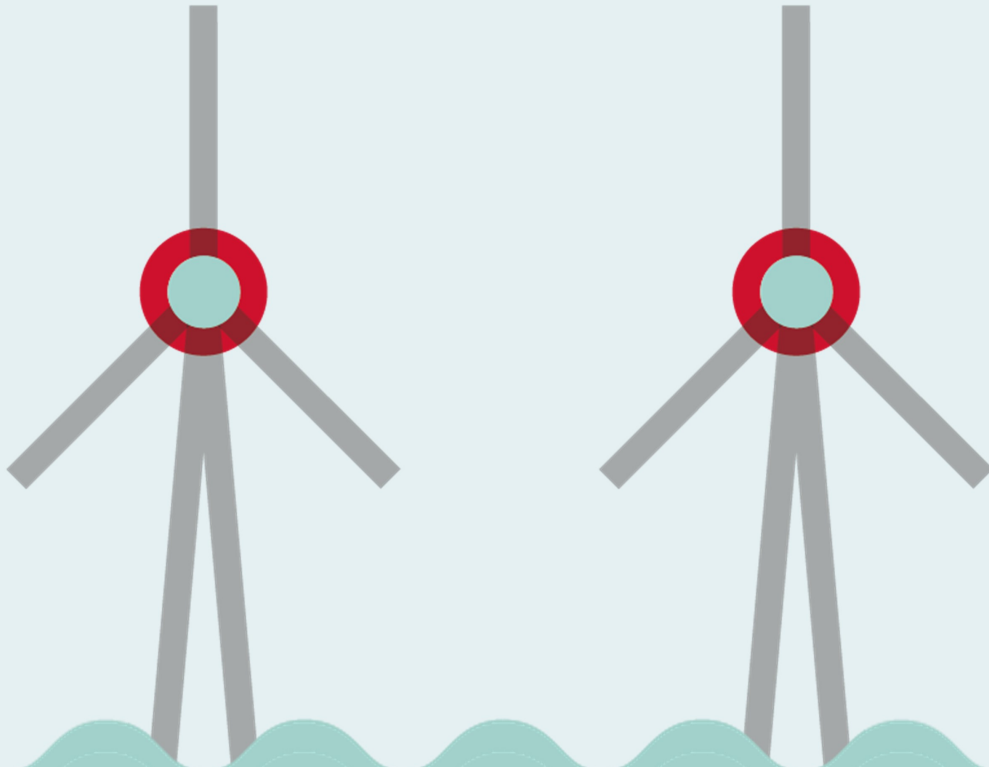




NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME



RAPPORT NR. 1 / 2023

RME

Regulering av nett til havs

Del II Hybridprosjekter

SKREVET AV Eirik Eggum, Ove Flataker, Virginia Grigorian, Stian Henriksen, Silje C. Syvertsen

RME Rapport nr. 1/2023

Regulering av nett til havs – Del II Hybridprosjekter

Utgitt av: Reguleringsmyndigheten for energi
Forfattere: Eirik Eggum, Ove Flataker, Virginia Grigorian, Stian Henriksen
og Silje C. Syvertsen
Andre bidragsytere: Lars Stemland Eide, Velaug A. Mook og Marie Hjorth Slåttebrekk
Forsideillustrasjon: NVE

ISBN (trykt utg.): 978-82-410-2303-3
ISBN (online): 978-82-410-2305-7
ISSN (online): 2535-8251
Saksnummer: 202204395
Opplag: 50

Sammendrag: Rapporten gir en vurdering av regulatoriske forhold knyttet til hybride nettløsninger som innebærer tilknytning til andre land i tillegg til Norge. Vurderingene knytter seg i hovedsak til markedsdesign for vindkraft og nett til havs, herunder opprettelse av eget budområde til havs, og vurderinger knyttet til det økonomiske rammeverket for netteier og produsent på en hybridforbindelse. Rapporten er skrevet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet.

Emneord: Havvind, hybridforbindelser, budområder, flaskehalsinntekter, anleggsbidrag

Reguleringsmyndigheten for energi
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
E-post: rme@nve.no
Internett: www.reguleringsmyndigheten.no

Mars 2023

Innhold

Innhold.....	1
1 Innledning	8
2 Klassifisering og eierskap.....	10
2.1 Om geografisk virkeområde for EØS-rettslig regulering	10
2.2 Eierskap til hybridforbindelser.....	13
3 Markedsdesign	18
3.1 Markedsdesign i et integrert kraftsystem	18
3.2 Driftssamarbeidet mellom TSOer	20
3.3 Markedsløsninger til havs ved en hybridforbindelse.....	21
4 Budområder.....	24
4.1 Budområdenes funksjon	25
4.2 Budområdeinndeling følger fastsatte prinsipper og prosedyrer	26
4.3 Strukturelle flaskehalsar ved hybridforbindelser	27
4.4 Eget budområde til havs.....	28
4.5 Integrering av havnettet i et eksisterende budområde på land	30
4.6 Økonomiske virkninger	34
5 Flaskehalsinntekter.....	39
5.1 Avgrensning av oppdraget	39
5.2 Om flaskehalsinntekter	40
5.3 Reglene for bruk av flaskehalsinntekter etter den reviderte elektrisitetsforordningen.....	41
5.4 Status på EU-kommisjonens arbeid.....	43
6 Tredjepartsadgang	47
6.1 Gjeldende regulering under energiloven	47
6.2 Behovet for tilknytningsplikt til hybrider.....	48
7 Tariffering og økonomisk regulering	52
7.1 Forutsetninger for vurderinger av tariffering og økonomisk regulering.....	53
7.2 Regelverk og prinsipper for anleggsbidrag.....	54
7.3 Hva skal havvindkonsesjonæren betale for etablering av nett til havs?	55
7.4 Hva skal havvindkonsesjonæren betale i nettleie for bruk av nettet?.....	61
7.5 Regulering av inntekter til nettvirksomheten.....	63
7.6 Ingen særregulering av hybridforbindelser	65
7.7 Særregulering av hybridforbindelser	66
8 Om støtte til bedriftsøkonomisk ulønnsom havvindproduksjon ...	69
8.1 Om lønnsomhet i hybride nett og produksjon	69
8.2 Om omfordeling av inntekter fra hybridnett til havvind	70
8.3 Direkte støtteordninger er mest transparente og er å foretrekke	71
9 Andre relevante forhold	73
9.1 Relevante forhold fra rapport om radielle tilknytninger	73
9.2 Leveringskvalitet	73

9.3	Anleggsfunksjonalitet	74
9.4	Overordnet planlegging.....	76

Forord

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) ble i brev av 18. februar 2022 fra Olje- og energidepartementet (OED) gitt i oppdrag å bistå til departementets vurderinger knyttet til regulering av nett til havs.

Oppdraget består av tre deler: Del 1 om vurderinger av relevante forhold knyttet til markedsdesign for vindkraft og nett til havs, herunder modeller for prisområder for hybridprosjekter og konsekvenser av de ulike modellene. I denne delen ber departementet også om en vurdering av konsekvenser av ulike modeller for fordeling av flaskehalsinntekter og gjennomgang av regelverket for bruk av flaskehalsinntekter. Del 2 gjelder regulatoriske sider ved samordning av nett til havs, og en vurdering av anleggsbidragsregler for ulike nettløsninger og hvilke prissignal de gir. Del 3 er å vurdere det juridiske rammeverket for økonomisk regulering, tariffing, flaskehalsinntekter og tredjepartsadgang.

RME mottok 7. september 2022 en revidert oppdragsbeskrivelse og frist. Der ble RME bedt om å gjennomføre oppdraget i to leveranser. Den første leveransen omfatter regulatoriske forhold knyttet til radialer, med de konkretiseringene som ble gitt i den reviderte oppdragsbeskrivelsen. RME besvarte denne delen av oppdraget i RME rapport nr. 11/2022 (Regulering av nett til havs – Del I Radiell tilknytning til Norge) den 12. desember 2022.

Denne rapporten utgjør RMEs besvarelse på den andre leveransen, som omfatter resterende deler av den opprinnelige oppdragsteksten fra 18. februar 2022. Dette er i hovedsak knyttet til markedsdesign for hybridprosjekter og økonomisk regulering av nettet til havs, herunder tredjepartsadgang, tariffing inkludert anleggsbidrag og flaskehalsinntekter. Departementet har kommet med en justering av oppdragsteksten knyttet til vurderinger av ulike modeller for fordeling av flaskehalsinntekter, der RME bes om å se bort i fra dette i besvarelsen.

Mars, 2023

Kjetil Lund
Vassdrags- og energidirektør

Tore Langset
direktør
Reguleringsmyndigheten for energi

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

Sammendrag

En hybridforbindelse binder sammen produksjon og eventuelt forbruk til havs med minst to land, der nettet både kan brukes til ilandføring av kraftproduksjon og til overføring av kraft mellom landene. I denne rapporten vurderer vi hvilket regulatorisk rammeverk som da bør gjelde for netteier og havvindprodusenter. Vi drøfter særlig prinsipper for etablering av eget budområde til havs og konsekvensene av en slik budområdeinndeling, samt betaling for tilknytning av havvindproduksjon gjennom anleggsbidrag og tariffer.

Elektrisitet er ferskvarer, og i moderne samfunn må kraftsystemene fungere til enhver tid. De ulike systemene er avhengige av å fungere sømløst sammen for at vi skal ha en sikker og effektiv drift av det samlede kraftsystemet. Etter dagens lovgivning vil en hybridforbindelse være omfattet av EØS-rettslig regulering. Norske myndigheter har likevel reguleringsfrihet over aktiviteter som finner sted utenfor territorialfarvannet, herunder selve havvindproduksjonen.

For å legge til rette for en sikker og effektiv drift bør det regulatoriske rammeverket for nett, systemdrift og marked til havs, etter vårt syn være i tråd med det etablerte regelverket under energiloven. I tillegg bør utformingen av nye regler samstemmes med regelverket i tilknyttede land, ettersom kraften til havs skal tilknyttes et etablert marked i disse landene.

Statnett bør eie hybridforbindelser

Statnett eier i dag transmisjonsnettet i Norge, inkludert alle utenlandsforbindelser på transmisjonsnivå. Statnett er også pekt på av departementet som systemansvarlig til havs. Hybridforbindelser vil regnes som både transmisjonsnett og som utenlandsforbindelser, og reguleres etter samme regelverk som tradisjonelle utenlandsforbindelser. Dette innebærer at hybridforbindelser må eies av en aktør som ikke har eiermessige bindinger til kraftproduksjon. I tillegg må aktøren sertifiseres som en «transmission system operator» (TSO). I Norge er det kun Statnett som er sertifisert som TSO. Følgelig vil det være Statnett, eller et selskap der Statnett har bestemmende innflytelse, som normalt skal eie hybridforbindelsene.

Gjeldende lovgivning åpner for at produsenter kan eie hybridnett, men det krever at aktøren får unntak fra relevante bestemmelser. Et slikt unntak vil være tidsbegrenset og vil kreve en individuell regulering tilpasset det enkelte prosjektet. Etter vår vurdering bør Statnett være norsk eier av eventuelle hybridforbindelser, i tråd med lovverkets hovedregel.

Tilsvarende markedsløsninger, systemdriftssamarbeid og regelverk til havs som på land

Det norske kraftsystemet blir stadig mer komplekst og sammenkoblet mot andre kraftsystemer. Til enhver tid må det være fysisk balanse mellom innmating og uttak av kraft, samtidig som fysiske kapasitetsbegrensninger i kraftnettet ikke blir overskredet.

Etterspørselen etter kraft bør til enhver tid dekkes av de produksjonsressursene som har lavest marginalkostnad, og tilgjengelige nettkapasiteter bør utnyttes så godt som mulig. Det eksisterende markedsdesignet er utformet for å nå disse målene, og samtidig ta vare på driftssikkerheten. En sterk utbygging av vindkraft til havs vil gi store volumer med uforutsigbar kraftproduksjon, der plutselige værskeift kan endre forventet produksjon fra en dag til en annen, og fra time til time. Det vil bli svært krevende å håndtere dette på en effektiv og sikker måte uten velfungerende markedsløsninger og et tett systemdriftssamarbeid, der hav og land på

begge sider av hybridforbindelsen til enhver tid ses i sammenheng. Utfordringene vil øke desto mer havvind og annen væravhengig kraftproduksjon som fases inn i kraftsystemet.

Etter vår vurdering er det derfor viktig at havnettet og produksjon og forbruk til havs integreres i eksisterende markedsløsninger og systemdriftsprosesser på land, og at regelverket som gjelder på land også blir gjeldende til havs. Dette vil gi havvindprodusentene tilgang til døgnetmarkedet, intradagmarkedet og balansemarkedene, slik at kraften kan omsettes på en effektiv måte, og det vil gi Statnett nødvendige virkemidler til å utføre systemdriften til havs som på land.

Det bør innføres eget budområde til havs

Markedsmessig vil det ofte være et ønske om å overføre mer kraft mellom land enn det som er fysisk mulig. Varige begrensninger i overføringskapasitet kalles strukturelle flaskehalser. Inndeling i budområder er et effektivt virkemiddel for å håndtere slike strukturelle flaskehalser. På den måten blir overføringskapasitet fordelt mellom markedsaktører på en ikke-diskriminerende og markedsbasert måte.

Etter vår vurdering er etablering av et eget budområde til havs den beste måten for å håndtere strukturelle flaskehalser i nettet. Et eget budområde til havs vil gi markedsaktørene insentiv til å tilpasse produksjon og forbruk innenfor nettets fysiske grenser, og sikre at øvrig kraftflyt til og fra land over forbindelsen koordineres. Behovet for å holde tilbake overføringskapasitet eller gjennomføre andre korrektive tiltak fra systemoperatøren nær driftstimen blir dermed mindre. Etablering av et eget budområde vil derfor bidra både til en effektiv utnyttelse av nettet og til å opprettholde driftssikkerheten på en effektiv måte. Eget budområde til havs vil videre sikre at det til enhver tid er produksjonsanleggene med lavest marginalkostnad som får tilgang til overføringskapasiteten. Det samlede kraftbehovet dekkes da av de til enhver tid billigste produksjonsressursene, noe som alt annet likt vil bidra til lavere nettleie og at de samlede kostnadene for kraftforsyningen minimeres.

Integrering av havvindproduksjonen i et eksisterende budområde på land vil ha motsatt effekt. Det må da enten settes til side overføringskapasitet på forbindelsen, eller så må systemoperatøren gjennomføre korrektive tiltak nær driftstimen. Det vil gi en mindre effektiv utnyttelse av nettinfrastrukturen og øke risikoen for feilhendelser i driftstimen. De korrektive tiltakene vil øke systemdriftskostnadene, noe som isolert sett vil føre til økt nettleie.

Eget budområde til havs kan i mange tilfeller gi lavere inntekt til havvindproduksjonen enn om produksjonen bys inn i et eksisterende budområde på land. Størrelsen på inntektsreduksjonen er usikker, den kan være liten og den kan være betydelig. Vi mener likevel at dette ikke bør være avgjørende for budområdeinndelingen.

Hensynet til sikker og effektiv drift av kraftsystemet bør tillegges særlig stor vekt når det er snakk om store mengder med variabel vindkraft som skal tilknyttes kraftsystemet på land. Etablering av et eget budområde for å håndtere strukturelle flaskehalser harmoniserer også godt med dagens regelverk og etablerte praksis på land i Norge.

Hybridforbindelser bør ha tilknytningsplikt så lenge det er driftsmessig forsvarlig

For å sikre en god utnyttelse av etablerte nettanlegg bør netteier ha en plikt til å gi tilknytning i AC-nett til havs, men ikke nødvendigvis ha en investeringsplikt. Det er i tråd med hva vi foreslo om tilknytningsplikt i RME rapport nr. 11/2022 (Regulering av nett til havs – Del I Radiell

tilknytning til Norge). Tilknytningsplikten bør gjelde både for nettet som eies av havvindprodusenten, og for nettet som eies av TSO.

Dersom overføringskapasiteten i en hybridforbindelse senere skal økes må berørte land enes om å gjennomføre prosjektet og gi nødvendige tillatelser. Dette trekker i retning av at nye investeringsbehov og økt ilandføringskapasitet bør reguleres i avtaler mellom netteiere og berørte land. Dersom Statnett er netteier til havs, vil den norske stat som eier av Statnett kunne ha tilstrekkelig innflytelse på Statnetts disposisjoner til at nettinvesteringer blir gjennomført uten en investeringsplikt. Samlet taler dette for at en investeringsplikt er mindre nødvendig til havs.

Betaling for etablering og drift av hybridprosjektet

Nettanlegg mellom produksjonsanlegg og tilknytningspunkt på hybridforbindelsen brukes kun av havvindproduksjon og bør derfor eies og finansieres av produsenten. Det må sees nærmere på hvor eiergrensesnitt mellom nettanlegg for produksjon og transmisjonsnett på hybridprosjekter vil være. Hvorvidt hele eller deler av omformerstasjonen til havs vil være transmisjonsnett, må vurderes konkret.

Produsenter må betale nettleie for bruk av nettet. Produsenters nettleie består av et fastledd for innmating og et marginaltapsbasert energiledd. I dag er det vedtatt med hjemmel i energiloven at fastledd for innmating ikke skal overstige et øvre tak i transmisjonsnett. Taket for innmatingstariff gjelder også i andre EU-land, og er innført for å gi like konkurranseforhold for produsenter mellom land. Dersom denne ordningen videreføres for kraftproduksjon til havs - noe vi anbefaler - vil en slik begrensning oppad medføre at produsenten gjennom nettleien trolig dekker kun en liten andel av kostnadene for hybridnettet.

I tillegg til den løpende tarifferingen bør produsenten betale et anleggsbidrag for investeringen i hybridforbindelsen. Fastsettelse av et anleggsbidrag vil bidra til at havvindkonsesjonæren dekker en større andel av nettkostnadene. Anleggsbidrag for havvindkonsesjonærer vil også bidra til at produsenter på land og til havs møter lignende vilkår for betaling.

Samtidig utgjør hybridnett en ny type nettinvestering som ikke var aktuelt da regelverket for anleggsbidrag ble utformet. Det er ikke gitt at dagens regelverk for anleggsbidrag på land er godt tilpasset situasjonen til havs. I tillegg til gjeldende regelverk, har vi derfor skissert to mulige andre tilnærminger for å fastsette anleggsbidrag for hybridnett. Vi mener det nå er for tidlig å konkludere med hvilken tilnærming som er mest hensiktsmessig. Vi anbefaler at det jobbes videre med dette spørsmålet.

Økonomisk regulering av netteier

I dag inngår utenlandsforbindelser i den samlede inntektsreguleringen til Statnett, der både kostnader og flaskehalsinntekter er en del av det samlede tariffgrunnlaget i transmisjonsnett. Hybridnett vil tilsvarende være en del av det samlede transmisjonsnettet og bør inngå i det samlede tariffgrunnlaget til Statnett. Om dette vil føre til en høyere eller lavere nettleie for nettkundene, vil avhenge av størrelsen på flaskehalsinntektene på hybridforbindelsen og tariffing av kunder til havs, i tillegg til andre virkninger på kraftsystemet som en hybridforbindelse vil gi.

Dersom det likevel bestemmes at kostnadene knyttet til hybridforbindelser skal dekkes av tilknyttede nettkunder til havs, kan dette teknisk gjennomføres gjennom at Statnett oppretter

et datterselskap som eier havnettet. En slik løsning vil imidlertid gi et ustabilt inntektsgrunnlag for datterselskapet, gjennom uforutsigbare flaskehalsinntekter. Så lenge det er begrenset med kunder til havs, vil netteier ha lite mulighet til å selv sørge for at inntekter til havs dekker kostnader til havs. Ved egen inntektsregulering til havs vil man kunne havne i situasjoner der inntektene ikke dekker inn kostnader, eller at inntektene blir høyere enn kostnadene. I begge tilfeller må det etableres ordninger for dekking av underskudd og overføring av overskudd som er i tråd med gjeldende regelverk for bruk av flaskehalsinntekter. Det er derfor etter vårt syn den beste løsningen at nettet til havs inngår i den eksisterende inntektsreguleringen til Statnett.

Støtte til havvindproduksjon bør være transparent og ikke indirekte gjennom reguleringen

Eventuell økonomisk støtte til vindkraftproduksjon til havs bør gis gjennom direkte støtteordninger og ikke indirekte gjennom overføring av inntekter og/eller kostnader mellom havnettet og havvindproduksjonen. Reguleringen har som oppgave å legge til rette for en effektiv og sikker drift av kraftsystemet og bør ikke tillegges andre formål. Dersom det gjennom reguleringen overføres inntekter og/eller kostnader fra hybridnettet til havvindprodusenten, vil det reelle støttebehovet bli mindre transparent, og det blir dessuten vanskeligere å prioritere mellom ulike prosjekter til havs og mellom hav og land.

Om overordnet planlegging av hybride nett

Planlegging og utbygging av hybride nett forutsetter koordinering og enighet med ett eller flere andre land. Hvert hybrid nett innebærer realisering av to store prosjekter som er gjensidig avhengig av hverandre: havvindproduksjon og hybridnett til havs. Flere europeiske land har høye ambisjoner for å utvikle store mengder havvind knyttet til hybridnett, og ikke kun som radialer til hjemlandet. Den nye energiinfrastrukturforordningen TEN-E forordningen¹, inneholder blant annet tiltak for å koordinere utviklingen av hybridnett til havs i EU.

Utvikling av mye kraftproduksjon til havs og flere hybridforbindelser i havområdene rundt oss kan få stor betydning for kraftsystemet i Norge. En bør derfor legge an en helhetlig og langsiktig planlegging av hybridprosjekter, slik at samfunnsmessig rasjonelle prosjekter kommer til konsesjonsbehandling innen ønsket tid. Viktige strategiske spørsmål bør identifiseres og det bør lages en plan for oppfølging. Norges forhold til energiinfrastrukturforordningen bør avklares, og roller, mandat og forventninger til ulike myndighetsorganer og til Statnett bør tydeliggjøres.

¹ EUROPAPARLAMENTS- OG RÅDSFORORDNING (EU) 2022/869 av 30. mai 2022 om retningslinjer for transeuropeiske infrastruktur, endring av forordningene (EF) nr. 715/2009, (EU) 2019/942 og (EU) 2019/943 og av direktivene 2009/73/EF og (EU) 2019/944, og om oppheving av forordning (EU) nr. 347/2013 (TEN-E forordningen)

1 Innledning

RME er i brev av 18. februar 2022 og 7. september 2022 bedt om å bistå OED med vurderinger knyttet til regulering av nett til havs. Oppdraget er delt inn i to leveranser, der den første leveransen (RME rapport 11/2022) omhandlet regulatoriske forhold knyttet til radielle løsninger fra havvindparker inn til land i Norge.

Denne rapporten utgjør den andre leveransen, og handler om regulatoriske forhold knyttet til hybride nettløsninger som innebærer tilknytning til andre land i tillegg til Norge.

Oppdragsteksten er delt i tre deler:

Del I:

«RME bes vurdere relevante forhold knyttet til markedsdesign for vindkraft og nett til havs, deriblant gjennomgå ulike modeller for prisområder for hybridprosjekter og vurdere konsekvenser av de ulike modellene. RME bes videre vurdere konsekvenser av ulike modeller for fordeling av flaskehalsinntekter for hybridprosjekter. I denne forbindelse bes RME gjennomgå reglene for bruk av flaskehalsinntekter etter Elektrisitetsforordningen og så langt som mulig status for Kommisjonens arbeid med å gjøre endringer i forordningen som åpner for en delvis overføring av flaskehalsinntekter til vindkraftprodusentene på hybridprosjekter.»

OED har i etterkant avgrenset oppdraget til RME:

«I brevet av 18. februar ba departementet RME om å vurdere konsekvenser av ulike modeller for fordeling av flaskehalsinntekter for hybridprosjekter og så langt som mulig gjennomgå status for EU-kommisjonens arbeid med å gjøre endringer i Elektrisitetsforordningen som åpner for en delvis overføring av flaskehalsinntekter til vindkraftprodusentene på hybridprosjekter.

Siden EU-kommisjonen foreløpig ikke har kommet med et forslag til endringer i forordningen ber departementet om at RME ser bort i fra delen av oppdraget som knytter seg til dette.

Departementet mener det vil være mer hensiktsmessig å gjøre vurderinger av konsekvenser av ulike modeller i etterkant av et eventuelt lovforslag.»

Del II:

«RME bes vurdere regulatoriske sider ved samordning av nett til havs. RME bes vurdere anleggsbidragsregler for ulike nettløsninger for vindkraft til havs og vurdere hvilke prissignal ulike regler for anleggsbidrag gir. For eksemplifisering bes det om at RME tar utgangspunkt i de to åpnede områdene Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord. Der det er relevant kan RME skissere ulike scenarier avhengig av eierskap.»

Del III:

«RME bes om å vurdere det juridiske rammeverket for den økonomiske reguleringen av radialer som kun går til Norge, samt av hybridprosjekter, herunder tariffing, flaskehalsinntekter og tredjepartsadgang.»

For å besvare oppdraget går vi innledningsvis i kapittel 2 kort gjennom EØS-rettens geografiske virkeområde til havs. Dette er et premiss for vurderinger av hvilke regelverk som kan gjelde til havs. Vi beskriver videre regelverket som vil gjelde for klassifisering og eierskap av hybridforbindelser.

Besvarelse av OEDs oppdragstekst del I er i hovedsak gjort i rapportens kapittel 3-5. I kapittel 3 gjør vi en generell vurdering av relevante forhold knyttet til markedsdesign for vindkraft og nett til havs ved hybridforbindelser. Deretter vurderer vi i kapittel 4 konsekvensene av to ulike modeller for budområder; eget budområde til havs eller integrering i et eksisterende budområde på land. I kapittel 5 går vi gjennom gjeldende regler for bruk av flaskehalsinntekter, og gir en kort status på EU-kommisjonens arbeid med å vurdere endringer i reglene.

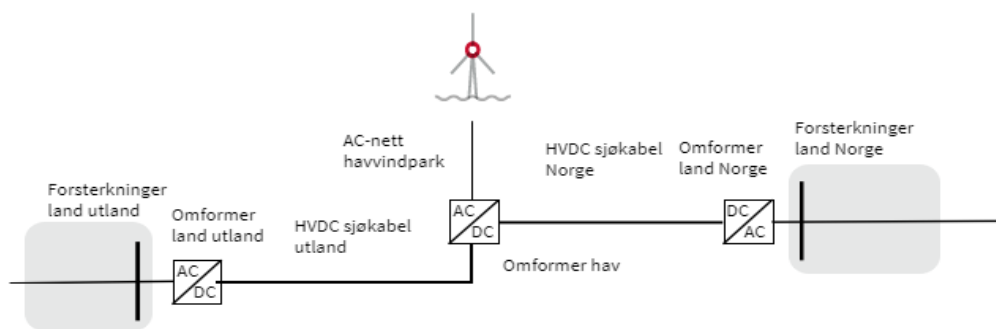
Besvarelse av del II og III er i hovedsak gjort i kapittel 6 om tredjepartsadgang og kapittel 7 om økonomisk regulering og tariffing. Kapittel 7 tar for seg tariffing av produsenter og forbrukere, og anleggsbidrag, der vi peker på tre ulike tilnærminger for fastsettelse av anleggsbidrag. Vi vurderer videre to modeller for inntektsregulering til havs, avhengig av om kostnadene til havs skal dekkes av nettkundene til havs, eller dekkes inn gjennom transmisjonsnettstariffene for hav og land.

I kapittel 8 beskriver vi at det kan bli behov for støtte til havvindprodusentene, og at en eventuell støtte bør utformes på en transparent og direkte måte.

I kapittel 9 tar opp andre relevante forhold som krav til leveringskvalitet, krav til anleggsfunksjonalitet og overordnet planlegging.

Hva er en hybrid?

Med hybridprosjekter eller hybride nettløsninger menes prosjekter som kombinerer kraftproduksjon og/eller forbruk til havs med utenlandsforbindelser. «Anatomien» til en hybrid er skissert forenklet i figur 1. Eierskap til de ulike elementene i figuren kan innrettes på flere måter. Det vil være naturlig at havvindkonsesjonæren eier AC-nett i havvindparken og ledningen frem til omformerstasjonen til havs, samt at de respektive TSOene eier omformerstasjonen på land i sine land. For HVDC-kablene er det på Norges eksisterende mellomlandsforbindelser vanlig at eierskapet er delt finansielt 50/50, mens man fysisk eier frem til avgrensningslinjen til annen stats kontinentalsokkel.



Figur 1 Nettanlegg i en hybridforbindelse. For å realisere et hybridprosjekt vil det kunne være nødvendig med forsterkninger i det eksisterende nettet på land i landene hybrid knytter sammen. Som følge av lang avstand er det nødvendig med HVDC-teknologi (likestrøm) for å overføre kraften. Dette gjør at det må etableres omformerstasjoner som konverterer fra vekselstrøm til likestrøm, og vice versa. For å tilknytte havvindproduksjonen (og ev. uttak) må det etableres en egen omformerstasjon til havs.

2 Klassifisering og eierskap

Våre hovedvurderinger:

EØS-avtalens geografiske virkeområde er begrenset til norsk territorium, inkludert territorialfarvannet. I EU er det avklart at EU-retten også gjelder utenfor territorialfarvannet hvis kyststaten har jurisdiksjon der. Dette betyr at EU-land vil måtte følge det EU-rettslige rammeverket i samtlige havområder vedkommende stat har jurisdiksjon.

Den delen av hybridprosjektet som utgjør en utenlandsforbindelse, vil reguleres etter regelverk i energilovens system. Den vil klassifiseres både som transmisjonsnett og som utenlandsforbindelse, med den følge at det som utgangspunkt vil være Statnett, eller selskap der Statnett har bestemmende innflytelse, som må eie og drifte denne etter gjeldende regelverk, med mindre det dispenseres fra reglene.

Kraftproduksjonen til havs utenfor territorialfarvannet vil ligge utenfor det geografiske virkeområdet for både energiloven og EØS-avtalen, og dette gir mer handlingsfrihet med hensyn til utforming av regler for slike aktører. Det er imidlertid ikke gitt at alt som foregår utenfor territorialfarvannet vil være upåvirket av EØS-retten. Utformingen av nye regler må samstemmes med regelverket til tilknyttede land, ettersom kraften til havs skal tilknyttes et etablert marked i disse landene.

2.1 Om geografisk virkeområde for EØS-rettslig regulering

OED ber oss besvare hvordan det regulatoriske rammeverket for hybride nettløsninger, som innebærer tilknytning til andre land i tillegg til Norge, kan utformes. I tråd med bestillingen er det relevant å avklare om det er eventuelle rettslige føringer som myndighetene må ta hensyn til ved utformingen av regelverket. Særlig sentralt er EØS-rettslige regler. Derfor vil vi i dette kapitlet trekke opp de overordnede utgangspunktene for EØS-rettens anvendelse på hybride nettløsninger.

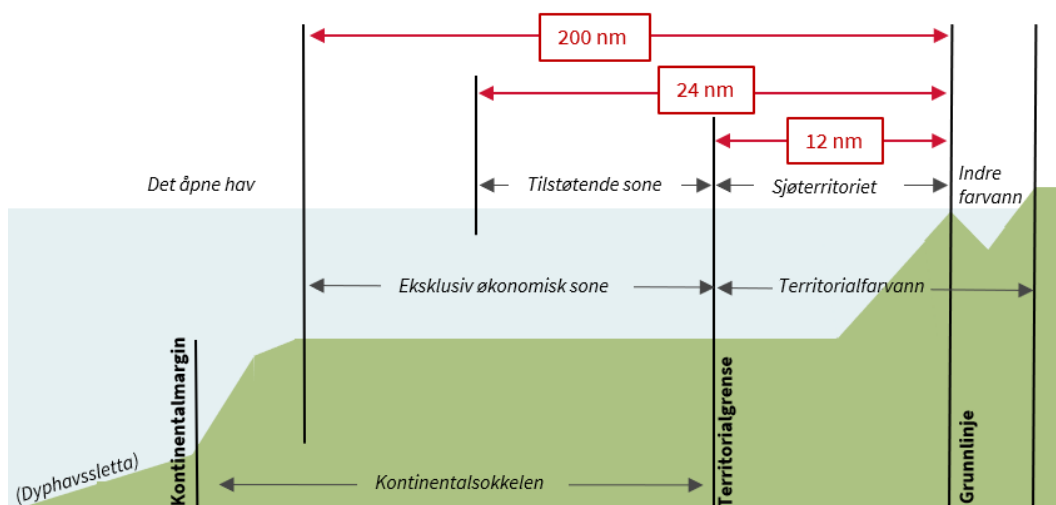
Gjeldende EØS-rettslige regler om energi inneholder regulering om for eksempel budområder, kapasitetsallokering og andre temaer som vi behandler i denne rapporten. Mange av temaene vi behandler, er dermed omfattet av EØS-avtalens saklige virkeområde. For hybridprosjekter er det særlig EØS-rettens geografiske virkeområde som kommer på spissen. Dette skyldes at deler av infrastrukturen, inkludert kraftproduksjonen, er lokalisert utenfor norsk territorialfarvann.

EØS-avtalen art. 126 første ledd viser til at det geografiske virkeområdet for avtalen for EFTA-landenes vedkommende er deres «territorier».² Den etablerte norske forståelsen er at områder

² EØS-avtalen art. 126 (1): "The Agreement shall apply to the territories to which the Treaty establishing the European Economic Community is applied and under the conditions laid down in that Treaty, and to the territories of Iceland, the Principality of Liechtenstein and the Kingdom of Norway".

utenfor territorialfarvannet, ikke omfattes av EØS-avtalen.³ Det betyr at med mindre det er inntatt noen tilpasningstekst i EØS-komiteens beslutning vedrørende virkeområde, får EØS-rettslige rettsakter sitt virkeområde begrenset etter EØS-avtalens art. 126.

For energisektoren innebærer dette at det trekkes en geografisk grense ved territorialfarvannets yttergrense, der aktiviteter som foregår til havs utenfor denne grensen, i utgangspunktet ikke vil reguleres av EØS-retten. Prinsipielt innebærer dette at kyststaten Norge har reguleringsfrihet over aktiviteter som finner sted til havs utenfor territorialfarvannet, nærmere bestemt i økonomisk sone og på kontinentalsokkelen. Norge er dermed ikke folkerettslig forpliktet til å lage en nasjonal regulering for utbygging og drift av nett- og produksjonsanlegg for havvind som er i tråd med EØS-regelverkets bestemmelser, så lenge disse anleggene befinner seg i norsk økonomisk sone og på norsk kontinentalsokkel.



Figur 2 Havets inndeling i soner, slik disse defineres i havrettskonvensjonen.

Norske myndigheter kan imidlertid utforme en regulering for utbygging og drift av nett- og produksjonsanlegg til havs som er delvis eller helt harmonisert med EØS-relevant regelverk, eller velge å påta seg spesifikke EØS-rettslige forpliktelser utenfor territoriet. I så fall vil det være utslag av at norske myndigheter finner det rimelig og fornuftig, og ikke av at myndighetene anser seg forpliktet etter EØS-avtalen.⁴

Hybridprosjekter vil normalt bestå av to deler. Den ene delen vil være en overføringsforbindelse som vil frakte kraft fra havvindproduksjonen til Norges kraftsystem på land, men som også vil strekke seg videre ut til havområder utenfor territorialfarvannet, krysse havet og knytte seg til kraftsystemet i nabolandet på den andre siden. Denne infrastrukturen for overføring av kraft knytter dermed sammen det norske kraftnettet med et annet lands

³ Meld. St. 5 (2012–2013) "EØS-avtalen og Norges øvrige avtaler med EU" punkt 5.3.1. Det er også skrevet en del teori om dette emnet, se for eksempel Finn Arnesen (red.) mfl., Agreement on the European Economic Area. A Commentary, Universitetsforlaget, 2018 s. 357, Juridika

⁴ Dette er presisert i Meld. St. 5 (2012–2013) hvor det fremkommer i punkt 5.3.1: «Det geografiske virkeområdet til EØS-avtalen anses ikke som et rettslig hinder dersom Norge etter en konkret vurdering ønsker å påta seg spesifikke EØS-forpliktelser utenfor territoriet. En sterk saklig eller økonomisk sammenheng mellom de deler av en konkret aktivitet som skjer innenfor og utenfor territoriet, kan tilsi at Norge i en gitt situasjon velger å innlemme i EØS-avtalen rettsakter med et virkeområde som omfatter økonomisk sone eller kontinentalsokkelen.»

system, og vil som utgangspunkt være omfattet av grensehandelsforordningens⁵ definisjon av en «overføringslinje». Gitt at infrastrukturen for overføring anses som en utenlandsforbindelse, vil følgen være at Norge vil være forpliktet til å følge EØS-regler for denne delen av hybridprosjektet på samme måte som for andre utenlandsforbindelser som er omfattet av EØS-regelverket.⁷

Den andre bestanddelen i hybridene, produksjonsanlegg til havs, vil mest sannsynlig ha hele sin virksomhet utenfor territorialfarvannet. I så fall vil EØS-retten som utgangspunkt ikke gjelde her.

Innenfor EU er det avklart at EU-retten gjelder også utenfor territorialfarvannet.⁸ Det betyr at eventuelle EU-land, som Norge vil ønske å knytte seg til, vil måtte følge det EU-rettslige rammeverket for hybridnett og produksjonsanlegg til havs fullt ut. Koordinering med øvrige land vil være nødvendig før bygging av en hybridforbindelse.

Ren energi-pakken (CEP) er ikke tatt inn i EØS-avtalen. De generelle forpliktelsene som ligger i tredje energimarkedspakke, gjelder mellom EFTA EØS-land og EU EØS-land frem til CEP eventuelt er gjennomført i EØS.

Kraftproduksjon fra havvind som ikke forbrukes til havs, vil overføres via hybridforbindelser og mates inn i det eksisterende kraftsystemet på land. Det ville bydd på store utfordringer å operere med helt ulike regler for markedsintegreert virksomhet på land på den ene siden, og for aktivitet utenfor territorialfarvannet på den andre siden, så lenge kraftsystemene til havs og på land er sammenkoblet fysisk. Fysisk sammenkobling av kraftsystemer forutsetter også en god

⁵ EUROPAPARLAMENTS- OG RÅDSFORORDNING (EF) nr. 714/2009 av 13. juli 2009 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene og om oppheving av forordning (EF) nr. 1228/2003 (Grensehandelsforordningen). Grensehandelsforordningen er innlemmet i EØS-avtalen, og gjennomført i norsk rett i forskrift om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene, der forskriftens § 1 bestemmer at grensehandelsforordningen gjelder som forskrift i Norge, med de tilpasninger som følger av vedlegg IV i EØS-avtalen.

⁶ Grensehandelsforordningen art. 2(1) -- «*‘interconnector’ means a transmission line which crosses or spans a border between Member States and which connects the national transmission systems of the Member States.*» Olje- og energidepartementet legger til grunn i Prop. 160 L (2020–2021) at dersom en hybrid forbindelse krever anleggskonsesjon etter energiloven § 3-1 og samtidig innebærer en kraftutveksling med et annet land, vil det være en utenlandsforbindelse som krever konsesjon etter energiloven § 4-2.

⁷ Hybrider skiller seg fra tradisjonelle utenlandsforbindelser. Det er for eksempel ikke åpenbart fra hvilket punkt nettanlegget skal regnes som en overføringsforbindelse i grensehandelsforordningens forstand, og dette må antakelig vurderes konkret. Gitt EØS-rettens geografiske avgrensning antar vi dette kan få en rettslig betydning.

⁸ Den bestemmelsen i EU-traktatene som svarer til bestemmelsen i EØS-avtalens artikkel 126 (1) er Traktaten om europeisk union (TEU) art. 52 (1). Bestemmelsen bruker ikke ordet «territories» og er formulert på følgende måte: *"The treaties shall apply to the Kingdom of Belgium, the Republic of Bulgaria [...]"* Bestemmelsen lister opp samtlige EU-stater, og synspunktet er da at havområdet under EU-medlemstatenes jurisdiksjon utgjør del av selve staten ved at kyststatens myndigheter kan utøve statsmakt der. EUs medlemsstater er følgelig bundet av EU-retten i alle områdene hvor EU-statene har jurisdiksjon til å utøve myndighet, inkludert deres økonomiske sone og kontinentalsokkel.

del felles prosedyrer og samarbeid mellom myndighetene, markedsoperatørene og systemoperatørene i de landene som hybridforbindelser binder sammen.

Etter vår oppfatning er det en sterk saklig og økonomisk sammenheng mellom havvindaktiviteten som skjer innenfor og utenfor virkeområdet av EØS-avtalen. Vi mener derfor at etablering og drift av havnett bør skje i tråd med reglene eller prinsippene i det relevante energiregelverket. Per i dag vil det være tredje energimarkedspakke for de tilfellene Norge skal knytte seg til naboland i EU. I tilfelle hybriden skal bygges mellom Norge og Storbritannia er det i dag Avtale mellom Norge og Storbritannia om grensekryssende handel med elektrisitet og samarbeid om overføringsforbindelser⁹ med Storbritannia som gjelder.

I den videre framstillingen vurderer vi hvilken regulering Norge kan etablere for hybridnett til havs, og påpeker hvor den europeiske sektorlovgivningen som er innlemmet i EØS-avtalen kan få betydning.

2.2 Eierskap til hybridforbindelser

Dagens energirettslige prinsipper oppstiller rammer for hvem som kan eie og drifte hybridnettet. Hovedregelen er at det rettssubjektet som eier og driver transmisjonsnettet også skal være TSO¹⁰, og at dette rettssubjektet ikke kan inngå i et vertikalt integrert foretak.

2.2.1 Klassifisering av hybridforbindelser

En hybridforbindelse kjennetegnes ved at en vindpark til havs er tilknyttet overføringskabler til mer enn ett land, til forskjell fra en radial som bare tilknyttes ett land.¹¹ Hybridforbindelsen kan enten brukes til å transportere kraft produsert til havs inn til land, forsyne forbruk til havs, eller til utveksling av kraft mellom de to landene den er tilknyttet. Bruken bestemmes av hvilke produsenter og forbrukere som får tilslag i kraftmarkedet, og prisforskjeller mellom ulike budområder. Etablering av en hybridforbindelse vil påvirke kraftsystemet i Norge og det landet kraftutvekslingen skjer mot.

To radielle forbindelser som begge er koblet til en vindkraftprodusent til havs og strekker seg til hvert sitt land, vil ikke utgjøre en hybridforbindelse så lenge det ikke er mulig å gjennomføre kraftutveksling mellom disse. Dersom det blir mulig å utveksle kraft mellom slike sammenkoblede radialer, vil dette føre til at forbindelsen endrer karakter til utenlandsforbindelse.¹²

Verken energiloven eller grensehandelsforordningen opererer i dag med hybridnett som en egen kategori ved siden av vanlige utenlandsforbindelser som ikke er tilknyttet en vindpark til

⁹ [Avtale mellom Norge og Storbritannia om grensekryssende handel med elektrisitet og samarbeid om overføringsforbindelser - Lovdata Pro](#)

¹⁰ Transmission System Operator. Statnett er utpekt som TSO i Norge.

¹¹ Se Prop. 160 L (2020–2021) som inneholder følgende beskrivelse på s. 12: "Et viktig formål med en hybridforbindelse vil typisk være å gi nettilknytning for vindkraft til havs."

¹² Se Prop. 160 L (2020–2021) s. 12 som nevner følgende om havvindproduksjon som knyttes både til det innenlandske kraftsystemet i Norge og til utlandet «Slike hybridløsninger kan brukes til å transportere kraft fra havvind-installasjonene og inn til land, men også til kraftutveksling med et annet land. Dersom forbindelsen krever anleggskonsesjon etter energiloven § 3-1 og samtidig innebærer en kraftutveksling med et annet land, vil det være nødvendig med konsesjon etter energiloven § 4-2.»

havs. I en rapport fra 2020 la EU-kommisjonen til grunn at et hybridnett skal anses som en utenlandsforbindelse.¹³ En hybridforbindelse vil etter vår oppfatning anses som transmisjonsnett på grunn av sin svært høye spenning¹⁴, og kan være en utenlandsforbindelse («interconnector»)¹⁵ i grensehandelsforordningens forstand, jf. punkt 2.2 over.

Konsesjonsplikt etter energiloven § 4-2 inntreffer først der nettforbindelse i havet er tilknyttet det norske kraftsystemet på land, dvs. innenfor grunnlinjen.¹⁶ Kun da vil det utgjøre en utenlandsforbindelse i energilovens forstand.

2.2.2 Eierskap til hybridforbindelser

Havenergilova § 8-1 setter krav om egen konsesjon fra departementet for det tilfellet at energi skal føres inn eller ut av landet. Her oppstilles det ingen krav om eiermessige begrensninger, og departementet kan fritta søker for krav om konsesjon i «særlege tilfelle», jf. havenl. § 8-1 tredje ledd. Der utenlandsforbindelser har konsesjon etter energiloven, trengs det ikke konsesjon etter havenl. § 8-1, jf. havenergilovforskrifta § 1 tredje ledd.

Hovedregelen i energiloven § 4-2 om utenlandsforbindelser på transmisjonsnivå sier at det bare er Statnett som systemansvarlig på land - eller foretak hvor denne har bestemmende innflytelse - som kan eie eller drive utenlandsforbindelser og gis utenlandskonsesjon av OED. Bestemmelsens tredje ledd første punktum oppstiller et unntak fra dette utgangspunktet for blant annet hybrider. Disse omtales som «forbindelser tilknyttet anlegg for produksjon eller forbruk av elektrisk energi på norsk sokkel, og som krysser landegrensen over til annen stats kontinentalsokkel». Ifølge sistnevnte bestemmelse kan andre selskaper enn Statnett gis utenlandskonsesjon. Hybrider for havvindprosjekter og elektrifisering av oljeinstallasjoner kan dermed eies av andre selskaper enn Statnett eller selskap der Statnett har bestemmende innflytelse.¹⁷

Unntaksregelen i energiloven § 4-2 tredje ledd første punktum kan ikke tas til inntekt for at kraftprodusenter skal kunne eie og drifte hybridnett. En slik tolkning ville i så fall stride mot utgangspunktet om at en hybrid, som antakelig vil være transmisjonsnett i elmarkedsdirektivets forstand, skal eies av en TSO. En TSO kan ikke inngå i et vertikalt integrert

¹³ se Kommisjonen, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – an EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future (2020) s. 12

¹⁴ Se EUROPAPARLAMENTS- OG RÅDSDIREKTIV 2009/72/EF av 13. juli 2009 om felles regler for det indre marked for elektrisk kraft og om oppheving av direktiv 2003/54/EF (Elmarkedsdirektivet) artikkel 2 nr. 3: “*transmission*’ means the transport of electricity on the extra high-voltage and high-voltage interconnected system with a view to its delivery to final customers or to distributors, but does not include supply”

¹⁵ Grensehandelsforordningen artikkel 2 (1) – «‘*interconnector*’ means a transmission line which crosses or spans a border between Member States and which connects the national transmission systems of the Member States.»

¹⁶ Dette følger av at energilovens bestemmelser gjelder ut til grunnlinjene i Norge, jf. enl. § 1-1 annet ledd. For beskrivelse av stedlige virkeområder til energiloven, havenergilova og petroleumslova, se RME rapport nr. 11/2022 (Regulering av nett til havs – Del I Radiell tilknytning til Norge) kapitlene 10.1.2 - 10.1.4

¹⁷ Jf. Prop.160 L (2020-2021) s. 14.

foretak som har interesser i kraftproduksjon.¹⁸ Det vil derimot være forenlig med gjeldende rett hvis eieren av hybrider er et annet selskap enn Statnett eller selskap der Statnett har bestemmende innflytelse så lenge vedkommende også er TSO. I så fall må dette eierselskapet sertifiseres som TSO.¹⁹ Aktøren som sertifiseres som TSO bør være i stand til å utøve de oppgavene for TSO som følger av elmarkedsdirektivet.²⁰ Selskapet som eier og opererer hybridforbindelser kan være en privat aktør, men vedkommende selskap kan ikke ha direkte eller indirekte kontroll over eller rettigheter i virksomhet med produksjon eller omsetning av elektrisitet. Det må være eiermessig skille.

2.2.3 Tidsbegrenset unntak fra kravet om eiermessig skille

Bestemmelsen i energiloven § 4-2 tredje ledd første punktum oppstiller en skjønnsmessig unntaksmulighet fra hovedregelen om at eiermessig adskilt systemansvarlig skal eie og drive en utenlandsforbindelse på transmisjonsnivå. Dersom vindkraftaktørene selv skal kunne eie og drifte hybridforbindelse på transmisjonsnettnivå, forutsetter det at OED innvilger unntak fra kravet om eiermessig skille etter den tidsbegrensede unntaksadgangen i grensehandelsforordningen art. 17 som har vært brukt for utenlandsforbindelser i EU. Denne unntaksregelen åpner for at nye utenlandsforbindelser i en begrenset periode kan gis unntak fra forordningens artikkel 16 (6) om bruken av flaskehalsinntekter²¹, og fra kravene om eiermessig skille i transmisjonsnettet (elmarkedsdirektivet art. 9), tredjepartsadgang (elmarkedsdirektivet art. 32) og reguleringsmyndighetens kontroll med blant annet nettilknytning, balansetjenester, tariffer og tilgang til forbindelsen (elmarkedsdirektivet art. 37(6) og (10)). For å kunne få unntak fra disse bestemmelsene må alle kriteriene i artikkel 17 (1) (a)-(f) være oppfylt:

- Bokstav a)²² innebærer at investeringen må fremme konkurransen i kraftmarkedet. Hvis prosjektet ikke fremmer konkurransen, er det ikke grunnlag for å gi unntak fra kravene.
- Bokstav b)²³ stiller krav om at unntak kun kan gis dersom risikoen ved investeringen er slik at prosjektet ikke vil bli realisert med mindre unntak innvilges. Kravet henviser tilsynelatende til finansieringen av prosjektet, og kravene til anvendelse av inntekter i forordningens artikkel 16 (6).

¹⁸ Elmarkedsdirektivet artikkel 9 nr. 1

¹⁹ Ifølge energiloven § 4-10 skal eier av anlegg i et transmisjonsnett søke reguleringsmyndigheten om sertifisering som operatør av transmisjonssystem. Se også elmarkedsdirektivet artikkel 10

²⁰ Prop. 5 L (2017–2018) pkt. 3.4.6.2

²¹ Grensehandelsforordningen 16 (6) inneholder krav til bruk av flaskehalsinntekter, nemlig at kun skal brukes til følgende formål: (1) å reinvestere eller bygge nye forbindelser, (2) å garantere for faktisk tilgjengelighet på forbindelsen, og (3) å redusere tariffene etter godkjenning fra reguleringsmyndigheten dersom inntektene ikke effektivt kan brukes til de to førstnevnte formål.

²² Artikkel 17 (1) “a) the investment must enhance competition in electricity supply;”

²³ Artikkel 17 (1) “b) the level of risk attached to the investment is such that the investment would not take place unless an exemption is granted;”

- Bokstav c)²⁴ innebærer at forbindelsen må være eiet av en fysisk eller juridisk person som, i det minste rettslig sett, er adskilt fra systemansvarlig for det nett som forbindelsen skal bygges i.
- Bokstav d)²⁵ innebærer at det må kreves avgifter av brukerne av forbindelsen.
- Kravet i artikkel 17 bokstav e)²⁶ innebærer at etter den delvise markedsåpningen nevnt i artikkel 19 i direktiv 96/92/EF, kan ikke kapital- eller driftskostnadene for forbindelsen dekkes inn av avgifter mottatt for bruk av de overførings- eller fordelingsnettene som forbindelsen knytter sammen. Alle nye forbindelser vil automatisk innfri dette kravet.
- Kravet i artikkel 17 bokstav f)²⁷ innebærer at unntaket ikke må skade konkurransen eller få en negativ innvirkning på konkurransen i kraftmarkedet.

Det er OED som har myndighet til å vurdere søknader om utenlandskonsesjon²⁸ og det er også OED som har kompetanse, etter søknad, til å gi dispensasjon etter grensehandelsforordningen art. 17 fra krav om eiermessig skille, tredjepartsadgang og inntektsregulering når det gjelder nye utenlandsforbindelser.²⁹ En søknad om unntak fra kravene i tredje energimarkedspakke forutsettes vurdert i sammenheng med behandlingen av søknad om utenlandskonsesjon etter energilovens § 4-2.³⁰

Grensehandelsforordningen inneholder en detaljert beskrivelse av prosessen for å behandle unntakssøknader. I korte trekk består denne av følgende steg:

- (1) RME er saksforberedende instans for OED, og søknader om unntak rettes til RME.
- (2) RME sender kopi av søknad om unntak til ESA og ACER.³¹
- (3) RME skal gi en uttalelse til OED.
- (4) OED fatter vedtak.
- (5) Vedtak om å innvilge eller avslå unntakssøknad skal underrettes til ESA sammen med alle opplysninger som har betydning for vedtaket, herunder uttalelsen fra RME til OED.

²⁴ “c) the interconnector must be owned by a natural or legal person which is separate at least in terms of its legal form from the system operators in whose systems that interconnector will be built;”

²⁵ “d) charges are levied on users of that interconnector;”

²⁶ “e) since the partial market opening referred to in Article 19 of Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity, no part of the capital or operating costs of the interconnector has been recovered from any component of charges made for the use of transmission or distribution systems linked by the interconnector; and”

²⁷ “f) the exemption must not be to the detriment of competition or the effective functioning of the internal market in electricity, or the efficient functioning of the regulated system to which the interconnector is linked.”

²⁸ Se energiloven § 4-2 og Prop 5 L (2017-18).

²⁹ Forskrift om elektrisk kraft over landegrensene § 2 (1)

³⁰ Prop 5 L (2017-2018) punkt 3.5.4

³¹ Grensehandelsforordningen artikkel 17 nr. 7

(6) ESA kan anmode OED om å endre eller oppheve vedtak om unntak, senest to måneder etter mottak av underretningen. OED skal etterkomme ESAs anmodning om å trekke tilbake eller endre beslutningen innen en måned.

3 Markedsdesign

Våre hovedvurderinger:

Et viktig formål ved markedsdesignet for hybridforbindelser vil være å kunne integrere potensielt store mengder variabel kraftproduksjon fra havvind med det eksisterende kraftsystemet, på en sikker og effektiv måte. For å få til dette må havnettet, og tilknyttet produksjon og forbruk, koordineres med kraftsystemene på land ved hjelp av felles markedsløsninger og tett driftssamarbeid mellom TSOer.

Etter vår vurdering er det viktig at hybridforbindelsen, og produksjon og forbruk til havs, blir en del av eksisterende markedsløsninger og systemdriftsprosesser på land, og at tilsvarende regelverk som på land også blir gjeldende til havs. Dette vil gi havvindprodusentene tilgang til døgemarkedet, intradagmarkedet og balansemarkedene, slik at kraften kan omsettes. Det vil også gi Statnett tilsvarende virkemidler til å utføre systemdriften til havs som på land.

Integrering av så store volum havvind som det er politisk ønske om, vil ha stor påvirkning på driften av kraftsystemet. Dette kommer i tillegg til øvrige endringer i kraftsystemet i hele Europa, med en overgang til mer variabel fornybar energi og økt elektrifisering. Det vil sannsynligvis bli behov for løpende tilpasninger i eksisterende markedsdesign, etter hvert som produksjon av havvind utvikler seg. Hvilke endringer det vil være behov for er vanskelig å forutse i dag. Vi mener likevel at utgangspunktet bør være at nåværende regler om marked og systemdriftsdesign på land, også bør gjelde til havs. Markedsdesignet til havs og på land må hele tiden ses i sammenheng, og må kunne fungere sammen.

Så lenge kraftsystemene i Norden og Europa er sammenkoblet, og markedsløsningene er felles, er det rasjonelt at utviklingen av markedsdesign i stor grad skjer i fellesskap med våre naboland. Dette er særlig viktig for hybridforbindelser, som berører systemoperatører, netteiere og myndigheter i flere land.

3.1 Markedsdesign i et integrert kraftsystem

Markedsdesign kan forstås som et sett av regler og virkemidler for organisering av kraftmarkedet. Formålet er å bidra til pålitelig leveranse av kraft til lavest mulig kostnad over tid. For å oppnå dette har det blitt utviklet og etablert omfattende reguleringer av både markeds plasser, markedsaktører, systemoperatører og netteiere.

Kraftmarkedet består ikke kun av ett marked. I tillegg til bilaterale handler mellom markedsaktørene, består kraftmarkedet av en serie organiserte markedsløsninger med gjensidige avhengigheter. Markedsløsningene strekker seg fra finansielle fremtidsmarkeder for prissikring, til fysiske og kortsiktige markeder som døgemarkedet, intradagmarkedet og balansemarkedene. Disse fysiske markedene er utformet med mål om å sikre planlagt balanse mellom produksjon og forbruk til lavest mulig kostnad. I tillegg til dette, organiserer systemoperatørene flere markeder for anskaffelse av reserver, for å sikre ressurser til å håndtere løpende ubalanser og uforutsette hendelser.

Kraftsystemet i Norge har utviklet seg gradvis og er nå fysisk sammenkoblet og integrert mellom ulike regioner innad i Norge, med de andre nordiske landene, og med resten av det europeiske kraftsystemet. Dette innebærer at endringer i produksjon, forbruk eller utveksling i én del av dette sammenkoblede kraftsystemet, har innvirkning på øvrige deler av kraftsystemet. Denne gjensidige påvirkningen gjelder i særlig grad innenfor geografiske områder som har felles frekvens. For Norges del gjelder det Sverige, Finland og Sjælland, som inngår i det nordiske synkronområdet.

For å opprettholde en sikker og effektiv drift av dette sammenkoblede kraftsystemet, har det over tid blitt utviklet felles standarder, prosedyrer, prosesser og markedsløsninger, understøttet av felles regelverk og avtaler. Samarbeidet mellom systemoperatørene i Norden og Europa er i dag tett, og de fleste organiserte markedsløsningene er nå enten felles-europeiske, slik som døgnmarkedet og intradagmarkedet, eller nordiske, slik som balansemarkedene. Etter planen skal også balansemarkedene i løpet av 2024 bli felles-europeiske.

Kraftsystemet har siden sin start gjennomgått utvikling og endringer. Tempoet og omfanget av endringene ser nå ut til å tilta som følge av en økt andel variabel fornybar energi, økt elektrifisering og kraftforbruk, og en tettere integrering innad og mellom land. Realisering av politiske målsetninger for utvikling av havvind i Norge og i Nordsjøbassenget vil øke tempoet og omfanget av endringene ytterligere. Samtidig vil havvindproduksjonens relative betydning for den samlede driften av kraftsystemet tilta. For å kunne drifte dette stadig mer sammenkoblede kraftsystemet på en sikker og effektiv måte, er videreføring av en felles tilnærming til markedsdesign og samarbeid mellom systemoperatører på tvers av land viktig.

Eksisterende prosjekter til havs består hovedsakelig av vindkraftproduksjon tilknyttet med radielle forbindelser til land. I fremtiden vil det kunne utvikles mer avanserte kraftsystem til havs med tilknytning til flere ulike land og budområder. Planer for utvikling av dette foreligger allerede i våre naboland³². Dersom det utvikles hybridforbindelser fra Norge som knytter seg til et slikt havnett, vil det være behov for koordinering og samarbeid mellom systemoperatørene i de relevante landene. I tillegg vil det være viktig at produksjon og nett til havs ses i sammenheng med kraftsystemet på land. Et viktig formål ved markedsdesignet for havvind vil være å legge til rette for at potensielt store volum havvindproduksjon kan innlemmes i det sammenkoblede kraftsystemet på en effektiv og sikker måte.

Selv om dagens markedsdesign og samarbeid mellom markeds plasser, systemoperatører og myndigheter allerede er velutviklet og tett, er det sannsynlig at både markedsdesignet og samarbeidet vil måtte videreutvikles i møte med de endringene kraftsystemet står overfor. Ambisjonene om å utvikle et havnett i Nordsjøregionen med opp mot 260 GW havvindproduksjon innen 2050³³ er et eksempel på slike endringer.

³² Se f.eks.:

- Princess Elisabeth Island, som skal knytte sammen forbindelser fra Storbritannia, Danmark og Belgia og flere vindkraftparker. <https://www.elia.be/en/infrastructure-and-projects/infrastructure-projects/princess-elisabeth-island>
- Danske energiøyer i Nordsjøen: <https://en.energinet.dk/infrastructure-projects/energy-islands/>

³³ [The North Seas Energy Cooperation \(europa.eu\)](https://www.europecooperation.eu/)

Selv om vi i dag ikke kan konkludere på hvilke konkrete tilpasninger i markedsdesignet som vil kunne bli nødvendig i fremtiden, mener vi at utgangspunktet bør være at det etablerte markedsdesignet på land bør gjelde også til havs. Dette utelukker ikke at det på sikt vil kunne oppstå behov for justeringer i markedsdesignet, dersom behovene til havs eller på land skulle tilsi det. Utviklingen av et sammenkoblet havnett i Nordsjøen vil imidlertid skje gradvis, og eventuelle tilpasninger kan vurderes underveis. Det ser også ut til at andre land enn Norge vil være tidligere ute med utvikling av hybridforbindelser, noe som vil kunne gi nyttige erfaringer for Norge. Så lenge kraftsystemene i Norden og Europa er sammenkoblet, og markedsløsningene er felleseuropeiske, er det etter vår vurdering rasjonelt at utviklingen av markedsdesign for både havvind og kraftsystemet generelt, i stor grad skjer i fellesskap med våre naboland. Dette er særlig viktig for hybridforbindelser, som berører systemoperatører, netteiere og myndigheter i flere land.

I det videre vil vi se nærmere på noen forhold vi mener er relevante å ta hensyn til ved regulering av markedsdesign for vindkraft og nett til havs.

3.2 Driftssamarbeidet mellom TSOer

Siden kraftsystemet er fysisk sammenkoblet over landegrenser, må TSOene samarbeide for å opprettholde en sikker og effektiv drift. For å tilrettelegge for dette er det utviklet en lang rekke felles prosedyrer og prosesser som TSOene utfører i samarbeid. Dette utføres blant annet bilateralt mellom TSOer som utveksler kraft over felles utenlandsforbindelser, regionalt mellom TSOer med felles synkronområde eller felles kapasitetsberegningsregioner, slik som i Norden, og på europeisk nivå mellom alle land som deltar i de felles-europeiske markedsløsningene. Mange av prosessene og prosedyrene er utviklet over flere tiår og er i dag regulert via felles regelverk inntatt i EØS-avtalen. Eksempler på dette er grensehandelsforordningen og kommisjonsforordningene CACM³⁴, EB³⁵ og SO³⁶ fra tredje energimarkedspakke. Det overordnede formålet med disse reglene er å sørge for en mest mulig sikker og effektiv samhandling mellom TSOer, markeds plasser og markedsaktører.

Ved etablering av hybridforbindelser må kraftproduksjonen til havs koordineres med kraftproduksjon både i Norge og i utlandet. I tillegg vil det være behov for koordinering av kraftflyt mellom hav og land. For å sikre en slik koordinering på en effektiv måte, vurderer vi det som rasjonelt at havnettet og kraftproduksjon til havs inngår som en del av den etablerte driftsplanleggingen. Siden Statnett er utpekt som systemansvarlig også til havs³⁷, vil Statnett som systemansvarlig både til havs og på land kunne innlemme havnettet, inkludert produksjon og/eller forbruk, i etablerte prosesser og samarbeid med andre systemoperatører.

Figur 3 gir en overordnet og forenklet oversikt over et utvalg av de prosedyrene som i dag inngår i TSOenes driftsplanlegging og gjennomføring. TSOene har en rolle i alle disse prosessene. Samtidig understøttes de enkelte oppgavene av andre felles enheter for EUs indre energimarked, som de regionale koordineringssentrene (RCC) og markedskoblingsoperatører

³⁴ KOMMISJONSFORORDNING (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering

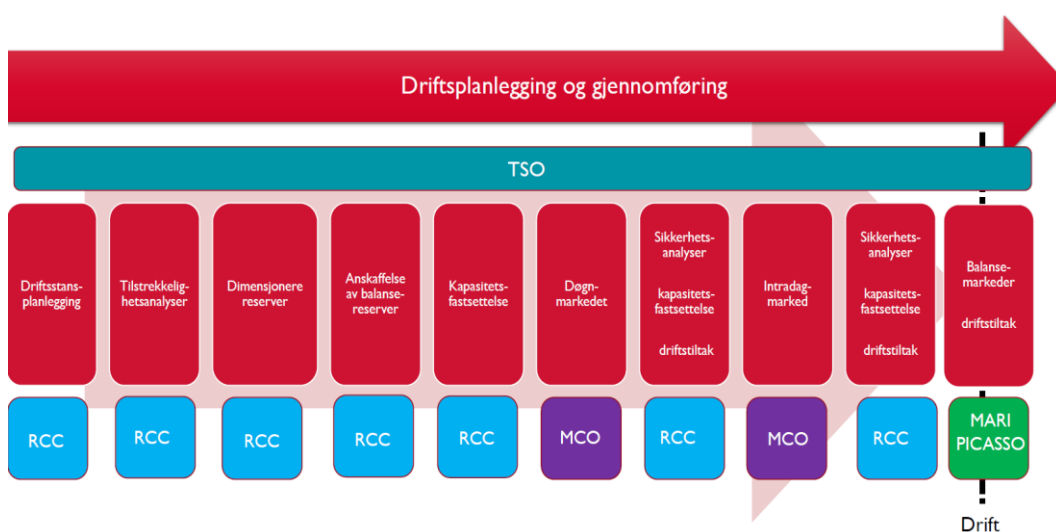
³⁵ KOMMISJONSFORORDNING (EU) 2017/2195 av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft

³⁶ KOMMISJONSFORORDNING (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft

³⁷ [Tildeling fase 1 Sørlege Nordsjø II \(regjeringen.no\)](https://regjeringen.no) s.7

(MCO) som er ansvarlige for organisering og gjennomføring av døgnmarkedssauksjonene og intradagmarkedet. TSOene har også utviklet felleseuropeiske plattformer for utveksling av balanseenergi, som alle TSOer i EU skal være tilknyttet innen midten av 2024.

Hver enkelt av prosessene vist i figuren innebærer en rekke tekniske krav og prosedyrer som vi ikke vil gå nærmere inn på detaljene i her. Formålet med figuren er å illustrere at TSOene i f.eks. Norden gjennomfører en rekke prosesser hver eneste dag, for å sikre at det er balanse mellom forbruk og etterspørsel i driftstimen. For å få til dette, er TSOene avhengig av å ha informasjon om blant annet forventet vedlikehold av nettkomponenter, driftstanser, produksjon, forbruk og overføringskapasitet i alle de nordiske landene. Ikke minst er det viktig å ha god informasjon om variabel produksjon for å kunne oppnå sikker drift i driftstimen. Dersom havvindproduksjonen, med potensielt store volum av variabel produksjon, ikke er inkludert i disse etablerte prosessene, vil det gjøre driften av det nordiske kraftsystemet betydelig mer krevende.



Figur 3 Oversikt over enkelte prosedyrer i driftsplanlegging og gjennomføring

3.3 Markedsløsninger til havs ved en hybridforbindelse

I RMEs første leveranse om radiell tilknytning av havvind (RME rapport 11/2022), vurderte vi at både markedsaktører, markedsoperatører og systemoperatør til havs bør underlegges tilsvarende regelverk for markedsadferd, markedsorganisering og systemdrift som på land. Slik vi ser det, bør dette være utgangspunktet også ved kraftproduksjon tilknyttet hybridforbindelser.

Integrasjon med regelverket på land vil sikre at havvindproduksjonen får adgang til både døgnmarkedet, intradagmarkedet og balansemarkedene, slik at kraften kan omsettes på lik linje med andre produsenter og andre markedsaktører på land. Markedsadgang og integrering av havnettet i de eksisterende fysiske markedsløsningene vil også være viktig for en effektiv integrering av produksjon og forbruk tilknyttet havnettet, sammen med de øvrige delene av kraftsystemet. Under redegjør vi noe mer detaljert for dette.

3.3.1 Havnettet bør inkluderes i døgnmarkedet og intradagmarkedet

Havvind er en kraftkilde som må produseres når vinden er tilgjengelig. Usikkerhet om vindprognoser gjør at kraftproduksjon frem i tid er usikker. Havvindprodusentene bør derfor ha mulighet til å gjøre justeringer i handelen så tett opp til driftstimen som mulig. Dette er ikke bare en fordel for den enkelte aktøren, men også en forutsetning for at kraftsystemet som helhet skal kunne planlegges i balanse. Organisert handel nær driftstimen, og handel mellom budområder, forutsetter deltakelse i døgnmarkedet og intradagmarkedet. Tilgang til disse markedene vil gi markedsaktørene mulighet til å anmelde sin forventede produksjon eller forbruk i døgnmarkedet, og til å foreta eventuelle justeringer i sine posisjoner ved anmelding i intradagmarkedet.

De generelle prinsippene for kapasitetsberegning er i dagens regelverk regulert i grensehandelsforordningen artikkel 18. nr. 4, og for døgnmarkedet og intradagmarkedet mer detaljert i CACM. For balansetidsrammen er dette nærmere regulert i EB artikkel 37. I 2024 vil det etter planen implementeres en ny kapasitetsberegning metode i Norden for døgnmarkedet, såkalt flytbasert kapasitetsberegning. Denne nye metoden er utviklet av de nordiske TSOene etter krav i CACM artikkel 20 nr. 2, der formålet er å bidra til at kapasiteten i transmisjonsnettet utnyttes bedre. Hybridforbindelsen vil reguleres av energiloven, og reglene om kapasitetsberegning vil derfor også gjelde for hybridforbindelsen. Etter vår vurdering vil det uavhengig av regelverket være rasjonelt at havnettet inngår i TSOenes samlede kapasitetsberegning, og er en del av systemoperatørenes felles nettmodeller. Havnettet vil være koblet til nettet på land, og for driften av systemet som helhet vil det være viktig for TSOene å kunne se havnettet og nettet på land i sammenheng. Havnettet vil da lettere kunne utnyttes på en effektiv og sikker måte.

3.3.2 Havnettet bør inkluderes i balansemarkedene

Kraftproduksjon fra havvinden vil påvirke kraftsystemet sterkere i årene framover. For å opprettholde en effektiv balansering av det samlede kraftsystemet, må kraftflyten mellom havnettet og landnettet koordineres og balanseres på en samlet måte.

Etter vår vurdering bør derfor også produsenter, forbrukere og systemansvarlige knyttet til havnettet forholde seg til tilsvarende regler og prinsipper knyttet til balansering, som på land. Dette innebærer blant annet at aktørene tilknyttet havnettet bør ha balanseansvar, ettersom dette er en forutsetning for at aktørene tilknyttet havnettet skal ha insentiver til å planlegge og handle seg i balanse, for derigjennom å bidra til at kraftsystemet samlet sett planlegges i balanse. Videre er det behov for en avregningsansvarlig for å avregne de balanseansvarlige for sine ubalanser og sikre økonomisk balanse i kraftmarkedet.

Det vil også være viktig for en effektiv og sikker drift av kraftsystemet at vindkraften produsert til havs er tilgjengelig i balansemarkedene, slik at de kan reguleres av systemansvarlig ved behov. Særlig kan det tenkes at det vil kunne oppstå situasjoner med behov for nedregulering av vindkraft i perioder med mye vind og påfølgende høy samtidig vindkraftproduksjon i hele Nordsjøbassengene. Videre vil det kunne oppstå situasjoner der vindforholdene endres sammenliknet med hva som var forventet før lukketid av intradagmarkedet, slik at det oppstår ubalanser som må håndteres i drift.

Det fremstår rasjonelt at både balanseringsbehov fra havnettet og eventuelle balansetjenester fra havnettet håndteres og gjøres tilgjengelig via anmelding i de samme balanseplattformene som øvrige deler av kraftsystemet. Dette vil sikre at det samlede balanseringsbehovet for både havnettet og landnettet løses på en mest mulig kostnadseffektiv måte, samtidig som leveranse av balansetjenester fra aktører tilknyttet havnettet (f.eks. nedregulering av vindkraft) kan tilbys for å løse balanseringsbehov i øvrige deler av kraftsystemet.

4 Budområder

Våre hovedvurderinger:

Hybridforbindelser vil ofte ha flaskehalser enten mot utlandet eller mot Norge. Et eget budområde til havs vil legge til rette for at markedsaktørene, inklusiv havvindprodusentene, gis insentiv til å tilpasse produksjon og forbruk innenfor nettets fysiske grenser sammen med øvrig kraftflyt over forbindelsen. Dette vil redusere behovet for at systemoperatøren må holde tilbake overføringskapasitet eller gjennomføre andre korrektive tiltak nær driftstimen. Etablering av et eget budområde vil derfor bidra til en effektiv utnyttelse av nettet og til å opprettholde driftssikkerheten på en effektiv måte.

Egne budområder til havs vil sikre at produksjonsanleggene med lavest marginalkostnad får tilgang til overføringskapasiteten. Dette bidrar til at det samlede kraftbehovet vil dekkes av de til enhver tid billigste produksjonsressursene og at de samlede kostnadene for kraftforsyningen reduseres.

Integrering av havvindproduksjonen i et eksisterende budområde på land vil ha motsatt effekt. Det vil da måtte holdes tilbake overføringskapasitet på forbindelsen og/eller utføres korrektive tiltak fra systemoperatøren nær driftstimen. Dette vil gi en mindre effektiv utnyttelse av infrastrukturen, og vil øke risikoen for feilhendelser i driftstimen. I tillegg vil systemdriftskostnadene øke sammenlignet med et eget budområde til havs. Økte systemdriftskostnader vil føre til økt nettleie.

Integrering av havvindproduksjonen i et eksisterende budområde på land vil kunne være i strid med gjeldende regelverk, siden overføringskapasitet på forbindelsen må holdes tilbake og ikke kan stilles til disposisjon for markedsaktørene på en ikke-diskriminerende måte. Systemansvarlig i Norge vil trolig også ha plikt til å håndtere de strukturelle flaskehalsene gjennom opprettelse av egne budområder til havs. Dette følger av energiloven og underliggende forskrifter. Etter regelverket er det krav om at endringer i budområdegrenser skal skje i samarbeid med berørte TSOer og reguleringsmyndigheter i omkringliggende land.

Egne budområder til havs vil i mange tilfeller innebære en lavere kraftpris til havs enn ved integrasjon i et budområde på land, og dermed redusere markedsinntektene til havvindprodusentene. Inntektsreduksjonen er usikker og kan bli både liten og betydelig. Årsaken er at prisen i budområdet til havs i de fleste tilfeller vil bli nær prisen i det tilgrensende budområdet det ikke er flaskehals mot. Ved tilknytning mellom to land vil dette være det eksporterende budområdet, og dermed det budområdet som i de fleste tilfeller har lavest pris. Samtidig vil det oppstå flaskehalsinntekter, noe som isolert sett vil føre til lavere nettleie.

Dersom budområdet til havs er tilknyttet flere enn to land, dersom det er ulike overføringskapasitet i ulike retninger, eller dersom det er tilknyttet forbruk til budområdet, kan prisvirkningene bli annerledes.

4.1 Budområdenes funksjon

Alle komponenter i kraftnettet har en fysisk kapasitet som begrenser hvor mye effekt som kan overføres. Dersom produsenter og forbrukere ønsker å overføre mer kraft enn disse komponentene er dimensjonert for, oppstår såkalte flaskehalsar. Punkter i nettet hvor slike flaskehalsar oppstår hyppig under normale driftsforhold, og er forutsigbare og geografiske stabile over tid, kalles strukturelle flaskehalsar. I tillegg til strukturelle flaskehalsar oppstår det fra tid til annan flaskehalsar ulike steder i nettet. Slike flaskehalsar håndteres fortløpende av systemansvarlig gjennom såkalte korrektive tiltak, gjerne i form av opp- eller nedregulering av produksjonsenheter etter at døgnmarkedet og intradagmarkedet er lukket.

Inndeling i budområder er et virkemiddel for å håndtere strukturelle flaskehalsar i nettet på en ikke-diskriminerende og markedsbasert måte. Når kraftsystemet deles inn i budområder som reflekterer strukturelle flaskehalsar, beregner systemoperatørene overføringskapasiteter mellom budområdene som reflekterer nettets fysiske overføringsgrenser, hensyntatt sikkerhetsmarginer og risikoen for utfall av enkeltkomponenter. Denne beregnede overføringskapasiteten formidles til kraftbørsenes såkalte markedskoblingsfunksjon³⁸ og til systemoperatørenes balansemarkeder³⁹, som tilgjengelig handelskapasitet som kan benyttes til kraftutveksling mellom budområdene. Dersom markedet ønsker å overføre mer kraft enn tilgjengelig handelskapasitet mellom budområdene, oppstår det markedsmessige flaskehalsar mellom budområdene. Budområdene klareres da med ulike markedspriser, som reflekterer tilbud og etterspørsel på hver side av flaskehalsen.

Denne måten å håndtere strukturelle flaskehalsar på legger til rette for at markedsklareringen, dvs. produksjon og forbruk i de enkelte budområdene, samt kraftutveksling mellom budområder, kan gjennomføres fysisk uten å overskride nettets driftsgrenser. Markedsklareringen sørger samtidig for at den samlede etterspørselen dekkes av produksjonsenheter med lavest marginalkostnad.

Uten inndeling i budområder, tar ikke markedsklareringen hensyn til flaskehalsar i nettet. Det betyr at systemoperatøren må gjennomføre korrektive tiltak i form av oppregulering og/eller nedregulering av produksjon eller forbruk i etterkant av markedsklareringen for å unngå at driftsgrensene i kraftnettet blir overskredet. Inndeling i budområder reduserer derfor behovet for slike korrektive tiltak.

Budområdene reflekterer at knappheten av kraft kan variere mellom geografiske områder. Relativt sett høyere priser i ett budområde enn i et annet, reflekterer at økt kraftproduksjon eller redusert forbruk i dette budområdet har en relativt sett høyere markedsverdi. Dette kan ha betydning for hvor det er attraktivt å etablere kraftproduksjon eller nytt forbruk. Nærmere drøftelser om dette gjøres i kapittel 4.6.2

³⁸ Driften av markedskoblingen for det felles døgnmarkedet og intradagmarkedet

³⁹ Per i dag det nordiske regulerkraftmarkedet. Innen Q2 2024 felles europeiske balanseplattformer, MARI og PICASSO.

4.2 Budområdeinndeling følger fastsatte prinsipper og prosedyrer

Prinsipper og prosedyrer for inndeling av budområder under energiloven følger i dag av CACM artikkel 32 og 33, og forskrift om systemansvar i kraftsystemet (systemansvarsforskriften)⁴⁰ § 5. Systemansvarsforskriften § 5 annet ledd krever at systemansvarlig skal fastsette budområder for å håndtere store og langvarige flaskehalser i regional- og transmisjonsnettet.

Når det gjelder prosessen for endring av budområdeinndeling, er CACM mer detaljert enn systemansvarsforskriften. Etter CACM artikkel 32 skal vurdering om endring i budområdeinndelingen som hovedregel skje i samarbeid mellom land. En prosess for å vurdere om eksisterende budområdeinndeling bør endres, kan etter CACM initieres av blant annet TSOer og reguleringsmyndigheter. Endring av budområder i ett land uten involvering av omkringliggende TSOer og reguleringsmyndigheter, kan kun skje dersom endringen i budområdet vil ha ubetydelig innvirkning på omkringliggende land.

Dersom det initieres en prosess for å vurdere budområdeinndelingen, skal de berørte TSOene sammen utvikle en metode for å sammenligne nåværende budområdeinndeling med alternative budområdeinndelinger. Denne metoden skal godkjennes av de relevante reguleringsmyndighetene. Når TSOene har gjennomført en sammenligning av eksisterende budområdeinndelinger og alternative budområdeinndelinger, skal TSOenes resultater og anbefaling sendes til de relevante myndigheter i hvert land som er involvert i prosessen. De relevante myndigheter i hvert land skal deretter bli enige om budområdeinndelingen skal endres.

Den reviderte elektrisitetsforordningen⁴¹ vedtatt i EU som en del av Ren energipakken er ikke tatt inn i EØS-avtalen. Artikkel 14 i denne forordningen fastsetter også en del bestemmelser for budområdeinndeling som er gjeldende for våre naboland innenfor EU.

For hybridforbindelser som knytter seg til land innenfor EU, vil bestemmelsene for inndeling av budområder i henhold til elektrisitetsforordningen og CACM være gjeldende i disse landene. Hverken CACM eller elektrisitetsforordningen skiller mellom budområder til havs eller på land, eller om kraftflyten kommer fra havvind eller annen kraftproduksjon eller forbruk. Siden EU-landene er underlagt dette regelverket også ved vurdering av opprettelse av budområder til havs, fremstår det som rasjonelt å ta utgangspunkt i at opprettelsen av budområder til havs bør følge de samme etablerte prosedyrer og metoder som på land for hybridforbindelser til disse landene. Dette innebærer at det er TSOenes oppgave å vurdere behovet for budområdeinndeling i tråd med etablerte prosedyrer, samtidig som prosessen koordineres med TSOer og myndigheter i det landet hybridforbindelsen tilknyttes, samt med andre berørte land.

For hybridforbindelser som knytter seg til land utenfor EU, for eksempel Storbritannia, er det per i dag ikke et tilsvarende felles regelverk. Dersom man legger til grunn at det vil oppstå strukturelle flaskehalser i AC/DC-omformeranlegget for forbindelsen på land i Norge, vil dette innebære at energiloven kommer til anvendelse. Statnett vil da etter dagens regelverk være forpliktet etter systemansvarsforskriften § 5 til å vurdere om budområder er egnet til å

⁴⁰ FOR-2002-05-07-448

⁴¹ Forordning (EU) 2019/943 av 5. juni 2019 om det indre markedet for elektrisitet (elektrisitetsforordningen)

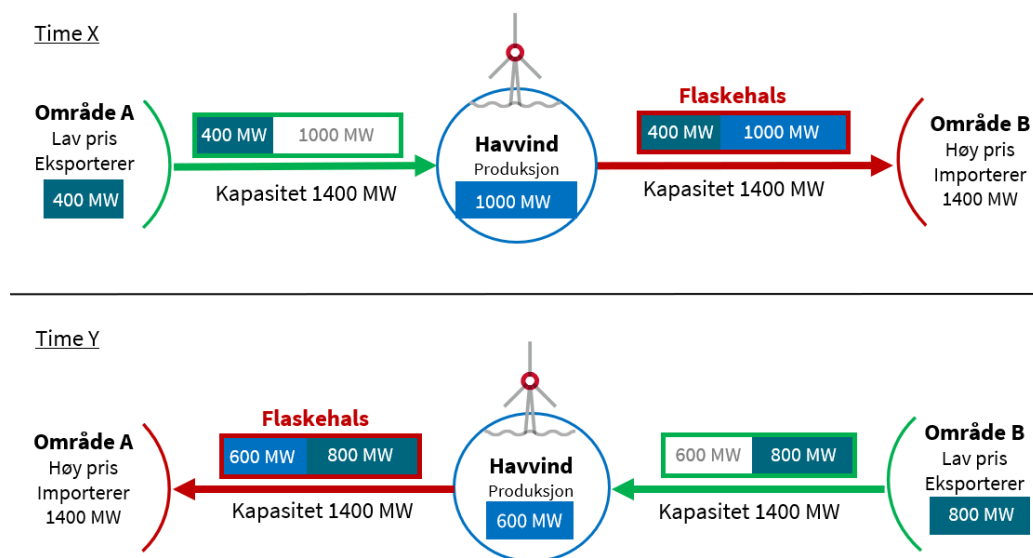
håndtere den strukturelle flaskehalsen. Hvilke prosedyrer som vil gjelde for samarbeidet mellom norsk og britisk side for opprettelsen av et slikt budområde, følger ikke klart av regelverket i dag.

4.3 Strukturelle flaskehalsar ved hybridforbindelser

I de fleste tilfeller vil det oppstå strukturelle flaskehalsar i hybridforbindelsens nettanlegg. Dette skjer fordi det ofte vil være et markedsmessig ønske om å overføre mer kraft over nettanlegget, enn tilgjengelig overføringskapasitet. Tilsvarende forhold ser man i dag ved eksisterende HVDC-forbindelser mellom land, hvor markedsklareringen ofte resulterer i prisforskjeller mellom de to budområdene, og dermed ofte full utveksling i den ene eller andre retningen. Disse forholdene vil ikke være annerledes for hybridforbindelser mellom land, bortsett fra at hele eller deler av kraftflyten vil komme fra havvindproduksjon.

For hybridforbindelser vil det oppstå flaskehalsar i den ene eller andre retningen hver gang summen av netto kraftproduksjon til havs og overføringskapasitet i den ene retningen, overstiger overføringskapasiteten i den andre retningen. Det gjelder også for såkalte asymmetriske hybridforbindelser, dvs. forbindelser med ulik overføringskapasitet til ulike land.

Figur 4 under illustrerer disse sammenhengene med utgangspunkt i en såkalt symmetrisk hybridforbindelse, dvs. en forbindelse med lik overføringskapasitet i begge retninger. Figuren viser to ulike markedsituasjoner, representert ved to ulike timer, time X og time Y. I begge tilfeller er en havvindpark knyttet til område A og område B på land med en hybridforbindelse med 1400 MW overføringskapasitet i begge retninger.



Figur 4 Strukturelle flaskehalsar

I time X blir det produsert 1000 MW kraft fra havvind. Kraftproduksjonen bys inn i markedet i konkurranse med kraftproduksjon i de to områdene forbindelsen knyttes til. Markedsløsningen velger deretter ut de produksjonsressursene som til lavest kostnad kan dekke den samlede etterspørselen, hensyntatt den tilgjengelige overføringskapasiteten mellom områdene. I eksempelet får havvindproduksjonen på 1000 MW tilslag i markedet, siden denne produksjonen har lavere kostnad enn den marginale produksjonsenheten i område A og alternative ressurser i område B. Samtidig er det også ressurser i område A som har lavere

kostnad enn ressurser i område B. 400 MW eksporteres dermed også fra område A til område B. Men fortsatt er det ressurser i område B som kunne vært erstattet av rimeligere ressurser i område A. Det er imidlertid ikke tilstrekkelig overføringskapasitet til å overføre mer kraft til område B. Det oppstår da en flaskehals mot område B, hvor område B får en høyere pris enn område A og området med havvind.

I time Y er markedsforholdene motsatt. I dette tilfellet oppstår det en flaskehals mot område A, med full utnyttelse av overføringskapasiteten i retning mot A. Havvindproduksjon og produksjon i område B kan i dette tilfellet erstatte dyrere produksjonsressurser i område A. Størrelsen og retningen på flaskehalsene i eksemplene over vil variere over tid og skifte retning avhengig av de markedsmessige forholdene. Retningen og størrelsen på flaskehalsene kan endre seg hver time.

4.4 Eget budområde til havs

I dette kapitlet vurderer vi konsekvensene av et eget budområde til havs. Som vist til i forrige kapittel er det sannsynlig at hybridprosjekter vil ha strukturelle flaskehalser. Vurderingene tar derfor utgangspunkt i en slik situasjon. Vi vil her først og fremst vurdere hvilke virkninger et eget budområde til havs vil kunne ha for driften av kraftsystemet og effektiviteten i kraftmarkedene, mens økonomiske virkninger omtales separat i kapittel 4.6.

4.4.1 Budområder gir markedsaktørene insentiv til å tilpasse produksjon og forbruk innenfor nettets fysiske grenser

Ved å inndele i et eget budområde til havs, kan de strukturelle flaskehalsene håndteres via de etablerte fysiske markedsløsningene, dvs. både i døgnmarkedet, intradagmarkedet og balansemarkedene. Dette sikrer at markedsløsningene utnyttes til å gi relevante prissignaler om verdien av produksjon og forbruk innenfor dette budområdet, slik at markedsaktørene får insentiv til å tilpasse kraftproduksjon og forbruk innenfor nettets fysiske grenser. Dette vil bidra til en sikker og effektiv drift av kraftsystemet.

4.4.2 Budområder til havs bidrar til å opprettholde driftssikkerheten på en effektiv måte

Opprettelse av egne budområder til havs reduserer behovene for korrektive tiltak i form av spesialregulering eller mothandel fra systemoperatøren for å håndtere flaskehalser nær driftstimen. Årsaken til dette er at markedsklareringen sikrer at summen av kjøp og salg i budområdet til havs, hensyntatt kraftflyt, samsvarer med tilgjengelig overføringskapasitet.

Etter vår vurdering er det viktig at den systemansvarliges behov for korrektive tiltak nær driftstimen ikke er mer omfattende enn nødvendig, fordi kraftsystemets samlede driftssikkerhet da blir opprettholdt på en effektiv måte. Dette blir stadig viktigere, med mer væravhengig fornybar kraftproduksjon som gjør driften av kraftsystemet vesentlig mer krevende.

Uten bruk av budområder, må beslutninger om havvindproduksjon i større grad bli overlatt til systemoperatøren, framfor til aktørene selv via markedsmessige prissignaler. Med variabel kraft, slik som havvind, vil forventninger om fremtidig produksjon være preget av usikkerhet. Dersom det kommer mindre produksjon enn hva systemansvarlig forventet, må systemansvarlig enten oppregulere produksjon et annet sted, eller nedregulere forbruk. Ved

mer produksjon enn forventet, må systemansvarlig nedregulere produksjon, eller oppregulere forbruk. Stort behov for slike tiltak tett opp til driftstimen, fører til økt risiko for feilhendelser dersom systemoperatørene ikke i tilstrekkelig grad klarer å identifisere de samlede reguleringsbehovene, eller dersom reguleringsbehovene ikke kan oppfylles som følge av at de fleksible reguleringsressursene er fullt utnyttet.

En reduksjon i systemoperatørenes behov for å opp- eller nedregulere produksjon og forbruk i etterkant av markedsklareringen, bidrar også til å holde de samlede kostnadene for driften av kraftsystemet nede. Mothandel eller spesialregulering i etterkant av markedsklareringen vil normalt innebære høyere samfunnsmessige kostnader. Årsaken til dette er at de ressursene som er tilgjengelige for reguleringer nær driftstimen utgjør en begrenset andel av kraftsystemets samlede ressurser og må oppfylle strengere krav til regulerbarhet, tilgjengelighet og responstid. Selv om teknologiutvikling og automatisering av balansemarkedene kan legge til rette for deltakelse av flere typer ressurser i reguleringen av kraftsystemet, er det likevel forventet at fleksibilitet også i fremtiden vil være forbundet med knapphet og tilhørende høye kostnader. Samtidig forutsetter anvendelse av de nye automatiserte balansemarkedene også bruk av budområder for å håndtere flaskehals, der flaskehalsene synliggjøres i form av begrenset overføringskapasitet mellom budområder. Dette underbygger at det er rimelig å anta at det vil være mer effektivt å håndtere strukturelle flaskehals via budområder og markedsløsninger, fordi en enda større del av forbruk og produksjonsressursene da kan bidra til flaskehalsbehandling. I dag dekkes kostnadene for mothandel og spesialregulering av den systemansvarlige. Økte kostnader til slike tiltak vil derfor, slik reguleringen er i dag, resultere i økt nettleie.

Etter hva vi observerer, ser det ut til å være bred enighet blant institusjoner som EU-kommisjonen⁴², ENTSO-E⁴³ og ACER⁴⁴, men også Statnett⁴⁵, at budområder til havs vil være et viktig virkemiddel for å oppnå en sikker og effektiv integrering av store mengder havvind via hybridforbindelser.

⁴² COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future, 19. november 2020. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:741:FIN&qid=1605792629666>

⁴³Entso-E position paper on Offshore Development, System Operation & Governance https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/2021/entso-e_pp_Offshore_Development_04_SysOps_Gov_210702.pdf

⁴⁴ ACER and CEER Reflection on EU offshore Strategy, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Position%20Papers/ACER%20CEER%20Reflection%20on%20EC%20offshore%20strategy_final.pdf

⁴⁵ Fagrapport om havvind i Sørliche Nordsjø II, Statnett, mars 2022. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/havvind/fagrapport-om-havvind-i-sorlige-nordsjo-ii.pdf>

4.4.3 Budområder sikrer at produksjonsanleggene med lavest marginalkostnad får tilgang til overføringskapasiteten

Ved å inndelegge i egne budområder til havs vil all overføringskapasitet på hybridforbindelsen kunne stilles tilgjengelig for markedet. Dette tilrettelegger for at markedet, via konkurranse, gir tilslag til de produksjonsressursene som til lavest kostnad møter den samlede etterspørselen, hensyntatt hybridforbindelsens begrensede overføringskapasitet.

Fremtidens kraftsystem vil kunne være preget av store mengder variabel fornybar kraftproduksjon, både til havs og på land. Det er ikke gitt at kraftproduksjon til havs alltid vil ha den laveste marginalkostnaden. Andre fornybare energikilder på land eller til havs kan i ulike situasjoner ha enda lavere marginalkostnad. Et markedsdesign hvor markedsmekanismen gjøres i stand til å velge ut de produksjonsenhetene som møter etterspørselen til lavest marginalkostnad, bidrar til at de samlede kostnadene for kraftforsyning minimeres. Anvendelse av budområder til havs for å håndtere begrensningene i overføringskapasitet bidrar til å tilrettelegge for dette.

Dette innebærer at havvindproduksjonen i noen tilfeller kan oppleve å ikke få tilgang til hybridnettet og må stå stille, selv om vindforholdene er gode. Det samme kan også være tilfelle for fornybar kraftproduksjon på land.

4.4.4 Budområder som reflekterer strukturelle flaskehalser er i tråd med etablert regelverk

Som vist til i kapittel 4.2. stiller etablert regelverk under energiloven, og regelverk i våre naboland, krav om etablering av budområder for å håndtere strukturelle flaskehalser. Det er TSOene som i henhold til regelverket har ansvaret for å vurdere om det foreligger strukturelle flaskehalser i nettet, og om budområder vil være et egnet virkemiddel for å håndtere de strukturelle flaskehalsene. Dersom man legger til grunn at det etablerte regelverket skal gjelde også til havs, vil TSOene som har ansvaret for driften av havnettet måtte analysere og vurdere behovene for inndeling i budområder.

Også uavhengig av dette regelverket ville det vært nødvendig å avklare med berørte lands myndigheter om hvordan en hybridforbindelse med tilknyttet produksjon og eventuelt forbruk bør håndteres når det gjelder budområdeinndeling. En hybridforbindelse vil berøre minst to land, og vil normalt være et samarbeidsprosjekt mellom disse som innebærer en eller annen form for deling av kostnader og inntekter. Budområdeinndelingen vil påvirke fordelingen av inntekter mellom eierne av hybridforbindelsen på den ene siden, og eierne av tilknyttet produksjon på den andre siden.

4.5 Integrering av havnettet i et eksisterende budområde på land

I dette kapitlet vurderer vi konsekvensene av en modell der kraftproduksjonen tilknyttet hybridforbindelsen integreres i ett av de eksisterende budområdene på land.

Som vist til i kapittel 4.3 er det sannsynlig at hybridprosjekter vil ha strukturelle flaskehalser. Vurderingene av å integrere kraftproduksjon tilknyttet en hybridforbindelse i et eksisterende budområde gjøres med utgangspunkt i en slik situasjon. Vi vil her først og fremst vurdere hvilke virkninger integrering med et eksisterende budområde på land vil kunne ha for driften

av kraftsystemet, og effektiviteten i kraftmarkedene. Økonomiske virkninger omtales separat i kapittel 4.6.

4.5.1 De strukturelle flaskehalsene vil ikke kunne håndteres via markedsløsningene

Dersom havvindanlegget integreres i et eksisterende budområde på land, vil ikke TSOen kunne beregne tilgjengelig overføringskapasitet mellom tilknytningspunktet til havs og tilknytningspunktet på land, og tildele denne kapasiteten til markedsløsningene. Dette innebærer at døgnmarkedet, intradagmarkedet og balansemarkedene ikke kan benyttes til å håndtere de strukturelle flaskehalsene mot land i det budområdet anlegget integreres. Markedsløsningene kan heller ikke benyttes til å fastsette den øvrige kraftflyten over forbindelsen som ikke kommer fra havvindproduksjon tilknyttet forbindelsen.

Uten bruk av budområder eller andre avbøtende tiltak, vil markedsklareringen derfor ofte føre til resultater som forutsetter at det overføres mer kraft over havnettet enn det som er fysisk mulig. Om man skulle prøve å gjennomføre noe slikt, kan det resultere i ødelagte nettkomponenter, strømavbrudd og muligens lange reparasjonstider. Dette kan naturlig nok ikke berøre TSOer tillate, og de ville derfor måtte gjennomføre andre tiltak. Disse tiltakene omtales nærmere i neste kapittel.

4.5.2 TSOene må sette til side overføringskapasitet basert på forventet kraftproduksjon til havs og/eller nedregulere kraftproduksjon nær driftstimen

Ettersom de strukturelle flaskehalsene ikke vil kunne håndteres gjennom markedsløsningene, må TSOene håndtere disse på en annen måte. For å kunne drifte nettanlegget på en driftsmessig sikker måte, vil systemoperatøren etter vår forståelse stå overfor to hovedvirkemidler, som vi beskriver under.

Det ene virkemiddelet vil være å holde tilbake overføringskapasitet på hybridforbindelsen, tilsvarende forventet kraftproduksjon til havs. I dagens markedsdesign innebærer dette en estimering av kraftproduksjon time for time, senest 36 -12 timer før driftstimen. I fremtidens markedsdesign, med markedsopløsning per 15 minutter⁴⁶, innebærer dette behov for estimeringer av forventet vindkraftproduksjon per 15 minutter, 36 -12 timer før driftstimen⁴⁷. Den overføringskapasiteten som holdes tilbake vil gis som prioritet til ilandføring av havvindproduksjon og kan ikke stilles til disposisjon for markedet, slik at alle markedsaktører får tilgangen til den på like vilkår.

Dersom systemoperatøren innenfor de enkelte kvarter estimerer en høyere kraftproduksjon fra havvind enn hva som realiseres, vil systemoperatøren holde tilbake mer overføringskapasitet enn nødvendig for at havvindproduksjonen skal kunne føres til land. Denne ekstra overføringskapasiteten vil bli uutnyttet med mindre den tilgjengeliggjøres til markedene på et senere tidspunkt.

⁴⁶ Innen utgangen av 2025 skal etter planen alle markedsløsninger og kapasitetsberegningen over på 15 minutters tidsoppløsning.

⁴⁷ Døgnmarkedet klareres kl. 12 dagen i forveien, som innebærer 36 – 12 timer før driftstimene neste døgn. All overføringskapasitet fra TSOene skal være garantert.

Å holde tilbake overføringskapasitet vil redusere behovet for korrektive tiltak nær driftstimen, slik som mothandel og nedregulering av vindkraftproduksjon. Virkemiddelet vil imidlertid gi en mindre effektiv utnyttelse av de samlede produksjonsressursene til havs og på land, og en lavere utnyttelse av nettet. Årsaken til dette er at tilbakeholdelse av overføringskapasitet innebærer at kraftproduksjon med potensielt lavere kostnad i ett område ikke vil kunne erstatte kraftproduksjon med potensielt høyere kostnad i et annet område. For det andre vil en eventuell justering av tilgjengelig overføringskapasitet gjennom driftsdøgnet føre til avvik mellom resultatene i de ulike markedsløsningene, slik som prisdannelse, produksjon, forbruk og kraftutveksling. Dette vil ha innvirkning på både markedsaktørenes planlegging og tilpasninger til markedsprisene, og ha innvirkning på systemoperatørens planlegging av hvilke driftstiltak som er nødvendig å iverksette avhengig av de ulike markedsresultatene. Dess større avvik det vil være mellom resultatene i de ulike markedsløsningene, dess mindre presis blir tilpasningen og planleggingen som gjennomføres gjennom driftsdøgnet.

Dersom systemoperatøren innenfor de enkelte kvarter estimerer lavere kraftproduksjon fra havvind enn hva som faktisk realiseres, vil ikke den resulterende kraftflyten fra markedsklareringen kunne gjennomføres uten å overskride nettets fysiske driftsgrenser. Systemoperatøren må da benytte det andre virkemiddelet, som beskrives under.

Det andre virkemiddelet for systemoperatøren vil være å nedregulere enten kraftproduksjon til havs eller kraftproduksjon på land, nær driftstimen. Dette vil i prinsippet være nødvendig dersom det ikke har blitt holdt tilbake overføringskapasitet tilsvarende forventet kraftproduksjon fra havvind, eller dersom faktisk kraftproduksjon til havs overstiger systemoperatørens estimerte kraftproduksjon til havs. En løsning hvor TSOene ikke holder tilbake overføringskapasitet tilsvarende forventet kraftproduksjon, og isteden mothandler et volum tilsvarende kraftproduksjon fra havvind nær driftstimen, vil sannsynligvis være krevende sett fra et systemdriftsperspektiv. TSOen risikerer å måtte opp- og nedregulere store mengder kraftproduksjon nær drift. Dette står i motsetning til en ordning med bruk av budområder til havs, hvor hele overføringskapasiteten stilles tilgjengelig for markedet og markedsaktørene selv gis insentiver til å planlegge sin kraftproduksjon innenfor nettets fysiske grenser og handle seg i balanse basert på markedspriser og egne forventninger om sin kraftproduksjon. Virkemiddelet om bruk av mothandel vil dermed trolig være mest aktuelt for å korrigere avvik mellom den overføringskapasiteten som ble holdt tilbake basert på forventninger eller endringer av forventet havvindproduksjon nær drift.

Dersom systemoperatørene må gjennomføre nedregulering av havvind eller nedregulering av kraftproduksjon på land, vil bruken av mindre effektive reguleringsressurser øke. Dermed vil også systemdriftskostnadene øke. Årsakene til dette er at ressursene som kan benyttes for mothandel eller spesialregulering nær driftstimen utgjør en begrenset andel av kraftsystemets samlede ressurser. Disse ressursene må oppfylle strengere tekniske krav til regulerbarhet, tilgjengelighet, responstid og lokasjon. Bruk av disse begrensede ressursene vil derfor føre til en høyere samlet kostnad sammenliknet med om alle tilgjengelige ressurser i henholdsvis døgnmarkedet, intradagmarkedet og balansemarkedene blir utnyttet ved hjelp av en effektiv budområdeinndeling. I tillegg vil det være et spørsmål om systemoperatørene vil måtte anskaffe en større mengde mothandelsressurser på land på forhånd, for å sikre at disse er tilgjengelige for regulering nær driftstimen. Dette vil i så fall også bidra til å øke de samlede systemdriftskostnadene.

Økt bruk av korrektive tiltak etter markedsklareringen kan bidra til at en allerede krevende systemdrift blir ytterligere komplisert på begge sider av hybridene. Dette kan øke risikoen for feilhendelser dersom systemoperatørene ikke i tilstrekkelig grad identifiserer de samlede reguleringsbehovene, eller dersom reguleringsbehovene ikke vil kunne oppfylles som følge av at de fleksible reguleringsressursene var fullt utnyttet. Med tanke på de felles politiske målsetningene om utvikling av 260 GW havvind i Nordsjøregionen, som for mange land vil innebære bruk av en rekke hybridforbindelser, fremstår det som at fravær av bruk av budområder vil gjøre det svært krevende å gjennomføre en sikker og effektiv drift av de sammenkoblede kraftsystemene. Konsekvensene av å integrere havnettet i et eksisterende budområde på land må derfor utredes av de involverte systemoperatørene, dvs. i begge land som forbindelsen knyttes til, for å forstå de fulle driftsmessige implikasjonene.

4.5.3 Integrering i eksisterende budområde vil kunne være i strid med gjeldende regelverk

Som vist til i kapittel 4.2. stiller regelverket under energiloven og regelverk i våre naboland krav om etablering av budområder for å håndtere strukturelle flaskehalser. Det er TSOene som i henhold til regelverket har ansvaret for å vurdere dette, ettersom bruk av budområder i prinsippet er et virkemiddel for å sikre en effektiv og forsvarlig systemdrift. Dersom man legger det etablerte regelverket til grunn, vil TSOene som har ansvaret for driften av havnettet, analysere og vurdere behovene for inndeling i budområder. Endelig beslutning om budområdeinndelingen vil foretas i samarbeid mellom de relevante myndighetene i de berørte landene.

Gjeldende regelverk i Norge og i våre naboland innenfor EU⁴⁸, foreskriver også at aktørene innenfor et budområde skal sikres ikke-diskriminerende tilgang til markedet, og at problemer knyttet til flaskehalser i nettet skal håndteres med ikke-diskriminerende, markedsbaserte løsninger som gir effektive økonomiske signaler til de berørte markedsdeltakerne og operatørene av transmisjonsnett. Regelverket stiller krav om at problemer knyttet til flaskehalser i nettet fortrinnsvis skal løses med metoder som ikke er transaksjonsbasert, det vil si som ikke innebærer et valg mellom de enkelte markedsdeltakernes kontrakter. Videre skal avkorting av produksjon eller forbruk bare brukes i nødssituasjoner der systemoperatøren må handle raskt og spesialregulering eller motkjøp ikke er mulig. Slike framgangsmåter skal anvendes uten forskjellsbehandling. For de overføringsforbindelsene som har betydning for grensekryssende flyt, skal størst mulig kapasitet stilles til rådighet for markedsdeltakerne, samtidig som det tas hensyn til sikkerhetsstandardene for nettdrift.

Som beskrevet over i kapittel 2 vil en hybridforbindelse antakelig falle inn under grensehandelsforordningens definisjon av «interconnector». Grensehandelsforordningen gjelder som forskrift i Norge og vi er bundet av reglene i den. Etter grensehandelsforordningen er det krav om at det gis tilgang til kapasiteten på ikke-diskriminerende grunnlag. Hvis det ikke opprettes eget budområde til havs, vil det kunne være nødvendig å holde tilbake overføringskapasitet på forbindelsen tilsvarende forventet kraftproduksjon til havs, for sikre at kraftprodusenten til havs får matet inn produksjonen. Dette vil imidlertid innebære en fordel for havvindprodusenten sammenlignet med produsenter på land. Etter vår forståelse vil forpliktelsen om å ikke diskriminere mellom aktører være krevende å overholde for hybridforbindelser, uten opprettelse av budområder til havs. Slik vi forstår det vil det heller

⁴⁸ Jf. for eksempel grensehandelsforordningen (EU 2009/714) artikkel 16 nr. 1, 2 og 3.

ikke være mulig å håndtere flaskehalser i nettet på en måte som ikke er transaksjonsbasert eller innebærer valg mellom de enkelte markedsdeltakernes kontrakter, uten bruk av budområdeinndeling. Det vil heller ikke være mulig å stille størst mulig kapasitet på overføringsforbindelsen til rådighet for markedsdeltakerne.

«Kriegers Flak combined grid solution» er et konkret eksempel på dette. Dette nettanlegget knytter sammen vindkraftanlegg til havs mellom Danmark og Tyskland, og er dermed en hybridforbindelse, hvor det samtidig ikke er opprettet et eget budområde. Praksisen med å ikke opprette et eget budområde for denne forbindelsen fører til at systemoperatørene må holde tilbake overføringskapasitet på forbindelsen i tråd med forventet kraftproduksjon. Dette har blitt vurdert å være i strid med den reviderte elektrisitetsforordningen. Kriegers Flak var et tidligprosjekt og EU-kommisjonen har innvilget et midlertidig unntak på ti år fra enkelte bestemmelser i det gjeldende regelverket knyttet til kapasitetsberegningen, som en følge av at det ikke er opprettet et eget budområde⁴⁹.

4.6 Økonomiske virkninger

I dette delkapittelet drøfter vi hvordan de økonomiske virkningene kan bli med et eget budområde til havs, under ulike forhold. Drøftingen er prinsipiell og kan innebære noen forenklinger og unøyaktigheter sammenlignet med hvordan disse kan bli i virkeligheten. Blant annet kan innføring av flytbasert kapasitetsberegning og markedskobling fra 2024 gi noe annerledes resultater enn beskrevet her. Det er imidlertid grunn til å anta at flytbasert markedskobling ikke vil endre hovedtrekkene i det som er beskrevet nedenfor.

4.6.1 Budområde til havs kan gi lavere markedsinntekter til havvindprodusenter

RME har ikke vurdert prisvirkninger på land av tilknytning av havvindproduksjon til en hybridforbindelse. Dette har NVE vurdert i forbindelse med sitt oppdrag om tilknytning av havvind i Sørlege Nordsjø II. Vi ser kvalitativt på hvordan et prisområde til havs vil kunne påvirke prisen havvindprodusentene kan oppnå i forhold til om de kunne anmelde den samme produksjonen i et eksisterende budområde på land.

Opprettelse av egne budområder til havs medfører at kraftproduksjon tilknyttet hybridforbindelsen må konkurrere på lik linje med kraftproduksjon i de tilgrensende budområdene på land, om salg av kraft via forbindelsens begrensede overføringskapasitet.

Dersom budområdet til havs er et netto overskuddsområde, dvs. at det produseres mer enn det forbrukes, må kraften i budområdet til havs eksporteres til ett eller flere tilgrensende budområder. Hvilket eller hvilke budområder kraften eksporteres til, vil bestemmes av tilbud og etterspørsel, time for time, hvor kraften skal flyte dit den har størst verdi avhengig av tilgjengelig overføringskapasitet. Typisk vil kraftflyten gå fra områder med lav pris til områder med høy pris.

⁴⁹ Commission Decision (EU) 2020/2123 of 11 November 2020 granting the Federal Republic of Germany and the Kingdom of Denmark a derogation of the Kriegers Flak combined grid solution pursuant to Article 64 of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32020D2123&from=EN>

Siden kraftproduksjon til havs må konkurrere med kraftproduksjon på land om bruk av overføringskapasiteten, vil kraftproduksjon i et overskuddsområde til havs normalt få en pris som er lik eller nær prisen i det andre eksporterende budområdet⁵⁰. Med andre ord vil prisen i budområdet til havs normalt bli lik eller nær prisen i det budområdet det ikke er flaskehals mot. Denne prisvirkningen er et resultat av konkurranse mellom produsenter i et felles område uten flaskehals, og sikrer at det samlede forbruket dekkes til lavest mulig kostnad basert på tilgjengelige bud i markedsløsningen, når det er tatt hensyn til nettets begrensninger.

For å forstå dette bedre, kan man se for seg en situasjon hvor det er flaskehals mellom budområdet til havs og ett av budområdene på land. Ved å øke produksjonen i budområdet til havs med én enhet, vil dette ikke kunne erstatte produksjon i budområdet det er flaskehals mot. Kraftproduksjonen i budområdet til havs og budområdet på land det er flaskehals mot, har dermed ulik marginalverdi og mottar dermed ulik pris. Det betyr at uavhengig av hvor stor økningen i kraftproduksjonen til havs i dette tilfellet er, vil dette ikke ha noen innvirkning på hverken levert energi eller prisen i det budområdet det er flaskehals mot.

Økning av kraftproduksjonen til havs vil imidlertid kunne erstatte kraftproduksjon i budområdet på land det ikke er flaskehals mot. Tilsvarende vil kraftproduksjon på land i det området det ikke er flaskehals mot, kunne erstatte kraftproduksjon til havs. Kraftproduksjon i disse budområdene har dermed lik marginalverdi og mottar lik pris. Tilsvarende sammenhenger oppstår til enhver tid i kraftmarkedet, hvor budområder det ikke er flaskehals mellom oppnår lik pris, mens det blir ulik pris mellom budområder hvor det er flaskehalser. Dette sikrer en samlet kraftleveranse til lavest mulig kostnad.

I tilfeller hvor hybriden er knyttet til to budområder på land med lik overføringskapasitet i begge retninger, vil prisen i budområdet til havs grovt sett bli lik prisen i det budområdet på land som til enhver tid har lavest pris. Ved andre nettkonfigurasjoner og nettkapasiteter kan prisdannelsen i budområdet til havs bli annerledes. Nedenfor er en kort oppsummering av noen mulige kvalitative effekter:

- **Budområdet til havs er knyttet til mer enn to andre budområder.** I slike tilfeller kan budområdet til havs oppnå en høyere pris enn prisen i det tilknyttede budområdet med laveste pris. Hvis vi tenker oss tilknytning til tre budområder på land, vil budområdet til havs trolig få pris nær det budområdet på land som har midterste pris, dersom havvindproduksjonen ikke overstiger samlet overføringskapasitet mot dette området. Hvis havvindproduksjonen overstiger samlet overføringskapasitet mot budområdet med midterst pris, vil budområdet til havs oppnå en pris nær den laveste av de tre budområdene dersom det ikke er en flaskehals på denne delen av hybridforbindelsen.
- **Det er forbruk til havs som er større enn havvindproduksjonen.** Dersom forbruket overstiger produksjonen, blir budområdet til havs et underskuddsområde som må importere kraft fra land. Dvs. at det konkurrerer med tilknyttet høyprisområde om å importere kraft fra tilknyttet lavprisområde, og prisen blir tilsvarende det tilknyttede budområdet med høyeste pris dersom det ikke oppstår flaskehals mot dette området.

⁵⁰ Forhold som allokeringsbetingelser, slik som rampingrestriksjoner og overføringstap, eller innføring av flytbasert markedskobling, vil kunne gjøre at dette ikke alltid vil være resultatet. Videre vil tilknytning mellom flere budområder til havs eller tilknytning av forbruk til havs kunne endre sammenhengene.

I perioder hvor havvindproduksjonen overstiger forbruket, kan prisen bli lik laveste pris. Hvis budområdet til havs er et underskuddsområde i store deler av tiden, kan det innebære at prisen i budområdet til havs blir høyere enn om den er integrert i et budområde på land.

- **Asymmetrisk hybrid.** Hvis overføringskapasiteten ikke er lik i begge retninger, kan prisen i budområdet til havs i noen perioder bli lik prisen i det tilknyttede budområdet med høyeste pris. Dette kan inntreffe når kraften flyter i den retning hvor hybridene har høyest overføringskapasitet. Hvis havvindproduksjonen er så lav at den ikke fortrenger eksport fra det tilknyttede lavprisområdet, så vil budområdet oppnå høyeste pris. I andre situasjoner oppnår budområdet til havs den laveste prisen.

RME har ikke grunnlag for å inngående vurdere hvilke prisvirkninger som kan oppstå dersom det opprettes budområder til havs, sammenlignet med å inkludere havvindproduksjon i eksisterende budområder på land. Den faktiske prisdannelsen, time for time, vil avhenge av de konkrete forhold, som installert produksjonskapasitet, vindforhold, installert overføringskapasitet, eventuelt forbruk til havs, utfall, vedlikehold og markedsforhold i de tilgrensende budområdene. Ved innføring av flytbasert kapasitetsberegning og markedskobling, som etter planen skal være på plass i Norden i løpet av 2024, er det heller ikke gitt at prisdannelsen blir så entydig som beskrevet over.

Det er gjennomført analyser av Thema Consulting Group (Thema), Statnett og NVE som kan gi noe innsikt i prisvirkninger med eget budområde til havs kontra innlemming i budområde på land.

Thema gjennomførte i 2020 et analyseoppdrag på vegne av EU-kommisjonen⁵¹. De analyserte priseffekter for ulike hybridprosjekter, hvor de sammenliknet inntekter for havvindprodusenter avhengig av om de inkluderes i et eksisterende budområde på land, eller om det etableres separate budområder til havs. Thema gjorde modelleringer av en omfattende utbygging av havvind i havområdet mellom Danmark, Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike og England. De fant at opprettelse av egne budområder til havs i de fleste tilfellene reduserte inntektene til havvindprodusenter med 1-5 pst. sammenliknet med integrering i et eksisterende budområde. Det var store variasjoner mellom prosjektene, fra nesten upåvirket inntekt til en inntektsreduksjon for havvindprodusentene på 11 pst. Disse resultatene er prosjektspesifikke og er basert på nettkonfigurasjoner og prisforhold som kan skille seg vesentlig fra det som vil være tilfelle i Norge.

Rapportene fra Statnett og NVE ser på inntektsvirkningen for havvindproduksjon av radiell tilknytning kontra hybrid med eget budområde. Dette vil typisk gi mindre inntektsforskjeller enn inntektsvirkninger knyttet til ulike budområdemodeller for en og samme hybridutbygging. Resultatene fra rapportene kan likevel bidra til å kaste lys over dette spørsmålet.

Statnett la i mars 2022 frem rapporten *Fagrapport om havvind i Sørlig Nordsjø II*⁵² hvor de blant annet sammenlignet oppnådd pris for et havvindprosjekt på 2 800 MW i Sørlige Nordsjø som enten er knyttet til NO2 med radiell forbindelse, eller knyttet til en stor hybridforbindelse

⁵¹ <https://op.europa.eu/s/x5sq>

⁵² <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/havvind/fagrapport-om-havvind-i-sorlige-nordsjo-ii.pdf>

mellom NO2 og Danmark, Nederland, eller Storbritannia. Prisreduksjonene er i størrelsesorden 5-28 pst. i 2030 og 16-18 pst. i 2040.

NVE har gjort lignende beregninger i rapporten *Vindkraft til havs i Sørlege Nordsjø II - Virkninger på det norske kraftsystemet av ulike nettløsninger for fase 2*, som ble fremlagt i mars i år. De ser på en havvindpark på 1 400 MW som enten er radielt knyttet til NO2 eller er tilknyttet en hybridforbindelse mellom NO2 og et annet land i Nordsjøbassenget. NVEs analyse viser at havvindprodusentenes inntekter blir relativt like med en radiell og hybrid nettløsning, i et scenario der kraftprisen i Norge jevnt over er lavere enn prisen i landet hybridene knyttes til. I et annet scenario NVE har sett på, der kraftprisen i utlandet oftere er lavere enn den norske, vil havvindprodusenten få høyere inntekter med radial knyttet til NO2. Dette skyldes at prisen i budområdet til havs oftere vil kobles mot prisen i utlandet, som i scenarioet ofte er lavere enn den norske. NVE påpeker at det for inntektene til havvindparken er sentralt hvordan prisforskjellen mellom Norge og utlandet utvikler seg fremover.

Det er flere grunner til at de ulike miljøene har kommet til ulike resultater.

Utbyggingsprosjektene de har sett på er ulike, de knytter seg til ulike land, og de har ulike forutsetninger om utviklingen av produksjonssammensetning, kraftpriser, kraftflyt, kraftbalanse, med mer. Vi har ikke tatt stilling til de ulike forutsetningene som er valgt, men antar de samlet gir et rimelig uttrykk for hvordan utviklingen kan komme til å bli og usikkerheten knyttet til denne utviklingen. Vi viser ellers til de ulike rapportene for nærmere beskrivelser av forutsetninger og beregningsresultater.

Når vi tar hensyn til at pris- og inntektsvirkninger kan bli annerledes med andre nettkonfigurasjoner enn toveis symmetrisk hybrid, eller hvis budområdet til havs er underskuddsområde store deler av tiden, er det vår vurdering at eget budområde til havs i mange tilfeller kan gi lavere inntekt til havvindproduksjon enn om produksjonen bys inn i et eksisterende budområde på land. Størrelsen på inntektsreduksjonen er usikker, den kan være liten og den kan være betydelig.

4.6.2 Prisforventninger påvirker investeringsinsentiver

Ved å inndele i eget budområde til havs etableres egne priser i dette budområdet som fortløpende reflekterer den markedsmessige verdien av kraftproduksjon i dette budområdet. Dette bidrar til mer korrekte signaler om den markedsmessige verdien av økt kraftproduksjon eller forbruk i dette budområdet, sammenliknet med etablering av ny kraftproduksjon eller forbruk i tilgrensende budområder. Hvis budområdet til havs er et overskuddsområde, innebærer dette at det i utgangspunktet fremstår som gunstig å etablere forbruk der, sammenliknet med etablering i tilknyttet budområde på land. Forholdet blir motsatt ved etablering av ny kraftproduksjon.

Ved å integrere kraftproduksjonen i et eksisterende budområde på land vil kraftproduksjon til havs motta samme pris som øvrige aktører i dette budområdet. Markedsprisen gir dermed ikke noe signal om forskjellen i verdien av kraftproduksjon til havs eller kraftproduksjon på land, selv om kraftproduksjon til havs ofte ligger bak en flaskehals. Konsekvensene av dette vil f.eks. være at investeringer i økt kraftproduksjon til havs sammenliknet med økt kraftproduksjon på land, blir verdsatt likt som på land selv om økt kraftproduksjon til havs ikke vil føre til økt tilgang på kraft for forbrukerne på land, i alle de tilfellene flaskehalsen mot land er bindende. Kraftproduksjonen til havs vil dermed i snitt prises for høyt.

Integrering av havvindproduksjonen i budområdet på land kan gi høyere inntekter til havvindparken enn ved et eget budområde til havs, og kan derfor styrke investeringsinsentivene. Om inntektene til havvindproduksjonen vil øke ved integrering i budområde på land, og i hvilken grad, er avhengig av en rekke forhold, jf. kapittel 4.6.1 hvor vi pekte på at inntektsendringen er usikker.

4.6.3 Integrering i budområde på land vil føre til lavere flaskehalsinntekter og høyere nettleie

Å integrere havvindproduksjonen i et budområde på land fremfor å opprette et eget budområde til havs, vil ha innvirkning på prisdannelsen. Samtidig vil det også redusere flaskehalsinntektene for TSOen som eier forbindelsen. Fravær av budområder til havs innebærer derfor også en omfordeling av inntekter fra TSOene til havvindprodusentene. Dette vil øke lønnsomheten av havvindproduksjon, men kan redusere lønnsomheten av investeringer i hybridnettet eller føre til høyere nettleie. Årsaken til at flaskehalsinntektene reduseres, er at TSOene vil måtte holde tilbake en overføringskapasitet tilsvarende forventet kraftproduksjon fra havvindanleggene. For denne delen av overføringskapasiteten vil det ikke oppstå flaskehalsinntekter.

Budområdeinndelingen kan også ha betydning for fordelingen av flaskehalsinntektene mellom de aktuelle TSOene som eier forbindelsen, noe som igjen også er avhengig av hvordan eierskapet er fordelt. Om en løsning med integrering i et budområde på land i Norge vil være aktuelt for en utenlandsk TSO vet vi ikke. Vi kan imidlertid ikke utelukke at denne vil kreve en skjevfordeling av inntekter og/eller kostnader slik at eventuell manglende inntjening må dekkes av norsk side.

Reduserte flaskehalsinntekter har ingen betydning for den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av hybridprosjektet for Statnett dersom kostnader og inntekter inngår i den eksisterende inntektsreguleringen av foretaket. Statnett kan kompenseres ved at de øker inntektene fra nettleien tilsvarende. Økte systemdriftskostnader som følge av økt bruk av kostbare korrektive tiltak i drift, vil i tillegg innebære en ytterligere økning i nettleien for nettkundene.

Hvordan lønnsomheten for berørte utenlandske TSOer av å investere i hybridnettet blir påvirket kommer an på hvordan den økonomiske reguleringen av de aktuelle TSOen er innrettet. Dersom de ikke kan kompensere inntektsreduksjonen gjennom å øke inntekten fra nettleien, vil deres insentiver til å investere i hybridnettet bli svekket når flaskehalsinntektene reduseres.

5 Flaskehalsinntekter

Våre hovedvurderinger:

Flaskehalser, i markedsmessig forstand, oppstår når det er høyere betalingsvillighet for å overføre mer kraft mellom budområder enn den tilgjengelige overføringskapasiteten. Størrelsen på flaskehalsinntektene tilsvarer produktet av prisforskjellen mellom budområdene, og kraftflyten time for time. Flaskehalsinntektene tilfaller i dag de TSOene som allokterer overføringskapasitet på de respektive budområdegrensene.

Etter den reviderte elektrisitetsforordningen skal flaskehalsinntekter tilfalle de relevante TSOer, og benyttes med formål om å opprettholde overføringskapasiteten eller å gjennomføre tiltak for å øke den. Deretter kan de benyttes til å redusere tariffene for nettkundene. Prinsippene i den reviderte elektrisitetsforordningen er i hovedsak lik prinsippene fastsatt i grensehandelsforordningen, som ble en del av norsk rett ved innlemming av tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen.

Ved lanseringen av EU-kommisjonens havvindstrategi i 2020, uttalte EU-kommisjonen at de ville vurdere behovet for å omfordele flaskehalsinntektene som oppstår ved opprettelse av budområder til havs, fra TSOer til havvindprodusenter. Bakgrunnen for uttalelsene var at analyser viste at opprettelse av budområder til havs kan redusere inntektene til havvindprodusenter sammenlikne med integrering i eksisterende budområder. En omfordeling av flaskehalsinntektene ville gjøre investeringer i havvindproduksjon mer lønnsomt for investorer i fornybar energi.

I etterkant av dette har både Entso-E og reguleringsmyndighetene, via CEER og ACER, påpekt flere uheldige sider ved å omfordele flaskehalsinntekter fra TSOer til produsenter. Samtidig har de vist til at dette fremstår som et lite egnet virkemiddel for å sikre forutsigbarhet for investeringer i havvind i den skala som man ønsker. En ekstern konsulent som skulle vurdere tiltaket nærmere på oppdrag fra EU-kommisjonen, har heller ikke anbefalt å gå videre med en slik omfordeling.

I forbindelse med den pågående reformen av EUs elektrisitetsmarked, fremmet EU-kommisjonen 14. mars 2023 en rekke forslag til endringer av gjeldende reguleringer. Ett av forslagene er at TSOene skal kompensere produsenter tilknyttet et budområde til havs, dersom det ikke stilles nok overføringskapasitet tilgjengelig til at produsentene kan selge kraftproduksjonen i markedet. For å dekke kostnadene knyttet til denne kompensasjonen foreslås det at TSOen kan bruke av flaskehalsinntektene. Denne ordningen har også blitt kalt «Transmission Access Guarantee («TAG»).

5.1 Avgrensning av oppdraget

RME ble bedt om å vurdere konsekvenser av ulike modeller for fordeling av flaskehalsinntekter for hybridprosjekter. Videre ble RME bedt om å gjennomgå reglene for bruk av

flaskehalsinntekter etter elektrisitetsforordningen, og så langt som mulig status for EU-kommisjonens arbeid med disse spørsmålene.

Departementet har i ettertid revidert oppdragsbeskrivelsen: «Siden EU-kommisjonen foreløpig ikke har kommet med et forslag til endringer i forordningen ber departementet om at RME ser bort i fra delen av oppdraget som knytter seg til dette. Departementet mener det vil være mer hensiktsmessig å gjøre vurderinger av konsekvenser av ulike modeller i etterkant av et eventuelt lovforslag.»

Ettersom det ikke forelå konkrete lovforslag om ulike modeller for fordeling av flaskehalsinntekter underveis i vårt arbeid med denne rapporten, har vi i tråd med OEDs reviderte oppdragsbeskrivelse ikke gått nærmere inn på en vurdering av slike ulike modeller. Vi vil imidlertid redegjøre kort for hva flaskehalsinntekter er, og gjennomgå reglene for bruk av flaskehalsinntekter etter elektrisitetsforordningen. Til slutt vil vi gi en oppsummering av det arbeidet EU-kommisjonen har gjort på arbeidet per mars 2023. Bakgrunnen for at dette spørsmålet dukket opp, var at EU-kommisjonen i forbindelse med lanseringen av sin havvindstrategi pekte på at de ville vurdere nærmere behovet for omfordeling av flaskehalsinntekter som oppstår ved opprettelse av budområder til havs.

Etter elektrisitetsforordningen skal flaskehalsinntekter tilfalle de relevante TSOer, og benyttes med formål om å opprettholde overføringskapasiteten eller å gjennomføre tiltak for å øke den, og deretter benyttes til å redusere tariffene for nettkundene. I forbindelse med den pågående reformen av EUs elektrisitetsmarked, fremmet EU-kommisjonen 14. mars 2023 en rekke forslag til endringer av gjeldende reguleringer. Ett av forslagene er at TSOene skal kompensere produsenter tilknyttet et budområde til havs dersom det ikke stilles nok overføringskapasitet tilgjengelig til at produsentene kan selge kraftproduksjonen i markedet. For å dekke kostnadene knyttet til denne kompensasjonen, foreslås det at TSOen kan bruke av flaskehalsinntektene. Denne ordningen har også blitt kalt «Transmission Access Guarantee («TAG»)). En nærmere omtale av denne ordningen finnes i kapittel 5.4.

5.2 Om flaskehalsinntekter

I elektrisitetslovgivningen er det etablert et skille mellom rollen TSO, som er systemoperatør og eier av transmisjonsnettet, og produsenter og forbrukere. Skillet mellom disse rollene er etablert for å sikre en nøytral opptreden fra TSO og for å sikre adekvate insentiver mellom de ulike rollene.

Flaskehalser, i markedsmessig forstand, oppstår når det er høyere betalingsvillighet for å overføre mer kraft mellom budområder enn det som er tilgjengelig overføringskapasitet. Ved knapphet på overføringskapasitet, vil budområdene klareres med ulik pris for å sikre balanse mellom tilbud og etterspørsel i de enkelte budområdene, hensyntatt import og eksport. Flaskehalsinntekter oppstår som følge av at TSOene allokere overføringskapasitet mellom budområder, samtidig som markedsklareringen resulterer i kraftflyt mellom budområder med ulik pris, som er tilfellet ved flaskehalser.

Størrelsen på flaskehalsinntektene tilsvarer produktet av prisforskjellen mellom budområdene, og kraftflyten time for time. Flaskehalsinntektene tilfaller i dag de TSOene som allokere overføringskapasitet på de respektive budområdegrensene. Indirekte kan man se flaskehalsinntekter som et resultat av at TSOene, som eiere av overføringskapasiteten mellom budområder, kjøper kraft i budområder med lav pris, transporterer kraften til budområdet med

høy pris, og selger den der. Som eier av overføringskapasiteten sitter TSOene igjen med en inntekt som etter relevant regelverk skal benyttes til nærmere spesifiserte formål. Alternativt kan man også se på dette som at TSOene selger overføringskapasiteten implisitt i markedsløsningene, og når overføringskapasiteten har en positiv marginalverdi, så oppstår det flaskehalsinntekter.

Flaskehalsinntekter er dermed også et mål på hvor mye markedet verdsetter økt overføringskapasitet mellom budområder. Prisforskjellen mellom to budområder fastsetter på marginen hvor mye én enhet ekstra overføringskapasitet er verdt. Dersom f.eks. prisen i område A er 50 og prisen i område B er 100, så vil verdien av én enhet ekstra overføringskapasitet mellom disse to områdene være $100 - 50 = 50$. Med andre ord, dersom man kunne overført én enhet energi ekstra fra A til B, så har overføringen av denne enheten energi en verdi på 50. Basert på dagens prinsipper og regelverk, tilfaller verdien av denne overføringen eierne av overføringsforbindelsen, dvs. TSOene.

5.3 Reglene for bruk av flaskehalsinntekter etter den reviderte elektrisitetsforordningen

Den reviderte elektrisitetsforordningen (EU 2019/943) ble innført i EU som en del av Ren-energipakken i 2019, og fastsetter en rekke prinsipper for bruk av flaskehalsinntekter. Den reviderte elektrisitetsforordningen er ikke innlemmet i EØS-avtalen. Prinsippene i den reviderte elektrisitetsforordningen er i hovedsak lik prinsippene fastsatt i grensehandelsforordningen (EU 2009/714), som ble en del av norsk rett ved innlemming av tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen.

5.3.1 Gjennomgang av artikkel 19 i den reviderte elektrisitetsforordningen

Artikkel 19 nr. 1 fastsetter at det i forbindelse med prosedyrene for å håndtere flaskehals for forhåndsdefinerte tidsrammer, kun skal oppstå flaskehalsinntekter i de tilfellene det oppstår flaskehals. Med andre ord innebærer dette at flaskehalsinntekter bare skal kunne oppstå dersom markedsløsninger som inneholder prosedyrer for allokering av overføringskapasitet klarer med ulik pris i de tilknyttede budområdene for å håndtere begrensningene (flaskehalsene) i overføringskapasiteten mellom disse områdene.

Videre sier bestemmelsens nr. 1 at prosedyrene for *fordeling* av flaskehalsinntekter skal være gjenstand for gjennomgang av reguleringsmyndighetene, og ikke skal forstyrre allokeringsprosessen til fordel for enkeltaktører som etterspør overføringskapasitet eller energi, eller gi et disinsentiv til å redusere flaskehalsene. Det innebærer at reguleringsmyndighetene skal påse at fordelingen av flaskehalsinntekter ikke gir enkeltaktører fordeler på bekostning av andre aktører, eller gir et disinsentiv til å redusere flaskehalsene.

Artikkel 19 nr. 2 fastsetter at *bruken* av flaskehalsinntekter som oppstår fra allokeringen av overføringskapasitet skal prioriteres til følgende formål:

- a) garantere tilgjengeligheten av den allokerende overføringskapasiteten, eller
- b) opprettholde eller øke overføringskapasiteten gjennom optimalisering av bruken av de eksisterende overføringsforbindelsene ved bruk av koordinerte avbøtende tiltak, eller der relevant, dekke kostnader for nettinvesteringer som er relevante for å redusere flaskehals for overføringsforbindelsen.

Med andre ord fastsettes det som formål at de inntektene som tilfaller netteier som følge av begrensninger i overføringskapasitet i første rekke skal rettes inn mot å opprettholde kapasiteten eller redusere de nettbegrensningene (flaskehalsene) som er bakgrunnen for at inntektene oppstår.

Bestemmelsens nr. 3 fastsetter videre, at i de tilfeller kravene i nummer 2 i tilstrekkelig grad er oppfylt, så kan de overskytende flaskehalsinntektene tas hensyn til av reguleringsmyndighetene og benyttes til å redusere tariffene for nettkundene i tråd med den fastsatte metoden for å beregne nettariffer, eller ved direkte fastsettelse, eller begge. Dersom det er gjenstående inntekter etter dette, skal inntektene settes til side til et senere tidspunkt for bruk i henhold til kravene fastsatt i paragraf 2.

Bestemmelsens nr. 4 fastsetter at *bruken* av flaskehalsinntekter i henhold til nr. 2 skal være i tråd med metode som utvikles og foreslås av TSOene og godkjennes av ACER. Denne metoden skal som et minimum fastsette betingelser for hvordan flaskehalsinntektene kan benyttes til de prioriterte tiltakene angitt i bestemmelsens nr. 2, samt betingelser for når inntektene bør plasseres på en separat, intern konto for senere bruk på disse tiltakene, og hvor lenge inntektene kan stå på en slik konto. En slik metode er for øvrig allerede fastsatt av ACER, jf. ACER-beslutning 38/2020, og er allerede gjeldende for alle TSOer i EU.

Det følger av nr. 5 at TSOene tydelig på forhånd skal beskrive hvordan flaskehalsinntektene vil bli brukt og skal rapportere til reguleringsmyndighetene hvordan inntektene faktisk har blitt brukt. Videre skal reguleringsmyndigheten den 1. mars hvert år, informere ACER og publisere en rapport som beskriver størrelsen på flaskehalsinntektene innhentet siste kalenderår, hvordan inntektene ble brukt til de prioriterte tiltakene i nr. 2 bokstav a) og b), inkludert de spesifikke prosjektene som inntektene ble brukt på, hvor mye som ble plassert på separat konto og hvor mye som ble brukt til å redusere tariffene. Reguleringsmyndigheten må verifisere at eventuelle inntekter som ble brukt til å redusere tariffene er i henhold til forordningen og metoden som er godkjent av ACER. Hvis noen av inntektene er brukt til å redusere nettleien, skal det fremkomme hvordan TSO har oppfylt de prioriterte tiltakene.

5.3.2 Om formålet med reglene i den reviderte elektrisitetsforordningen

Oppsummert fastsetter den reviderte elektrisitetsforordningen krav om at flaskehalsinntekter skal tilfalle netteier. Netteier skal deretter benytte disse til å opprettholde overføringskapasiteten eller å gjennomføre tiltak for å øke den. Deretter kan de benyttes til å redusere tariffene for nettkundene.

Når det gjelder spørsmålet om deler av flaskehalsinntektene burde tilfalle havvindprodusenter fremfor TSOer som netteiere, vil dette ikke være i tråd med kravene i den reviderte elektrisitetsforordningen, eller grensehandelsforordningen som er inntatt i norsk rett som en del av tredje energimarkedspakke. En allokering av flaskehalsinntektene til produsenter er for øvrig heller ikke praksisen som har vært etablert i Norge før kravene i elektrisitetsforordningen og grensehandelsforordningen ble fastsatt.

En omfordeling av flaskehalsinntekter til produsenter av vindkraft til havs, fremfor til de formålene som er fastsatt i den reviderte elektrisitetsforordningen Artikkel 19 nr. 2 og 3, vil bety at flaskehalsinntektene ikke vil gå til tiltak for å opprettholde overføringskapasiteten eller gjennomføre tiltak for å øke den, og heller ikke til å redusere tariffene til nettkundene.

Kostnadene knyttet til disse formålene vil dermed måtte dekkes inn via andre kilder, dvs. via nettariffene, og dermed også føre til en tilsvarende økning i nettariffene.

5.4 Status på EU-kommisjonens arbeid

Ved lanseringen av EU-kommisjonens havvindstrategi i 2020, uttalte EU-kommisjonen at de ville vurdere behovet for å omfordele flaskehalsinntektene som oppstår ved opprettelse av budområder til havs, fra TSOer til havvindprodusenter. Bakgrunnen for uttalelsene var at analyser viste at opprettelse av budområder til havs kan redusere inntektene til havvindprodusenter sammenlikne med integrering i eksisterende budområder. EU-kommisjonen pekte da på at en omfordeling av flaskehalsinntektene, fra TSOer til havvindprodusenter, ville gjøre investeringer i havvindproduksjon mer lønnsomt for investorer i fornybar energi⁵³.

I etterkant av dette har både Entso-E og reguleringsmyndighetene, via CEER og ACER, påpekt flere uheldige sider ved å omfordele flaskehalsinntekter fra TSOer til produsenter. Samtidig har de vist til at dette fremstår som et lite egnet virkemiddel for å sikre forutsigbarhet for investeringer i havvind i den skala som man ønsker. En ekstern konsulent som skulle vurdere tiltaket nærmere på oppdrag fra EU-kommisjonen, har heller ikke anbefalt å gå videre med en slik omfordeling.

I forbindelse med den pågående reformen av EUs elektrisitetsmarked, fremmet EU-kommisjonen 14. mars 2023 en rekke forslag til endringer av gjeldende reguleringer. Ett av forslagene er at TSOene skal kompensere produsenter tilknyttet et budområde til havs, dersom det ikke stilles nok overføringskapasitet tilgjengelig til at produsentene kan selge kraftproduksjonen i markedet⁵⁴. For å dekke kostnadene knyttet til denne kompensasjonen, kan TSOen bruke av flaskehalsinntektene. Denne ordningen har også blitt kalt «Transmission Access Guarantee («TAG»)» og stammer fra arbeidet fra EU-kommisjonens eksterne konsulent, som vi ser nærmere på i kapittel 5.4.1.

I fortalen til forslaget, skriver EU-kommisjonen at formålet med forslaget er å redusere investeringsrisikoen og å sørge for at produksjon lokalisert i et budområde til havs har tilgang til de omkringliggende markedene, ved at TSOene skal garantere tilgang til tilstrekkelig overføringskapasitet. Dersom overføringskapasiteten reduseres på en slik måte at den fulle kraftproduksjonen ikke kan selges i markedet, så skal TSOene som er ansvarlig for reduksjonen av overføringskapasitet kompensere produsentene for dette. Denne kompensasjonen skal imidlertid bare være relatert til den faktisk tilgjengelige produksjonskapasiteten, som vil være væravhengig, og den skal også ekskludere utfall av havvindproduksjon og situasjoner med vedlikehold av det tekniske anlegget. Detaljene for hvordan ordningen skal utformes skal fastsettes i underliggende kommisjonsforordninger. Mer informasjon om EU-kommisjonens

⁵³ Se kapittel 4.3 i COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS, An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future, 19.11.2020, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020DC0741&from=EN>

⁵⁴ Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design, 14.3.2023, https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-03/COM_2023_148_1_EN_ACT_part1_v6.pdf

vurderinger knyttet til ordningen kan finnes i kapittel 2.5 i EU-kommisjonens «Commission Staff Working Document»⁵⁵ som ble publisert sammen med reformforslagene.

Under oppsummerer vi på et overordnet nivå to andre relevante arbeider relatert til EU-kommisjonens havvindstrategi.

5.4.1 Konsulentoppdrag for EU-kommisjonen som en oppfølging av arbeidet

Som en oppfølging av EU-kommisjonens havvindstrategi, lyste EU-kommisjonen i mars 2021 ut et konsulentoppdrag om å vurdere muligheter og konsekvenser av ulike ordninger for tildeling av flaskehalsinntekter til havvindprodusenter. Prosjektet ble tildelt selskapet Engie Impact, som overleverte sin sluttrapport i 2022.⁵⁶

Rapporten peker på at det fra et økonomisk og regulatorisk perspektiv, er generell enighet om at dedikerte budområder til havs er den mest effektive måten for å integrere hybridprosjekter i kraftsystemet, siden dette sikrer en mer effektiv utvelgelse av produksjonsenheter og en mer effektiv utnyttelse av overføringsnettet.

Rapporten viser videre til at budområder til havs kan føre til en asymmetri i finansielle inntekter, men at dette avhenger av den konkrete nettkonfigurasjonen og omfanget av flaskehalser. Ved flaskehalser vil deler av inntektene skiftes fra produsenter til netteierne. Samtidig peker rapporten på at dette er et naturlig utfall av markedskoblingen og bidrar til å øke det samfunnsøkonomiske overskuddet. Videre gir det transparente prissignaler til både TSOer for behovet for økt overføringskapasitet, så vel som insentiver til utvikling i produksjon og forbruk i tråd med dette. Videre vurderer konsulentene at en alternativ fordeling av flaskehalsinntektene, fra TSOer til ny vindkraft til havs, dermed i seg selv ikke kan forsvares. I så måte mener de at det eventuelt kun er etablert havvind som allerede er integrert i et eksisterende budområde på land i dag, som vil kunne argumentere for behovet for å bli kompensert i form av å motta flaskehalsinntekter ved en senere opprettelse av budområder til havs.

Samtidig viser de til at det er klart at opprettelse av mindre budområder til havs vil kunne endre risikoen for investorer, sammenliknet med å bli integrert i et større budområde på land, og at f.eks. flaskehalser i øvrige deler av nettet vil kunne påvirke overføringskapasiteten som blir gitt mot budområder til havs og dermed også prisdannelsen.

Rapporten peker deretter på en rekke instrumenter som har vært vurdert for å redusere denne risikoen, men at alle disse tiltakene, som for eksempel gratis utstedelse av finansielle transmisjonsrettigheter, etter deres vurdering ser ut til å overkompensere havvindprodusentene for risikoen knyttet til flaskehalser i øvrige deler av nettet.

⁵⁵ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT

Reform of Electricity Market Design, 14.3.2023, https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-03/SWD_2023_58_1_EN_autre_document_travail_service_part1_v6.pdf

⁵⁶ Support on the use of congestion revenues for Offshore Renewable Energy Projects connected to more than one market, Enigie Impact 2022, https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-09/Congestion%20offshore%20BZ.ENGIE%20Impact.FinalReport_topublish.pdf

Rapporten anbefaler derfor videre vurdering av noe de kaller «Transmission Access Guarantee» (TAG). Dette foreslåtte virkemiddelet baserer seg på at TSOene må kompensere kraftprodusentene dersom overføringskapasiteten reduseres som følge av flaskehalser i øvrige deler av nettet, på en slik måte at TSOene sikres insentiv til å kun å redusere overføringskapasiteten dersom systemnyttan av dette overstiger havvindprodusentenes alternativkostnad. Samtidig vises det til at denne problemstillingen vil bli redusert ved innføring av såkalt «Advanced Hybrid Coupling», dvs. flytbasert markedskobling mellom budområdene til havs og budområdene på land, som etter planen vil bli implementert i løpet av de nærmeste årene. Det er denne ordningen som EU-kommisjonen har foreslått i forbindelse med sine forslag til reform av EUs elektrisitetsmarked 14. mars 2023.

5.4.2 CEER og ACERs felles posisjonsnotat

De europeiske reguleringsmyndighetene for energi, via organisasjonen CEER og byrået ACER, publiserte 11. april 2022 et felles posisjonsnotat⁵⁷ som en respons på EU-kommisjonenes vurderinger knyttet til markedsdesign om havvind.

I posisjonsnotatet retter CEER og ACER kritikk mot forslaget om omfordeling av flaskehalsinntekter fra netteier til havvindprodusenter, siden dette vil kunne ha negative effekter for både kortsiktige og langsiktige insentiver for drift og utvikling av havvind, og vil føre til diskriminering mellom produsenter til havs og på land. Isteden peker CEER og ACER på at mer målrettede «tradisjonelle» støtteordninger, med færre negative virkninger, bør vurderes dersom det skulle være behov for støtte til investeringer i havvindproduksjon.

Det vises til at problemstillingen om at produsenter i et budområde vil kunne få reduserte inntekter som følge av lavere priser, ikke er unikt for budområder til havs. Slike utfordringer kan også oppstå i alle budområder med overskudd av produksjon, også på land. CEER og ACER viser til at å starte en ny praksis om å allokere flaskehalsinntekter til produsenter til havs, vil kunne føre til krav om tilsvarende prinsipper for produsenter som står i tilsvarende situasjon på land, med bakgrunn i krav om ikke-diskriminering mellom produsenter lokalisert til havs og på land.

Videre vises det til at det ikke er gitt at budområder til havs vil få signifikant lavere priser enn budområder på land, siden dette også vil påvirkes av om det bl.a. er lokalisert forbruk og lagring i det samme budområdet.

Det fremheves i posisjonsnotatet at dersom havvindprodusenter systematisk skulle motta flaskehalsinntekter i tillegg til kraftprisen, så vil deres totale inntekt bli mindre avhengig av de etablerte markedsprisene. Dette vil igjen forstyrre insentivene for havvindprodusentenes budgivning i de fysiske markedene, siden det vil kunne gi havvindprodusentene insentiver til å by overdrevent lavt, eller til og med til negative priser, for å få tilslag i markedet, samtidig som aktøren skjermes fra en slik strategi gjennom å motta flaskehalsinntektene i tillegg. En slik ordning vil dermed føre til vridende prissignaler, hvor kraftproduksjon lokalisert til havs vil

⁵⁷Posisjonsnotat: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/0ee9681b-fbc9-d367-9099-ad9b258088a7>

Cover note: https://www.ceer.eu/documents/104400/7505374/Cover+note+to+ACER-CEER+reflection+on+EU+offshore+strategy_final.pdf/0854f8e0-02a9-fe60-bffc-817b695cdc5c

fremstå som mer konkurransedyktig enn kraftproduksjon på land, som igjen vil føre diskriminering mellom produksjon lokalisert til havs og produksjon lokalisert på land.

Notatet trekker også frem at allokering av flaskehalsinntekter til havvindprodusenter vil være i strid med det viktige prinsippet innenfor flaskehalsbehandling, slik det er definert i elektrisitetsforordningen, om at produsenter skal stå overfor lokaliseringssignaler, dvs. lavere inntekter dersom de er lokalisert i områder med overskuddsproduksjon. CEER og ACER foreslår derfor at de samme reglene for fordeling av flaskehalsinntekter anvendes for budområder på land og til havs, som innebærer at flaskehalsinntekter allokeres til den TSOen som eier nettforbindelsen mellom de berørte budområdene.

CEER og ACER viser også til at det er viktig å holde finansiering av nett og finansiering av subsidier til fornybar energi adskilt. Finansiering av nett reguleres av reguleringsmyndighetene, mens det subsidier av fornybar energi normalt fastsettes av øvrige organer i medlemslandene. Det vises i den anledning til at flaskehalsinntekter og nettariffer i stor grad er ekvivalente finansieringskilder for nett, og at elektrisitetsforordningen artikkel 18 nr. 1 stiller krav om en streng adskillelse, jf. at kostnader for finansiering av nett (nettariffer) ikke skal inkludere andre urelaterte kostnader, som f.eks. støtte til fornybar energi.

Når det gjelder påvirkning på insentiver for investeringer, peker CEER og ACER på at flaskehalsinntekter og nettinvesteringer er tett korrelert, siden flaskehalsinntekter kun oppstår når det oppstår knapphet på overføringskapasitet. Dette er da et signal om et mulig behov for økt overføringskapasitet, som enten kan sikres ved økte investeringer i infrastruktur eller maksimering av overføringskapasitet i form av avbøtende tiltak initiert av systemoperatøren. Flaskehalsinntekter er derfor også et viktig signal for behovet for økt overføringskapasitet. Å tildele flaskehalsinntektene til havvindprodusentene vil forstyrre denne sammenhengen, siden inntekter som skal ha som formål å øke overføringskapasiteten eller redusere tariffer, går til andre formål.

CEER og ACER viser til at de oppfatter at en eventuell bruk av flaskehalsinntekter til å støtte investeringer i havvindproduksjon, tilsvarer subsidier for investeringer i fornybar energi, dvs. at det har som formål å støtte investeringer i de tilfeller inntektene fra markedet ikke er tilstrekkelige for å tiltrekke seg de ønskede investeringene. Samtidig vises det til at det ikke er gitt at en eventuell allokering av flaskehalsinntekter til havvindprodusenter vil være tilstrekkelig for å sikre de investeringene man ønsker, og vil kunne føre til et behov for andre subsidieordninger i tillegg. Samtidig kan det ikke utelukkes at allokering av flaskehalsinntekter til havvindprodusenter vil være mer enn hva som er tilstrekkelig for å sikre investeringer og dermed fører til for høyt støttenivå. CEER og ACER trekker derfor frem at mer målrettede støtteordninger, dersom de utformes på en god måte, ikke vil preges at denne risikoen for under- og overinvesteringer, siden de utformes til å komplementere markedsinntektene med det som «akkurat» vil sikre profitable investeringer.

6 Tredjepartsadgang

Våre hovedvurderinger:

Netteier bør ha en plikt til å gi tilknytning i AC-nett til havs, men ikke nødvendigvis ha en investeringsplikt. Dette gjelder både havvindkonsesjonærens AC-nett og ev. AC-nett eid av TSO. Dette er i tråd med vurderingene som ble gjort for radielle tilknytninger.

Dersom overføringskapasiteten i en hybrid skal økes, krever dette forsterkninger eller nye ledninger på DC-siden av hybridene. Investeringer i økt kapasitet eller nye forbindelser vil være betinget av at berørte land enes om å gjennomføre prosjektet og gir nødvendige tillatelser. Dette trekker i retning av at nye investeringsbehov og økt ilandføringskapasitet bør reguleres i avtaler mellom netteiere og berørte land.

Dersom Statnett er netteier til havs, vil den norske stat som eier av Statnett kunne ha tilstrekkelig innflytelse på Statnetts disposisjoner til at nettinvesteringer blir gjennomført uten en investeringsplikt etter havenergilova. Samlet taler dette for at en forskriftshjemlet investeringsplikt kan være mindre hensiktsmessig til havs.

6.1 Gjeldende regulering under energiloven

I Norge har områdekonsesjonær leveringsplikt innenfor sitt område, jf. energiloven § 3-3 og anleggskonsesjonærer har tilknytnings- og investeringsplikten for både forbruk og produksjon (jf. energiloven §§ 3-4 og 3-4a). Produksjonskunder på alle nettnivå og uttakskunder i regional- og transmisjonsnett er sikret rett til tilknytning gjennom henholdsvis tilknytningsplikten for produksjon og tilknytningsplikten for uttak. Gjennom tilknytningsplikten har alle med konsesjon for nettanlegg en plikt til å tilknytte uttak og produksjon til sitt nettanlegg (markedsadgang). Dersom det ikke er kapasitet i nettanlegget innebærer tilknytningsplikten etter energiloven videre en plikt til uten ugrunnet opphold å gjøre tiltak som sikrer at tilknytning kan gjennomføres (investeringsplikt).

Tilknytningsplikten inneholder ikke en plikt for eksisterende anleggskonsesjonærer til å bygge seg frem til de som ønsker tilknytning. Slik tilknytningsplikten er innrettet må disse produksjons- og uttakskundene selv eie, bygge og drive nødvendige nettanlegg frem til eksisterende nett.

Netteiers plikt til å gi tilknytning sikrer at etablerte nettanlegg blir utnyttet effektivt ved at produksjon og uttak får tilknytning dersom det er ledig kapasitet i nettet, mens investeringsplikt bidrar til effektiv utvikling av nytt nett dersom det ikke er ledig kapasitet i nettet.

Regler om tredjepartsadgang under EØS-retten

Investeringsplikten som ligger i tilknytningsplikten under energiloven, går lengre enn reglene om tredjepartsadgang i elmarkedsdirektivet artikkel 32. Bestemmelsen i elmarkedsdirektivet pålegger den enkelte medlemsstat å utarbeide regelverk som tilrettelegger for

tredjepartsadgang, og innebærer ikke direkte en investeringsplikt lik den som er innført gjennom energilovens bestemmelser §§ 3-4 og 3-4a.

Dersom, slik vi har forutsatt i kapittel 2.2, en hybridforbindelse vil defineres som transmisjonsnett, vil netteier (TSO eller selskap der TSO har bestemmende innflytelse) for hybridforbindelsen være forpliktet til å tilrettelegge for tredjepartsadgang. Av elmarkedsdirektivet artikkel 32 nr. 2 fremgår det videre at transmisjons- eller distribusjonsnettoperatør kan nekte tilgang dersom det ikke er tilstrekkelig kapasitet. Eventuelt avslag på tilknytning må være basert på objektive, tekniske og økonomisk begrunnede kriterier.

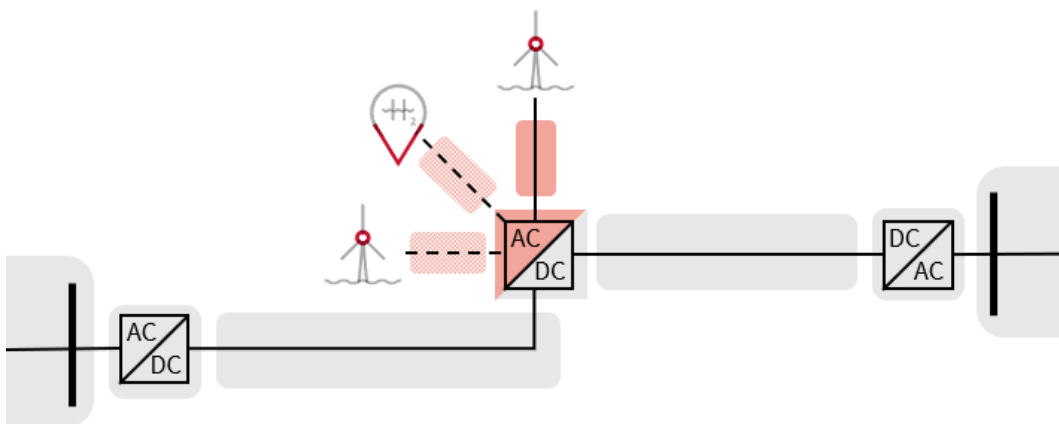
6.2 Behovet for tilknytningsplikt til hybrider

Nett vil utgjøre et naturlig monopol også til havs, og vi mener at prinsippet om tredjepartsadgang til nett bør gjelde universelt og uavhengig av om nett etableres på land i henhold til energilovens regulering eller til havs i henhold til eventuell fremtidig regulering etter havenergilova.

Spørsmålet om tilknytningsplikt til hybrider handler om tilknytning og forsterkning på både AC- og DC-siden av hybridene. På AC-siden (vekselstrøm) kan det gjennomføres tilknytning av nye produksjons- eller uttakskunder, mens tiltak på DC-siden (likestrøm) vil være endringer i eksisterende HVDC-anlegg eller etablering av nye for å øke overføringskapasiteten.

Det er flere forhold ved nett til havs som i praksis vil være noe annerledes enn på land. Utviklingen av nett til havs vil være myndighetsstyrt i enda større grad enn på land. Staten åpner og tildeler områder for produksjon, og bestemmer på den måten i stor grad etterspørselen etter nettenes tjenester fra produksjon. Etablering av HVDC-forbindelser mellom land krever utstrakt koordinering og avtaler mellom to lands myndigheter og TSOer. Videre legger vi til grunn at utvidelser og endringer i etablert nettinfrastruktur til havs vil kunne innebære store kostnader sammenlignet med hva som er tilfelle på land, eksempelvis knyttet til arealutvidelser på etablerte plattformer. En eventuell økning i overføringskapasitet vil sannsynligvis måtte realiseres ved å knytte til en ny HVDC-forbindelse, enten i parallell med en eksisterende, til en annen node eller et annet land. Sistnevnte vil i så fall gi behov for koordinering med et tredje land.

6.2.1 Tilknytningsplikt på AC-side av hybrid



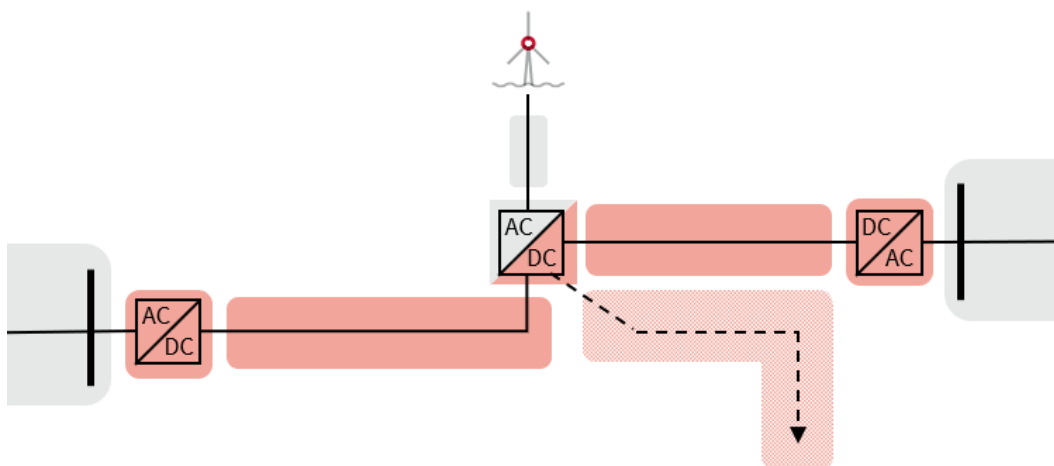
Figur 5 Nettanlegg på AC-side av hybriden

På AC-siden kan nye tilknytningsforespørsler til havs komme som senere utvidelser av havvindproduksjonen eller tilknytning av annen produksjonsteknologi som bølgekraft eller flytende sol med et annet produksjonsmønster enn havvind. Nye tilknytningsforespørsler på AC-siden kan også komme fra uttak gjennom elektrifisering av petroleumsinstallasjoner eller produksjon av hydrogen eller annet («power to X»). Såfremt berørte netteiere vurderer det som driftsmessig forsvarlig kan det tilknyttes både uttak og produksjon på AC-siden uten å gjøre tiltak på DC-siden.

For radielle nettanlegg konkluderte vi i RME rapport nr. 11/2022 med at det bør være plikt til å gi tilknytning, men ikke en investeringsplikt. Denne vurderingen var bl.a. knyttet til at utvidelser og endringer i nett til havs kan ha uforholdsmessig store kostnader. På den annen side la vi til grunn at merkostnader for å tilrettelegge for tilknytninger på AC-siden av nettet er av beskjedne størrelse dersom det tas hensyn til i planlegging og etablering av anleggene. Basert på dette la vi til grunn at netteier bør ha en plikt til å gi tilknytning gitt at det er kapasitet, og at det kan være hensiktsmessig å tilrettelegge for dette ved oppføring av anleggene. Vi vurderte videre at netteier ikke nødvendigvis bør ha en investeringsplikt, dvs. en plikt til å forsterke/endre allerede oppførte anlegg for å tilrettelegge for tredjeparter, dersom de ikke kan tilknyttes i det eksisterende nettet. Dette gjelder i prinsippet også for havvindkonsesjonærens AC-nett tilknyttet en hybrid og et eventuelt AC-nett eid av TSO.

6.2.2 Tilknytningsplikt på DC-side av hybrid

Dersom samlet overføringskapasitet i en hybrid skal økes, fordrer det endringer i eksisterende HVDC-anlegg eller etablering av nye HVDC-forbindelser.



Figur 6 Nettanlegg på DC-side av hybriden.

For hybrider vil det være et spørsmål om eier av hybridforbindelsen skal være forpliktet til å øke overføringskapasiteten dersom det er etterspørsel etter dette. Hybridnett vil være klassifisert som transmisjonsnett, noe som legger føringer for hvem som kan eie, bygge og drive nett. Hvis Statnett er den eneste på norsk side som kan eie hybridforbindelser, kan det være rimelig at de har en investeringsplikt. Uten investeringsplikt vil nye kraftproduksjonsprosjekter kunne nektes realisering med mindre Statnett øker overføringskapasiteten. Alternativt må havvindkonsesjonæren etablere egen radial, noe som samlet sett kan gi en mindre effektiv løsning. Det kan være hensiktsmessig at en slik tilknytnings- og ev. investeringsplikt kommer med en dispensasjonsadgang tilsvarende den som er gitt i energiloven.⁵⁸

En ev. plikt til å øke overføringskapasiteten til havs vil i utgangspunktet pålegge den som er konsesjonær for nettanlegget. Det er ikke gitt at Statnett eier relevante nettanlegg alene, det kan være delt eierskap med en annen TSO. En investeringsplikt vil i så fall kunne redusere andre TSOers ønske om hybridprosjekter med Norge. En investeringsplikt kan innebære en risiko for senere å måtte delfinansiere investeringer for å gi virksomhet i norske havområder nettilgang. Tilsvarende kan det være lite attraktivt for Statnett å påta seg plikter og risiko i andre lands havområder dersom andre land også pålegger netteier en investeringsplikt. I alle tilfeller vil investeringer i økt kapasitet eller nye forbindelser være betinget av at berørte land enes om å gjennomføre prosjektet og gir nødvendige tillatelser. Dette trekker i retning av at nye investeringsbehov og økt ilandføringskapasitet bør reguleres i avtaler mellom netteiere og berørte land.

Dersom Statnett er netteier til havs, vil også staten som eier av Statnett kunne ha tilstrekkelig innflytelse på Statnetts disposisjoner til at nettinvesteringer blir gjennomført uten en investeringsplikt etter havenergiloen. Samlet taler dette for at en forskriftshjemlet investeringsplikt kan være mindre hensiktsmessig til havs. Dette er i samsvar med vurderingene av dette spørsmålet i del I om radielt tilknyttet havvind.

Både tilknytningsplikten under energiloven og reglene om tredjepartsadgang etter elmarkedsdirektivet sier at det er netteier som avgjør om det er kapasitet til å tilknytte ny

⁵⁸ Energiloven § 3-4a andre ledd: *Departementet kan gi dispensasjon fra tilknytnings- og investeringsplikten for produksjon dersom tiltaket ikke er samfunnsmessig rasjonelt.*

produksjon eller nytt uttak. Vi legger til grunn at det er Statnett som vil foreta denne vurderingen for tilknytninger til sine nettanlegg til havs, og vil være ansvarlig for at ikke kapasitetsgrenser mot tilgrensende TSOer overskrides.

7 Tariffering og økonomisk regulering

Våre hovedvurderinger:

Havvindkonsesjonærer må dekke alle kostnader i eget AC-nett internt i parken og frem til tilknytningspunktet i omformerstasjonen til havs. De bør betale innmatingstariff og eventuelt anleggsbidrag for tilknytningen. Innmatingstariffer i transmisjonsnett er etter EØS-regelverk begrenset oppad med et tak, og vil trolig dekke en liten andel av kostnadene for et hybridnett. Norske myndigheter vil trolig ikke være forpliktet til å følge dette regelverket for produksjonsanlegget som befinner seg utenfor territorialfarvannet. Det er likevel hensiktsmessig å legge til grunn dette regelverket også til havs, for å sikre like konkurransevilkår.

Fastsettelse av et anleggsbidrag vil resultere i at havvindkonsesjonærer dekker en større andel av nettkostnadene. I tillegg til kostnadsfordelingshensyn vil anleggsbidrag for havvindkonsesjonærer bidra til å sikre produsenter på land og til havs møter lignende vilkår for betaling. Samtidig utgjør hybridnett en ny type nettinvestering som ikke var aktuelt da anleggsbidragsreglene under energiloven ble utformet. I tillegg til gjeldende regelverk, har vi derfor skissert to mulige andre tilnærminger for å fastsette anleggsbidrag for hybridnett. Vi konkluderer ikke med hvilken tilnærming som er best, men anbefaler at det jobbes videre med dette.

Hva som er formålstjenlig utforming av den økonomiske reguleringen av nettinntekter til havs, vil være avhengig av hvem som skal dekke kostnadene ved hybridnettet. Etter vår vurdering er det mest hensiktsmessig at kostnader og flaskehalsinntekter inngår i Statnetts samlede inntektsregulering, tilsvarende utenlandsforbindelser, og fordeles på alle nettkunder i tråd med gjeldende tarifferingsprinsipper. Statnett vil kunne sikres en rimelig avkastning på investert kapital, gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet, i tråd med gjeldende regelverk under energiloven. Flaskehalsinntekter som overstiger kostnadene ved hybridnettet, vil tilfalle forbrukskundene til havs og på land i form av lavere nettleie. Dersom flaskehalsinntektene ikke dekker kostnadene, vil nettleien for uttakskundene måtte øke, alt annet likt.

Ved en særregulering til havs vil kostnader til hybriden ikke belastes nettkundene på land. Inntektene til netteier i en slik reguleringsmodell vil være flaskehalsinntekter og tariffer fra tilknyttede kunder. Dette kan gi en uforutsigbar og ustabil inntekt, avhengig av kundegrunnlaget og utviklingen i flaskehalsinntekter. Dette gir økt risiko for både netteier og kunder til havs, spesielt forbrukskunder. Ved egen inntektsregulering til havs vil man kunne havne i situasjoner der inntektene ikke dekker kostnader eller at inntektene blir høyere enn kostnadene. I begge tilfeller må det etableres ordninger for dekking av underskudd og overføring av overskudd som er i tråd med gjeldende regelverk for bruk av flaskehalsinntekter. Det fremstår som mest hensiktsmessig at nettet til havs inngår i den eksisterende inntektsreguleringen til Statnett.

7.1 Forutsetninger for vurderinger av tariffering og økonomisk regulering

Vår vurdering er at hybridforbindelser vil bli klassifisert som transmisjonsnett, og må eies av en sertifisert TSO. I Norge er det kun Statnett som er sertifisert TSO. Vi legger derfor til grunn at Statnett vil være TSO for hybridforbindelser. Vi viser til vurderinger knyttet til dette i kapittel 2. Nettanlegg som knytter havvindproduksjon til hybridforbindelsen vil klassifiseres som kundespesifikke anlegg og eies av produsenten. Vurderinger knyttet til regulering av kundespesifikke anlegg og radielle tilknytninger er adressert i RME-rapport 11/2022 om radielle tilknytninger.

Regjeringen har for de første havvindprosjektene lagt føringer om at kostnader til havs ikke skal belastes nettkundene på land. Det er foreløpig ikke lagt føringer om dette for hybridprosjekter. Vi beskriver derfor forhold knyttet til den økonomiske reguleringen og tariffering basert på to scenarioer for fordeling av kostnader mellom hav og land:

- *Ingen særregulering til havs:* Kostnader og inntekter inngår i den samlede inntektsregulering til Statnett. Hybridforbindelsen vil da kunne behandles likt som transmisjonsnett på land og Statnetts utenlandslandsforbindelser.
- *Særregulering til havs:* Kostnader og inntekter til havs inngår i en egen inntektsregulering til havs. Hybridforbindelsen vil ikke være et underliggende nettnivå av transmisjonsnettet på land, men regnes som et sideordnet nett. Dette vil kreve en endring i ordlyden i forskrift om kontroll av nettvirksomhet⁵⁹. En slik løsning kan også relateres til eventuelle andre eierskap enn Statnett, som egen TSO til havs eller produsenteid nett (se kapittel 2).

Det kan vurderes å legge eierskapet til havnett til et heleid datterselskap av Statnett som vil kunne få en separat inntektsramme⁶⁰. En TSO kan være organisert i en konsernstruktur med datterselskaper som også eier og drifter transmisjonsnett, så lenge disse selskapene oppfyller kravet om eiermessig skille fra selskap som er involvert i produksjon eller omsetning. Adgangen til slik organisering via datterselskaper forutsettes også i forarbeidene⁶¹ til energiloven § 4-8: «Departementet legger til grunn at Statnetts eierskap til transmisjonsnett enten kan ligge direkte i statsforetaket, eller indirekte gjennom et datterselskap.»

I dag er det kun Statnett som har rollen som systemansvarlig og er sertifisert som TSO i Norge. Vi oppfatter at det ikke er EØS-rettslige hindringer for at et medlemsland kan ha flere TSOer⁶². Disse må i så fall samarbeide. Det vil derfor være mulig å sertifisere en egen TSO til havs som ikke er Statnett.

Videre i dette kapittelet vil vi først ta for oss problemstillinger knyttet til betaling for tilknytning av produksjon, og eventuelt forbruk, på hybriden, herunder anleggsbidrag, innmatingstariff for

⁵⁹ if. formuleringen «en samlet inntektsramme» for systemansvarlig i § 11-1

⁶⁰ En slik ordning vil være lik med dagens eierskap til utenlandsforbindelsen til Tyskland (NordLink). NordLink eies i dag av NordLink Norge AS, som er et heleid datterselskap av Statnett, og av DC Nordseekabel GmbH & Co. KG (eid av TenneT GmbH som er sertifisert som TSO i Tyskland i henhold til reglene om eiermessig skille) fra den tyske siden. NordLink Norge AS har i dag en separat inntektsramme.

⁶¹ Prop. 5 L (2017–2018) pkt. 5

⁶² Som eksempel, kan det nevnes at Tyskland opererer med fire TSOer.

produsenter og nettleie for forbrukskunder. Deretter ser vi på hvordan den økonomiske reguleringen av netteier bør utformes.

7.2 Regelverk og prinsipper for anleggsbidrag

7.2.1 Hvorfor ha anleggsbidrag?

Anleggsbidrag er en engangsbetaling for å bli tilknyttet strømmettet. Anleggsbidrag har to formål. Det ene er å synliggjøre kostnaden for den som ønsker nettilknytning, forsterkning eller økt kvalitet (prissignal). Det andre er å fordele kostnaden mellom kunden(e) som utløser investeringen og nettselskapets øvrige kunder (kostnadsfordeling). Kostnader som ikke dekkes av kunden(e) som utløser investeringen, dekkes av nettselskapets øvrige kunder gjennom økt nettleie.

Reglene om anleggsbidrag bidrar i tillegg til likebehandling av kunder ved at samme regler for betaling gjelder uavhengig av hvilket nettselskap som tilknytter kunden og type kunde som tilknyttes.

7.2.2 Hvordan fastsettes anleggsbidrag i transmisjonsnett etter regelverket på land?

Statnett skal fastsette anleggsbidrag for å dekke kostnadene ved nye nettinvesteringer og nettførsterkninger i transmisjonsnett når kunder (1) blir tilknyttet, (2) får økt kapasitet eller (3) får bedre kvalitet⁶³. Tilsvarende gjelder dersom kunden tilknyttes innen ti år i et anleggsbidragsfinansiert nettanlegg. Dette reduserer kundens økonomiske insentiv til å tilpasse sitt investeringstidspunkt.

Anleggsbidraget fastsettes ut fra de faktiske kostnadene for nettanleggene. For nye nettanlegg er kostnadsgrunnlaget summen av anleggskostnader og utredningskostnader.⁶⁴ Det er kun kostnader for nettanlegg som kunden skal benytte som skal inngå i anleggskostnadene.⁶⁵

Statnett skal legge fram en forsvarlig og veiledende tidsplan for nettilknytningen før det inngås avtale om anleggsbidrag.⁶⁶ Kravet om tilknytning uten ugrunnet opphold omfatter også å legge fram en slik tidsplan. Statnett skal uten ugrunnet opphold gi informasjon om estimert anleggsbidrag og inngå skriftlig avtale om anleggsbidrag direkte med kunde.⁶⁷

Kostnadsestimatet i anleggsbidragstilbudet danner grunnlaget for hva nettkunden skal betale i anleggsbidrag, og gir kunden økonomisk forutsigbarhet med tanke på nettkostnadene. Etter at nettanlegget er ferdigstilt skal anleggsbidraget etterberegnes på grunnlag av faktiske kostnader, men nettkunden skal maksimalt betale 15 prosent utover det avtalte kostnadsestimatet.

Når det er flere brukere, eller nettanlegget er dimensjonert utover minste standard i forhold til kundens bestilte kapasitet, skal anleggsbidrag beregnes som en forholdsmessig andel av

⁶³ Anleggsbidrag praktiseres på alle nettnivå i Norge. Vi beskriver her reglene for anleggsbidrag i transmisjonsnett ettersom hybridforbindelser vil være klassifisert som transmisjonsnett.

⁶⁴ Jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 16-5

⁶⁵ Jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 16-6

⁶⁶ Jf. Forskrift om nettregulering og energimarked (NEM) § 3-3.

⁶⁷ Jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 16-2.

kostnadsgrunnlaget. Med forholdsmessig andel menes at kunden ikke kan belastes for kostnader ved nettanlegg som også legger til rette for andre kunders behov for kapasitet. Den forholdsmessige andelen beregnes ved å finne det relative forholdet mellom kundens kapasitetsbehov og kapasitetsøkningen i nettanlegget. Den forholdsmessige andelen fastsettes ut fra kapasitet/effekt, fordi dette er vurdert å best reflektere kostnadsstrukturen ved utbygging av nett.

For å hensynta nyttevirksomheter for andre, skal anleggsbidrag i transmisjonsnettet reduseres med en faktor. I forskrift om kontroll av nettvirksomhet er reduksjonsfaktoren satt til 0,5. Nivået er satt for å balansere flere hensyn. På den ene siden skal kundene som utløser nettinvesteringer motta et prissignal om kostnadene ved nettinvesteringen. Dersom anleggsbidraget settes for lavt, blir prissignalet for svakt og en uforholdsmessig høy andel av nettinvesteringen må betales av kundene på land. På den andre siden må reduksjonsfaktoren være mindre enn 1 for å hensynta nyttevirksomheter for andre. Dersom anleggsbidraget settes for høyt og prissignalet blir for sterkt, svekkes investeringsinsentivene og samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter kan bli skrinlagt.

Kundens forholdsmessige andel av kostnadsgrunnlaget skal multipliseres med reduksjonsfaktoren. Det vil si at anleggsbidraget til den eller de som utløser anleggsbidrag i regional- eller transmisjonsnett maksimalt vil utgjøre 50 prosent av nettinvesteringen, og i de aller fleste tilfeller vil andelen være vesentlig mindre.

For anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnett er det inntatt en unntaksbestemmelse som kan komme til anvendelse i særskilte tilfeller. I regional- og transmisjonsnettet kan nettinvesteringene bli større og mer komplekse enn i distribusjonsnettet. For å unngå uforutsette uheldige konsekvenser i saker som ikke passer inn under hovedreglene i reguleringen av anleggsbidrag, er det derfor åpnet for at kostnadsgrunnlaget kan begrenses i særskilte tilfeller.

7.3 Hva skal havvindkonsesjonæren betale for etablering av nett til havs?

Regler for betaling for etablering av nett til havs bør vurderes ut fra de samme hensyn som er lagt til grunn på land, nemlig å ivareta riktige prissignaler, en rimelig kostnadsfordeling og nøytralitet/likebehandling av aktører.

Samtidig kan det være faktiske forhold til havs som tilsier at andre tilnærminger til å fastsette betaling for nettilknytningen er mer egnet. Vi drøfter dette i det følgende.

Prissignal. Til havs tar staten en større rolle i lokaliseringen og omfanget av ny virksomhet enn hva som er tilfelle på land. På land kan i prinsippet alle med rett til grunn, fall mv. på eget initiativ sette i gang ny kraftproduksjon, gitt at de får konsesjon. Prissignalet bidrar til at tiltakshaver tar hensyn til hele eller deler av nettkostnaden i sin lønnsomhetsvurdering av prosjektet. Formålet er å bidra til bedre utnyttelse av eksisterende nett og redusert behov for å bygge nytt nett, samtidig som det bidrar til å avdekke at tiltakshaver har betalingsvillighet for nett.

Til havs oppstår prosjekter på en annen måte. Staten åpner områder for havvind. Deretter tildeles områder med fastsatt ytelse og plassering til en aktør. Ved tildeling gjennom auksjon vil aktørene måtte prise inn alle relevante forhold, inkludert nettkostnader, i sitt tilbud.

Prissignalet er dermed med på å avdekke betalingsvillighet for etableringen og ev. behov for støtte. Prissignalet for hybridprosjektet bør også sees i forhold til prissignalene som gjelder for annen produksjon. Det kan for eksempel åpnes flere områder til havs på samme tid, og da kan et riktig prissignal bidra til at de mest lønnsomme prosjektene realiseres først. At ulike produksjonsprosjekter møter rammevilkår som er nøytrale mht. tilknytning til og betaling for nett, bidrar til at relevante nettkostnader blir synliggjort og hensyntatt i beslutninger om investering i ulike kraftproduksjonsprosjekter, sammen med inntekter og kostnader for selve kraftverket.

Nødvendige nettanlegg for tilknytning av havvind ved bruk av HVDC-forbindelser er kostbare sammenlignet med nødvendige nettanlegg for landbaserte kraftverk. Fastsettelse av anleggsbidrag for produksjon til havs bidrar til at disse nettkostnadene blir synliggjort.

Dersom statens åpning av areal for havvind betraktes som ledd i en generell tilrettelegging for fornybar energi, hvor havvindutbygging må konkurrere med andre kraftutbyggingsprosjekter, er det viktig at denne konkurransen skjer på like vilkår. Det er nødvendig for å sikre at det er prosjektene som reelt sett er gunstigst for samfunnet, som blir realisert. I en slik sammenheng er det avgjørende at relevante nettkostnader for havvind og andre produksjonsprosjekter synliggjøres og at de som investerer i kraftproduksjon må betale nettkostnadene som kan knyttes til de respektive prosjektene.

Kostnadsfordeling. Kostnader som ikke dekkes gjennom anleggsbidrag fra havvindprodusenten, må dekkes av nettselskapets øvrige kunder gjennom økt nettleie. Spørsmålet om kostnadsfordeling må vurderes i lys av om nett til havs blir regulert med en egen inntektsregulering eller inngår i den samlede inntektsregulering av Statnett, se kapittel 7.6 og 7.7 for nærmere omtale.

Likebehandling. Det er i utgangspunktet hensiktsmessig at reglene for å fastsette anleggsbidrag er nøytrale og ikke-diskriminerende mellom norske kraftprosjekter, der ellers like tilfeller behandles likt. Dette bidrar til å sikre at det er prosjektene som reelt sett er gunstigst for samfunnet som blir realisert. Dersom det er ønske om å støtte én eller flere ulike teknologier, vil da støttebeløpene lettere bli sammenlignbare, slik at det kan tas opplyste valg om hvor støtten gir størst nytte.

Samtidig kan det være relevant å se hen til hvilke rammevilkår havvind møter i andre europeiske land. Det er høy aktivitet i planlegging og bygging av havvind og havnett i mange land, og det er ikke ubegrenset med kompetanse og leveransekapasitet internasjonalt.

Dersom det er ulike regler for å fastsette betaling for tilknytning til hybrider mellom forskjellige land, vil det kunne vri investeringer i havvind til land som relativt sett har lavere tilknytningskostnader, med mindre kostnadsforskjellene fanges opp av støtteordninger.

Praksis for å fastsette og kreve betaling for tilknytning til strømmettet varierer mellom land, og kan i tillegg variere for fornybar kraftproduksjon sammenlignet med annen kraftproduksjon.⁶⁸ Seks land i Europa praktiserer unntak for eller reduserte tilknytningsavgifter for fornybar

⁶⁸ Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, ACER, januar 2023 [[lenke](#)]

kraftproduksjon. Frankrike rapporterer i tillegg om at offshore fornybar kraftproduksjon er unntatt tilknytningsavgift.⁶⁹

7.3.1 Betaling for tilknytningsledning og kundespesifikt nettanlegg

Havvindkonsesjonæren må dekke alle kostnader i eget AC-nett internt i parken og frem til tilknytningspunktet i omformerstasjonen til havs.

For radielle forbindelser eid av TSO, er det relativt enkelt å fastsette nettkostnadene som havvindkonsesjonæren skal dekke. I utgangspunktet bekoster havvindkonsesjonæren alle kostnader for det radielle nettanlegget, og er eneste bruker. Hvis det er et fåtall brukere av radialen, deles alle kostnadene på disse, jf. vurderinger i rapport 1.

7.3.2 Betaling for hybridforbindelser

Hybridforbindelser har karakteristika som det kan være relevant å ta hensyn til ved valg av tilnærming for beregning av anleggsbidrag.⁷⁰

Nettinvesteringene for en hybrid er større enn det som er nødvendig for at havvindkonsesjonæren skal få tilknytning. Videre har hybridforbindelser en annen nyttevirkning enn å betjene havvindkonsesjonæren, nemlig utveksling av kraft mellom to land. Hvordan nettkostnader fordeles mellom havvindkonsesjonæren (og ev. andre brukere tilknyttet hybridene) og TSOene kan sies å være et implisitt uttrykk for dette.

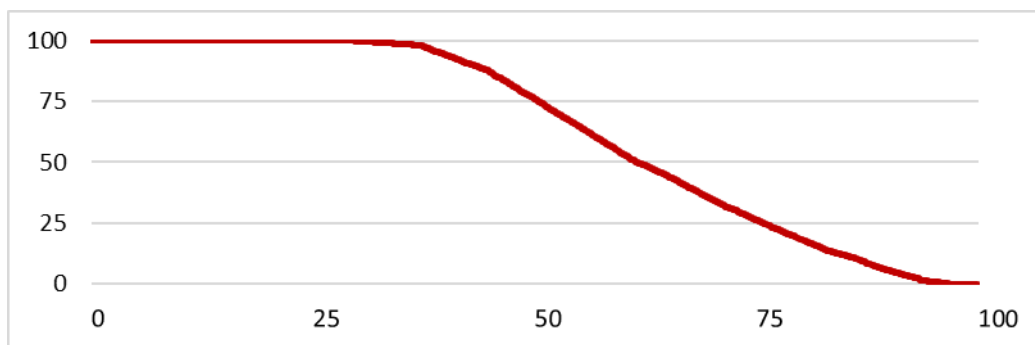
Under energiloven benyttes etterspurt kapasitet til å fordele kostnadsgrunnlaget for nettinvesteringer mellom brukerne. Reduksjonsfaktor tar hensyn til nyttevirkinger i masket nett, og fordeler kostnader mellom den eller de som utløser en investering og nettets øvrige kunder. Kostnadsfordeling basert på kapasitet innebærer for eksempel at dersom to kraftverk på henholdsvis 5 MW og 10 MW tilknyttes samme anleggsbidragsfinansierte nettanlegg, vil sistnevnte betale dobbelt så mye som førstnevnte uavhengig av kraftverkenes brukstid. Vår vurdering er at etterspurt effekt vil kunne være en egnet fordelingsnøkkel for å fordele nettkostnader mellom flere nettkunder tilknyttet en hybrid. Det virker for eksempel rimelig at en havvindkonsesjonær med 1000 MW installert ytelse betaler mer for nettilknytning enn en havvindkonsesjonær med 500 MW installert ytelse – alt annet likt.

Det kan imidlertid stilles spørsmål ved om etterspurt effekt og reduksjonsfaktor i tilstrekkelig grad gir en rimelig kostnadsfordeling mellom netteier(e) og nettkunder for en hybrid. Figur 7 viser et eksempel på en vindprofil/varighetskurve for Sørlige Nordsjø II. Arealet under kurven utgjør energiproduksjonen i havvindanlegget. Dersom installert ytelse i havvindparken tilsvarer kapasitet på overføringsforbindelsen, vil arealet over kurven ikke brukes av havvindparken, og

⁶⁹ "Onshore RES producers benefit from a reduction in connection charges. This reduction varies with the installed capacity. Offshore RES producers do not pay connection charges."

⁷⁰ Havvindprodusenten kan i tillegg til selve hybridforbindelsen også kunne ha kostnadsansvar for innenlandske nettførsterkninger. Utgangspunktet er at alle investeringer som utløses av kundens tilknytning, skal inngå i anleggsbidraget. Ved hybrider kan det også bli et spørsmål om det forventes at havvindkonsesjonæren må bidra til å dekke nettkostnader på utenlandsk side. Vi går ikke nærmere inn på dette i denne rapporten.

være tilgjengelig for kraftutveksling. Gitt en brukstid i vindkraftverket på 60 pst., vil de resterende 40 pst. av kapasiteten i hybridforbindelsen kunne benyttes til kraftutveksling. Det hører også med i bildet at havvindkonsesjonæren i utgangspunktet kun trenger ett ilandføringspunkt. Ved hybrid tilknytning får havvindkonsesjonæren økt redundans, men antakeligvis uten at denne nytten alene kan forsvare de økte nettkostnadene sammenlignet med en radial.

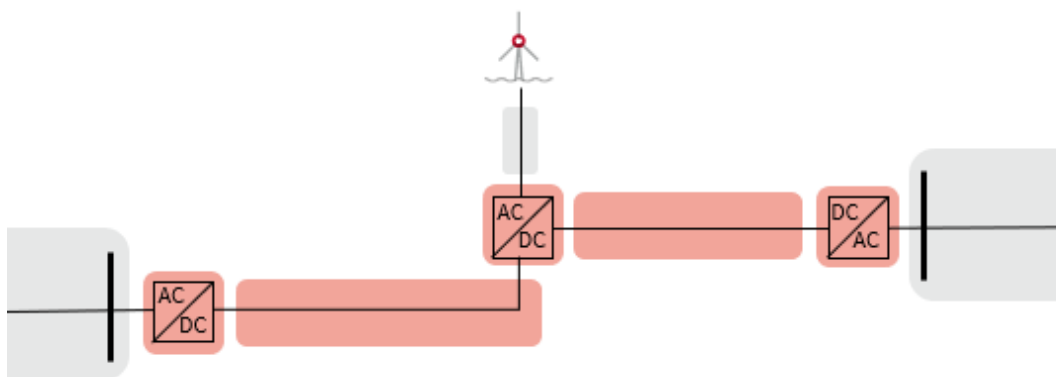


Figur 7 Eksempel på vindprofil/varighetskurve for Sørliche Nordsjø II.⁷¹ Den horisontale akse angir alle årets 8760 timer oppgitt i prosent, mens den vertikale akse angir forventet produksjon i prosent av installert ytelse i kraftverket. Verdiene er sortert fra størst til minst.

Ovenstående tilsier at det bør fastsettes anleggsbidrag, men at hele nettinvesteringen ikke kan sies å være utløst av havvindkonsesjonæren alene. I fravær av sammenlignbare nettinvesteringer på land kan det tenkes flere alternativ for å fastsette kostnadsgrunnlaget for anleggsbidraget. Under drøfter vi tre tilnærminger for kostnadsfordeling på hybrider.

7.3.2.1 Havvindkonsesjonæren betaler anleggsbidrag basert på Statnetts andel av anleggskostnadene

Denne tilnærmingen følger anleggsbidragsberegningen etter forskrift om kontroll av nettvirksomhet, som beskrevet i kapittel 7.2.2. Statnetts andel av anleggskostnadene utgjør kostnadsgrunnlaget i anleggsbidraget. Ulike eierskapsmodeller til hybridforbindelsen, vil derfor gi ulikt kostnadsgrunnlag.

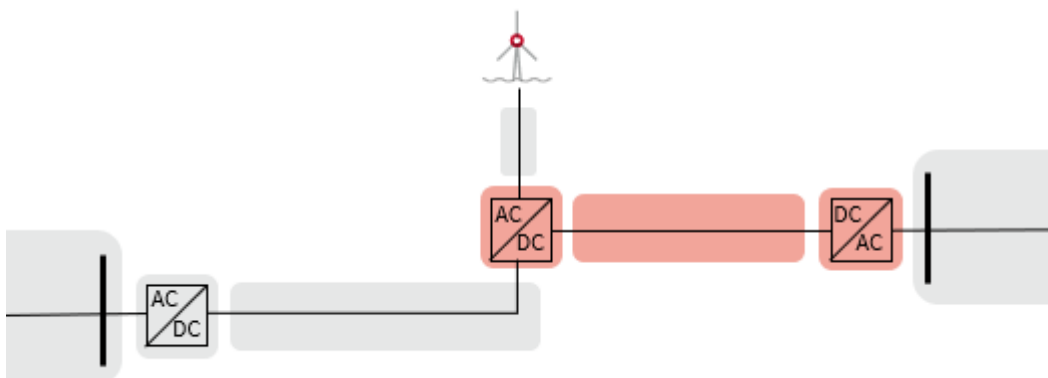


Figur 8 Illustrasjon av mulig kostnadsgrunnlag for anleggsbidrag avhengig av Statnetts eierandel

Havvindkonsesjonæren vil bare ha behov for overføringskapasitet tilsvarende installert ytelse én vei, mens en stor symmetrisk hybridforbindelse kan muliggjøre maksimal innmatet effekt begge veier. Det kan derfor argumenteres for at det kun er omformerstasjonen til havs og den

⁷¹ [Værdatasett for kraftsystemmodellene - NVE](#)

delen av hybriden som fører til Norge som er relevant nettanlegg på hybridforbindelsen i anleggsbidragssammenheng. At havvindprodusenten ikke har behov for hele hybridforbindelsen, selv om hele forbindelsen helt eller delvis er eid av Statnett kan ha betydning for fastsettelse av kostnadsgrunnlaget.

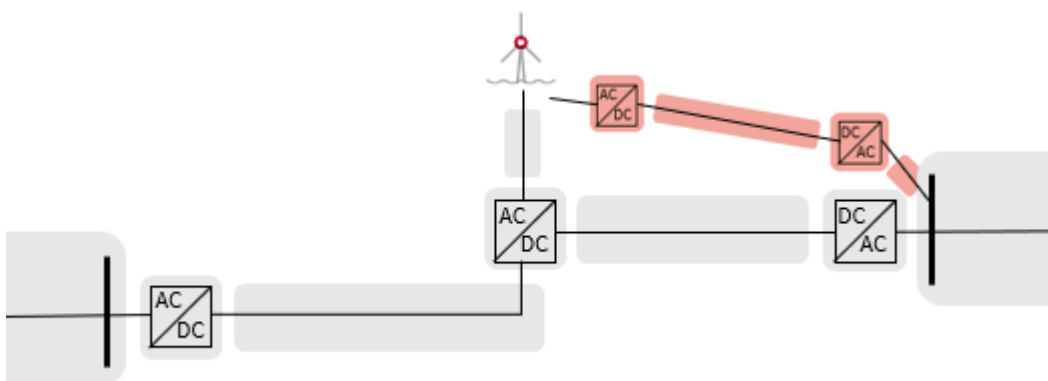


Figur 9 Illustrasjon av mulig avgrenset kostnadsgrunnlag for anleggsbidrag

Hybridforbindelser er klassifisert som transmisjonsnett, som også vil ha nyttevirksomheter for flere enn havvindkonsesjonæren. Kundens forholdsmessige andel av kostnadsgrunnlaget skal derfor multipliseres med reduksjonsfaktoren. Som drøftet over, er det flere forhold som tilsier at havvindkonsesjonærens anleggsbidrag bør være lavere enn 50 prosent.

7.3.2.2 Havvindkonsesjonæren betaler basert på enkleste tilknytningsløsning

Denne tilnærmingen tar utgangspunkt i hva som ville være enkleste måte å tilknytte havvindproduksjonen på. Tilknytning gjennom en radial vil være en rimeligere nettløsning enn tilknytning gjennom en hybridforbindelse, og tilstrekkelig for at havvindkonsesjonæren kan mate kraften inn på nettet. Det er en nasjonal beslutning at man skal bygge hybridforbindelser, og ikke noe den enkelte havvindkonsesjonær kan påvirke. Utgangspunktet for anleggsbidragsberegningen under denne tilnærmingen er derfor tilsvarende som for en radial, hvor havvindkonsesjonæren er eneste bruker og bekoster alle kostnader for det radielle nettanlegget. Hvis det er et fåtall brukere av radialen, så dekkes alle kostnadene av disse, jf. vurderinger i rapport om radielle tilknytninger⁷².



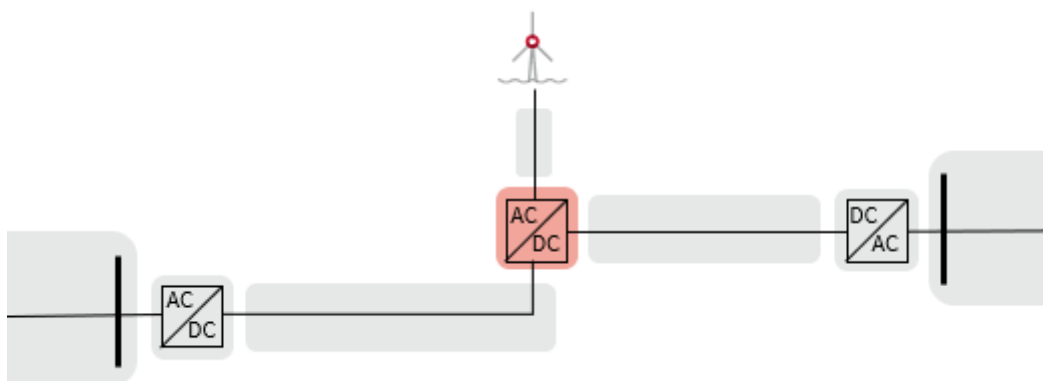
Figur 10 Illustrasjon av mulig kostnadsgrunnlag for anleggsbidrag basert på enkleste tilknytningsløsning til land.

⁷² [RME Rapport 11/2022: Regulering til havs. Del 1 Radiell tilknytning til Norge \(nve.no\)](https://nve.no/rapporter/11-2022-rme-regulering-til-havs-del-1-radiell-tilknytning-til-norge)

Selv om tilknytning med radial er en rimeligere nettløsning enn hybridløsningen, er det ikke opplagt at denne tilnærmingen gir havvindkonsesjonæren lavere anleggsbidrag. Årsaken til dette er reduksjonsfaktoren som gjør seg gjeldende ved tilknytning til hybridforbindelse, mens hensynet til nyttevirkninger for andre ikke nødvendigvis er gjeldende i en radialløsning, slik at alle kostnader dekkes av havvindkonsesjonæren eller et fåtall brukere.

En tilnærming basert på enkleste nødvendige tilknytningsløsning, som beskrevet over, avviker fra reglene under energiloven. Ifølge reglene om anleggsbidrag etter energiloven skal kostnadsgrunnlaget for anleggsbidraget beregnes basert på nettinvesteringen som faktisk bygges.

7.3.2.3 Havvindkonsesjonæren betaler merkostnaden ved å etablere stasjon/tilknytningspunkt på hybridforbindelsen



Figur 11 Illustrasjon av mulig kostnadsgrunnlag for anleggsbidrag basert på merkostnaden ved å etablere tilknytningspunkt på hybridforbindelsen

Denne tilnærmingen tar utgangspunkt i at havvindprodusenten ikke har kostnadsansvar for utenlandsforbindelsen av hybrid. Dersom man betrakter nettanlegget som en investering i en utenlandsforbindelse som er uavhengig av havvindproduksjonen, kan investeringen i sistnevnte betraktes som en tilknytning til transmisjonsnettet som utnytter ledig kapasitet i konkurranse med andre. Det kan da argumenteres for at havvindprodusenten kun bør dekke omformeranlegget til havs som utgjør merkostnaden ved å tilknytte havvindproduksjonen til utenlandsforbindelsen, slik at det blir en hybridforbindelse. Kostnadmessig utgjør omformeranlegget til havs en betydelig del av kostnadene ved hybridforbindelsen.

Reglene under energiloven åpner for at kostnadsgrunnlaget for investeringer i regional- og transmisjonsnett kan begrenses i særskilte tilfeller. Hvis man legger et tilsvarende regelverk til grunn også utenfor kontinentalsokkelen, kan en tilnærming hvor havvindkonsesjonæren betaler merkostnaden ved å etablere omformerstasjon/tilknytningspunkt på hybridforbindelsen være et tilfelle som kan falle inn under denne unntaksbestemmelsen.

7.3.3 Avveining i valg av tilnærming for anleggsbidrag

Hvilken tilnærming for fastsettelse av anleggsbidrag som samlet sett er mest hensiktsmessig avhenger av hvilke hensyn som vurderes som viktigst.

En slik type avveining er hensynet til tidlig å avklare hvilke nettkostnader tiltakshaver skal betale versus hensynet til et presist prissignal og riktig kostnadsfordeling mellom den som utløser investeringen og nettets øvrige kunder. Jo tidligere et bindende tilbud om anleggsbidrag foreligger, jo mer reduseres usikkerhet rundt nettkostnader for aktøren som skal

tilknyttes. Samtidig øker sannsynligheten for avvik mellom hva kunden betaler i anleggsbidrag og faktiske nettkostnader. Dersom netteier undervurderer nettkostnaden i tilbudet er konsekvensen at en større andel av kostnadene dekkes av nettets øvrige kunder. Dette er ikke unikt for havvind, men gjelder generelt også for tilknytninger på land. Både tilnærmingen basert på forholdsmessig andel og tilnærmingen basert på merkostnad ved omformeranlegg til havs, fastsettes begge med utgangspunkt i de faktiske anleggskostnadene. Dette øker presisjonen, samtidig som endelig nettkostnad ikke foreligger før etter anleggene er etablert.

Prosesen for utvikling av havvind skiller seg markant fra prosessen på land på særlig ett punkt ved at retten til å utvikle et havvindprosjekt på et bestemt område tildeles gjennom auksjon/konkurranse. Gitt at ytelse og plassering av kraftverket bestemmes av staten og Statnett bygger det anleggsbidragspliktige nettet, er nettkostnadene havvindkonsesjonæren skal dekke gjennom anleggsbidrag i stor grad utenfor dens kontroll. Det vil være en fordel at anleggsbidrag for tilknytning er avklart før en ev. auksjon. Uansett vil det være nødvendig å avklare hvordan avvik mellom estimert nettkostnad og den faktiske nettkostnaden som blir kjent først etter at nettanlegget er etablert skal håndteres. Dersom havvindkonsesjonæren skal dekke denne differansen, vil det øke risikoen i prosjektet og kunne gi en lavere pris i auksjonen. Alternativt kan differansen dekkes av staten (skatteseddell) eller av nettets øvrige kunder (nettleie). Under energiloven dekker tiltakshaver inntil 15 pst. kostnadsoverskridelser fra det bindende anleggsbidragstilbudet. Imidlertid er det sannsynlig at bindende tilbud om anleggsbidrag på land i de fleste tilfeller foreligger senere i prosessen enn det som vil være tilfelle dersom tilbudet skal foreligge før en auksjon.

En annen avveining er hvor administrativt krevende ordningen er å gjennomføre. Tilnærmingen med enkleste nettløsning kan være administrativt mer krevende enn det som følger av reglene under energiloven, fordi det må utarbeides kostnadsanslag for en fiktiv nettløsning. I motsetning til situasjonen på land, med et stort antall ulike tilknytningssaker på alle nettnivåer hvert år, snakker vi imidlertid her om et meget beskjedent antall hybridprosjekter. Det kan forsvare at det legges mer ressurser i å fastsette grunnlaget for anleggsbidraget i slike typer saker. Dersom det er ønskelig med en administrativt enklere tilnærming, er et annet alternativ satser basert på kroner per MW eller lignende være. Dette vil i enda større grad koble anleggsbidraget fra de faktiske nettkostnadene. Det empiriske grunnlaget for å fastsette slike satser vil være lite ettersom det vil være få sammenlignbare prosjekter å fastsette slike satser ut fra.

Etter vår vurdering er det for tidlig å konkludere med hva som er den mest hensiktsmessige tilnærmingen for å fastsette anleggsbidrag for hybrider. Vi anbefaler at det arbeides videre med prinsippene for fastsettelse av anleggsbidrag for hybrider.

7.4 Hva skal havvindkonsesjonæren betale i nettleie for bruk av nettet?

7.4.1 Regler for nettleie under energiloven

Viktige mål med utformingen av nettleien er blant annet å gi brukerne signaler om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet, gi netteier kostnadsdekning og å sikre en rimelig kostnadsfordeling mellom brukerne. Prinsippene for utforming av tariffene for dagens kraftsystem på land fremgår av kontrollforskriften § 13-1. Gjennom utformingen av nettleien

fordeles kostnadene mellom ulike kundetyper (eksempelvis produsenter og forskjellige typer uttakskunder) og mellom nettnivåer.

Uttakskunder betaler etter gjeldende regelverk under energiloven såkalte punktтарiffer for bruk av nettet. Det innebærer at størrelsen på tariffen er avhengig av tilknytningspunktet. Etter punktтарiffsystemet skal nettleien den enkelte uttakskunde betaler, bidra til å dekke kostnader som oppstår i det nettnivået kunden er tilknyttet, samt kostnader til overliggende nett. Her er det imidlertid en forskjell mellom tarifferingen av uttakskunder og produsenter. For produksjon er innmatingstariffen gjennomgående, og produsenter betaler samme fastledd for innmating uavhengig av hvilket nettnivå de er tilknyttet. En produsents nettleie består også av et marginaltapsbasert energiledd som er positivt eller negativt avhengig av om innmatingen belaster eller avlaster nettet i det aktuelle punktet.

ITC-forordningen⁷³ er gjennomført i norsk rett gjennom forskrift om elektrisk kraft over landegrensene og gjelder som forskrift i Norge,⁷⁴ med de tilpasninger som følger av vedlegg IV i EØS-avtalen. ITC-forordningen angir et øvre tak for produsentenes fastledd for innmating i transmisjonsnett. Dette er beskrevet i forordningens vedlegg B som omhandler en felles tilnærming til innmatingstariffer i transmisjonsnett. Hensikten med å sette et øvre tak for tariffen for kraftproduksjon er å hindre at kraftprodusenter i ulike land får ulike konkurranseforhold. I Norge er fastledd for innmating 1,2 EUR/MWh. I tillegg har Statnett fastsatt et påslag for systemdriftskostnader som per 2023 er 0,15 øre/kWh.

I tillegg til innmatingstariff kan produsenter under visse forutsetninger betale tariff for produksjonsrelaterte nettanlegg. Kostnader ved produksjonsrelaterte nettanlegg dekkes av produsenten og skal ikke inngå i tariffgrunnlaget for uttak. Med produksjonsrelaterte nettanlegg forstås ledninger og andre nettanlegg der hovedfunksjonen er overføring av kraft fra tilknyttet produksjonsanlegg til nærmeste utvekslingspunkt i nettet. På grunn av øvre tak for innmatingstariff i transmisjonsnett er det imidlertid ikke anledning til å ta tariff for produksjonsrelaterte nettanlegg i transmisjonsnett.

7.4.2 Nettleie for bruk av hybridforbindelser

Nettkunder tilknyttet en hybridforbindelse vil være tilknyttet AC-siden av en HVDC-omformer. Dersom, slik vi har forutsatt i kapittel 2.2, en hybridforbindelse vil defineres som transmisjonsnett, vil det ha betydning for tarifferingen. Hvorvidt selve HVDC-omformer til havs også vil klassifiseres som transmisjonsnett må vurderes konkret. Det vil kunne ha betydning for tarifferingen av dette nettanlegget.

Hvis vi legger til grunn at EØS-retten gjelder for havvindprodusenten, vil produsentens innmatingstariff være begrenset til det som fremgår av ITC-forordningen dersom det er transmisjonsnett, jf. beskrivelse over. Etter vår vurdering er det imidlertid holdepunkter for at ITC-forordningens regler om innmatingstariffer for produsenter ikke får anvendelse der produsentene til havs har hele sin virksomhet utenfor territorialfarvannet, og følgelig utenfor grensen for EØS-avtalens geografiske virkeområde.

⁷³ Jf. Kommissjonsforordning (EU) nr. 838/2010 av 23. september 2010 om fastsettelse av retningslinjer for kompensasjonsordningen mellom operatører av transmisjonsnett og en felles fremgangsmåte for fastsettelse av transmisjonsavgifter (ITC-forordning)

⁷⁴ Se forskrift om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene §

Netteier vil trolig ha frihet til å fastsette både størrelsen og utforming av nettleien for uttakskunder utenfor territorialfarvannet. Dersom det er et øvre tak på innmatingstariff fra produsenter og variable flaskehalsinntekter kan dermed nettleien for uttakskunder bli uforutsigbar og varierende.

Hvordan eierskapet er innrettet kan ha betydning for hvem som mottar tariffinntektene fra havvindkonsesjonæren. Utgangspunktet er at tariffinntektene tilfaller netteier i tilknytningspunktet. Dersom nettanlegget havvindkonsesjonæren er tilknyttet i sin helhet er eid av Statnett, vil Statnett motta tariffinntektene.

Målet om at tariffene skal gi signal om effektiv utnyttelse og utvikling av nett bør gjelde også til havs. Det er viktig å unngå at tariffene virker vridende, slik at investeringer i produksjon eller uttak til havs blir uforholdsmessig gunstig eller ugunstig sammenlignet med tilsvarende virksomhet på land.

7.5 Regulering av inntekter til nettvirksomheten

Alle ordinære konsesjonærer med nettvirksomhet i Norge har regulerte inntekter etter prinsippene fastsatt i § 4-5 i NEM: *Inntekten skal over tid dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.* Disse prinsippene bør også gjelde for regulering av inntekter ved netttjenester til havs, så langt det passer.

Den økonomiske reguleringen av nettvirksomhet på land, inkludert Statnett, er fastsatt i forskrift om kontroll av nettvirksomhet.⁷⁵ Forskriften gir krav om rapportering av økonomiske og tekniske data, rammeverket for reguleringen av nettvirksomhetens inntekter og prinsipper for fastsettelse av tariffer. Det er RME som har forskriftskompetanse for regulering av nettvirksomhetens inntekter og fastsetter årlig tillatte inntekter for nettselskapene.

Den økonomiske reguleringen på land skal etter NEM § 4-5 sikre at netteier oppnår en minimumsavkastning, men den oppnådde avkastningen skal ikke være urimelig høy. Dette skal bidra til å sikre tilstrekkelig investeringsinsentiver og samtidig gi et sikkerhetsnett for at netteier ikke går konkurs. Muligheten til å oppnå en høyere avkastning skal gi netteier insentiver til å redusere kostnadene sine og drive effektivt, mot en høyere avkastning. Likevel skal ikke den tillatte avkastningen bli for høy siden dette er monopolinntekter.

Et gjennomsnittlig effektivt nettselskap på land får over tid avkastning på nettinvesteringene sine tilsvarende den regulerte referanserenten etter § 8-3 i forskrift om kontroll av nettvirksomhet. Referanserenten er lik for alle nettselskap med inntektsramme og skal reflektere avkastningskravet for nettvirksomhet. Hvilken avkastning som anses som en rimelig avkastning for det enkelte nettselskapet vil derimot avhenge av hvor effektivt nettselskapet investerer, drifter og utvikler nettet sitt. RME gjennomfører effektivitetsanalyser av alle nettselskapene årlig der resultatet fra disse analysene påvirker avkastningsmulighetene for det enkelte selskap. Avkastningen kan av ulike årsaker variere på årlig basis, men reguleringen skal over tid gi en rimelig avkastning.

Dette er prinsipper som bør overføres til havs. Man bør sikte på å utforme en økonomisk regulering som bidrar til en kostnadseffektiv utvikling og drift av nettet. Hvorvidt netteier til

⁷⁵ Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer, FOR-1999-03-11-302 (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet)

havs får dekket rimelige kostnader vil kunne avhenge av om netteier har mulighet til å dekke inn kostnadene gjennom tariffinntekter og flaskehalsinntekter, ref modell for særregulering til havs. Dersom kostnader til havs inngår i samlet inntektsregulering for Statnett, vil Statnett og kundene kunne sikres tilsvarende rammevilkår som i reguleringen på land. Hvis det derimot er en særregulering av inntektene til havs, vil det kunne gi endrede betingelser for både netteier og kundene til havs, avhengig av eventuell støttemodell.

7.5.1 Krav om rapportering av økonomiske og tekniske data i eRapp

Det må sikres krav om rapportering av økonomiske og tekniske data slik at reguleringsmyndigheten har informasjon til å følge opp den økonomiske reguleringen av nettvirksomheten. Disse brukes til å påse at eventuelle inntekter netteier henter inn fra andre er kostnadsbaserte og basert på objektive og ikke-diskriminerende vilkår. I tillegg til de økonomiske tallene, kan tekniske data blant annet brukes i vurderingen av kostnadseffektivitet for nettvirksomheten.

Krav om rapportering av økonomiske og tekniske data for hybridforbindelser vil følge av omsetningskonsesjon til Statnett. Hybridforbindelser vil klassifiseres som transmisjonsnett og rapporteres under dette virksomhetsområdet i eRapp⁷⁶. For å kunne følge kostnadene og inntektene for havnett spesielt, bør det kreves at Statnett spesifiserer slike kostnader i et vedlegg til eRapp, tilsvarende rapportering av utenlandsforbindelser.⁷⁷

Ved en særregulering av inntektene til havs, bør det vurderes å pålegge at Statnett oppretter et datterselskap for nettvirksomheten til havs med egen omsetningskonsesjon og krav om rapportering i eRapp.

7.5.2 Kostnadsgrunnlag

Hybridforbindelser vil ha følgende kostnader som kan dekkes inn gjennom relevante inntektskilder:

- Ny- og reinvesteringer i driftsmidler som er nødvendig for virksomheten, herunder nettanlegg
- Drift- og vedlikehold
- Nettap
- Betaling for tilknytning til land

Når det skal fastsettes et kostnadsgrunnlag må det gjøres en vurdering av levetid og avskrivning for investeringene og bestemmes hva som er et rimelig nivå for den regulerte avkastningsrenten, eller referanserenten. Statnett har i dag samme referanserente på mellomlandsforbindelser, som for transmisjonsnett på land. Denne gjelder også for all nettvirksomhet i Norge, uavhengig av eierskap og nettnivå. Vurdering av risikoelementer i referanserenta tar utgangspunkt i at dette er nettvirksomhet med rimelig sikker inntekt. Dersom man har en særregulering til havs, vil risikoen kunne være høyere enn uten

⁷⁶ eRapp - Applikasjon for å for digital innsending av Økonomisk og teknisk rapportering til RME

⁷⁷ eRapp Vedlegg S

særregulering, og det må i slike tilfeller vurderes nærmere hva som vil være en rimelig avkastning.

7.5.3 Inntektskilder

Inntekter til eier av hybridforbindelser begrenser seg til nettleie fra tilknyttede kunder og flaskehalsinntektene på forbindelsen.

Dersom EØS-retten vil gjelde for havvindprodusenter som er knyttet til en hybridforbindelse, vil de plikte å betale innmatingstariff til netteier, men denne vil være begrenset av tariffregelverket jf. kapittel 7.4. Videre vil netteier motta flaskehalsinntektene. Størrelsen på flaskehalsinntektene vil variere mellom år og kunne føre til en overdekning eller underdekning av de årlige nettkostnadene. Bruken av disse reguleres i dag av grensehandelsforordningen,⁷⁸ som er innlemmet i EØS-avtalen og gjennomført i norsk rett. Bestemmelsen setter rammer for hvordan flaskehalsinntekter kan benyttes. Vi vurderer i kapittel 2 at en hybridforbindelse antakelig faller innunder grensehandelsforordningens definisjon av en «overføringslinje», og etter vår oppfatning vil dermed grensehandelsforordningen artikkel 16 nr. 6 om bruk av flaskehalsinntekter som oppstår på utenlandsforbindelsene gjelde for denne delen av et hybridprosjekt.

Dersom det tilknyttes forbruk, vil nettleien avhenge av hvordan inntektene reguleres til havs. Om disse inngår i Statnetts samlede inntektsramme eller om nettleien utformes på bakgrunn av en egen inntektsramme til havs, vil få betydning for forbrukskunder.

7.6 Ingen særregulering av hybridforbindelser

Denne modellen innebærer at regelverket knyttet til økonomisk regulering på land i hovedsak også gjelder til havs. Nett til havs vil inngå i Statnetts inntektsregulering på samme måte som nett på land. Dette vil bety at alle kostnader til havs, bortsett fra det som er dekket gjennom anleggsbidrag, inngår i det samlede kostnadsgrunnlaget til Statnett og tariffgrunnlaget for transmisjonsnett. Tilsvarende vil flaskehalsinntektene på hybridforbindelsen inngå i reguleringen av de samlede flaskehalsinntektene til Statnett, og brukes etter gjeldende prinsipper. I dag brukes disse til å dekke relevante kostnader, blant annet kostnader knyttet til investeringer og drift av mellomlandsforbindelser.

Denne modellen sikrer at Statnett til havs får dekket kostnader og en rimelig avkastning for nett til havs gjennom tariffgrunnlaget i transmisjonsnett. I dagens regulering legges det til grunn samme referanserente for avkastning på mellomlandsforbindelsene, som for Statnetts øvrige transmisjonsnett på land. Vi har ikke gjort noen vurderinger av om det er knyttet annen risiko til hybridprosjekter som kan få betydning for nivået på referanserenten som skal benyttes.

Denne modellen vil redusere risikoen for kunder som knytter seg til forbindelsen. Siden kostnadene til havs blir en del av det samlede tariffgrunnlaget i transmisjonsnettet, vil det bidra til et mer stabilt tariffgrunnlag, herunder mer forutsigbare og stabile tariffer for nettkundene til havs, basert på fastsatte tariffingsprinsipper.

⁷⁸ Beskrivelsen av reglene for bruk av flaskehalsinntektene gjennomgått i kapittel 5.3 knytter seg til den reviderte elektrisitetsforordningen, men prinsippene er i hovedsak lik prinsippene i grensehandelsforordningen Art 16.

Netteier kan etter regelverket under energiloven differensiere tariffene for forbruk basert på relevante nettforhold, forutsatt at kriteriene de benytter er objektive og kontrollerbare. Det er netteier som fastsetter tariffene, og dermed netteier som vurderer om de vil opprette egen kundegruppe for tariff til havs. Vi ser imidlertid ikke noen opplagt grunn til at tariffene til havs skal være forskjellige fra tariffene på land.

Hvorvidt investering og drift av hybrider gir en netto økning eller reduksjon i tariffene på land over hybridforbindelsens levetid, vil avhenge av om summen av tariffinntekter og flaskehalsinntekter er lavere eller høyere enn kostnadene. Nettkundene på land eksponeres for en risiko knyttet til hybridinvesteringene, og Statnett har en risikoavlastning som følge av at investeringen dekkes gjennom tariff dersom flaskehalsinntektene ikke blir tilstrekkelig høye.

I den økonomiske reguleringen av Statnett har RME innført en effektivitetsmodell der Statnett gis insentiver til å redusere kostnadene sine. Insentivet gis ved at de oppnår en høyere avkastning dersom de reduserer kostnadene sine. I modellen sammenlignes Statnetts kostnadsnivå med deres historiske kostnadsnivå. Kostnadsnivået justeres for utvikling i oppgavenivået, slik at beregningen tar hensyn til at kostnadene øker som følge av økt oppgavemengde. Utenlandsforbindelsene er i dag inkludert i denne analysen. Oppgaven til Statnett beskrives av normkostnader for bygging og drift av nettkomponenter, inkludert HVDC sjøkabler. Disse normkostnadene er utviklet gjennom en europeisk studie som sammenligner effektiviteten til TSOer i mange land i Europa. Etter hvert som mer havnett bygges ut vil vi anta at datagrunnlaget kan bli enda bedre og kunne brukes i sammenlignende analyser av effektiviteten til hybrider og havnett.

Vi legger til grunn at Statnetts transmisjonsnett til havs kan inngå i den gjeldende effektivitetsanalysen for Statnett og at det vil bidra til at Statnett bygger, drifter og utvikler hybridforbindelser på en effektiv måte.

Statnett er i dag ansvarlig konsesjonær for KILE (kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi) dersom det oppstår en feil i deres nett som fører til utfall for sluttkunder. Denne mekanismen gir økonomiske insentiver til å drifte og vedlikeholde nettet på en samfunnsmessig rasjonell måte, og som bidrar til at man reduserer antall strømavbrudd for nettkunder og varigheten ved avbrudd. Denne mekanismen gjelder imidlertid ikke for utfall som fører til at produsenter ikke får matet inn på nettet. Dersom det tilknyttes forbruk til hybriden, bør det vurderes å innføre insentiver for forsyningssikkerhet til kunden. Det må i så fall vurderes hvilke avbruddskostnader Statnett bør møte til havs. Se kapittel 9.2 om leveringskvalitet for nærmere beskrivelse.

7.7 Særregulering av hybridforbindelser

En slik modell kjennetegnes ved at man har en egen inntektsregulering for nettet til hybridprosjektet. Ved særregulering av nettet vil man kunne få ytterligere transparens rundt inntekter og kostnader til havs, gjennom oppføring av et eget datterselskap for virksomhet til havnettet.

Det er flere momenter ved en særregulering til havs som må vurderes nærmere dersom dette blir aktuelt. Når det gjelder kostnader, vil det for eksempel kreve at Statnett klarer å skille ut systemdriftskostnadene som skal henføres til havs. Videre vil hybridforbindelsen påvirke kraftsystemet på land, noe som vil få utslag i endrede markedspriser, nettap, flaskehalsinntekter på andre utenlandsforbindelser etc. Dette gjelder uavhengig av

særregulering til havs, men er verdt å tenke på når man skal skille mellom kostnader til havs og på land. Vanligvis deles kostnader knyttet til utenlandsforbindelser 50/50 mellom TSOene i hvert land, og tilsvarende deles også flaskehalsinntektene 50/50. I dette hybridscenarioet vil eierskapet være delt mellom «Statnett Hav» og TSO i utlandet. Hvordan eierskapet vil fordeles i de ulike hybridprosjektene kan variere. Hvorvidt fordelingen av flaskehalsinntektene skal følge eierskap må vurderes, og det må sørges for at dette er i tråd med gjeldende metode for fordeling av flaskehalsinntekter.

Prinsippene i NEM § 4-5 om at nettkonsesjonær bør sikres en minimumsavkastning, bør også legges til grunn i reguleringen av havnettet. I tillegg må det sikres at nettkonsesjonær ikke oppnår en for høy avkastning. En økonomisk regulering med en egen inntektsramme til havs, bør sikre at Statnett oppnår en rimelig avkastning over tid også til havs. Hva som ansees som rimelig, kan imidlertid være ulikt det som er rimelig for Statnett på land. Mens Statnett kan hente inn sin tillatte inntekt fra alle nettkunder på land, vil nettvirksomhet til havs ikke ha samme sikkerhet og fleksibilitet i inntektskilder. Dersom det kun er produsenter knyttet til hybridforbindelsen vil inntektene til netteier kunne være begrenset av regelverket om innmatingstariff for produsenter. Den andre inntektskilden vil være flaskehalsinntektene, som vil være uforutsigbare og ustabile.

Denne modellen vil kunne gi betydelig risiko for kunder som knytter seg til forbindelsen, spesielt uttakskunder gitt at innmatingstariffer for produsenter er begrenset som følge av ITC-forordningen. Tariffene vil være avhengig av hvorvidt flaskehalsinntektene dekker kostnadene til nettet. Dersom flaskehalsinntektene er høye, vil det kunne gi en forbrukstariff mot null, mens er de lave, vil det kunne gi svært høye forbrukstariffer. Det må i en slik modell derfor vurderes om forbrukstariffen bør reguleres på en måte som sikrer forutsigbarhet for forbruk til havs.

For å sikre at Statnett i en slik modell oppnår en rimelig avkastning på hybridforbindelsen over tid, vil det være nødvendig å etablere mekanismer for hva som skjer dersom de faktiske inntektene blir lavere eller høyere enn tillatt inntekt over tid. For å sikre at netteier ikke mottar en avkastning som er høyere enn hva som ansees som rimelig, bør det fastsettes en maksimumsavkastning for hvor høye inntekter netteier tillates. Etter gjeldende regelverk for bruk av flaskehalsinntekter, bør overskytende flaskehalsinntekter overføres til Statnett på land og brukes i tråd med regelverket.

Dersom flaskehalsinntektene på hybridforbindelsene blir lave, vil de faktiske inntektene kunne bli lavere enn tillatt inntekt og kostnadene til netteier. Det må bestemmes hvilken minimumsavkastning Statnett skal sikres til havs og det må etableres en løsning for hvordan et slikt underskudd skal dekkes.

Insentivene til kostnadseffektivitet kan innføres ved ulike modeller. Insentivene vil avhenge av risikoen til havnetteier.

1. Tillatte inntekter kan reguleres tilsvarende som på land gjennom en inntektsramme der det også gjøres en vurdering av kostnadseffektivitet. Modeller for effektivitetsanalyser kan utvikles på samme måte som på land, der man sammenligner kostnadsnivået med tilsvarende investeringer i andre europeiske land eller med Statnett på land. Det er ikke nødvendigvis en enkel vurdering, men det bør være gjennomførbart. Inntekter over eller under det som er tillatt overføres/dekkes inn av nettkunder på land, over statsbudsjettet el.

2. Man kan innføre en «cap and floor»-modell, tilsvarende som den britiske regulering. Denne modellen kan gi større risiko for havnetteier enn forrige modell, dersom inntektsgulvet er lavere enn inntektsrammen. I begge modellene må det gjøres en nærmere vurdering av hvilken avkastning netteier skal sikres. «Cap and floor»-modellen kjennetegnes ved at netteier gis insentiver til å maksimere inntekten for å nå inntektstaket. Det gir derfor netteier insentiv til å opprettholde god kapasitet på forbindelsen og minimere kostnadene. Det må sees nærmere på innretning av en slik modell, for at insentivene skal bli mest mulig hensiktsmessige.

En særregulering til havs vil innebære flere kompliserende forhold som nevnt over. Hybridforbindelser vil være en del av det samlede transmisjonsnett og kraftsystemet på land, og vi mener kostnader og inntekter på hybrider derfor bør integreres i den samlede innteksreguleringen for transmisjonsnett.

8 Om støtte til bedriftsøkonomisk ulønnsom havvindproduksjon

Våre hovedvurderinger:

Et hybridprosjekt kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre uten at det er bedriftsøkonomisk lønnsomt for havvindprodusentene. For å gjennomføre hybridprosjektet vil det da kunne bli nødvendig å innføre støtteordninger for havvindprodusentene.

Eventuelle støtteordninger til havvindprodusenter bør være direkte og transparente, og ikke gis gjennom tilpasninger i reguleringen. Hovedbegrunnelsen for å i størst mulig grad ha samme regler til havs som på land handler i stor grad om transparens, og å lage ordninger som sørger for at det reelle støttebehovet fra staten til utbygger, ev. betaling fra utbygger til staten, avsløres i auksjonen for tildeling av områder. Kun på denne måten vil man på en transparent måte kunne sammenlikne ulike prosjekter til havs, og mellom prosjekter til havs og på land.

EU-kommisjonen fremmet 14. mars 2023 forslag om at dersom medlemslandene skal innføre støtteordninger for investeringer i ny fornybar energi med lave marginalkostnader, dvs. blant annet for havvind, så skal det være i form av tosidige differansekontrakter. Det er på nåværende tidspunkt uklart om forslaget blir vedtatt i EU, og hvordan norske myndigheter i så fall vil stille seg til forslaget ved utforming av regelverket for nett til havs.

8.1 Om lønnsomhet i hybride nett og produksjon

Investeringer i havvind er avhengig av at det også investeres i nett til havs. Investeringer i nett til havs er imidlertid ikke avhengig av at det også investeres i havvind. En mellomlandsforbindelse vil generere inntekter selv uten at det tilknyttes kraftproduksjon til havs. Det kan likevel være at det ikke er ønskelig å investere i en mellomlandsforbindelse med mindre det også investeres i en havvindpark. Slik sett kan man se på dette som to gjensidig avhengige investeringsprosjekter.

Et slikt hybridprosjekt kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre uten at det er bedriftsøkonomisk lønnsomt for begge parter. For norske hybrider er det grunn til å tro at nettinvesteringen kan bli lønnsom på grunn av tilstrekkelige flaskehalsinntekter, mens havvindinvesteringen ikke blir det på grunn av høye kostnader og for lave markedsinntekter. I så fall må havvindprodusenten tilføres penger for at hybridprosjektet skal gjennomføres.

Havvindprodusenten kan tilføres penger enten ved direkte støtteordninger som statlige differansekontrakter, investeringstilskudd o.l., eller gjennom indirekte støtte ved at inntekter/kostnader omfordes fra/til hybridnettet.

8.2 Om omfordeling av inntekter fra hybridnett til havvind

Alt som øker havvindprodusentens inntekter eller reduserer dens kostnader vil øke lønnsomheten eller redusere støttebehovet. Hvis vi ser bort fra at kraftsektoren er underlagt omfattende reguleringer, ville begge investorene sett seg tjent med å forhandle frem en avtale om fordeling av inntekter og kostnader som hadde gitt begge parter interesse av å realisere investeringene.

For havvind og hybridnett er det, av gode grunner, ikke mulig for partene å opptre som nevnt over. Overføring av inntekter eller kostnader mellom hybridnettet og havvindprodusentene vil ikke være tillatt, med mindre dette fremgår eksplisitt av regelverket.

Økte inntekter for havvindproduksjon kan oppnås dersom havvind får høyere pris for produksjonen ved integrering i et budområde på land i stedet for opprettelse av et eget budområde til havs, eller ved at havvindprodusenten får hele eller deler av flaskehalsinntektene på hybridforbindelsen.

Lite treffsikkert, dyrt og juridisk utfordrende å integrere havvind i et budområde på land

Etter RMEs vurdering vil det å innlemme havvindparken i et eksisterende budområde på land, være et lite treffsikkert virkemiddel for å fordele inntekter og kostnader mellom havvindkonsesjonær og netteier slik at både investering i havvindproduksjon og hybridnett blir bedriftsøkonomisk lønnsomt for alle involverte parter.

En slik løsning kan også innebære vesentlige kostnader i form av mindre effektiv disponering av produksjonsressurser og overføringskapasitet, jf. drøfting i kapittel 4. I tillegg vil flaskehalsinntektene reduseres. Begge disse forholdene vil føre til høyere nettleie.

Driftsutfordringene knyttet til innlemming i et eksisterende budområde på land kan være betydelige, og vil tilta desto større mengder havvindproduksjon det er aktuelt å knytte til hybridforbindelser.

Dersom en ønsker å omfordele inntekter fra TSOene til havvindprodusentene ved å kreve at produksjonen integreres i et budområde på land i Norge, vil det også være utfordrende av hensyn til gjeldende EØS-rettslig regelverk. Vi viser til vurderingen i kapittel 4.5.3 om plikten til å stille størst mulig kapasitet på overføringsforbindelsene tilgjengelig for markedet og å håndtere strukturelle flaskehalser med budområder.

Flaskehalsinntekter kan ikke overføres til havvindprodusenten med mindre EØS-regelverket tillater det

Flaskehalsinntekter skal etter grensehandelsforordningen tilfalle TSOene og anvendes til nærmere bestemte formål. Støtte til havvindproduksjon er ikke et av disse formålene. Foreløpig er det ikke vedtatt endringer i regelverket som gjør det mulig å overføre flaskehalsinntekter, jf. omtalen i kapittel 5.

Som omtalt i kapittel 5 foreslo EU-kommisjonens 14. mars 2023 innføring av Transmission Access Guarantee» (TAG) for produksjon tilknyttet havnettet. Dette innebærer ikke en omfordeling av flaskehalsinntekter fra TSOer til produsenter med formål å sikre bedriftsøkonomisk lønnsomhet for havvindprodusenter. Isteden innebærer TAG en kompensasjon fra TSO til havvindprodusenter dersom overføringskapasiteten på hybriden

reduseres i et slikt omfang at produksjonen fra havvind ikke kan omsettes i markedet. Sompekt på i EU-kommisjonens supplerende arbeidsdokument, som ble publisert sammen med forslaget, har den foreslåtte ordningen likhetstrekk med gjeldende krav i den reviderte elektrisitetsforordningen (EU 2019/943) artikkel 19 nr. 2 bokstav a, om at flaskehalsinntekter skal benyttes til å garantere tilgjengeligheten av den allokerede overføringskapasiteten. Hvorvidt ordningen vedtas i EU slik den er forslått av EU-kommisjonen, er per i dag er uavklart.

Egne regler for anleggsbidrag og tariffer til havs kan være konkurransevridende

Som omtalt i kapittel 2.1 har trolig Norge frihet til å fastsette egne regler for tariffer og anleggsbidrag for havvindprodusenter som knytter seg til utenfor territorialfarvannet. Helt eller delvis redusert anleggsbidrag eller tariff vil redusere produsentens kostnader og dermed øke lønnsomheten og/eller redusere behovet for direkte støtte.

Vi mener likevel at det er hensiktsmessig at havvindprodusenter betaler samme innmatingstariff som produsenter på land, av konkurransemessige hensyn.

Selv om det er et viktig mål å realisere ett eller flere konkrete havvindprosjekter, og gitt at realisering krever økonomisk støtte fra samfunnet, er det likevel viktig at relevante nettkostnader blir synliggjort. Etter vår vurdering bør det derfor beregnes anleggsbidrag.

Selv om man trolig kan utforme anleggsbidragsreglene til havs slik at havvindprodusentene helt eller delvis slipper å betale dette, mener vi at det er mest hensiktsmessig at reglene utformes etter de samme prinsippene som til lands. Det vil likevel være noe handlingsrom til å bestemme hvor stor del av hybridnettet det skal betales anleggsbidrag for.

8.3 Direkte støtteordninger er mest transparente og er å foretrekke

Hovedbegrunnelsen for å i størst mulig grad ha samme regler til havs som på land handler i stor grad om transparens, og å lage en ordning som sørger for at det reelle støttebehovet fra staten til utbygger, ev. betaling fra utbygger til staten avsløres i auksjonen for tildeling av områder. På denne måten vil man på en transparent måte kunne sammenlikne ulike prosjekter til havs, og mellom prosjekter til havs og på land.

Siden ulike prosjekter, både til havs og til lands, står overfor ulike kostnader ved tilknytning, mener vi det er mest hensiktsmessig og transparent at utbyggerne møter de reelle kostnadene. Da sikrer man at prosjektene med lavest total kostnad realiseres først. Dersom prosjektet ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomt, men staten likevel mener at det bør realiseres, vil det være nødvendig med direkte støtte. Hvis havvindprosjektene utlyses som en auksjon, vil anleggsbidragets størrelse avspeile seg i budene til aktørene. Dette vil bidra til at all støtte blir sammenlignbar på tvers av prosjekter.

Fornybardirektivet fra 2018⁷⁹ inneholder bestemmelser om støtteordninger for fornybar energi. Av artikkel 4 fremgår det at støtte skal tildeles på en åpen, transparent, konkurransemessig, ikke-diskriminerende og kostnadseffektiv måte. Videre heter det at man ved utforming av støtteordninger skal unngå unødvendige forstyrrelser av kraftmarkedet, og at de skal sikre at

⁷⁹ DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources

kraftprodusenter responderer på markedssignaler. Dette direktivet er per nå ikke implementert i norsk rett.

EU-kommisjonen fremmet 14. mars 2023 forslag til endringer i den reviderte elektrisitetsforordningen (EU 2019/943) om å ta inn bestemmelser om støtteordninger. Forslaget innebærer at dersom medlemslandene skal innføre støtteordninger for investeringer i ny fornybar energi med lave marginalkostnader, dvs. blant annet for havvind, så skal det være i form av tosidige differansekontrakter. Disse skal utformes både med formål å gi investorene en inntektsgaranti, men også fastsette en øvre grense for deres markedsinntekter. Formålet med forslaget er todelt. For det første vil en slik ordning gi investorene forutsigbarhet knyttet til prisnivå og inntekter. For det andre vil det sørge for at dersom kraftprisene overstiger det øvre nivået i differansekontraktene, så vil overskuddet tilfalle medlemslandene som utstedte differansekontrakten. Overskuddet skal deretter benyttes til å redusere strømkostnadene for sluttbrukerne i perioder med høye kraftpriser. Om dette forslaget skulle bli vedtatt, må Norge formelt beslutte å implementere dette regelverket i norsk rett før det blir bindende her til lands.

Selv om verken fornybardirektivet fra 2018 eller den reviderte elektrisitetsforordningen er implementert i norsk rett, bør man se hen til dette regelverket når man utformer støttereimer til havs. Dette kan være viktig hvis man ønsker å unngå at kommer i konflikt med regelverk som man på et senere tidspunkt ønsker å implementere i Norge.

9 Andre relevante forhold

9.1 Relevante forhold fra rapport om radielle tilknytninger

I tråd med oppdraget fra OED leverte vi en rapport om våre vurderinger knyttet til regulering av radielle tilknytninger til Norge i desember 2022: RME-rapport 11/2022⁸⁰. I denne rapporten vurderer vi flere forhold som også vil være relevante for hybridprosjekter. Vurderingene er i hovedsak de samme, og de gjentas derfor ikke her. Dette gjelder behov for måling og avregning av kunder tilknyttet hybridforbindelsen til havs, og behov for en avregningsansvarlig som bør være Statnett. Systemansvarlig må også gis tilsvarende virkemidler som på land. Under kommenterer vi kort noen forhold som bør utdypes for hybridforbindelser.

9.2 Leveringskvalitet

Leveringskvalitet beskrives i rapport om radialer og vil også gjelde for hybridprosjekter og radielle anlegg knyttet til hybridforbindelser.

Kort oppsummert, vil eier av radielle nettanlegg til havs være ansvarlig for å overholde krav til spenningskvalitet i tilknytningspunktet til transmisjonsnettet. Dersom det ikke er andre brukere av det radielle nettanlegget, vil produsenten være utbedringsansvarlig for ev. brudd på krav til spenningskvalitet i innmatingspunktet som skyldes forhold på det radielle nettet. Produsenten vil ha en sterk egeninteresse i å opprettholde overføringskapasiteten for å kunne selge kraften sin. Dette gjelder både ved generelt vedlikehold, planlagte driftsstanser og ved driftsforstyrrelser. Dersom det knyttes til flere kunder på det radielle nettanlegget, særlig de med andre behov enn netteier, må leveringskvalitet sikres gjennom krav og regelverk, og/eller gjennom private avtaler,

Krav og insentiver for eier av transmisjonsnettet

Ved hendelser i egne anlegg som medfører avbrudd eller redusert leveringskapasitet til sluttbrukere, har nettselskap krav til å gjenopprette full forsyning til de aktuelle sluttbrukerne uten ugrunnet opphold. Dette innebærer at den som er ansvarlig for utbedringen ikke har anledning til å utsette eller nedprioritere oppgaven uten at det foreligger en begrunnelse som kan forsvare dette. Dette gjelder uavhengig av antall og type kunder som er rammet av avbruddet.

Videre er det krav om at planlagte driftsstanser som berører andre skal koordineres før utkobling. Nettanlegg i regional- og transmisjonsnett samt tilknyttede produksjonsanlegg kan ikke tas ut av drift uten etter vedtak fra systemansvarlig.⁸¹ Ved behandling og samordning av driftsstans vurderer systemansvarlig bl.a. mulighet for samordning av flere jobber til samme utkoblingsperiode, forventede last- og produksjonsforhold, behov for endrete koblingsbilder, ev. økt KILE-eksponering, hvorvidt driftsstansen medfører krav om markedsmelding, produksjonstilpasning mv.⁸² Systemansvarlig forutsetter at netteier har koordinert driftsstansen med berørte partene før innrapportering, herunder skal det oppgis hvorvidt

⁸⁰ https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2022/rme_rapport2022_11.pdf

⁸¹ Jf. FOS § 17

⁸² Jf. retningslinjer for FOS § 17 ([lenke](#))

produksjon blir berørt av driftsstansen. Partene skal så langt det lar seg gjøre koordinere sine behov for driftsstanser for å minimere de samlede konsekvensene av disse. Planlagte utkoblinger i transmisjonsnett inkl. utenlandsforbindelser og produksjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett skal som hovedregel rapporteres senest tre måneder før utkobling, og helst innen 1. september året før planlagt tidspunkt for utkobling.

For Statnett som eier av transmisjonsnettet skal KILE⁸³-ordningen bidra til at nettselskapet tar hensyn til uttakskundenes avsavnskostnader ved strømbrydd i planlegging, drift og utvikling av nettet. KILE-ordningen gir imidlertid ikke nettselskapet insentiv til å gjenopprette ved feil eller planlagte utkoblinger som gir bortfall av produksjon. Årsaken til dette er blant annet at det er vanskelig å fastsette verdien av tapt produksjon ettersom denne vil avhenge av de konkrete markedsforhold, samt produsentenes mulighet til å lagre vann.

Det er noen forhold ved hybrider som skiller seg fra situasjonen på land når det gjelder behovet for insentiver til leveringskvalitet ovenfor netteier. For det første vil havvindprodusenten tilknyttet hybridforbindelsen ha mulighet til å levere sin kraftproduksjon selv om det skulle være feil på overføringsforbindelsen mot ett av landene. Videre vil feil på hybridforbindelsen mellom to tilknyttede budområder føre til reduserte flaskehalsinntekter for netteier. Begge disse forholdene bidrar til lavere behov for egne insentiver til leveringskvalitet.

Hvis feil på hybriden fører til at nettkunder på land får strømbrydd, vil Statnett være ansvarlig konsesjonær for dette og få KILE.

Hvorvidt havvindkonsesjonæren bør kompenseres ved utfall eller redusert forsyning er et prinsipielt spørsmål som bør vurderes i lys av hvordan dette håndteres på land, samt en eventuell utvikling av felles ordninger på europeisk nivå. Det er etter vår vurdering ikke ønskelig å innføre eksplisitte insentiver for netteier ovenfor noen produsenter og ikke andre.

Dersom det tilknyttes uttak til hybriden, bør det vurderes å innføre insentiver for leveringspålitelighet til uttakskundene. Det må i så fall vurderes nærmere hvilke avbryddskostnader Statnett bør møte til havs.

Planlagte utkoblinger på hele eller deler av hybriden vil måtte koordineres mellom de berørte partene.

9.3 Anleggsfunksjonalitet

9.3.1 Gjeldende regulering etter energiloven

Gjennom systemansvarsforskriften § 14 kan nye anlegg ikke knyttes til nettet uten godkjenning fra Statnett som systemansvarlig. Som vilkår for godkjenning krever systemansvarlig at anleggene har en viss funksjonalitet. Formålet med kravene er å sikre at kraftsystemet utvikles på en harmonisert måte og at nødvendige funksjonsegenskaper i komponenter og anlegg ivaretas.

Eksempelvis stilles det krav til produksjonsenheters «Fault Ride Through»-egenskaper, dvs. evnen en produksjonsenhet har til å opprettholde innmating/synkronisme ved forbigående feil. Uten dette vil produksjonsenheter kunne falle ut ved påregnelige forstyrrelser i strømmettet og i ytterste konsekvens gi kaskaderende utfall (ett kraftverk faller ut ved spenningsdipp, dette

⁸³ Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi

kan trigge utfall av et annet kraftverk som igjen trigger utfall andre kraftverk). Systemansvarlig sin godkjenning av anleggsfunksjonalitet gjøres i form av et enkeltvedtak.

Hvilke krav systemansvarlig legger til grunn for godkjenningen er beskrevet i retningslinjene for utøvelsen av systemansvaret til systemansvarsforskriften § 14. Retningslinjene for de spesifikke funksjonskravene som systemansvarlig stiller for nye anlegg omtales som NVF (Nasjonal veileder for funksjonskrav). NVF er et vedlegg til retningslinjene tilknyttet systemansvarsforskriften § 14.

Med hjemmel i systemansvarsforskriften § 14 kan systemansvarlig også stille krav ved endring av eksisterende anlegg. Retningslinjene inneholder nærmere kriterier for hvilke endringer i eksisterende anlegg som er omfattet av systemansvarsforskriften § 14.

9.3.2 Tilknytningskodene

RfG⁸⁴, HVDC⁸⁵ og DCC⁸⁶ er tre nettkoder etter tredje energimarkedspakke, gjerne omtalt som tilknytningskoder, som inneholder blant annet bestemmelser om krav til anleggsfunksjonalitet for anlegg i kraftsystemet. Et kraftsystem med mange anlegg uten nødvendige funksjonskrav vil kunne bli sårbart for feil, og disse sårbarhetene vil kunne forplante seg til tilstøtende kraftsystem. Det er derfor behov for felles minstekrav i EØS-området.

Tilknytningskodene inneholder også bestemmelser om prosess for tilknytning, samsvar og unntak. Tilknytningskodene er ikke implementert i norsk rett. De tekniske kravene som systemansvarlig stiller gjennom systemansvarsforskriften § 14 i dag er i stor grad i samsvar med kravene som stilles i tilknytningskodene.

Tilknytningskodene stiller krav til offshore vindkraft:

- RfG setter krav til synkrone kraftproduksjonsenheter, kraftparkmoduler og havbaserte kraftparkmoduler. I RfG artikkel 6 er det spesifisert at produksjonsenheter til havs skal oppfylle kravene for landbaserte produksjonsenheter, med mindre kravene er tilpasset tilknytningen.
- HVDC stiller krav i tilknytningspunktet for HVDC-kabler mellom synkronområder og produksjon tilknyttet via likestrømskabler. Dette kan for eksempel være havvind tilknyttet via en HVDC-radial mot land. Krav til havvindparker som tilknyttes via likestrøm er gitt i HVDC, som igjen referer til kravene i RfG.
- DCC gjelder for forbruksanlegg som tilknyttes transmisjonsnett. Dette inkluderer store sluttbrukere og tilknytninger til underliggende regional- og distribusjonsnett. DCC regulerer i tillegg krav til aktører som tilbyr fleksibilitet. Uttakskunder tilknyttet nett til havs kan derfor omfattes av funksjonskrav etter DCC.

⁸⁴ Kommisjonsforordning (EU) 2016/31 av 14. april 2016 om fastsettelse av nettrekler for krav til nettilknytning kopling av produksjonsanleggsgeneratorer (RfG)

⁸⁵ Kommisjonsforordning (EU) 2016/1447 av 26. august 2016 om fastsettelse av nettrekler om tilslutning av transmisjonssystemer med høyspentlikestrøm og likestrømtilknyttede elproduksjonsanlegg for krav til nettilkopling av systemer for høyspent likestrøm og kraftparkmoduler koplet til likestrøm (HVDC)

⁸⁶ Kommisjonsforordning (EU) 2016/1388 av 17. august 2016 om fastsettelse av nettrekler for om nettilknytningkopling av forbruks- og distribusjonssystemnett og forbruksanlegg (DCC)

9.3.3 Behov for krav til anleggsfunksjonalitet i hybrider

Tilsvarende som på land vil det være nødvendig at anlegg i eller tilknyttet nett til havs har egenskaper og funksjonalitet som sikrer at systemet er robust for forstyrrelser og ellers kan driftes og utvikles på en god måte. Havvind tilknyttet en hybrid kan ved full innmating være tilsvarende dimensjonerende utfall i Norden. Utfall av denne innmatingen vil kunne ha stor innvirkning på de to kraftsystemene hybriden knytter sammen. Det er derfor viktig å sikre at anleggene har tilstrekkelige egenskaper.

Nettanleggene i hybriden består av tre HVDC-omformerstasjoner, to HVDC-ledninger og en havvindpark med eget AC-nett, jf. figur 1.

Hvem som eier nettanleggene og hvem som er TSO vil kunne ha betydning for hvem som fastsetter funksjonskrav. Etter gjeldende regelverk under energiloven er det Statnett som systemansvarlig som iht. systemansvarsforskriften § 14 fastsetter krav, mens tilknytningskodene legger opp til at netteier og systemoperatør har en rolle i å fastsette krav. Dersom hybriden forbinder Norge med et annet EU-land er det rimelig å anta at nett- og produksjonsanlegg som befinner seg i dette landets områder vil være bundet av funksjonskravene som fremgår av tilknytningskodene. Gitt at Statnett er utpekt som systemansvarlig til havs er det naturlig at de ivaretar dette på norsk side.

9.4 Overordnet planlegging

I rapporten om regulering av radiell tilknytning av havvind pekte vi på at nettplanlegging på land og til havs bør koordineres, og at Statnett sammen med NVE bør ha en sentral rolle i planleggingen av havnettet.

Behovet for en helhetlig og langsiktig tilnærming gjelder i enda større grad for utbygging av havvind med nett til havs som har tilknytning til to eller flere land. Slike hybridprosjekter skiller seg grunnleggende fra havvind med radiell nettløsning på flere måter:

- Hybridprosjekt berører direkte ett eller flere andre land. Planlegging av hybrider må nødvendigvis skje i samarbeid med involverte land, dels fordi det forutsetter aksept for tilknytning til nasjonalt kraftsystem og aksept for arealbruk til havs og på land, og dels fordi berørte parter må komme til enighet om eierskap, fordeling av inntekter, kostnader, plikter og rettigheter.
- Hybridprosjekt innebærer sterkere fysisk integrasjon med ett eller flere lands kraftsystemer. Det kan bidra til økt fleksibilitet gjennom eksport i overskuddssituasjoner og import i knapphetssituasjon, men innebærer samtidig økt eksponering for hvordan berørte lands energisystem utvikler seg.
- Hybridprosjekt innebærer realisering av to store prosjekter; fornybar produksjon og kraftnett mellom to eller flere land. Hvordan et hybridprosjekt dimensjoneres og knyttes til kraftsystemer på land kan ha betydning for forventede inntekter til henholdsvis kraftproduksjonen og hybridforbindelsen.

Punktene over er eksempler på fundamentale kjennetegn som illustrerer at realisering av hybrider reiser komplekse spørsmål. Det tilsier at en bør søke å legge an en helhetlig og langsiktig tilnærming i planleggingen slik at samfunnsmessig rasjonelle prosjekter kommer til konsesjonsbehandling innen ønsket tid.

Europa er nå i startgropen på å utvikle havvind knyttet til hybridnett, og ikke kun som radialer til hjemlandene. Sammenliknet med en situasjon med inkrementell videreutvikling av bestående aktiviteter, kan dette blant annet innebære at viktige spørsmål er usikre eller uavklarte, og at ulike land eller aktører gjør ulike utspill eller tiltak for å komme i en fordelaktig posisjon for det de antar kan bli framtidig utvikling. Dette understreker behovet for en helhetlig og langsiktig tilnærming.

Behovet for å koordinere utviklingen av hybridnett til havs, reflekteres i den nye energiinfrastrukturforordningen (TEN-E forordningen)⁸⁷ som erstattet den forhenværende infrastrukturforordning 347/2013/EU⁸⁸. Den nye TEN-E forordningen anses som et sentralt lovgivningsinitiativ under Europakommisjonens arbeid knyttet til "European Green Deal" ("Europas grønne giv"), for å nå målet om klimanøytralitet i 2050, gjennom bygging av nødvendig energiinfrastruktur. Når det gjelder havnett for fornybar energi, forutsetter TEN-E forordningen en mer koordinert og helhetlig utvikling av de ulike havvindområdene gjennom fire geografiske områder, deriblant Nordsjøkorridoren. Forordningen tar sikte på å identifisere prosjekter av felles interesse og gjensidig interesse knyttet til blant annet hybridnett, mellomlandsforbindelser, infrastruktur for hydrogen og for transport og lagring av CO2 med mer. TEN-E forordningen skal legge til rette for gjennomføring av prosjektene innenfor visse tidsrammer og strømlinjeforming av tillatelsesprosessene. Det gis også regler for fordeling av kostnader knyttet til gjennomføringen av prosjektene, samt kriterier for finansering av prosjektene på EU-nivå. Forordningen er ikke tatt inn i EØS-avtalen og dermed heller ikke gjennomført norsk rett.

Eventuell utvikling av hybridprosjekter kan ha stor nasjonal betydning for Norge. Vi mener en bør vurdere å identifisere viktige strategiske spørsmål og utvikle en plan for oppfølging av disse. Likeledes vil det være formålstjenlig å avklare Norges forhold til energiinfrastrukturforordningen, samt avklare roller, mandat og forventninger til ulike myndighetsorganer og til Statnett. Både mht deltakelse i regionalt og europeisk arbeid, og mht å utvikle nasjonal policy, regelverk og forvaltningspraksis. Dette kan bidra til at det blir ønsket fart og retning på det samlede arbeidet.

⁸⁷ EUROPAPARLAMENTS- OG RÅDSFORORDNING (EU) 2022/869 av 30. mai 2022 om retningslinjer for transeuropeiske infrastruktur, endring av forordningene (EF) nr. 715/2009, (EU) 2019/942 og (EU) 2019/943 og av direktivene 2009/73/EF og (EU) 2019/944, og om oppheving av forordning (EU) nr. 347/2013

⁸⁸ Den forrige forordning 347/2013/EU ble ikke tatt inn i EØS-avtalen.



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Reguleringsmyndigheten for energi

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

reguleringsmyndigheten.no