



Analyseforudsætninger til Energinet 2025 – Eltransmissionsforbindelser til udlandet (interkon- nektorer)

Baggrundsnotat

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
24. September 2025

J nr.
2025 -3657
HMMR/ LSJBR

Indholdsfortegnelse

Introduktion til eltransmissionsforbindelser til udlandet	2
1. Udviklingen frem mod 2050	2
1.1 Præsentation af AF25-forløbet frem mod 2050	2
1.2 Uddybning af AF25-forløbet og kvalificering ift. AF24	3
2. Metode og antagelser/ændringer	4
2.1. Metode og tekniske antagelser til AF25	4
2.2 Kapacitet mv. for de enkelte forbindelser	8
2.3 Ændringer ift. AF24	10
3. Usikkerheder og følsomhedsberegninger	10
3.1 Usikkerheder ift. AF25-forløbet	10
3.2 anbefalede følsomhedsberegninger	11

Dette baggrundsnotat er en del af Analyseforudsætninger til Energinet 2025 (AF25). AF25 er et målopfyldelsesscenarie, hvilket vil sige, at AF25 grundforløbet som udgangspunkt er kompatibelt med opfyldelse af de politiske målsætninger og ambitioner på klima- og energiområdet. Det er dog ikke alle målsætninger og ambitioner på klima- og energiområdet, der direkte afspejles i AF25. Desuden specificeres konkrete virkemidler eller tiltag til at indfri de politiske målsætninger og ambitioner ikke.

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk



Introduktion til eltransmissionsforbindelser til udlandet

Eltransmissionsforbindelser til udlandet omfatter forbindelser mellem Danmark og udlandet, forbindelsen mellem DK1 og DK2 samt forbindelser via energiøer til fastlandet. Der er en lang række systemiske fordele ved at have eltransmissionsforbindelser mellem lande, herunder bedre udjævning af produktion og forbrug i de enkelte zoner. Danmark – eller de pågældende landes TSO'er - kan dog ikke selv beslutte at etablere nye eller udvide eksisterende eltransmissionsforbindelser til udlandet, da det kræver aftaler på tvær-nationalt plan. Det antages som udgangspunkt, at den eksisterende eltransmissionskapacitet mellem Danmark og udlandet samt Storebæltsforbindelsen opretholdes i perioden frem til 2050, medmindre der allerede er konkrete planer om ændringer af kapaciteten.

Hvis ambitionerne om dansk havvindbygning skal indfries, vil det kræve store investeringer i infrastruktur, da havvindenergien i høj grad forventes at skulle gå til eksport. Havvind som eksporteres direkte til udlandet uden forbindelse til Danmark, er ikke en eltransmissionsforbindelse til udlandet og er derfor ikke behandlet i nærværende notat. Der henvises til baggrundsnotatet om havvind.

1. Udviklingen frem mod 2050

Eltransmissionskapaciteten mellem Danmark og udlandet stiger i AF25 frem mod 2050. Udviklingen kan især tilskrives etablering af udlandsforbindelser fra Energiø Bornholm og Energiø Nordsøen.

1.1 Præsentation af AF25-forløbet frem mod 2050

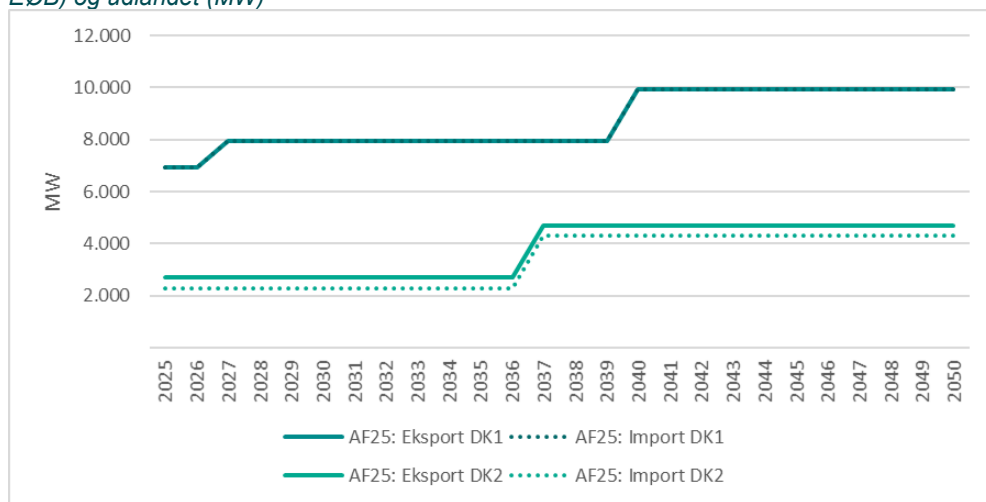
I AF25 stiger eltransmissionskapaciteten mellem Danmark og udlandet samlet set fra ca. 9,3 GW i 2025 til 14,3 GW i 2050 i importretning og fra 9,6 GW til 14,6 GW i eksportretning. For det første forklares dette med en forøgelse af kapaciteten på den nuværende forbindelse mellem Jylland (DK1) og Tyskland med fuld idriftsættelse fra primo 2027. For det andet forklares det med antagelsen om etablering af udlandsforbindelser fra Energiø Bornholm (EØB) til Tyskland, som af beregnings-tekniske årsager indregnes fra primo 2037 og fra Energiø Nordsøen (EØN) til Tyskland med fuld idriftsættelse i primo 2040. Dertil antages etablering af interne forbindelser mellem Energiø Bornholm og Sjælland (DK2) og mellem Energiø Nordsøen og Jylland (DK1). Eltransmissionskapaciteter ifm. energiøerne følger antagelserne om udbygningen af havvind - for yderligere uddybning se AF25 baggrundsnotatet for havvind.

Samlet set stiger eltransmissionskapaciteten mellem Danmark og udlandet således med i alt 5 GW fra 2025 til 2050. Figur 1 viser udviklingen i eksport- og importkapaciteten mellem Danmark og udlandet opdelt i hhv. Vestdanmark og Østdanmark. I eksport- og importkapaciteten for Vestdanmark inkluderes forbindelsen mellem



Energio Nordsøen og Tyskland. Tilsvarende for Østdanmark inkluderes forbindelsen mellem Energiø Bornholm og Tyskland. Det er muligt, at både EØN og EØB kan konfigureres som del af egen eller andre priszoner, men i AF25 inkluderes kapaciteterne vedrørende øerne i hhv. Vest- og Østdanmark (DK1 og DK2).

Figur 1: Eksport- og importkapacitet mellem Vest- (DK1 inkl. EØN) og Østdanmark (DK2 inkl. EØB) og udlandet (MW)



Note: Interne forbindelser til energioerne, over Storebælt og mellem Bornholm og Sverige fremgår ikke af figuren (se dataark).

Forløbene for eltransmissionskapacitet er behæftet med væsentlig usikkerhed. Væsentlige usikkerheder gennemgås i afsnit 3 og omfatter følgende:

- Der foreligger endnu ikke endelige politiske beslutninger eller konkrete tidsplaner for udbygningen af havvind på langt sigt (efter 2035) og for Energiø Bornholm og Energiø Nordsøen.
- Med implementeringen af EU's "Carbon Border Adjustment Mechanism" (CBAM) vil der fra 2026 blive pålagt CO₂-prisfastsættelse på strøm importeret fra ikke-EU-lande, herunder Storbritannien. Dette kan alt andet lige have betydning og medfører begrænsninger for handelen og indtjeningen på den strøm, som Danmark importerer fra Storbritannien via Viking Link forbindelsen.

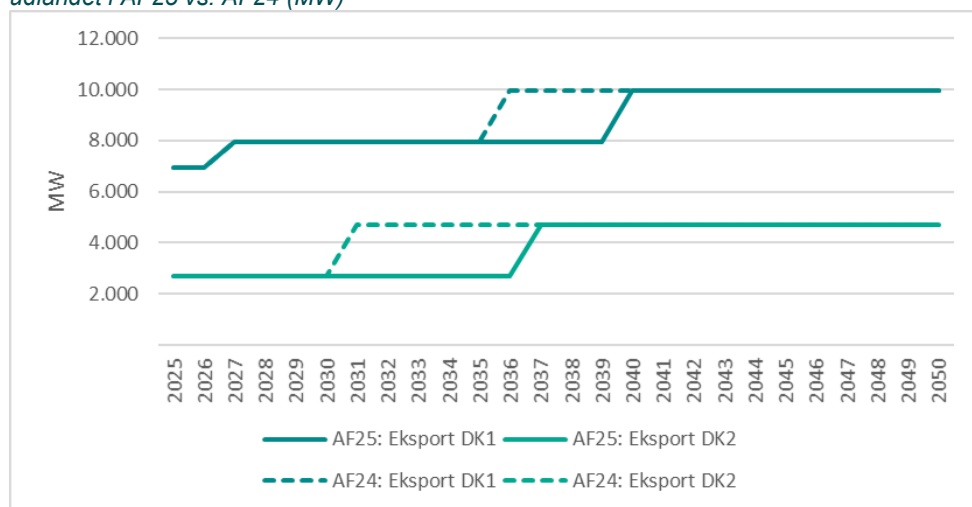
1.2. Uddybning af AF25-forløbet og kvalificering ift. AF24

De væsentligste ændringer i AF25 ift. AF24 omfatter primært antagelserne om timingen for Energiø Bornholm og Energiø Nordsøen (jf. også afsnit 2.2). I AF24 indgik en antagelse om forbindelser fra Energiø Bornholm til hhv. Danmark (1,2 GW) og Tyskland (2 GW) i 2031. I AF25 fastholdes kapaciteterne, men energioen udskydes til ultimo 2036 med fuld idriftsættelse primo 2037, idet der ikke tages højde for en evt. gradvis indfasning havvinden og dermed af energioens elforbindelser.



I AF24 indgik desuden antagelse om forbindelser fra Energiø Nordsøen til hhv. Danmark (2 GW) og Tyskland (2 GW) i 2036. I AF25 antages forbindelser fra Energiø Nordsøen til hhv. Danmark (2 GW) og Tyskland (2 GW) idriftsat ultimo 2039, svarende til primo 2040. Figur 2 sammenligner Danmarks eksportforbindelser i hhv. AF25 og AF24.

Figur 2: Eksportkapacitet mellem Vest- (DK1 inkl. EØN) og Østdanmark (DK2 inkl. EØB) og udlandet i AF25 vs. AF24 (MW)



Note: Interne forbindelser til energierne, over Storebælt og mellem Bornholm og Sverige fremgår ikke af figuren (se dataark).

2. Metode og antagelser/ændringer

AF indeholder et muligt bud for udviklingen med den aktuelle viden Energistyrelsen har og under hensyn til indfrielse af politiske ambitioner, mål og aftaler. AF25 indeholder både eksisterende og nye transmissionsforbindelser mellem Danmark og udlandet. Kapaciteten for de eksisterende transmissionsforbindelser fastholdes, mens forbindelser til og fra energierne tilføjes.

2.1. Metode og tekniske antagelser til AF25

I AF indgår eksisterende og godkendte eltransmissionsforbindelser fra Danmark til udlandet med undtagelse af forbindelsen fra Bornholm til Sverige¹. Desuden indgår forbindelsen over Storebælt mellem Vest- og Østdanmark samt potentielle forbindelser relateret til energierne.

¹ Bornholm er forbundet til Sverige med en vekselstrømsforbindelse, som har en kapacitet på 60 MW i begge retninger. Denne forbindelse inkluderes normalt ikke i Energinets modelberegninger og er derfor ikke en del af AF.



2.1.1 Levetider

Flere af de eksisterende forbindelser vil nå deres forventede tekniske levetid inden 2050, og der vil skulle tages beslutning om reinvestering. Dette bliver i stigende grad relevant for enkelte forbindelser til de nordiske lande. I AF antages eksisterende eltransmissionskapacitet mellem Danmark og udlandet samt Storebæltsforbindelsen opretholdt i perioden frem til 2050.

Energinet er allerede opmærksom på den usikkerhed, der er forbundet med forbindelser, der nærmer sig endt teknisk levetid. Energinet anbefales at supplere med følsomheder i de analyser, hvor det vurderes relevant.

2.1.2 Maksimal handelskapacitet (NTC)

Maksimal NTC (maximum *net transfer capacity*) er den handelskapacitet, der maksimalt kan overføres over en forbindelse, under hensyntagen til nettab, sikkerhedsstandarder og tekniske begrænsninger. For nogle forbindelser er NTC for import og eksport identisk, mens den for andre forbindelser er forskellig. Med ikrafttrædelsen af EU's *Clean Energy Package* er der indført en forpligtigelse om, at minimum 70 pct. af kapaciteten på eltransmissionsforbindelser skal stilles til rådighed for markedet.

AF angiver den maksimale handelskapacitet for hver transmissionsforbindelse og er som udgangspunkt baseret på data fra Energinet. Handelskapaciteten på forbindelser til og fra energiøerne er dog fortsat forbundet med usikkerhed. I AF25 antages en NTC svarende til den fysiske kapacitet, dvs. i alt 3,2 GW fra Energiø Bornholm og 4 GW fra Energiø Nordsøen. Om den faktiske NTC vil ligge på minimumsniveauet (70 pct.) eller højere er vanskeligt at vurdere og vil afhænge af udbygningen af produktion, forbrug og internt net i de omkringliggende budzoner samt udbygningstempoet.

Jylland-Tyskland og Viking Link

Energinet forventer, at udbygningen af Vestkystforbindelsen afsluttes i 2026 med fuld idriftsættelse primo 2027, hvilket blandt andet skal muliggøre transmission af importeret strøm fra Storbritannien via Viking Link-forbindelsen, samt øge den maksimale handelskapacitet på den dansk-tyske grænse fra 2.500 MW til 3.500 MW. Energinet kan derfor først garantere den fulde transmissionskapacitet af 1.400 MW for Viking Link i alle timer, når Vestkystforbindelsen er færdigetablet.

På nuværende tidspunkt kan Energinet garantere en tilgængelig kapacitet på day-ahead markedet på minimum 1.000 MW i eksportretningen fra DK1 til Storbritannien og 1.100 MW i importretningen fra Storbritannien til DK1. Afhængig af drifts- og markedssituationen vil forbindelsen periodevis køre med fuld kapacitet, hvormed resterende kapacitet tilbydes via intraday-markedet. Energinet arbejder løbende på at frigive mere kapacitet, når det er muligt.



I AF25 antages Viking Link således at operere med 1.000 MW i eksportretningen og 1.100 MW i importretningen fra 2024-2026, hvorefter kapaciteten øges til 1.400 MW fra primo 2027. Desuden antages opjusteringen af kapaciteten på Jylland-Tyskland-forbindelsen at operere fra primo 2027. Ved analyser på kort sigt (frem mod 2027) anbefales det at følge de aktuelle kapacitetsudmeldinger på "Nordic Unavailability Collection System (NUCS)"².

Tyskland har historisk set haft problemer med interne flaskehalse i det tyske transmissionsnet. Begrænsningerne skyldes, at Tyskland har meget vind og sol i Nordtyskland kombineret med meget lavt forbrug. Derfor skal det tyske net kunne håndtere transport af store mængder el fra nord til syd, når der er høj elproduktion fra vind og sol i nord. For at kunne udnytte den udvidede kapacitet på Jylland-Tyskland-forbindelsen fra primo 2027 er det væsentligt, at det tyske transmissionsnet er i stand til at kunne håndtere den øgede mængde strøm fra Danmark. Energinet vurderer, at de interne flaskehalse i Tyskland ikke forventes at påvirke forbindelsen i særlig stor grad fremadrettet, hvorfor der i AF25 antages fuld kapacitet på forbindelsen i hele perioden fra etablering i primo 2027.

2.1.3 Nettab

På alle elektriske forbindelser vil der ske et tab af energi undervejs. Det betyder, at den energimængde, der fødes ind i en forbindelse, er større end den energimængde, der kommer ud i den anden ende. Dette tab af energi kan enten håndteres ved implicit eller eksplicit nettabshåndtering. Ved eksplicit nettabshåndtering indkøber TSO'en energi på spotmarkedet, som svarer til den tabte energimængde³. Ved implicit nettabshåndtering tages der højde for tabet i markedsalgoritmen ved at inkludere en tabsfaktor. Håndtering af nettab kan være årsag til, at NTC for nogle forbindelser er forskellig i import- og eksportretningen – hvilket fx gør sig gældende for Storebæltsforbindelsen med 590 MW fra DK1 til DK2 og 600 MW fra DK2 til DK1.

Implicit nettabshåndtering er implementeret for Skagerrak og Viking Link, mens startdatoen for nettabshåndtering for Konti-Skan og Storebælt endnu ikke er kendt. Implicit nettabshåndtering skal godkendes af forsyningstilsynet. Dermed anvendes eksplicit nettabshåndtering på de resterende HVDC-forbindelser, hvor der ikke ligger en godkendelse. NTC og nettab for de enkelte forbindelser fremgår af tabel 1.

² <https://www.nucs.net/outage-domain/other-market-information/show>

³ Se AF22 – baggrundsnotat for forklaring af eksplicit og implicit nettabshåndtering



Tabel 1: Implicit nettabshåndtering

Forbindelse	Kapacitet (NTC fra AF) [MW]	Nettab i pro- cent	Kapacitet i afsender-enden [MW]	Nettab [MW]
Skagerrak	1632	2,9%	1680	48
Konti-Skan	715	2,5%*	733	18
Viking Link	1400	3,9%	1457	57
Storebælt	590	1,4%*	598	8

Kilde: Energinet.

* Implicit nettabshåndtering skal godkendes af forsyningsstilsynet, for Konti-Skan og Storebælt er idriftsættelsesdatoerne endnu ukendte

2.1.4 Udetider

Udetider på transmissionsforbindelser skyldes typisk en kombination af vedligehold, havari/fejl og tekniske eller markedsmæssige begrænsninger. I AF25 er udetider baseret på historiske data fra Energinet, opdelt på hhv. revision og havari. Der anvendes et gennemsnit for perioden 2012-2024 for HVDC-forbindelser (jævnstrøm) og 2013-2024 for AC-forbindelser (vekselstrøm), jf. tabel 2 nedenfor⁴.

Tabel 2: Antagelser vedr. udetider for hhv. fra 2012 (HVDC) og 2023 (AC) til 2024

Ikke-tilgængelige fuldlasttimmer i pct.	Importretning		Eksportretning	
	Revision	Havari	Revision	Havari
HVDC	9%	8%	7%	8%
Jylland-Tyskland (AC) ⁵	4%	6%	4%	6%
Øresund (AC)	14%	1%	16%	1%

Kilde: Energinet.

De samlede udetider består af revision og havari. Revision er baseret på planlagte begrænsninger af systemkritiske komponenter. Det forklares med hensyn til stabilitet i DK2 ved at undgå overbelastning i nettet, især for Øresundforbindelsen. Her kommer en stor del af begrænsningerne også fra svensk side, og disse kan vare over flere måneder. Værdierne beskriver ikke-tilgængelige fuldlasttimer per forbindelse for hvert år i procent.

2.1.5 Flow-based market coupling (FBMC)

I oktober 2024 implementerede Energinet og de andre nordiske TSO'er projektet Nordic Flow-Based Market Coupling (FBMC eller "flow-based") i day ahead-markedet. FBMC har allerede været etableret i andre dele af Europa siden 2015 og blev nu også implementeret i den Nordiske kapacitetsberegningsregion (CCR).

Formålet er at forbedre og optimere udnyttelsen af transmissionsnettet og elmarkedet gennem en mere realistisk og dynamisk repræsentation af netbegrænsninger. I

⁴ Der indgår ikke data for forbindelsen til Tyskland via Kriegers Flak havmøllepark, da forbindelsen styres af den tyske TSO 50 Hertz, og Energinet derfor ikke har adgang til data.

⁵ Udetiden er eksklusiv begrænsninger på grænsen mellem Jylland og Tyskland, som i Energinets modeller håndteres via en tilgængelighedsprofil.



modsatning til den tidligere metode, hvor kapaciteter mellem budzoner blev angivet som faste NTC-værdier, anvender flow-based en datadrevet model, der tager højde for, hvordan el strømmer fysisk i nettet – herunder interne flaskehalse og samspillet mellem flere grænseforbindelser.

Implementeringen har allerede demonstreret en mere effektiv udnyttelse af nettet – især i situationer med flaskehalse og udetider. Det giver markedet mulighed for at udnytte netkapaciteten mere effektivt, hvilket kan føre til færre flaskehalse, mere ensartede priser og samlet set bedre allokering af ressourcer. Flowbased bliver yderligere kontinuerligt forbedret i et samarbejde mellem de Nordiske TSO'er. Flow-based påvirker den tilgængelige handelskapacitet på interkonnektorerne og er derfor et alternativ til de udregnede NTC-værdier. Flow-based er ikke implementeret i AF25-modelleringen, som anvender NTC-værdier. Som beskrevet under NTC-afsnittet, angiver AF den maksimale handelskapacitet for hver transmissionsforbindelse og er som udgangspunkt baseret på data fra Energinet.

2.2 Kapacitet mv. for de enkelte forbindelser

2.2.1 Forbindelser ekskl. energigør

Figur 3 viser eksisterende forbindelser fra Danmark til udlandet samt interne forbindelser (ekskl. forbindelser til og fra energigørerne).

Figur 3: Danske ind- og udlandsforbindelser (ekskl. energigør)



Blå forbindelser: HVDC-forbindelser; gule forbindelser: AC-forbindelser. Bornholmsforbindelsen inkluderes normalt ikke i Energinets modelberegninger af Østdanmarks elsystem og fremgår derfor ikke af AF data. Kilde: Energinet.



Tabellen herunder angiver tekniske data og forudsætninger for de eksisterende og besluttede forbindelser (ekskl. forbindelsen fra Bornholm til Sverige, *jf. fodnote 1*).

Tabel 3: Tekniske data og forudsætninger for de eksisterende og besluttede forbindelser (ekskl. energigør)

Forbindelse	Fra	Til	Import-kapacitet (MW)	Eksport-kapacitet (MW)	Type ⁶	Bemærkninger
Skagerrak (1-4)	DK1	NO2	1.632	1.632	HVDC	Består af fire jævnstrømskabler.
Konti-Skan (1-2)	DK1	SE3	715	715	HVDC	Består af to jævnstrømskabler.
Jylland-Tyskland	DK1	DE	2.500 stigende til 3.500 fra primo 2027	2.500 stigende til 3.500 fra primo 2027	AC	Består af fire vekselstrømsforbindelser. Kapaciteten forventes forøget med 1.000 MW i Q4 2026.*
COBRA	DK1	NL	700	700	HVDC	Består af ét jævnstrømskabel.
Viking Link	DK1	UK	1.400	1.400	HVDC	Består af to jævnstrømskabler. Den fulde kapacitet forventes garanteret fra Q4 2026.*
Øresund	DK2	SE4	1.300	1.700	AC	Består af to vekselstrømssystemer. Reinvestering af samme kapacitet forventes i 2026.
Kontek	DK2	DE	600	585	HVDC	Består af ét jævnstrømskabel.
Kriegers Flak	DK2	DE	400	400	AC	Består af ét vekselstrømskabel mellem den danske vindmøllepark på Kriegers Flak og de tyske vindmølleparker ⁷ .
Storebælt	DK1	DK2	600	590	HVDC	Består af ét jævnstrømskabel ⁸ .

* Opjusteringen af transmissionskapaciteten på Jylland-Tyskland forbindelsen samt transmissionskapaciteten på Viking Link forbindelsen afhænger af Vestkystforbindelsen, som forventes færdigudbygget i Q4 2026. Det forventes dog, at Viking Link i visse timer kan operere med fuld kapacitet i den mellemliggende periode.

2.2.2 Forbindelser til og fra energigør

For forbindelserne til og fra energigørne antages Energiø Bornholm etableret med 3 GW havvind primo 2037, mens Energiø Nordsøen antages etableret i tre faser med 4 GW havvind primo 2040, 3 GW primo 2042 og 3 GW primo 2044.

Energiø Bornholm antages forbundet med 1,2 GW til Sjælland (DK2) og 2 GW til Tyskland (DE).

Energiø Nordsøen antages i første fase at inkludere en 2 GW-forbindelse til Tyskland (DE) og en 2 GW forbindelse til Jylland (DK1). Energiø Nordsøen omfatter mulighed for udbygning til i alt 10 GW havvind frem mod 2044 (se AF25 baggrundsnotatet for havvind), men da der endnu ikke foreligger yderligere politisk beslutning

⁶ AC (vekselstrøm) og HVDC (jævnstrøm).

⁷ Kapaciteten er begrænset af den til enhver tid værende elproduktion fra Kriegers Flak havvindpark og de to tyske havvindmølleparker Baltic 1 og 2.

⁸ Forbindelsen er ikke en egentlig udlandsforbindelse, da den forbinder de to danske prisområder DK1 og DK2. Dog drives den på samme måde og indgår også i markedet på de samme vilkår som udlandsforbindelserne.



vedrørende udbygningen af Energiø Nordsøen, antager AF25 ingen yderligere el-transmissionsforbindelser fra Energi Nordsøen end de førnævnte 4 GW. Beregningsteknisk håndteres den yderligere udbygning af Energiø Nordsøen derfor med en antagelse om 6 GW, som anvendes til elektrolyse med nettilslutning til Energiø Nordsøen (se også AF25 baggrundsnotatet om havvind). Dermed fastholdes tilgangen fra AF24 for Energiø Nordsøen.

2.3 Ændringer ift. AF24

Idriftsættelse af forbindelserne fra Energi Bornholm og Energiø Nordsøen er udskudt fra hhv. primo 2031 til primo 2037 og fra primo 2036 til primo 2040 (jf. afsnit 1.2).

3. Usikkerheder og følsomhedsberegninger

Den fremtidige udbygning af transmissionsnettet mellem Danmark og udlandet frem mod 2050 er forbundet med stor usikkerhed og vil især afhænge af efterspørgslen efter dansk produktion af vedvarende energi fra de øvrige europæiske lande. Energistyrelsen anbefaler derfor, at Energinet supplerer AF25 med følsomhedsanalyser på fremtidig eltransmissionskapacitet fra Danmark til udlandet. Dette gælder både for eksisterende og fremtidige forbindelser.

3.1 Usikkerheder ift. AF25-forløbet

Havvind på langt sigt, Energiø Bornholm og Energiø Nordsøen

Der foreligger endnu ikke endelige politiske beslutninger eller konkrete tidsplaner for udbygningen af havvind på langt sigt (efter 2035) og for Energiø Bornholm og Energiø Nordsøen. Der er desuden fortsat stor usikkerhed forbundet med forudsætningerne om en udlandsforbindelse mellem Energiø Nordsøen og Tyskland samt evt. Belgien.

CO₂-beskatning på strøm fra Storbritannien til EU

Fra 2026 og frem mod 2035 vil EU's "Carbon Border Adjustment Mechanism" (CBAM) blive indfaset⁹. Med CBAM-forordningen er importører forpligtet til at købe certifikater for de indlejrede emissioner fra produktionen af varer, som importeres fra lande udenfor EU. CBAM-bidraget vil svare til prisen på CO₂-kvoter i EU's CO₂-kvotehandelssystem.¹⁰

⁹ CBAM trådte i kraft d. 1. oktober 2023. I overgangsfasen frem t.o.m. 2025 er importører alene rapporteringspligtige.

¹⁰ Ved at sætte en sådan pris på CO₂-udledningen indlejret i importerede varer fra lande udenfor EU, kan CBAM bl.a. medvirke til at begrænse udflytningen af EU-baserede virksomheder med tung, CO₂-udledende produktion (lækage), samt begrænse erstatningen af EU-producerede produkter med importerede produkter, som udleder mere CO₂ under produktionsfasen.

Se endvidere https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en



Da CBAM-forordningen også omfatter elektricitet, kan den potentielt have konsekvenser for handelen og dermed indtjeningen på importeret strøm via Viking Link forbindelsen mellem Danmark og Storbritannien fra 2026 og frem. Det forventes at Europa-Kommissionen i forbindelse med den endelige implementering af CBAM vil fastlægge standardværdier for i forvejen betalte CO₂-afgifter i tredjelande, herunder Storbritannien, som herefter fratrækkes importørernes CBAM-bidrag. Et sådan tiltag vurderes delvist at afhjælpe den økonomiske byrde ved import af strøm fra Storbritannien.

Det bemærkes at CBAM-forordningen indeholder bestemmelser som i princippet tillader, at reelle installationsspecifikke emissionsværdier fra elproduktionen anvendes i rapporteringen og betalingen af CBAM-bidraget. Målet med dette er bl.a. at fritage import af grøn strøm fra at blive pålagt uforholdsmæssigt høje CO₂-priser fra standard emissionsfaktorer. Den praktiske anvendelighed af denne bestemmelse er dog anfægtet af både medlemsstater og TSO'er og kan medføre at import af strøm – herunder grøn strøm – fra tredjelande eksempelvis Storbritannien, vil blive pålagt standardemissionsfaktorer baseret på den kulstofbaserede del af elproduktionen i landet. En eventuel løsning på denne problemstilling vil skulle indgå i det kommende revisionsarbejde af CBAM-forordningen. Uanset omfanget af CBAM-bidraget, medfører CBAM en administrativ byrde for importøren af el fra UK.

Energinet vurderer, at det ikke er et problem for forsyningsredegørelsen eller på længere sigt pga. CO₂-fri elproduktion i UK. Derudover udgør eksporten via Viking Link ca. 80% og importen ca. 20% af udnyttelsen.

3.2 Anbefalede følsomhedsberegninger

Energistyrelsen anbefaler, at Energinet supplerer AF25 med følsomhedsanalyser på fremtidig eltransmissionskapacitet fra Danmark til udlandet, herunder for levetiden og tilgængelig kapacitet for eksisterende forbindelser.

Udbygningen af fremtidig infrastruktur efter 2040 er behæftet med stor usikkerhed. En stor del af den grønne energi som produceres i Danmark forudsættes eksporteret, men om dette i så fald primært vil foregå i form af el, brint eller andre PtX-produkter er behæftet med væsentlig usikkerhed. Energistyrelsen anbefaler derfor, at Energinet supplerer AF25 med følsomhedsanalyser for udbygningen af energinfrastrukturen for forskellige eksportscenarier for at vurdere konsekvenserne for kapaciteten af el- og brintforbindelser til udlandet.

Introduktionen af flow-based market coupling i Norden vil gøre det relevant at tilføje følsomhedsanalyser af udnyttelsen af interkonnektorerne i day-ahead- og intraday-markederne, da AF25 kun angiver den maksimale handelskapacitet for hver transmissionsforbindelse.



Derudover kan forsinkelsen af Vestkystforbindelsen samt implementeringen af CBAM i 2026 have betydning for handelen via Viking Link-forbindelsen samt på forbindelsen mellem Jylland og Tyskland. Der kan derfor foretages følsomhedsanalyser på, hvor meget strøm der hhv. importeres og eksporteres via forbindelserne fremadrettet.

Da der endnu ikke er indgået endelige aftaler om udlandsforbindelser fra Energiø Nordsøen, vil Energinet i den videre anvendelse af AF25 kunne analysere forskellige scenarier for bl.a. årstal for etablering, kapacitetsfordeling og tilslutningslande.