

Energidepartementet
postmottak@ed.dep.no

Statnett SF
firmapost@statnett.no

Statnetts innspill til regjeringens plan for havvind

Bakgrunn og utgangspunkt for Statnetts innspill

Regjeringen har varslet at den i løpet av høsten 2026 vil legge frem en plan for videre utvikling av havvind. Statnett takker for muligheten til å gi innspill til denne planen, og ser frem til at den kan bidra til nødvendig klarhet på sentrale områder. Planen vil ha størst verdi dersom den står seg over tid, ettersom dette vil redusere risiko for alle involverte parter og legge til rette for en helhetlig og koordinert planlegging av kraftsystemet.

I dette innspillet legger Statnett til grunn at regjeringens ambisjon om å tildele arealer med potensial for inntil 30 GW havvindproduksjon innen 2040 står fast, samt ambisjonene nedfelt i Ostendedeklarasjonen (2023), som ble bekreftet i Hamburgdeklarasjonen (2026).

Innspillet bygger i stor grad på Statnetts tidligere rapporter om havvind, supplert med ny kunnskap og oppdaterte vurderinger. I tillegg til Statnetts innspill vil Arbeidsgruppe 3 i Samarbeidsforum for havvind, som ledes av Statnett, levere et eget innspill: Forslag til mulig gjennomføringsmodell for hybrid.

Statnetts roller i havvindutviklingen

Statnett er utpekt som systemansvarlig til havs og har ansvar for å planlegge nett til havs. Vi legger også til grunn at eventuelle hybride nettløsninger skal bygges, eies og drives av Statnett. Som TSO for nettet på land og til havs, har vi ansvar for å planlegge for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av hele kraftsystemet. Statnett er teknologinøytrale, og havvind er en av flere teknologier som kan bidra til økt kraftproduksjon i Norge.

Relevante utviklingstrekk for havvindsatsingen i Europa

Utbyggingsambisjonene til landene rundt Nordsjøen er svært høye mot 2040, og vi mener at samarbeidet gjennom Offshore TSO Collaboration (OTC) er viktig for å identifisere en portefølje av nettprosjekter som gir bedre samfunnsøkonomi enn om prosjektene ble utviklet ukoordinert. Videre framdrift for å komme fra ambisjon til faktiske prosjekter forutsetter tydelig politisk støtte, koordinert planlegging mellom landene og en regional tilnærming til nettvikling som supplerer nasjonale planer.

Havvindindustrien har i *Joint Industry Investment Pact* forpliktet seg til å jobbe for kostnadsreduksjoner på 30 % frem mot 2040. TSO-ene og aktører som skal utvikle infrastruktur skal også jobbe for å redusere kostnader. En nærliggende mulighet er å standardisere spesifikasjoner og krav for nettkonsepter og anlegg i Nordsjøen, slik at de blir tilstrekkelig sikre og robuste til lavest mulig pris. Gjennom Nordsjø samarbeidet har vi ambisjon om å redusere enhetskostnadene betydelig.

De mest modne hybridprosjektene i Europa er Bornholm Energy Island (Danmark-Tyskland) og LionLink (Storbritannia-Nederland). Danmark og Tyskland har nylig signert en avtale om Bornholm som regulerer blant annet fordeling av kostnader og inntekter, og rollefordelingen mellom TSO-ene Energinet og 50 Hertz.

Med helhetlig planlegging kan det fremtidige kraftsystemet håndtere store volum havvind

Rapporten *Utvikling av nett til havs (2025)* pekte på behovet for helhetlig planlegging av kraftsystemet til havs og på land. For havvind innebærer dette blant annet å prioritere havvind nærmest mulig forbrukspunkt i nettet. Analysene viser at det er mulig å tilknytte opp mot 15 GW havvind innen 2045 uten å utløse nye store nettutbygginger på land, forutsatt god planlegging.

I Norge er det hovedsakelig Sørvest A-F som er egnet for bunnfast havvind, mens en utbygging nordover langs kysten må baseres på flytende teknologi. Dersom havvind skal dekke en betydelig andel av Norges fremtidige energibehov i alle landsdeler, trengs derfor både flytende og bunnfast havvind. Flytende havvind er en relativt umoden teknologi, og det trengs både innovasjon og skala for å gjøre den til en kostnadseffektiv energikilde.

For å håndtere store volum havvind er det en forutsetning å spre tilknytningen mot flere nettområder. Store mengder havvind til ett nettområde vil kunne utløse nye nettinvesteringer på land, påvirke stabiliteten i kraftsystemet og gi økte flaskehals og begrensinger for systemdriften.

Oppsummering av innspill

- For flytende havvind, bør områder med høyest kraftbehov og lavest kostnader prioriteres
- For bunnfast havvind i Sørvest A-F fremstår hybrid nettløsning samfunnsøkonomisk rasjonelt
- Kostnadseffektive nettløsninger vil bedre lønnsomheten og redusere støttebehovet for både hybrid og radial
- Økt forutsigbarhet kan redusere risiko for alle parter
- Skala er avgjørende for å redusere kostnadsnivået for både nett og produksjon
- Havvidanlegg og infrastruktur må designes for sikkerhet

For flytende havvind bør områder med høyest kraftbehov og lavest kostnader prioriteres

Kostnadene for nettilknytning kan avgjøre hvilke havvindområder som realiseres. Dersom flere havvindområder kan tilknyttes samme nettområde, vil det være rasjonelt å prioritere havvindområder som kan tilknyttes med lavest nettkostnader. For eksempel er det flere havvindområder som kan knyttes til Bergensområdet, men Vestavind D ligger nærmest land og vil dermed ha lavest kostnad.

Flere industriknutepunkter har god nettkapasitet for å ta inn ny produksjon. Ved å knytte havvind til disse områdene kan en begrense behovet for ny nettutbygging på land.

I Statnetts innspill til NVE i forbindelse med *Strategisk konsekvensutredning av identifiserte områder for havvind (2025)*, redegjør vi grundig for hvor mye havvind som kan knyttes til ulike steder. Områdene utenfor Sør-Rogaland/Agder og Haugalandet, som allerede er utlyst for havvind, har plass til mer produksjon. Vi pekte også på Bergensområdet og Romsdal som egnede tilknytningspunkt. Videre er det også mulig å tilknytte mindre volum havvind til Sogn og Fjordane, Trøndelag og Helgeland, men nettløsningene kan bli dyrere på grunn av lengre avstander til land. I Troms og Finnmark er det også plass i nettet til å tilknytte havvind, men havområdene er langt fra land og dermed dyrere å utvikle.

I *Utvikling av nett til havs (2025)* beskriver vi kostnadene for å knytte til hvert av de ulike havvindområdene mer detaljert. Der fremkommer det at kostnadene for flytende havvind øker markant dersom nettilknytningen innebærer behov for stasjon og plattform til havs, for enten transformering eller omforming til HVDC.

For bunnfast havvind i Sørvest A-F fremstår hybrid nettløsning samfunnsøkonomisk rasjonelt

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 også relevant for de andre bunnfaste havvindområdene, Sørvest A-E.

Analysen konkluderer med at det fremstår mest samfunnsøkonomisk rasjonelt å knytte havvind i dette området til hybridforbindelser. Dette gir størst lønnsomhet fordi havvinden da kan selges i to markeder og fordi nettanlegget kan brukes til lønnsom kraftutveksling i perioder med lavere produksjon. Utredningen viser at denne konklusjonen står seg i et bredt spekter av ulike scenarier for markedsutvikling og kostnader. Radiell tilknytning får negativ lønnsomhet i alle scenarier, men gir samtidig mer kraft og større prisreduksjon i Norge.

Bunnfast havvind på hybrid vil også gi lavest støttebehov for havvindprodusentene. I *Utvikling av nett til havs (2025)* viser vi at dette støttebehovet også er lavere enn for flytende havvind.

Kostnadseffektive nettløsninger vil bedre lønnsomheten og redusere støttebehovet for både hybrid og radial

For overføring av kraft over lange avstander må det benyttes HVDC-teknologi, mens det for kortere avstander kan benyttes AC-teknologi. Generelt er HVDC-forbindelser dyrere enn AC-forbindelser. For norske havområder egnet for havvind, må HVDC-teknologi benyttes for ilandføring av produksjon fra Sørvest A-F, mens AC-teknologi i stor grad kan benyttes for flytende havvind langs kysten. I landene rundt Nordsjøen er mange av havvindområdene nær land allerede utnyttet, så for å nå vedtatte utbyggingsmål utvikles nå prosjekter lenger fra land, der ilandføring må skje med HVDC-forbindelser.

For flytende havvind ble det i 2024 laget en rapport, *Nettilknytning for flytende havvind*, i regi av Samarbeidsforum for havvind. Denne peker på teknologier og konsepter som kan gi vesentlige kostnadsreduksjoner, og hvilke teknologigap som må tettes for å ta ut potensialet.

På North Sea Summit i Hamburg i 2026 ble det etablert en bred enighet mellom myndigheter, industri og systemoperatører om behovet for forenkling, koordinering og økt kostnadseffektivitet. Partene forpliktet seg blant annet til å redusere kostnadene for havvind med 30 % innen 2040.

Statnett arbeider sammen med TSO-er og leverandører for å utvikle enklere og mer kostnadseffektive HVDC-nettløsninger for bunnfast havvind. Arbeidet har identifisert potensiale for vesentlige kostnadsreduksjoner sammenlignet med kostnadene som lå til grunn i *Nettutredning Sørvest F*. Mer kostnadseffektive nettløsninger vil redusere kostnadene for både radialer og hybridforbindelser.

Vedlegg A går mer i detaljer om de foreløpige resultatene av dette arbeidet.

Økt forutsigbarhet kan redusere risiko for alle parter

Økt forutsigbarhet er et viktig element for å redusere risiko for både havvindaktører og TSO-er. Redusert risiko for havvindaktørene vil også redusere enhetskostnaden for myndighetene, siden havvindaktørenes risiko prises inn i

budene i havvindauksjoner. Økt forutsigbarhet øker dermed sannsynligheten for at utbygging kan skje med lav eller ingen statsstøtte. Vi peker her på tre viktige faktorer for å øke forutsigbarheten:

a. Tidligfasedialog og avklaringer med myndigheter og TSO hos motpart

Hybridprosjekter er komplekse prosjekter med stor gjensidig avhengighet mellom mange ulike aktører. Dette gir i utgangspunktet høy risiko på grunn av de mange grensesnittene. Risikoen kan imidlertid reduseres betydelig med tidligfasedialog i forkant av en eventuell politisk beslutning om å starte et hybridprosjekt. Dialogen må omfatte TSO-er, myndigheter, leverandører, havvindutviklere og andre interessenter. Særlig er dialog og avklaringer på myndighetsnivå viktig for å øke forutsigbarheten og redusere risiko og kostnader for alle involverte.

Arbeidsgruppe 3 i Samarbeidsforum for havvind har laget en rapport om *Forslag til mulig gjennomføringsmodell for hybrid*, som beskriver dette nærmere.

b. Forutsigbarhet for fremtidige utlysninger av havvind

Forutsigbarhet kan skapes ved å ha flere utlysninger i samme område i en begrenset tidsperiode, der samme tekniske løsning kan benyttes. Nettløsningen kan utgjøre opptil 40 % av totalkostnaden for en havvindpark, og flere tilsvarende nettanlegg innenfor et avgrenset geografisk område kan redusere investerings- og driftskostnadene. Det er verdt å merke seg at grunndesignet for HVDC-anlegg kan være likt for radiale og hybridforbindelser. Forutsigbarhet for at det vil komme flere utlysninger kan derfor gi vesentlige kostnadsbesparelser selv om tilknytningskonseptet kan variere.

For en produsent vil en enkeltstående havvindpark være dyrere å drifte enn dersom det kan etableres et samarbeid med tilgrensende parker. Forutsigbarhet på at det vil bli etablert et større volum i samme område, kan dermed redusere risiko, øke lønnsomheten og redusere behovet for subsidier.

Forutsigbarhet kan også være viktig for å få ned risikoen i andre relevante investeringer. I regjeringens strategirapport for leverandørindustrien til havvind, *Et hav av muligheter (2025)*, pekes det blant annet på behovet for å etablere industriområder med kaifront med kapasitet til installasjon og sammenstilling av turbiner for flytende havvind, også kalt sammenstillings- og installasjonshavner.

c. Avklart regulering

Manglende europeisk regelverk ble trukket frem som en av flere grunner til å ikke gå videre med hybridforbindelser i regjeringens pressemelding i etterkant av *Nettutredning Sørvest F*. Regelverket er under utvikling, blant annet på utformingen av Offshore Bidding Zones. Flere hybridprosjekter i Nordsjøen er under utvikling, og det er sannsynlig at de viktigste delene av det europeiske regelverket vil være avklart før en hybrid tilknyttet Norge kan realiseres.

Det er også flere uavklarte forhold knyttet til den norske reguleringen for produksjon og nett til havs, og dette øker risikoen for både havvindutviklere og Statnett. Dette gjelder blant annet Statnetts økonomiske regulering, regler for klassifisering og tariffing av nettanlegg, systemansvarliges virkemidler til havs og avklaringer rundt budområder til havs. Statnett mener det er viktig å få avklart mange av disse spørsmålene, og en utpeking av rollen som regulator til havs vil være en viktig del av dette.

Skala er avgjørende for å redusere kostnadsnivået for både nett og produksjon

Statnetts dialog med TSO-er, utviklere og leverandører har gjort det tydelig at skala er avgjørende for å få ned kostnadsnivået for bunnfast havvind, både for nettanlegg og produksjon.

Analyser viser at det er kapasitet i eksisterende og planlagt nett for tilknytning av 4,2 GW havvind fra Sørvest-områdene til Sør-Norge, som hybridforbindelser eller radialer. Dette inkluderer Ventyr's planlagte anlegg på 1,4 GW. Dersom myndighetene velger å lyse ut flere radialer fra Sørvest-områdene mot Norge, så reduseres mulighetene for fremtidig etablering av hybride forbindelser.

NVE anslår i *Identifisering av utredningsområder for havvind (2023)* at Sørvest F kan bygges ut med en total kapasitet på mellom 5,7 GW og 11,5 GW. I tillegg kommer potensialet i områdene Sørvest A-E. Dette er teoretiske tall, men potensialet er uansett mye større enn det som er mulig å knytte til det norske nettet.

En mulighet for å bygge ut mer havvind i Sørvest A-F, og dermed øke skalafordelene, er å åpne for havvind tilknyttet med radialer mot utlandet. En intensjonsavtale om slike grensekryssende radialer ble inngått i januar mellom Danmark og Tyskland, der de vurderer å knytte dansk havvind radielt til Tyskland. Det kan komme flere slike avtaler mellom land rundt Nordsjøen. Selv om Sørvest A-F er lenger fra land og har dypere vann enn andre områder i Nordsjøen, kan det være attraktivt for andre land fordi området har mye vind. Vinden er også mindre korrelert med vind lenger sør, og det er lavere produksjonstap grunnet vindskygge fra andre parker. Med en større utbygging av havvind i Sørvest A-F, vil skalafordeler resultere i lavere kostander også for havvind tilknyttet Norge.

Muligheten for radialer til utlandet er nevnt i regjeringens rapport *Grønt industriløft (2023)*: "*Regjeringen vil legge til rette for en storstilt havvindutbygging som åpner for bruk av ulike nettløsninger. Det vil bli vurdert kabler med toveis kraftflyt, radialer til Europa og radialer til Norge for hver utlysning.*"

Dersom flere land i Europa velger å benytte tilsvarende nettløsninger i sine områder, vil dette bidra til ytterligere skalafordeler.

Havvinnanlegg og infrastruktur må designes for sikkerhet

Den geopolitiske virkeligheten med hybride trusler og sabotasjeaksjoner mot kritisk infrastruktur, også i våre nærområder, betyr at vi må ha et sterkere fokus på sikkerhet. Regjeringens plan bør legge til rette for at havvinnanlegg og infrastruktur designes for sikkerhet, siden det er dyrere å bygge det inn senere. Det bør også legges til rette for tett samarbeid mellom relevante myndighetsaktører, infrastrukturereiere og systemansvarlige for utveksling av informasjon og beste praksis.

Med vennlig hilsen



Christian Færø
Konserndirektør Prosjektutvikling og Utbygging

Kilder

[Utvikling av nett til havs \(Statnett, 2025\)](#)

[Strategisk konsekvensutredning av havvind-Statnett sitt innspill til NVE \(Statnett, 2025\)](#)

[Nettutredning Sørvest F \(Statnett, 2025\)](#)

[Joint Planning in Europe's Northern Seas \(Offshore TSO Cooperation, 2025\)](#)

[Et hav av muligheter- Strategi for leverandørindustrien til havvind \(ED, NFD, 2025\)](#)

[Nettilknytning for flytende havvind \(Samarbeidsforum for havvind, 2024\)](#)

[Joint Industry Investment Pact \(North Sea Summit, 2026\)](#)

[Langsiktig markedsanalyse 2024-2050 \(Statnett, 2025\)](#)

[Grønt industriløft \(NFD, 2023\)](#)

Vedlegg A:

Nettanlegg til havs kan bygges mer kostnadseffektivt



Nettanlegg til havs kan bygges mer kostnadseffektivt

- **Dagens løsninger for nettanlegg for tilknytning av havvind er kostbare, men det er et potensial for vesentlige kostnadsreduksjoner.**
- Hvert **konsept**, det vil si hva som skal bygges, kan **konfigureres** på forskjellige måter og med forskjellige **komponenter**. Mer bevisste tekniske valg kan gi lavere kostnader.
- **Kabelsystemet er en dominerende kostnadsdriver.**
Valg av spenningsnivå, ledemateriale og maksimal ledertemperatur kan samlet gi betydelige kostnadsreduksjoner. Effekten blir størst ved lengre trasélengder.
- **Enklere systemløsninger gir lavere kostnader og mindre fotavtrykk.**
Mindre komplekse konfigurasjoner reduserer behovet for komponenter og resulterer i mindre plattformstørrelse. Mer komplekse løsninger gir høyere tilgjengelighet, men til en betydelig høyere kostnad.
- Statnetts rapport **Nettutredning Sørvest F** er referansegrunnlag for presenterte kostnadstall.

Bakgrunn og hensikt

Regjeringen i Norge har ambisjoner om å tildele arealer med mulighet for 30 GW fornybar kraftproduksjon på norsk sokkel innen 2040. Tidlige havvindprosjekter har vist at nettilknytning til havs er kostnadskrevenende – særlig ved lange avstander til land. Samtidig har teknologi, marked og kunnskap utviklet seg raskt. Energidepartementet har utpekt Statnett som systemansvarlig til havs og lagt til grunn at eventuelle hybride nettløsninger skal bygges, eies og drives av Statnett. Statnett arbeider med å utarbeide kunnskapsgrunnlag for en rasjonell utvikling av nett til havs, gjennom å identifisere kostnads- og gjennomføringseffektivisering. Dette notatet oppsummerer funn fra Statnetts arbeid og belyser hvordan kostnadene kan reduseres gjennom bevisste tekniske valg, uten at krav til sikker og stabil drift svekkes.

Arbeidets fokus og forutsetninger

Arbeidet tar utgangspunkt i et konsept med en hybrid forbindelse, som både frakter kraft fra en havvindpark til to land og muliggjør kraftutveksling mellom landene. Det er lagt til grunn en tre-terminal løsning med en offshore plattform i Sørlige Nordsjø med kabel til både Norge og et europeisk partnerland. For konseptet er det vurdert tre konfigurasjoner – symmetrisk monopol, rigid bipol og full bipol – som henholdsvis går fra enkle til mer komplekse systemtekniske løsninger. Økt kompleksitet gir høyere tilgjengelighet i drift, men krever flere komponenter og større anlegg, som medfører høyere investeringskostnader.

Valg av konsepter, konfigurasjoner og komponenter er vurdert helhetlig, basert på investeringskostnader, tilgjengelighet, teknisk risiko og gjennomførbarhet. Driftskostnader og tap er foreløpig ikke vurdert i arbeidet, men skal hensyntas i videre arbeid. Det er utført studier relatert til tilgjengelighet/pålitelighet for forskjellige konfigurasjoner og komponenter (RAM). For 1400 MW konsept viser studier at en langt billigere enkel symmetrisk monopol-konfigurasjon har tilstrekkelig tilgjengelighet og pålitelighet. Ved høyere kapasitetsbehov, for eksempel 2000 MW, vil det være behov for en mer kompleks og dyrere bipolkonfigurasjon.

Følgende alternativer og avgrensninger er lagt til grunn:

- Stand-alone hybrid (ikke forberedt for tilkobling til et fremtidig masket likestrømsnett) og alle tre terminaler bygges av én leverandør av omformerteknologi.
- Spenningsnivåer vurdert i arbeidet inkluderer fra 320 kV til 525 kV

- Leder i kabel av både kobber og aluminium er vurdert og maksimal tillatt ledertemperatur vurdert både ved 70 °C og 90 °C.

Alle kostnadssammenligninger tar utgangspunkt i en definert referansecase som er beskrevet og kostnadsberegnet i Statnetts rapport *Nettutredning Sørvest F*: 1400 MW, 320 kV, kabel med kobberleder og 70 °C maksimal ledertemperatur.

Det er et stort kostnadspotensial i kabelsystemet

Kabelsystemet er en viktig kostnadsdriver i nettanlegg til havs, spesielt for lange trasélengder. Forbedringer i kabeldesign og valg av tekniske løsninger kan derfor gi store utslag på total kostnad. Ved å ta utgangspunkt i referansecase er det tre forhold som peker seg særlig ut:

1. Høyere spenningsnivå kan redusere kostanden for hele systemet med mer enn 5 prosent

Ved å øke spenningsnivået kan samme effekt overføres med lavere strøm. Det fører til at kabelen kan bygges med mindre ledertverrsnitt, noe som reduserer materialbruk og kabelkostnaden. Beregningene viser at en økning fra 320 kilovolt til 525 kilovolt kan redusere samlede investeringskostnader med mer enn 5 prosent. Effekten er størst der kabelsystemet utgjør en stor andel av totalinvesteringen, altså ved lengre traséavstander.

2. Aluminium som ledermateriale gir ytterligere kostnadsreduksjoner på opptil 5 prosent

Ledermateriale har stor betydning for kostnaden i et kabelsystem. De aktuelle alternativene er i hovedsak kobber og aluminium. Kobber har tradisjonelt vært mest brukt, men aluminium vurderes i økende grad som et kostnadseffektivt alternativ. Aluminium er et mer tilgjengelig råmateriale. Kabel med aluminiumsleder har større tverrsnitt, men har en lavere vekt. Under gitte forutsetninger vil kabel med aluminiumsleder kunne ha positiv effekt også for installasjon. Beregningene viser at å gå fra en 320-kilovolt kobberkabel til 525-kilovolt aluminiumskabel kan redusere samlede investeringskostnader med om lag 10 prosent.

3. Høyere tillatt driftstemperatur på leder gir ekstra effektivisering

Kabelleverandører utvikler i dag løsninger der maksimal tillatt temperatur i ledere kan økes fra 70 til 90 grader. Når kabelen tåler høyere temperatur, kan man redusere ledertverrsnittet ytterligere. Dette kan gi en tilleggsreduksjon i investeringskostnader i størrelsesorden 4 til 5 prosent i tillegg til gevinstene knyttet til spenningsnivå og ledermateriale.

Samlet reduksjon i investeringskostnad

Analysene viser at disse tiltakene relatert til spenningsnivå, ledermateriale for kabel samt maks tillatt ledertemperatur, kan gi i størrelsesorden 15 prosent reduksjoner i investeringskostnader i representative tilfeller, særlig der kabeltraséene er lange.

Enklere systemkonfigurasjon kan gi lavere kostnad og mindre fotavtrykk

Et annet viktig funn er at enklere konfigurasjoner ofte gir den beste balansen mellom kostnad og funksjonalitet. For 1400 MW Konsept, kan en mer kompleks systemkonfigurasjon (full bipol) være 10–30 % dyrere enn en enklere løsning (symmetrisk monopol). Det skyldes i hovedsak den enkle hovedstrukturen i en symmetrisk monopol, kjennetegnet av færre hovedkomponenter, lavere kompleksitet og mindre og lettere offshoreplattformer, som også gir et redusert fysisk fotavtrykk. Mer komplekse løsninger kan gi høyere tilgjengelighet og mer redundans i drift, men dette medfører samtidig større plattformer, flere komponenter, høyere investeringskostnader og økt behov for drift og vedlikehold, samt et større samlet fotavtrykk. For høyere kapasitetsnivåer over 1400 MW vil det være nødvendig med en full bipol konfigurasjon for å ivareta balansen i kraftsystemet.

Videre arbeid

Vurderingene i dette notatet er basert på overordnede analyser og må forstås som identifiserte hypoteser innenfor gitte forutsetninger. Det er fortsatt usikkerhet knyttet til blant annet noe gjenstående teknologiutvikling for 525 kV omformer, utviklingen i leverandørmarkedet og prosjektspesifikke forhold. Resultatene vil derfor måtte verifiseres videre. Arbeidet vil videreføres med flere studier/analyser, tett samarbeid med andre TSO-er i Europa og dialog med leverandørindustrien.

Samtidig vil driftskostnader bli vurdert nærmere, og tiltakene inngå i en samlet vurdering av totale kostnader over levetiden. Løsningene vil bli undersøkt videre og konkretisert i Statnetts videre arbeid.