

UiO : **Det juridiske fakultet**

Havvind, hybrider og flaskehals

Hvordan regler om kapasitet og flaskehalsinntekter påvirker insentiv til investeringer i hybridprosjekter mellom Norge og EU.

Kandidatnummer: 647 & 607

Leveringsfrist: 25.04.2023

Antall ord: 26 875



Innholdsfortegnelse

1	INNLEDNING.....	1
1.1	Tema og problemstilling	1
1.1.1	Juridiske utfordringer for hybridprosjekter	1
1.1.2	Problemene ved kombinert ilandføring og kraftutveksling	2
1.2	Aktualitet.....	3
1.2.1	Storskala havvind- og hybridutbygging i Norge og Europa.....	3
1.2.2	Mangel på spesifikk regulering av hybridprosjekter	5
1.3	Kildetilfang	6
1.3.1	Håndteringen av et omfattende rettskildebilde	6
1.3.2	Norske lover, forskrifter og EØS-rett	6
1.3.3	EØS-avtalens virkeområde	10
1.3.4	Relevant EU-rett	12
1.4	Metode	13
1.4.1	Rettspolitisk og rettsøkonomisk metode.....	13
1.4.2	Spesielle metodiske spørsmål	15
1.5	Avgrensninger	16
1.6	Videre fremstilling	18
2	HYBRIDER OG BEGREPSAVKLARINGER.....	18
2.1	Innledning	18
2.2	Hybrider og havnett i lys av begrepsbruk i markedsreguleringen	19
2.2.1	Kategorier av overføringsforbindelser.....	19
2.2.2	Budområder og markedslikevekt.....	22
2.2.3	Integrering av hybridprosjekter i det fysiske kraftmarkedet	23
2.3	Flaskehalser og flaskehalsinntekter	25
2.3.1	Markedsrelaterte, fysiske og strukturelle flaskehalser	25
2.3.2	Flaskehalsinntekter oppnås som følge av kapasitetstildeling	27
2.4	Sammenligning av hybridforbindelser og utvekslingsforbindelser	28
2.4.1	Definisjoner og plassering av hybrider i regelverket.....	28
2.4.2	Virkningene av definisjonene for «utvekslingsforbindelser».....	30
2.5	Oppsummering og foreløpig konklusjon	30
3	FLASKEHALSHÅNDTERING OG KAPASITETSTILDELING	31

3.1	Innledning	31
3.2	Flaskehalshåndtering.....	32
3.2.1	Hensynene bak reglene om håndtering av flaskehalser.....	32
3.2.2	Kapasitetsreglernes forhold til flaskehalsforflytning	33
3.3	Kapasitetsreglernes betydning for hybridforbindelser	35
3.3.1	Hovedregelen om tilgjengeliggjøring av utvekslingskapasitet.....	35
3.3.2	Utfordringene med hovedregelen	37
3.3.3	Unntak fra reglen om tilgjengeliggjøring av kapasitet	38
3.3.4	Derogasjon fra regelen om tilgjengeliggjøring av kapasitet.....	40
3.4	Alternative rettslige løsninger for kapasitetsutfordringene.....	42
3.4.1	Tilnærminger til de juridiske utfordringene for hybridprosjekter	42
3.4.2	Anvende gjeldende regelverk med unntak og derogasjon.....	43
3.4.3	Endre kapasitetsreglene for hybridforbindelser.....	45
3.4.4	Erstatte hjemmemarked-modellen (HM) med sjøbudområde-modellen (SB)	46
3.5	Oppsummering og foreløpig konklusjon	47
4	ANALYSE AV SB-MODELLEN	47
4.1	Innledning	47
4.2	Rettslige krav til markedsoppsett og SB-modellens overholdelse av kravene	48
4.2.1	Krav til effektiv utnyttelse av nettet	48
4.2.2	Krav til utformingen av budområder	49
4.2.3	Krav til virkningsfull og sikker integrering	51
4.2.4	Rettslig sett mulig å etablere sjøbudområder	51
4.3	Sammenligning av HM- og SB-modellen.....	52
4.3.1	Markedsmodellens overholdelse av kapasitetsreglene	52
4.3.2	Rettsvirkningen for kapasitetstildeling, kraftflyt og lastfordeling.....	53
4.3.3	Prisdannelsen for hybridtilkoblede havvindparker	56
4.3.4	Tilgjengeliggjort overføringskapasitet (TOK) og balansering	58
4.3.5	Redusert inntekt ved marginalprising.....	62
4.4	Oppsummering og foreløpig konklusjon	62
5	SB-MODELLENS RETTSØKONOMISKE UTFORDRINGER: FLASKEHALSINNTEKTER.....	63
5.1	Innledning	63
5.2	Problematiske rettsvirkninger for hybridprosjekter under SB-modellen	64
5.2.1	Prisrisiko for havvindprodusentene ved flaskehalser	64

5.2.2	Volumrisiko ved begrenset TOK vs. redusert overføringskapasitet.....	65
5.2.3	Begrenset TOK og diskriminering av hybridprosjekter i sjøbudområder	68
5.3	Den rettslige adgangen til flaskehalsinntektene for havvindprodusentene	70
5.3.1	Reglene om tildeling av flaskehalsinntekter	70
5.3.2	Anvendelsen av flaskehalsinntekter til regelbestemte formål	70
5.3.3	Politiske signaler åpner for omfordeling av flaskehalsinntektene	71
5.4	Oppsummering og foreløpig konklusjon	73
6	JURIDISKE LØSNINGER MED FLASKEINNTEKTER SOM INVESTERINGSINSENTIV	73
6.1	Innledning	73
6.2	Langsiktige transmisjonsrettigheter for flaskehalsinntekter	74
6.2.1	Rettslige utgangspunkter for langsiktige transmisjonsrettigheter	74
6.2.2	Finansielle transmisjonsrettigheter for flaskehalsinntektene (FHI-FTR)	76
6.2.3	Vurdering av FHI-FTR som prissikringsmekanisme	76
6.3	Differansekontrakter for flaskehalsinntekter	77
6.3.1	Tradisjonelle differansekontrakter (CfD)	78
6.3.2	Spesielle differansekontrakter for flaskehalsinntektene (FHI-CfD).....	78
6.3.3	Vurdering av FHI-CfD som prissikringsmekanisme	79
6.4	Transmission access guarantee (TAG)	80
6.4.1	Garantert TOK eller kompensasjon	80
6.4.2	Vurdering av TAG som kompensasjonsmekanisme	80
6.4.3	Realisering av TAG i lys av Europakommisjonens forslag	83
6.5	Kompensasjon med en dynamisk referansepris	84
6.5.1	Inntekstberegning basert på flyt og ikke TOK	84
6.5.2	Vurdering av dynamisk referansepris som kompensasjonsmekanisme	85
6.5.3	Realisering av dynamisk referansepris i lys av Europakommisjonens forslag	86
6.6	Oppsummering og foreløpig konklusjon	87
7	OPPSUMMERING OG ENDELIG KONKLUSJON	88
	LITTERATURLISTE.....	90
	Norske rettskilder	90
	Internasjonale rettskilder	92
	Litteratur	98
	VEDLEGG	107

Forkortelser på begreper.....	107
Forkortelser på rettsakter i EØS/EU.....	107

1 INNLEDNING

1.1 Tema og problemstilling

1.1.1 Juridiske utfordringer for hybridprosjekter

Avhandlingens tema er juridiske utfordringer og løsninger ved utviklingen av havvindparker med tilknytning til to eller flere land, såkalte *hybridprosjekter*. En *hybridforbindelse* kombinerer ilandføringen av produsert strøm fra havvindparken og utveksling av strøm mellom tilkoblede land.¹ Dagens lovgivning for kraftmarkedet er ikke utformet med sikte på å regulere hybridprosjekter og hybridforbindelser, som i fellesskap omtales som *hybrider*. Særlig interessant er regelverket for overføringskapasitet og *flaskehalsinntektene*, som er et resultat av kapasitetstildeling.

Norge er en del av det Europeiske Økonomiske Samarbeidsområdet (EØS)², og derigjennom deltager i den Europeiske Unionens (EU) indre energimarkedet (IEM).³ Regelverket for hybrider må derfor ses i sammenheng med EU-retten og rettsutviklingen for hybrider. Avhandlingen analyserer derfor EØS-regelverk anvendt på hybridprosjekter i lys EU-regelverk, samt forskjellige forslag til regulering av hybrider.

Hybridprosjektene mellom Norge og EU vil være en del av et fremtidig sammenkoblet strømnnett til havs. Tradisjonelt omtales den ansvarlige for drift av strømnettet i Norge som systemansvarlig⁴, noe som ikke nødvendigvis er det samme som «operatør av transmisjonsnett»⁵ i EØS- og EU-sammenheng. For avhandlingens analyse vil nyanseringen mellom disse nettoperatorene ikke være relevant. De omtales derfor i fellesskap som *systemoperatører*.

¹ RME (2023) s. 4.

² Avtale om Det europeiske økonomiske samarbeidsområde med tilhørende protokoller, Oporto 2. mai 1992 [EØS-avtalen], jf. Lov 27. november 1992 nr. 109 om gjennomføring i norsk rett av hoveddelen i avtale om Det europeiske økonomiske samarbeidsområde (EØS) m.v. (EØS-loven) § 1.

³ EØS-avtalen – Vedlegg IV Energi, jf. EØS-avtalen art. 24.

⁴ Forskrift 7. mai 2002 nr. 448 om systemansvaret i kraftsystemet [Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet – FOS] § 4.

⁵ også kalt «Transmission System Operator» (TSO), jf. 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 [3el-direktiv] art. 2 nr. 4. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast) (Text with EEA relevance.) [4el-direktiv] art. 2 nr. 35.

Realisering av hybridprosjekter forutsetter et fungerende regelverk, som gir investeringsinsentiv til *havvindaktørene*. Dette omfatter både produsenter, utviklere og investorer.⁶ Hovedfokuset for avhandlingen vil være hvordan regelverket påvirker *havvindproduzentenes* lønnsomhet, da det er forutsetningen for utviklernes og investorenes investeringsvilje i hybridprosjektene. Sentralt i analysen er regler for markedsadgang til landlige strømmarkeder, som muliggjør bedrifts- og samfunnsøkonomisk drift og integrasjon av hybride havvindparker.

1.1.2 Problemene ved kombinert ilandføring og kraftutveksling

Problemstillingen er hvordan regler om kapasitet og flaskehalsinntekter påvirker investeringsinsentiv i hybridprosjekter mellom Norge og EU. Analysen vil omhandle hvordan regelverket og flaskehalsen kan påvirke hybridprosjekters lønnsomhet, og dermed påvirke hybridutviklingen og investeringsviljen. Avhandlingen viser hvordan utformingen av både gjeldende, foreslått og ikke-eksisterende regelverk for grenseoverskridende havvind- og strømnettprosjekter kan ha betydning for havvindproduzentene. Det sentrale er insentiver for havvindproduzentene, men også formålene regelverket søker å oppnå, blir tatt med i vurderingen.

I første omgang, er spørsmålet om gjeldende regelverk er mulig å anvende på hybrider til havs.⁷ Utfordringene utløses av at hybridforbindelsen forsøker å oppfylle to funksjoner: både ilandføring av havvindproduksjon og kraftutveksling – to separate funksjoner – med delvis motstridende reguleringshensyn. Det vurderes hvorvidt dette er tatt høyde for ved utformingen av regelverket for kraftutveksling.

All den tid gjeldende regelverk ikke er utformet med tanke på hybrider, vil rettsvirkningene dette medfører for hybridforbindelsen bli analysert. Hovedfokuset er på EØS-retten, med et henblikk på EU-retten, supplert med norsk rett hvor det er relevant for analysen. Under dagens hjemmemarkedmodell, forkortet *HM-modellen*, innlemmes den hybridtilkoblede havvindparken i hjemmemarkedet som enhver annen krafttilbyder. Utfordringene som oppstår når andre aktører skal ha tilgang til markedet via hybridforbindelsen, vil bli analysert i del 3. En av hovedutfordringene er regulering av kapasitetstildeling og underskudd av nettkapasitet, også kjent som *flaskehals*.

⁶ Meld. St. 36 (2020–2021) s. 95.

⁷ Del 2.

Alternativt kan dagens markedsmodell endres⁸, ved å utvikle budområder til havs, heretter kalt *sjøbudområde-modellen* som forkortes til *SB-modellen*.⁹ De juridiske virkningene av SB-modellen vil bli gjort rede for, og da særlig virkningen på inntektene for både systemoperatør og havvindprodusentene.¹⁰ Analysen omfatter også de rettslige utfordringene med en eventuell omfordeling av flaskehalsinntektene fra systemoperatør til havvindprodusentene.¹¹

1.2 Aktualitet

1.2.1 Storskala havvind- og hybridutbygging i Norge og Europa

For å bekjempe klimaendringene er det inngått internasjonale avtaler om samarbeid om reduksjon av utslipp.¹² Norges og EUs mål er å redusere utslippet av klimagasser fra 1990-nivået med 50-55 prosent innen 2030, og omstille til et lavutslippssamfunn innen 2050.¹³ Samtidig forventes det en stor økning av energietterspørselen og strømforbruket frem mot 2030.¹⁴ Økt bruk av utslippsfrie energiformer som elektrisitet er et viktig bidrag til å oppfylle de ambisiøse målene.¹⁵ Elektrifisering krever økt fornybar energiproduksjon og velfungerende overføringsnett.

Landene rundt Nordsjøen har ambisiøse planer for utbygging av havvind og havnett. Den fellespolitiske ambisjonen i Norge¹⁶, EU¹⁷ og Storbritannia¹⁸ er å bygge ut minst 260 GW havvind

⁸ Del 3.4.4 flg.

⁹ I engelskspråklig rettsvitenskap er det kalt «Offshore Bidding Zone» (OBZ), se Nieuwenhout (2022) s. 317.

¹⁰ Del 4 og 5.

¹¹ Del 5 og 6.

¹² Norge har ratifisert: FNs rammekonvensjon 9. mai 1992 om klimaendringer, Kyotoprotokollen 11. desember 1997 til FNs rammekonvensjon om klimaendring, og Parisavtalen 12. desember 2015, vedtatt på klimatoppmøtet i Paris ved det 21. partsmøte under klimakonvensjonen.

¹³ Lov om klimamål (klimaloven) § 3 og 4. Europaparlaments- og rådsforordning (EU) 2018/842 av 30. mai 2018 om medlemsstatenes bindende årlige reduksjoner av klimagassutslipp i tidsrommet 2021-2030 som bidrag til klimatiltak for å oppfylle forpliktelsene i henhold til Parisavtalen, og om endring av forordning (EU) nr. 525/2013 2013 [Innsatsfordelingsforordningen for klimagassutslipp 2021-2030] artikkel 4 nr. 3, jf. EØS-avtalen protokoll 31 art. 3 nr. 8 bokstav a annet ledd. Communication from the Commission to The European Parliament, The European Council, The Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, The European Green Deal COM/2019/640 final [COM(2019) 640 final] s. 4-5.

¹⁴ Statnett (2022a) s. 8.

¹⁵ Meld. St. 36 (2020–2021) s. 31-35 og boks 3.3 Regjeringens elektrifiseringsstrategi s. 34.

¹⁶ Regjeringen (2022).

¹⁷ 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 COM/2020/741 final [COM(2020) 741 final] s. 1-2.

¹⁸ BEIS (2019) s. 7.

i Nordsjøen innen 2050.¹⁹ Kostnadsreduserende hybridprosjekter har mindre miljøpåvirkning, og gir økt mulighet for oppskalering av kraftsystem og kraftnett til havs.²⁰ Det er forventet en gradvis utvikling fra enkeltstående utvekslingsforbindelser og radialer, til flere og flere hybridprosjekter, til et fullstendig masket Nordsjønett.²¹ I den forbindelse samarbeides det om et felles rammeverk, for å tilrettelegge for en storskala utvikling av hybridprosjekter og grenseoverskridende havnett.²² Fellesnevneren er imidlertid manglende regler utformet for hybrider.

Regjeringen i Norge besluttet ved kongelig resolusjon 12. juni 2020 å åpne havområdet Sørlege Nordsjø II (SNII) for fornybar energiproduksjon.²³ SNII ligger relativt nært kontinentet og Storbritannia. Flere mener at området er egnet for hybrider, og at det vil gi bedre ressursutnyttelse og lønnsomhetet for både Norge og havvindprodusentene.²⁴ Regjeringen har gitt uttrykk for hybridløsninger kan bli aktuelt ved andre utlysingsrunde for SNII i 2025, samt andre områder.²⁵

Britiske myndigheter har påbegynt en utredning av nettpolitikken til havs på grunnlag av økt behov for samordning.²⁶ Storbritannia er ikke lenger en del av EU. Mellom Norge og Storbritannia vil det derfor være nødvendige å inngå en bilateral avtale om felles regler for hybridprosjekter. Avtalen om grensekryssende handel med elektrisitet og samarbeid om overføringsforbindelser²⁷ kan være en viktig ramme for et fremtidig regelverk for slike hybridprosjekter.²⁸ Utover dette, vil det ses bort ifra forholdet til Storbritannia.

EU pekte allerede i 2020 på at hybridprosjekter er sentralt for en kostnadseffektiv og arealbesparende utbygging av fornybar energi til havs.²⁹ I EU er det et pågående reformarbeid med markedsregelverket for hybridprosjekter og havnett.³⁰ Europakommisjonen har likevel lagt til

¹⁹ NSEC (2022) s. 1.

²⁰ COM(2020) 741 final punkt 4.2, s. 12.

²¹ Statnett (2022b) s. 12.

²² NSEC MoU (2022) s. 2.

²³ Kgl.res. 12. juni 2020 s. 23-25.

²⁴ Statnett (2022a) s. 5. Meld. St. 36 (2020-2021) s. 94.

²⁵ Regjeringen (2023).

²⁶ BEIS (2020) og EWP (2020) s. 80.

²⁷ Kgl.res. 16. september 2021 nr. 13, Avtale mellom Norge og Storbritannia om grensekryssende handel med elektrisitet og samarbeid om overføringsforbindelser [strømhandelsavtalen].

²⁸ Eksempelvis «North Sea Link» mellom Norge og Storbritannia, jf. strømhandelsavtalen art. 2 bokstav a.

²⁹ COM(2020) 741 final s. 12.

³⁰ 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

grunn at slike regler bør være forenelig med gjeldende EU-lovgivning.³¹ Regelutviklingen kan også få betydning for Norge gjennom EØS-avtalen.

Arbeidet med et tilpasset regelverk for hybrider mellom Norge og EU, viser at det er mange hensyn som skal ivaretas. Herunder klimahensyn, økonomi, forbrukerhensyn, virkninger for kraftsystemet, kraftpriser, kraftflyt og utveksling på andre forbindelser.³² Dette er forhold som Norge har mindre innflytelse på, men i stor grad blir påvirket av. I avhandlingen ses det derfor hen til relevant regelutvikling og øvrig arbeid med hybridprosjekter til havs i EU.

1.2.2 Mangel på spesifikk regulering av hybridprosjekter

De fellespolitiske målsetningene om hybrid havvindutbygging i Nordsjøen, har utløst et behov for rettslige virkemidler for å oppnå en integrert energiplanlegging til havs.³³ Havvindutbygging som har nettilknytning til flere land ses i sammenheng med fleksibilitet, men er ikke uten hindringer.³⁴ Som et resultat av fokuset på hybridløsninger i både EU, Storbritannia, Norge og resten av EØS-landene, har utfordringene rundt gjeldende regelverk blitt hyppig diskutert blant aktører og myndigheter.

Gjeldende regelverk er ikke utformet med hybridprosjekter i tankene. Aktørene har vært skeptiske til å anvende dette regelverket, og dagens HM-modell, da dette kan ha kortsiktige og langsiktige ineffektivtetsvirkninger.³⁵ Skepsisen er tilknyttet rettslig klassifisering av hybrider³⁶ og valget av markedsmodell³⁷. Det vil ha betydning for reglene om kapasitetstildeling og flaskehalsbehandling, samt eventuell rettslig adgang til fordeling av flaskehalsinntekter.

design COM/2023/148 final [COM(2023) 148 final]. Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) No 1227/2011 and (EU) 2019/942 to improve the Union's protection against market manipulation in the wholesale energy market COM/2023/147 final [COM(2023) 147 final].

³¹ COM(2020) 741 final s. 12-13.

³² Meld. St. 36 (2020-2021) s. 94-95.

³³ Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration [COM(2020) 299 final] s. 2. RME (2023) s. 4.

³⁴ Statnett (2022a) s. 16 flg.

³⁵ RME (2023) s. 27-28.

³⁶ Del 2.4 og 3.3.

³⁷ Del 4.3 og 5.

Investeringsinsentiv for havvindprodusentene påvirkes av regelulikheter. Statnett, som er Norges systemansvarlig til lands, har uttalt at: «For at norske bedrifter skal kunne delta i omstillingen på like vilkår og redusere regulatorisk usikkerhet, er det behov for rask fremdrift på EØS-siden».³⁸ Kraftprodusent Statkraft har gitt uttrykk for det samme: «Det er også viktig at regulatorisk usikkerhet som kan påvirke hybridprosjekter reduseres så mye som mulig»³⁹. Dette understreker behovet for at et standardisert regelverk, som bidrar til forutberegnelighet for systemoperatør og havvindprodusenter, raskt kommer på plass.

1.3 Kildetilfang

1.3.1 Håndteringen av et omfattende rettskildebilde

Både norske rettskilder, EØS-regelverk og EU-retten består av et regulatorisk rammeverk, som utfylles av andre detaljregulerende kilder. Til dels mangelfulle, uoversiktlige og overlappende rettskilder kan gjøre det utfordrende å klargjøre rettstilstanden for hybride havvindparker. Det vil derfor i denne delen redegjøres for hvilke kilder som er sentrale, og hvorfor de er relevante for analysen. Enkelte mindre sentrale rettskilder vil ikke utførlig redegjøres, men anvendes likevel løpende for å underbygge analysen.

1.3.2 Norske lover, forskrifter og EØS-rett

I. Norsk formell lov og forskrifter

Hybrider, som består av havvindparker, er i utgangspunktet omfattet av norsk energirettlig regelverk. Vindkraftanlegg innebærer «produksjon» og «omsetning» av elektrisk «energi», og omfattes av energilovens (enl.) saklige virkeområde.⁴⁰ Energiloven gjelder imidlertid «ikke på norsk sjøterritorium».⁴¹ Følgelig er energilovens geografiske virkeområde avgrenset mot områder utenfor grunnlinjene. Som utgangspunkt får derfor energiloven begrenset relevans for rettslige utfordringer til havs for hybrider.

³⁸ Statnett (2021b) s. 2.

³⁹ Statkraft (2021) s. 4.

⁴⁰ Lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m (energiloven - enl) § 1-1 første ledd.

⁴¹ Enl. § 1-1 annet ledd.

Havenergilova (havenl.) inneholder bestemmelser om fornybar energiproduksjon til havs.⁴² Virkeområdet er nærmere angitt til norsk sjøterritorium utenfor grunnlinjen og på kontinentalsokkelen,⁴³ som er relevant stedlig virkeområde for problemstillingen. Havenergilovforskrifta gjelder tilsvarende⁴⁴, og utdyper havenergilova og regulerer konsesjonsprosessen nærmere. Den er mindre relevant for problemstillingen som omhandler etterfølgende drift av hybridprosjekter. Fornybar energi som produseres utenfor grunnlinjen, er i dag regulert av havenergilovas system. Det antas at reguleringen vil inkludere hybride havvindparker. Havenergilova inneholder foreløpig lite om nettregulering og energimarked, herunder om overføring av strøm fra produksjonsanlegg og mellom budområder ved bruk av ulike nettløsninger. Havenergilova og havenergilovforskriftas bestemmelser bidrar derfor i begrenset grad til den konkrete analysen.

Energiloven gjennomfører imidlertid en rekke av EØS-rettsaktene i loven som sådan, og i forskrifter hjemlet i § 10-6 annet ledd. Basert på avhandlingens analyse anses det som hensiktsmessig at reglene for kraftmarkedet, i størst mulig grad, bør være like til land og til havs.⁴⁵ Det kan oppnås enten ved å utvide energilovens virkeområde til utenfor grunnlinjen, eller i fremtiden fastsette tilsvarende forskrifter under havenergilova.⁴⁶ I fremstillingen vil det derfor vises til energilovens regler og forskrifter der de er relevant.

Hybride havvindparker vil ha forbindelser til Norge og forbindelser for kraftutveksling med andre land. Hovedregelen i energiloven § 4-2 første ledd er at slike forbindelser tilknyttet andre land på transmisjonsnivå bare kan eies eller drives av systemansvarlig på land. Departementet kan likevel unntaksvis gi konsesjon til «andre» enn systemansvarlig, etter enl. § 4-2 tredje ledd første punktum. Dette har sammenheng med at «operatør av transmisjonsnett» ikke nødvendigvis er det samme som systemansvarlig i norsk sammenheng.⁴⁷ Videre følger det av enl. § 4-8 et krav om eiermessig skille i transmisjonsnett, som innebærer at den «som driver [...] med produksjon eller omsetning av elektrisk energi» ikke kan «eie anlegg i transmisjonsnettet».

⁴² Lov 04. juni 2010 nr. 21 om fornybar energiproduksjon til havs (havenergilova – havenl.) § 1-2 første ledd.

⁴³ Havenl. § 1-2 annet ledd.

⁴⁴ Forskrift 12. Juni 2020 nr. 1192 til havenergilova (havenergilovforskrifta) § 1 første ledd.

⁴⁵ RME (2023) s. 18-20.

⁴⁶ RME (2022) s. 56.

⁴⁷ Del 1.1.1.

Som hovedregel kan dermed ikke havvindprodusenter eie og drive både havvindparker og nettet den er tilkoblet.⁴⁸ Nettvirksomhet skal videre sikre samfunnsmessig rasjonell drift, utnyttelse og utvikling, og utgjør et «naturlig monopol».⁴⁹ Et slikt skille er sentralt for flaskehalsinntekter, som tildeles systemoperatør. I det videre forutsettes det et eiermessig skille mellom havvindprodusenter og netteiere, som for avhandlingen vil være-systemoperatører.

II. Rettsakter under EØS-avtalen

EØS-reglene om kraftmarkedet anses særlig relevant for hybridprosjekter, da de etter sin natur knytter sammen Norge og andre land i Europa. EØS-avtalen setter rammevilkårene for samarbeidet i IEM.⁵⁰ EØS-avtalen og innlemmede rettsakter skal etter EØS-loven § 1 «gjelde som norsk lov». Nedenfor gjennomgås rettsaktene under EØS-avtalen som er av størst betydning for problemstillingen i avhandlingen.

Siden 1996 har EU vedtatt totalt fire «energimarkedspakker». Det er en samlebetegnelse på direktiver og forordninger som er sentrale for energimarkedene for elektrisitet og gass.⁵¹ For denne avhandlingen vil kun rettsaktene for elektrisitet være relevant.

Vedtakelsen av første energimarkedspakke i 1996⁵² var starten på et arbeid med å skape et liberalt og paneuropeisk energimarked.⁵³ Den første energimarkedspakken har senere blitt revidert i tre omganger, for å ytterligere effektivisere driften i det indre energimarkedet. Første gang i 2003⁵⁴, deretter i 2009⁵⁵ og til slutt igjen i 2019⁵⁶.

⁴⁸ Se også 3el-direktiv art. 9 nr. 1 bokstav b punkt i.

⁴⁹ Forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 1-1 første punktum. EF Norge (2019a).

⁵⁰ EØS-avtalen art. 24. Traktaten om den Europæiske Unions funktionsmåde. Konsolideret udgave 2016 (EUT 2016/C 202/01) [TEUF] art. 194.

⁵¹ EP (2022).

⁵² Europaparlaments- og rådsdirektiv 96/92/EF av 19. desember 1996 om felles regler for det indre marked for elektrisitet [1el-direktiv].

⁵³ 1el-direktiv fortalen punkt 39.

⁵⁴ Europaparlaments- og rådsdirektiv 2003/54/EF av 26. juni 2003 om felles regler for det indre marked for elektrisk kraft og om oppheving av direktiv 96/92/EF [2el-direktiv] og Europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 1228/2003 av 26. juni 2003 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene [2el-forordning].

⁵⁵ 3el-direktiv og 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. [3el-forordning].

⁵⁶ 4el-direktiv og Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast) (Text with EEA relevance.) [4el-forordning].

EØS-komiteen vedtok å innlemme å den tredje energimarkedspakken (2009) ved beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 ved å endre EØS-avtalens vedlegg IV (energi) nr. 20 og 22.⁵⁷ Vedlegget er hjemlet i artikkel 24 i EØS-avtalens hoveddel. Den tredje pakken erstatter og viderefører i hovedsak første og andre energimarkedspakke, og er gjennomført i norsk rett.⁵⁸ Fjerde energimarkedspakke – såkalt Ren energi-pakken – er per våren 2023 i kraft i EU⁵⁹, men ikke innlemmet i EØS-avtalen. Ren energi-pakken er derfor ikke bindende for EØS-landene Island, Liechtenstein og Norge.⁶⁰

I medhold av 3el-fordordning artikkel 6 og artikkel 18 nr. 3 har Europakommisjonen vedtatt underliggende forordninger i form av nettkoder og retningslinjer.⁶¹ Kommisjonsforordningene skal legge til rette for et mer harmonisert regelverk for sammenkobling av europeiske kraftmarkeder og kraftoverføringer.⁶² Disse angir blant annet ytterligere og mer detaljert regulering for driften av kraftsystemet.⁶³

Det er vedtatt totalt åtte Kommisjonsforordninger på EU-nivå med hjemmel i 3el-forordning.⁶⁴ Fire er vedtatt som nettkoder og fire er vedtatt som retningslinjer. EØS-komiteen fattet den 11. desember 2020 beslutninger om å innlemme de fire retningslinjene.⁶⁵ De fire retningslinjene er kommisjonsforordningene:

- (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering [CACM],
- (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse [FCA],

⁵⁷ Se Prop. 4 S (2017–2018) s.6 om samtykket.

⁵⁸ Forskrift 20. Desember 2006 nr. 1563 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene [Forskrift om elektrisk kraft over landegrensene] og energiloven, jf. EØS-avtalen art. 7.

⁵⁹ Del 1.3.4.

⁶⁰ Del 1.4.2.

⁶¹ 3el-forordning art. 18 nr. 5 om Europakommisjonens myndighet for retningslinjer.

⁶² CACM fortalen punkt 3.

⁶³ Innst. 647 S (2020–2021) s. 2.

⁶⁴ EC (u.å.).

⁶⁵ EØS-komiteens beslutning nr. 204/2020, 205/2020, 206/2020 og 207/2020 av 11. desember 2020 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi).

- (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft [SO], og
- (EU) 2017/2195 av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet [EB].

Disse retningslinjene er også gjennomført i norsk rett ved forskrift om elektrisk kraft over landegrensene § 1 med virkning fra 1. august 2021. CACM regulerer kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering i døgn- og intradag-markedene, og vil være av størst betydning for avhandlingen.⁶⁶ I tillegg vil transparensforordningen⁶⁷, gjennomført i samme forskrift, være av betydning for deler av analysen. De fire nettkodene er per april 2023 ikke innlemmet i EØS-avtalen, og vil ikke drøftes videre i avhandlingen.

1.3.3 EØS-avtalens virkeområde

Spørsmålet om geografisk virkeområde gjør seg i hovedsak gjeldende ved innlemmelse av ny EU-lovgivning i EØS-avtalen. Det er en omstridt diskusjon, med vurderingstemaer nok til en avhandling i seg selv. I en noe begrenset fremstilling vil det likevel redegjøres for hvorfor det kan bli et spørsmål i denne sammenheng, og avhandlingens videre forutsetning.

I. Territorielle eller funksjonelle kriterier

Forbindelsene for hybride havvindparker vil strekke seg utover territorialfarvannet og knytte seg til kraftsystemet i et annet land. Den ene delen vil «kople sammen» det norske kraftnettet med et annet lands kraftsystem, og vil «krysse eller spenne over en grense» i tråd med 3el-forordningens definisjoner og saklige virkeområde.⁶⁸ Den andre delen er produksjonsanlegget til havs, som normalt vil ha hele sin virksomhet utenfor territorialfarvannet.

EØS-avtalens geografiske virkeområde følger av artikkel 126 første ledd. Bestemmelsen fastslår at EØS-avtalen får anvendelse på «de territorier» der Traktaten om den Europæiske Unions funktionsmåde [TEUF] kommer til anvendelse. TEUF artikkel 355 om traktatens virkeområde,

⁶⁶ CACM art. 1 nr. 1.

⁶⁷ Kommissjonsforordning (EU) nr. 543/2013 av 14. juni 2013 om innsending og offentliggjøring av opplysninger på markedene for elektrisk kraft og om endring av vedlegg I til europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 [Transparensforordningen].

⁶⁸ 3el-forordning art. 2 nr. 1, jf. art. 1.

viser videre til opplistingen av medlemsstatene i artikkel 52 i Traktaten om den Europæiske Union [TEU]. I Ot.prp. nr. 99 (2005-2006) s. 21 fastslås det at «[d]et er ubestridt at EØS-avtalen og dermed prinsippet om fri bevegelse [...] gjelder i norsk territorialfarvann». Det fremstår som klart at EØS-avtalen gjelder innenfor territorialfarvannet. Det er imidlertid omstridt hvorvidt avtalen også gjelder *utenfor* Norges territorialfarvann.

Norge har inntatt et politisk standpunkt om at virkeområdet avgrenses av territoriale grenser.⁶⁹ EU-domstolen har lagt til grunn at EU-retten gjelder i den utstrekning statens suverene rettigheter gjelder, og at dette skal avgjøres av funksjonelle kriterier.⁷⁰ Etter folkeretten er imidlertid staters territorium avgjort av kyststatens *eksklusive* suverenitet.⁷¹ Det følger av havrettskonvensjonen at eksklusive økonomiske sone (EEZ)⁷² og kontinentalsokkelen⁷³ faller utenfor.

II. Betydning av virkeområdet og Norges standpunkt

Norske myndigheter kan på en ad hoc-basis gi EØS-retten anvendelse også utenfor territorialgrensene.⁷⁴ I Stortingsmeldingen Meld. St. 5 (2012–2013) ble det slått fast at 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» (vår utheving).⁷⁵

I tilfeller hvor rettsakter med videre geografisk virkeområde enn EØS-avtalen har blitt gjort gjeldende, har det blitt gjort under «en klar forutsetning fra norsk side at utvidet geografisk anvendelse av enkelte rettsakter ikke endrer den prinsipielle forståelsen av EØS-avtalens geografiske virkeområde».⁷⁶ Det vises til at «[d]et geografiske virkeområde til EØS-avtalen [ikke] anses [...] som et rettslig hinder dersom Norge etter en konkret vurdering ønsker å påta seg spesifikke EØS-forpliktelser utenfor territoriet».⁷⁷

⁶⁹ Se Meld. St. 5 (2012–2013), særlig s. 41 flg.

⁷⁰ C-6/04 – Commission v UK premiss 117-119. C-266/13 – Kik premiss 40-42. C-347/10 – Salemink premiss 32-36.

⁷¹ De forente nasjoners havrettskonvensjon, Montego Bay, 10. Desember 1982 [havrettskonvensjonen].

⁷² Havrettskonvensjonen art. 56 nr. 1 bokstav a, jf. art. 58 nr. 1.

⁷³ Havrettskonvensjonen art. 77 nr. 1 og nr. 4, jf. art. 79 nr.1, 4 og 5.

⁷⁴ Eksempelvis gjennom protokoll 31 om samarbeid på særlige områder utenfor de fire friheter.

⁷⁵ Meld. St. 5 (2012–2013) s. 41.

⁷⁶ Meld. St. 5 (2012–2013) s. 41.

⁷⁷ Meld. St. 5 (2012–2013) s. 41.

Av hensyn til rettsenhet og forutberegnelighet, bør utbygging og drift av hybridnettet til havs skje i tråd med reglene og prinsippene i det relevante regelverket. For forholdet mellom Norge og EU vil det per nå være tredje energimarkedspakke. Det fremstår uansett som at det er en sterk saklig og økonomisk sammenheng mellom havvindaktiviteten som skjer innenfor og utenfor EØS-avtalens virkeområde. I det videre vil det forutsettes at myndighetene vil la relevante EU- og EØS-rettsakter få anvendelse utenfor territorialfarvannet for havnettet og hybridprosjekter. Dette er i tråd med hva aktører har uttalt som ønskelig løsning.⁷⁸

1.3.4 Relevant EU-rett

Innenfor EU er det avklart at EU-retten gjelder utenfor territorialfarvannet.⁷⁹ Det betyr at eventuelle EU-land, som Norge ønsker å knytte seg til, vil måtte følge det EU-rettslige rammeverket for hybride havvindparker og havnett. Norsk koordinering med EUs regler vil kunne være av betydning for hybridutbyggingen. Ren energi-pakken ble vedtatt i EU i 2019 og er en delvis videreføring av tredje energipakke.⁸⁰ Pakken er den mest omfattende energipakken til nå, og består av åtte rettsakter som forbedrer og innskjerper dagens klima- og energiregelverk. Rettsaktene trådte i kraft i EU den 1. januar 2020.⁸¹

Fire av rettsaktene i EUs Ren energi-pakke er merket som EØS-relevante. De knytter seg til elektrisitetmarkedet: et revidert el-markedsdirektiv⁸², en revidert el-forordning⁸³, en revidert ACER-forordning⁸⁴, og en ny forordning om beredskap i elektrisitetssektoren⁸⁵. Olje- og energidepartementet (OED) sendte disse rettsaktene ut på høring med høringsfrist: 15. september 2020.⁸⁶ Siden den gang har vurderingen av EØS-relevans og eventuell innlemmelse, hatt status

⁷⁸ Statnett (2022b) s. 2.

⁷⁹ Del 1.3.3.

⁸⁰ Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity [COM(2016) 864 final] s. 9 og 12.

⁸¹ 4el-forordning artikkel 71 nr. 2. 4el-direktiv artikkel 73 enkelte deler trådte i kraft i 2021.

⁸² 4el-direktiv.

⁸³ 4el-forordning.

⁸⁴ Regulation (EU) 2019/942 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (recast) (Text with EEA relevance). [ACER-forordning].

⁸⁵ Regulation (EU) 2019/941 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on risk-preparedness in the electricity sector and repealing Directive 2005/89/EC (Text with EEA relevance). [Beredskapsforordning].

⁸⁶ OED (2020).

som «under behandling» hos OED. Ettersom tidligere energimarkedspakker er innlemmet i EØS-avtalen, tilsier det også at Ren energi-pakken er relevant og vil innlemmes.⁸⁷

Videre gir EUs energiinfrastrukturforordning (TEN-E) fra 2013 retningslinjer for utvikling av transeuropisk energiinfrastruktur for strøm og gass.⁸⁸ TEN-E ble revidert i 2022⁸⁹ for å inkludere strømmnett til havs. For nettdelen av hybridprosjekter og dels for avhandlingen vil denne også kunne være relevant.⁹⁰

Det kan by på store utfordringer om samhandlende land benytter ulike regler for hybridprosjekter. EU-lovgivning kan derfor få betydning for aktivitet utenfor territorialfarvannet, når kraftsystemene til havs er sammenkoblet fysisk til land i Norge og EU. Denne avhandlingen vil derfor se hen til EU-retten der denne er relevant for analysen. I drøftelsene vil det likevel tas utgangspunkt i EØS-retten, men nyanseforskjeller i EU-retten illustreres. Når det er tilsvarende bestemmelser i EU-retten, vil det i hovedsak gis en henvisning i fotnoten.

1.4 Metode

1.4.1 Rettspolitisk og rettsøkonomisk metode

Fremstillingen vil delvis innebære en analyse av gjeldende regelverk, men på grunn av regelverkets manglende tilpasninger for hybrider, må det suppleres med rettspolitiske analyser. Siden problemstillingen omhandler investeringsinsentiver for havvindprodusenter, vil det også foretas rettsøkonomiske analyser.

I. Rettspolitisk analyse

⁸⁷ Bugge (2021) s. 336-337.

⁸⁸ Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC and amending Regulations (EC) No 713/2009, (EC) No 714/2009 and (EC) No 715/2009 Text with EEA relevance. [TEN-E].

⁸⁹ Regulation (EU) 2022/869 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2022 on guidelines for trans-European energy infrastructure, amending Regulations (EC) No 715/2009, (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 and Directives 2009/73/EC and (EU) 2019/944, and repealing Regulation (EU) No 347/2013 [TEN-E revidert].

⁹⁰ Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Regulation (EU) No 347/2013 [COM(2020) 824 final] s. 2-3 og 9.

Rettspolitisk analyse har gjennom tiden blitt et navn på en mangfoldig praksis, uten at det alltid presiseres hvilket grunnlag analysen har.⁹¹ Det vil derfor søkes å klargjøre hvilket grunnlag avhandlingens rettspolitiske analyse baserer seg på.

I samtidens norske rettsvitenskap er ikke «rettspolitikk» reservert for rettsrealistisk analyse av rettens virkninger.⁹² Christoffer C. Eriksen illustrerer dette poenget ved å vise til tre forskjellige juridiske doktoravhandlinger som anvender «rettspolitikk» på tre forskjellige måter, uten å ha blitt oppfattet som kontroversielle. De tre metodene er: empirisk rettspolitikk, teoretisk rettspolitikk og subjektiv rettspolitikk.⁹³ De to førstnevnte metodene baserer seg på analyse av retten som empirisk fenomen, altså retten slik den er. Disse vil bli benyttet i avhandlingen i den grad det foreligger relevante rettskilder.

Subjektiv rettspolitikk innebærer subjektive vurderinger, uten empiriske undersøkelser. Som en del av den rettspolitiske analysen, kan en tilføye egne analyser og vurderinger. Disse er ikke etterprøvbare fordi det ikke gis annen opplysning som fundament for vurderingen enn forfatterens egen mening. Dette er subjektive analyser basert på blant annet konsistens i begrepsdefinisjoner, observasjon av lovgivningstradisjoner, og antagelser om retts tekniske hensyn.⁹⁴ Forfatterens egne oppfatninger er med andre ord ett av flere elementer.

Denne avhandlingen vil delvis benytte rettspolitisk analyse, da manglende tilpasset regelverk for hybridprosjekter er sentralt for problemstillingen. Basert på analysene av de relevante rettsreglene i norsk rett, EØS og EU, vil det foretas subjektive analyser hvor egne oppfatninger vil være en del av vurderingene. Underveis vil det redegjøres for hvilke forslag som baserer seg på etterprøvbare analyser, og hvilke som er egne subjektive forslag, på bakgrunn av de øvrige analysene.

II. Rettsøkonomisk analyse

En *rettsøkonomisk* analyse søker å avklare rettsreglers virkninger og vurdere hvilke regler som er best egnet til å oppå bestemte målsetninger.⁹⁵ Innenfor rettsøkonomien finnes det også forskjellige

⁹¹ Eriksen (2012) s. 141.

⁹² Eriksen (2012) s. 142-143.

⁹³ Eriksen (2012) s. 140-150.

⁹⁴ Eriksen (2012) s. 154.

⁹⁵ Høgberg (2019) s. 138.

former for typer av rettsøkonomi.⁹⁶ Det kan imidlertid være glidende overganger mellom de ulike formene.⁹⁷

Den ene formen som vil være relevant for avhandlingen er *juridisk anvendt rettsøkonomi*, hvor man anvender økonomisk teori for å finne tolkningsløsninger som maksimerer samfunnets velferd. Formålet med energirettlig regulering er blant annet å fremme samfunnsmessig rasjonell utnyttelse av energiresurser, fri konkurranse og teknologisk utvikling.⁹⁸ Juridisk anvendt rettsøkonomi er relevant for å se hvordan målsetningene til Norge og EU er reflektert i regelverket. Samtidig er metoden relevant for hvilke insentiver havvindprodusentene er gitt gjennom regelverket, som sannsynliggjør oppnåelse av disse målsetningene. Den andre formen er *rettspolitisk anvendt rettsøkonomi*, hvor man gjennom økonomisk analyse kartlegger virkningene rettsregler har. Virkningene brukes som argument for at rettsreglene bør endres, og hvordan de bør endres.⁹⁹

Virkningene vil i avhandlingen knytte seg til både gjeldende, foreslått og manglende regelverk. Både virkninger for havvindprodusentene og samfunnsøkonomisk effektive løsninger vil vurderes, men hovedfokuset er investeringsinsentiver for havvindprodusentene.

1.4.2 Spesielle metodiske spørsmål

Når man bruker juridisk metode på konkrete problemstillinger vil den alltid bli spesiell, avhengig av rettsområde som analyseres. For utfordringene tilknyttet hybrider, vil EØS- og EU-retten være sentralt i analysen. Særlig vil de forskjellige språkversjonene av rettsakter, og forholdet til ikke implementerte rettsakter, reise metodiske spørsmål. Spørsmålene vil kort redegjøres for under dette punktet.

I. Forskjellige språkversjoner av EØS/EU-rettsakter

Det første spørsmålet er hvilke versjoner som skal anvendes når EØS- og EU-rettsakter vedtas i forskjellige språkversjoner. Dersom en norsk tekstversjon av en rettsakt er besluttet innlemmet i EØS-avtalen, er den gyldig.¹⁰⁰ Samtidig vil også andre språkversjoner opplistet i EØS-avtalens

⁹⁶ Kolstad (2008) s. 395-396.

⁹⁷ Kolstad (2008) s. 396.

⁹⁸ Enl. § 1-2. Havenl. § 1-1. 3el-direktiv art. 1.

⁹⁹ Kolstad (2008) s. 396.

¹⁰⁰ EØS-avtalens hoveddel art. 129 nr.1 tredje ledd.

artikkel 129 nr. 1 være gyldig. Ved tolkning av rettsaktens ordlyd må man derfor sammenholde disse språkversjonene. Det er 24 offisielle språk i EU, og EU-lovgivningen må være skrevet på alle språkene, inkludert dansk og engelsk.¹⁰¹ Energiregelverket i EØS/EU er teknisk komplisert og detaljert. Som et pedagogisk grep vil avhandlingen derfor til dels oversette EU-rettsaktene, samt introdusere egne norske begreper, for å klargjøre nyanser og meningsinnhold i rettsreglene.

II. Betydning av at Ren-energipakken ikke er innlemmet i EØS-avtalen

Et ytterligere metodisk spørsmål i avhandlingen, er betydningen av at Ren energi-pakken ikke er innlemmet i EØS-avtalen. I utgangspunktet skal EØS-komiteen fatte beslutning om å innlemme EØS-relevante rettsakter i EØS-avtalen «så nær så mulig i tid» med EUs vedtak.¹⁰² Ren energi-pakken må anses EØS-relevant.¹⁰³ Det må likevel regnes med et visst etterslep som følge av et behov om å ivareta egne demokratiske prosesser.¹⁰⁴ Per i dag vil dermed rettsaktene under tredje markedspakke regulere kraftutvekslingen mellom Norge og EU.

Det som kan by på utfordringer er hvordan aktører i et samhandlende EU- og EØS-fellesskap, som er regulert under forskjellige regelverk, skal forholde seg til hverandres plikter og rettigheter. En slik rettsusikkerhet vil ikke bidra til investeringsvilje i hybridtilkoblede havvindparker mellom Norge og EU. Likevel antas det på energirettens område, satt på spissen, at det som er EU-rett i dag, vil bli EØS-rett i morgen. Det antas derfor at Ren energi-pakken innlemmes.¹⁰⁵ Flere aktører i Norge anser den også som relevant for et balansert samarbeid.¹⁰⁶ Det understrekes imidlertid at den ikke er bindende for Norge. I avhandlingen vil drøftelsen av reglene i Ren energi-pakken derfor benyttes som en argumentasjonsfaktor.

1.5 Avgrensninger

Frem til 2027 forventes det en dobling av dagens havvindkapasitet, hvor store deler vil befinne seg i Storbritannias farvann.¹⁰⁷ Til tross for Storbritannias sterke posisjon i vindkraftmarkedet, vil det

¹⁰¹ Consolidated text: Regulation No 1 determining the languages to be used by the European Economic Community, OJ 17, 6.10.1958, p. 385 [Regulation No 1] artikkel 1 og 4 jf. TEUF artikkel 342.

¹⁰² EØS-avtalen art. 102 nr. 1 jf. 98 og 93 nr. 2

¹⁰³ Del 1.3.4.

¹⁰⁴ EØS-avtalen art. 102 om beslutningsprosessen og art. 7 nr. 1 om at medlemslandenes er forpliktet til å inkorporere rettsaktene i deres «interne rettsorden».

¹⁰⁵ Del 1.3.4.

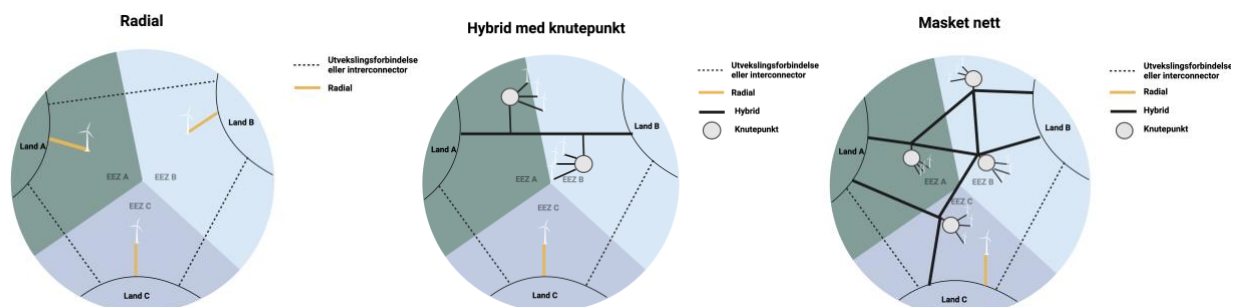
¹⁰⁶ Statnett (2020) s. 5. Energi Norge (2020) s. 2.

¹⁰⁷ E&K (2023).

falle utenfor problemstillingen om hybridprosjekter mellom Norge og EU. Det ses derfor bort i fra forholdet mellom EU- og EØS-medlemmer og Storbritannia.¹⁰⁸

Det er flere måter regelverket kan påvirke investeringsinsentiver for havvindaktørene. Blant annet inneholder Europakommisjonens nye reformforslag Com(2023) 148 final forslag om alternativene tosidig differansekontrakter (CfD) og krafthandelsavtaler (PPA).¹⁰⁹ Disse fungerer som prissikringsmekanismer for generert havvindproduksjon og skal kunne bidra til å gi insentiver for havvindprodusentene. Forslagene er imidlertid tilknyttet statsstøtte, og faller utenfor problemstillingen om bruk flaskehalsinntekter som investeringsinsentiv.

Havvindutviklingen kan skje gradvis gjennom flere faser med radialforbindelser, forskjellige former for hybridprosjekter og masket nett. Første fase av SNII vil tilknyttes Norge via en radial.¹¹⁰ En radial tilkobling er en kabelforbindelse mellom havvindparken og et punkt i strømmettet til lands.¹¹¹ En radiell nettløsning kan utelukkende benyttes til ilandføring når det er havvindproduksjon,¹¹² som vil si at den ikke har noen funksjon dersom det ikke blåser.



Figur 1 til venstre: Radialforbindelser. Figur 2 i midten: Hybrid med knutepunkter. Figur 3 til høyre: Masket nett.

Kilde: forfatterens egen illustrasjon.

Fokuset i avhandlingen er imidlertid rettslige utfordringer for hybridprosjekter, hvor havvindparker kan kombineres med utveksling, via knutepunkter.¹¹³ Dermed vil rettslige utfordringer med et masket nett ikke bli tatt med i analysen. Det vil også avgrenses mot radialforbindelser, da de ikke

¹⁰⁸ Del 1.2.1.

¹⁰⁹ COM(2023) 148 final art. 1 nr. [9] CfD: art. 19b og fortalen punkt 34. PPA: art. 19 a og fortalen punkt 27.

¹¹⁰ OED (2023c) s. 5.

¹¹¹ Sintef (2022).

¹¹² Statnett (2021a) s. 2.

¹¹³ Del 2.2.2.

utløser samme behov for regelendring som hybridforbindelser. I tillegg avgrenses det mot spørsmål rundt eierskap og drift av strømmettet til havs.¹¹⁴

1.6 Videre fremstilling

Med utgangspunkt i det illustrerte bakteppet, vil det i del 2 bli foretatt noen avklaringer, forutsetninger og presiseringer for den videre analysen. På grunn av en varierende begrepsbruk hos både aktører og myndigheter, er det hensiktsmessig å klargjøre meningsinnholdet som blir lagt til grunn i avhandlingen. I samme del vil det bli redegjort for kraftsystemets oppbygning, hybriders særlige art og hvor hybridprosjektene utfordringer befinner seg i kraftmarkedet.

Deretter vil flaskehalshåndtering illustreres i del 3, gjennom en redegjørelse av gjeldende regelverk for kapasitetstildeling. Det som er interessant for analysen, er hvilke rettsvirkninger det får for hybrider at regelverket ikke er utformet med tanke på kombinasjonen av ilandføring av havvindproduksjon og kraftutveksling. Videre vil de alternative markedsløsningene bli analysert i del 4, ved å se på hvordan regelverket fungerer i to relevante markedsmodeller. Her vil det redegjøres for hvilke virkninger regelverket har for hybridprosjektene, før det i del 5 foretas en mer omfattende analyse av den mest fordelaktige markedsmodellen i et rettsøkonomisk og rettspolitisk perspektiv. Analysens del 6 inneholder flere alternative juridiske løsninger, som på forskjellige måter kan gi investeringsinsentiv for havvindprodusentene, ved bruk av flaskehalsinntekter. Avslutningsvis oppsummeres analysen med en samlet konklusjon på problemstillingen i del 7.

2 Hybrider og begrepsavklaringer

2.1 Innledning

Energisektoren har ulike begreper med juridisk, teknisk og økonomisk betydning. Regelverket er derfor preget av omfattende og detaljert regulering av forskjellige sider ved kraftmarkedet. Et hovedproblem er derfor å identifisere hvor og hvordan hybrider kan passe under gjeldende regelverk. I del 2.2 foretas derfor først noen avklaringer av sentrale begreper og juridiske konsepter i strømmarkedet som er relevant for hybrider. Deretter vil flaskehalser og flaskehalsinntekter i del 2.3 plasseres i en juridisk kontekst. Til slutt i del 2.4 vil det analyseres om hybrider kan passe under gjeldende legaldefinisjoner for grenseoverskridende el-infrastruktur.

¹¹⁴ Del 1.3.2.

2.2 Hybrider og havnett i lys av begrepsbruk i markedsreguleringen

2.2.1 Kategorier av overføringsforbindelser

I. Strømnett og overføringsforbindelse

Norge har et omfattende strømnett som transporterer kraft fra produsenter til forbrukere.¹¹⁵ For hybridprosjekter vil tekniske komponenter for transport av kraft være en sentral forutsetning, og derfor også sentralt i analysen. Energiinfrastruktur er ethvert fysisk utstyr eller anlegg som er i landet, eller som kobler sammen to eller flere land.¹¹⁶ For hybridprosjekter vil en av utfordringene være å rettslig kategorisere prosjektets infrastruktur.¹¹⁷ I avhandlingen vil begrepet *overføringsforbindelse* benyttes som en generell betegnelse på tekniske komponenter for transport av elektrisitet. Store variasjoner i forbruk og produksjon gir behov for at nettet er dimensjonert til, og driftes for, å tåle strømbelastningen.¹¹⁸ Tilstrekkelig *overføringskapasitet* er en forutsetning for faktisk transport.¹¹⁹

II. Strømnettet til lands: tre nettnivåer

Reguleringen av det landlige strømnettet vil være et utgangspunkt for regulering av nett til havs.¹²⁰ Energiloven legger rammene for reguleringen av kraftsektoren på land, herunder nettvirksomheten. Det norske strømnettet på land fordeles på tre nettnivåer: transmisjonsnettet¹²¹, regionalnettet¹²² og distribusjonsnettet¹²³.¹²⁴ For hybridprosjekter er førstnevnte sentral.

Transmisjonsnettet omfatter etter enl. § 1-5 første ledd «anlegg for overføring av elektrisk energi på minst 200 kV». I 3el-direktiv artikkel 2 nr. 3 fremkommer det at *transmisjon* omfatter «transport

¹¹⁵ EF Norge (2019c). OED (2021).

¹¹⁶ sml. TEN-E revidert art. 2 nr. 1.

¹¹⁷ Del 2.4 og 3.3.

¹¹⁸ EF Norge (2019c).

¹¹⁹ EF Norge (2019b).

¹²⁰ Del 1.3.

¹²¹ Forskrift 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffar [Forskrift om kontroll av nettvirksomhet - FON] § 1-3 første ledd punkt 16. 3el-direktiv art. 2 nr. 3.

¹²² FON § 1-3 første ledd punkt 14. I EØS/EU er dette distribusjonsnett, jf. 3el-direktiv art. 2 nr. 5.

¹²³ FON § 1-3 første ledd punkt 4. 3el-direktiv art. 2 nr. 5.

¹²⁴ NOU 2022: 6 s. 27. OED (2021).

av elektrisk kraft gjennom samkjøringsnettet for svært høy spenning», men «ikke forsyning».¹²⁵ Transmisjon forutsetter dermed bare «svært høy spenning», uten at spenningsnivået angis nærmere. I TEN-E revidert annex II nr. 1 bokstav a, som omhandler kategorier av prioritert energiinfrastruktur i EU, står det at «high voltage» for transmisjonslinjer over bakken designes for «a voltage of 220 kV or more». Ordlyden «anlegg» i energiloven og «equipment» i TEN-E er også svært vid. Det fremstår dermed ikke å være en omforent angivelse av transmisjonsnett. Det legges derfor til grunn at alle linjer og kabler med spenning på *minst* 200 kV vil være å anse som transmisjonsnett.¹²⁶ Det betyr at hybrid- og utvekslingsforbindelser som oppfyller bestemmelsens vilkår om 200 kV, også kan være omfattet av transmisjonsnettet.¹²⁷

III. Utvekslingsforbindelse

For forbindelser for utveksling av strøm mellom Norge og utlandet benyttes flere begreper i regelverket og dagligtale: utenlandskabel¹²⁸, mellomlandsforbindelse¹²⁹, utenlandsforbindelse¹³⁰, overføringsforbindelse¹³¹ mv. I avhandlingen vil begrepet *utvekslingsforbindelse* bli benyttet om forbindelser på tvers av landegrenser, samt på tvers av budområder. Med *utveksling* menes import og eksport mellom budområder og land. På bakgrunn av avhandlingens analyse fremstår utvekslingsforbindelse som et mer deskriptivt begrep for en slik forbindelse. Fordelen er at man da kan anvende begrepet overføringsforbindelse om de resterende forbindelsene hvor kraftoverføring er formålet, men ikke nødvendigvis utveksling. Utvekslingsforbindelser vil være ensbetydende med det som i EU-sammenheng omtales som «interconnectors».¹³²

Overføring av strøm mellom budområder¹³³ i ulike landsdeler og eksport/import mellom budområder i Norge og utlandet, forutsetter *utvekslingskapasitet* (også kalt «handelskapasitet»)¹³⁴. Systemoperatør er ansvarlig «for fastsettelse av handelskapasitet mellom budområder, per

¹²⁵ 4eI-direktiv art. 2 nr. 34.

¹²⁶ Prop. 35 L (2015-2016) s. 40-41.

¹²⁷ Prop. 35 L (2015-2016) s. 40-41.

¹²⁸ NRK (2022).

¹²⁹ Statnett (u.å.a).

¹³⁰ Enl. § 4-2.

¹³¹ 3eI-forordning art. 2 nr. 1.

¹³² 4eI-forordning art. 2 nr. 1.

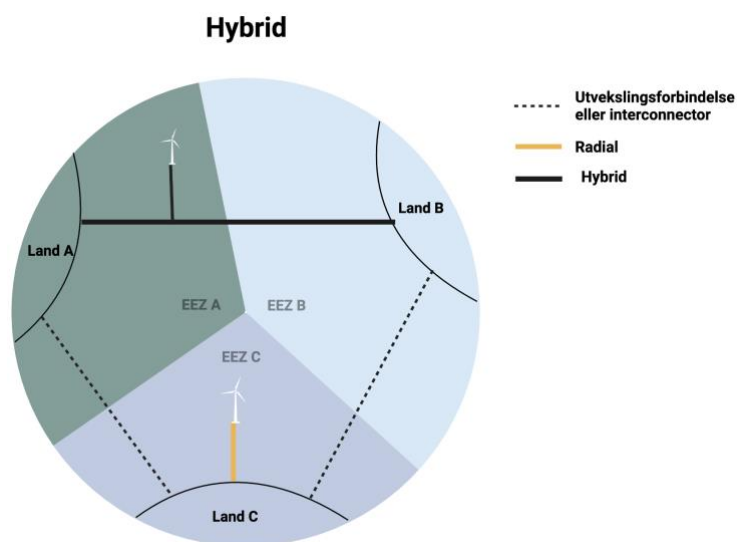
¹³³ Del 2.2.2.

¹³⁴ CACM art. 1 nr. 1. EF Norge (2019c).

tidsenhet».¹³⁵ Begrepet «fastsettelse» forstås i betydning av å beregne og tildele utvekslingskapasitet til markedsdeltakerne i strømmarkedet.¹³⁶

IV. Hybridforbindelse

En hybridforbindelse kombinerer overføring av mengden strøm produsert av havvindparker, det vil si *produksjonskapasitet*, og utvekslingskapasitet.¹³⁷



Figur 4: Hybridforbindelse.

Kilde: forfatterens egen illustrasjon.

V. Kryssende kraftstrømmer og forbindelser

Både EØS- og EU-retten, så vel som norsk rett, har varierende begrepsbruk for kraftstrømmer og nettforbindelser som er internt i et budområde, mellom budområder og/eller over landegrenser. Det at en forbindelse går mellom to budområder, betyr ikke nødvendigvis at den krysser landegrenser.¹³⁸ I avhandlingen omtales forbindelser mellom budområder som *tverrsonale*, mens de over landegrenser omtales som *tverrnasjonale*. *Kryssende* er en fellesbetegnelse for tverrsonale og -nasjonale forbindelser.

¹³⁵ FOS § 6 første ledd.

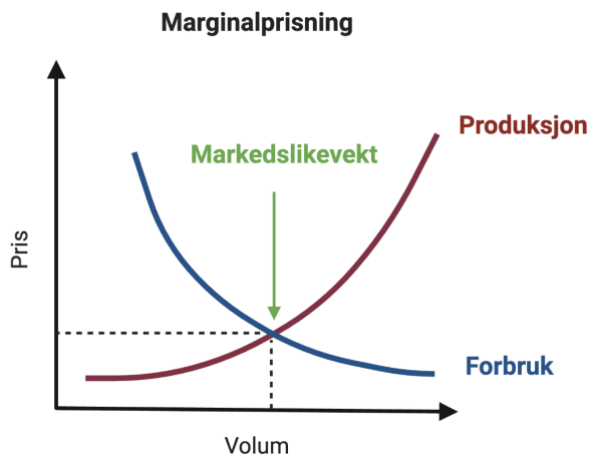
¹³⁶ Del 2.2.3.

¹³⁷ Punkt III og del 1.1.1. RME (2023) s. 4.

¹³⁸ Se Statnett (2021c) s. 17 og NOU 2022: 6 s. 37 om Norges fem budområder.

2.2.2 Budområder og markedslikevekt

I Norge, og i de fleste andre europeiske land, er kraftmarkedet organisert i budområder.¹³⁹ Et «[b]udområde» er et «geografisk avgrenset område, innad hvor markedsaktører kan handle energi uten allokering av handelskapasitet», jf. Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet [FOS] § 3 bokstav c.¹⁴⁰ Det vil med andre ord si områder hvor kraften kan flyte fritt og det fastsettes en egen kraftpris, kalt områdeprisen, som alle markedsaktørene i budområde mottar.¹⁴¹ Disse prisene skaper balanse mellom kjøps- og salgsbud fra aktørene innenfor de ulike budområdene.¹⁴² *Markedslikevekten* angir hvor mye som skal produseres og forbrukes (volum) og hvor mye alle skal betale (pris).¹⁴³ Områdeprisen avgjøres av prisen for å utløse den siste kraftenheten som etterspørres, kalt *marginalprisen*.¹⁴⁴



Figur 5: Markedslikevekt ved marginalprisning til venstre.

Kilde: forfatterens egen illustrasjon.

Opprettelse av nye budområder eller endring av eksisterende budområder fastsettes med formål om å håndtere «store og langvarige» (strukturelle) flaskehals i nettet, jf. FOS § 5 annet ledd.¹⁴⁵ Det er prinsipielt forslått to alternative budområde-modeller for hybridprosjekter: hjemmemarked-

¹³⁹ NOU 2022: 6 s. 37.

¹⁴⁰ Transparensforordningen art. 2 nr. 3. 4el-forordning art. 2 nr. 65.

¹⁴¹ NOU 2022: 6 s. 37.

¹⁴² EF Norge (2022).

¹⁴³ Statnett (u.å.b) s. 6.

¹⁴⁴ Stortinget (2022) s. 3.

¹⁴⁵ CACM art. 33 nr. 1 bokstav c punkt iv og 4el-forordning art. 14 nr.1 2. punktum.

modellen og sjøbudområde-modellen.¹⁴⁶ En HM-tilnærming innebærer at havvindparken vil inngå i budområdet til lands, i tillegg til å ha en forbindelse til et annet budområde, som fungerer som en sammenkobling av kraftmarkedene. Ved en SB-tilnærming vil et «knutepunkt»¹⁴⁷, av havvindparker bli et eget budområde til havs. Ved HM-tilnærmingen vil havvindproduksjonen utgjøre interne strømmer, til forskjell fra SB-tilnærmingen hvor havvindproduksjonen betraktes som kryssende strømmer.¹⁴⁸

2.2.3 Integrering av hybridprosjekter i det fysiske kraftmarkedet

Kraftmarkedet på land er integrert og sammenkoblet på nasjonalt, nordisk og europeisk nivå. Fysisk omsetning av elektrisk energi mellom budområder og land er underlagt EØS-regelverk.¹⁴⁹ Det er ved slik handel at «kapasitetstildeling», altså «tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder», er aktuelt.¹⁵⁰ Handel over de fysiske markedsplassene har dermed betydning for analysen, da hybridtilkoblede havvindparker er avhengig tilgjengelig kapasitet for å få solgt sin produksjon. Det sentrale for analysen er nettopp kapasitetsutfordringene for hybride havvindparker under gjeldende regelverk. Hybridprosjekters deltakelse i de eksisterende fysiske markedsplassene, er viktig for en enhetlig integrering av krafthandelen, og forutsettes i avhandlingen.¹⁵¹

I det fysiske engrosmarkedet kan kraftprodusenter selge store kraftvolum.¹⁵² Engrosmarkedet deles igjen inn i flere markedstidsrammer:

- *Døgnmarkedet*, også kalt *dagen-før-markedet*¹⁵³, som er markedet «hvor kontrakter for kjøp og salg av elektrisk energi handles, per tidsenhet, for fysisk levering neste døgn»,¹⁵⁴
- *kontinuerlig intradag-markedet* «der produkter handles for hver markedstidsenhet før de leveres»¹⁵⁵ ved en kontinuerlig prosess gjennom hele dagen¹⁵⁶, og

¹⁴⁶ ACER/CEER (2022) s. 7.

¹⁴⁷ Også kalt «energiøyer» se Statnett (2022b) s. 12. I engelsk litteratur: «offshore hub».

¹⁴⁸ ACER/CEER (2022) s. 7.

¹⁴⁹ 3el-direktiv art. 1. 3el-forordning art. 1.

¹⁵⁰ Transparensforordning art. 2 nr. 4.

¹⁵¹ Se også RME (2023) s. 21.

¹⁵² EF Norge (2022).

¹⁵³ CACM art. 1 nr. 1 og art. 2 annet ledd nr. 34.

¹⁵⁴ FOS § 3 bokstav b.

¹⁵⁵ CACM art. 2 annet ledd nr. 37.

¹⁵⁶ CACM fortalen punkt 5.

- *balansemarkedet* hvor det benyttes «institusjonelle, kommersielle og driftsmessige ordninger som utgjør den markedsbaserte balansehåndteringen». ¹⁵⁷

Døgn- og intradag-handel foregår på kraftbørser styrt av en utpekt operatør på markedet for elektrisk kraft (NEMO), f.eks. Nord Pool AS i Norden.¹⁵⁸ Handelen foregår ved implisitte auksjoner, som etter 3el-forordning vedlegg I nr. 2.1 andre punktum, tilsier at «kapasitet og energi» tildeles samtidig. Nærmere angitt i CACM artikkel 2 annet ledd nr. 26 og 27, er det auksjonsprosesser der innsamlede «ordrer»¹⁵⁹ «matches»¹⁶⁰ og «utvekslingskapasiteten mellom budområder tildeles samtidig». Systemoperatør driver balansemarkedet, og skal sikre den «momentane balansen» i kraftsystemet mellom tilbud og etterspørsel til enhver tid, jf. FOS § 4 bokstav a.¹⁶¹

De generelle prinsippene for beregning og tildeling av utvekslingskapasitet er regulert i 3el-forordning.¹⁶² Reglene om utvekslingskapasitet for døgnmarkedet og intradag-markedet detaljregulert i CACM, jf. artikkel 1 nr. 1.

CACM artikkel 2 annet ledd definerer to metoder for å kapasitetsberegning mellom budområder:

- Metoden for samordnet netto overføringskapasitet (*CNTC*) definert i nr. 8 som «en metode for kapasitetsberegning som er basert på prinsippet om forhåndsvurdering og -fastsettelse av maksimal energiutveksling mellom tilstøtende budområder», og
- Flytbasert metode (*FB*) definert i nr. 9 som «en metode for kapasitetsberegning der energiutvekslingen mellom budområder begrenses av distribusjonsfaktorer for kraftoverføring og tilgjengelige marginer på kritiske nettkomponenter».

Det er systemoperatør som beregner utvekslingskapasiteten som tildeles i døgn- og intradag-markedet.¹⁶³ Under balansetidsrammen er det inntatt nærmere reguleringer i EB for å sørge for

¹⁵⁷ EB art. 2 annet ledd nr. 2.

¹⁵⁸ CACM art. 2 annet ledd nr. 23.

¹⁵⁹ CACM art. 2 annet ledd nr. 21 som vil si markedsdeltakernes uttrykk for «en intensjon om å kjøpe eller selge energi» til en bestemt pris per enhet.

¹⁶⁰ CACM art. 2 annet ledd nr. 20 som tilsier «den handelsprosessen der salgsordrer matches med kjøpsordrer for å sikre høyest mulig økonomisk overskudd».

¹⁶¹ Havenl. § 7-1 annet ledd. EB art. 2 annet ledd nr.1.

¹⁶² 3el-forordning art. 16 og vedlegg I jf. art. 18. nr. 4.

¹⁶³ CACM art. 14 nr. 1.

«balansering av elektrisk kraft», samt avregning av reserver og «utveksling av balanseenergi».¹⁶⁴ Integreringen av hybrider i kraftmarkedet medfører at også disse vil bli regulert av gjeldende regelverk for markeds plassene og kapasitetsberegning. Det er nettopp rettsvirkningene av en slik integrering som vil bli analysert.

2.3 Flaskehals og flaskehalsinntekter

2.3.1 Markedsrelaterte, fysiske og strukturelle flaskehals

Kapasitetsutfordringene under gjeldende regelverk er sentralt for avhandlingen, og knytter seg til tilfeller hvor kapasiteten begrenses av «flaskehals» i strømmettet. Spørsmålet blir da hvor «flaskehals» inngår i en juridisk sammenheng. Flaskehals er definert i FOS § 3 bokstav d som en situasjon som «oppstår når utvekslingsbehovet i nettet overstiger overføringsgrensen». Begrepet «flaskehals» isolert, forstås i en overført betydning som noe som hindrer full gjennomstrømning. Definisjonens ordlyd tilsier tilfeller av fysiske begrensninger, hvor det ikke er samsvar mellom belastningen som forbindelsen er dimensjonert for og faktisk produksjon og etterspørsel.

I norsk språkversjon av 3el-forordning er flaskehals definert i artikkel 2 nr. 2 bokstav c som en situasjon der «en overføringsforbindelse [...] ikke kan håndtere alle de fysiske strømmene forbundet med *internasjonal handel* som markedsdeltakerne etterspør, på grunn av kapasitetsmangel [...]» (vår utheving).¹⁶⁵ Definisjonen åpner for at flaskehals er fysiske og markedsrelaterte begrensninger som resulterer i redusert utvekslingskapasitet. I engelsk terminologi i EU/EØS benyttes begrepet «congestion» som, mer direkte oversatt, tilsier «opphopning» eller «forstopping» i fysisk forstand. I dansk språkversjon av 4el-forordning artikkel 2 nr. 4 benyttes begrepet «kapasitetsbegrænsninger» om det samme. I tillegg gjelder 4el-forordning både «handel» og «netelementer, som ikke kan håndtere disse strømme». Det danske begrepet og definisjonen knytter seg tilsynelatende også til fysiske og markedsrelaterte begrensninger av utvekslingskapasitet.

CACM-forordningen går enda lenger og fastsetter i artikkel 2 tre definisjoner av flaskehals:

¹⁶⁴ EB art. 1 nr. 1 og art. 37.

¹⁶⁵ Del 1.4.2.

- Den første er «markedsrelatert flaskehals» som vil si en situasjon der «det økonomiske overskuddet for den felles dagen-før- eller intradagmarkedskoplingen er begrenset av utvekslingskapasiteten mellom budområder eller av tildelingsbegrensninger».¹⁶⁶
- Den andre er «fysisk flaskehals» som er «enhver nettsituasjon der forventet eller faktisk kraftflyt bryter med de enkelte nettkomponenters termiske grenseverdier og kraftsystemets spenningsstabilitet eller vinkelstabilitet».¹⁶⁷
- Den siste er «strukturell flaskehals» som betyr «flaskehals i transmisjonsnettet som kan defineres entydig, som er forutsigbar, geografisk stabil over tid og forekommer jevnlig under normale forhold i kraftsystemet».¹⁶⁸

Disse definisjonene viser at flaskehalsen kan forstås som både fysiske og markedsrelaterte begrensninger, som kan være sporadiske eller gjentakende. Det sentrale fremstår å være at utvekslingskapasiteten er redusert. I tillegg fremstår det som at fysiske og strukturelle flaskehalsen kan oppstå i alle markedstidsrammene.¹⁶⁹ Markedsrelatert flaskehals er derimot i hovedsak knyttet til handel på kraftbørsen, jf. «felles dagen-før- eller intradagmarkedskoplingen» i CACM artikkel 2 annet ledd nr. 17.¹⁷⁰

Fysiske flaskehalsen kan skilles fra såkalt «infrastrukturflaskehalsen». Infrastrukturflaskehalsen skyldes begrensninger på de fysiske strømmene på grunn av manglende overføringskapasitet, inkludert, blant annet, mangelen av infrastruktur og forbindelser.¹⁷¹ Fysiske flaskehalsen forstås som begrensninger på selve infrastrukturen, ikke manglende infrastruktur som sådan.

Videre kan markedsrelaterte flaskehalsen følge av «tildelingsbegrensninger». Dette er definert i CACM artikkel 2 annet ledd nr. 6 som «begrensninger som skal respekteres i forbindelse med kapasitetstildelingen for å holde transmisjonsnettet innenfor grensene for driftssikkerhet, og som ikke er blitt omregnet til utvekslingskapasitet mellom budområder, eller som er nødvendig for å gjøre kapasitetstildelingen mer effektiv». Det vil si spesifikke begrensninger ved «kapasitetstildelingen» før det er blitt omregnet til utvekslingskapasitet mellom budområder. Ifølge gjeldende regelverk skal systemoperatøren håndtere «flaskehalsen» i strømmettet.¹⁷²

¹⁶⁶ CACM art. 2 annet ledd nr. 17.

¹⁶⁷ CACM art. 2 annet ledd nr. 18.

¹⁶⁸ CACM art. 2 annet ledd nr. 19. 4el-forordning art. 2 annet ledd nr. 6.

¹⁶⁹ Del 2.2.3.

¹⁷⁰ Del 2.2.3.

¹⁷¹ TEN-E art. 2 nr. 2.

¹⁷² FOS § 5 første ledd. 3el-forordning vedlegg I punkt 1.3.

Flaskehalsbehandlingen for de forskjellige typene av flaskehals vil variere, og vil fremkomme i den videre analysen.

2.3.2 Flaskehalsinntekter oppnås som følge av kapasitetstildeling

Et annet sentralt element i oppgaven er fordeling av flaskehalsinntekter som investeringsinsentiv.¹⁷³ CACM artikkel 2 annet ledd nr. 16 definerer *flaskehalsinntekt* som inntekter som mottas som følge av «kapasitetstildeling». I transpansforordningen artikkel 2 nr. 2 er «kapasitetstildeling» definert som «tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder». Sett i lys av 3el-forordning artikkel 16 nr. 3 er tildelt utvekslingskapasitet den «kapasitet [som] stilles til rådighet for markedsdeltakerne». Det tilsier tilgjengeliggjøring i markedet mellom budområder. Det taler for at «flaskehalsinntekter» er inntekter som er et resultat av utvekslingskapasiteten som gjøres tilgjengelig.

Overskuddsproduksjonen i et budområde kan transporteres til budområde med produksjonsunderskudd, gjennom at kapasitet «stilles til rådighet for markedsdeltakerne» i «kapasitetstildeling». Markedslukevekten medfører at budområder med produksjonsoverskudd og produksjonsunderskudd, blir henholdsvis et lavprisområde og høyprisområde.¹⁷⁴ Systemoperatør avgjør mengden tilgjengelig overføringskapasitet, forkortet *TOK*, for å forbygge mot fysiske eller markedsrelaterte flaskehals.¹⁷⁵ Flaskehalsinntekten for systemoperatør tilsvarer da prisdifferansen mellom områdene som utvekslingsforbindelsen er tilknyttet.¹⁷⁶ De skal fordeles etter en «metode» som avtales av systemoperatørene.¹⁷⁷ Flaskehalsinntektene kan oppstå gjennom alle de fysiske markedstidsrammene: døgn-, intradag- og balansemarkedstidsrammen.¹⁷⁸

Begrenset TOK skiller seg fra redusert overføringskapasitet, som kan være et resultat av kapasitetsinnskrenkning etter tildeling.¹⁷⁹ Slik etterfølgende reduksjon har ikke samme innvirkning på prisdifferansen eller flaskehalsinntektene, slik som tildelingsbegrensninger. Det er følgelig regelverket om tildelingsbegrensningene som blir særlig problematisk for hybrider.¹⁸⁰

¹⁷³ Del 1.1, 5.3 og 6.

¹⁷⁴ Del 2.2.2.

¹⁷⁵ Del 2.3.1. CACM art. 2 annet ledd nr. 17 til 19.

¹⁷⁶ NVE (2022).

¹⁷⁷ CACM art. 73. EB art. 40 og 41.

¹⁷⁸ Del 2.2.3.

¹⁷⁹ Del 3.3.1.

¹⁸⁰ Del 3.3.

2.4 Sammenligning av hybridforbindelser og utvekslingsforbindelser

2.4.1 Definisjoner og plassering av hybrider i regelverket

Hybridforbindelser er ikke særskilt definert i gjeldende regelverk. Det må dermed undersøkes hvorvidt de eksisterende definisjoner for utvekslingsforbindelser er anvendelig på hybridforbindelser.

I. Norske lover og forskrifter

Definisjonen av «utenlandsforbindelser» i energiloven § 4-2 vil etter sin ordlyd tale for tverrnasjonale utvekslingsforbindelser. I Prop. 160 L (2020–2021) s. 13 angis det at «utenlandsforbindelser» er «en forbindelse som kobler det norske kraftsystemet sammen med en annen stats kraftsystem», eller en forbindelse «som knytter det norske kraftsystemet til anlegg for produksjon eller forbruk utenfor norsk kontinentalsokkel». 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. Derimot tar definisjonen ikke høyde for at delen fra havvindparken og inn til land i hjemmemarkedet, ikke nødvendigvis krysser noen landegrense. Den tar heller ikke hensyn til at hybridforbindelsen kombinerer ilandføring av havvindproduksjonen og utveksling.

Havenergilovas § 8-1 regulerer konsesjon for «utførsel og innførsel av elektrisk energi». Etter Ot.prp.nr.107 (2008–2009) s. 84 er bestemmelsen aktuell hvor havvindparker i Norge er «knytt til et anna land» eller dersom havvindparker i et annet land «er knytt til nettanlegg i norsk havområde». Bestemmelsen er med andre ord aktuell ved utførsel av norskprodusert energi til havs, og innførsel av energi produsert i utenlandske havområder. Den er ikke direkte anvendelig der havvindproduksjon og utveksling til havs er kombinert, som ved hybridforbindelser.

Videre følger det av havenergilovforskrifta § 1 tredje ledd at «[u]tenlandskablar med konsesjon etter» energiloven § 4-2, ikke trenger konsesjon etter havenergilova § 8-1. Som utgangspunkt kan konsesjon bare gis til Statnett som systemansvarlig.¹⁸¹ Etter en lovendring i 2021¹⁸² kan konsesjon

¹⁸¹ Enl. § 4-2 første ledd annet punktum.

¹⁸² Prop. 160 L (2020–2021) s. 15.

for utenlandforbindelser gis til andre enn systemansvarlig «når forbindelsen er tilknyttet anlegg for produksjon eller forbruk av elektrisk energi til havs og krysser avgrensningslinjen mellom Norges kontinentalsokkel og en annen stats sokkel». Anvendelsen av unntaket forutsetter at forbindelsen krysser en landegrense, noe som ikke er tilfellet for ilandføringsbiten av hybridforbindelsen til Norge.

Samlet sett anses definisjonene for utvekslingsforbindelser i det norske regelverket som lite treffende for hybridforbindelser. For det første forutsetter regelverket at forbindelsen er tverrnasjonal. Imidlertid vil ikke delen på hybridforbindelsen fra havvindparken og inn til hjemmemarkedet nødvendigvis krysse noen landegrense, dersom havvindparken ligger innenfor Norges landegrenser. For det andre tas det ikke høyde for at en og samme forbindelse kan anvendes til tverrnasjonal utveksling mellom landlige kraftsystemer, i tillegg til å være tilknyttet et produksjonsanlegg til havs, i eller utenfor norsk sokkel.

II. EU og EØS-regelverk

Både tredje og fjerde elektrisitetsmarkedspakke har inntatt likelydende legaldefinisjoner av det engelske begrepet «interconnector» i henholdsvis direktivene og forordningene. I norske versjoner av rettsaktene er dette oversatt til «overføringsforbindelse». En språklig og praktisk forståelse av ordlyden, tilsier at det siktes til forbindelser mellom både land og budområder.¹⁸³ Videre vil begrepet «utvekslingsforbindelse» benyttes om dette.¹⁸⁴

Ifølge 3el-direktiv artikkel 2 nr. 13 er utvekslingsforbindelser definert som «utstyr som brukes til å kople sammen elektrisitetsnett».¹⁸⁵ Ordlyden «kople sammen elektrisitetsnett» er vid, og omfatter både tverrnasjonale og tverrsonale forbindelser. Begrepet «utstyr» kan også omfatte forskjellige tekniske komponenter som kabler, transformatorer og produksjonsanlegg. Hybridforbindelsers doble funksjonalitet, i form av ilandføring av havvindproduksjon og kraftutveksling, kan derfor anses omfattet av legaldefinisjonen.

Det fremgår i 3el-forordning artikkel 2 nr. 1 at definisjonene i direktivet gjelder tilvarende, med unntak av definisjonen for utvekslingsforbindelser. Forordningen definerer utvekslingsforbindelser som «en overføringsledning som krysser eller spenner *over en grense mellom medlemsstater*, og

¹⁸³ Praktisk forståelse jf. Nieuwenhout (2022) s. 318.

¹⁸⁴ Del 2.2.1 punkt III.

¹⁸⁵ 4el-direktiv art. 2 nr. 39 «'Interconnector' means equipment used to link electricity systems».

som koplei sammen medlemsstatenes nasjonale transmisjonsnett» (vår utheving).¹⁸⁶ Dermed er bare forbindelser på tvers av landegrenser omfattet.¹⁸⁷ For hybridforbindelser innebærer det at det er bare den delen av kabelen som krysser EEZ-grensene som omfattes av definisjonen.

2.4.2 Virkningene av definisjonene for «utvekslingsforbindelser»

Definisjonene av kryssende forbindelser i eksisterende regelverk passer ikke fullt ut for hybridforbindelser. Det er en naturlig konsekvens av at rettsreglene tar sikte på å regulere tradisjonelle utvekslingsforbindelser, hvor produksjonen foregår ved endepunktene av forbindelsen, til forskjell fra på selve forbindelsen som ved hybrider.

Både norske rettskilder, EØS-rettsakter og EU-retten viser at regelverket ikke er utformet med tanke på hybrider. Hybridforbindelser ble for første gang rettslig anerkjent i fortalen til 4el-forordning, hvor de i punkt 66 omtales som «[o]ffshore electricity infrastructure with dual functionality (so-called ‘offshore hybrid assets’) combining transport of offshore wind energy to shore and interconnectors». Rettsreglene i 4el-forordning tar imidlertid heller ikke høyde for de særpreg hybridforbindelser innehar. Omtalen ble inkludert relativt sent i lovgivningsprosessen, og fikk ikke operasjonell virkning. Dette til tross for at Europakommisjonen året etter anerkjente hybride nettløsninger sin nøkkelrolle i utviklingen av større mengder med fornybar produksjon til havs.¹⁸⁸

2.5 Oppsummering og foreløpig konklusjon

På grunn av en varierende og noe upresis begrepsbruk i både regelverket og i bransjen som sådan, vil «interconnectors» bli omtalt som utvekslingsforbindelse i denne avhandlingen. Overføringsforbindelse anses mer som en fellesbetegnelse på ulike typer forbindelser som kan overføre kraft. Kryssende forbindelser er fellesbetegnelsen for både tverrsonale og tverrnasjonale forbindelser.

Kapasitetstildeling, som er kapasitet systemoperatør gjør tilgjengelig for markedet gjennom markedstidsrammene, er det som gir flaskehalsinntekter. Hvordan regelverket for tilgjengelig

¹⁸⁶ 4el-forordning art. 2 nr. 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».

¹⁸⁷ Selv om ordlyden bare omhandler landegrenser, er budområder omfattet i praksis, se Rumpf (2020) s. 410 fotnote 4.

¹⁸⁸ Del 2.4. COM(2020) 741 final s. 12.

overføringskapasitet og flaskehals påvirker hybridforbindelser, vil avhenge av hvordan hybrider integreres i kraftmarkedet, og hvilken markedsmodell som anvendes. Utforming av budområder vil i denne sammenhengen ha stor betydning.

Gjeldende regelverk for utvekslingsforbindelser er utformet for forbindelser hvor produksjonen skjer på endepunktene, og ikke på selve forbindelsen, som ved hybrider. Det forutsettes også at forbindelsene er tverrnasjonale, noe som ikke nødvendigvis er tilfelle for delene av hybridforbindelsen som går fra havvindparken og hjemmemarkedet. I utgangspunktet kan det tenkes at eksisterende regelverk likevel kan anvendes for hybrider, til tross for at definisjonene ikke er fullt ut kompatible. Det vil derfor videre analyseres hvilke rettslige konsekvenser slik anvendelse kan ha.

3 Flaskehalshåndtering og kapasitetstildeling

3.1 Innledning

Gjeldende regelverk for kryssende el-infrastruktur ble utformet med tanke på tradisjonelle utvekslingsforbindelser.¹⁸⁹ Analysen i del 2 viste at definisjonene av utvekslingsforbindelser ikke passet for hybridforbindelser. Hovedspørsmålet i denne delen er om reglene for utvekslingskapasitet kan, og bør, anvendes på hybridløsninger under HM-modellen. Disse reglene er i utgangspunktet rimelige ettersom de er utformet for å beskytte formålene i det indre energimarkedet. Dersom regelverket ikke kan anvendes etter sin hensikt, blir spørsmålet hvilke alternative løsninger som kan tenkes.

Reglene for flaskehalshåndtering og kapasitetstildeling vil kort analyseres i del 3.2 for å kartlegge formålet med regelverket og dets tiltenkte virkning for utvekslingsforbindelser. I del 3.3 vil konsekvensene av dette regelverket for hybridforbindelser identifiseres. I del 3.4 vil det foretas en gjennomgang av juridiske og markedsmessige løsninger som kan bøte på utfordringene identifisert i del 3.3.

¹⁸⁹ 3el-direktiv punkt 60 å «sikre felles regler for et reelt indre marked» er at av «de fremste målene», og «regulering av grensekryssende [utvekslingsforbindelser]» vil sikre det på lang sikt. 4el-direktiv punkt 19.

3.2 Flaskehalshåndtering

3.2.1 Hensynene bak reglene om håndtering av flaskehals

Hovedmålet med det indre energimarkedet er blant annet ubegrenset grenseoverskridende handel med elektrisitet over utvekslingsforbindelsene.¹⁹⁰ Kapasitetsreglene skal bidra til å oppnå disse målsetningene om et integrert energimarked, som forutsetter effektiv utveksling over landegrenser.¹⁹¹ Et fundamentalt markedsprinsipp, er fri og rettferdig konkurranse mellom produsenter og leverandører av energi.¹⁹²

I praksis er det likevel begrensninger for handelen av elektrisitet på tvers av landegrenser og budområder.¹⁹³ Utfordringen er at medlemsstater typisk har både politiske og økonomiske motiver til å prioritere sine egne interesser, fremfor fellesskapet.¹⁹⁴

Det følger av fortalen til CACM punkt 2 at strøm kan bare forsendes til forbrukerne gjennom nettverket. Dermed er forsynings sikkerheten avhengig av tilstrekkelig overføringskapasitet for kryssende handel. Det er systemoperatørene som styrer beregningen av hvor mye kapasitet som kan tildeles og håndterer flaskehals.¹⁹⁵

Systemoperatører har i praksis løst interne flaskehals ved å begrense kapasiteten til utvekslingsforbindelser ved grensene.¹⁹⁶ Slik intern flaskehalshåndtering kan lede til flaskehals ved grensene som er «forutsigbar, geografisk stabil over tid og forekommer jevnlig», og utgjør strukturelle flaskehals.¹⁹⁷ Praksisen beskrives ofte som «å skyve flaskehals til grensen» og anses som «utilbørlig diskriminering mellom interne og tverrsonale overføringer» (vår oversettelse).¹⁹⁸ I rettsvitenskapen har også begrepet «congestion displacement» blitt benyttet om praksisen.¹⁹⁹ I mangel på en legaldefinisjon eller norsk begrep, vil denne avhandlingen benytte begrepet *flaskehalsforflytning*.

¹⁹⁰ 3el-direktiv punkt 1 «økt handel over landegrensene». Rumpf (2020) s. 410.

¹⁹¹ CACM fortalen punkt 3.

¹⁹² EØS-avtalen art. 53 og 54. TEUF art. 101 og 102.

¹⁹³ Rumpf (2020) s. 418.

¹⁹⁴ Rumpf (2020) s. 429 og 432-432.

¹⁹⁵ Del 2.2.3 og 2.3.

¹⁹⁶ Case 39351– Swedish Interconnectors premiss 38–42. Case AT.40461 DE/DK Interconnector premiss 29–33.

¹⁹⁷ CACM art. 2 annet ledd nr. 19. 4el-forordning art. 2 nr. 6.

¹⁹⁸ ACER (2019) s. 3. Case AT.40461 DE/DK Interconnector premiss 56-67. Del 1.4.2.

¹⁹⁹ Rumpf (2020) s. 411.

Ifølge 4el-forordnings fortale punkt 27 utgjør flaskehalsforflytning «en alvorlig hindring for utviklingen av et fungerende indre energimarked» (vår oversettelse).²⁰⁰ Etter artikkel 16 nr. 1 i både 3el- og 4el-forordning skal flaskehals løses med «ikke-diskriminerende, markedsbaserte [...] metoder som ikke er transaksjonsbasert, det vil si som ikke innebærer et valg mellom de enkelte markedsdeltakernes kontrakter». Ordlyden tilsier at det ikke skal forekomme forskjellsbehandling mellom interne og grensekryssende kraftstrømmer.

CACM artikkel 21 gjelder metoder for kapasitetsberegning, og fastslår i nr. 2 bokstav b punkt ii at metoden skal omfatte «regler for å unngå utilbørlig forskjellsbehandling [...] for å sikre overholdelse av nr. 1.7 i vedlegg I» i 3el-forordning. Etter punkt 1.7 skal systemoperatør ikke begrense overføringskapasiteten i utvekslingsforbindelsene som et middel «for å fjerne flaskehals», eller administrere strømmer, som følge av transaksjoner i eget budområde.²⁰¹ Ved å forflytte flaskehals til grensene, favoriseres intern overføringskapasitet, fremfor utvekslingskapasitet. På denne måten forskjellsbehandles aktører som befinner seg i og utenfor det aktuelle budområdet. Flaskehalsforflytning anses derfor klart i strid med diskrimineringsforbudet.²⁰²

Det er imidlertid ikke slik at de interne strømmene må begrenses før de som går på tvers av sonene, men det må alltid begrunnes i objektive kriterier som «hensyn til driftssikkerhet» i 3el-forordning punkt 1.7 og samfunnsøkonomisk effektivitet.²⁰³ Flaskehalsforflytning er derfor i utgangspunktet i strid med formålet om ubegrenset grenseoverskridende handel over utvekslingsforbindelsene. Med mindre utvekslingskapasiteten begrenses med grunnlag i objektive kriterier, vil det kunne anses som diskriminering av markedsaktørene som vil handle på tvers av grensene.

3.2.2 Kapasitetsreglenes forhold til flaskehalsforflytning

²⁰⁰ Case AT.40461 – DE/DK Interconnector premiss 66 flaskehalsforflytning «provide the market with distorted signals» Del 1.4.2

²⁰¹ 4el-forordning art. 16 nr. 8.

²⁰² Case AT.40461 – DE/DK Interconnector premiss 37–39 og 56–64. Case 39351 – Swedish Interconnectors premiss 42–44.

²⁰³ Case AT.40461 – DE/DK Interconnector premiss 38, 60 og 62.

For å sikre ubegrenset grenseoverskridende handel ble det i 2el-forordning utviklet vilkår for bruk av nettet.²⁰⁴ Kapasitetsregelen i artikkel 6 nr. 3 slo fast at for de utvekslingsforbindelsene «og/eller overføringsnettene som har betydning for grensekryssende strømmer, skal *størst mulig kapasitet stilles til markedsdeltakernes rådighet*, [...]» (vår utheving).²⁰⁵ Heretter vil denne omtales som *maksimalregelen*. En naturlig språkforståelse tilsier i utgangspunktet at full utvekslingskapasitet skal stilles til rådighet. Bestemmelsen åpner likevel for at det samtidig «tas hensyn til sikkerhetsstandardene for nettdrift».

Bestemmelsen ble videreført i 3el-forordning artikkel 16 nr. 3, som gjelder i EØS. I forbindelse med «sikkerhetsstandardene for nettdrift» fremkommer det av vedlegg I punkt 1.7 at systemoperatør «særlig» ikke skal begrense kapasiteten i utvekslingsforbindelsen for «fjerne flaskehals innenfor eget kontrollområde», unntatt «av hensyn til driftssikkerheten». I CACM artikkel 2 annet ledd nr. 6 utgjør «grensene for driftssikkerhet», som er avtalte sikkerhetsgrenser, et av grunnlagene for «tildelingsbegrensninger». Formuleringen «særlig» tilsier dermed en høy terskel for slike tildelingsbegrensninger. Ordlyden «størst mulig» sammenholdt med driftssikkerhetshensyn åpner likevel for en tolkningsmargin med henblikk på prosentandelen av utvekslingskapasitet som reserveres til markedsdeltakerne. Det har også vært tilfellet i praksis, da maksimalregelen hadde begrenset betydning for flaskehalsforflytningsproblemet.²⁰⁶

Maksimalregelen har likevel blitt videreført i 4el-forordning artikkel 16 nr. 4. Det er imidlertid lagt til en kvantifisering av kapasitetsregelen i artikkel 16 nr. 8. Bestemmelsens første punktum angir at «systemoperatører skal ikke begrense volumet av utvekslingskapasitet som gjøres tilgjengelig til markedsdeltakerne som et middel for å avhjelpe flaskehals innenfor deres egne budområder [...]» (vår oversettelse).²⁰⁷ Systemoperatører er videre forpliktet til å holde en «minimumskapasitet» på minst 70 prosent av utvekslingskapasiteten tilgjengelig, hetter kalt *70 prosent-regelen*. Den resterende mengden på 30 prosent kan brukes for intern flaskehalsbehandling, i form av pålitelighetsmarginer («reliability margins»), sløyfestrømmer («loop flows») og interne strømmer («internal flows») på hvert kritisk nettverkselement.²⁰⁸ Reservasjonen ble ansett tilstrekkelig for å

²⁰⁴ 2el-forordning fortalen punkt 6.

²⁰⁵ I engelsk språkversjon: «The maximum capacity [...] shall be made available to market participants». Del 1.4.2

²⁰⁶ Rumpf (2020) s. 418.

²⁰⁷ Se 3el-forordning vedlegg I punkt 1.7 andre punktum. Del 1.4.2.

²⁰⁸ 4el-forordning art. 16 nr. 8 i.f.

respektere grensene for driftssikkerhet.²⁰⁹ I EU gjelder 70 prosent-reglen og maksimalregelen parallelt.²¹⁰ I det videre vil fellesbetegnelsen for disse to reglene være *kapasitetsreglene*.

3.3 Kapasitetsreglenes betydning for hybridforbindelser

3.3.1 Hovedregelen om tilgjengeliggjøring av utvekslingskapasitet

Videre er det et spørsmål hvilke rettsvirkninger kapasitetsreglene vil ha for hybridforbindelser. Under HM-modellen kan hybridtilkoblede havvindparker kun tilby sin produksjon til hjemmemarkedet, det vil si budområdet til lands som havvindparken er en del av. Det er ikke adgang til å velge hvilke av de tilknyttede landene havvindparken ønsker å sende produksjonen til.²¹¹

Maksimalregelen i 3el-forordning artikkel 16 nr. 3 medfører at kapasiteten i hybridforbindelsen må «stilles til rådighet»²¹² for kraftimport til hjemmemarkedet, fremfor ilandføring av havvindproduksjonen. Systemoperatør kan etter 3el-forordning artikkel 16 nr. 5 «samordne kapasitetsbehov for motsatt rettede energistrømmer» som en form for flaskehalshåndtering.²¹³ Det tilsier dermed begrenset overføringskapasitet fra den hybride havvindparken og til hjemmarkedet.

For landlige vindparker og radialtilkoblede havvindparker vil strømmen kunne flyte tilnærmet fritt i det landbaserte strømmettet innenfor et budområde.²¹⁴ Antakelsen er at strømmen innenfor budområdet kan sendes i landnettet tilnærmet uten flaskehalser og uten behov for kapasitetstildeling. Havnettet derimot, vil i starten bestå av punkt-til-punkt-forbindelser, som medfører at overføringskapasiteten til havs er begrenset.²¹⁵ Spørsmålet blir da om kapasitetsreglene kan fungere etter sin hensikt når de anvendes på hybridforbindelser til havs.

Den rettslige kategoriseringen av hybridforbindelsen vil ha betydning for kapasitetstilgangen. Delen fra havvindparken til hjemmemarkedet kan for det første kategoriseres som en

²⁰⁹ 4el-forordning fortalet punkt 27-28.

²¹⁰ Del 1.4.2.

²¹¹ Del 2.2.2.

²¹² 4el-forordning art. 16 nr. 4.

²¹³ 4el-forordning art. 16 nr. 11.

²¹⁴ Del 2.2.2.

²¹⁵ Avgrensning mot masket nett jf. del 1.5.

«utvekslingsforbindelse» i 3el-forordning artikkel 16 nr. 3 sin forstand.²¹⁶ I henhold til maksimalregelen vil havvindparken være avhengig av den overføringskapasiteten som «stilles til rådighet for markedsdeltakerne». Etter 3el-forordning vedlegg I punkt 2.1 vil «kapasiteten tildeles bare ved hjelp av auksjoner».²¹⁷ Havvindparken må da by på utvekslingskapasitet i utvekslingsforbindelsen tilsvarende andre markedsdeltakere. Prisen på kapasitetsbudet vil ifølge punkt 2.7 andre punktum avgjøres av «de høyeste budene», som avhenger av prisdifferansen mellom de to budområdene.²¹⁸ Havvindparkenes overføringskapasitet i hybridforbindelsen til hjemmemarkedet avhenger derfor av å ha høyest bud.

Alternativt kategoriseres forbindelsen fra havvindparken og til hjemmemarkedet som en del av «transmisjonsnettene som har betydning for grensekryssende strømmer» til det aktuelle landet, jf. 3el-forordning artikkel 16 nr. 3.²¹⁹ Da er det den systemoperatør sitt ansvar å sikre tilstrekkelig kapasitet også i utvekslingsforbindelsen. Systemoperatør skal etter artikkel 16 nr. 1 andre punktum «fortrinnsvis løse [flaskehals] med metoder som ikke er transaksjonsbasert». Langsiktige, ikke-transaksjonsbaserte løsninger på flaskehalsproblematikk er nettstyrking og endring av budområder.²²⁰ I artikkel 16 nr. 2 når systemoperatør «må handle raskt», forutsettes kortsiktige løsninger som omdisponering og mothandel, alene eller i kombinasjon.²²¹

Omdisponering, også kalt omdirigering eller omfordeling, er definert i transparensforordningen artikkel 2 nr. 26 som «et tiltak som aktiveres av en eller flere nettoperatører ved å endre produksjons- og/eller lastmønsteret for å endre den fysiske flyten i transmisjonsnettene og avhjelpe en fysisk flaskehals».²²² Ordlyden åpner for en rekke tiltak. Definisjonen tilsier en form for innskrenkning av tildelt overføringskapasitet til den hybridtilkoblede havvindparken. I praksis løses dette ved at systemoperatør vil forplikte en kraftprodusent på ene siden av flaskehalsen til å øke produksjonen, mens på den andre siden av flaskehalsen vil produksjonen bli innskrenket.

Mothandel, også kalt motkjøp, er definert i transparensforordningen artikkel 2 nr. 13 som «en utveksling mellom budområder som igangsettes av nettoperatørene mellom to budområder for å avhjelpe fysiske flaskehals».

Det innebærer at kraftprodusenter eller forbrukere, i andre

²¹⁶ Del 2.4.1.

²¹⁷ 4el-forordning art. 16 nr. 5.

²¹⁸ 4el-forordning art. 16 nr. 6.

²¹⁹ 4el-forordning art. 16 nr. 4.

²²⁰ Case T-332/17 – E-Control v ACER er illustrerende.

²²¹ Nieuwenhout (2022) s. 320.

²²² Se også 4el-forordning art. 2 nr. 26 og art. 13.

budområder, må justere produksjonen eller etterspørselen etter kapasitetstildeling. På denne måten reguleres den grensekryssende kraftstrømmen. Antakelig vil havvindparken måtte nedjustere sin produksjon for å gi plass til kraftimporten, slikt at faktisk kraftflyt ikke bryter med hybridforbindelsens tekniske grenser, jf. «fysisk flaskehals».²²³

Omdisponering og mothandel foregår etter kapasitetstildelingen.²²⁴ Begge vil etter 3el-forordning artikkel 16 nr. 2 siste punktum sikre at markedsdeltakerne «få[r] kompensasjon».²²⁵ Disse tiltakene er en del av flere korrigerende tiltak for å håndtere både interne flaskehals og flaskehals mellom budområder.²²⁶ «Korrigerende tiltak» defineres i CACM artikkel 2 nr. 13 som «ethvert tiltak som anvendes manuelt eller automatisk» av systemoperatører «for å opprettholde driftssikkerheten». Ordlyden «ethvert tiltak» er svært vid, noe som tilsier at også «begrensninger som skal respekteres i forbindelse med kapasitetstildelingen» omfattes.²²⁷

For analysen må tiltak som har rettslige kompenseringsmekanismer, klart skilles fra tiltak som ikke gir rett på kompensasjon. Derfor vil fellesbetegnelsen for omdisponering og mothandel, som er korrigerende tiltak *etter* kapasitetstildeling, i avhandlingen bli omtalt som *innskrenkningstiltak*.

3.3.2 Utfordringene med hovedregelen

Uavhengig av kategoriseringen av forbindelsen fra havvindparken og til hjemmemarkedet, vil maksimalregelen/70 prosent-reglen resultere i begrenset kapasitetstilgang i forhold til den hybridtilkoblede havvindparkens mulig produksjonsevne. Analysen i del 3.3.1 viser at dersom kapasitetsreglene anvendes på hybridforbindelser i HM-modellen, vil ikke hybridforbindelsen kunne håndtere alle de fysiske strømmene i retning hjemmemarkedet og at dette er et gjentakende problem.²²⁸ Rettsvirkningen blir følgelig at det oppstår strukturelle flaskehals jf. CACM artikkel 2 annet ledd nr. 19, jf. 3el-forordning artikkel 2 nr. 2 bokstav c. Kapasitetsreglenes hensikt om ubegrenset handel og fri konkurranse opprettholdes da ikke for havvindparker påkoblet hybridforbindelser til havs, tilsvarende tradisjonelle utvekslingsforbindelser.²²⁹

²²³ Del 2.3.1.

²²⁴ Del 2.3.1. Transparensforordningen art. 2 nr. 4. 4el-forordning art. 2 nr. 66.

²²⁵ 4el-forordning art. 16 nr. 2 i.f..

²²⁶ CACM fortalen punkt 10.

²²⁷ CACM art. 2 annet ledd nr. 6.

²²⁸ Del 2.3.1

²²⁹ Del 3.2.1.

En mulig rettslig konsekvens av dette er at hybridtilkoblede havvindparker diskrimineres. Prinsippet om ikke-diskriminering av markedsaktører er et av de fundamentale prinsippene²³⁰ i EØS- og EU-retten, og skal sikre aktørene like konkurransevilkår.²³¹ Det fremheves også i 3el-forordning artikkel 16 nr. 1 i tilknytning til flaskehals, som skal «håndteres med ikke-diskriminerende, markedsbaserte løsninger som gir effektive økonomiske signaler».²³² Den diskriminerende virkningen vil avhenge av hvem man søker å likestille.

Dersom man søker å likestille hybridtilkoblede havvindparker og radialtilkoblede havvindparker, og eventuelt landbaserte vindparker, må havvindparkene ha samme overføringsrettigheter. I så fall må en hybridtilkoblet havvindpark få en garantert overføringskapasitet til hjemmemarkedet.²³³

Dersom man søker å likestille de ulike markedsaktører som ønsker tilgang til transmisjonsnett totalt sett, er det ikke nødvendig med garantert tilgang for de hybridtilkoblede havvindparkene. I dette tilfellet vil havvindparkene måtte konkurrere om kapasiteten som andre markedsdeltakere eller innskrenkes på strukturelt grunnlag.

Disse to tilfellene vil gjensidig utelukker hverandre, og kan ikke gjennomføres samtidig. På grunn av hybridtilkoblede havvindparkeres begrensede overføringsmuligheter, anses det som mest relevant å se hen til radialtilkoblede havvindparker og landbaserte vindparker. Sammenlignet med disse, vil den hybridtilkoblede havvindparken diskrimineres.²³⁴ Spørsmålene i de neste delene er dermed om hybridtilkoblede havvindparker kan få en garantert overføringskapasitet ved unntak eller derogasjoner fra kapasitetsreglene, og hvilke rettsvirkninger dette medfører.

3.3.3 Unntak fra reglen om tilgjengeliggjøring av kapasitet

I 3el-forordning er det angitt en unntaksprosedyre i artikkel 17. En tilsvarende unntaksprosedyre er inntatt i 4el-forordning artikkel 63.²³⁵ Unntak etter bestemmelsene gis bare for «nye utvekslingsforbindelser for likestrøm» («new direct current interconnectors»). En

²³⁰ C-17/03 – VEMW premiss 48.

²³¹ C-17/03 – VEMW premiss 47–50 er illustrerende. Del 1.4.2.

²³² 4el-forordning art. 16 nr. 1.

²³³ Nieuwenhout (2022) s. 323.

²³⁴ Et alternativ for å bøte på problemet er å overdimensjonere kabalen fra den hybridkoblede havvindparken. Det anses likevel ikke samfunnsøkonomisk gunstig, ettersom havvindparker sjeldent når maksimal produksjon (f.eks. på grunn av vedlikehold eller lite vindressurser) og at i så fall må også kapasitet til andre hybridprosjekt økes tilsvarende.

²³⁵ Del 1.4.2.

utvekslingsforbindelse er «ny» i bestemmelsenes forstand hvis de ikke var ferdigstilt innen 4. august 2003, som vil være tilfeller for alle hybrider.²³⁶

Unntaksprosedyren i artikkel 63 refereres til i 4el-forordnings fortale punkt 66 hvor det fremkommer at hybridforbindelser bør være «eligible for exemption *such as* under the rules applicable to new direct current interconnectors. Where necessary, the *regulatory framework should duly consider* the specific situation of those assets to overcome barriers to the realisation of societally cost-efficient offshore hybrid assets» (vår utheving).²³⁷ Det er imidlertid ingen spesifikk «regulatory framework» som er utviklet med tanke på hybridforbindelser i 4el-forordning. Omtalen har derfor noe begrenset rettsvirkning. Med grunnlag i anerkjennelsen av hybridforbindelsers utfordringer, og henvisningen til det regulatoriske rammeverket, antas det imidlertid at hybrider reguleres av gjeldende regelverk. Reglene som gjelder for alle utvekslingsforbindelser, må derfor inkludere den spesifikke kategorien hybridforbindelser. Følgelig antas det at unntaksadgangen også gjelder for hybridforbindelser.²³⁸

En unntaksbeslutning etter både 3el-forordning artikkel 17 nr. 1 og 4el-forordning artikkel 63 nr. 1 blir vurdert «etter anmodning», noe som forstås som fra sak til sak, og kun i en «begrenset periode» om gangen.²³⁹ Unntak kan innvilges på gitte vilkår opplistet i bokstav a til f i bestemmelsene, og fra et begrenset antall artikler. Blir unntak gitt, er søkeren kvalifisert for unntak fra en eller flere av følgende reguleringer:

- Flaskehalsinntekter fra utvekslingsforbindelser etter 3el-forordning artikkel 16 nr. 6 og 4el-forordning artikkel 19 nr. 2 og 3,
- «rettslig atskillelse av transmisjonsnett og operatører av transmisjonsnett» etter 3el-direktiv artikkel 9 og 4el-direktiv artikkel 43,
- «tilgang for tredjemann» etter 3el-direktiv artikkel 32 og 4el-direktiv artikkel. 6, eller
- «reguleringsmyndighetens oppgaver og myndighet» etter 3el-direktiv artikkel 37 nr. 6 og 10. 4el-direktiv artikkel 59 nr. 7 og art. 60 nr. 1.

Oppstillingen viser at det som utgangspunkt ikke direkte gis unntak fra kapasitetsreglene. Likevel kan unntaket fra utgangspunktet om tilgangen for tredjemann være relevant. Tredjemannstilgang

²³⁶ 3el-forordning art. 2 nr. 2 bokstav g, 4el-forordning art. 2 nr. 5.

²³⁷ Del 1.4.2.

²³⁸ THEMA (2020) s.13.

²³⁹ 4el-forordning art. 63 nr. 1, jf. art. 15 nr. 2 om at «minimumskapasitet skal nås senest 31. desember 2025». Del 1.4.2

(Third party access) i 3el-direktiv artikkel 32 innebærer imidlertid at andre foretak enn de som eier nettet har rett på tilgang.²⁴⁰ «Tredjemann» er ikke legaldefinert. Tredjemannstilgang er en juridisk håndhevbar rett «for tredjemanns tilgang», det vil si alle aktører og forbrukere, til å bruke ulike energinettverk eid av andre foretak.²⁴¹

Tredjemannsstilgang skal sikre tilgang til kraftmarkedet og konkurranse i det indre markedet.²⁴² Tredjemann skal som utgangspunkt ha tilgang til transmisjons- og distribusjonsnettet på kriterier som etter artikkel 32 nr. 1 «anvendes objektivt og uten forskjellsbehandling mellom nettbrukere».²⁴³ Kriteriene skal godkjennes av reguleringsmyndigheten, som har ansvaret for godkjenning av vilkår for tilgang til tverrnasjonal infrastruktur, herunder framgangsmåter for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering i tråd med 3el-direktiv artikkel 37 nr. 6 bokstav c.²⁴⁴

Ved å unntas fra utgangspunktet om tredjemannstilgang, vil man kunne unngå at hybridtilkoblede havvindparker diskrimineres i forhold til landlige vindparker og radialtilkoblede havvindparker. På denne måten sikres de tilgjengelig overføringskapasitet, ved at de får en prioritert tilgang fremfor tredjemenn.

3.3.4 Derogasjon fra regelen om tilgjengeliggjøring av kapasitet

Både artikkel 44 i 3el-direktiv og artikkel 64 i 4el-forordning inneholder derogasjonsregler, dog med noe forskjellig utforming. I fortalen til 4el-forordning ble det ikke nevnt en derogasjonsadgang for hybridforbindelser.²⁴⁵ Europakommisjonen har imidlertid gitt uttrykk for at ordlyden «such as» i fortalen punkt 66 tilsier at unntak etter artikkel 63 ikke er eneste veien til et konkret rammeverk for hybridforbindelser.²⁴⁶

3el-direktiv artikkel 44 nr. 1 åpner for at medlemstater kan «søke Kommissjonen om unntak» fra blant annet direktivets kapittel VIII. For å skille denne unntaksmuligheten fra den i 3el-forordning artikkel 17, anvendes en norsk oversettelse engelsk språkversjon, som i det følgende omtales som

²⁴⁰ 4el-direktiv art. 6.

²⁴¹ Jones (2020) s. 23 og 47.

²⁴² 3el-direktiv art. 3 nr. 1 med forbehold for nr. 2.

²⁴³ 4el-direktiv art. 6 nr. 1.

²⁴⁴ 4el-direktiv art. 59 nr. 7 bokstav c.

²⁴⁵ Del 3.3.3.

²⁴⁶ Case 2020/2123 – Kriegers flak premiss 52.

derogasjon.²⁴⁷ Artikkel 32 i kapittel VIII regulerer tredjepartstilgang, som nevnt over i del 3.3.3 om unntaksadgangen. Det vil dermed være en tilsvarende derogasjonsadgang fra kapasitetskravet for hybridtilkoblede havvindparker. 4el-forordning artikkel 64 nr. 1 gir direkte adgang til å søke om derogasjon fra «[a]rticles 14 to 17». Herunder kravene til utvekslingskapasitet i artikkel 16 nr. 4 og 8.

Begge bestemmelsene angir at det må foreligge «vesentlige problemer» («substantial problems») med driften av «små isolerte nett» («small isolated systems») som betingelser for derogasjon.²⁴⁸ I 4el-forordning er også «small connected systems» omfattet. Dersom derogasjon innvilges etter artikkel 64 nr. 1 første ledd bokstav a i 4el-forordning, vil derogasjon være «begrenset i tid» (vår oversettelse).²⁴⁹

Begrepet «nett» eller «systems» som sådan, er ikke legaldefinert. Likevel defineres et «lite, isolert nett» som et nett med «et forbruk på under 3 000 GWh i 1996, der mindre enn 5 % av årsforbruket dekkes gjennom samkjøring med andre nett».²⁵⁰ Etter artikkel 2 nr. 43 i 4el-direktiv er forskjellen på «small connected systems» at «mer enn 5% av årlig forbruk» (vår utheving og oversettelse) dekkes.²⁵¹ Begge definisjonene forutsetter at elektrisitetsforbruket kan måles innenfor nettet.

Videre er begrepet «utvekslingsforbindelser» definert forskjellig i forordningene og direktivene.²⁵² Direktivenes definisjon utelukker tilsynelatende en forståelse av «nett» som et hybridnett med integrerte utvekslingsforbindelser. Nettet må klart kunne skilles fra et annet og være knyttet sammen av en kabel eller lignede. Dette følger av ordlyden «kople» eller «link» i 3el-direktiv artikkel 2 nr. 13 og 4el-direktiv artikkel 2 nr. 39. Med andre ord må nettet operere uavhengig eller frittstående for å få derogasjon. Klassifiseringen av et hybridnett som uavhengig kan avhenge av ulike, spesifikke faktorer og konteksten. For eksempel størrelse, produksjonskapasitet, plassering og sammenkoblingsstatus («interconnection»). Det taler imot at derogasjonsadgangen passer for hybridforbindelser.²⁵³

²⁴⁷ Del 1.4.2.

²⁴⁸ 3el-direktiv art. 44 nr. 1. 4el-forordning art. 64 nr. 1 bokstav a.

²⁴⁹ 4el-forordning art. 64 nr. 1 annet ledd. Del 1.4.2.

²⁵⁰ 3el-direktiv artikkel 2 nr. 26. 4el-direktiv artikkel 2 nr. 42.

²⁵¹ Del 1.4.2.

²⁵² Del 2.4.1.

²⁵³ Case 2020/2123 – Kriegers flak premiss 24-35 hvor det anvendes på hybridforbindelse.

I kommisjonsavgjørelsen (EU) 2020/2123 av 11. November 2020 ble det likevel gitt derogasjon fra kapasitetsreglene til en hybridforbindelse etter artikkel 64 i 4el-forordning. Den gjaldt hybridforbindelsen «Kriegers Flak Combined Grid Solution» (KFCGS) mellom Tyskland og Danmark, som er den første og p.t. eneste eksisterende hybridforbindelsen. KFCGS-saken illustrer hvordan en hybridforbindelse i praksis kan fungere under kapasitetsreglene og 4el-forordnings derogasjonsbestemmelser.²⁵⁴

KFCGS ble opprinnelig regulert av maksimalregelen under 3el-forordning artikkel 16 nr. 3, og overføringskapasiteten skulle i utgangspunktet gjøres fullt tilgjengelig for kraftutveksling. Havvindparkene hadde samtidig rett til prioritert utsendelse under fornybardirektivet 2009 artikkel 16 nr. 2 bokstav b.²⁵⁵ På grunn av disse to tilsynelatende motstridende reglene, ble det utviklet en spesiell markedsmodell for KFCGS. Resultatet ble at «kapasitet [som skal] stilles til rådighet for markedsdeltakerne» under maksimalregelen i 3el-forordning artikkel 16 nr. 3 ble definert som gjenværende overføringskapasitet etter at kapasiteten benyttet av havvindparkene var fratrukket.²⁵⁶

I 2019 trådte imidlertid 4el-forordning og 70 prosent-regelen i artikkel 16 nr. 8 i kraft i EU, slik at fratrukk ikke lenger kunne rettferdiggjøres. Danmark og Tyskland søkte derfor om å derogere fra 70 prosent-regelen etter artikkel 64 i 4el-forordning, og fikk også derogasjonen innvilget.²⁵⁷ Dette til tross for at utvekslingsforbindelsen hadde kapasitet på 400 MW, slik at «forbruket» måtte være høyere enn 3 000 GWh. Hybridforbindelser kan vanskelig anses som et «lite isolert system» etter bestemmelsen. I lys av kommisjonsavgjørelsen fremstår det likevel som at derogasjon kan være aktuelt for å sikre hybridtilkoblede havvindparker en garantert overføringskapasitet, ved å foreta en *meget* utvidet tolkning av «lite isolert system». Hvorvidt derogasjon skal være løsningen for alle fremtidige hybridforbindelser, kan imidlertid diskuteres.²⁵⁸

3.4 Alternative rettslige løsninger for kapasitetsutfordringene

3.4.1 Tilnærminger til de juridiske utfordringene for hybridprosjekter

²⁵⁴ Del 1.4.2.

²⁵⁵ Europaparlaments- og rådsdirektiv 2009/28/EF av 23. april 2009 om å fremme bruk av energi fra fornybare kilder, og om endring og senere oppheving av direktiv 2001/77/EF og 2003/30/EF [Fornybardirektivet 2009] art. 16 nr. 2 bokstav b videreføres gjennom 4el-forordning art. 12 nr. 6 bokstav i.

²⁵⁶ Case 2020/2123 – Kriegers flak premiss 62-66. Energitilsynet (2014) pkt. 29, 30 og 31.

²⁵⁷ Case 2020/2123 – Kriegers flak premiss 75.

²⁵⁸ Del 3.4.2.

Som det følger av analysen over, er dagens regelverk som utgangspunkt ikke utformet med tanke på hybridforbindelser. Manglende klassifisering av hybridforbindelser gjør det uklart hvordan disse skal reguleres, og gjeldende kapasitetsregler kan utløse et behov for utbredt anvendelse av korrigerende tiltak, unntak og derogasjon. Anvendelsen av kapasitetsreglene for utvekslingsforbindelser, på hybridforbindelser, vil medføre diskriminering av hybridtilkoblede havvindparker.

For å løse dette problemet for hybridprosjekter, er det i hovedsak tre tilnærminger som kan tenkes:

1. Enten respektere gjeldende regler (del 3.4.2),
2. endre relevante EU/EØS-regler som er problematisk for hybridforbindelser (del 3.4.3),
3. eller opprette egne budområder til havs - Sjøbudområder (del 3.4.4).

3.4.2 Anvende gjeldende regelverk med unntak og derogasjon

Den første mulige løsningen er å respektere gjeldende regler. Det innebærer at hybridforbindelser kan underlegges HM-modellen og det eksisterende juridiske rammeverket. Kapasitetsreglene alene vil medføre strukturelle flaskehals på bekostning av den hybridtilkoblede havvindparken. Ved å anvende gjeldende regelverk kan man til en viss grad unngå de negative konsekvensene for havvindproduzentene som kapasitetsreglene medfører, gjennom innskrenkningstiltak²⁵⁹, unntak og derogasjon²⁶⁰.

Dersom den delen av hybridforbindelsen som går fra havvindparken og til hjemmemarkedet, kategoriseres som en del av transmisjonsnett²⁶¹, vil det bli behov for å anvende innskrenkningstiltak i større omfang. En omfattende bruk av slike innskrenkningstiltak vil kunne gi flere ineffektivitetsvirkninger.

En slik ineffektivitetsvirkning er for det første at mothandel forlytter kostnadene til forbrukere, gjennom økte kostnader for systemoperatør, uten at de strukturelle flaskehalsene blir tatt hånd om.²⁶² Det forskyver dermed konsekvensene over på forbrukerne, fremfor å løse selve hovedproblemet.

²⁵⁹ Del 3.3.1.

²⁶⁰ Del 3.3.3 og 3.3.4.

²⁶¹ 3el-forordning art. 16 nr. 3. 4el-forordning 16 nr. 4.

²⁶² PROMOTioN (2020) Vedlegg 5. s. 203.

For det andre kan omdisponering gi uriktige pris- og markedssignaler. En mulig konsekvens er at man går glipp av økonomisk effektive insentiver for utvikling av kraftproduksjon der det er optimalt. I tillegg kan utnyttelsen av kraftkilder basert på fossil energi bli større enn nødvendig, for å kompensere for innskrenket havvindproduksjon. Dette anses negativt for klimamålene, og som en lite markedseffektiv løsning, sett hen til prissignaler og havvindprodusentens inntekter.²⁶³ Videre kan det gi insentiver til overdimensjonering av havvindparker, for å kunne få rett på kompensasjon.²⁶⁴

Rettsvirkningene som en omfattende bruk av innskrenkningstiltakene medfører, vil ikke være i samsvar med hensynene regelverket er ment å ivareta.²⁶⁵

En mulig rettslig løsning for innskrenkningstiltakenes utfordringer er å benytte unntak eller derogasjon fra hovedregelen om maksimal/70 prosent kapasitet som skal være tilgjengelig for markedet. Dette innebærer enten å benytte unntaksordningen for «nye utvekslingsforbindelser» fra reglene om tredjepartstilgang²⁶⁶, eller derogasjonsordningene som gir grunnlag for å avvike fra reglene om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering²⁶⁷. Sistnevnte brukes allerede i dag ved KFCGS, som vist under del 3.3.3. Det kan imidlertid bli en kompleks prosess, ved at unntak og derogasjon kun fungerer individuelt, og ikke strukturelt. Det vil si at de vurderes konkret fra sak til sak, i begrensede perioder og under gitte vilkår. 4el-forordning gir heller ingen klare regulatoriske rammer for anvendelsen av unntak eller derogasjon for hybrider. Ordlyden i fortalen punkt 66 «where necessary» og «should duly consider» etterlater en stor tolkningsmargin, og «offshore hybrid asset» er ikke nevnt i definisjonene eller den operative delen av forordningen.

Videre kan det reises spørsmål ved omfanget av ordlyden «små, isolerte systemer»²⁶⁸ i derogasjonsprosedyren. Rekkevidden av bestemmelsen kan bli problematisk for hybridtilkoblede havvindparker, herunder fremtidig hybridnett, da de tilsynelatende ikke passer en slik kategorisering. Det er særlig problematisk når større mengder volum fra fornybar energi til havs kobles sammen og hybridforbindelsene må brukes oftere. Derfor bør det heller søkes en strukturell rettslig løsning, selv om denne løsningen kan fungerer for individuelle prosjekter.

²⁶³ THEMA (2020) s. 77-78.

²⁶⁴ PROMOTioN (2020) Vedlegg 5. s. 202.

²⁶⁵ Del 3.2.1.

²⁶⁶ 3el-forordning art. 17. 4el-forordning art. 63.

²⁶⁷ 3el-direktiv art. 44 nr. 1. 4el-forordning art. 64.

²⁶⁸ 3el-direktiv art. 44 nr. 1. 4el-forordning art. 64 nr. 1 bokstav a.

For langsiktige hybridprosjekter kreves det at regelverket gir forutsigbarhet for at havvindprodusentene skal foreta nødvendige investeringer. Det vil derfor ikke være samsvar mellom myndigheters ønskede satsning på prosjektene, og samtidig ha et regelverk hvor lønnsomheten baserer seg på individuelle unntaks- og derogasjonsbestemmelser. En forutsetning for at hybridløsninger skal kunne realiseres, er at investeringsrisiko og andre markedsvirkninger er forholdsvis klart på forhånd. Ideelt sett bør dette være på plass før anbudsprosessene.

3.4.3 Endre kapasitetsreglene for hybridforbindelser

En annen mer permanent og strukturell løsning, er å endre de delene av EØS/EU-regelverket som skaper utfordringer for hybridtilkoblede havvindparker. Spesielt siktes det her til maksimalregelen i 3el-forordning artikkel 16 nr. 3 og 4el-forordning artikkel 16 nr. 4, i tillegg til 70 prosent-regelen 4el-forordning art. 16 nr. 8. For å unngå flaskehals for hybridtilkoblede havvindparker kan man eksempelvis skille mellom vanlige utvekslingsforbindelser og hybridforbindelser. Enten ved unnta hybridforbindelser fra kapasitetsreglene eller lage spesifikke regler (*lex specialis*) for hybridforbindelser.

Nye kapasitetsregler for hybrider kan anses som aktuelt. Europakommisjonen har blant annet tatt initiativ til en ny markedsreform.²⁶⁹ Signaler fra OED tyder på at også de avventer utviklingen av hybridprosjekter til EU har utformet et nytt, relevant regelverk for hybrider.²⁷⁰ Videre finnes flere arbeidsgrupper som vurderer hensiktsmessig regler, som North Sea Energy Cooperation (NSEC).²⁷¹

Endring av kapasitetsreglene for hybrider vil imidlertid innebære en endring av grunnleggende markedsprinsipper. Slike rettsendringer kan ta betydelig tid, vil avhenge av medlemsstatenes tilbøyelighet til endringene, samt politisk vilje og prioritering i EUs og EØS sine institusjoner. De politiske uenighetene ved implementeringen av 70 prosent-regelen i EU, og de forskjellige medlemsstatenes utfordringer, tyder på at en større regelendring neppe vil få en hurtig implementering.²⁷² I norsk sammenheng tok det nesten ti år å gjennomføre EUs tredje energimarkedspakke.²⁷³ Det er fortsatt uklart hvor lang tid det vil ta å gjennomføre rettsaktene i

²⁶⁹ COM(2023) final 148.

²⁷⁰ OED (2023b).

²⁷¹ NSEC (2020) s. 4.

²⁷² Eikeland (2021) s. vii.

²⁷³ Lovvedtak 44 (2017–2018) Lov om endringer i energiloven (tredje energimarkedspakke). Del 1.4.2.

EUs Ren energi-pakke fra 2019 og energiinfrastrukturforordning (TEN-E) fra 2013, i EØS-avtalen og norsk rett. Sistnevnte er allerede endret i EU.²⁷⁴ Det kan medføre at endring av kapasitetsreglene tar så lang tid at den eventuelle forutsigbarheten det skulle bidra med, kommer for sent.

Videre vil det trolig ikke være hensiktsmessig å ha andre kapasitetsregler og standarder for hybrider, dersom disse skal integreres i eksisterende markeder. Av hensyn til forutberegnelighet for aktører som handler på land og til havs, bør etablering og drift av havnettet samsvare med reglene eller prinsippene i relevant energiregelverk.²⁷⁵ Hybridforbindelser utgjør også i stor grad en form for kryssende el-infrastruktur. Gjeldende kapasitetsregler vil da også være rimelig med hensyn til ikke-diskriminerende, markedsbaserte løsninger som gir effektive økonomiske signaler til berørte markedsdeltakerne og systemoperatører. Samlet sett anses derfor ikke en stor og omfattende endring av kapasitetsreglene for hybridforbindelser, som tilstrekkelig for å gi investeringsinsentiv til en rask utvikling av hybridprosjekter.

3.4.4 Erstatte hjemmemarked-modellen (HM) med sjøbudområde-modellen (SB)

En tredje tilnærming, er å avvike gjeldende HM-modell og opprette egne budområder til havs, såkalt *sjøbudområde (SB)*.²⁷⁶ Hvert sjøbudområde kan bestå av de enkelte havvindparkene eller knutepunktene.²⁷⁷ Disse sjøbudområdene kobles igjen til andre budområder – til land eller til havs – gjennom tverrsonale eller tverrnasjonale utvekslingsforbindelser.²⁷⁸ Det er en løsning som har stor oppslutning blant norske aktører²⁷⁹ og i EU²⁸⁰.

Dette vil utvide havvindprodusentenes mulighet til å tilby kraftproduksjonen til hjemmemarkedet og andre tilkoblede markeder. Egne sjøbudområder reduserer også strukturelle flaskehalsar i hybridforbindelsen, behovet for unntak eller derogasjon, og behovet for innskrenkningstiltak.²⁸¹

²⁷⁴ Del 1.3.4.

²⁷⁵ Del 3.3.

²⁷⁶ Del 1.1.2.

²⁷⁷ PROMOTioN (2020) Vedlegg 5. s. 209-210.

²⁷⁸ Del 2.4.

²⁷⁹ F.eks. RME (2023) s. 28 flg.

²⁸⁰ F.eks. Commission Staff Working document Accompanying the document 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 [SWD(2020) 273 final] s.9.

²⁸¹ Del 3.3.

Opprettelse av sjøbudområder utgjør dermed en strukturell løsning uten behov for å endre EU/EØS-rettens kapasitetsregler. Det krever hovedsakelig at man avviker gjeldende hjemmemarked-modell (HM). I stor grad vil reglene som allerede gjelder til lands, kunne overføres tilnærmet uforandret til sjøbudområdene. En slik standardisering sikrer rettsenhet og forutberegnelighet for aktørene som deltar i markeder på land og til havs. Denne løsningen fremstår derfor mest hensiktsmessig, og vil bli analysert videre i avhandlingen.

3.5 Oppsummering og foreløpig konklusjon

Maksimalregelen og 70 prosent-regelen er utviklet med den hensikt å unngå flaskehalsforflytning, slik at grenseoverskridende handel med elektrisitet kan foregå ubegrenset i det indre energimarkedet. Uavhengig av klassifisering av forbindelsen som går fra hybridtilkoblede havvindparker og til hjemmemarkedet i HM-modellen, vil det oppstå strukturelle flaskehals og de hybridtilkoblede havvindparkene diskrimineres. Innskrenkningstiltak medfører ineffektivitetsvirkninger for både markedet og for havvindprodusentene. Selv om regelverket åpner for unntak og derogasjon fra kapasitetsreglene, gir ikke dette tilstrekkelig forutberegnelighet for havvindprodusentene.

Det mest hensiktsmessige synes å være mer strukturelle løsninger, slik som endring av regelverket som er problematisk for hybridforbindelser. Utfordringen med dette alternativet er at det vil kreve omfattende reform av sentrale rettsakter, noe som er tidkrevende og avhengig av politisk velvilje. Derimot vil implementeringen av SB-modellen, kunne gjennomføres uten omfattende reform av sentrale rettsakter. Dette krever likevel en mer inngående analyse av hvordan gjeldende regelverk vil fungere som risikosikring under SB-modellen, og en vurdering av eventuelle utfordringer.

4 Analyse av SB-modellen

4.1 Innledning

Hovedproblemstillingen i denne delen er om sjøbudområder kan fungere som juridisk virkemiddel mot strukturelle flaskehals, for å gi investeringsinsentiv til havvindprodusentene. Selv om implementering av SB-modellen er hensiktsmessig som strukturell løsning på kapasitetsutfordringene, er det ikke gitt at den kan gjennomføres uten rettsvirkninger som utløser andre risikofaktorer.

Innledningsvis vil det undersøkes om regelverket tillater opprettelse av sjøbudområder. I del 4.2 vil det derfor gis en nærmere forklaring av krav til hvordan markedsoppsett fungerer, med en nærmere beskrivelse av SB-modellen. Spørsmålet er om sjøbudområder vil overholde det gjeldende regelverkets krav til markedsoppsett.

I tillegg vil det analyseres hvilke rettsvirkninger kapasitetsregelverket har under markedsmodellene, og tilknyttede rettslige utfordringer ved hver modell. Det videre spørsmålet blir da hvilken markedsmodell som totalt sett, i et rettsøkonomisk perspektiv, best integrerer hybridprosjekter i eksisterende markeder. For å illustrere rettsvirkningene av overgangen fra HM-til SB-modellen, vil det i del 4.3 bli foretatt en noe forenklet analyse av hvilket utslag de ulike eksisterende reglene får i markedsmodellene.

Forutsetningene for analysen er for det første at det ikke er noe konsum eller forbruk til havs, kun kraftproduksjon. Videre legges det til grunn at marginalkostnaden for havvindproduksjon er tilnærmet null. Analysen baserer seg på et scenario hvor havvindparkene er tilkoblet tre budområder. Under HM-modellen forutsettes det at havvindparken har en form for prioritert tilgang til hjemmemarkedet, da det trolig må bli løsningen dersom dette alternativet skal være relevant i praksis.

4.2 Rettslige krav til markedsoppsett og SB-modellens overholdelse av kravene

4.2.1 Krav til effektiv utnyttelse av nettet

Markedsoppsett er basert på valg av markedsmodell og markedsregler. Det innebærer at det stilles rettslige krav til at markedsmodellen bidrar til å skape markeder med visse egenskaper. Markedsoppsettet i IEM skal i henhold til 3el-direktiv fortalen punkt 1, bidra til «økt handel over landegrensene, slik at det kan oppnås effektiviseringsgevinster».²⁸² IEM forutsetter dermed en «optimal bruk» av infrastrukturen på tvers av Europas elektrisitetsmarkeder.²⁸³

Etter fortalen i CACM punkt 11 vil identifikasjon av strukturelle flaskehalsen gjøre «det mulig å avgrense budområdene på en mer effektiv måte». Etableringen av budområder bør dermed ta

²⁸² 4el-direktiv fortalen punkt 2. CACM fortalen punkt 3.

²⁸³ CACM art. 3 bokstav d.

hensyn til den fysiske virkeligheten for overføringer i nettet. Ideelt sett bør avgrensningen av budområdene baseres på de strukturelle flaskehalsene til havs.²⁸⁴

Den begrensede overføringskapasiteten til havs gjør at strukturelle flaskehalsene kan oppstå i punktet hvor havvindparken er koblet på forbindelsen til hjemmemarkedet.²⁸⁵ Ved å avgrense sjøbudområder deretter, vil SB-modellen bedre gjenspeile de fysiske virkelighetene i nettet. Forbindelsene i hybridprosjektet vil da «kryse eller spenne over en grense»²⁸⁶, og «kople sammen medlemsstatenes nasjonale transmisjonsnett» i tråd med definisjonen i 3el-forordning artikkel 2 nr. 1.²⁸⁷ Hybridprosjektene grenseoverskridende overføringsforbindelser blir da omfattet av definisjonen for «utvekslingsforbindelser» etter gjeldende regelverk.²⁸⁸ Hybridprosjekter knytter per definisjon havvindparker til markeder i flere land.²⁸⁹ Ved å inngå i sjøbudområder – med utvekslingsforbindelser i flere retninger – gir det økt mulighet for handel. Dermed gis også mer effektiv utnyttelse av nettet. Dette kan tale for å fravike den tradisjonelle landbaserte markedsmodellen, og heller etablere en markedsmodell basert på de fysiske virkelighetene i nettet til havs – SB-modellen.

4.2.2 Krav til utformingen av budområder

SB-modellen må videre oppfylle de rettslige kravene for utforming av budområder. Definisjonen av budområder²⁹⁰ forutsetter at budområder kan etableres på tvers av landegrenser, som vil være tilfelle ved SB-modellen.²⁹¹ Budområder er et instrument for å maksimere effektiv bruk infrastrukturen. De skal etableres på bakgrunn av prosedyren i CACM artikkel 32.²⁹² Etter CACM artikkel 33 nr. 1 bør utforming av budområder ta i betraktning «nettsikkerhet» jf. bokstav a, «samlet markedseffektivitet» jf. bokstav b og budområdenes «stabilitet og robusthet» jf. bokstav c.

²⁸⁴ Del 3.3.2.

²⁸⁵ Del 3.3.1 og 3.3.2.

²⁸⁶ Dog ikke nødvendigvis «mellom medlemsstater», jf. 3el-forordning 2 nr. 1.

²⁸⁷ 4el-forordning art. 2 nr. 1.

²⁸⁸ Del 2.4.1.

²⁸⁹ Del 1.1.1.

²⁹⁰ Del 2.2.2.

²⁹¹ ACER (2022) s. 2 fotnote 2 om felles «German-Luxembourgish bidding zone».

²⁹² 4el-forordning art. 14 nr. 3: budområder fastsettes «i overensstemmelse med retningslinjene for kapasitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrensninger vedtaget på grundlag af artikel 18, stk. 5, i forordning (EF) nr. 714/2009» altså CACM.

For det første vil «nettsikkerhet» stille krav til «driftssikkerhet og forsyningssikkerhet» og relativ sikker «beregningen av utvekslingskapasitet».²⁹³ Under SB-modellen er det rettslig sett tale om en kombinasjon av havvindparker og utviklingsforbindelser. All overføring og handel foregår da på kraftbørsen,²⁹⁴ og både drift og beregning av utvekslingskapasitet vil samordnes av kapasitetsreglene. Det taler for at sjøbudområder sikrer «nettsikkerhet», i henhold til CACM artikkel 33 nr. 1 bokstav a.

Når det gjelder «samlet markedseffektivitet» i bokstav b siktes det til «økonomisk effektivitet», konkurransehensyn og prissignaler. Det er en forutsetning i CACM fortalen punkt 11 om «[b]udområder som gjenspeiler fordelingen av tilbud og etterspørsel».²⁹⁵ For sjøbudområdet vil det si marginalverdien.²⁹⁶ Videre vil prisene fastsettes på bakgrunn av den høyeste områdeprisen i tilknyttet budområde med tilgjengelig overføringskapasitet.²⁹⁷ Prisen i sjøbudområdet og utsendelsen fra havvindparken, vil være et resultat av «priskoplingsalgoritmen». Dette defineres i CACM artikkel annet ledd nr. 28 som «algoritmen som brukes ved felles dagen-før-markedskopling for samtidig matching av ordrer og tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder». Sjøbudområder gir dermed «samlet markedseffektivitet», i tråd med CACM artikkel 33 nr. 1 bokstav b.

Kravet til «stabilitet og robusthet» i CACM artikkel 33 nr. 1 bokstav c tilsier at budområde «over tid» skal sikre «ensartet» kapasitetsberegning i alle tidsrammene.²⁹⁸ Et sjøbudområde vil kun bestå av utvekslingsforbindelser, slik at alle overføringer rettslig sett bare vil være resultat av handel i alle tidsrammene. Etter bokstav c punkt iv tas det hensyn til «hvor og hvor ofte flaskehals finner sted». I 4el-forordning artikkel 14 nr. 1 er det eksplisitt sagt at «[a]fgrænsningen af budområder skal bygge på langsigtede, strukturelle kapasitetsbegrænsninger». Avgrensningen av sjøbudområder etter strukturelle flaskehals «reducerer eksisterende flaskehals» i et langsiktig perspektiv.²⁹⁹ Følgelig vil SB-modellen oppfylle regelverkets kriterier for robusthet og stabilitet.

²⁹³ CACM artikkel 33 nr. 1 bokstav a i henholdsvis punkt i og ii.

²⁹⁴ Del 2.2.3.

²⁹⁵ Sml. 4el-forordning fortalen punkt 19: «Bidding zones reflecting supply and demand distribution are a cornerstone of market-based electricity trading and are a prerequisite for reaching the full potential of capacity allocation (...)»

²⁹⁶ Del 2.2.2.

²⁹⁷ Del 4.3.

²⁹⁸ CACM artikkel 33 nr. 1 bokstav c punkt i-iii.

²⁹⁹ CACM artikkel 33 nr. 1 bokstav c punkt iv.

Samlet sett viser dette at utformingen av sjøbudområder oppfyller de rettslige kravene for utforming av budområder.

4.2.3 Krav til virkningsfull og sikker integrering

Ved utforming av markedsoppsettet for hybridprosjekter, vil et viktig formål være å kunne integrere variable mengder havvindproduksjon i eksisterende elektrisitetsmarkeder, på en virkningsfull og sikker måte. Integrasjon vil gi havvindprodusentene tilgang til alle markedstidsrammene, slik at kraftproduksjonen kan omsettes. Det beror på fordeling av havvindparkene til bestemte budområder, og hvordan kapasitet mellom disse budområdene tildeles.³⁰⁰ Markedsoppsettet må etter CACM artikkel 3 bokstav e og j sikre «rettferdig og ikke-diskriminerende» behandling og «tilgang til utvekslingskapasitet».

Under dagens HM-modell byr radialtilkoblede havvindparker sin elektrisitet normalt uten begrensninger inn til hjemmemarkedet, og vil kun være koblet til dette budområdet. Hybridtilkoblede havvindparker under HM-modellen vil derimot jevnlig utsettes for fysiske flaskehalsar i retning hjemmemarkedet som følge av kapasitetsreglene.³⁰¹ Slik mulig diskriminering av havvindparkene oppfyller dermed ikke regelverkets integreringskrav.

Ved at forbindelsene i sjøbudområde rettslige kategoriseres som utvekslingsforbindelser, oppfylles kravet til utvekslingskapasitet gjennom kapasitetsreglene. Når sjøbudområdet struktureres etter den fysiske virkeligheten i nettet vil kravet om ikke-diskriminering også sikres.³⁰² Sjøbudområder kan dermed være et alternativ for en virkningsfull og sikker integrering av hybridprosjekter i IEM.

4.2.4 Rettslig sett mulig å etablere sjøbudområder

Implementering av SB-modellen medfører at begrepet *hybridforbindelse*³⁰³ ikke lenger er like aktuelt. En mer passende beskrivelse for avhandlingens videre analyse er *hybridprosjekter* siden alle forbindelsene vil være utvekslingsforbindelser.³⁰⁴ På denne måten løses usikkerheten rundt rettslig klassifisering av den delen av forbindelsen som går fra havvindparken og inn til land.

³⁰⁰ 3el-forordning art. 16 nr. 1. 4el-forordning art. 16 nr. 1.

³⁰¹ Del 3.3.2.

³⁰² Del 3.3.2.

³⁰³ Som innebærer infrastruktur med dobbel funksjonalitet i form av transmisjonskapasitet og utviklingskapasitet.

³⁰⁴ Se del 1.1.1 om begreps skillet mellom hybridprosjekter og hybridforbindelser.

Samlet sett illustrer analysen i del 4.2 at det rettslig sett er *teoretisk* mulig å gjennomføre en endring fra HM-modellen til SB-modellen, i henhold til rettslige krav for markedsoppsett. Det er imidlertid ikke garantert at etableringen av SB-modellen, i tråd med gjeldende regelverk, i *praksis* vil være rettslig gjennomførbart. Det avhenger av andre kriterier enn kravene for markedsoppsett. Det er flere kriterier som kan være av betydning, som vil bli analysert videre i del. 4.3.

4.3 Sammenligning av HM- og SB-modellen

4.3.1 Markedsmodellenes overholdelse av kapasitetsreglene

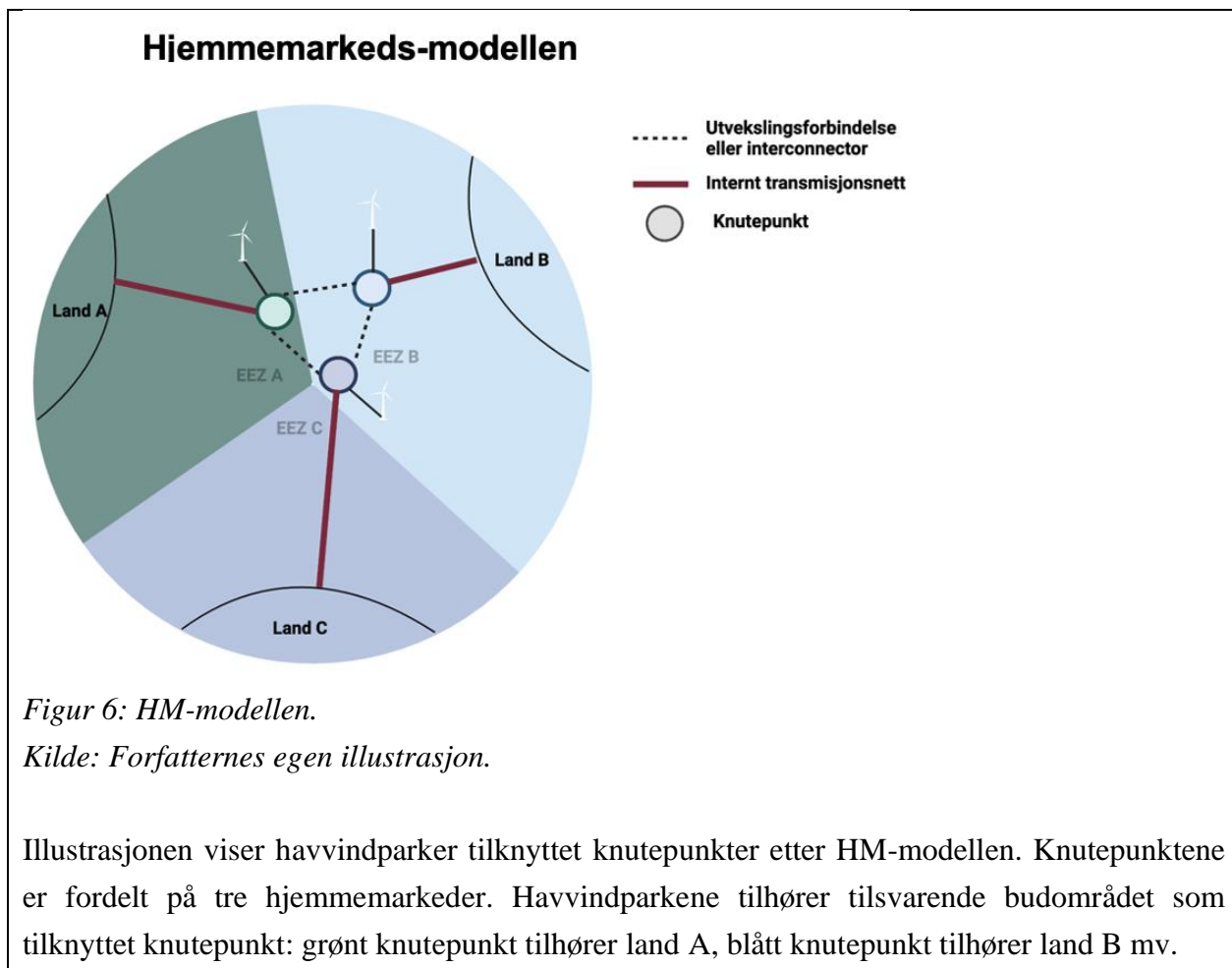
Det første kriteriet som skal analyseres er hvordan markedsmodellene overholder kapasitetsreglene ved integrering av hybridforbindelser i markedet. Ved HM-modellen vil regelverket gi utfordringer for klassifisering av hybridforbindelser, og strukturelle flaskehalsar ved overholdelse av kapasitetsreglene.³⁰⁵ Interne strømmer fra havvindsparken og importen av kraft fra utlandet konkurrerer om kapasiteten på utvekslingsforbindelsen. For at HM-modellen skal fungere i praksis, må hybridtilkoblede havvindparker justere sine strømmer³⁰⁶, få prioritert tilgang etter unntak- eller derogasjonsreglene³⁰⁷, eller systemoperatører må foreta korrigerende tiltak³⁰⁸. Det vil si at hovedreglene om maksimal/70 prosent kapasitet kan som utgangspunkt ikke overholdes, for å sikre hybridtilkoblede havvindparker overføringskapasitet inn til hjemmemarkedet.

³⁰⁵ Del 3.3.1.

³⁰⁶ Del 4.3.4 punkt II.

³⁰⁷ Del 3.3.3 og 3.3.4.

³⁰⁸ Del 3.3.1.



I SB-modellen, vil havvindparkene ikke være en del av budområdet til et tilgrensende land, men allokteres til et eget sjøbudområde. Budområdegrensen vil samsvare med hvor de strukturelle flaskehalsene oppstår.³⁰⁹ Både kraftflyten fra havvindparkene og importert kraft fra andre land eller budområder, betraktes da som «grensekryssende» strømmer i henhold til 3el-forordning artikkel 2 nr. 2 bokstav b og 4el-forordning artikkel 2 nr. 2. Kapasiteten i hybridforbindelsene kan da i sin helhet «stilles til rådighet for markedsdeltakerne» etter 3el-forordning artikkel 16 nr. 3 og 4el-forordning artikkel 16 nr. 4.³¹⁰ Overføring av kraft mellom land bidrar derfor ikke til at havvindproduksjon må strupes. Som utgangspunkt vil dermed SB-modellen kunne integrere hybridprosjekter ved å overholde gjeldende kapasitetsregler.

4.3.2 Rettsvirkningen for kapasitetstildeling, kraftflyt og lastfordeling

³⁰⁹ Del 4.2.2.

³¹⁰ NSWPH (2020) s. 14.

Videre er det relevant å se hvordan markedsmodellene bidrar til oppfyllelse av krav til effektiv utnyttelse av ressursene etter regelverket. Kraftmarkedet bør sørge for at ressursene blir utnyttet effektivt og at forbrukere får lavest mulig pris.³¹¹ Kraftutveksling er organisert slik at kraften til enhver tid flyter fra områder med lav pris til områder med høy pris.³¹² Prisen i budområdene og kraftflyten mellom dem, blir fastslått i døgnet ved implisitt auksjon på kraftbørsen (Nord Pool).³¹³ Handelen baseres på «priskoplingsalgoritme[n]» foretatt av markedskoplingsoperatøren³¹⁴, for samtidig «matching» av ordrer og tildeling av utvekslingskapasitet mellom budområder.³¹⁵ «Matching» er den handelsprosessen der salgsordrer matches med kjøpsordrer, jf. CACM art. 2 annet ledd nr. 20.³¹⁶ Tildeling av utvekslingskapasitet vil avgjøre kraftflyten, som igjen påvirker *lastfordelingen*.³¹⁷ Dette er utvekslingskapasitet hvert kraftanlegg i utgangspunktet blir tildelt og skal anvende for å utveksle produksjon, også kalt «dispatch».³¹⁸

Ved HM-modellen vil havvinproduksjonen være interne strømmer. Dersom andre budområder har lavere kraftpris enn hjemmemarkedet, vil kraft importeres. Kraften fra havvindproduksjon skal flyte internt i budområdet i retning av hjemmemarkedet.³¹⁹ De interne strømmene og kraftimporten konkurrerer da om overføringskapasiteten. Ulempen med HM-modellen medfører flere ineffektivitetsvirkninger.

For det første vil «tildelingsbegrensninger» gi lite hensiktsmessige rettsvirkninger.³²⁰ Dette begrenser handelskapasiteten og rammer havvindparken som kun kan tilby produksjonen til hjemmemarkedet, ekstra hardt. For det andre vil markedsrelaterte flaskehals, definert i CACM artikkel 2 annet ledd nr. 17, kunne begrense det økonomiske overskuddet.³²¹

³¹¹ Del 4.2. 4el-forordning fortalen punkt 2: «safe, secure, sustainable, competitive and affordable energy [...] [delivered by] cross-zonal trade [...] remains the foundation of an efficient energy market».

³¹² Statnett (u.å.c).

³¹³ Del 2.2.2.

³¹⁴ CACM art. 7 jf. art. 2 annet ledd nr. 30.

³¹⁵ CACM art. 2 annet ledd nr. 28. Del 4.2.2 for definisjon av priskoplingsalgoritme.

³¹⁶ Del. 2.2.3.

³¹⁷ 3el-direktiv art. 15. 4el-forordning art. 12.

³¹⁸ Jones (2020) s. 47.

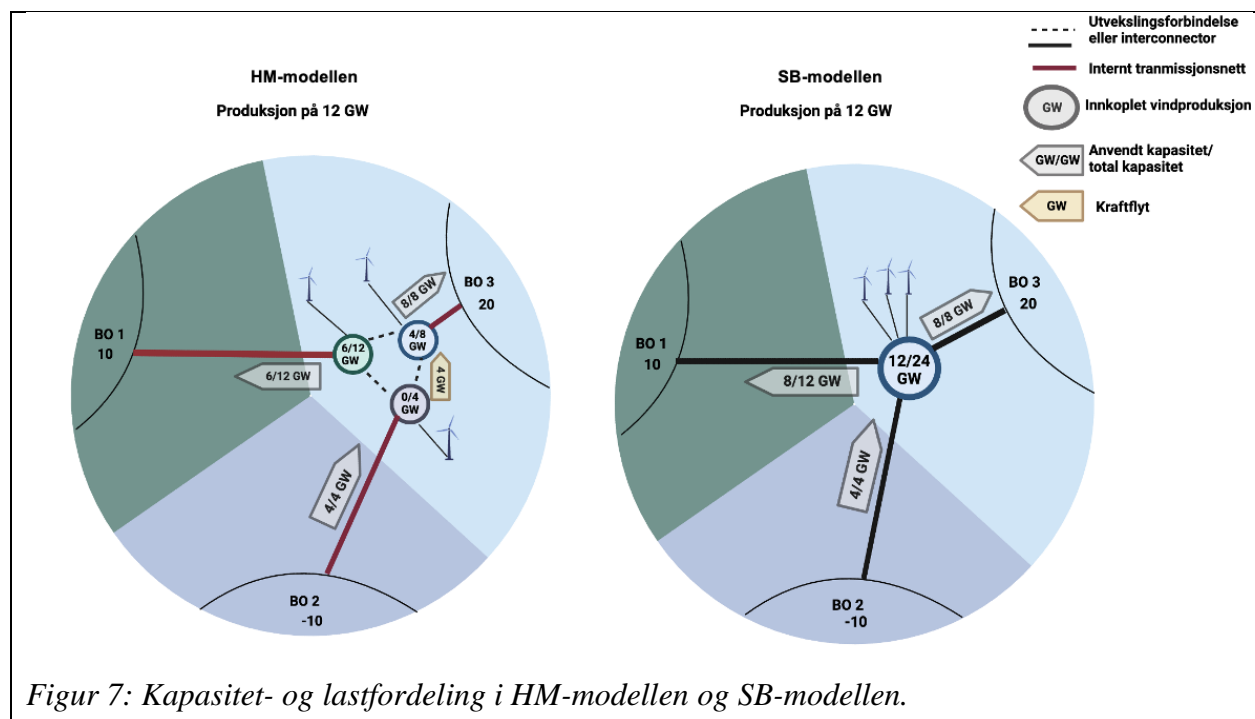
³¹⁹ Del 2.2.2.

³²⁰ Del 2.3.1.

³²¹ Del 2.3.1.

Unntak og derogasjon kan bidra til å løse dette på kort sikt, ved å gi prioritert tilgang og lastfordeling til hybridprosjekter.³²² Ved prioritet, vil systemoperatør måtte sikre overføringskapasitet tilsvarende forventet havvindproduksjon. Utfordringen knytter seg da til beregning av utvekslingskapasitet.³²³ Feilberegning eller værendring, kan medføre behov for korreksjonstiltak eller fysiske flaskehalsar.³²⁴ Det innebærer at HM-modellen i praksis kan medføre en lite effektiv utnyttelse av utvekslingskapasiteten og kraftflyten, som ikke er i tråd med de rettslige kravene for kraftmarkedet.

Ved SB-modellen er havvindparken i et eget budområde til havs som behandles tilsvarende et eget budområde på land. Kraftflyten vil være en del av priskoplingsalgoritmen.³²⁵ Gjeldende regler for kraftmarkedet vil gi effektiv kraftflyt og kapasitetstildeling på utvekslingsforbindelsene i sjøbudområdet. Det følger av at havvindproduksjonen ikke reduseres av dyrere import, og ved at det ikke blir solgt mer kraft enn kablene kan overføre. Markedet vil optimalisere lastfordelingen i sjøbudområdet under hensyn til flaskehalsene i både døgn- og intradag-markedet.³²⁶ SB-modellen vil dermed oppfylle effektivitetskravene regelverket stiller for kraftmarkedet.



Figur 7: Kapasitet- og lastfordeling i HM-modellen og SB-modellen.

³²² 4el-forordning art. 2 nr. 20.

³²³ CACM art. 14 og del II kapittel 1.

³²⁴ CACM art. 2 annet ledd nr. 19.

³²⁵ Del 4.2.2.

³²⁶ 3el-forordning vedlegg I punkt 1.7. CACM art. 16-17 om nettmodeller.

Kilde: Forfatterens egen illustrasjon.

Lastfordelt prod.kap: 10 GW av 12 GW

Utvekslingskapasitet: 8 GW av 24 GW

Lastfordelt prod.kap: 12 GW av 12 GW

Utvekslingskapasitet: 20 GW av 24 GW

Illustrasjoner viser hvordan negative priser i nærliggende budområder påvirker kraftflyt og effektiv lastfordeling i henholdsvis HM- og SB-modellen.

I HM-modellen vil budområdene BO1, BO2 og BO3 gjøre tilgjengelig henholdsvis 6GW, 2GW og 4GW i utvekslingskapasitet i retning av knutepunktet for å sikre havvindparkene prioritet. Lastfordelingen er 12 GW til havvindparkene. I motsatt retning vil total overføringskapasitet gjøres tilgjengelig. Produksjonskapasiteten vil ikke flyte til BO2 siden områdeprisen er negativ. BO2 eksporterer 4GW til høyeste budområde BO3. Det medfører en flaskehals i kabelen mellom BO3 og knutepunktet. Bare 8 GW ($BO1 + BO2 = 6GW + 2 GW$) av utvekslingskapasiteten vil da bli benyttet.

I SB-modellen vil priskoplingsalgoritmen gjøre at strøm flyter fra BO2 til knutepunktet fordi områdeprisen i BO2 er lavere i SBen. SBen har nest lavest områdepris (10) og vil dermed være to i rekken. Utvekslingskapasitet på 8 GW til BO3 og 12 GW til BO1 vil kunne tildeles (20 GW/24 GW). Utveksling mellom BO2 og BO3 bruker 4GW, og 12 GW brukes til vindkraftproduksjon. I så fall vil bare 4 GW av utvekslingskapasiteten være ubenyttet.

4.3.3 Prisdannelsen for hybridtilkoblede havvindparker

Ved HM-modellen vil havvindparkene motta områdeprisen i budområdet de tilhører i hjemmemarkedet.³²⁷ Ved SB-modellen vil imidlertid prisen avgjøres av tilbud og etterspørsel i budområdet til lands, og mulighetene for import og eksport.

NEMO skal utvikle algoritmer for handel på kraftbørsen i henhold til CACM artikkel 38 og 39.³²⁸ Områdeprisen i sjøbudområdet kan da bestemmes av marginalprisen i tilknyttet budområder til lands, med tilgjengelig kapasitet i utvekslingsforbindelsene.³²⁹ Rettsvirkningen blir at dersom det er flaskehals på utvekslingsforbindelsen fra sjøbudområdet til budområdet med den høyeste

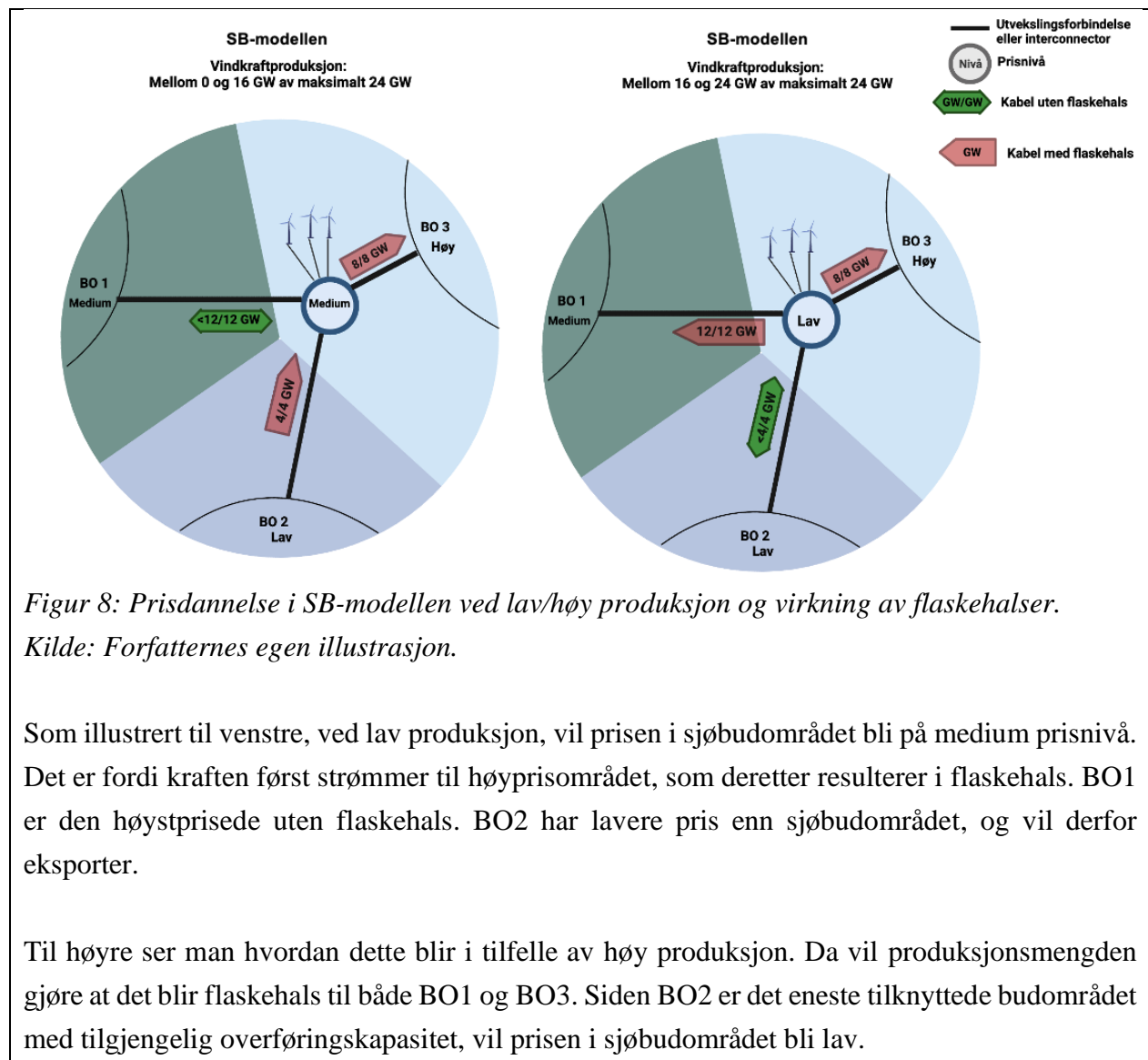
³²⁷ Del 2.2.2.

³²⁸ Del 2.2.3.

³²⁹ PROMOTioN (2020) Vedlegg 5. s. 210-212.

områdeprisen, vil prisen bestemmes av budområdet med den nest høyeste prisen og tilgjengelig overføringskapasitet.

Dette illustrerer at regelverket for priskoplingsalgoritmen, kan resultere i at havvindparkene oppnår lav pris under SB-modellen, dersom det er flaskehals på forbindelsen til høyprisområdet. Til tross for at CACM artikkel 38 nr. 1 oppstiller et mål om å «skape størst mulig økonomisk overskudd» og fremme «effektiv prisdannelse», vil det ikke være tilfelle for hybridtilkoblede havvindparker under SB-modellen.



4.3.4 Tilgjengelig overføringskapasitet (TOK) og balansering

Et ytterligere element som er relevant for analysen er hvordan regelverket og valg av markedsoppsett påvirker TOK og balansering. Det sentrale spørsmålet er hvordan reglene påvirker lønnsomheten for havvindprodusenter, og hvordan overholdelse av regelverket påvirker investeringsinsentivene.

I. Tilgjengelig overføringskapasitet (TOK): innvirkning på inntektsfordelingen

TOK og områdeprisene til lands er det som avgjør fordelingen av inntektene mellom havvindparker og systemoperatør.³³⁰ Dette vil se ganske forskjellig ut i HM-modellen og SB-modellen.

Dagens HM-modell innebærer at når hybridtilkoblede havvindparker sitt knutepunkt inngår i høyprisområder, så vil havvindparken tjene på prisspredning i markedet. På grunn av tilgangen til hjemmemarkedet får havvindparkene inntekt per volumenhet som sendes inn i nettet basert på den høye områdeprisen til lands. I motsatt tilfelle får havvindparken redusert inntekt dersom hjemmemarkedet har en lav områdepris. Dette følger av at det tilknyttede knutepunktet inngår i budområdet til lands, hvor kraft kan flyte uten kapasitetstildeling.³³¹ Systemoperatør får da ingen flaskehalsinntekter fra havvindproduksjonen som følge av kapasitetstildeling.³³² Prisspredningens påvirkning av produsentenes inntekter har dermed ikke virkning for flaskehalsinntektene til systemoperatør.

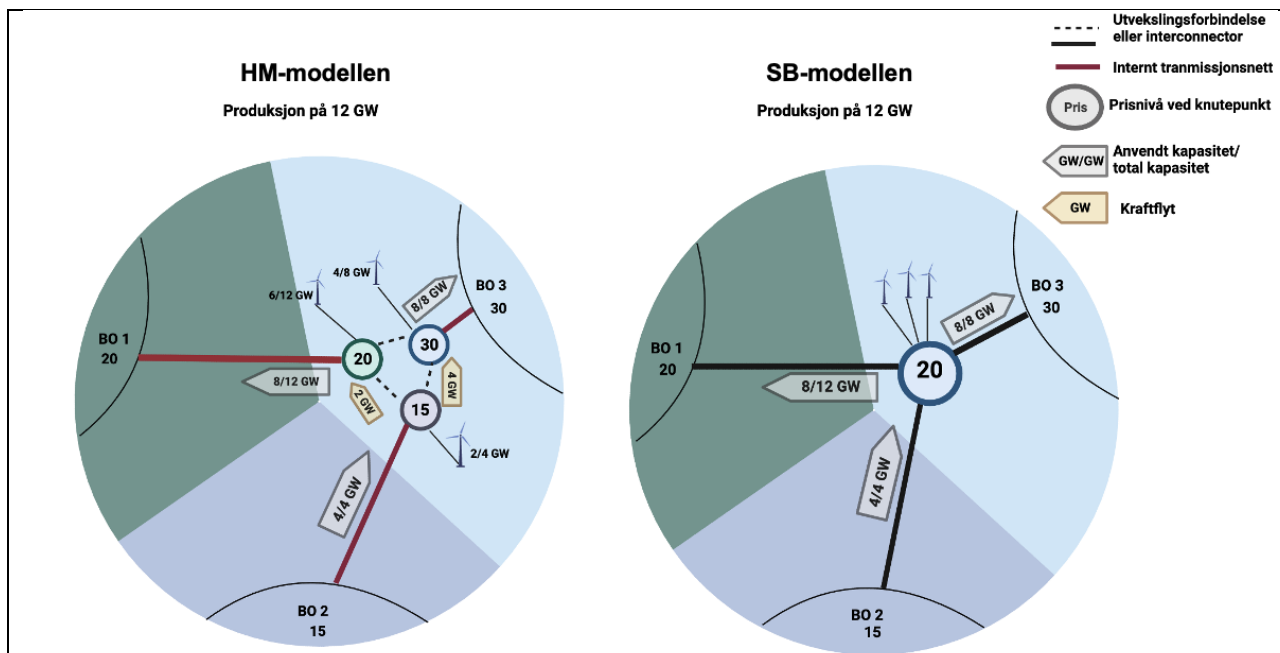
Ved SB-modellen vil havvindprodusentene få områdeprisen som dannes i det tilknyttede sjøbudområdet. Områdeprisen i sjøbudområdet avgjøres av det landlige budområdet med høyest områdepris og tilgjengelig kapasitet. Ved flaskehals til høyprisområdet får de systemoperatører flaskehalsinntektene fra kapasitetstildelingen på denne forbindelsen, og havvindparken får en tilsvarende lavere inntekt. Det gjelder selv om deler av havvindproduksjon faktisk sendes til høyprisområdet.³³³ Dette innebærer at gjeldende regelverk anvendt på SB-modellen medfører en inntektsforskyvning fra havvindprodusentene til systemoperatører. Med andre ord, så er rettsvirkningene av gjeldende regelverk, at hybridprosjekter under SB-modellen får redusert lønnsomhet. Det vil i negativ grad påvirke investeringsinsentiver.

³³⁰ For TOK se del 2.3.2 om flaskehalsinntekter.

³³¹ Del 2.2.2.

³³² Del 2.3.2.

³³³ Se illustrasjon i 4.3.3 for beskrivelse av prisdannelsen.



Figur 9. Til venstre: Inntektsfordeling i HM-modellen. Til høyre: SB-modellen.

Kilde: Forfatternes egen illustrasjon.

HM-modellens inntektsfordeling

- Fortjeneste for HVP: $(120+120+30)$: 270
- Flaskehalsinntekt BO1 - knutepunkt: 10
- Flaskehalsinntekt BO2 - knutepunkt: 60
- Flaskehalsinntekt BO3 - knutepunkt: 0

Sum flaskehalsinntekter 70

SB-modellens inntektsfordeling

- Fortjeneste for HVP: (12×20) 240
- Flaskehalsinntekt BO1- knutepunkt: 0
- Flaskehalsinntekt BO2 - knutepunkt: 20
- Flaskehalsinntekt BO3 - knutepunkt: 80

Sum flaskehalsinntekter 100

Inntektsfordelingen i illustrasjonen for begge modellene forutsetter total havvindproduksjon på 12GW. I HM-modellen mottar havvindparkene prisen i hjemmemarkedet de tilhører. På grunn av lavere pris i BO2 enn BO3 og BO1, så vil BO2 eksportere 2GW til BO1 og 4GW til BO3. Utover det vil det ikke være ytterligere strømmer over utvekslingsforbindelsene, på grunn av flaskehals på forbindelsen mellom høyprisområdet BO3.

Under SB-modellen vil prisen i knutepunktet tilsvare prisen i BO1. Siden det er flaskehals på utvekslingsforbindelsen fra knutepunktet og til høyprisområdet i BO3, blir prisen tilsvarende budområdet med nest høyest pris og TOK.

Som illustrasjonen viser tilsvarende reduksjonen i inntekter for havvindpark $(240 - 270 = -30)$ ved SB-modellen, økningen i flaskehalsinntekter for systemoperatør $(100 - 70 = 30)$.

II. Balansering

Ved HM-modellen kan fysiske flaskehalsar oppstå på transmisjonsnettet mellom knutepunktet og hjemmemarkedet i balansemarkedet.³³⁴ Handelen i døgn- og intradag-markedet kan skape «ubalanse» som utgjør «forskjellen mellom det tildelte volumet» som er tilskrevet produsenten i lastfordelingen, og «den endelige posisjonen for» produsenten, innenfor en gitt balanseavregningsperiode³³⁵, jf. EB artikkel 2 annet ledd nr. 8. Markedsaktørene er etter 3el-forordning vedlegg 1 nr. 2.13 selv forpliktet til å bære ansvaret for de «finansielle følgene [...] knyttet til [at] kapasitetstildelingen ikke oppfylles». Det vil si at de er økonomisk ansvarlig for ubalansen de skaper.³³⁶ Det vil likevel være systemoperatører som etter 3el-forordning artikkel 12 nr. 2 «skal fremme driftsordninger som sikrer optimal forvaltning av nettet, og fremme [...] integrasjon av ordninger for balansering». Hertil skal systemoperatør «anskaffe den energien de bruker for å dekke energitap og reservekapasitet i sine nett», jf. 3el-direktiv artikkel 15 nr. 6.³³⁷ Videre vil systemoperatør i følge CACM artikkel 79 måtte dekke kostnader ved ubalanser. De systemoperatører bærer sånn sett ubalanserisiko.

Ubalansen avregnes til en pris, som gjenspeiler energiens verdi i realtid.³³⁸ Prisen i hver «balanseavregningsperiode for en ubalanse i hver retning», utgjør «ubalansepris[en]».³³⁹ Siden knutepunktet er en del av budområdet til lands, får man ingen egen ubalansepris til havs. Produksjonen må uansett fraktes til land for å rette opp energibalansen. Når havvindparken ikke får egen ubalansepris til havs, blir konsekvensen at ubalanseprisen ikke gjenspeiler havvindproduksjonens verdi.³⁴⁰ Dersom ubalansen krever en oppjustering av havvinproduksjonen, kan det heller ikke fraktes til land uten at systemoperatør for eksempel iverksetter innskrenkingstiltak, slik at det ikke blir en fysisk flaskehals til hjemmemarkedet. Det gir økte utgifter for systemoperatør, som må kompensere aktørene tilsvarende.³⁴¹ Regelverket gir da ikke insentiver til å løse balanseringsproblemer som oppstår der havvindparken er plassert.

³³⁴ Del 2.3.1 og 2.2.3.

³³⁵ EB art. 2 annet ledd nr. 10 «tidsenhet» for ubalanse.

³³⁶ 4el-forordning art. 5 nr. 1 angir eksplisitt at «[a]ll market participants shall be responsible for the imbalances they cause in the system ('balance responsibility')»

³³⁷ EB art. 14 nr. 1 gir systemoperatør «ansvar for å kjøpe balansetjenester». 4el-forordning art. 6 nr. 8 og art. 34.

³³⁸ 4el-forordning art. 6 nr. 5.

³³⁹ EB art. 2 annet ledd nr. 12. 4el-forordning art. 2 nr. 16.

³⁴⁰ Statnett (2022b) s. 6-7.

³⁴¹ Del 3.3.1.

For SB-modellen vil det være separate budområder til havs, slik at produksjonsjusteringer og balansering avhenger av ubalanseprisen i sjøbudområdet.³⁴² Balanseringsansvarlig i sjøbudområdet vil etter EB artikkel 2 annet ledd nr. 7 være havvindprodusentene eller disses «valgte representant som er ansvarlig for markedsdeltakerens ubalanse». Ubalanseprisen vil avgjøre hvilke insentiver som gis balanseansvarlig. Fordelen med en ubalansepris til havs, er at det konkretiseres hvor problemet oppstår, og gir insentiver til å foreta løse problemet der det oppstår. Avhengig av utvekslingskapasiteten mellom budområdene og hvordan et slikt balanseringsmarked utformes, vil det være begrensede muligheter for havvindparken til å bidra i balanseringen. Utformingen av et balanseringsmarked under SB-modellen vil ikke gås nærmere inn på i denne avhandlingen, men må uansett være i samsvar med kravene om et transparent, rettferdig og ikke-diskriminerende marked.³⁴³

4.3.5 Redusert inntekt ved marginalprising

Videre er det et spørsmål om reglene for marginalprising³⁴⁴, kombinert med reglene for tildelingsbegrensninger³⁴⁵, vil påvirke hvor risikoutsatt havvindparkene er. *Prisvolatiliteten*, i form av hvor mye prisene svinger på knutepunktet, vil sannsynligvis være mindre under SB-modellen enn HM-modellen. Det følger av at det er en større mengde utnyttbar kapasitet fordelt over utvekslingsforbindelsene, sammenlignet med *markedsvolumet* av antall kunder, etterspørsel og forbruk. Sammenlignet med HM-modellen, hvor det er større mulighet for både lave og høye priser, så oppnår havvindprodusentene i SB-modellen alltid lav pris. Ulempen er at lave priser har en betydelig større innvirkning på prosjektverdien, enn fordelene fra høye kraftpriser har.³⁴⁶ Regelverkets finansielle risikovirkninger for hybridprosjekter under SB-modellen gjør prosjektene lite attraktive. Det kreves dermed en grundigere analyse av SB-modellen for å sikre rettslige investeringsinsentiv for utvikling av hybridprosjekter.

4.4 Oppsummering og foreløpig konklusjon

Markedsoppsett som reflekterer den fysiske virkeligheten for overføring i nettet, vil best kunne integrere hybridtilkoblede havvindparker i det eksisterende elektrisitetsmarkedet. Som analysen

³⁴² EB art. 2 annet ledd nr. 13, art. 18 nr. 6 bokstav g og avdeling 5, kapittel 4.

³⁴³ EB fortalen punkt 8 og 17, art. 3 nr. 1 bokstav e.

³⁴⁴ Del 2.2.2 og 4.3.3.

³⁴⁵ Del 2.3.1 og 4.3.4.

³⁴⁶ Hodt (2022) s.27.

viser, vil dette være SB-modellen. Markedsoppsettet vil bedre kunne overholde kapasitetsreglene, da strømmene fra havvindparken ikke anses som interne, slik som under HM-modellen. Sjøbudområder oppfyller rettslige standarder som relevante retningslinjer oppstiller for definering av budområder. En sentral fordel er at man gjennom regelverket oppnår en mer effektiv lastfordeling og utnyttelse av utvekslings- og produksjonskapasitet. Dette er også i tråd med gjeldende regelverks formål om effektivitet for kraftmarkedet.

Analysen viser imidlertid at regelverket gjør hybridprosjektene under SB-modellen mer risikoutsatt på andre måter er. Det mest fremtredende er at de reduserte inntektene for havvindprodusentene, sammenfaller med de økte flaskehalsinntektene for systemoperatør. Selv om SB-modellen på flere måter gir investeringsinsentiver for hybridprosjektene, er man også avhengig av at havvindprodusentene ser det som lønnsomt på lengre sikt. Det kreves derfor en videre analyse av risikofaktorene og hvordan juridiske løsninger kan avhjelpe disse.

5 SB-modellens rettsøkonomiske utfordringer: Flaskehalsinntekter

5.1 Innledning

Inntektsforskyvningen som analysen i del 4.3 illustrerer, vil kunne påvirke investeringsviljen til havvindprodusentene negativt. For å finne rettslige løsninger som kan gi investeringsinsentiver, må man kartlegge hva som gir havvindprodusentene reduserte inntekter, og som samtidig øker flaskehalsinntektene for systemoperatør. Spørsmålet blir da om regelverket, særlig kapasitetsreglene, medfører særskilte risikofaktorer for hybridprosjekter i sjøbudområder.

Det sentrale i vurderingen er at ikke enhver påvirkning av lønnsomheten utløser et behov for juridisk løsning. Spørsmålet omhandler hvilke konkrete faktorer utløser et slikt rettslig behov. I del 5.2 vil det analyseres og vurderes hvilke ulike juridiske og regulatoriske utfordringer som hybridprosjektene står ovenfor under SB-modellen. Herunder hvilke juridiske risikofaktorer som gjør at hybridprosjekter diskrimineres eller ikke er kompensert i gjeldende regelverk. Som grunnlag for videre analyse av juridiske insentivløsninger, vil de rettslige restriksjonene for anvendelse av flaskehalsinntektene bli gjennomgått i del 5.3.

5.2 Problematiske rettsvirkninger for hybridprosjekter under SB-modellen

5.2.1 Prisisiko for havvindprodusentene ved flaskehals

Sjøbudområder kan lede til finansielle asymmetrier ved å redusere inntektene til havvindprodusentene. Risikoene følger av at utvekslingskapasitet i sjøbudområdet sammenkobles med likevektsprisen. Likevektsprisen defineres i CACM artikkel 2 annet ledd nr. 31 som «prisen som fastsettes ved å matche den høyeste aksepterte salgsordren og den laveste aksepterte kjøpsordren i markedet for elektrisk kraft». Systemoperatør skal etter 3el-forordning artikkel 16 nr. 3 begrense utvekslingskapasiteten når «grensene for driftssikkerhet» tilsier det.³⁴⁷

Når tildeling av utvekslingskapasitet begrenses, kan det medføre at sjøbudområder får redusert områdepris.³⁴⁸ En tildelingsbegrensning på for eksempel 30 prosent redusert overføringskapasitet, som angitt i 4el-forordning artikkel 16 nr. 8, kan øke antallet timer med markedsrelatert flaskehals mot høyprisområdet og drive ned havvindparkens salgspris i sjøbudområdet.³⁴⁹ Det reduserer inntektene for havvindprodusentene sammenlignet om de var tilknyttet hjemmemarkedet i HM-modellen, og utgjør en *prisisiko*.³⁵⁰ Rettsvirkningene av kapasitetsreglene er at produsenter i områder med eksportbegrensninger får lavere priser enn forbrukere i importbegrensede områder.³⁵¹ Det vil si at forbrukere betaler en høyere pris, enn hva havvindprodusentene mottar for solgt produksjon.

I SB-modellen gjør regelverket at deler av inntektene fra hybridprosjektene forflyttes til systemoperatør i form av økte flaskehalsinntekter.³⁵² Det totale økonomiske overskuddet, som inkluderer «leverandøroverskudd» og «flaskehalsinntekter»,³⁵³ blir totalt sett omtrent den samme under SB-modellen, men på bekostning av havvindprodusentenes inntekter. Det vil ikke gi «effektive økonomiske signaler til de berørte» havvindprodusenter i hybridprosjekter, jf. 3el-forordning artikkel 16 nr. 1. Innvirkningen dette har på investeringsinsentiv kan lede til at politiske

³⁴⁷ 4el-forordning art. 16 nr. 4.

³⁴⁸ Del 4.3.3.

³⁴⁹ Ørsted (2020) s. 14.

³⁵⁰ Del 4.3.4 og 4.3.5.

³⁵¹ EC (2022) s. 14-15.

³⁵² Del 4.3.4 og 4.3.5.

³⁵³ CACM art. 2 annet ledd nr. 46.

målsetninger for havvindutvikling og fornybar energiproduksjon ikke nås, som igjen negativt påvirker klimaforpliktelsene.³⁵⁴

Et ytterligere poeng er at «flaskehalsen i nettet skal håndteres med ikke-diskriminerende» løsninger, jf. 3el-forordning artikkel 16 nr. 1. Kapasitetsreglene medfører at produsenter i budområder til lands kommer bedre ut enn de til havs, på grunn av tildelingsbegrensningene som foretas for å unngå flaskehalsen i landlige budområder.³⁵⁵ En slik mulig diskrimineringen av hybridprosjektene, og at formålene bak regelverket ikke oppnås, taler for at omfordeling av flaskehalsinntektene som investeringsinsentiv er rettferdiggjort.

5.2.2 Volumrisiko ved begrenset TOK vs. redusert overføringskapasitet

I. Begrensning av TOK for hybridprosjekter: volumrisiko

Når hybridprosjektene er i eget sjøbudområde, er begrensning av TOK for en gitt havvindpark et spørsmål om hvor mye kapasitet som stilles til rådighet for markedet. I prinsippet skal «størst mulig» av utvekslingskapasiteten «stilles til rådighet» for markedsdeltakerne av systemoperatører, jf. 3el-forordning artikkel 16 nr. 3.³⁵⁶ Ved hybridprosjekter tar ikke kapasitetsreglene i betraktning at en del av produksjonen foregår på selve utvekslingsforbindelsen.

Systemoperatører skal også hensynta «sikkerhetsstandardene for nettdrift» ved kapasitetstildelingen for å forhindre flaskehalsen. I utgangspunktet er ikke flaskehalsforflytning tillatt, slik det fremkommer av 3el-forordning vedlegg I punkt 1.7, men mindre av driftssikkerhetshensyn tillater det.³⁵⁷ Det vil si «tildelingsbegrensninger» som angitt i CACM artikkel 2 annet ledd nr. 6 er en form for preventiv flaskehalsbehandling.³⁵⁸

CACM artikkel 23 nr. 3 bokstav b angir at tildelingsbegrensninger bare kan brukes for «begrensninger» som «er beregnet å øke det økonomiske overskuddet» i døgn- og intradag-markedet, som tilsier markedsrelaterte flaskehalsen. Det kan for eksempel, i lys av 4el-forordning artikkel 16 nr. 8 i.f., være problemer med budområde-modellens pålitelighetsmarginer,

³⁵⁴ Del 1.2.1.

³⁵⁵ Del 3.2.

³⁵⁶ 4el-forordning art. 16 nr. 4.

³⁵⁷ Del 3.2.

³⁵⁸ Del 2.3.1.

sløyfestrømmer og interne strømmer på hvert kritisk nettverkselement.³⁵⁹ Bokstav a angir at tildelingsbegrensninger bare kan brukes på «begrensinger» som «ikke kan omdannes til maksimal flyt på kritiske nettverkselementer», som forstås som fysisk flaskehals. Det kan også skyldes manglende informasjonsgrunnlag ved beregningstidspunktet, for eksempel at vindforholdene ble annerledes enn værmeldingen. Det er normalt sett slike hensyn til «driftssikkerhet» som begrunner 70 prosent-regelen.³⁶⁰

Dersom TOK begrenses av driftssikkerhetshensyn vil det være en «tildelingsbegrensning» på hybridprosjektet utvekslingsforbindelser, som kan resultere i lenger perioder med markedsrelaterte flaskehals med direkte konsekvens for de hybridtilkoblede havvindparkene.³⁶¹ Sjøbudområdet består i teorien av et hybridnettssystem uten interne markedsrelaterte flaskehals, da det ikke har internt forbruk. Redusert TOK for hybridprosjekter som følge av flaskehals andre steder i nettssystemet vil være en særskilt risiko for hybridprosjektene i SB-modellen.³⁶²

Hybridprosjektene står derfor overfor ytterlig risiko tilknyttet volum. Hvis det ikke foreligger en kompensasjonsmekanisme, vil tildelingsbegrensningen kunne lede til nullpris i sjøbudområdet.³⁶³ Det kan føre til avkortning for at havvindparkene skal få reduserte produksjonskostnader.³⁶⁴ Avkortning innebærer at havvindparken slutter å eksportere til nettet eller midlertidig stanser produksjonen.³⁶⁵ Det vil lede til at potensiell anvendelig fornybar energi fra hybridprosjektene blir bortkastet, og hybride havvindparker får redusert inntekt. Kapasitetsreglene medfører følgelig en *volumrisiko* for hybridprosjekter i sjøbudområdet, som påvirker investeringsinsentiv. Disse særskilte risikoene for hybridprosjektene under SB-modellen er en direkte konsekvens av begrenset TOK som følge av flaskehals. Dette taler også for en rettferdiggjort omfordeling av flaskehalsinntekter til havvindprodusentene.

II. Redusert overføringskapasitet for hybridprosjekter

Gjeldende regelverk kan ved flere anledninger medføre redusert overføringskapasitet for hybridprosjekter. Sentralt er hvorvidt regelverket har kompenseringsmekanismer for den aktuelle

³⁵⁹ 4el-forordning art. 16 nr. 8 i.f.

³⁶⁰ 4el-forordning art. 16 nr. 8 i.f.

³⁶¹ Del 2.3.1.

³⁶² EC (2022) s. 32.

³⁶³ SWD(2020) 273 final s.18.

³⁶⁴ Ørsted (2020) s. 14.

³⁶⁵ SWD(2020) 273 final s.4.

ulempen, om det gir systemoperatører økte inntekter, og om hybridtilkoblede havvindprodusenter i sjøbudområdet blir påført større ulemper sammenlignet med budområdene til lands.

For det første kan det hende at hybridnettet ikke kan håndtere lastfordelingsplanen fra kapasitetstildelingen.³⁶⁶ Systemoperatør skal «reduere flaskehals i samsvar med kravene til driftssikkerhet i nettet», inkludert ved omdisponering, etter 3el-forordning vedlegg I punkt 1.3, jf. artikkel 16 nr. 2. Hybridprosjektene kan da i korte perioder få redusert overføringskapasitet etter kapasitetstildeling ved omdisponering, for å løse flaskehals andre steder.³⁶⁷ Den opprinnelige kapasitetstildelingen begrenses ikke, og det skapes derfor ikke flaskehalsinntekter. Havvindprodusenten vil også kompenseres for slike reduksjoner, som for øvrig er likt for alle markedsaktører.³⁶⁸ Omdisponering vil da også gjøre markedsaktørene finansielt likestilt.³⁶⁹

Videre kan overføringskapasiteten bli redusert som følge av regelmessige oppgradering eller vedlikehold av utvekslingsforbindelsene til hybridprosjektet.³⁷⁰ Utvekslingsforbindelser som er ute av drift vil ikke gi systemoperatører «inntekter som mottas som følge av kapasitetstildeling», jf. CACM artikkel 2 nr. 16. Det er dermed ikke en redusert overføringskapasitet som gir systemoperatører økte inntekter. For slik vedlikeholdsperioder blir det også normalt utarbeidet kompensasjonsmekanismer i avtalt bilateralt mellom involverte produsenter og systemoperatører i påkoblingskontrakten.³⁷¹ Slike situasjoner anses derfor ikke å begrunne omfordeling av flaskehalsinntekter.

Ytterligere, kan redusert overføringskapasitet følge av force majeure eller nødsituasjoner. Etter CACM artikkel 2 annet ledd nr. 45 er force majeure «alle uforutsette eller uvanlige hendelser eller situasjoner som ikke forårsakes av en feil hos» systemoperatør, og «som ligger utenfor dennes rimelige kontroll». Det er typisk relatert til værssituasjoner som for eksempel ødelegger kablene. Nødsituasjoner beskrives i 3el-forordning artikkel 16 nr. 2 som situasjoner der systemoperatør «må handle raskt» og innskrenkningstiltak «ikke er mulig». I begge tilfeller skal systemoperatør «foreta tilbakebetaling eller betale en godtgjøring» i henhold til CACM artikkel 72 nr. 3. I tillegg kan hybridprosjektet også her kompenseres av systemoperatør under påkoblingskontrakten.³⁷²

³⁶⁶ Del 3.2, 3.3.1 og 4.3.2.

³⁶⁷ Contra. CACM artikkel 2 nr. 16. Del 2.3.2.

³⁶⁸ Del 3.3.1.

³⁶⁹ EC (2022) s. 32.

³⁷⁰ Statnett (2021c) s. 43-44.

³⁷¹ EC (2022) s. 32.

³⁷² EC (2022). 32.

For alle disse forholdene foreligger det altså allerede kompensasjonsmekanismer for volumrisiko. De kan derfor vanskelig sies å rettferdiggjøre en omfordeling av flaskehalsinntektene. Oppsummert anses begrenset TOK for hybridprosjekter i SB-modellen som en særskilt risiko, påført av gjeldende regelverk. For landbaserte kraftanlegg strømmer energien i transmisjonsnettets innenfor et budområde, uten tildeling av handelskapasitet.³⁷³ Volumrisikoen for hybridprosjekter i en sjøbudområder fremstår som en ukompensert forskjellsbehandling som rettferdiggjør en omfordeling av flaskehalsinntektene til havvindprodusentene.

5.2.3 Begrenset TOK og diskriminering av hybridprosjekter i sjøbudområder

Sammenlignet med HM-modellen, vil gjeldene regelverk og SB-modellen, medføre endringer i risikoprofilen for havvindprodusentene. For å sikre investeringsinsentiver åpner avhandlingens analyse for en rettslig kompensasjonsmekanisme for havvindprodusentene ved bruk av flaskehalsinntekter. Det vil imidlertid ikke være alle tilfeller som rettferdiggjør en slik omfordeling av flaskehalsinntekter.

Det som aktualiserer en kompensasjon med grunnlag i flaskehalsinntektene, er i tilfeller hvor regelverket gjør at systemoperatør oppnår økte flaskehalsinntekter ved å diskriminere hybridprosjekter i sjøbudområder. Diskriminering forekommer under reglene for tildelingsbegrensninger ved kapasitetstildelingen.³⁷⁴ Selv om utvekslingskapasiteten i utgangspunktet er anvendelig, blir den ikke fullt ut gjort tilgjengelig for markedet til tross for maksimalregelen³⁷⁵ og 70 prosent-regelen.³⁷⁶ Det er dermed knyttet konkrete pris- og volumrisikoer ved tildelingsbegrensninger³⁷⁷ for hybridprosjekter i SB.

«Begrensning» defineres i SO artikkel 3 nr. 2 punkt 2 som en situasjon der det er behov for korrigerende tiltak³⁷⁸ for å overholde grensene for «driftssikkerheten». Ifølge SO artikkel 3 nr. 2 punkt 1 er «driftssikkerhet» transmisjonsnettets evne til å opprettholde en «normaldriftstilstand»

³⁷³ Del 2.2.2.

³⁷⁴ Del 5.2.2 punkt I.

³⁷⁵ 3el-forordning art. 16 nr. 3. 4el-forordning 16 nr. 4.

³⁷⁶ 4el-forordning 16 nr. 8. EC (2022) s. 32.

³⁷⁷ Del 4.3.4, 5.2.1 og 5.2.2.

³⁷⁸ Korrigerende tiltak omfatter både begrenset utvekslingskapasitet og innskrenkningstiltak. SO fortalen punkt 5. CACM art. 2 annet ledd nr. 13 og art. 25.

eller så snart som mulig gå tilbake til en «normaldriftstilstand». «Normaldriftstilstand» beskrives i SO artikkel 3 nr. 2 punkt 5 som:

«en situasjon der systemet er innenfor grensene for driftssikkerhet i N-situasjonen³⁷⁹, og etter at en uforutsett hendelse fra listen over uforutsette hendelser³⁸⁰ har funnet sted, idet det tas hensyn til virkningen av de tilgjengelige korrigerende tiltakene».

Det er kun i kortsiktige perioder i døgn- og intradag-markedet som normalt sett aktualiserer anvendelsen av «tildelingsbegrensninger». For hybridprosjekter i sjøbudområder vil imidlertid en særegen rettskonsekvens antakelig være langsiktige markedsrelaterte flaskehalsler.³⁸¹

I balansemarkedet³⁸², følger det av EB artikkel 29 nr. 14 at systemoperatører «kan erklære bud på *balanseenergi*³⁸³ som innmeldes til *funksjonen for aktiveringsoptimering*³⁸⁴ for utilgjengelige for aktivering» av andre systemoperatører, fordi «de er begrenset på grunn av interne flaskehalsler»³⁸⁵ eller på grunn av «driftssikkerhetsbegrensninger» i den «tilknyttende» systemoperatørers³⁸⁶ planleggingsområde.

Regelverket og definisjonene viser følgelig at tildelingsbegrensninger er en form for forebyggede flaskehalsbehandling, som er felles for EU-statene og synkronområder som Norden.³⁸⁷ Kapasiteten innad i budområder til lands er intrasonal, slik at eventuelle interne flaskehalsler per nå ikke blir tatt høyde for i balanseringen.³⁸⁸ De løses ved kostbare innskrenkningstiltak. På den annen side, kan tildelingsbegrensninger anvendes på utvekslingsforbindelser, til tross for at det ikke er noen interne flaskehalsler i sjøbudområder. Dermed vil kapasiteten for utvekslingsforbindelsen tilknyttet hybridprosjekter i sjøbudområdet kunne begrenses for å, på en mindre kostbar måte, unngå flaskehalsler innad budområder til lands. Det er dermed en ulikhet, som taler i retning av at hybridprosjekter i SB-modellen diskrimineres. Regelverket for tildelingsbegrensninger som

³⁷⁹ SO art. 3 nr. 2 punkt 3 «ingen anleggsdeler [...] er utilgjengelig».

³⁸⁰ SO art. 3 nr. 2 punkt 4 og art. 33.

³⁸¹ Del 5.2.1 og 5.2.3.

³⁸² Del 2.2.3.

³⁸³ EB art. 2 annet ledd nr. 4: energi som systemoperatører «bruker til å foreta balansering» fra leverandør.

³⁸⁴ EB art. 2 annet ledd nr. 39: en algoritme «for å optimere aktiveringen av bud på balanseenergi».

³⁸⁵ EB art. 24 nr. 7 bokstav b: balanseringsbud skal sikre «tilstrekkelige ressurser til å løse interne flaskehalsler».

³⁸⁶ EB art. 2 annet ledd nr. 22: systemoperatør som «driver planleggingsområdet der leverandørene av balansetjenester og de balanseansvarlige skal oppfylle vilkårene knyttet til balansering»

³⁸⁷ SO art. 2 nr. 2.

³⁸⁸ DS (2022).

diskriminerer kan derfor rettferdiggjøre omfordeling av flaskehalsinntekter. Adgang til omfordeling av flaskehalsinntekt for å løse utfordringene med pris- og volumrisikoene, vil bli analysert videre i del 5.3, og tiltak for gjennomføring i del 6.

5.3 Den rettslige adgangen til flaskehalsinntektene for havvindprodusentene

5.3.1 Reglene om tildeling av flaskehalsinntekter

Det første spørsmålet som må avklares er hvorvidt reglene for tildeling av flaskehalsinntekter åpner for at disse kan gis til havvindprodusentene. For å kompensere inntektsforskyvningen kan det tenkes at det enkleste ville vært å, i alle fall delvis, overføre flaskehalsinntektene til havvindprodusentene. Slik direkte tildeling av flaskehalsinntekter innebærer at havvindprodusentene får overført en del av flaskehalsinntektene med direkte opphav fra diskrimineringen av sjøbudområdet og hybridprosjektenes kraftproduksjon.³⁸⁹

Utfordringen er at slik tildeling av flaskehalsinntekter er i strid med gjeldende regelverk. Flaskehalsinntektene skal etter til 3el-forordning vedlegg I punkt 6.3 «deles» mellom de berørte systemoperatører «i henhold til kriterier som de har avtalt seg imellom». CACM artikkel 8 nr. 2 bokstav k, jf. artikkel 73 angir prosessuelle regler for utvikling av fordelingsmetoder av flaskehalsinntekter mellom «TSO-er», det vil si systemoperatører. Reglene for hvem som har adgang til flaskehalsinntektene, trekker dermed i retning av at det ikke er rettslig adgang å tildele disse direkte til havvindprodusentene.

5.3.2 Anvendelsen av flaskehalsinntekter til regelbestemte formål

Det neste spørsmålet er om reglene for hva flaskehalsinntektene kan anvendes til, åpner for at de kan anvendes for å gjenopprette inntektsforskyvningen. En klar utfordring ved disse reglene, er at det er begrensninger for anvendelsen av flaskehalsinntektene. For EØS-landenes følger det av 3el-forordning artikkel 16 nr. 6 første ledd. Her oppstilles en hovedregel om at alle inntekter som følge av utvekslingsforbindelser skal brukes for ett eller flere av følgende formål:

- «som garanti for at den tildelte kapasiteten faktisk er tilgjengelig» etter bokstav a, og/eller

³⁸⁹ EC (2022) s. 63.

- «til nettinvesteringer som bevarer eller øker overføringskapasiteten, særlig i nye overføringsforbindelser» etter bokstav b.

Det vil si at flaskehalsinntektene skal brukes til å dekke kostandene etter at kapasitet er «tildelt», det vil si ved innskrenkingstiltak, jf. bokstav a, og oppgradere og utvide strømmettet, jf. bokstav b. For EU-landene gjelder 4el-forordning, som ennå ikke er implementert i norsk lov. I artikkel 19 nr. 2 finnes tilvarende begrensninger for bruk av flaskehalsinntekter, i tillegg til et krav om å tilpasse et system for å rapportere bruk av flaskehalsinntekter i nr. 4 og 5. Flaskehalsinntektene er med dette øremerket i begge forordninger, ved at de skal gå til *nettvirksomhet*, og ikke *kraftproduksjon*. Ved at de går til nettvirksomhet, gjennom nettinvesteringer og garanti for tildelt kapasitet, vil både aktører og forbrukere ha indirekte nytte av flaskehalsinntektene. Dermed kan det etter gjeldende regelverk bli utfordrende å foreta en omfordeling til havvindprodusentener.

5.3.3 Politiske signaler åpner for omfordeling av flaskehalsinntektene

Europakommisjonen lanserte i 2020 en felles strategi for fornybar energi.³⁹⁰ I arbeidsdokumentet³⁹¹ ble det uttalt at reglene for kraftmarkedet ikke var utviklet med hybridprosjekter i tankene. Dokumentet åpner for at havvindprodusentenes adgang til å motta flaskehalsinntekter kan være et aktuelt investeringsinsentiv. I arbeidsdokumentet ble det foreslått at:

«[a] way to align these incentives could be an amendment to the rules on the use of congestion income. For example, by opening up the possibility for Member States and NRAs to allocate congestion income to renewable energy producers active in an offshore bidding zone, this could ensure that hybrid projects are no less attractive for a renewable energy investor».³⁹²

Det fremstår dermed som at Europakommisjonen er positiv til lovendringer for å omfordele flaskehalsinntektene. I et nyere reformforslag COM(2023) 148 final fra Europakommisjonen, ble det i fortalen punkt 23 foreslått å endre reglene for anvendelsen av flaskehalsinntektene ved å definere et nytt formål. Formålet ble formulert som følgende:

«(c) compensating offshore generation plant operators in an offshore bidding zone if access to interconnected markets has been reduced in such a way that one or more transmission system

³⁹⁰ COM(2020) 741 final.

³⁹¹ SWD(2020) 273 final s.1.

³⁹² SWD(2020) 273 final s.18.

operators have not made enough capacity available on the interconnector or the critical network elements affecting the capacity of the interconnector, resulting in the offshore plant operator not being able to export its electricity generation capability to the market». ³⁹³

Det er ikke en omfordeling med direkte sikte på bedriftsøkonomisk lønnsomhet for hybridprosjekter, men en kompensasjon ved begrenset TOK. ³⁹⁴ Slike løsninger, som i praksis overfører noe av flaskehalsinntektene til havvinprodusentene, vil bli gjennomgått i del 6.

I norsk sammenheng er det vanskeligere å spore opp politiske signaler omkring forvaltning av flaskehalsinntektene. I en nyere rapport om hybrider, utformet av RME til OED, er det imidlertid en tilsynelatende større skepsis til omfordeling av flaskehalsinntektene. Det vises til at ENTSO-E ³⁹⁵ og reguleringsmyndighetene, via CEER og ACER, har påpekt flere uheldige sider ved en eventuell omfordeling. ³⁹⁶ Her vises det til at så lenge en slik omfordeling ikke er opplistet som en av anvendelsesformålene i EØS-regelverket ³⁹⁷, vil det heller ikke være mulig. ³⁹⁸

Store aktører som Statnett ³⁹⁹, ENTSO-E ⁴⁰⁰ og de europeiske reguleringsmyndighetene for energi, via organisasjonen CEER og byrået ACER ⁴⁰¹, er også uttalt motstandere av en slik omfordeling. CEER og ACER trekker blant annet frem at dersom havvindprodusenter mottar flaskehalsinntekter, vil det kunne gi feilaktige prissignaler for markedet, ved at de ikke mottar den lokale områdeprisen. Ved å motta den lokale områdeprisen gir det signaler for øvrige havvindaktører hvor havvindproduksjon er mer eller mindre etterspurt. ⁴⁰²

Endring av regelverket for å omfordele flaskehalsinntekter til hybridtilkoblede havvindparker anses derfor som usikkert. Norske myndigheter har likevel gitt uttrykk for et ønske om å realisere havvindutbygging uten statsstøtte. ⁴⁰³ Det kan derfor anses sentralt at regelverket åpner for

³⁹³ COM(2023) 148 final art. 1[8] [b].

³⁹⁴ Del 5.2.2.

³⁹⁵ Europeisk nettverk av operatører av transmisjonsnett for elektrisk kraft, se 3el-forordning art. 4.

³⁹⁶ RME (2023) s. 39, 43 og 45.

³⁹⁷ 3el-forordning art. 16 nr.

³⁹⁸ RME (2023) s. 70 flg.

³⁹⁹ Statnett (2021a) s. 2.

⁴⁰⁰ ENTSO-E (2023).

⁴⁰¹ ACER/CEER (2022).

⁴⁰² ACER/CEER (2022) s. 9.

⁴⁰³ Meld. St. 36 (2020-2021) s. 8.

omfordeling av flaskehalsinntektene, slik at havvindprodusentenes inntekter og hybridprosjekters lønnsomhet øker, for å sikre investeringsinsentiv uten støttebehov.

5.4 Oppsummering og foreløpig konklusjon

Gjeldende regelverk gir både økt pris- og volumrisiko for hybridprosjektene under SB-modellen. Flere av kapasitetsreduksjonene er allerede kompensert for gjennom gjeldende regelverk. Dette gjelder imidlertid ikke for inntektsforskyvningen fra havvindprodusentene til systemoperatør. Siden inntektsforskyvningen er et direkte resultat av havvindproduksjon fra hybridprosjektene, taler dette for en form for kompenserende omfordeling av flaskehalsinntektene. Diskriminering av sjøbudområder og begrenset TOK for hybridprosjektene er det som rettferdiggjør en kompensasjon ved bruk av systemoperatørens økte flaskehalsinntekter. Utfordringen er imidlertid at det er i strid med gjeldende EU- og EØS-regelverk, som øremerker flaskehalsinntektene til bestemte investeringer foretatt av systemoperatør. Til tross for enkelte signaler om en mer fleksibel anvendelse av flaskehalsinntektene, er det uansett ikke rettslig adgang etter gjeldende regelverk. Det vil derfor undersøkes om det finnes andre rettslige måter å forflytte inntektene tilbake til havvindprodusentene, uten en direkte omfordeling.

6 Juridiske løsninger med flaskeinntekter som investeringsinsentiv

6.1 Innledning

Det følger av del 5 at det etter gjeldende regelverk ikke er adgang til direkte omfordeling av flaskehalsinntektene. Slik adgang kan imidlertid være et sentralt insentiv til utbygging av hybridprosjekter i SB-modellen. Spørsmålet blir da hvilke juridiske virkemidler som kan anvendes slik at havvindprodusentene likevel kan få rettslig adgang til flaskehalsinntektene, og samtidig sikres mot pris- og volumrisiko.

I Meld. St. 36 (2020-2021) s. 8 heter det at «regjeringen vil legge til rette for samfunnsøkonomisk lønnsom utbygging av havvind i Norge, og legger til grunn at utbygging av bunnfast vindkraft til havs kan skje uten statsstøtte». Det er flere aktører som har uttalt at for å gjøre utbyggingen på SNII lønnsom uten statsstøtte, må prosjektene utvikles som hybridprosjekter og det må åpnes for

en omfordeling av flaskehalsinntektene.⁴⁰⁴ Havvindprodusentenes adgang til flaskehalsinntektene er sånn sett et sentralt investeringsinsentiv.

I denne delen vil et utvalg av relevante juridiske insentivløsninger analyseres, og det vil bli foretatt en vurdering av hvorvidt de kan gjennomføres i tråd med gjeldende regelverk eller enkle regeljusteringer. I tillegg vil det bli vurdert hvor hensiktsmessig de ulike alternativene er for å løse det fundamentale problemet: at havvindprodusentene oppnår den laveste prisen. De alternative løsningene er alle tilknyttet måter for å forflytte deler av flaskehalsinntektene til havvindprodusentene. Det vil også bli vurdert om alternativene kan anvendes i kombinasjon for å sikre investeringsinsentiv i hybridprosjekter gjennom regelverket. Enkelte alternative løsninger er mer anerkjente forslag, som omfordeling basert langsiktige transmisjonsrettigheter i del 6.2, eller basert på differansekontrakter (CfD) i del 6.3, eller en garantert overføringsadgang og kompensasjon (Transmission Access Guarantee) i del 6.4. Alternativet i del 6.5 har grunnlag i egne oppfatninger basert på avhandlingens øvrige analyse.

6.2 Langsiktige transmisjonsrettigheter for flaskehalsinntekter

6.2.1 Rettslige utgangspunkter for langsiktige transmisjonsrettigheter

I tillegg til de fysiske energimarkedene, finnes det finansiell krafthandel i *terminmarked* for elektrisitet (forward market). Ifølge 4el-forordning artikkel 9 nr. 1 kan systemoperatøren i overenstemmelse med FCA «udstede langsigtede transmissionsrettigheder (..) for at give markedsdeltagerne, herunder ejere af produktionsanlæg, der benytter vedvarende energikilder, mulighed for at gardere sig mod prisudsving på tværs af budområdegrænser». I terminmarkedene kan altså markedsaktørene handle med finansielle instrumenter som brukes til både risikostyrings- og spekulasjonsformål. Systemoperatør kan utstede langsiktige overføringsrettigheter for å koble sammen den finansielle og fysiske handelen. Regler for tildeling av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder i terminmarkedet er regulert av FCA, som er innlemmet i EØS-avtalen.⁴⁰⁵

Terminmarkeder baseres på «kapasitetsberegningsregion» som er det «geografiske området der samordnet kapasitetsberegning anvendes».⁴⁰⁶ CACM artikkel 15 nr. 1 angir at alle systemoperatører skal utarbeide forslag om kapasitetsberegningsregioner. Den 31. mars 2023

⁴⁰⁴ Europower (2022).

⁴⁰⁵ Del 1.3.2.

⁴⁰⁶ CACM art. 2 annet ledd nr. 3.

godkjente ACER et forslag om å inkludere norske budområdegrensene i kapasitetsberegningsregionene.⁴⁰⁷

Ifølge FCA artikkel 2 annet ledd nr. 2 består en «langsiktig transmisjonsrettighet» (LTR) av kategoriene fysisk transmisjonsrettigheter eller finansielle transmisjonsrettigheter (FTR) i form av opsjoner (FTR-opisjon) eller obligasjoner (FTR-obligasjon). Disse kan erverves ved «langsiktig kapasitetstildeling», som etter artikkel 2 annet ledd nr. 1 er en «tildeling av langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder gjennom en auksjon⁴⁰⁸ før tidsrammen for døgnmarkedet». Metoden for kapasitetsberegning i auksjonen skal være forenelig med kapasitetsberegningemetoden i fysiske markeder, jf. CACM artikkel 21 nr. 1 jf. FCA artikkel 10 nr. 3. Tildeling av langsiktig kapasitet forutsetter i prinsippet etter FCA artikkel 28 bokstav a anvendelsen av marginalprising for å oppnå resultater for «hver budområdegrense, anvendelsesretning og markedstidsenhet».

Fysiske transmisjonsrettigheter er regulert i artikkel 32 og 36 i FCA. En fysisk transmisjonsrettighet utstedes av systemoperatøren og gir innehaveren rett til å «å nominere sine planer for utveksling av elektrisk kraft», jf. artikkel 36 nr. 1. I lys av artikkel 28 bokstav a utstedes en enerett til å bruke en bestemt utvekslingsforbindelse i én retning for å overføre en forhåndsdefinert mengde energi fra et marked til et annet. Fysiske transmisjonsrettigheter er underlagt «UIOSI»-prinsippet, som innebærer at de gjøres «automatisk tilgjengelig for kapasitetstildeling på dagen-før-markedet», dersom overføringskapasiteten ikke benyttes.⁴⁰⁹ Hybride havvindparker vil dermed måtte selge de fysiske transmisjonsrettighetene dersom de ikke produsert nok til å overføre i retningen rettigheten gjelder. Det løser dermed ikke kapasitetsproblemet tilknyttet volumrisikoen for hybridprosjekter ved SB-modellen. Havvindparkene har nettopp behov for fleksibilitet - både med hensyn til retning og tidspunkt for overføring - tilknyttet havvindproduksjonen. Denne anses derfor ikke som rettslig relevant, og vil ikke analyseres videre.

En FTR-opisjon gir innehaveren etter FCA artikkel 33 nr. 1 «rett til å motta godtgjøring». FTR-obligasjoner gir innehaveren både rett til å motta eller «forpliktelse til å betale den økonomiske godtgjøringen», jf. artikkel 34 nr. 1. Godtgjørelsen etter begge bestemmelser skal være «i samsvar med artikkel 35».

⁴⁰⁷ ACER (2023).

⁴⁰⁸ FCA art. 2 annet ledd nr. 5 «en prosess der langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder tilbys og tildeles markedsdeltakere som inngir bud».

⁴⁰⁹ FCA art. 2 annet ledd nr. 6. Fortalen punkt 10: «Use-it-or-sell-it»-prinsippet.

Artikkel 35 nr. 3 bokstav a og b angir prinsipper for godtgjøring ved henholdsvis implisitt eller eksplisitt auksjon. Godtgjørelsen baseres på «prisspennet»⁴¹⁰ mellom resultatene av døgnet mellom to budområder i løpet av en spesifisert tidsperiode i en bestemt retning. Det tilsier prisforskjellen mellom to budområder, jf. artikkel 35 nr. 1, som også er grunnlaget for flaskehalsinntektene.⁴¹¹ Det må derfor etableres et referanse-budområde til sjøbudområdet. FTR gjør det dermed mulig for aktørene å sikre seg mot prisrisikoen mellom de to tilstøtende budområdene i en bestemt retning, i forhold til lokasjonen av havvindparkene. Når langsiktig tverrsjonal kapasitet tildeles i form av FTRer, har det likevel ingen fysisk innvirkning på hybridnettet, kun økonomisk. Det kan ha betydning for hvorvidt FTR anses som en hensiktsmessig rettslig løsning på risikoutfordringene.

6.2.2 Finansielle transmisjonsrettigheter for flaskehalsinntektene (FHI-FTR)

I utgangspunktet anses FTR som en fordelaktig løsning, ved at man slipper å utforme et helt nytt juridisk system. Systemoperatør «foretar tildeling av transmisjonsrettigheter ved en budområdegrensning gjennom den felles tildelingsplattformen» og gir innehaverne «godtgjøring dersom prisforskjellen er positiv i retning av de langsiktige transmisjonsrettighetene» etter FCA artikkel 35 nr. 1. Tildeling av FTRer til hybridprosjekter i sjøbudområder vil på denne måten kunne flytte de tilhørende flaskehalsinntektene fra systemoperatører til havvindprodusentene.⁴¹²

For hybridprosjekter i sjøbudområdet kan man da vurdere en forhåndstildelingsrunde der noen FTRer først reserveres til havvindprodusentene, før resten auksjoneres til et andre markedsdeltakere. Forslaget innebærer å skille disse flaskehalsversjonene av FTRer som egne «FHI-FTR». Hybridprosjekter vil da bli gitt en viss mengde av FHI-FTRer som kan bli fornyet over flere perioder, hvor total varighet bestemmes av den nasjonale reguleringsmyndigheten.

6.2.3 Vurdering av FHI-FTR som prissikringsmekanisme

Som utgangspunkt fremstår FHI-FTR som hensiktsmessig. Imidlertid vil det rettslig sett bli problematisk, da det vil kreve en endring av reglene for øremerking av flaskehalsinntekter.⁴¹³

⁴¹⁰ FCA art 2 annet ledd nr. 9: prisspenn i markedet er «differansen mellom timebaserte dagen-før-priser for de to aktuelle budområdene for den respektive markedstidsenheten i en bestemt retning».

⁴¹¹ Del 2.3.2.

⁴¹² EC (2022) s. 36.

⁴¹³ 3el-forordning art. 16 nr. 6. 4el-forordning art. 19. Se del 5.3.2.

Videre vil FHI-FTR, som følge av forhåndtildelingen, være i direkte strid med FCA artikkel 3 bokstav c om «ikke-diskriminerende tilgang til langsiktig utvekslingskapasitet mellom budområder». Det vil også være i strid med prinsippene om tildeling av langsiktig kapasitet regulert i FCA artikkel 28, herunder prinsippet i bokstav c om at den langsiktige kapasitetstildelingen «kan gjentas».

Skal en slik prissikringsmekanisme gjennomføres, vil det også kreve endring av reglene om metoder for kapasitetsberegning i FCA artikkel 10, ettersom kapasitetsberegning i metoden baseres på hybridprosjektets havvindproduksjon. Kapasitetsberegningemetoden er da ikke utelukkende baseres på FB eller CNTC og er «uforenelig» med CACM artikkel 21 nr. 1.⁴¹⁴

Det følger også av 4el-forordning artikkel 9 nr. 2 at langsiktige transmisjonsrettigheter skal tildeles på en «transparent, market based and non-discriminatory manner through a single allocation platform». En lukket forhåndstildeling av FHI-FTR vil klart være i strid med disse prinsippene. Prissikringsmekanismen er med andre ord i strid med flere sentrale bestemmelser for rettslige reguleringen av markedet, og utløse et behov for komplekse regelendringer. Dette taler mot at FHI-FTR er relevant som investeringsinsentiv.

I tillegg bemerkes det at den finansielle kompensasjonen FHI-FTR gir havvindprodusentene, ikke løser utfordringene med volumbegrensninger på hybridprosjektets utvekslingsforbindelser. Mengden FHI-FTRer avhenger av den fysiske kapasiteten i utvekslingsforbindelsen. Det vil derfor oppstå problemer dersom havvindproduksjonen overstiger kabelkapasiteten. Leveringsperioden gjennom den årlige tidsrammen⁴¹⁵ gir i tillegg behov for jevnlig reallokering av FHI-FTRer eller regelendring for å forlenge tiden.

En ytterligere utfordring er at referanse-budområdet må være forhåndsdefinert. Ved senere oppskalering kan det oppstå flere utfordringer, spesielt med tanke på at mengden av FHI-FTRer og dersom flere tilknyttes samme referanse-budområdet. Denne utfordringen, sammenholdt med de øvrige, viser at gjennomføringen av FHI-FTR kan bli utfordrende under gjeldende regelverk.

6.3 Differansekontrakter for flaskehalsinntekter

⁴¹⁴ Del 2.2.3.

⁴¹⁵ FCA art. 9.

6.3.1 Tradisjonelle differansekontrakter (CfD)

Et annet alternativ er å utvikle en alternativ type differansekontrakt (Contracts for Difference: CfD) for å sikre mot risikoene som hybridprosjektene i SB-modellen er utsatt for under gjeldende regelverk.

Tradisjonelle CfDer er et «finansielt instrument»⁴¹⁶ i form av kontrakter om en framtidig utveksling av et differansebeløp beregnet på grunnlag av en avtalt pris ved kontraktinngåelsen, og markedsverdien av det underliggende objektet ved kontraktavslutning.⁴¹⁷ Det underliggende objektet kan for eksempel være strøm. Kontraktsparten leverer ikke det underliggende objektet, da det bare tjener som en referansestørrelse.⁴¹⁸ For havvindprodusenter muliggjør differansekontrakter en finansiell rettighet i form av forhåndssikring av en fast, kontraktbasert kraftpris for solgte strømenheter.⁴¹⁹

En CfD inngås typisk mellom statlige organer og visse kategorier av kraftprodusenter.⁴²⁰ Det kan for eksempel en del av en auksjonsprosess i konkurranser om prosjektområder for energiproduksjon.⁴²¹ Dersom kraftprisen i markedet er lavere enn kontraktsprisen, dekker staten differansen. På denne måten unngår havvindprodusenten enhver usikkerhet rundt prisen for generert produksjon.

6.3.2 Spesielle differansekontrakter for flaskehalsinntektene (FHI-CfD)

For å sikre havvindprodusentene mot prisrisikoen, kan det være aktuelt å inngå slike differansekontrakter, men mellom havvindprodusentene og systemoperatører.⁴²² Til forskjell fra den tradisjonelle formen vil da systemoperatør – fremfor staten – være ansvarlig for eventuelle kompensasjoner.

⁴¹⁶ Lov 26. mars 1999 nr. 14 om skatt av formue og inntekt (skatteloven) § 9-10 annet ledd bokstav d, jf. Lov 29. juni 2007 om verdipapirhandel (verdipapirhandelloven) § 2-2 første ledd nr.9, jf. Kristiansen (2020).

⁴¹⁷ Skatteetaten (2022) s. 425.

⁴¹⁸ Skatteetaten (2022) s. 425.

⁴¹⁹ NOU 2006: 3 punkt 2.5.10.

⁴²⁰ Eksempelvis ved utlysningen på SNII så benyttes tosidige differansekontrakter som statsstøtte, hvor en avtalt referansepris også utgjør et tak, se OED (2023d) s. 5 nr. 3 og s. 6 nr. 4. Det er avgrenset mot tosidig differansekontrakter i oppgaven del 1.5.

⁴²¹ Også her er utlysningen illustrerende, se OED (2023d) s. 10 nr. 6 punkt II.

⁴²² EC (2022) s. 36.

Differansekontrakten kan endres ved å innarbeide innenlandske markedspriser som en variabel kraftpris. Det må derfor etableres et referanse-budområde tilsvarende LTR. Systemoperatørs dekning av prisdifferansen kan finansieres av flaskehalsinntektene. Med systemoperatør som motpart, vil utformingen av denne nye FHI-CfD tillate langsiktig tildeling av prisdifferansen mellom budområder for hver produsert energienhet til havvindprodusentene. Som utgangspunkt anses dermed FHI-CfD som en effektiv prissikringsmekanisme.

6.3.3 Vurdering av FHI-CfD som prissikringsmekanisme

Til tross for at FHI-CfD som utgangspunkt anses som hensiktsmessig som prissikringsmekanisme, byr den på flere juridiske utfordringer under gjeldende regelverk. FHI-CfD må anses som en alternativ LTR⁴²³, ved at det er en langsiktig prissikringsmekanisme som gir rett på en «godtgjørelse» fra systemoperatør.⁴²⁴ Prissikringsmekanismen vil kreve lovendring av både reglene for anvendelse av flaskehalsinntekter til bestemte formål når de skal finansiere differansen.⁴²⁵ Samtidig må FCA endres for å koordinere med eksisterende mekanismer for finansielle transmisjonsrettigheter.

Som en langsiktig transmisjonsrettighet vil FHI-CfD i dag stride med reglene om produktdesign i FCA.⁴²⁶ For eksempel det at langsiktig tildeling av utvekslingskapasitet bare kan ha form av fysiske transmisjonsrettigheter eller FTR-opsjoner og -obligasjoner, jf. FCA artikkel 31 nr. 1. Samt at FHI-CfD som LTR også vil stride med reglene om ikke-diskriminering i markedet i likhet med FHI-FTR i del 6.2.3.⁴²⁷

I tillegg gir ikke FHI-CfD sikkerhet mot tildelingsbegrensninger⁴²⁸, det vil si dersom havvindproduksjonen reduseres til under maksimal produksjonsevne ved lastfordelingen. Det kommer av at innløsningsverdien havvindparkene mottar avhenger av produsert volum. Dersom hybridprosjektets TOK reduseres under potensiell produksjonskapasitet, vil ikke FHI-CfD kunne direkte kompensere for reduksjonen i produksjon. Systemoperatør for utvekslingsforbindelsen i referanse-budområdet vil også kunne få økt inntektsrisiko i tilfeller av høy vindkraftproduksjon som overstiger kapasiteten i forbindelsen. Dette kan gi en uønsket overkompenserende effekt.

⁴²³ FCA art. 2 annet ledd nr. 2.

⁴²⁴ Del 6.2.1.

⁴²⁵ 3el-forordning art. 16 nr. 6. 4el-forordning art. 19.

⁴²⁶ Se FCA art. 31, 35, 43 og 44 om form og forvaltning av LTR.

⁴²⁷ FCA art. 3 bokstav c og 28.

⁴²⁸ CACM art. 2 annet ledd nr. 6.

Poenget er at FHI-CfD utelukkende er et finansielt instrument slik at det ikke løser det grunnleggende kapasitetsproblemet. Det vil si at en FHI-CfD ikke vil sikre mot volumrisikoen, som gjeldende regelverk påfører hybridprosjektene i SB-modellen.

6.4 Transmission access guarantee (TAG)

6.4.1 Garantert TOK eller kompensasjon

Et annet sikringsalternativ er Transmission Access Guarantee (TAG). Det er et forslag utformet av Engie Impact på vegne av Europakommisjon med hensikt å håndtere kilden til problemet, nemlig begrenset TOK.⁴²⁹ TAG innebærer å definere en kompensasjon, betalt av systemoperatør til havvindprodusentene, dersom TOK blir begrenset som følge av tildelingsbegrensninger.⁴³⁰ Garantien innebærer et mål om at den reelle eksporskapasiteten «som stilles til rådighet» fra sjøbudområdet til landlige marked, jf. 3el-forordning artikkel 16 nr. 3, alltid er lik eller større enn den totale installerte nettovindkapasiteten til havs. Dersom målet ikke kan gjennomføres kostnadseffektivt eller på grunn av korrigerende tiltak⁴³¹, vil havvindprodusentene kompenseres. TAG-kompensasjonen utmåles på denne måten:

$$TAG \text{ kompensasjon} = Maks (referansepris - OBZpris, 0) \times total \text{ nettovindkapasitet}$$

Referanse-budområdet kan være et budområde til lands. Hvilket land avhenger av tilknyttet knutepunkt og EEZ som knutepunktet befinner seg i. Systemoperatør som begrenser TOK i forbindelsen, er også ansvarlig for kompensasjonen. Fordelen er at det gir systemoperatør insentiv til å kun begrense hybridprosjektene TOK når det er den mest effektive løsningen. Systemoperatør vil da vurdere hvilke av de tilgjengelige rettslige virkemidlene som er mest kostnadseffektive. Med andre ord, vil systemoperatør begrense TOK når fordelene som oppnås andre steder i systemet veier opp for havvindprodusentenes mulige inntekter.

6.4.2 Vurdering av TAG som kompensasjonsmekanisme

Fordelen med TAG er at den er enkel, transparent og direkte målrettet mot kilden til problemet. Kompensasjonen blir bare betalt av systemoperatør til havvindprodusentene dersom sistnevnte står

⁴²⁹ EC (2022) s. 6.

⁴³⁰ CACM art. 2 annet ledd nr. 6. Del 5.2.

⁴³¹ CACM art. 2 annet ledd nr. 13. Del 3.3.1.

overfor begrensning i TOK som følge av forebyggende flaskehalshåndtering. I motsetning til alternativene FHI-CfD/FTR, medfører TAG derfor ikke overkompensasjoner og relaterte problemstillinger. TAG kan på denne måten sikre økonomisk insentiv til både havvindprodusentene og systemoperatør.

Siden TAG er tilknyttet tildelingsbegrensning vil den i hovedsak reguleres gjennom CACM, som tillater to metoder for å beregne utvekslingskapasitet mellom budområder.⁴³² TAG er mulig under begge metodene,⁴³³ men vil likevel kreve noen justeringer av retningslinjen for å definere strukturen for praktisk beregning av utvekslingskapasitet og kompensasjon. Blant annet må reglene om NEMO⁴³⁴ og systemoperatører sine oppgaver i døgn- og intradag-markedskoplingen endres for å åpne for TAG-kompensasjon.⁴³⁵

NEMO skal fungere som «markedsoperatører», jf. CACM artikkel 2 annet ledd nr. 23. Etter CACM artikkel 7 nr. 1 og 2 bokstav a er de ansvarlige for felles døgn- og intradag-markedskopling i samarbeid med systemoperatører, i tillegg til matching av bestillinger og tildeling av kapasitet (MCO-funksjon, jf. CACM artikkel 2 annet ledd nr. 30).⁴³⁶ For dette formål mottar NEMO informasjon om tilgjengelige utvekslingskapasitet. Som markedsovervåkingsenhet bør NEMO være ansvarlig for å oppdage situasjoner med tildelingsbegrensninger, samt beregne kompensasjonene (volum- eller prisbasert).

Det følger av CACM artikkel 73 at systemoperatører har ansvaret for å utvikle metoder for fordeling av flaskehalsinntekter. Dersom tildelingsbegrensning foreligger, kan NEMO gjøre opp kompensasjonen med systemoperatør og havvindprodusenter som en del av daglig oppgjørsprosess, med tilsyn fra nasjonale reguleringsmyndigheter. I så fall må systemoperatørers oppgaver i henhold til CACM artikkel 8 nr. 2 endres. Det gjelder også for bestemmelsen om regional beregning av utvekslingskapasitet mellom budområder etter CACM artikkel 29, og om sikring av clearing og oppgjør i CACM artikkel 68. I tillegg vil det kreve endringer av reglene for kompensasjonsordninger mellom systemoperatører.⁴³⁷

⁴³² Del 2.2.3.

⁴³³ Se nærmere i EC (2022) s. 5-6 for teknisk forklaring.

⁴³⁴ Del 2.2.3.

⁴³⁵ CACM art. 7 og 8.

⁴³⁶ CACM fortalen punkt 5: MCO har oversikt over «resultatene».

⁴³⁷ 3el-forordning art. 13. 4el-forordning art. 49.

I likhet med løsningene FHI-FTR og FHI-CfD vil implementasjon av TAG forutsette endring av øremerkingsreglene av flaskehalsinntekter.⁴³⁸ Dersom TAG-kompensasjonen utbetales fra flaskehalsinntekter alene, er det vesentlig at den klassifiseres som prioritert formål for bruk av flaskehalsinntekter.⁴³⁹ Det er ikke tilfellet under gjeldende regelverk.

De nevnte regelendringene er imidlertid av mindre art, og det er snakk om mindre sentrale bestemmelser. TAG går også til kjernen av inntektsforskyvningen: tildelingsbegrensninger. TAG vil kunne stabilisere havvindprodusentenes inntekter, samtidig som korrigerende tiltak fortsatt kan gjennomføres i henhold til gjeldende regelverk. Det er også forholdsvis enkelt å implementere TAG, slik at anvendelsen av flaskehalsinntekter kun gjelder hybridprosjekter i SB-modellen. Det følger av at sjøbudområder ikke har interne flaskehalsers ettersom full utvekslingskapasitet skal gjøres tilgjengelig til markedet.⁴⁴⁰ Samlet sett vil TAG være hensiktsmessig ved at den kompenserer i tilfeller hvor regelverket faktisk medfører en inntektsforskyvning, og medfører ingen større omfattende revisjonsbehov av gjeldende regelverk.

TAG tar imidlertid ikke høyde for topologiske utfordringer og medfølgende prisrisiko. Det fundamentale problemet er at anvendelse av gjeldende regulering for kraftmarkedet resulterer i at hybridprosjekter i sjøbudområder alltid oppnår lav pris. Alternativt bør en kombinasjon av prissikringsmekanismer brukes for å komplementere TAG og sikre havvindprodusenter mot prisrisiko.⁴⁴¹ Gjeldende regelverk i EU/EØS har imidlertid ingen slike løsninger som eksplisitt åpner for denne kombinasjonen.

⁴³⁸ 3el-forordning art. 16 nr. 6. 4el-forordning art. 19 nr. 2.

⁴³⁹ Del 5.3.2.

⁴⁴⁰ 3el-forordning art 16 nr. 3. 4el-forordning art. 16 nr. 4.

⁴⁴¹ Commission Staff Working document Reform of Electricity Market Design Accompanying the documents Proposal for a Regulation (EU) 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 Proposal for a Regulation (EU) of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) No 1227/2011 and (EU) 2019/942 to improve the Union's protection against market manipulation in the wholesale energy market [SWD(2023) 58 final] s. 48-49.

6.4.3 Realisering av TAG i lys av Europakommisjonens forslag

I mars 2023 kom Europakommisjonen med et forslag om endring av flere rettsaker, herunder 4el-forordning, ACER-forordningen, 4el-direktiv, fornybardirektivet, med mål om å forbedre designet av elektrisitetsmarkedet.⁴⁴² Reformforslaget er sendt på norsk høring med frist 28.april 2023.⁴⁴³

I fortalen trekkes investeringsrisiko for hybridprosjekter frem som et eksempel på utfordringer rundt fornybare energikilder til havs.⁴⁴⁴ I punkt 23 fremkommer det at det er en «investment risks associated with the unique topographical situation of offshore hybrid projects [...] and [...] transmission system operators should guarantee access of the offshore project to the capacity of the respective hybrid interconnector for all market time units». Dersom TOK begrenses skal «the offshore project operator [be compensated] commensurately using congestion income».

For å sikre mot risikoen som hybridprosjekter står overfor, og for å gi full markedstilgang, bør systemoperatører følgelig garantere tilgang til overføringskapasiteten for den respektive hybride utvekslingsforbindelsen gjennom alle markedstidsrammene. Dersom TOK er begrenset, slik at produksjonskapasitet som havvindparken ellers kunne eksportert ikke kan bli levert til markedet, skal systemoperatører som foretar begrensningen kompensere havvindparken tilsvarende med bruk av flaskehalsinntekter.⁴⁴⁵

I lys av fortalen foreslås en utvidelse av 4el-forordning artikkel 19 annet ledd, som regulerer tillatt bruk av flaskehalsinntekter, ved å legge til en ny bokstav c.⁴⁴⁶ Den nye bestemmelsen åpner for å kompensere kraftprodusenter i sjøbudområdet dersom utvekslingskapasiteten er begrenset. Kompensasjon foretas dersom systemoperatører «[...]ikke har gjort nok kapasitet tilgjengelig på utvekslingsforbindelsen eller kritiske nettverkselementer [...], som resulterer i at operatøren av kraftanlegget til havs ikke kan eksportere sin kraftproduksjonsevne til markedet» (vår oversettelse).⁴⁴⁷ Videre detaljer i kompensasjonsmekanismen skal defineres i en implementeringsforordning.⁴⁴⁸

⁴⁴² COM(2023) 148 final.

⁴⁴³ OED (2023a).

⁴⁴⁴ COM(2023) 148 final fortalen punkt 23.

⁴⁴⁵ COM(2023) 148 final fortalen punkt 23.

⁴⁴⁶ COM(2023) 148 final art. 1 nr. [8] [b]

⁴⁴⁷ Del 5.3.3 og del 1.4.2.

⁴⁴⁸ COM(2023) 148 final fortalen punkt 23 siste setning.

Ordlyden «kraftproduksjonsevne» og «til markedet»⁴⁴⁹ tilsier at dette er mer en garanti for å sikre mot volumrisiko, enn en mekanisme for å gjenopprette inntektsforskyvningen. Dette bekreftes også i arbeidsdokumentet til reformforslaget, hvor det argumenteres for at prisrisikoen bedre kan sikres via PPA og CfD.⁴⁵⁰

Det er ingenting i reformforslaget som tilsier at kompensasjonen skal beregnes ut fra prisen i budområder til lands. Det antas derfor at områdeprisen i sjøbudområdet er referanseprisen for beregning av kompensasjonen. En rettslig løsning med volumsikring, kombinert med en referansepris basert på sjøbudområdet, vil ikke løse det fundamentale problemet: nemlig at havvindprodusentene oppnår en lav pris. TAG vil dermed trolig ikke alene gi tilstrekkelig investeringsinsentiv til havvindprodusentene. Likevel fremstår det på bakgrunn av øvrige analyse som den løsningen som i størst grad gir rettssikkerhet og i alle fall gir økt investeringsinsentiv for havvindprodusentene.

6.5 Kompensasjon med en dynamisk referansepris

6.5.1 Inntekstberegning basert på flyt og ikke TOK

Risikobildet for hybridprosjektene under SB-modellen er sammensatt, slik at å kun sikre mot volumrisikoen, ikke nødvendigvis er tilstrekkelig rettslig løsning for å sikre investeringsinsentiv. Dette er fordi prisdannelse og TOK henger sammen. Hybridprosjekter får områdeprisen i sjøbudområdet, som baserer seg på tilkoblet marked høyest pris og TOK.⁴⁵¹ Ved flaskehals til høyprisområdet, vil hybridprosjekter i sjøbudområdene kunne ha kraftflyt til høyprisområder, men likevel oppnå prisen i lavprisområdet. Samtidig får systemoperatører flaskehalsinntektene fra kraftflyten til høyprisområdet.⁴⁵²

Flaskehalsinntektene under SB-modellen kan deles i to deler:

1. Det ene er inntektene oppnådd ved salg av havvindproduksjon til budområdet med høyest pris.
2. Den andre ved at systemoperatør benytter utvekslingsforbindelsen til å transportere strøm fra et landlig lavprisområde til høyprisområdet.

⁴⁴⁹ COM(2023) 148 final art. 1 nr. [8] [b]

⁴⁵⁰ SWD(2023) 58 final s. 48-49. Del 1.5.

⁴⁵¹ Del 4.3.3.

⁴⁵² Del 5.2.1.

En mulig løsning er å tildele hybridprosjektene flaskehalsinntektene oppnådd under den første delen, mens den andre delen av flaskehalsinntektene forblir hos de systemoperatører. Inntektene for hybridprosjektet består da av prisen i sjøbudområdet, i tillegg til flaskehalsinntektene på utvekslingsforbindelsen til høyprisområdet, i timene havvindproduksjonen flyter dit. Dette innebærer en *dynamisk referansepris*.

6.5.2 Vurdering av dynamisk referansepris som kompensasjonsmekanisme

Realiseringen av en dynamisk referansepris kan være vanskelig under gjeldende regelverk. Under forutsetningen at hele forbindelsen er en utvekslingsforbindelse, vil det være restriksjoner for hva flaskehalsinntektene kan brukes til.⁴⁵³ En mulig rettslig løsning kan være å endre definisjonen av flaskehalsinntekter, slik at inntektene som oppnås ved å selge hybrid havvindproduksjon til høyprisområdet, ikke er inntekter som «følge av kapasitetstildeling».⁴⁵⁴ Inntektene faller da utenfor definisjonen av flaskehalsinntekter. Konkret utforming av en ny definisjon er et omfattende spørsmål som må vurderes for seg selv, og som det derfor er naturlig å avgrense mot i denne avhandlingen.

Alternativt, kan man argumentere for at kravet om å utforme bruksregler for flaskehalsinntektene ikke gjelder for utvekslingsforbindelsene i hybridprosjekter.⁴⁵⁵ Fortalen til både 3el-forordning og 4el-forordning legger til grunn at «[d]et bør være regler for *bruken* av inntekter som stammer fra framgangsmåter for flaskehalshåndtering» (vår utheving). Dette gjelder med mindre utvekslingsforbindelsens «særlige art berettiger unntak fra disse reglene».⁴⁵⁶ Utvekslingsforbindelsene i hybridprosjektene er av særlige art, nettopp fordi en del av produksjonen foregår på selve forbindelsen. Det kan derfor tenkes at inntektene som stammer fra salg av havvindproduksjon til et høyprisområde, kan falle utenfor reglene om bruken av disse inntektene. På denne måten kan regelverket åpne for havvindprodusentenes adgang til flaskehalsinntektene.

Utfordring er at formuleringen «unntak fra disse reglene» kan være en konkret henvisning til unntaksbestemmelsene i forordningene.⁴⁵⁷ Fortalen har uansett ikke direkte bindende virkning som

⁴⁵³ Del 5.3.1 og 5.3.2.

⁴⁵⁴ CACM art. 2 annet ledd nr. 16.

⁴⁵⁵ Del 5.3.2.

⁴⁵⁶ 3el-forordning fortalen punkt 21, sml. 4el-forordning fortalen punkt 38.

⁴⁵⁷ Del 3.3.3, 3.3.4 og 3.4.2.

taler for at det må gis mindre vekt. Da dette er basert på en usikker tolkning av regelverket, anses det som en lite forutsigbar løsning, og vil ikke bli analysert videre.

Det kan videre diskuteres om omfordelingstiltaket basert på dynamisk referansepris kan utgjøre en urettmessig forskjellsbehandling av landlige budområder og radialtilkoblede havvindparker. Det følger av CACM art. 3 bokstav h at formålet bak regler om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering er å hensynta «behovet for et rettferdig og velordnet marked og en rettferdig og velordnet prisdannelse». Videre er det et formål i bokstav j å «sørge for tilgang til utvekslingskapasitet mellom budområder som ikke innebærer forskjellsbehandling».

Dynamisk referansepris vil kunne være en ulovlig forskjellsbehandling, ved at hybride havvindparker oppnår en annen pris enn den i budområdet de befinner seg i. Det må anses i strid med de formålene som begrunner reglene om kapasitet og flaskehalshåndtering. Likevel vil hybridprosjekter i sjøbudområder være særlig risikoutsatt, spesielt tidlig i utviklingen av hybridprosjekter, med få alternative overføringsmuligheter. Løsningen med en dynamisk referansepris synes derfor å ha en mer gjenopprettende effekt, fremfor en diskriminerende.

Fordelen ved en særegen regel om at hybride havvindparker i sjøbudområder mottar prisen i budområdet hvor kraften flyter, er for det første at det gir bedre oversikt over etterspørsel og lønnsomhet i området. Videre medfører løsningen en redusert prisrisiko for havvindproduzentene og bedre levedyktighet for hybridprosjektene. Løsningen vil reflektere markedsverdien for havvindproduksjon, slik at investeringer uten avkastning unngås.

6.5.3 Realisering av dynamisk referansepris i lys av Europakommisjonens forslag

Europakommisjonens reformforslag, som åpner for en endring av formålsbestemmelsen til flaskehalsinntektene, gir etter ordlyden ingen konkrete holdepunkter for at en dynamisk referansepris vil bli anvendt i kompensasjonsordningen. Likevel anerkjenner Europakommisjonen investeringsrisikoen for hybridprosjektene i sjøbudområder og deres unike topologiske situasjon.⁴⁵⁸ Skulle størrelsen av kompensasjonen baseres på prisen i sjøbudområdet, vil anerkjennelsen likevel ha noe begrenset betydning for investeringsrisikoen de søker å sikre mot.

⁴⁵⁸ COM(2023) 148 final fortalen punkt 23 tredje og fjerde setning.

Imidlertid er ikke referanse-budområdet i reformforslaget spesifisert.⁴⁵⁹ Som utgangspunkt er det ingenting i veien for å lese dynamisk referansepris inn i ordlyden. Tvert imot, trekker forslaget i retning av at flaskehalsinntektene delvis skal tilfalle havvindprodusentene. Det åpnes derfor til dels for en realisering av dynamisk referansepris. Likevel angir arbeidsdokumentet at prissikoen skal håndteres av andre mekanismer.⁴⁶⁰

6.6 Oppsummering og foreløpig konklusjon

Avhandlingens analyse viser at omfordeling av flaskehalsinntektene vanskelig kan gjennomføres i tråd med gjeldende regelverk. Øvrige relevante juridiske insentivløsninger krever forholdsvis omfattende regeljusteringer for å forflytte deler av flaskehalsinntektene til havvindprodusentene. De bøter også i ulik grad på pris- og volumrisikoen, hvorav de de første i hovedsak er prissikringsmekanismer og de to siste er mer kompensasjonsmekanismer. Det foretas derfor en delt oppsummering og konklusjon for disse under.

I. Konklusjon for prissikringsmekanismene: FHI-FTR og FHI-CfD

For det første vil både FHI-FTR og FHI-CfD kreve at reglene om øremerking av flaskehalsinntekter endres for å tillate omfordeling av flaskehalsinntekter til havvindparkene.⁴⁶¹

I tillegg krever begge alternativene endringer av sentrale rettsakter og retningslinjer, og justering av etablerte markedsprinsipper. Dette kan skape et skille mellom forskjellige prosjekter til havs, og de til lands. Uoversiktlige og usammenhengende regelverk for et integrert energimarked vil kunne ha negativ innvirkning for investeringsviljen. Ingen av mekanismene sikrer heller at hybridprosjekter realiserer en positiv investering.

En ytterligere utfordring vil være at innehaver av en FHI-FTR eller FHI-CfD få kompensasjon i alle tilfeller hvor prisen i referanse-budområdet er høyere enn prisen i sjøbudområdet, og ikke bare når det er en tildelingsbegrensning. Det vil kunne medføre overkompensasjon. Rettsvirkningen blir da at de i enkelte tilfeller vil gå lenger enn nødvendig, slik at mekanismene anses dermed heller ikke som hensiktsmessig for å løse inntektsforskyvningen.

⁴⁵⁹ COM(2023) 148 final fortalen punkt 23 siste setning og art. 1 nr. [8] bokstav c.

⁴⁶⁰ SWD(2023) 158 final s. 49. Del 1.5.

⁴⁶¹ 3el-forordning art 16 nr. 6. 4el-forordning art. 19.

II. Konklusjon for kompensasjonsmekanismene: TAG og kompensasjon basert på flyt

Analysen viser at TAG kan anses som en relevant løsning på hybridprosjektenes utfordringer i sjøbudområder under gjeldende regelverk. TAG tar sikte på å løse kapasitetsproblemet, uten å overkompensere havvindparkene. Samtidig er det fremdeles adgang til å begrense TOK av driftssikkerhetshensyn når dette anses forholdsmessig. Dermed løses volumrisikoen tilknyttet tildelingsbegrensninger ved kapasitetsberegningen. I tillegg krever TAG kun noen mindre endringer i regelverket. Europakommisjonens reformforslag trekker også frem TAG som en relevant insentivløsning for hybridprosjekter i sjøbudområder. TAG løser imidlertid ikke prisrisikoen alene.

Dynamisk referansepris håndterer imidlertid prisrisikoen tilknyttet flaskehals i sjøbudområdet. En dynamisk referansepris gir også prissignaler for markedsaktørene, og en oversikt over lønnsomheten i området.⁴⁶² Ved at en del av flaskehalsinntektene tilfaller havvindprodusentene gjennom dynamisk referansepris, vil inntektsforskyvningen kunne unngås. Til tross for at en omfordeling av flaskehalsinntektene gjennom en dynamisk referansepris ikke er anvendelig under gjeldende regelverk, gir signaler fra EUs reformforslag indikasjoner på at dette kan tenkes endret. For Norges del vil reformen ha betydning, all den tid det er EØS-relevant. Det vil likevel kunne ta betydelig tid før regelverket gjennomføres.⁴⁶³

En kombinasjon av TAG og dynamisk referansepris kan sånn sett gi investeringsinsentiver til hybridprosjekter i sjøbudområder. Med grunnlag i flaskehalsinntektene vil disse kunne gjennomføres uten at hybridprosjektene nødvendigvis behøver statsstøtte. Dette er sentralt, da regjeringen har lagt til grunn at utbyggingen av bunnfast havvind kan skje uten statsstøtte.⁴⁶⁴

7 Oppsummering og endelig konklusjon

Analysen viser at flere forhold ved regelverket påvirker havvindprodusentenes investeringsinsentiv i hybridprosjekter. De juridiske utfordringene for hybridprosjekter mellom Norge og EU bærer preg av en kjedereaksjon, hvor alternative rettslige løsninger, utløser ytterligere juridiske problemstillinger. Resonnementet og avhandlingen kan oppsummeres som følgende:

⁴⁶² Del 5.3.3 om uttalt skepsis til omfordeling av flaskehalsinntekter.

⁴⁶³ OED (2023a). Del 1.4.2.

⁴⁶⁴ Meld. St. 36 (2020–2021) s. 8.

Hybridforbindelser innebærer overføring av kraftproduksjon og tverrsonal eller tverrnasjonal kraftutveksling, hvor produksjonen skjer til havs på selve forbindelsen. Gjeldende norsk regelverk, EØS- og EU-rett for utvekslingsforbindelser forutsetter at produksjonen skjer på endepunktene og at forbindelsene er tverrnasjonale. Selv om eksisterende regelverk ikke har passende definisjoner for hybridløsninger, kan det likevel være anvendelig.

De EØS-rettslige kapasitetsreglene for utvekslingsforbindelser skaper imidlertid utfordringer for hybridforbindelsene under HM-modellen, uavhengig av hvordan denne delen fra havvindparken til hjemmemarkedet klassifiseres. Fordi maksimal/70 prosent av kapasiteten skal gjøres tilgjengelig for markedet, kan havvindparken få problemer med å få tilgang hjemmemarkedet, som er det eneste budområdet den kan tilby produksjonen til. Hverken regelendring eller rettslig adgang til å anvende unntak eller derogasjon, anses som tilstrekkelig hensiktsmessige løsninger.

Derimot, synes det å implementere SB-modellen som den mest attraktive løsningen på kapasitetsreglenes utfordringer. En sammenligning og analyse av markedsmodellene viser imidlertid at det ved en slik implementering, skjer en inntektsforskyvning fra havvindprodusentene til systemoperatør. Under eksisterende regelverk får havvindparken økt pris- og volumrisiko som er særskilt for hybridprosjekter i sjøbudområder. Regelverket som er utformet for å gi insentiv og bidra til utvikling av nye fornybare energikilder, vil her fungere mot sin hensikt.

Siden systemoperatørens økte flaskehalsinntekter tilsvarer de reduserte inntektene for havvindprodusentene, kan det rettferdiggjøre en delvis omfordeling av flaskehalsinntektene. Det er imidlertid ikke rettslig adgang til slik omfordeling under eksisterende regelverk. Analysen av flere foreslått juridiske sikringsmekanismer viser i tillegg at hybridprosjektene vanskelig kan sikres mot både pris- og volumrisiko. Europakommisjonen har imidlertid i det nyeste reformforslaget åpnet for en omfordeling til havvindprodusentene ved anvendelse av TAG, som kun sikrer mot volumrisiko, mens prisrisikoen må sikres gjennom andre mekanismer.

Basert på avhandlingens øvrige analyser, presenteres dynamisk referansepris som sikring mot prisrisiko med grunnlag i flaskehalsinntektene. Dette innebærer at havvindparken i sjøbudområdet får prisen til budområdet hvor kraften flyter. Flaskehalsinntektene som oppnås ved salg av havvindproduksjon til budområdet med høyest pris tilfaller da havvindprodusentene. Ved å kombinere TAG og dynamisk referansepris vil havvindprodusentene sikres mot både pris- og volumrisiko. Det løser det fundamentale problemet for hybridprosjekter i sjøbudområder: at havvindprodusentene oppnår lav pris.

Konklusjonen er at overnevnte kan sikre økt lønnsomhet for havvindprodusentene i hybridprosjekter i sjøbudområder mellom Norge og EU, ved reglene om kapasitet og flaskehalsinntekter. Den økte lønnsomheten vil videre kunne gjøre det mer attraktivt å utvikle og investere i hybridprosjekter, og dermed danne grunnlag for investeringsinsentiv gjennom regelverket.

Litteraturliste

Norske rettskilder

Lover

- 1990 Lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven – enl.).
- 1992 Lov 27. november 1992 nr. 109 om gjennomføring i norsk rett av hoveddelen i avtale om Det europeiske økonomiske samarbeidsområde (EØS) m.v. (EØS-loven).
- 1999 Lov 26. mars 1999 nr. 14 om skatt av formue og inntekt (skatteloven).
- 2003 Lov 27. juni 2003 nr. 57 om Norges territorialfarvann og tilstøtende sone [territorialfarvannsloven].
- 2007 Lov 29. juni 2007 om verdipapirhandel (verdipapirhandelloven).
- 2010 Lov 4. juni 2010 nr. 21 om fornybar energiproduksjon til havs (havenergilova – havenl.).
- 2017 Lov 16. juni 2017 nr. 60 om klimamål (klimaloven).

Forskrifter

- 1999 Forskrift 11. Mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen [Forskrift om kontroll av nettvirksomhet - FON].

- 2002 Forskrift 7. mai 2002 nr. 448 om systemansvaret i kraftsystemet [Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet – FOS].
- 2006 Forskrift 20. Desember 2006 nr. 1563 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene [Forskrift om elektrisk kraft over landegrensene].
- 2020 Forskrift 12. Juni 2020 nr. 1192 til havenergilova (havenergilovforskrifta).

Forarbeider og andre stortingsdokumenter

- Innst. 647 S (2020–2021) *Innst.647 S (2020–2021) Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om Samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutninger nr. 204/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering, nr. 205/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse, nr. 206/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft, og nr. 207/2020 om innlemmelse i EØS-avtalen av kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet.*
- Lovvedtak 44 (2017–2018) Vedtak til lov om endringer i energiloven (tredje energimarkedspakke).
- Meld. St. 36 (2020-2021) *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser.*
- NOU 2006: 3 *Om markeder for finansielle instrumenter — Gjennomføring av MiFID og transparencydirektivet.*
- NOU 2022: 6 *Nett i tide – om utvikling av strømnnett.*

- Prop. 35 L (2015-2016) *Endringer i energiloven (skille mellom nettvirksomhet og annen virksomhet mv.)*
- Prop. 4 S (2017-2018) *Samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 om innlemmelse i EØS-avtalen av rettsaktene som inngår i den tredje energimarkedspakken.*
- Prop. 160 L (2020-2021) *Endringer i energiloven (konsesjon for utenlandsforbindelser).*

Forvaltningspraksis

- Kgl.res. 12. juni 2020 *Olje- og energidepartementet. Kongelig resolusjon om opning av områda Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II for konsesjonshandsaming av søknader om fornybar energiproduksjon etter havenergilova.*
- Kgl.res. 16. september 2021 nr. 13 *Avtale mellom Norge og Storbritannia om grensekryssende handel med elektrisitet og samarbeid om overføringsforbindelser [strømhandelsavtalen].*

Internasjonale rettskilder

EØS-komiteens beslutninger

- nr. 93/2017 *EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi).*
- nr. 204/2020 *EØS-komiteens beslutning nr. 204/2020 av 11. desember 2020 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi).*
- nr. 205/2020 *EØS-komiteens beslutning nr. 205/2020 av 11. desember 2020 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi).*
- nr. 206/2020 *EØS-komiteens beslutning nr. 206/2020 av 11. desember 2020 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi).*

nr. 207/2020 EØS-komiteens beslutning nr. 207/2020 av 11. desember 2020 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi).

Traktater og konvensjoner

EØS-avtalen Avtale om Det europeiske økonomiske samarbeidsområde med tilhørende protokoller. Oporto 2. mai 1992.

Havrettskonvensjonen De forente nasjoners havrettskonvensjon. Montego Bay 10. desember 1982.

Kyotoprotokollen Kyotoprotokollen til FNs rammekonvensjon om klimaendring. Kyoto 30. mai 2002.

Parisavtalen Parisavtalen. Paris, 20. juni 2016.

TEU Traktaten om den Europæiske Union. Konsolideret udgave 2016 (EUT 2016/C 202/01) [TEU].

TEUF Traktaten om den Europæiske Unions funktionsmåde. Konsolideret udgave 2016 (EUT 2016/C 202/01) [TEUF].

Direktiver

Direktiv 96/92 Europaparlaments- og rådsdirektiv 96/92/EF av 19. desember 1996 om felles regler for det indre marked for elektrisitet [1el-direktiv].

Direktiv 2003/54 Europaparlaments- og rådsdirektiv 2003/54/EF av 26. juni 2003 om felles regler for det indre marked for elektrisk kraft og om oppheving av direktiv 96/92/EF [2el-direktiv].

Direktiv 2009/28 Europaparlaments- og rådsdirektiv 2009/28/EF av 23. april 2009 om å fremme bruk av energi fra fornybare kilder, og om endring og senere oppheving av direktiv 2001/77/EF og 2003/30/EF [Fornybardirektivet 2009].

Direktiv 2009/72 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 [3el-direktiv].

Direktiv 2019/944 Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast) (Text with EEA relevance.) [4el-direktiv].

Forordninger

Regulation No 1 Consolidated text: Regulation No 1 determining the languages to be used by the European Economic Community, OJ 17, 6.10.1958, p. 385 [Regulation No 1].

Forordning 1228/2003 Europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 1228/2003 av 26. juni 2003 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene [2el-forordning].

Forordning 714/2009 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. [3el-forordning].

Forordning 347/2013 Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC and amending Regulations (EC) No 713/2009, (EC) No 714/2009 and (EC) No 715/2009 Text with EEA relevance. [TEN-E].

Forordning 543/2013 Kommisjonsforordning (EU) nr. 543/2013 av 14. juni 2013 om innsending og offentliggjøring av opplysninger på markedene for elektrisk kraft og om endring av vedlegg I til europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 (Transparensforordningen om data i elektrisitetsmarkedene) [Transparensforordningen].

Forordning 2015/1222	Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering [CACM].
Forordning 2016/1719	Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse [FCA].
Forordning 2017/1485	Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft [SO].
Forordning 2017/2195	Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft [EB].
Forordning 2018/842	Europaparlaments- og rådsforordning (EU) 2018/842 av 30. mai 2018 om medlemsstatenes bindende årlige reduksjoner av klimagassutslipp i tidsrommet 2021-2030 som bidrag til klimatiltak for å oppfylle forpliktelsene i henhold til Parisavtalen, og om endring av forordning (EU) nr. 525/2013 2013 [Innsatsfordelingsforordningen for klimagassutslipp 2021-2030].
Forordning 2019/941	Regulation (EU) 2019/941 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on risk-preparedness in the electricity sector and repealing Directive 2005/89/EC (Text with EEA relevance). [Beredskapsforordning].
Forordning 2019/942	Regulation (EU) 2019/942 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (recast) (Text with EEA relevance). [ACER-forordning].
Forordning 2019/943	Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast) (Text with EEA relevance.) [4el-forordning].

Forordning 2022/869 Regulation (EU) 2022/869 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2022 on guidelines for trans-European energy infrastructure, amending Regulations (EC) No 715/2009, (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 and Directives 2009/73/EC and (EU) 2019/944, and repealing Regulation (EU) No 347/2013 [TEN-E revidert].

Dokumenter fra Kommisjonen

COM(2016) 864 final Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on common rules for det internal market in electricity.

COM(2019) 640 final Communication from the Commission to The European Parliament, The European Council, The Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: The European Green Deal.

COM(2020) 824 final Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Regulation (EU) No 347/2013.

COM(2020) 299 final Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration.

COM(2020) 741 final 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 COM/2020/741 final.

COM(2023) 148 final 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.

SWD(2023) 58 final

Commission Staff Working document Reform of Electricity Market Design Accompanying the documents Proposal for a Regulation (EU) 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 Proposal for a Regulation (EU) of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) No 1227/2011 and (EU) 2019/942 to improve the Union's protection against market manipulation in the wholesale energy market.

SWD(2020) 273 final

Commission Staff Working document Accompanying the document 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.

Internasjonal praksis

C-17/03 – VEMW

Dom 7. juni 2005 (GC), C-17/03 *VEMW and Others*, ECLI:EU:C:2005:362.

C-6/04 – Commission v UK

Dom 20. oktober 2005 (2C), C-6/04 - *Commission v United Kingdom*, ECLI:EU:C:2005:626.

Case 39351 – Swedish Interconnectors

Commission Decision of 14.4.2010 relating to a proceeding under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement [Swedish interconnectors].

C-347/10 – Salemink

Dom 17. januar 2012 (GC), C-347/10 – *Salemink*, ECLI:EU:C:2012:17.

C-266/13 – Kik	Dom 19. mars 2015 (5C), C-266/13 – <i>Kik</i> , ECLI:EU:C:2014:2300.
Case AT.40461 – DE/DK Interconnector	Commission Decision of 07.12.2018 relating to a proceeding under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement. C(2018) 8132 final.
Case T-332/17 – E-Control v ACER	Dom 24. Oktober 2019 (7C), T-332/17 - <i>E-Control v ACER</i> , ECLI:EU:T:2019:761.
Case 2020/2123 – Kriegers flak	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 (OJ L 426) [Kriegers flak].

Litteratur

ACER (2019)	ACER. <i>FCA - CACM Implementation Monitoring Report (2019)</i> , Slovenia: 04. februar 2019, https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/FCA_CACM_Implementation_Monitoring_Report_2019.pdf . Hentet 26.03.2023.
ACER (2022)	ACER Decision. «ANNEX I List of alternative bidding zone configurations to be considered for the bidding zone review», 08. august 2022, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/ACER%20Decision%2011-2022%20on%20alternative%20BZ%20configurations%20-%20Annex%20I.pdf . Hentet 27.02.2023.
ACER (2023)	ACER Decision. «on the amendment to the determination of capacity calculation regions», <i>decision no 08/2023</i> , 31. mars 2023,

- https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER_Dcision_08-2023_Amendment_of_CCRs.pdf. Hentet 15.04.2023.
- ACER/CEER (2022) ACER og CEER. «ACER and CEER reflection on the EU strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future», 11. april 2022, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/0ee9681b-fbc9-d367-9099-ad9b258088a7>. Hentet 07.04.2023.
- BEIS (2019) Department for Business, Energy & Industrial Strategy. «Offshore wind: Sector Deal», 2019, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/790950/BEIS_Offshore_Wind_Single_Pages_web_optimised.pdf. Hentet 07.02.23.
- BEIS (2020) The Department of Business, Energy & Industrial Strategy. «Offshore transmission network review», 2022, <https://www.gov.uk/government/groups/offshore-transmission-network-review/publishing.service.gov.uk>. Hentet 31.03.2023.
- Bugge (2021) Hans Chr. Bugge (Red.). «Klimarett. Internasjonal, europeisk og norsk klimarett mot 2030», Universitetsforlaget: Oslo 2021.
- DS (2022) Data Science @ Statnett. «Using data to handle intra-zonal constraints in the upcoming balancing market», 20. januar 2022, <https://datascience.statnett.no/2022/01/20/using-data-to-handle-intra-zonal-constraints-in-the-upcoming-balancing-market/>. Hentet 07.04.2023.
- EC (u.å.) Europakommisjonen. «Electricity network codes and guidelines. EU-wide network codes for electricity contribute to making energy more secure, competitive and affordable for consumers», u.å, https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/wholesale-energy-market/electricity-network-codes-and-guidelines_en. Hentet 22.02.2023.

- EC (2022) Europakommisjonen. Directorate-General for Energy. «Support the use of congestion revenues for Offshore Renewable Energy Projects connected to more than one market», Brussel: August 2022, https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-09/Congestion%20offshore%20BZ.ENGIE%20Impact.FinalReport_topublish.pdf. Hentet 27.02.2023.
- EF Norge (2019a) Energifakta Norge. «Regulering av nettvirksomheten», 08. april 2019, <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/regulering-av-nettvirksomhet/>. Hentet 11.01.2023.
- EF Norge (2019b) Energifakta Norge. «Forsyningssikkerheten for strøm i Norge er god», 08. april 2019 <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningssikkerhet/>. Hentet 03.04.2023.
- EF Norge (2019c) Energifakta Norge. «Strømnettet», 10. april 2019, <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>. Hentet 10.01.2023.
- EF Norge (2022) Energifakta Norge. «Kraftmarkedet», 13. mai 2022, <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>. Hentet 10.01.2023.
- Eikeland (2021) Eikeland, Per Ove, Sigmund S. Kielland og Berit Tennbakk. *Reform of the EU Electricity Regulation. Background, early implementation, consequences for cross-border trade in the internal electricity market*, rapport 3/2021 Lysaker: Juni 2021, <https://www.fni.no/getfile.php/1314111-1623833643/Filer/Publikasjoner/FNI-Report-3-2021-Eikeland-Kielland-Tennbakk%281%29.pdf>. Hentet 28.03.2023.
- Energi Norge (2020) Energi Norge. «Ren energi-pakken», *høringssvar*, 14. september 2020, <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/horing-av-vedtatt-eu-regelverk-for-elektrisitetsmarkedet-ren-energi-pakken/id2705565/?uid=0c29a554-bd19-4e8a-94ac-3bef766a7ed4>. Hentet 21.04.2023.

- Energitilsynet (2014) Energitilsynet. «Metodegodkendelse af markedsmode for Kriegers Flak havvindmøllepark – elforsyningslovens § 73 a», Valby: 15. april 2014, <https://forsyningstilsynet.dk/media/2243/metodegodkendelse-af-markedsmode-for-kriegers-flak-havvindmoellepark-elforsyningslovens-73-a-13-08233.pdf>. Hentet 02.03.2023.
- ENTSO-E (2023) ENTSO-E. «ENTSO-E's Position on the EC proposals on Electricity Market Design», 31. mars 2023, <https://www.entsoe.eu/2023/03/31/entso-e-s-position-on-the-ec-proposals-on-electricity-market-design/>. Hentet 07.04.2023.
- EP (2022) European Parliament. «Internal energy market», september 2022, <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/en/sheet/45/internal-energy-market>. Hentet 15.02.2023.
- Eriksen (2012) Eriksen, Christoffer C. «Om rettspolitik», *Kritisk Juss*, Volum 38, Utgave 3-4, s.139–157, oktober 2012.
- Europower (2022) Europower. «Havvindparkene vil ha flaskehalsinntekter», 08. februar 2022, <https://www.europower.no/nett/havvindparkene-vil-ha-flaskehalsinntekter/2-1-1163978> Hentet 30.03.2023.
- EWP (2020) Energy White Paper. «Powering our Net Zero Future», desember 2020, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/945899/201216_BEIS_EWP_Command_Paper_Accessible.pdf. Hentet 31.03.2023.
- E&K (2023) Energi og klima. «Her blir det bygd ut mest vind i Europa de neste fem årene», 28. februar 2023, <https://energiogklima.no/nyhet/her-blir-det-bygd-ut-mest-vind-i-europa-de-neste-fem-arene/>. Hentet 03.04.2023.
- Hodt (2022) Hodt, Bakken Ane og June Bakken Hodt. *Real Options Approach to Analyse the Attractiveness of Different Grid Solutions for Offshore Wind Projects: A Case Study from Norway*, juni 2022, <https://hdl.handle.net/11250/3027172>. Hentet 07.04.2023.

- Høgberg (2019) Høgberg, Alf Petter, og Jørn Øyrehagen Sunde. *Juridisk metode og tenkemåte*, Oslo: Universitetsforlaget, 2019 [E-bok].
- Jones (2020) Jones, Christopher W., and Florian Ermacora. *EU Energy Law*, 1.utg, Claeys & Casteels Publishing, Deventer: 2020.
- Kolstad (2008) Kolstad, Olav. «Rettsøkonomi i juridisk argumentasjon», *Tidsskrift for Rettsvitenskap* 2008/4-5, Årgang 121, side 393-440.
- Kristiansen (2020) Kristiansen, Ståle R. § 9-10 note 9, «Karnov lovkommentar til skatteloven», i *lovdata pro* (2021) hentet 20.04.2023.
- Nieuwenhout (2022) Nieuwenhout, Ceciel T. «Dividing the sea into small bidding zones? The legal challenges of connecting offshore wind farms to multiple countries», *Journal of Energy & Natural Resources Law*, UK Limited: trading as Taylor & Francis Group, 07.02.2022.
- NRK (2022) NRK. «Fortellingen om kraftkablene», 18. august 2022, <https://www.nrk.no/norge/xl/fortellingen-om-kraftkablene-1.16060842>. Hentet 03.04.2023.
- NSEC (2020) North Seas Energy Cooperation. «Joint Statement of North Seas Countries and the European Commission», 06. juni 2020, https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/M-O/nsec-joint-statement.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Hentet 27.02.2023.
- NSEC (2022) North Seas Energy Cooperation. «Joint Statement on the North Seas Energy Cooperation – 12 Sept 2022», https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-09/220912_NSEC_Joint_Statement_Dublin_Ministerial.pdf. Hentet 31.03.2023.
- NSEC MOU (2022) North Seas Energy Cooperation. «Memorandum of Understanding on offshore renewable energy cooperation between the participants of the North Seas Energy Cooperation (NSEC), of the one side, and the United Kingdom

- of Great Britain and Northern Ireland, of the other side», Brussel: 18. desember 2022, <https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-12/NSEC%20UK%20MoU%20signed.pdf>. Hentet 31.03.2023.
- NSWPH (2020) North Sea Wind Power Hub Programme. «Market setup options to integrate hybrid projects into the European electricity market», april 2020, https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH-Discussion_Paper_Market-Setups-for-Hybrid-projects1.pdf. Hentet 02.02.2032.
- NVE (2022) NVE. «Hva er budområder og flaskehals?», 18. oktober 2022, <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/slik-fungerer-kraftsystemet/hva-er-budomraader-og-flaskehals/>. Hentet 06.01.2023.
- OED (2020) Olje- og energidepartementet. «Høring av vedtatt EU-regelverk for elektrisitetmarkedet (Ren energi-pakken)», 09.juni 2020, <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/horing-av-vedtatt-eu-regelverk-for-elektrisitetmarkedet-ren-energi-pakken/id2705565/?expand=horingsnotater>. Hentet 31.03.2023.
- OED (2021) Olje- og energidepartementet. «Strømforsyning og strømmettet», *artikkel*, 12. oktober 2021, <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/stromnett/stromforsyning-og-stromnett/id2353792/>. Hentet 08.01.2023.
- OED (2023a) Olje- og energidepartementet. «Høring om forslag til endringer i elmarknadsdesign frå Europakommisjonen», 17. mars 2023, <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/hoyring-om-forslag-til-endringer-i-elmarknadsdesign-fra-europakommisjonen/id2967052/?expand=horingsbrev>. Hentet 26.03.2023.
- OED (2023b) Regjeringen. «NVE og RME har vurdert ulike nettløsninger og regulatoriske forhold for nett til havs», *pressemelding*, 27.mars 2023, <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/havnett/id2968299/>. Hentet 05.04.2023.

- OED (2023c) Olje- og energidepartementet. «Vedlegg 3: Prosjektområdet, nettilknytning og regulatoriske forhold for første fase av Sørliche Nordsjø II», *Utlysningssdokument første fase av Sørliche Nordsjø II*, 29. mars 2023, <https://www.regjeringen.no/contentassets/bd4d260de2c242beb661494550b8d7a3/vedlegg-3-prosjektområdet-nettilknytning-og-regulatoriske-forhold-for-forste-fase-av-sorliche-nordsjo-ii.pdf>. Hentet 29.03.2023.
- OED (2023d) Olje- og energidepartementet. «Utlysning av konkurranse om et prosjektområde i Sørliche Nordsjø II til fornybar energiproduksjon til havs», *Utlysningssdokument første fase av Sørliche Nordsjø II*, 29. mars 2023 <https://www.regjeringen.no/contentassets/bd4d260de2c242beb661494550b8d7a3/utlysningssdokument-forste-fase-av-sorliche-nordsjo-ii.pdf>. Hentet 30.03.2023.
- PROMOTioN (2020) PROMOTioN. «D12.4 – Final Deployment Plan», *rapport 3.0*, 14. september 2020. <https://www.promotion-offshore.net/fileadmin/PDFs/D12.4 - Final Deployment Plan.pdf>. Hentet 22.04.2023.
- Regjeringen (2022) Regjeringen. «Regjeringen går videre i sin satsing på havvind», *pressemelding*, 06. desember 2022, <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/regjeringen-gar-videre-i-sin-satsing-pa-havvind/id2949762/>. Hentet 16.03.2023.
- Regjeringen (2023) Regjeringen. «Olje- og energiministerens innlegg på pressekonferanse om utlysning av områder for havvind», *tale/innlegg*, 29. mars 2023, <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/olje-og-energiministerens-innlegg-pa-pressekonferanse-om-utlysning-av-omrader-for-havvind/id2969632/>. Hentet 31.03.2023.
- RME (2022) Reguleringsmyndigheten for energi. «Regulering av nett til havs – Del I Radiell tilknytning til Norge», *rapport nr. 11/2022*, Oslo: Desember 2022, https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2022/rme_rapport2022_11.pdf. Hentet 10.02.2023.

- RME (2023) Reguleringsmyndigheten for energi. «Regulering av nett til havs – Del II Hybridprosjekter», *rapport nr. 1/2023*, Oslo: Mars 2023, <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/regulatorisk-rammeverk-for-havvind-med-hybridforbindelser/>. Hentet 29.03.2023.
- Rumpf (2020) Julius Rumpf «Congestion displacement in European electricity transmission systems – finally getting a grip on it? Revised safeguards in the Clean Energy Package and the European network codes», *Journal of Energy & Natural Resources Law*, 38:4, s. 409-436, 2020, DOI: 10.1080/02646811.2019.1707441.
- Sintef (2022) Sintef. «Hybridkabel enkelt forklart», *Sintefblogg*, 27. april 2022, <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/hybridkabel-enkelt-forklart/>. Hentet 11.01.2023.
- Skatteetaten (2022) Skatteetaten. «Skatte-ABC 2022/2023», 23. november 2022, *utarbeidet av Skattedirektoratet*, <https://www.skatteetaten.no/globalassets/rettskilder/handboker/skatte-abc/skatte-abc-2023.pdf>. Hentet 15.04.2023.
- Statkraft (2021) Statkraft. «Statkrafts høringsuttalelse til veileder for arealtildeling, konsesjonsprosess og søknader for vindkraft til havs», 20. august 2021, https://www.regjeringen.no/contentassets/dfcc228ab0234f01915b30533c0fd6f6/statkraft-as.pdf?uid=Statkraft_AS. Hentet 27.02.2023.
- Statnett (u.å.a) Statnett. «Mellomlandsforbindelser», (u.å.), <https://www.statnett.no/vare-prosjekter/mellomlandsforbindelser/>. Hentet 17.01.23.
- Statnett (u.å.b) Statnett. «Introduksjon til Statnett sine reservemarkeder», (u.å.), <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/reservemarkeder/slik-fungerer-reservemarkedene.pdf>. Hentet 03.04.2023.
- Statnett (u.å.c) Statnett. «Tall og data fra kraftsystemet», (u.å.), <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/>. Hentet 20.04.2023.

- Statnett (2020) Statnett. «Høring av vedtatt EU-regelverk for elektrisitetsmarkedet (Ren energi-pakken)», 15. september 2020, https://www.regjeringen.no/contentassets/86a678e230994faab8bf87a83c74683e/statnett-sf.pdf?uid=Statnett_SF. Hentet 21.04.2023.
- Statnett (2021a) Statnett. «Høring av forslag til veileder for arealtildeling, konsesjonsprosess og søknader for vindkraft til havs», 27. august 2021, https://www.regjeringen.no/contentassets/dfcc228ab0234f01915b30533c0fd6f6/statnett-sf.pdf?uid=Statnett_SF. Hentet 11.01.2023.
- Statnett (2021b) Statnett. «Høringssvar. Klar for 55 – Fornybar og Energieffektiviseringsdirektivet», 10. september 2021, <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/horing.-eu-eos-energi.-forslag-til-revidert-fornybardirektiv-av-14.-juli-2021/id2866274/?uid=d89dcb9b-32f7-4346-9ef7-efbc383104be>. Hentet 01.03.2023.
- Statnett (2021c) Statnett. «Nettutviklingsplan 2021», 30. september 2021, <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-2021/nettutviklingsplan-2021.pdf>. Hentet 23.03.2023.
- Statnett (2022a) Statnett. «Fagrapport om havvind i Sørliche Nordsjø II», Oslo: mars 2022, <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/havvind/fagrapport-om-havvind-i-sorlige-nordsjo-ii.pdf>. Hentet 08.01.2023.
- Statnett (2022b) Statnett. «Statnetts vurderinger knyttet til regulering av nett til havs», 12. oktober 2022, <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/havvind/2022-10-12-brev-til-rme---statnetts-vurderinger-knyttet-til-regulering-av-nett-til-havs---sign-hakon.pdf>. Hentet 09.01.2023
- Stortinget (2022) Stortingets utredningsseksjon. «Norges behov for utenlandskabler og utbygging av kraftnettet», 24. januar 2022, <https://www.stortinget.no/globalassets/pdf/utredningsseksjonen/utrednings>

[notater/2022/norges-behov-for-utenlandskabler-og-utbygging-av-kraftnettet-2021251.pdf](#). Hentet 03.04.2023.

THEMA (2020) THEMA Consulting group. «Market arrangements for offshore hybrid projects in the North Sea», oktober 2020, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/28ff740c-25aa-11eb-9d7e-01aa75ed71a1/language-en>. Hentet 04.03.2023.

Ørsted (2020) Ørsted. «Regulatory set-up for hybrid offshore wind projects», mai 2020, <https://orstedcdn.azureedge.net/-/media/www/docs/corp/com/about-us/whitepaper/orsted-note-on-eu-framework-for-offshore-grids.ashx?la=en&rev=8ba187dc7ab3432f8dede75e7695141e&hash=A3056A194DC5FB25AF4030BB06842C2F>. Hentet 07.04.2023.

Vedlegg

Forkortelser på begreper

HVP Havvindpark

HM Hjemmemarked

SB Sjøbudområde

BO Budområde

SNII Sørlig Nordsjø II

EEZ Exclusive Economic Zone (eksklusiv økonomisk sone)

TSO Transmission systems operator (operatør av transmisjonsnett)

TOK Tilgjengelig overføringskapasitet

FHI Flaskehalsinntekter

LTR Langsiktig transmisjonsrettighet

FTR Finansiell transmisjonsrettighet

CfD Contract for Difference (differansekontrakt)

TAG Transmission Access Guarantee

Forkortelser på rettsakter i EØS/EU

Forkortelse	Rettsakten
-------------	------------

1el-direktiv	Europaparlaments- og rådsdirektiv 96/92/EF av 19. desember 1996 om felles regler for det indre marked for elektrisitet.
2el-direktiv	Europaparlaments- og rådsdirektiv 2003/54/EF av 26. juni 2003 om felles regler for det indre marked for elektrisk kraft og om oppheving av direktiv 96/92/EF.
3el-direktiv	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.
4el-direktiv	Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast) (Text with EEA relevance.)
2el-forordning	Europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 1228/2003 av 26. juni 2003 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene [2el-forordning].
3el-forordning	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. [3el-forordning].
4el-forordning	Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast) (Text with EEA relevance.).
CACM	Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering.
SO	Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft.
EB	Kommisjonsforordning (EU) 2017/2194 av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft.
FCA	Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 av 26. september 2016 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse.