



Analyseforudsætninger til Energinet 2021 – Vindmøller på havet

Baggrundsnotat

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
12. oktober 2021

J nr. 2021 – 6416

TTO/IMRN

Indholdsfortegnelse

Udvikling frem mod 2040.....	2
Metode og antagelser	3
Eksisterende møller	3
Nye møller opstillet efter åben-dør ordningen	4
Nye møller opstillet efter udbud herunder energiører	4
Usikkerhed.....	7
Ændringer i forhold til AF20.....	8

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

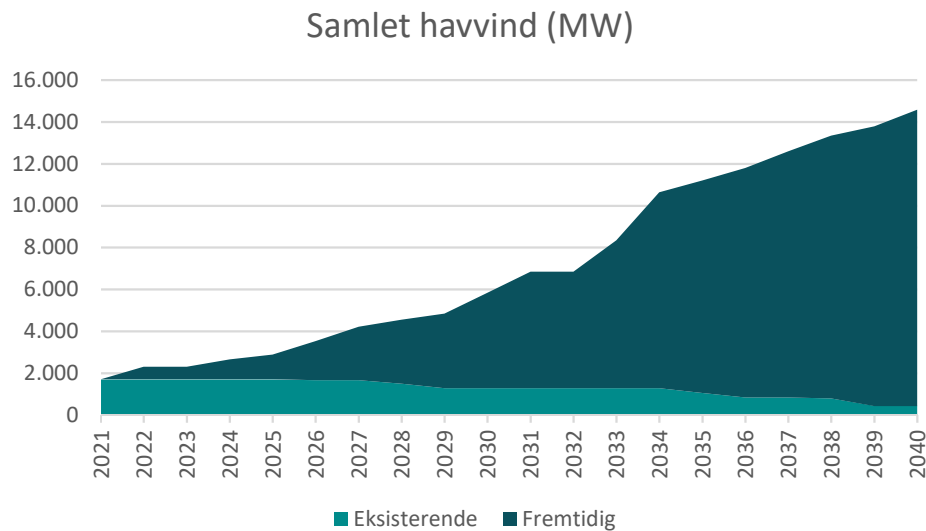
T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk

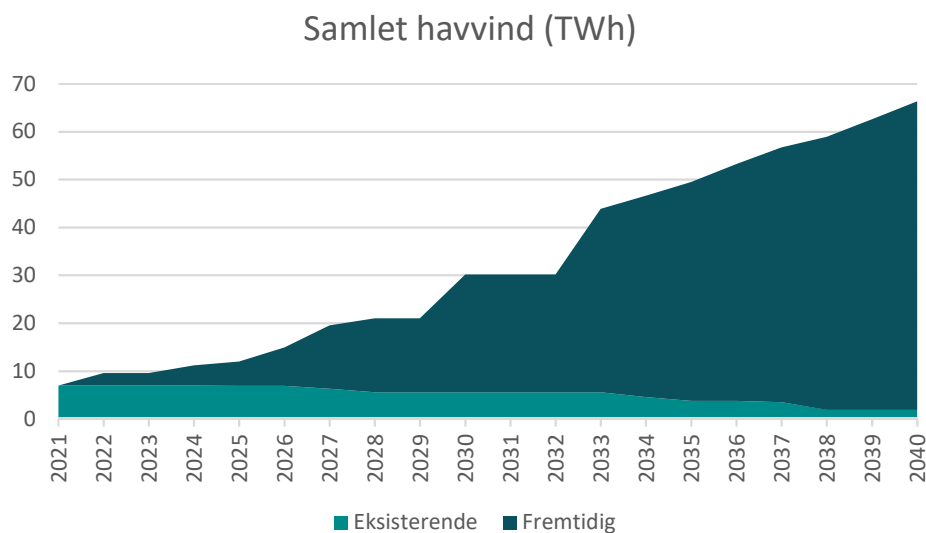


Udvikling frem mod 2040

Figurerne herunder viser den samlede udvikling i kapacitet for og produktion fra havvind i AF21. Fremskrivningen antager en stigning i både kapacitet og produktion i hele perioden dels på grund af etableringen af de med klimaaftalen af 22. juni 2020 besluttede energiover, hvor en del af udbygningen af energioverne sker med eksport for øje, og dels pga. et øget elforbrug, der antages dækket af havvind.



Figur 1: Samlet havvind i AF21 (MW).



Figur 2: Samlet produktion fra havvind i AF21 (TWh).

Metode og antagelser

Eksisterende møller

For eksisterende møller på havet regnes med en forventet levetid på 25 år, hvorefter møllerne tages ud af drift. Eksisterende storskala mølleparker¹ har alle fået tilladelse til produktion i 25 år fra nettilslutning af første mølle. 25 år stemmer endvidere overens med den tekniske levetid i Energistyrelsen og Energinets Teknologikatalog for møller i dag. De 25 år regnes fra det tidspunkt på året hvor møllerne er tilsluttet til nettet. Det betyder eksempelvis, at en park tilsluttet medio 2010 (hvilket svarer til en indfasning på 50% i tabellen herunder) er i drift til og med medio 2035 (hvilket svarer til en udfasning på 50% i tabellen herunder).

Energistyrelsen vil frem mod næste års klimastatus- og fremskrivning (KF22) samt AF22 se nærmere på levetiden for eksisterende havvind pba. indkomne høringssvar til KF21 herom. Det har dog ikke været muligt at nå til AF21. Forventet elproduktion beregnes på baggrund af antagelser om årlige fuldlasttimer. For eksisterende møller anvendes observerede årlige fuldlasttimer, der er normeret ift. et normalt vindår og afrundet til nærmeste 50. Forudsætninger for eksisterende møller fremgår af tabellen herunder.

Park	Placering	Startår	Slutår	Indfasning (pct.)	Udfasning (pct.)	Kapacitet (MW)	Fuldlasttimer (MWh/MW)
Tunø Knob	DK1	1995	2025 ²	59	41	5	2.800
Middelgrunden	DK2	2000	2025	1	99	40	2.200
Horns Rev 1	DK1	2002	2027	18	82	160	3.750
Rønland	DK1	2003	2028	96	4	17,2	3.900
Nysted	DK2	2003	2028	54	46	165,6	3.300
Samsø (2003)	DK1	2003	2028	89	11	20,7	3.550
Frederikshavn	DK1	2003	2028	61	39	7,6	2.700
Horns Rev 2	DK1	2009	2034	33	67	209,3	4.400
Avedøre Holme (2009)	DK2	2009	2034	10	90	7,2	3.350
Avedøre Holme (2011)	DK2	2011	2036	26	74	3,6	3.500
Sprogø	DK1	2009	2034	18	82	21	2.900
Rødsand	DK2	2010	2035	54	46	207	3.900
Anholt (2012)	DK1	2012	2037	13	87	50,4	4.550
Anholt(2013)	DK1	2013	2038	69	31	349,2	4.550
Samsø (2018)	DK1	2018	2043	100	0	2,3	3.750
Nissum Bredning	DK1	2018	2042	83	17	28	4.300
Horns Rev 3 ³	DK1	2019	2044	75	25	406,7	4.400

Tabel 1: Forudsætninger for eksisterende møller på havet.

¹ Horns Rev 1+2, Nysted, Rødsand 2, Anholt, Nissum Bredning og Horns Rev 3.

² Forlænget fra 2020 til 2025, da parken fortsat er i drift.

³ De første møller blev nettilsluttet i december 2018.

Repowering

Flere af de nuværende havvindmølleparker forventes taget ud af drift i analyseforudsætningernes fremskrivningsperiode (frem mod 2040). På nuværende tidspunkt er det ikke kendt om det teknisk eller økonomisk kan svare sig at genbruge fundamenterne til nye parker, samt om de delvist kystnære placeringer af de eksisterende havvindmølleparker muligvis kan vanskeliggøre en repowering med større møller. Energistyrelsen påtænker at se nærmere på dette frem mod kommende års analyseforudsætninger.

Nye møller opstillet efter åben-dør ordningen

Antagelser om udbygning med møller efter åben-dør ordningen baseres på indkomne ansøgninger til Energistyrelsen, der er godkendende myndighed. Ud fra de ansøgninger, der er under sagsbehandling, og hvor der er givet en forundersøgelsestilladelse, er der udarbejdet et overordnet estimat for forventet udbygning i hhv. Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2) samt et estimat for idriftsættelse. Den endelige kapacitet er vægtet ud fra en antagelse af at 50 pct. af den totale kapacitet realiseres. For nye møller idriftsat fra 2025 og frem regnes med en forventet levetid på 30 år, hvorefter møllerne tages ud af drift, jf. beskrivelse herom i næste afsnit. For nye møller baseres årlige fuldlasttimer på Energistyrelsen og Energinets Teknologikatalog. Forudsætninger for nye møller på havet opstillet efter åben-dør ordningen fremgår af tabellen herunder.

Park	Placering	Startår	Slutår	Indfasning (pct.)	Udfasning (pct.)	Kapacitet (MW)	Fuldlasttimer (MWh/MW)
Åben dør (Vest 2025)	DK1	2025	2055	100	0	65	4.000
Åben dør (Vest 2026)	DK1	2026	2056	100	0	65	4.000
Åben dør (Vest 2027)	DK1	2027	2057	100	0	70	4.000
Åben dør (Øst 2025)	DK2	2025	2055	100	0	160	4.000
Åben dør (Øst 2026)	DK2	2026	2056	100	0	170	4.000
Åben dør (Øst 2027)	DK2	2027	2057	100	0	170	4.000

Tabel 2: Forudsætninger for nye møller på havet opstillet efter åben-dør ordningen.

Nye møller opstillet efter udbud herunder energigør

For nye møller opstillet efter udbud skelnes mellem de med Energifortale 2012, Energifortale 2018 og Klimaafortale 2020 aftalte parker og ekstra endnu ikke besluttede parker. Ligesom for eksisterende møller regnes med en forventet levetid på 25 år for møller idriftsat før 2025 (parker besluttet med Energifortale 2012), hvorefter møllerne tages ud af drift. For møller idriftsat fra 2025 og frem (parker besluttet med Energifortale 2018 og senere) regnes med en forventet levetid på 30 år, hvorefter møllerne tages ud af drift. De 30 år er baseret på, at der ved det igangværende udbud af havmølleparken Thor, vil blive givet bevilling til elproduktion i 30 år med mulighed for 5 års forlængelse.



Aftalte parker herunder energiøer

Ud over parken ved Horns Rev 3, der blev idriftsat i 2019, blev der med energiaftalen 2012 besluttet udbud af 600 MW ved Kriegers Flak og 350 MW kystnær havvind, hvilket resulterede i 170 MW ved Vesterhav Syd og 180 MW ved Vesterhav Nord. Fuldlasttimer baseres på dialog med opstillere.

Med energiaftalen 2018 blev det besluttet at udbygge med tre parker af minimum 800 MW pr. park frem mod 2030. Den første aftalte park er Thor, der placeres ved Vestkysten ud for Thorsminde med en kapacitet på 800-1.000 MW og med nettilslutning inden for perioden 2025-2027. Det antages, at Thor nettilsluttes i 2025-2026 og bliver på 900 MW. Med Klimaaftalen af 22. juni 2020 blev det besluttet at placere den anden park, Hesselø, i Hesselø Bugt i Kattegat med en kapacitet på 800-1.200 MW. Af de potentielt 1.200 MW kan 1.000 MW leveres til det kollektive elnet. Hesselø antages nettilsluttet i 2027-2028 og antages at blive på 1.000 MW nettilsluttet kapacitet. Den antagne kapacitet for parkerne baseres på et middelskøn af kapacitetsspændet. Årlige fuldlasttimer baseres på Energistyrelsen og Energinets Teknologikatalog, fsva. Thor, parkens udbudsmateriale, og fsva. Hesselø, finscreening-rapporten fra 2020 (Energistyrelsen, Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med direkte forbindelse til land, 2020).

I klimaaftalen af 22. juni 2020 er det besluttet at etablere to energiøer ved hhv. Bornholm og i Nordsøen. Der etableres 2 GW havvind ved Bornholm og 3 GW havvind i Nordsøen begge med antaget nettilslutning i 2029-2030. Af aftalen fremgår det at *"strømmen fra energiøerne kan desuden eksporteres til vores nabolande og dermed bidrage til den grønne omstilling i Europa"*. Antagelser om forbindelser til udlandet beskrives nærmere i baggrundsnotatet om udlandsforbindelser.

I Tillæg til klimaaf tale om energi og industri af 22. juni 2020 vedr. Ejerskab og konstruktion af energiøer mv. fra 4. februar 2021 beskrives "For Energiø Nordsøen noterer aftalekredsen sig, at det i kraft af valget af ejerskab og konstruktionstype og på det foreliggende grundlag vurderes vanskeligt at realisere øen før 2033, men dette søges optimeret". På baggrund af dette antages energiøen i Nordsøen først at være fuldt idriftsat i 2033, da det endnu er uklart hvorvidt det er muligt at fremskynde processen.

Forudsætninger for aftalte parker på havet, herunder energiøer, fremgår af tabellen nedenfor.

Park	Placering	Startår	Slutår	Indfasning	Udfasning	Kapacitet (MW)	Fuldlasttimer (MWh/MW)
Kriegers Flak	DK2	2021	2046	25%	75%	605	4.250
Vesterhav Syd	DK1	2023	2048	25%	75%	170	4.600
Vesterhav Nord	DK1	2023	2048	25%	75%	180	4.650
Thor (2025)	DK1	2025	2055	25%	75%	450	4.500
Thor (2026)	DK1	2026	2056	75%	25%	450	4.500
Hesselø (2027)	DK2	2027	2057	25%	75%	500	4.425
Hesselø (2028)	DK2	2028	2058	75%	25%	500	4.425
EnergiØ_Nordsøen (2032)	DK1	2032	2062	25%	75%	1.500	4.575
EnergiØ_Nordsøen (2033)	DK1	2033	2063	75%	25%	1.500	4.575
EnergiØ_Bornholm (2029)	DK2	2029	2059	25%	75%	1.000	4.575
EnergiØ_Bornholm (2030)	DK2	2030	2060	75%	25%	1.000	4.575

Tabel 3: Forudsætninger for aftalte parker på havet herunder energiøer.

Ekstra endnu ikke besluttede parker

Udbygning efter energiøernes indfasning antages at være den samme kapacitet som for AF20, men udbygget i perioden 2034-2040 i stedet for 2031-2040.

Udbygningen med havvind antages således at følge det estimerede elforbrug til at muliggøre, at 100 pct. af det danske elforbrug dækkes af VE.

For at analyseforudsætningerne afspejler et sandsynligt udviklingsforløb, er det endvidere antaget, at udbygningen med ekstra endnu ikke besluttede parker frem mod 2040 sker som en jævn udbygning med parker af en vis størrelse, så der kan opnås skalafordele. Det antages, at udbygningen med ekstra endnu ikke aftalte parker finder sted i Nordsøen, der har langt det største potentiale for yderligere udbygning. Den yderligere udbygning vil kunne tilsluttes energiøen eller radielt afhængigt af den enkelte park. Årlige fuldlasttimer baseres på Energistyrelsen og Energinets Teknologikatalog. Forudsætninger for ekstra endnu ikke besluttede parker på havet fremgår af tabellen herunder.

Park	Placering	Startår	Slutår	Indfasning	Udfasning	Kapacitet (MW)	Fuldlasttimer (MWh /MW)
AF20 Ekstra 1	DK1	2034	2064	100%	0%	800	4.650
AF20 Ekstra 2	DK1	2035	2065	100%	0%	800	4.650
AF20 Ekstra 3	DK1	2036	2066	100%	0%	800	4.650
AF20 Ekstra 4	DK1	2037	2067	100%	0%	800	4.675
AF20 Ekstra 5	DK1	2038	2068	100%	0%	800	4.675
AF20 Ekstra 6	DK1	2039	2069	100%	0%	800	4.675
AF20 Ekstra 7	DK1	2040	2070	100%	0%	800	4.675

Tabel 4: Forudsætninger for ekstra endnu ikke besluttede parker på havet.



Overplanting

Overplanting af havvindmølleparker tager højde for, at en større mængde produktionskapacitet af strøm bliver opført sammenlignet med den kapacitet, som maksimalt kan ilandføres. I en business case optimering kan det alt afhængigt fra støtte modellen og omkostninger til ilandføring betale sig at etablere nogle få procentpoint yderligere kapacitet for at øge parkproduktionen under delbelast og optimere brugen af ilandføringskapaciteten, som kan øge gevinsten fra indtægterne af strømproduktionen. Ved at etablere en for stor del yderligere kapacitet vil andelen af nedregulering blive for stor til at retfærdiggøre udbygningen af de ekstra møller.

Effekten fra overplanting af enkelte fremtidige parker vurderes dog i et systemperspektiv som værende af mindre betydning, da der også er usikkerhed omkring de til disse parker brugte fremtidige møller, til hvilke der ikke findes nogle operative effektkurver. Tilpasningen af effektkurven gennem overplanting vurderes derfor som værende inden for usikkerheden af, hvordan selve effektkurverne vil se ud.

Nettilslutning

Analyseforudsætningerne forholder sig som udgangspunkt kun til hvor stor en udbygning der sker, men ikke til hvordan denne kapacitet mere konkret tilsluttes til nettet medmindre der er truffet beslutning herom.

Usikkerhed

Udbygning efter åben-dør ordningen er forbundet med stor usikkerhed – både kapacitet og geografisk placering. Energistyrelsen anbefaler derfor, at Energinet supplerer AF21 med følsomhedsanalyser på konkrete projektansøgninger.

Omfanget af udbygning med ekstra endnu ikke besluttede parker samt typen af nettilslutning for disse er ligeledes forbundet med stor usikkerhed. Energistyrelsen anbefaler derfor, at Energinet supplerer AF21 med følsomhedsanalyser på forskellige løsninger for nettilslutning. Selvom Nordsøen har langt det største potentiale for udbygning, kan Energinet supplere AF21 med følsomheder på andre geografiske placeringer.

I Klimaaf talen for energi og industri af 22. juni 2020 fremgår det, der skal etableres to energigøer, under betingelse af, at projekterne er rentable. I Energinets anvendelse af AF21 til analyser af energigøerne og disses konsekvenser for infrastruktur og forsyningssikkerhed, kan det til visse analyser være nødvendigt at supplere AF21 med følsomhedsberegninger. Disse følsomhedsberegninger skal skabe øget transparens, ved at Energinet kan tydeliggøre hvilke behov i det interne net og hvilken betydning for effektilstrækkeligheden, der kan henføres til etablering af energigøerne. Til Energinets følsomhedsberegninger uden etablering af energigøer

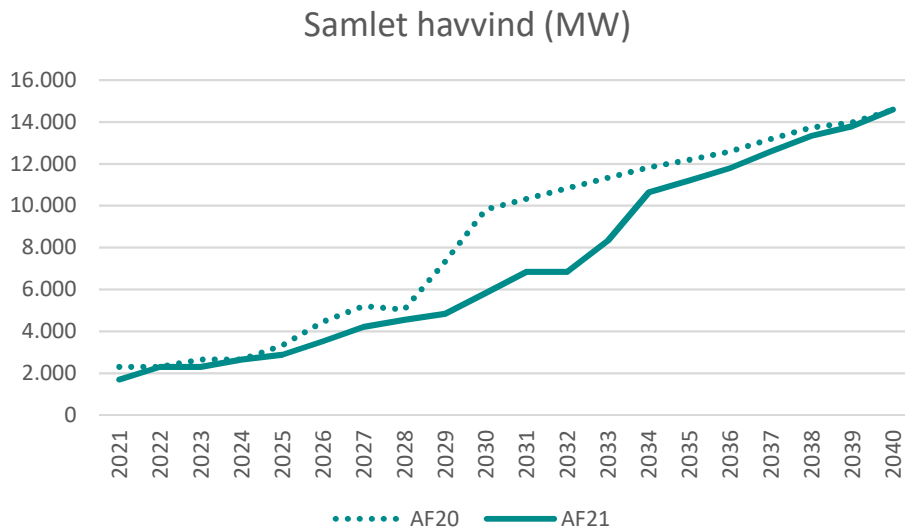
med tilhørende udlandsforbindelser, skal Energinet anvende forudsætningerne i tabellen herunder. Park 3 fra Energiaftale 2018 indgår som en del af den alternative udbygning. Øvrige forudsætninger for havvind er uændrede.

Park	Placering	Startår	Slutår	Indfasning	Udfasning	Kapacitet (MW)	Fuldlast-timer (MWh/MW)
AF21 Alternativ 1	DK2	2029	2059	25%	75%	500	4575
AF21 Alternativ 1	DK2	2030	2060	75%	25%	500	4575
AF21 Alternativ 2	DK1	2032	2062	25%	75%	750	4575
AF21 Alternativ 2	DK1	2033	2063	75%	25%	750	4575
AF21 Ekstra 1	DK1	2034	2064	100%	0%	800	4650
AF21 Ekstra 2	DK1	2035	2065	100%	0%	800	4650
AF21 Ekstra 3	DK1	2036	2066	100%	0%	800	4650
AF21 Ekstra 4	DK1	2037	2067	100%	0%	800	4675
AF21 Ekstra 5	DK1	2038	2068	100%	0%	800	4675
AF21 Ekstra 6	DK1	2039	2069	100%	0%	800	4675
AF21 Ekstra 7	DK1	2040	2070	100%	0%	800	4675

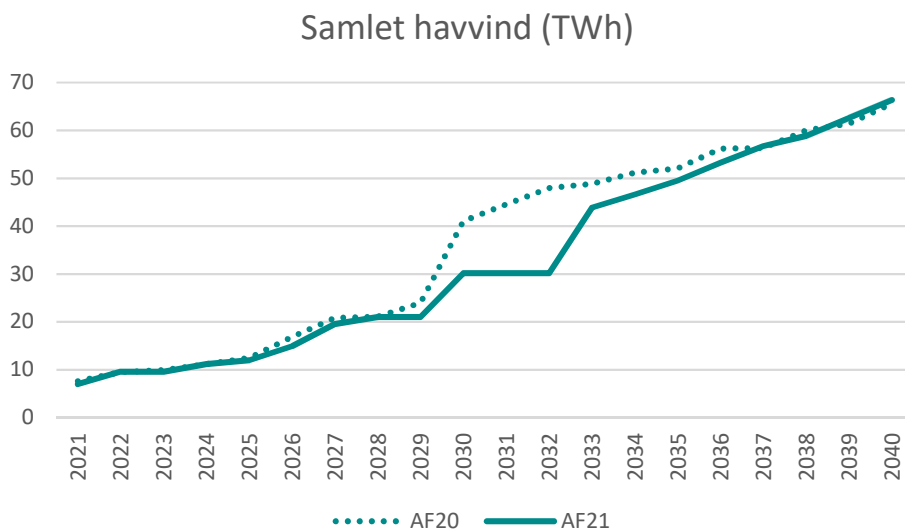
Tabel 7: Alternativt udbygningsforløb for havvind uden energigøer.

Ændringer i forhold til AF20

Metoden i AF21 er grundlæggende den samme som i AF20. Energiøen i Nordsøen idriftsættes senere end for AF20 og parkerne etableret efter energigøerne antages først idriftsat efter energigøerne er fuldt indfaset, dog med en større årlig udbygning for at nå samme kapacitet som AF20 i 2040. Figuren herunder viser samlet kapacitet af havvind i hhv. AF21 og AF20.



Figur 3: Samlet havvindkapacitet i AF20 og AF21 (MW).



Figur 4: Samlet havvindproduktion i AF20 og AF21 (TWh).