordnet sammenligning av havvindfeltene SNII og UN.

Sørlige Nordsjø II (SNII)	Utsira Nord (UN)
<ul style="list-style-type: none"> • Åpnet for 3000 MW (Større potensial) • Fase 1: 1500 MW • 1 felt/aktør • Bunnfast teknologi • Ca 200 km fra land • Tilknytning med HVDC • Kvantitativ auksjon • Tilknytning til Sørlandet 	<ul style="list-style-type: none"> • Åpnet for 1500 MW (Større potensial) • Utlyses for 1500 MW (totalt) • 2-4 felter/aktører • Flytende teknologi • Ca 40 km fra land • Tilknytning med AC • Kvalitativ auksjon • Tilknytning til Haugalandet

Innholdsfortegnelse

Forord	2
Sammendrag	3
Forutsetninger og begreper	6
Innholdsfortegnelse	8
1 Stegvis utvikling av havvind	9
1.1 Havnettet bør planlegges i et langsiktig og bærekraftig perspektiv	9
1.2 Nettet på Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II kan dekke flere behov	9
1.3 Sørlege Nordsjø har en unik beliggenhet	10
2 Mulig å elektrifisere sokkelen i tilknytning til havvindutbygging	11
2.1 Sørlege Nordsjø II bør vurderes for elektrifisering av Ekofisk	11
2.2 Elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner bør sees i sammenheng med havvindutbyggingen på Utsira Nord	11
2.3 Teknisk tilretteleggelse for fremtidig tilknytning av offshore forbruk	13
3 Sørlege Nordsjø II fase 1	14
3.1 Teknisk tilretteleggelse for utvidelse for økt framtidig produksjon eller tilknytning til havnett	14
3.2 Valg av 525 kV i fase 1 gir større kostnader på kort sikt, men gevinster på lenger sikt	17
4 Utsira Nord	19
4.1 Teknisk tilretteleggelse for fremtidig tilknytning av økt produksjon	19
4.2 Statnett mener det er samfunnsmessig rasjonelt å planlegge for samordning av nettløsning for utlysingsområdene	20
4.3 Distribuert løsning er sekundæralternativ – dersom det viser seg at det ikke er mulig å gjennomføre en samordnet løsning på en god måte	23
Vedlegg 1: Sentrale forutsetninger og avgrensninger	24
Sørlege Nordsjø II	24
Utsira Nord	25
Vedlegg 2: Teknisk tilrettelegging for utvidelse	26
Endringer i teknisk utforming for å muliggjøre fremtidige tilknytninger - Sørlege Nordsjø II	26
Endringer i teknisk utforming for å muliggjøre fremtidige tilknytninger - Utsira Nord	27
Vedlegg 3: Eksempler for kostnadsvurderinger	28
Vedlegg 4: Forutsetninger for kostnadsestimat	32

1 Stegvis utvikling av havvind

Havvind er sentralt i omleggingen av det europeiske energisystemet, og mye av utbyggingen er forventet å skje i Nordsjøen og norske havområder. Gitt den store forventede forbruksøkningen av kraft i Norge, kan utvikling av havvind bli den største bidragsyteren til ny kraftproduksjon i årene som kommer. Regjeringen har satt en ambisjon om å lyse ut arealer tilsvarende 30 GW vindkraft i norske farvann innen 2040. Dette tilsvarer omtrent samme effektmengde som dagens nivå i Norge. Hvor stor andel av produksjonen som skal til Norge, er avhengig av forbruksutviklingen. Ifølge regjeringen er det en forutsetning at deler av havvinden eksporteres til utlandet dersom volumet på 30 GW skal realiseres. I lys av dette vil ulike nettløsninger bli vurdert i årene framover etter hvert som havvindsatsingen rulles ut.

1.1 Havnettet bør planlegges i et langsiktig og bærekraftig perspektiv

Når vi planlegger infrastruktur og nett til havs, bør det gjøres på en måte som sikrer god utnyttelse i et langsiktig perspektiv. Havnettet som bygges nå har en levetid som er omtrent dobbelt så lang som havvindparkene de bygges for.

Det er begrenset hvor mye havvind som kan kobles til land uten omfattende investeringer i transmisjonsnettet. Det er også en grense for hvor mye areal som kan beslaglegges på land og til havs for å føre kraften i land. Ved planlegging av infrastruktur og nett til havs bør vi derfor legge til grunn at det skal skje en storskala havvindutbygging, og at de åpnede feltene på Utsira Nord og Sørilige Nordsjø II blir bygget ut med høy kapasitet.

Nett til havs vil kreve store mengder råvarer, areal, installasjonsressurser, og betydelige naturinngrep. Utnyttelsesgrad av infrastruktur og arealet det beslaglegger bør derfor vektlegges. Dette vil også være sentralt for å oppnå god sameksistens med andre næringer i Nordsjøen.

Valg som tas i første fase påvirker utnyttelsesgraden av både infrastrukturen og areal i senere faser i havvindutbyggingen. I stedet for å optimere infrastrukturen for hvert utbyggingstrinn som lyses ut, bør det vurderes om infrastrukturen skal dimensjoneres for det potensialet som ligger i området dersom merkostnaden kan forsvares i trinn 1.

Statnett har i to brev til RME pekt på mulighetene for å legge til rette for en fleksibel og modulær utbygging av nett til havs. En slik tilrettelegging kan muliggjøre tilknytning av nye havvindfelt, offshore forbruk (elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner) eller nye forbindelser mot land. Ved planlegging av nettanlegg til havs er det viktig å identifisere nett til havs som *har* eller som *ikke har* potensiale til en slik utvidelse.

1.2 Nettet på Utsira Nord og Sørilige Nordsjø II kan dekke flere behov

Både Utsira Nord og fase 1 i Sørilige Nordsjø II er områder som har potensiale for utvidelser til offshore forbruk og mer havvindproduksjon. Sørilige Nordsjø II har i tillegg en plassering som gjør at det kan tilknyttes et fremtidig nordsjønett. Havvindfeltenes geografiske plassering er vist Figur 1.

Utsira Nord ligger mellom olje- og gassinstallasjonene på Utsira-høyden og Haugalandet. Området har et areal som mulig kan gi kapasitet til om lag 3 GW havvind (flytende). *Sørilige Nordsjø II* har en nærhet til Sørilige Nordsjø I og III, Ekofiskfeltet, den planlagte danske energiøyen og til et fremtidig nordsjønett. Anslag viser at det kan være kapasitet til å bygge ut minst 6 GW havvind i Sørilige Nordsjø II (bunnfast).

Utbygging av havvind skal skje stegvis gjennom flere utlysninger. I første utlysningrunde skal regjeringen lyse ut ett felt på Sørilige Nordsjø II (1,5 GW) og 2-4 felt på Utsira Nord (totalt 1,5 GW). Feltene som lyses ut dekker et relativt stort areal hvor det trolig er potensiale for bygge ut mer havvind

på samme areal. Regjeringen har varslet en stor ny utlysning i 2025 hvor det kan være aktuelt å lyse ut nye felt på både Sørilige Nordsjø II og Utsira Nord. For Utsira Nord er dette kun mulig hvis den første utlysningen utformes med en slik feltinndeling at det er igjen utnyttbart areal. Ved valg av nettløsninger for fase 1 bør man vurdere om anlegget skal utvides for fremtidig tilkobling til nærliggende olje- og gassinstallasjonene, ta høyde for utvidelsespotensialet på de første feltene og se på muligheten for å hente ut skalafordeler på lengre sikt.

1.3 Sørilige Nordsjø har en unik beliggenhet

Sørilige Nordsjø II er blant de havområdene i Norge som ligger lengst fra land, og kostnaden ved å bygge infrastruktur til dette området er betydelig høyere enn å bygge ut områder nærmere land. Når Norge først tar en slik stor investering, kan dette være et argument for at det gjøres tekniske valg som ikke utelukker muligheten for en fremtidig utvidelse, enten til andre land eller mer havvind. Mye av det fremtidige havvindpotensialet i Norge ligger langs kysten. Disse kan knyttes til land via kortere radialer til en langt lavere kostnad enn radialer fra Sørilige Nordsjø II, uten fordyrende HVDC-teknologi og uten tilknytning til et Nordsjønett.



Figur 1: Oversiktsbilde av havvindfeltene Utsira Nord, Sørilige Nordsjø I og Sørilige Nordsjø II sin geografiske plassering og ca. avstander til omkringliggende infrastruktur.

Valg av spenningsnivå vil være styrende for utvidelsesmuligheter et HVDC-anlegg kan ha, da det ikke er mulig å direkte koble sammen HVDC-anlegg med ulike spenningsnivå. Landene rundt Nordsjøen jobber nå for å standardisere spenningsnivået for ny havvindutbyggingen på 525 kV. Norge har vært med å legge til rette for denne standarden ved å bruke dette spenningsnivået på flere av våre mellomlandsforbindelser. I Tyskland og Nederland standardiserer de i tillegg DC-nettløsningen for havvind på 2 GW. Disse standardene vil ligge til grunn for ENTSO-E sine langsiktige planer for utvikling av et nordsjønett. De første havvindparkene med 525 kV og 2 GW skal etter planen settes i drift før 2030⁴. I Storbritannia planlegges flere nye havvindprosjekter på 525 kV slik at de kan tilknyttes andre offshore noder eller andre land (hybrid).

⁴ [The 2GW program \(tennet.eu\)](https://www.tennet.eu)

2 Mulig å elektrifisere sokkelen i tilknytning til havvindutbygging

Den norske klimamålsetningen, som nylig er skjerpet, og en forventet økning i CO₂-avgifter, gir økte incentiver for elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner. Lisenseierne på norsk sokkel beslutter og gjennomfører elektrifiseringstiltak. Begrenset levetid, høye modifikasjonskostnader, lange avstander fra land og begrensninger i tilknytningsmulighetene til transmisjonsnettet på land tilsier at det ikke er rasjonelt å elektrifisere alle olje- og gassinstallasjoner fra land. Elektrifisering fra havvindparkene kan imidlertid representere en ny mulighet.

På grunn av levetidsbetraktninger for olje- og gassfeltene, vil tidlig elektrifisering være mest lønnsomt. Dette tilsier at en reell vurdering av tilrettelegging for elektrifisering blir særlig viktig for de første havvindprosjektene som bygges ut. En slik vurdering bør også inkludere virkningen på nettet på land.

På lengre sikt vil en videreutvikling av havnett i Nordsjøen kunne bedre redundansen ytterligere for denne typen elektrifiseringsløsninger ved at det kan etableres flersidig krafttilførsel. Samtidig vil kapasitet tilsvarende elektrifiseringsforbruket kunne frigjøres på kabelforbindelsen til land og dermed gi mulighet for økt produksjon.

2.1 Sørilige Nordsjø II bør vurderes for elektrifisering av Ekofisk

Konsekvensutredning for Ekofisk Vind⁵ (juli, 2022) gir grunn til å anta at kraftforsyning fra Sørilige Nordsjø II kan erstatte elektrisk kraftgenerering fra gassturbiner offshore. Ifølge denne utredningen medfører elektrifisering utover dette vesentlig høyere modifikasjonskostnader. Ekofisk Vind legger til grunn en etablering av 25 MW vindkraft. Dette er vurdert som optimalt for en kostnad på om lag 2 milliarder kroner og gir en årlig reduksjon av CO₂-utslipp på omtrent 60 000 tonn. Denne løsningen innebærer imidlertid at gassturbinene må tas i bruk når vindkraften ikke er tilgjengelig.

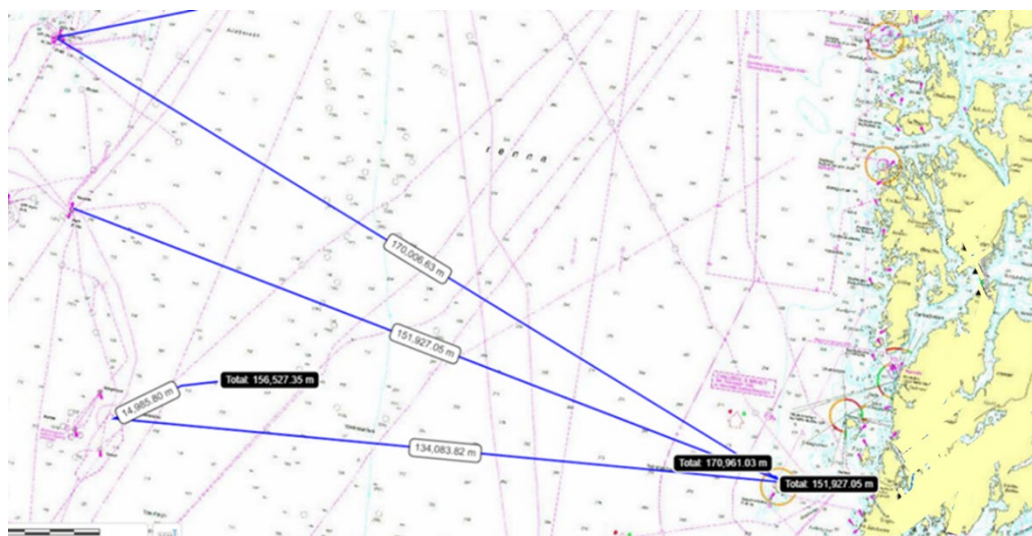
En AC-forbindelse fra Sørilige Nordsjø II vil kunne forsyne installasjonene med vindkraft når det blåser, og med kraft via kabelforbindelsen til land når det ikke blåser. Basert på dette er det grunn til å anta at et minimumsbehov for Ekofisk fra Sørilige Nordsjø II vil være om lag 25 MW, men at et større behov også kan være aktuelt dersom aktørene finner det lønnsomt.

Sammenlignet med Ekofisk Vind, og gitt samme kapasitet (25 MW), vil en elektrifisering fra Sørilige Nordsjø II gi større utslippsgevinster ettersom behovet for å kjøre gassturbinene trolig faller bort. Vi antar at det vil være mulig å legge til rette for elektrifisering av forbruk i Ekofiskområdet i størrelsesorden 100 MW dersom aktørene finner det lønnsomt.

2.2 Elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner bør sees i sammenheng med havvindutbyggingen på Utsira Nord

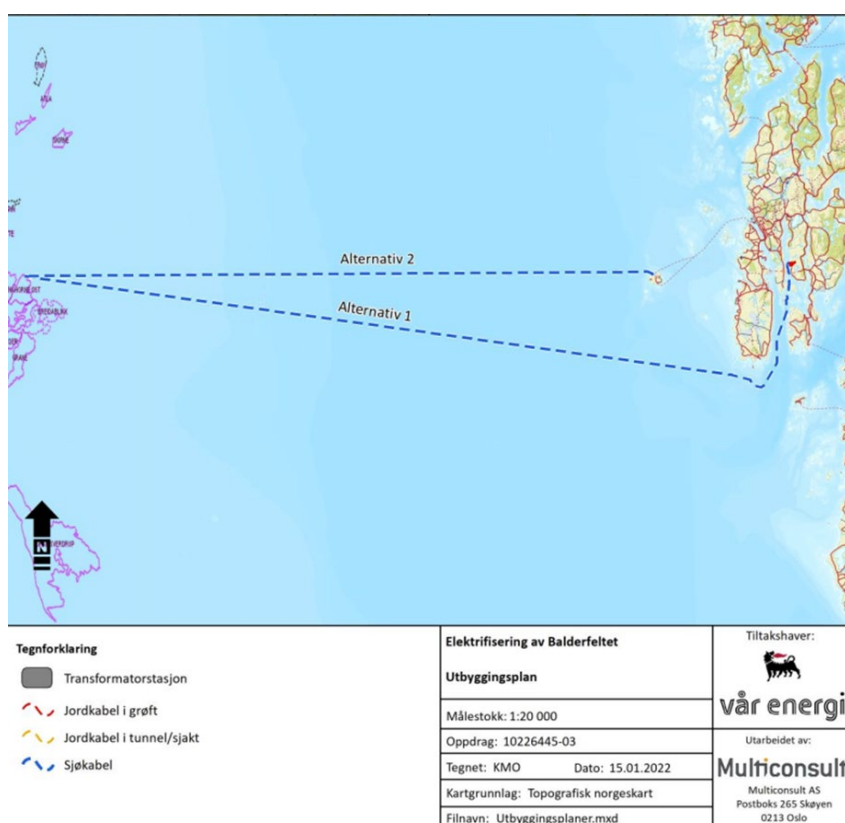
Det er flere olje- og gassfelt i området vest for Utsira Nord. Flere av disse er aktuelle for elektrifisering fra Utsira øy (ref. Figur 2).

⁵ [Endret Plan for utbygging og drift av Ekofisk Sør: Ekofisk Vind, Konsekvensutredning](#)



Figur 2 Kart som illustrerer avstand fra Utsira øy til Balder/Ringhorne/Grane, Heimdal og Alvheim

Feltene Balder, Grane og Ringhorne (Vår Energi) er planlagt å bli elektrifisert. Feltene har reservert kapasitet i den nye forbindelsen Blåfalli-Gismarvik på Haugalandet. Tilknytningspunktet for feltene er planlagt i ny Gismarvik stasjon. Blåfalli-Gismarvik og ny Gismarvik stasjon er til konsesjonsbehandling hos NVE. Dette er også omtalt i Statnett sin områdeplan for Bergensområdet og Haugalandet.



Figur 3: Illustrasjon fra forhåndsmelding fra Vår Energi om elektrifisering av Balderfeltet. Alternativ 1 med sjøkabel fra Gismarvik sør om Karmøy er ca 195km, mens fra Utsira øy er ca 140km. Feltene Alvheim og Grane ligger omkring 10 – 15 km nord for Balderfeltet.

Elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner bør sees i sammenheng med tidsplanene for henholdsvis utvikling av havvind, tidspunkt for tilknytning av olje- og gassinstallasjoner og bygging av nødvendige nettanlegg. Stasjonsløsningen som velges for Utsira Nord bør vurderes dimensjonert for ytterligere utvidelse for potensielt forbruk og ny produksjon (potensialet for økt kapasitet beskrives nærmere i kapittel 4.1)

2.3 Teknisk tilretteleggelse for fremtidig tilknytning av offshore forbruk

På både Utsira Nord og Sørilige Nordsjø II vil det være mulig å tilrettelegge teknisk for fremtidige tilknytninger av offshore forbruk med mindre innvirkning på både kostnader og tidspunkt. Merkostnaden for en slik tilrettelegging vil være i størrelsesorden 1-3% av totalkostnaden for nettløsningen. Dette er uavhengig om det blir distribuert eller samordnet nettkonsept på Utsira Nord, og hvilken HVDC-løsning som blir valgt på Sørilige Nordsjø II.

Tekniske løsninger som kreves for tilrettelegging for forbruk eksisterer i dag. For byggefasen anslår vi at tilretteleggingen for selve utvidelsen ikke vil medføre lenger byggetid av betydning.

For elektrifisering i tilknytning til Utsira Nord vil utvidelse fra landanlegg medføre større arealbehov på transformatorstasjon. Kostnadene for å tilrettelegge for slike tilpasninger er relatert til å sette av ekstra plass i bygg og er relativt lave dersom stasjonen er øy-/ landbasert. Utvidelsen kan gjøres i etterkant av idriftsettelse.

På en offshore stasjon, både for Sørilige Nordsjø II og Utsira Nord, medfører tiltakene større plattform med noe økt volum og vekt. I tillegg bør ekstra komponenter installeres fra start. Det vil være nødvendig å kunne stille tilsvarende krav til redundans i offshore nettanlegg på samme måte som det i dag gjøres for landbaserte anlegg. Vedlegg 2 gir en mer detaljert oversikt over hvordan den tekniske utformingen av anlegget vil måtte endres for å kunne realisere ulike utvidelser.

3 Sørliche Nordsjø II fase 1

3.1 Teknisk tilretteleggelse for utvidelse for økt framtidig produksjon eller tilknytting til havnett

Det er mulig å tilrettelegge Sørliche Nordsjø II fase 1 teknisk for fleksible løsninger både på AC-siden og DC-siden. Flexibilitet på AC-siden for forbruk ble drøftet i kapittel 2 "Mulig å elektrifisere sokkelen i tilknytning til havvindutbygging". I dette kapitlet vil vi vurdere nærmere tekniske løsninger tilrettelagt for økt tilknytning av produksjon og tilknytning til andre land eller et havnett.

Vedlegg 1 angir sentrale forutsetninger og avgrensninger, mens Vedlegg 2 gir en oversikt over hvordan den tekniske utformingen av anlegget vil måtte endres for å kunne realisere slike utvidelser.

Valg av spenningsnivå er også et valg om flexibilitet

Den viktigste tekniske beslutning for framtidig flexibilitet for Sørliche Nordsjø II, er valg av spenningsnivå på DC-siden. Alternativene er 320 kV og 525 kV.

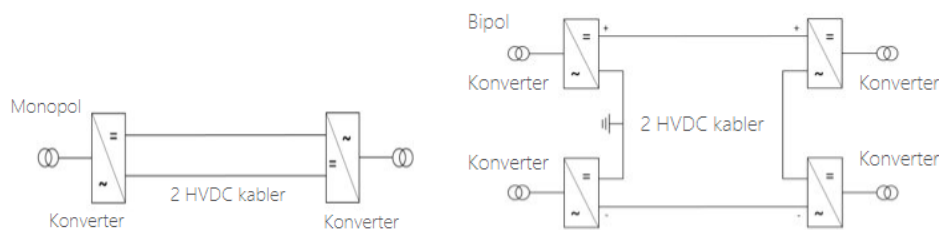
Dersom det skal bygges en radial uten utvidelsesmuligheter, antas denne bygget med 320 kV. Merkostnaden for å bygge radial med 525 kV med tilsvarende kapasitet antas i størrelsesorden 30%. Denne merkostnaden gir ingen nytte uten utvidelsesmuligheter.

En radial med utvidelsesmuligheter bør bygges med 525 kV. Merkostnaden for å tilrettelegge for fremtidige utvidelser estimeres til 1-5% av nettkostnaden. Når et valg om 525 kV er tatt, er dette en liten kostnad. Dersom denne kostnaden ikke tas, er 320 kV et rimeligere alternativ som gir samme nytte.

Dette gir at:

- For radial uten utvidelsesmuligheter antas en 'symmetrisk monopol' konverterkonfigurasjon for 320 kV.
- For radial med utvidelsesmuligheter antas en 'bipol'⁶ konverterkonfigurasjon for 525 kV.

Disse er skissert i Figur 4:



Figur 4: Til venstre: skisse av monopol konverterkonfigurasjon. Til høyre: skisse av bipol konverterkonfigurasjon.

Flexibilitet for tilknytning av mer produksjon

Maksimal tilknyttet havvindproduksjon på en 320 kV-konverterstasjon er i størrelsesorden 1500 MW. En tilrettelegging for å koble på mer produksjon utover fase 1 er derfor ikke aktuelt for dette spenningsnivået. Et spenningsnivå på 320 kV vil heller ikke være mulig å koble direkte til et DC-nett på

⁶ Bipol HVDC løsning består av to poler, mens symmetrisk monopol løsning har en pol. Begge løsningene har to høyspenningskabler, men bipol har mulighet til å driftes som monopol med en høyspenningskabel og en returkabel. (Installasjon av returkabel er ikke vist som opsjon i dette dokumentet)

525 kV. Tilrettelegging på AC-siden for tilknytning av offshore *forbruk* er derimot mulig med 320 kV (ref. kapittel 00).

En konverter på 525 kV kan tilpasses til det utlyste volumet i fase 1 (1500 MW), men kan også dimensjoneres til en senere utvidelse. Per i dag er maksimal kapasitet på en 525 kV-konverter i størrelsesorden 2000 MW. Dette gir mulighet for å knytte til ca. 500 MW mer havvind på et senere tidspunkt. Dette forutsetter at kabelkapasiteten til land eller mot et havnett utvides tilsvarende.

Et spenningsnivå på 525 kV gir også mulighet for fremtidig tilknytning til offshore noder, flere tilknytninger til Norge, eller andre land. Etablering av en slik tilknytning vil øke ilandføringskapasiteten, og kan dermed være utløsende for å kunne tilknytte mer produksjon slik at konverterens maksimale effekt blir utnyttet.

Spenningsnivåene har ulik teknologimodenhet

Det er etablert flere radialer for offshore vindkraftproduksjon i Nordsjøen hvor HVDC-systemet er basert på symmetriske monopoler med spenningsnivå 320 kV. De anleggene som er under bygging i dag, er basert på dette spenningsnivået. Det eksisterer driftserfaring med HVDC-offshore konverterstasjoner på 320 kV som er tilknyttet havvind.

Spenningsnivået for fremtidige radialer i Nordsjøen planlegges for 525 kV. Driftserfaringer for konverterstasjoner på dette spenningsnivået er kun på landbaserte anlegg. De første anleggene planlegges i drift rundt 2030.

Valg av spenningsnivå påvirker realiseringstid

Realiseringstiden er forventet å være lenger for en løsning på 525 kV sammenlignet med 320 kV. Dette skyldes at en 525 kV offshore konverterstasjon krever en plattform som er i størrelsesorden dobbelt så stor sammenlignet med en 320 kV offshore konverterstasjon. 525 kV-plattformen stipuleres til å ha noe lengre fabrikkstid. Lite erfaring med 525 kV-løsninger offshore medfører også en noe større usikkerhet for varigheten for øvrige aktiviteter i utbyggingen, f.eks. prosjektering og kapasitet i leverandørmarkedet.

Det er ikke forventet at selve tilretteleggingen for en fremtidig utvidelse vil medføre lenger realiseringstid.

Valg av spenningsnivå påvirker mulighet for redundans og utnyttelsesgrad av infrastruktur

For en løsning med spenningsnivå 525 kV er det forutsatt en bipol konverterkonfigurasjon. Denne konfigurasjonen gir redundans på halv effekt ved planlagt eller uplanlagt utfall av halve konverterstasjonen offshore eller på land. Det betyr at vindkraften vil kunne sendes med halv effekt ved vedlikehold, eller ved en enkeltfeil på en konverterpol. Dersom det velges en bipol-løsning med metallisk retur, kan i tillegg forbindelsen driftes på halv effekt også ved kabelfeil. Med en 320 kV symmetrisk monopol løsning vil hele anlegget være ute av drift ved vedlikehold og feil på konverter eller kabel.

På en radiell kabelforbindelse tilknyttet havvind vil kapasitetsfaktoren⁷ være omtrent 50%. AC-tilknytningspunktet og AC-nettet på land dimensjoneres for vindprofilen og vil dermed også få en lavere brukstid. Ved å utvide til et fremtidig nordsjønett, vil infrastrukturen være tilgjengelig for kraftutveksling i timer der det ikke er maksimal vindkraftproduksjon. Dette gir en bedre utnyttelse av infrastrukturen, og legger til rette for en samfunnsøkonomisk lønnsom kraftutveksling⁸. Markedsnyttene av økt

⁷ Kapasitetsfaktor beregnes som forholdet mellom oppnådd produksjon og den produksjonen kraftverket ville ha oppnådd med konstant full ytelse gjennom en periode. Brukstiden er proporsjonal med kapasitetsfaktor, men har måleenhet timer/år.

⁸ [Fagrappport om tilknytning av havvind fra Sørlege Nordsjø II \(Statnett.no\)](#)

utvekslingskapasitet kommer som et resultat av bedre ressursutnyttelse av kraftproduksjonen i det samlede europeiske kraftsystemet.

Risiko ved utvidelse fra radial til hybrid

En utvidelse fra radial til hybrid innebærer høyere risiko enn en hybrid bygget i ett steg. En fullverdig teknisk risikoanalyse forutsettes gjennomført ved valg av en slik løsning. Intensjonen er at de to trinnene kan planlegges og bygges i to faser der avstanden i tid mellom de to trinnene er usikker. Risikoen kan beskrives overordnet ved at de to trinnene fundamentalt sett ikke vil fungere sammen sømløst, men også ved at trinn 2 kan møte uforutsette utfordringer i planleggingen og realiseringen blant annet på grunn av løsningsvalg i trinn 1 som ikke i tilstrekkelig grad har hensyntatt en utvidelse.

Hovedrisikoene vil primært være relatert til grensesnitt ved at blant annet (i) de to utbyggingstrinnene planlegges og realiseres av to forskjellige utbyggere i to forskjellige tidsintervaller, (ii) forskjellige leverandører kontraheres for de to trinnene, (iii) tekniske løsninger endres i tiden mellom de to trinnene og (iv) etablering av interoperabilitetsløsninger mellom nøkkelleverandører ikke går som forventet.

Statnett har lang erfaring med å bygge mellomlandsforbindelser sammen med partnere. Vi mener at et hybridprosjekt der hybridforbindelsen blir bygget i ett steg i stor grad kunne baseres på de samme modellene. Et totrinnsprosjekt er et nytt konsept der også erfaringen fra mellomlandsforbindelsene er relevant, men mange forhold er også uavklarte. Dette gjelder blant annet spørsmål rundt konsesjoner, anskaffelseskontrakter, eierskapsmodeller, partnerforhold, regulering av ansvarsfordeling mellom aktører og drift og vedlikehold.

En totrinnsløsning vil også innebære at tilknyttet produksjon blir uten nettilknytning i en periode hvor trinnene kobles sammen. Realiseringen og løsningen for trinn 1 må utformes på en måte som minimerer en slik nedetid.

Både teknisk risiko og andre risikoforhold må adresseres allerede fra starten av planleggingen av første trinn. Den beste måten å håndtere disse risikoforholdene på ville være å velge en modell der samme utbygger har ansvaret for begge trinn. Dersom en modell med to forskjellige utbyggere velges, antas det nødvendig å pålegge utbygger av første trinn et ansvar for at totrinnsrisikoen håndteres og hensyntas i tilstrekkelig grad.

3.2 Valg av 525 kV i fase 1 gir større kostnader på kort sikt, men gevinster på lenger sikt

Merkostnad for fleksible løsninger drives av valg av spenningsnivå

Vurderingene av merkostnadene knyttet til fremtidig fleksibilitet baseres på valg av spenningsnivå, havvindproduksjon.

Tabell 2: Prosentvis sammenligning av investeringskostnad (norsk andel) for ulike nettløsninger/radialer relativt til Basis SNII (320 kV radial = 100%).

Potensial havvindproduksjon i SN 2 [MW]	Nettløsning *	Estimert investeringskostnad [Pr. unit]	Estimert investeringskostnad [Pr. MW]
1500	320 kV-radial	Basis SNII	Basis SNII
1500	525 kV utvidbar radial	+30%	+30%
2000**	525 kV utvidbar radial	+50%	+15%

*) Nettløsning består av en offshore og en onshore konverterstasjon og HVDC-kabler

***) HVDC-tilknytning til Norge er begrenset til 1400 MW grunnet krav til dimensjonerende hendelse⁹.

Kostnadsvurderingene viser en merkostnad i størrelsesområdet 30% ved å investere i en utvidbar radial på 525 kV, sammenlignet med en enkel radial bygget med 320 kV. Merkostnaden for å bygge en 525 kV-nettløsning og 2000 MW konverter sammenlignet med en 525 kV-nettløsning og 1500 MW konverter er estimert til 20%. Konverterstørrelsen angir maksimal tilknyttet havvindproduksjon. Gitt at man utnytter konverterens fulle kapasitet gir det lavere kostnad pr MW for en 2000 MW-nettløsning sammenlignet med 1500 MW på 525 kV.

Investeringskostnader for de forskjellige alternativene presentert i dette kapittelet er utredet basert på en kombinasjon av referanseprosjekter, generell kjennskap til markedet samt TYNDP-rapporten "*Identification of offshore hybrid needs in the TYNDP system needs study – methodology*"¹⁰ fra juli 2022. Dagens markedspriser er vurdert til å ha stor usikkerhet på grunn av blant annet volatile råvarekostnader og få leverandører med begrenset kapasitet. Det presiseres at dette er grove anslag som det er knyttet stor usikkerhet til, se Vedlegg 4. Det bemerkes at estimatene reflekterer gjennomsnittlige avstand (kabel lengde) til alternative tilkoblingspunkt i Norge.

Besparelse realiseres når flere steg sees i sammenheng

Som nevnt tidligere i dokumentet anbefaler Statnett å vurdere nettløsninger til havs som sikrer høy utnyttelse av infrastrukturen i et langsiktig perspektiv, og at nettløsninger tilpasses havvindområdenes potensiale og geografiske lokasjon.

For å synliggjøre en potensiell besparelse i å tilrettelegge for utvidbare fremtidsrettede løsninger, har Statnett vurdert investeringskostnadene for ulike nettløsninger der vi ser flere utbyggingstrinn i sammenheng. Et eksempel vi har sett på er en utbygging av Sørliche Nordsjø II i to faser med minimum 3000 MW vindkraftproduksjon, hvor første fase er en radial til Norge. Videre ser vi på en utvidelse opp til 7000 MW havvind. De ulike eksemplene som er vurdert er beskrevet i Vedlegg 3.

⁹ Se beskrivelse i Vedlegg 1

¹⁰ [Identification of offshore hybrid needs in the TYNDP system needs study – methodology](#)

Tabell 3: Prosentvis sammenligning av investeringskostnad (norsk andel) for ulike nettløsninger (eksempler) relativ til Basis SNII (320 kV radial = 100%).

	Potensial havvindproduksjon i SNII [MW]	Nettløsning *	Estimert investeringskostnad [Pr. unit]	Estimert investeringskostnad [Pr. MW]
Eksempel 1	3000	To 320 kV-radialer	Basis SNII	Basis SNII
Eksempel 2	3000	Én 320 kV-radial og én 525 kV-hybrid koblet til Norge og nordsjønett/annet land	0%	0%
Eksempel 3	3000	Én 525 kV utvidbar radial koblet til én 525 kV offshore konverter tilknyttet nordsjønett/annet land.	-40%	-40%
Eksempel 4	7000	To stykk 525 kV utvidbare radialer koblet på hver sin offshore konverter (2 GW) tilknyttet nordsjønett/annet land	+30%	-50%

*) Nettløsning består av en offshore og en onshore konverterstasjon og HVDC-kabler

I de tilfelle hvor nettløsningen er tilknyttet et europeisk nett antas at en andel (50% eller mer) av investeringskostnad ikke er norsk andel, etter samme prinsipp som eksisterende mellomlandsforbindelser. Handelsnyten som oppstår ved sammenkoblingen holdes i denne sammenligningen helt utenfor beregningene. For denne henvises det til Statnetts fagrapport om tilknytning av havvind i Sørlege Nordsjø¹¹.

Eksemplene viser at norsk investeringskost for to radialer til Norge sammenlignet med en radial til Norge i fase 1 og en hybrid i fase 2, er lik når en tar hensyn til kostnadsfordelingen for fase 2. Generelt vil den norske andelen av kostnaden per MW havvindproduksjon reduseres i nettløsninger hvor Sørlege Nordsjø II tilknyttes et nordsjønett/annet land.

Større volum havvind som skal utbygges i samme område gir mulighet for å optimalisere nettløsning, og dermed redusere investeringskostnad per enhet ytterligere. En økning i konverterkapasiteten fra 1500 MW til 2000 MW, reduserer enhetskostnaden ytterligere.

¹¹ [Fagrapport om tilknytning av havvind fra Sørlege Nordsjø II \(Statnett.no\)](#)

4 Utsira Nord

4.1 Teknisk tilretteleggelse for fremtidig tilknytning av økt produksjon

Teknisk tilretteleggelse for utvidelse for fremtidig *forbruk* er beskrevet i kapittel 2. Her følger en beskrivelse av tilretteleggelse for fremtidig tilknytning av økt *produksjon*. Sentrale forutsetninger og avgrensninger som ligger til grunne for vurderingene er oppgitt i Vedlegg 1.

Teknisk tilretteleggelse for utvidelser for økt produksjon er mulig og gjennomførbart for en stasjonsløsning på Utsira øy eller på land. Merkostnadene og ekstra tidsbruk for en slik utvidelse er lavest dersom det planlegges for dette i forkant. Vår vurdering er at det kan være mulig å tilrettelegge for mindre utvidelser av produksjon (antatt ca. 200 MW basert på en totalkapasitet på 1500 MW) innenfor de beskrevne konseptene, avhengig av feltinndeling og hvilken optimalisering av kabelkapasitet man legger opp til.

Statnett anser at det er mulig å foreta feltinndelingen for fase 1 på en måte som åpner for en senere tildeling av opp mot 1500 MW på Utsira Nord. Dette kan eksempelvis være om det militære skyteområdet som er vist på figur 6 frigis på et senere tidspunkt. Vi ser imidlertid få synergieffekter ved å tilrettelegge noen av de foreslåtte konseptene i fase 1 på Utsira Nord for en slik stor utvidelse. For et slikt tilfelle, vil det være mer aktuelt å etablere separate nettløsninger. Det vil også være naturlig å i tillegg vurdere nettilknytninger mot andre områder lengre nord eller sør, i tillegg til mot Haugalandet.

Teknisk tilpasninger som er nødvendig for å tilknytte mer produksjon

Nettløsningen vil i utgangspunktet optimaliseres for tildelt produksjonskapasitet. Normalt vil altså ikke utbyggingen dimensjoneres for ledig produksjonskapasitet. En utvidelse for ny produksjon vil medføre at en transformatorstasjon må utvides med nye felt (inngående på 132 kV og utgående på 420 kV), ny transformatorkapasitet, ny kompenseringskapasitet og etablering av ny kabelforbindelse til tilknytningspunktet. Det kan være hensiktsmessig å tilrettelegge traséen til tilknytningspunktet i transmisjonsnettet fra start, selv om faktisk realisering av ny kabelforbindelse skjer senere.

Tekniske løsninger som kreves for tilretteleggelse for økt produksjon eksisterer i dag.

En mer detaljert oversikt over hvordan den tekniske utformingen av anlegget vil måtte endres for å kunne realisere utvidelser er gitt i Vedlegg 2.

Utsira Nord har et potensiale for økt produksjonskapasitet – dersom man planlegger for det i første utlysning

Økt produksjonskapasitet kan oppnås ved å åpne nye områder nær Utsira Nord, eller ved å øke utnyttelsesgraden i området som er åpnet.

Ved en arealeffektivitet på 5-7¹² MW/km², er teoretisk effektkapasitet for Utsira Nord omkring 5-7 GW. Ved fratrekk av areal for soner for skipstrafikk, sikkerhetssoner, samt buffersoner mellom de ulike feltene, antas en realistisk total utnyttelse på ca. 3 GW. For at denne kapasiteten skal realiseres må feltinndelingen i fase 1 gjøres på en måte som muliggjør senere utvidelser. Dette kan gjøres ved at den første utlysningen a) kun tildeler arealer nødvendig for den utlyste kapasiteten, eller b) inkluderer mekanismer for tilbakelevering av areal på en slik måte at arealet kan utvikles senere. Det kan være hensiktsmessig at de kvalitative kriterieriene gir incentiv til en effektiv arealutnyttelse. En slik tilnærming vil kunne innebære at nye havvindfelt på ca. 1500 MW i samme område kan utlyses i en senere fase.

¹² Kilde: [hoyringsnotat_inndeling-av-dei-opna-omrada-i-mindre-utlysingsomrade.pdf \(regjeringen.no\)](#)

Dersom en transformatorstasjon lokaliseres på Utsira, kan det komme krav om tilknytningsplikt for nytt forbruk. En transformatorstasjon bør tilrettelegges for utvidelser for å ivareta også slike tilknytninger.

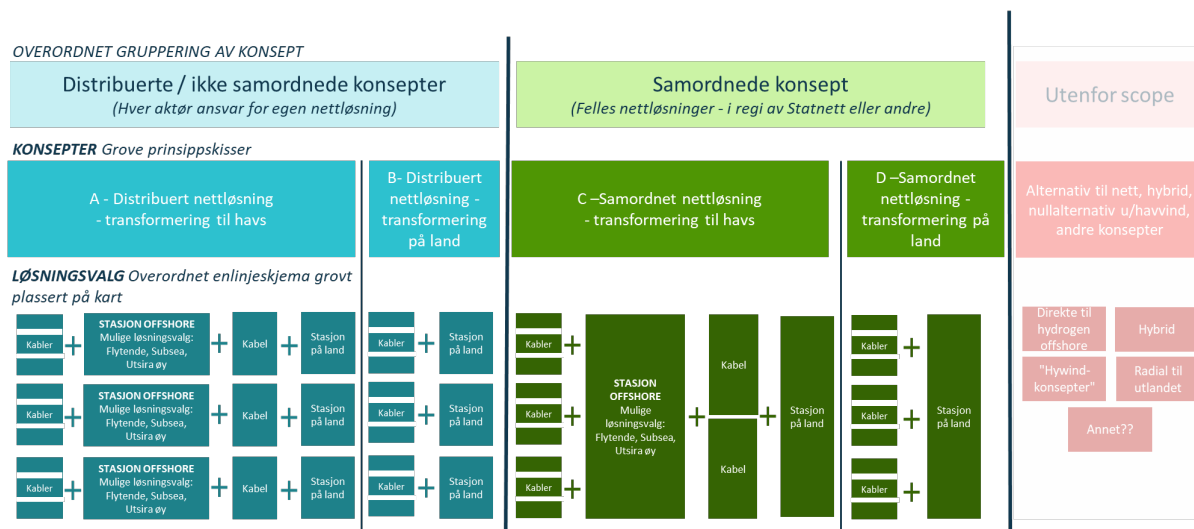
Kostnadsanslag for tilretteleggelse er høyere med flytende stasjonsløsning

Transformatorstasjon på Utsira / på land: Kostnadene for å tilrettelegge for økt produksjon vil være relativt lave dersom transformatorstasjonen er landbasert. Ekstrakostnader for å sette av plass i bygg antas å være marginale i denne sammenheng.

Flytende transformatorstasjon: Kostnadene for å tilrettelegge for utvidelser vil være høye dersom transformatorstasjonen er installert på flytere.

4.2 Statnett mener det er samfunnsmessig rasjonelt å planlegge for samordning av nettløsning for utlysningsområdene

For å besvare spørsmålet om det er samfunnsmessig rasjonelt å sette vilkår om samordning av nettanlegg og nettilknytning for utlysningsområdene, har Statnett vurdert fire konsepter, der to (A og B) er distribuerte og to (C og D) samordnede (se Figur 5). Alle fire konsept inneholder flere mulige løsningsvalg, og det er også mulig med kombinasjoner av løsningsvalg.



Figur 5: Illustrasjon av konsepter og løsningsvalg for tilknytning av havvind fra Utsira Nord.

For en samordnet nettløsning har vi sett på følgende alternative konsept, der omfanget av "samordning" varierer:

- **Konsept C** innebærer det største omfanget av samordning. Her etableres det en felles stasjon for transformering og kompensering, enten til havs (på en flytende plattform, som en subsea-løsning eller på Utsira øy) eller vest på Karmøy. I tillegg innebærer det felles kabler på høyere spenningsnivå mellom denne stasjonen og tilknytningspunktet i transmisjonsnettet. Hver aktør får fremdeles ansvar for sine kabler fra havvindfeltene til den felles stasjonen.
- **Konsept D** har det minste omfanget av samordnet nettløsning. Dette innebærer en etablering av en felles stasjon for transformering og kompensering ved tilknytningspunktet. Hver aktør får ansvar for sine kabler fra havvindfeltene til felles stasjon. Dette alternativet er relativt likt en distribuert løsning, men forskjellen er det kundespesifikke anlegget bygges som én felles stasjon istedenfor at hver aktør bygger hver sin stasjon. Det kan også være aktuelt med en samordnet konsesjonsbehandling og utforming av traséene for kablene fra vindfeltene og inn til tilknytningspunktet.

I en distribuert løsning vil hver aktør etablere hver sin stasjon, enten til havs eller vest på Karmøy, og hver sine kabler på høyere spenningsnivå fra denne stasjonen og til tilknytningspunktet i transmisjonsnettet.

Vi har etablert forutsetninger og kriterier for vurderingene

Vi har gjort en overordnet vurdering av de ulike løsningsvalgene basert på følgende kriterier:

- **Investeringskostnader** for nettanlegg, dvs. totale investeringskostnader f.o.m kablene fra "siste vindturbin" på havvindfeltet, via eventuell transformatorstasjon til havs eller på land til og med kundespesifikke stasjonsanlegg før tilknytningspunktet hos Statnett
Vurderingen er beskrevet som relativ kostnadsøkning i forhold til rimeligste løsningsvalg.
- Overordnet **vurdering av påvirkning på natur, miljø og arealbruk**. Vurderingen er beskrevet som relative vurderinger (Lav, Medium, Høy)
- Verdi av **fleksibilitet for forbruk/økt produksjon**. Vurderingen er beskrevet som relative vurderinger (Lav, Medium, Høy)
- Overordnet vurdering av andre forhold som **gjennomføringstid, teknologivalg** og påvirkning på nettet på land

Det er flere usikre faktorer som påvirker vurderingene, herunder feltinndeling og krav til konsesjonsprosess. Sammenlignet med en nettutbygging på land, der Statnett både planlegger og eier utbygging av transmisjonsnettet, har vi normalt et mer modnet underlag før vi fatter konseptvalg. Forutsetninger for vurderingene er samlet i Vedlegg 1. I de neste avsnittene tar vi for oss de ulike kriteriene omtalt over.

Tabell 4: Oppsummering av forenklet samfunnsøkonomisk vurdering per november 2022

Konsepter:	Distribuert				Samordnet			
	A) transformering til havs			B) transformering på land	C) transformering til havs			D) transformering på land
Løsningsvalg:	Flytende	Subsea	Utsira øy	Karmøy	Flytende	Subsea	Utsira øy	Karmøy
Estimert inv.kostnad* relativ til Basis UN	+200-300%	Høy**	Basis UN	+15%	+150-280%	Høy**	Basis UN	+15%
Ulempe: Natur & miljø (tot. km kabel)	Lav (115 km)	Medium (230 km)	Høy (120 km)	Medium (360 km)	Lav (80 km)	Medium (190 km)	Høy (100 km)	Medium (360 km)
Nytte av fleksibilitet for forbruk/økt produksjon	Medium	Lav	Høy	Lav	Medium	Lav	Høy	Lav
Foreløpig rangering	2	2	1	1	2	2	1	1

* Kostnadene er for total nettløsning med kabelforbindelser og trafostasjon. Anslag på investeringskostnad er svært usikre, med mer enn +/-50% utfallsrom. Basis UN = 100%.

** Vi har ikke grunnlag for å angi kostnadsestimat for subsea trafostasjon. Kostnadene for kabler isolert tilsvarende kostnadene for Basis UN, og løsningen vil kreve transformering også på land.

En samordnet løsning kan gi kostnadsbesparelser

Estimatene for investeringskostnader indikerer at et samordnet løsningsvalg kan gi noen besparelser, men dette er relativt moderat og innenfor usikkerhetsspennet for de ulike løsningene.

Flytende transformering og subsea-løsninger er dyreste løsningsvalg både i distribuert og samordnet konsept, med opptil 3-4 ganger høyere investeringskostnad enn løsningsvalgene med transformatorstasjon på Utsira øy eller på land. For flytende plattformer er man avhengig av dynamiske

kabler¹³. Dynamiske kabler på spenningsnivå 300 kV og 420 kV eksisterer ikke i dag, og må eventuelt utvikles. Subsea-løsninger med transformering på spenningsnivå 66 kV til 245 kV er under utvikling. Det er usikkerhet både med hensyn til kostnader og realiseringstid for disse løsningene.

Løsningsvalg med transformatorstasjon på Utsira øy har noe lavere kostnader enn løsningsvalg med transformatorstasjon ved tilknytningspunktet. Dette skyldes at man da får noe billigere kabelløsning, selv det er noe høyere kostnader å bygge trafostasjon på Utsira øy enn et sted med veiforbindelse.

Kostnadene i samtlige løsningsvalg i tabellen er beregnet med forutsetning om at all havvindproduksjon tilknyttes til transmisijsnett på nye Karmøy stasjon. Det er også mulig med tilknytning til Gismarvik, eller å fordele kapasitet mellom Karmøy, Gismarvik og Spanne. Dersom tilknytning blir til Gismarvik eller annen stasjon med større avstand til havvindfeltet, vil kostnadene øke med 20%-50% i forhold til "Basis UN" for alle løsningsvalg. Rangeringen blir da mer i favør av samordnet løsning.

Samordning av nettløsninger er gunstig for natur, miljø og arealbruk

Det er ikke gjennomført konsekvensutredninger for nettanleggene for havvind. Vurderingene av konsekvenser på natur og miljø er basert på allerede tilgjengelig informasjon fra andre prosjekter og konsesjonssøknader i området, samt en overordnet vurdering av antall kilometer sjøkabler og arealbehov på sjøbunnen.

Konseptene B og D (transformering på land) vil medføre opptil 260 km mer sjøkabel sammenlignet med konseptene A og C (transformering til havs), og vil følgelig oppta et relativt sett større sjøbunnsareal. En samordnet løsning vil gi mulighet for å optimalisere bruk av sjøbunnsarealet.

I alle konsept- og løsningsvalg har vi forutsatt tilknytning til nye Karmøy stasjon, og at alle løsningsvalg innebærer etablering av trasé over Karmøy. En samordning av trasé over Karmøy vil trolig kreve mindre areal, og dermed mindre konsekvenser på natur og miljø enn ved etablering av tre separate traséer som i de distribuerte konseptene. Tilsvarende vil en samordning av stasjonsløsninger trolig også være gunstig i forhold til natur, miljø og arealbruk. Foreløpige vurderinger indikerer at Utsira øy har høye natur- og verneverdier, og en utbygging her vil trolig gi større ulempe for natur og miljø enn transformering på land. Utsira kommune har imidlertid uttalt seg positivt til transformatorstasjon på Utsira øy¹⁴. Det er behov for å utrede hvorvidt en stasjon på Utsira er akseptabel i forhold til natur, verneverdier og arealbruk. De ulike stasjonsplasseringene vil medføre ulike sjøkabeltraséer og arealbruk, og konsekvenser på marint liv og samvirke med andre interesser må også vurderes.

Fleksibilitet for tilkobling av både forbruk og økt produksjon er mulig

Fleksibilitet for tilknytning av nytt forbruk er beskrevet i kapittel 2.2, mens fleksibilitet for økt produksjon er beskrevet i kapittel 4.1.

Fleksibilitet for nytt forbruk er mulig både for en samordnet og distribuert løsning, men vil gi mest verdi ved løsningsvalg med transformatorstasjon på Utsira øy.

Fleksibilitet for mindre økninger i produksjonskapasitet er mulig dersom man planlegger for det i første utlysning. Uavhengig av distribuert eller samordnet løsning, vil en utvidelse for ny produksjon medføre at transformatorstasjon utvides med nye felt.

¹³ Dynamiske kabler er konstruert for å være i kontinuerlig bevegelse uten å bryte ned mekanisk eller elektrisk pga. den mekaniske bevegelsesbelastningen de utsettes for.

¹⁴ Brev sendt fra Utsira kommune til Statnett 18.11.22 med vedtak for sak 46/22 i kommunestyret

Ved å tildele ansvar for samordnet løsning kan arbeid med konsekvensutredninger starte tidligere

Vi har foreløpig ikke grunnlag for å si at det er entydige forskjeller i gjennomføringstid på konseptene. Samtidig vil vi påpeke at det vil ta tid å planlegge, søke konsesjon og bygge nettanlegg. Tidsaspektet må også vektlegges for hvilken løsning som velges. Dersom en samordnet løsning krever mer og større anlegg i krevende omgivelser, vil dette kunne ta lengre tid enn en distribuert løsning med mer direkte tilknytning mot transmisjonsnettet på land.

For nettløsninger er konsesjonsprosessen en viktig driver for gjennomføringstid, og et viktig element er å etablere konsekvensutredningsprogram og å gjennomføre konsekvensutredninger. Det er normalt den aktøren som skal bygge og eie nettanlegget som gjør dette. Ved distribuert løsning vil hver aktør ha ansvar for egen konsesjonsprosess, og myndigheter og berørte vil måtte forholde seg til tre ulike prosesser. En samordnet løsning kan gi en smidigere konsesjonsprosess.

Tildeling av områder for produksjon av havvind på Utsira Nord skal skje basert på kvalitative kriterier, og tildeling forventes i siste halvår i 2023. Dette betyr at dersom det velges en distribuert nettløsning vil arbeidet med å etablere konsekvensutredningsprogram først kunne starte etter tildeling.

Statnett anbefaler at det planlegges for en samordnet løsning. Et vesentlig poeng ved å planlegge for en samordnet løsning er at tiden frem til tildeling kan utnyttes ved å starte opp arbeidet med konsekvensutredninger tidligere – dersom myndighetene utpeker en ansvarlig aktør. Dersom konsekvensutredninger viser at det ikke er mulig å gjennomføre en samordnet løsning på en god måte, vil det være mulig å utnytte dette arbeidet i utvikling av distribuerte løsninger for Utsira Nord.

4.3 Distribuert løsning er sekundæralternativ – dersom det viser seg at det ikke er mulig å gjennomføre en samordnet løsning på en god måte

Den sekundære anbefalingen er at aktørene fremmer det de mener er beste løsning for tilknytning, og da med Karmøy som det prioriterte tilknytningspunktet til transmisjonsnettet.

For distribuerte løsninger vil det enkelte konsortiet som tildeles havvindfelt ha ansvar for egen tilknytningsløsning. Vi har sett på følgende ulike alternative løsningsvalg for distribuerte nettløsninger:

- **Konsept A** innebærer at hver aktør etablerer individuelle kabelforbindelser fra vindparken til hver sin stasjon, enten til havs eller vest på Karmøy. Aktørene bygger hver sine kabler på et høyt spenningsnivå fra denne stasjonen og til tilknytningspunktet i transmisjonsnettet.
- I **Konsept B** etablerer hver aktør kabelforbindelser fra vindparken og helt til land. Hver utbygger må etablere separate kundeanlegg for kompensering og transformering på land ved tilknytningspunktet i transmisjonsnettet.

I distribuerte konsept, kan de ulike aktørene velge ulike løsninger for å tilknytte seg til land. Dette vil gi større mulighetsrom for aktørene til å velge ulike teknologier, og også til å tilpasse sin fremdrift i prosjektutviklingen.

Aktørene vil trolig ikke kunne starte arbeidet med konsesjonsprosess og utredningsprogram før de eventuelt blir tildelt rettighet for utvikling av havvindsområde, og har nærmere avklart løsningsvalg. Den totale tiden for å gjennomføre flere parallelle konsesjonsprosesser ved et distribuerte løsningsvalg kan bli lengre enn for en samordnet løsning.

Dersom vi nå planlegger for samordnet løsning, og ny informasjon skulle tilsi at det er mer rasjonelt med en distribuert nettløsning, vil dette fortsatt være mulig. Mulige årsaker til dette kan være forhold som avdekkes i konsekvensutredninger, at aktørene har så store ulikheter i tidsplanene at samordning ikke er hensiktsmessig, eller at aktørene ikke klarer å omforenes om utforming og finansiering av nettanlegget.

Vedlegg 1: Sentrale forutsetninger og avgrensninger

Sørlige Nordsjø II

- **Dimensjonerende hendelse.** Det nordiske synkronområdet er dimensjonert for å håndtere momentane effektendringer opp til 1400 MW. Dette betyr at man kan håndtere utfall av en enkelt produksjonsenhet, forbruksenhet, HVDC-forbindelse eller annen anleggsdel som medfører en momentan ubalanse i hele det nordiske kraftsystemet som ikke er større enn dette volumet. Grensen på 1400 MW er i dag definert som dimensjonerende hendelse i Norden og benyttes for å sikre at man ikke risikerer større frekvensfall enn systemet er i stand til å håndtere. Statnett forutsetter at HVDC-tilkoblingen til land for fase 1 Sørlige Nordsjø II ikke overstiger dimensjonerende hendelse. Konverterstasjonen offshore kan derimot ha en høyere kapasitet.
- **Konverterkonfigurasjon** for 320 kV spenningsnivå antas symmetrisk monopol. Konverterkonfigurasjon for 525 kV spenningsnivå antas bipol konfigurasjon.
- **Spenningsnivå på vindkraftproduksjon:** Vi har forutsatt at spenningsnivået på offshore vindproduksjon blir 132 kV.
- **Tilknytning til transmisjonsnettet:** Vi har satt som forutsetning at produksjonskapasitet (1500MW) er for stort til at det er rasjonelt å tilknytte i regionalnettet. Vi antar altså tilknytning direkte til transmisjonsnettet på 420 kV.
- **Potensiale for forbruk** antas å være relatert til olje og gass installasjoner (~100 MW) innenfor mulig AC tilknytning til Sørlige Nordsjø II.
- **Oversikt over teknisk mulig overføringskapasitet relatert til HVDC spenning**

Tabell 5 Teknisk mulig overføringskapasitet relatert til HVDC spenning

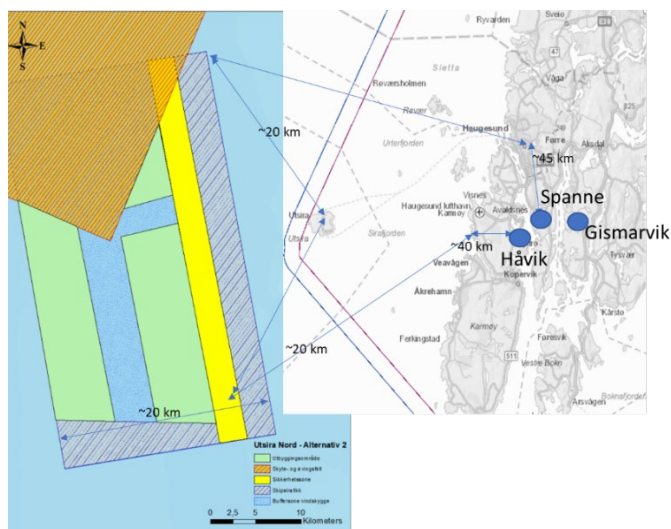
HVDC Spenning	Kapasitet HVDC konverterstasjon	Kapasitet HVDC kabel
320 kV	1500 MW	1400 MW
525 kV	1500-(3000 ¹⁵) MW	1400-2200 MW ¹⁶

¹⁵ 3000 MW kapasitet for 525 kV konverterstasjon vil på sikt kunne være oppnåelig

¹⁶ En kabelforbindelse til det norske kraftsystemet på 2,0 GW forutsetter en metallisk returkabel som potensielt kan muliggjøre egenskaper for overføringen som er i henhold til Nordens krav til dimensjonerende hendelse. En slik vurdering må forankres nordisk.

Utsira Nord

- Nett-konsepter som vurderes er avgrenset til oppdraget gitt fra OED¹⁷
- **Feltinndelingen** for Utsira Nord er ikke avklart. Antall felt og kapasitet per felt vil påvirke hva som er rasjonelle nettløsninger, og også muligheten for senere utlysning av nye areal innenfor det Utsira Nord området. Vi har her forutsatt 3 felt av 500 MW.
- **Potensiale for forbruk** antas å være relatert til olje og gass installasjoner (~200 MW) innenfor mulig avstand for AC tilknytning til stasjon i nettløsning for Utsira Nord
- **Spenningsnivå på vindkraftproduksjon** Vi har forutsatt at spenningsnivået på offshore vindproduksjon blir 132 kV for dette feltet (er i dag opp til 66 kV, men det forventes økt til 132 kV innen utbygging på Utsira Nord gjennomføres).
- **Tilknytning til transmisjonsnettet:** Vi har satt som forutsetning at produksjonskapasiteten (1500 MW) er for stort til at det er rasjonelt å tilknytte i regionalnettet. Vi antar altså tilknytning direkte til transmisjonsnettet på 420 kV. Kostnadsestimatet er basert på at hele produksjonsomfanget på 1500MW tilknyttes til transmisjonsnettet i nye Karmøy stasjon. Vi har også forutsatt at tilknytningsløsningen etableres med "korteste vei" over Karmøy
- Vi har forutsatt at **konsesjonsprosess** må gjennomføres for alle konsept, og vil ha omkring like lang varighet for alle løsningsvalg.
- **Bærekraft, miljø og verneinteresser.** Alle løsningene innebærer sjøkabler på havbunn. Løsninger som innebærer stasjon med transformering, vil gi behov for færre kabler og ha mindre arealbehov – fra lokasjon for stasjon og til tilknytningspunkt. Det er ikke gjort konsekvensvurdering for virkning på marint liv eller andre interesser for noen av løsningene, slik at vurderingen her begrenser seg til å kartlegge omfanget sjøkabler. Det er heller ikke gjort konsekvensutredninger for mulige lokasjoner av stasjon og landtraséer, men henviser til vurderinger som er utført i forbindelse med utredninger av andre relevante prosjekt. Informasjonsunderlaget for vurderinger bør styrkes gjennom å gjøre konsekvensutredninger for de løsningsvalgene som videreføres.
- **Kostnadene** for nettløsning fra Utsira Nord skal dekkes av havvindaktørene.



Figur 6: Illustrasjon av OED forslag til inndeling av Utsira Nord - med indikasjon av skytefelt og soner for skipstrafikk/ sikkerhetssoner

¹⁷ [2022-10-25 Oppdragsbrev fra OED \(Statnett.no\)](https://www.statnett.no/2022-10-25-Oppdragsbrev-fra-OED)

Vedlegg 2: Teknisk tilrettelegging for utvidelse

Endringer i teknisk utforming for å muliggjøre fremtidige tilknytninger - Sørliche Nordjø II

Den tekniske utformingen av anlegget vil måtte endres på følgende måte for å kunne tilrettelegge for utvidelser for **forbruk** (elektrifisering). Listen inkluderer, men er ikke begrenset til:

- GIS-bryterfelt på 132kV, eventuelt bryterfelt og transformator ved 66kV. Dette krever økt plass og vekt i tillegg til selve komponentene. Antall felt avhenger av utvidelse tilknyttet forbruk.
- Plattform må være klargjort for inntrekk av flere AC-kabler
- Tilknyttet forbruk gir økt behov for reaktiv kompensering. Dersom det skal kompenseres gjennom bruk av offshore konverter så må dette inn i designkriteriene fra start. Komponenter for kompensering kan også plasseres på olje- og gassinstallasjoner.
- Flere olje- og gassinstallasjoner driftes på en annen frekvens enn nettet på land. Dette krever en tidlig avklaring på hvilken frekvens som skal være offshore og eventuelt behov og lokasjon for en frekvensomformer.
- Tilknytning av offshore forbruk påvirker ikke kabelforbindelse mellom plattform og tilknytningspunkt, men kan medføre at kraftflyten går fra tilknytningspunktet når det ikke blåser.

Den tekniske utformingen av anlegget vil måtte endres på følgende måte for å kunne tilrettelegge for utvidelser **for økt produksjon**. Listen inkluderer, men er ikke begrenset til:

- GIS-bryterfelt på 132kV, eventuelt bryterfelt og transformator ved 66kV. Dette krever økt plass og vekt i tillegg til selve komponentene. Antall felt avhenger av utvidelse økt produksjon.
- Plattform må være klargjort for inntrekk av flere AC-kabler
- Konverter og HVDC-kabler må være dimensjonert for å få kraften til land. Dette vil si en løsning med 525 kV og 2 GW. Offshore konverterkapasitet må være klart fra start og kan ikke utvides på et senere tidspunkt.
- I dag er grensen på 1400MW på en forbindelse inn i land, HVDC-kabel i fase 1 kan derfor ikke dimensjoneres for mer enn 1400MW. Videreføring av økt vindkraftproduksjon inn til land kan løses ved utvidelse på DC-siden

Den tekniske utformingen av anlegget vil måtte endres på følgende måte for å kunne tilrettelegge for **DC-utvidelser**: Listen inkluderer, men er ikke begrenset til:

- Jordkniver, brytere, og DC-samleskinner. Dette krever økt plass og vekt på plattform i tillegg til selve komponentene
- Plattform må være klargjort for inntrekk av flere DC-kabler
- Kontrollanlegg må være designet for multiterminal fra start
- Interoperabilitet (beskrevet tidligere)
- Dersom infrastrukturen etter utvidelse skal kunne benyttes som en hybrid, påvirker dette designkriteriene for HVDC-kablene allerede i fase 1. Kabelsystemet til en radial har ulike forutsetninger og kostnader med hensyn til kabeldesign sammenlignet med en hybrid/offshore

Endringer i teknisk utforming for å muliggjøre fremtidige tilknytninger - Utsira Nord

Den tekniske utformingen av anlegget vil måtte endres på følgende måte for å kunne tilrettelegge for utvidelser for **forbruk (elektrifisering)**: Listen inkluderer, men er ikke begrenset til:

- Avsette plass på 132 kV samleskinne / GIS for flere kabelavganger til forbruker.
- Tilknyttet forbruk gir økt behov for reaktiv kompensering ¹⁸og det må avsettes plass til dette hvis beregninger tilsier det.
- Flere olje- og gassinstallasjoner driftes på en annen frekvens enn nettet på land. Dette krever en tidlig avklaring på hvilken frekvens som skal være offshore og eventuelt behov for en frekvensomformer. Frekvensomformer antas installert på transformatorstasjon dersom denne er landbasert, men på mottakende plattform dersom transformatorstasjonen er på flyter
- Tilpasningen påvirker ikke kabelforbindelse mellom transformatorstasjon og tilknytningspunkt, men vil medføre at kraftflyten går fra tilknytningspunktet når det ikke blåser.
- Tiltakene medfører større arealbehov på stasjon, men så lenge det er avsatt plass for tilpasningene kan disse gjøres i etterkant av idriftsetting
- Flytende transformatorstasjon: Tilsvarende vil flytende plattformer være optimalisert i forhold til behov. Tilrettelegging for utvidelse av 132 kV GIS anlegg, pre-installasjon av I-rør for flere kabler, kompensering for offshore elektrifisering, samt tilrettelegging for offshore installasjon/løft av relativt tunge kompensatorer vil medføre behov for ekstra areal og vektkapasitet på plattformen(e).

Den tekniske utformingen av anlegget vil måtte endres på følgende måte for å kunne tilrettelegge for utvidelser for **økt vindkraftproduksjon**: Listen inkluderer, men er ikke begrenset til:

- Avsette plass på 132 kV samleskinne / GIS for flere inngående felt,
- Avsette plass for økt transformatorkapasitet 132/420 kV,
- Avsette plass for nye 420 kV GIS felt og reaktiv kompensering
- Etablere ny(e) kabelforbindelse(r) fra transformatorstasjon til tilknytningspunkt. Produksjon og installasjon av kabelforbindelsen kan iverksettes først etter at det er avklart om det er aktuelt med utvidelse, men det kan være hensiktsmessig å tilrettelegge trase til tilknytningspunkt i transmisjonsnettet også for nye forbindelser i første fase.

¹⁸ Reaktiv kompensering er viktig på AC-kabelforbindelser for å holde spenningen innenfor fastsatte verdier

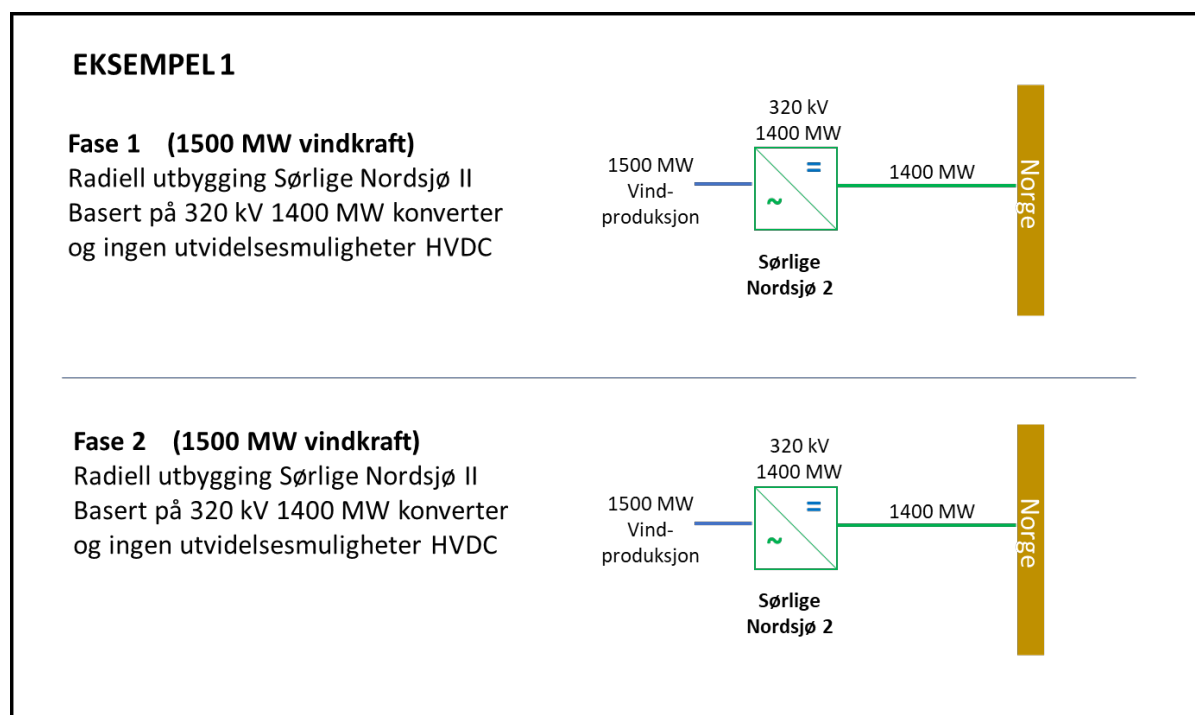
Vedlegg 3: Eksempler for kostnadsvurderinger

For å synliggjøre nytteverdi og en potensiell besparelse i å tilrettelegge for utvidbare fremtidsrettede løsninger, har Statnett vurdert investeringskostnader for ulike nettløsninger der vi ser flere utbyggingstrinn i sammenheng. I et eksempel har vi betraktet Sørilige Nordsjø II utbygd i to faser med minimum 3000 MW vindkraftproduksjon og antatt at dette kan utvikles trinnvis med utgangspunkt i en radial til Norge. I tillegg betraktes en videre utvidelse opp til 7000 MW havvind. De ulike eksemplene som er vurdert i kapittel 3.2 er beskrevet under.

Eksempel 1:

3000 MW vindkraftproduksjon overført til Norge med to 320 kV separate radialer (Ikke utvidbare)

Antar norsk andel dekker 100%.

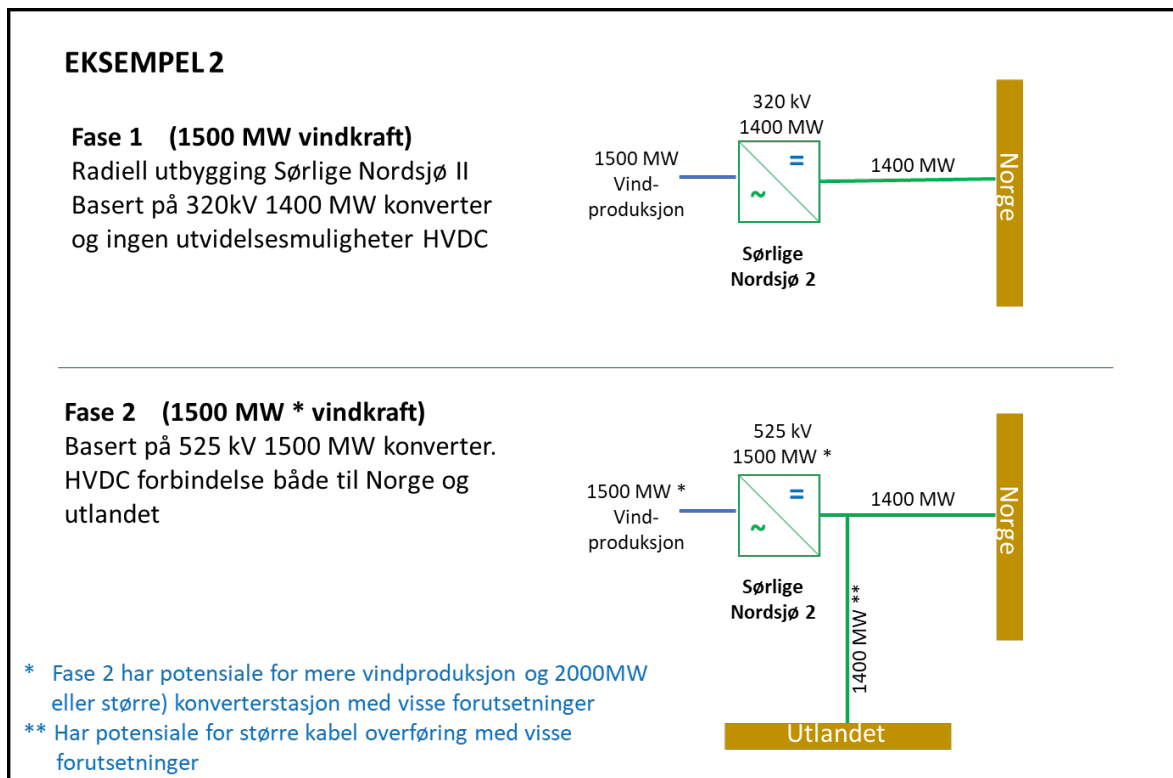


Eksempel 2:

Fase 1: 1500 MW vindkraftproduksjon overført til Norge med en 320 kV ikke utvidbar radial

Fase 2: 1500 MW vindkraftproduksjon og 525 kV tilknytning til Norge og europeisk nett

Antar norsk andel dekker 100% av fase 1 og 50% av fase 2.

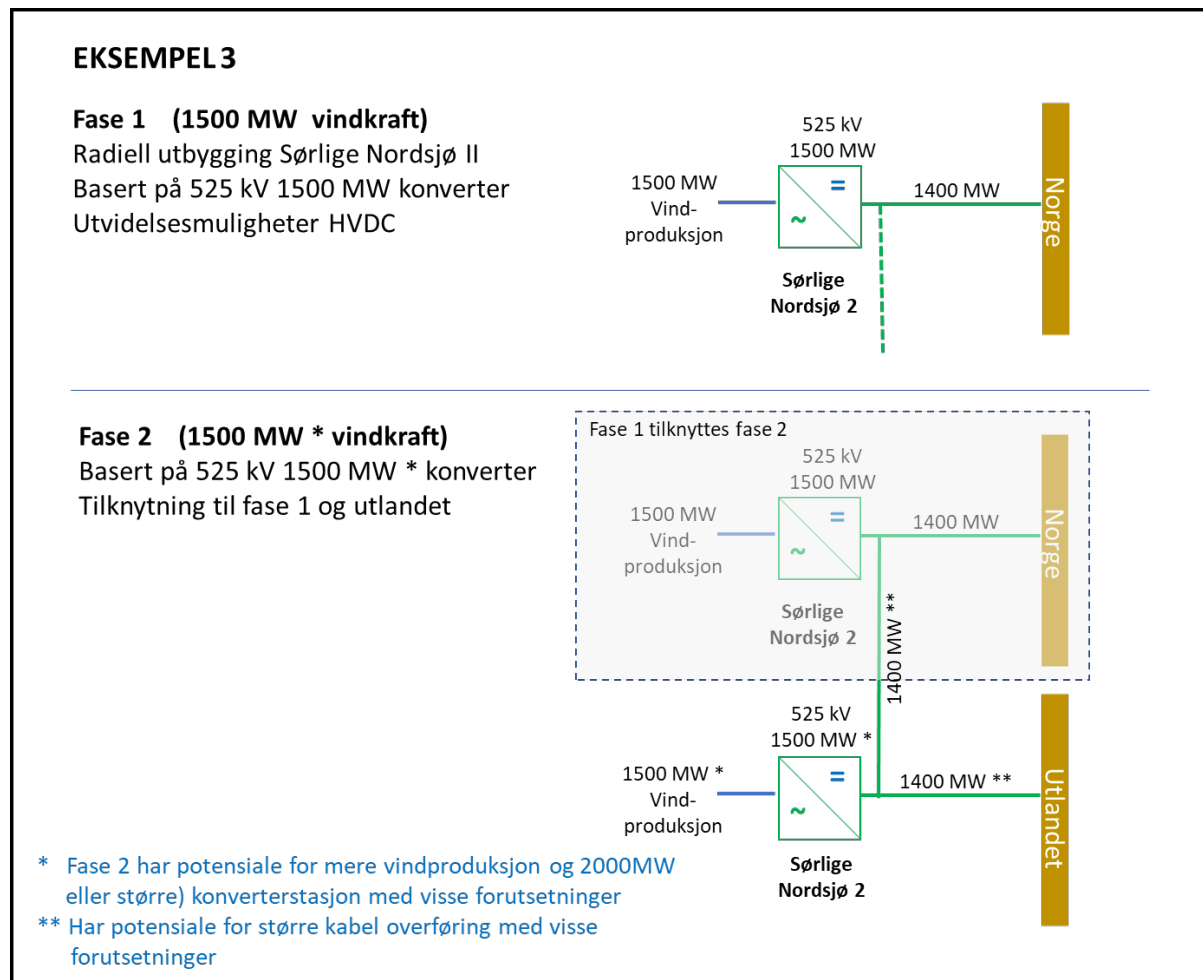


Eksempel 3:

Fase 1: 1500 MW vindkraftproduksjon overført til Norge med en 525 kV utvidbar radial

Fase 2: 1500 MW vindkraftproduksjon kobles til fase 1 utvidbar radial på DC siden og europeisk nett

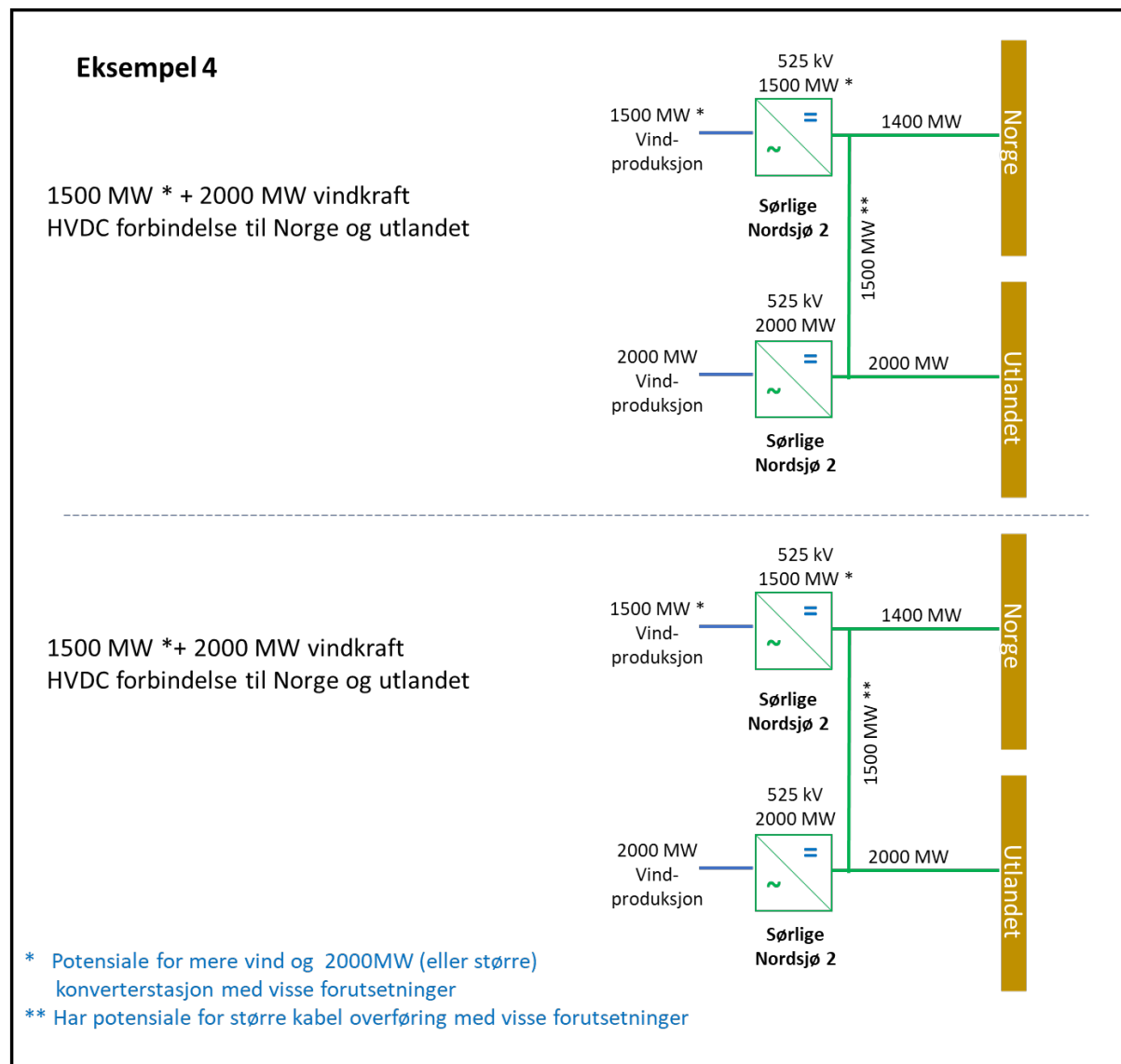
Antar norsk andel dekker 100% av fase 1, og med utgangspunkt at fase 2 dekkes av partner.



Eksempel 4:

Eksempel hvor det vises til en mulig total utbygging av 7000 MW vind i Sørlig Nordsjø. Her er ikke fasevis utbygging illustrert. Eksempel er basert på to stk. 525 kV radialer som begge er koblet til hver sin offshore (2000MW) konverter koblet til et annet land. De to systemer er uavhengige av hverandre.

Antar norsk andel dekker 100% av 525 kV/1500 MW konvertere samt radialer tilknyttet Norge.
Tilknytting til 525 kV/2000MW konverter samt nett til utlandet dekkes av partner (e).



Vedlegg 4: Forutsetninger for kostnadsestimat

Usikkerheter:

- Det er stor usikkerhet knyttet til prisene relatert til råvarer (kobber, bly, stål, plast, aluminium) og markedssituasjonen ved plassering av kontrakter
- Kostnadsestimater for komponenter er basert på Statnetts egne erfaringer og offentliggjorte kontraktspriser på sammenlignbare anlegg.
- Usikkerhet mht. valutakurser. Kostestimater er oppgitt i euro grunnet flere komponenter priset i denne valutaen eller USD.
- Usikkerhet rundt tekniske og prosjektspesifikke valg.
- Det er ikke klarlagt hvilket tilknytningspunkt en radial/hybrid vil tilknyttes. Teknisk løsning og kostnad for DC-trasé på land er ikke vurdert i det grove kostnadsestimatet. Eventuelle forsterkninger av AC-nett på land er ikke inkludert i kostnadsestimatet.

Forhold som ikke er inkludert i estimatene:

- Byggherrekost og kost for markedssystem er ikke inkludert.
- Det forutsettes ikke metallisk retur for bipol.
- Innkjøringskostnader for en hybrid og tapt inntekt fra vindkraftproduksjon for innkjøring er ikke inkludert.
- Det er ikke inkludert for evt. økte kostnader som følge av evt. krav/behov om interoperabilitet eller tilknytning til et fremtidig havnett.
- Virkninger i forhold til flaskehalsinntekter og handelsinntekter både for vindkraft og mellom land samt andre forhold som eventuelt kan prissettes