



Analyseforudsætninger til Energinet

2024



Energistyrelsen



Analyseforudsætninger til Energinet 2024

Udgivet oktober 2024 af:

Energistyrelsen
Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

Telefon: +45 3392 6700

E-mail: ens@ens.dk

ens.dk

Design og produktion: Energistyrelsen

Forsidefoto: Adobe Stock



Analyseforudsætninger til Energinet 2024

Kontor/afdeling
Systemanalyse og
Innovation

Dato
9. oktober 2024

J nr.
2024 – 979

BGE / BRP, MIS

Indholdsfortegnelse

1. Hvorfor har Energinet brug for analyseforudsætninger?	2
2. Specifikation og afgrænsning af AF	3
3. Indhold i dette års AF	4
3.1 Antagelser for indenlandske drivere i AF24	4
3.2 Antagelser om udvikling i landene omkring os	7
3.3 Væsentlige ændringer siden AF23	8
4. Anvendelse af AF	10
4.1 Fremtidige elpriser	10
4.2 Usikkerhed og følsomhedsberegninger	11
5. Hvordan ser udviklingen ud frem mod 2050?	11
5.1 Brændsels- og kvotepriser	12
5.2 Kapaciteter for el-produktion, el-transmission og el-lagring	13
5.3 Forbrug af el	19
5.4 Produktion af brint (elkapacitet og elforbrug)	21
5.5 Forbrug af brint	23
5.6 Forbrug af ledningsgas	23
5.7 Produktion af VE-gas og VE-andel i ledningsgassen	25

Dette sammenfatningsnotat med tilhørende baggrundsnotater og regneark udgør afrapporteringen af Analyseforudsætninger til Energinet 2024 (AF24).

Baggrundsnotaterne indeholder detaljerede beskrivelser af forudsætninger, mens regnearket indeholder data, Energinet skal anvende i deres analyser.

AF24 er et målopfyldesscenarie, hvilket vil sige, at AF24 grundforløbet som udgangspunkt er kompatibelt med opfyldelse af de politiske målsætninger på klima- og energiområdet. Det er dog ikke alle målsætninger på klima- og energiområdet, der er direkte afspejlet i AF24, og AF24 specificerer endvidere ikke konkrete virkemidler til at indfri de politiske målsætninger.

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk



1. Hvorfor har Energinet brug for analyseforudsætninger?

Energinet er en selvstændig, offentlig virksomhed under Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet. Energinet ejer og udvikler det danske el- og gastransmissionsnet og er ansvarlig for, at Danmark er forsynet med el og gas. Energinet skal sørge for, at Danmarks el- og gastransmissionsnet er gearret til en fremtid med øget grøn energi samtidig med, at de skal opretholde forsyningssikkerheden på det niveau, som fastsættes af klima-, energi- og forsyningsministeren. Med aftale om *Ejerskab og drift af fremtidens danske, rørbundne brintinfrastruktur* af 22. maj 2023 er det desuden besluttet, at rørbunden brintinfrastruktur skal være offentligt ejet gennem Evida og Energinet.

Energinet udarbejder løbende markeds-, net- og forsyningssikkerhedsanalyser som fundament for deres opgavevaretagelse. Disse analyser danner blandt andet grundlag for indstillinger til klima-, energi- og forsyningsministeren om investeringer i ny infrastruktur eller nye markedsløsninger.

For at sikre et solidt og validt analysearbejde, er der behov for transparente analyseforudsætninger, der beskriver en udvikling frem til 2050 for den del af energisystemet, der er relevant for Energinets arbejdsområde. Energistyrelsen har siden 2018 været ansvarlig for udarbejdelsen af Analyseforudsætninger til Energinet (herefter AF), og Energinet er forpligtet til at anvende analyseforudsætningerne.¹

AF udarbejdes af Energistyrelsen i tæt dialog med Energinet. Forud for den endelige offentliggørelse af AF i oktober sendes materialet også i offentlig høring med henblik på at give eksterne interessenter mulighed for at kommentere på årets analyseforudsætninger. I forlængelse af den offentlige høring udarbejder Energistyrelsen et høringsnotat, der offentliggøres på Energistyrelsens hjemmeside, sammen med den endelige version af årets analyseforudsætninger. Høringssvarene offentliggøres ligeledes på hjemmesiden i deres fulde længde.

Som noget nyt skal distributionselskaber nu også udarbejde planer for det fremtidige behov for distributionskapacitet og systemudvikling (udviklingsplaner) for gasinfrastrukturen samt den kommende brintinfrastruktur. Udviklingsplanerne skal tage udgangspunkt i Energistyrelsens analyseforudsætninger samt i selskabets egne analyser og datagrundlag, herunder markedsviden.² Det er Evida, der er distributionselskab for både gas og brint i Danmark.

¹ Det følger af hhv. §§ 12 og 13 i "Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v." samt §§ 7 og 8 i "Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af gassystemet", at Energinet skal udarbejde en langsigtet udviklingsplan, der skal give et samlet overblik over udbygningen af el- og gastransmissionsnettet for en 20-årig periode. Denne udviklingsplan skal udarbejdes på baggrund af Energistyrelsens analyseforudsætninger.

² Dette følger af *Bekendtgørelse om distributionselskabers planer for det fremtidige behov for distributionskapacitet og systemudvikling*. Udviklingsplanerne skal dække en 10-årig periode og udarbejdes første gang i 2026.



2. Specifikation og afgrænsning af AF

AF indeholder forudsætninger for den del af det danske energisystem, der har betydning for Energinets arbejde som *transmission system operator* (TSO) for det danske elnet, ledningsgasnet og brintnet. Det betyder, at AF fokuserer på udviklingen i elproduktionskapaciteter, udlandsforbindelser og elforbrug, gasproduktion og gasforbrug, samt brintproduktionskapacitet og brintforbrug.

Håndtering af politiske målsætninger og virkemidler i AF

AF tager udgangspunkt i, at politiske ambitioner og målsætninger indfries, uanset om der er besluttet konkrete initiativer hertil. Dette indebærer, at AF grundforløbet konstrueres således, at det som udgangspunkt er kompatibelt med opfyldelse af de politiske målsætninger på klima- og energiområdet, selv om det ikke er alle målsætningerne, der er direkte afspejlet i AF (jf. også afsnit om sektor-afgrænsning nedenfor). Rationalet for at konstruere AF som et målopfyldelsesscenario er at muliggøre, at udbygningen af net-infrastrukturen sker på en måde, der er kompatibel med indfrielsen af de politiske målsætninger.

AF beskriver således et muligt bud på udviklingen for den del af energisystemet, der er relevant for Energinets planlægning, ved en opfyldelse af de politisk udmeldte ambitioner og målsætninger. AF tager derimod ikke stilling til, hvilke konkrete virkemidler, der kræves eller skal anvendes til opfyldelse heraf, men allerede vedtagne virkemidler indregnes normalt i AF (jf. også afsnit om ligheder og forskelle mellem AF og Klimastatus og -fremskrivning (KF) nedenfor).

Afgrænsning ift. sektorer i AF

AF omfatter de dele af det danske energisystem, der har betydning for el, gas og brint, men ikke de øvrige dele af energisystemet og ej heller sektorer uden for energisystemet. AF indeholder således ikke forudsætninger for eksempelvis landbrug og skove eller for den samlede transportsektor, og AF kan derfor ikke anvendes til at beregne de danske drivhusgasemissioner eller VE-andele for det samlede danske energisystem.

Det er således ikke muligt alene ud fra AF at afgøre, i hvilket omfang og hvordan de nationale drivhusgasreduktionsmålsætninger for 2030, 2045 og 2050 opfyldes. Det betyder imidlertid ikke, at AF-forløbet ikke er kompatibelt med indfrielsen af disse målsætninger, men blot at AF-forløbet ikke specificerer, hvordan de i givet fald indfries.

Ligheder og forskelle mellem AF og klimafremskrivningen (KF)

Det er væsentligt at skelne mellem AF og Klimastatus- og fremskrivning (KF). KF udarbejdes, ligesom AF, en gang årligt, men baseres på en "frozen policy" tilgang.



”Frozen policy” vil sige, at udviklingen er betinget af en ”fastfrosen politik” med fravær af nye tiltag på klima- og energiområdet ud over dem, som Folketinget har besluttet, eller som følger af bindende aftaler. KF beskriver derfor i hvilket omfang, Danmarks klima- og energimålsætninger og -forpligtelser vil blive opfyldt inden for rammerne af gældende regulering. Og KF fungerer som en teknisk reference ved planlægning og konsekvensvurdering af nye politiske tiltag på klima- og energiområdet. Som målopfyldelsesscenarie er AF en anden type fremskrivning end KF frozen policy fremskrivningen, og resultaterne fra de to fremskrivninger er derfor heller ikke direkte sammenlignelige.

AF bygges normalt ”oven på” den forudgående KF, og inkluderer dermed generelt alle de politikker, der indgår i den foregående KF. For de dele af energisystemet, hvor de relevante politiske målsætninger ikke opfyldes i KF, vil AF grundforløbet derudover typisk indeholde yderligere modelantagelser mhp. at gøre AF-fremskrivningen kompatibel med målopfyldelse.³ Dette betyder samtidig, at ændringer i fx brændselspriser eller CO₂-kvotepriser ikke nødvendigvis vil have samme effekt i AF som i KF.

3. Indhold i dette års AF

Analyseforudsætninger indeholder et bud på ét muligt udviklingsforløb for den del af det danske energisystem, der har betydning for Energinets arbejde, givet en forudsætning om indfrielse af en række politiske målsætninger på klima- og energiområdet. AF-forløbene for hhv. elproduktionskapaciteter, udlandsforbindelser og elforbrug, gasproduktion og gasforbrug, samt brintproduktionskapaciteter og brintforbrug drives af en kombination af politiske målsætninger og vækst samt priser og teknologisk udvikling. I nedenstående afsnit præsenteres først de indenlandske drivere og siden det udlandsscenario, der lægges til grund i AF24, mens AF24-forløbene for brændsels- og CO₂-kvotepriser præsenteres i afsnit 5. For så vidt angår den teknologiske udvikling baseres AF som udgangspunkt på Energistyrelsens Teknologikataloger.⁴

3.1 Antagelser for indenlandske drivere i AF24

De indenlandske drivere bag udviklingen i AF24 omfatter både væksten og de politiske målsætninger. Den økonomiske vækst driver således erhvervenes efterspørgsel efter energi, mens befolkningsvækst og indkomstudvikling mv. driver husholdningernes efterspørgsel efter energi.⁵ De politiske målsætninger og

³ Jf. bl.a. beskrivelsen af ”politik-tryk” i AF24 baggrundsnotatet om Forbrug i husholdninger og erhverv.

⁴ Se <https://ens.dk/service/teknologikataloger>

⁵ Erhvervenes energiforbrug er afledt af deres aktivitetsniveauer, som baseres på Finansministeriets generelle vækstskøn, samt specifikke vækstantagelser for udvalgte sektorer (inkl. datacentre, cementproduktion, olie-gas indvinding og landbrug mv.) Husholdningernes energiforbrug er afledt af deres bolig efterspørgsel, som tager udgangspunkt i en fremskrivning af boligmassen fra DREAM-gruppen baseret på SMILE-modellen (jf. også AF24 baggrundsnotatet om Forbrug i husholdninger og erhverv).



ambitioner har betydning for, hvordan erhvervenes og husholdningernes energiefterspørgsel dækkes (bl.a. gennem udbygning med VE), samt i hvilket omfang Danmark bliver netto-eksportør af energi.

De politiske målsætninger og ambitioner, der er indgår i AF24, fremgår af Tabel 1.

Tabel 1: Politiske målsætninger og ambitioner, der indgår i AF24⁶.

	Målsætning / ambition	År	Afspejling i AF resultater
A	PtX-mål om 4-6 GW elektrolysekapacitet	2030	Brintproduktion (jf. afsnit 5.4)
B	Muliggøre firedobling af elproduktion fra VE på land	2030	VE-udbygning (jf. afsnit 5.2)
C	Udbygning med 9 GW havvind med mulighed for overplanting	2030	
D	Udnyttelse af 6,3 GW havvind i den danske del af Østersøen	2030	
E	Udnyttelse af 35 GW havvind i Nordsøen	2050	
F	100 pct. forsyning med grøn gas	2030	
G	Udfasning af gas til opvarmning i husholdninger	2035	
H	Implementering af EU-emissionsreduktionskrav på transportområdet	2030-2035	Elforbrug (jf. afsnit 5.3)
I	70 pct.-drivhusgasreduktion ift. 1990	2030	Drivhusgas-udledninger (er ikke direkte afspejlet i AF-resultater)
J	Klimaneutralitet	2045	
K	110 pct.-drivhusgasreduktion ift. 1990	2050	

Note: Bemærk at der kan være overlap mellem nogle af målsætningerne i tabellen.

Sidste års AF (AF23) tog udgangspunkt i det langsigtede EI-scenarie fra Klimaprogram 2022 (KP22), der dog blev tilpasset til at tage højde for fremrykningen af målsætningen om klimaneutralitet til 2045. Til AF24 vurderes KP22-scenariet ikke længere at kunne anvendes direkte som eksempel på mulig opfyldelse af drivhusgasreduktionsmålsætningerne i 2030, 2045 og 2050 på grund af ændringer i de forventede udledninger fra en række sektorer (herunder bl.a. landbrug og skove). Nedenstående afsnit beskriver AF24 tilgangen til den langsigtede udvikling i de AF-sektorer, der tidligere var knyttet op på EI-scenariet fra KP22.

⁶ Ophæng for de politiske målsætninger og ambitioner, der indgår i AF24, omfatter:

- A) Udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer (Power-to-X strategi), af 15. marts 2022.
- B) Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022, af 25. juni 2022
- C) Tillægsaftale om udbudsrammer for 6 GW og Energjø Bornholm, af 30. maj 2023
- D) Marienborg-erklæring af 30. august 2022 (jf. [Declaration of Energy Ministers 310822.pdf \(kefm.dk\)](#)). De 6,3 GW havvind inkluderer Hesselø, Kriegers Flak II og Energjø Bornholm.
- E) Esbjerg-erklæring af 18. maj 2022 og Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022, af 25. juni 2022
- F) Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022, af 25. juni 2022
- G) Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022, af 25. juni 2022
- H) Jf. bl.a. Europa-Parlaments og Rådets forordning (EU) 2023/851 af 19. april 2023 og forordning (EU) 2024/1610 af 14. maj 2024 mv.
- I) Aftale om klimalov af 6. december 2019 / Lov om klima, af 18. juni 2020
- J) Regeringsgrundlag 2022 - Ansvar for Danmark, december 2022
- K) Regeringsgrundlag 2022 - Ansvar for Danmark, december 2022



Husholdninger og erhverv i AF24

I AF antages det, at opnåelse af klimaneutralitet forudsætter minimering af udledninger fra husholdninger og erhverv. AF24 grundforløbet konstrueres derfor således, at fossile energi-relaterede udledninger begrænses. Der er derudover lagt til grund, at denne udvikling ikke i stort omfang realiseres gennem en øget anvendelse af fast biomasse.

Brintproduktion og brintforbrug i AF24

På kort sigt baseres fremskrivningen af PtX-kapacitet på målsætningen om 4-6 GW elektrolysekapacitet i 2030, og på lang sigt baseres fremskrivningen på en antagelse om produktion af brint til at imødekomme både et indenrigsforbrug og – ikke mindst – et eksportpotentiale. Eksportpotentialet på lang sigt hænger sammen med det langsigtede ønske om at høste Danmarks havvindpotentiale med en antagelse om, at dele af potentialet bliver anvendt til produktion af brint og andre PtX-produkter, jf. *Delaftale om mere grøn strøm 2022*⁷.

Grundet væsentlige usikkerheder relateret til forudsætningerne for PtX-udbygning og brintinfrastruktur, vil det være nødvendigt at supplere AF24 med relevante følsomheder, om muligt gerne baseret på viden fra konkrete projekter.

Der er ikke lavet en egentlig fremskrivning af det danske brintforbrug til AF24. AF24 bruger i stedet tal fra Klimastatus og –fremskrivning 2024 (KF24) samt EI-scenariet fra KP22 til at anskueliggøre et muligt forbrug af brint i Danmark for hhv. 2030 og 2050. Det bemærkes, at konkret sandsynliggjort efterspørgsel skal lægges til grund for udbygningen af rørbunden brintinfrastruktur (jf. *1. delaftale om Ejerskab og drift af fremtidens danske, rørbundne brintinfrastruktur* af d. 22. maj 2023), og at talgrundlaget i AF24 ikke vurderes at være tilstrækkeligt underbygget til at kunne anvendes som en konkret sandsynliggjort efterspørgsel.

Endvidere bemærkes, at brintproduktion på kort sigt (frem til 2030) i AF24 opdeles i hhv. ren brint som slutprodukt, og brint der forventes viderekonverteret til anden PtX-brændsel. Det er usikkert, hvorvidt anlæg til viderekonvertering til andre PtX-brændstoffer ønsker tilslutning til en brintinfrastruktur eller om viderekonverteringen sker i samplacering med brintproduktionen. Derfor antages det i AF24, at der ikke er behov for rørbunden brintinfrastruktur til denne del af brintproduktionen.

CO₂-fangst i AF24

Uden opdaterede scenarier for langsigtet klimaneutralitet vil det ikke være muligt at fastslå det konkrete langsigtede behov for CO₂-lagring ift. indfrielse af klimamålsætningerne. AF24 specificerer derfor ikke den samlede mængde CO₂-fangst, samt hvorvidt CO₂-fangsten lagres eller anvendes. CO₂-fangst forudsættes dog at skulle bidrage til indfrielse af målsætningen om klimaneutralitet.

⁷ <https://www.regeringen.dk/media/11470/klimaaf-tale-om-groen-stroem-og-varme.pdf>



Givet at teknologiomkostningerne forbundet med DAC forventes at være relativt høje, antages det endvidere i AF24, at CO₂-fangsten i videst muligt omfang vil finde sted på punktkildeudledninger. AF24 grundforløbet konstrueres derfor således, at der antages CO₂-fangst på størstedelen af punktkildeudledningerne i 2050, og energiforbrug og overskudsvarmeproduktion forbundet hermed indregnes i AF24. Den mængde DAC, der måtte være nødvendig for at lukke en eventuel manko ift. drivhusgasreduktions-målsætningerne i 2045 og 2050, antages endvidere at kunne håndteres uden at det medfører væsentligt øget belastning af de kollektive net. DAC indgår derfor ikke i AF24.

3.2 Antagelser om udvikling i landene omkring os

Udviklingen i produktionskapacitet, forbrug og transmissionsforbindelser i udlandet har stor betydning for elprisen i Danmark og udnyttelsen af den danske el- og gasinfrastruktur. Udviklingen i udlandet baseres på data fra ENTSO-E, der hvert år udgiver en fremskrivning af effekttilstrækkeligheden ti år frem (ERAA⁸), og hvert andet år udgiver en række scenarier for omstillingen af det europæiske energisystem i 2030, 2040 og 2050 (TYNDP⁹). Til AF24 anvendes ERAA23 samt TYNDP22. Det bemærkes, at TYNDP24 blev offentliggjort i maj 2024, men da størstedelen af data- og modelarbejdet til AF24 lå forud for denne udgivelse, har det tidsmæssigt ikke været muligt at indarbejde forudsætninger fra TYNDP24 i AF24.

Energistyrelsen anbefaler generelt, at Energinet anvender de senest offentliggjorte udlandsscenarioer ifm. implementeringen af analyseforudsætningerne i Energinets markedsmodeller. Energinet kan dog også afvige fra data fra ENTSO-E, eksempelvis hvis den dialog, som Energinet har med de lande, som Danmark er elektrisk forbundet med, giver anledning til justeringer.

Valg af udlandsscenario

TYNDP22 består af tre scenarier, hhv. National Trends (NT), Distributed Energy (DE) og Global Ambition (GA). NT er bygget på TSO-data og er som udgangspunkt i overensstemmelse med de respektive landes Nationale Energi- og Klimaplaner (NECP), som anviser, hvordan landene vil leve op til EU's 2030-mål på energi- og klimaområdet. DE og GA er baseret på modelberegninger af hele energisystemet, ud fra en top-down tilgang, som sikrer, at EU lever op til Parisaftalen, opnår en reduktion i udledningen af drivhusgasser på mindst 55 pct. i 2030 og netto-nuludledninger i 2050. DE og GA er således begge målopfyldelsesscenarier på EU-niveau men adskiller sig fra hinanden i deres historiefortælling om hvilke elementer, der driver den grønne omstilling.

⁸ European Resource Adequacy Assessment, <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>

⁹ Ten-Year Network Development Plan, <https://tyndp.entsoe.eu/>



Energistyrelsen har ved udarbejdelsen af AF24 baseret udviklingen i udlandet på ERAA23¹⁰ frem til 2033 og TYNDP22 DE scenariet for perioden herefter.

Det bemærkes, at anvendelsen af et målopfyldelsesscenarie som DE risikerer at medføre en overvurdering af forbruget af el og brint og dermed også en overvurdering af VE-elproduktionsbehovet, hvis den førte politik ikke understøtter et klimaneutralt EU i 2050. Omvendt ville anvendelse af scenariet "National Trends" (som det fx var tilfældet i AF22) føre til en undervurdering af el- og brintforbruget og deraf VE-udbygningen, hvis der føres en politik konsistent med klimaneutralitet.

I modelimplementeringen har Energistyrelsen foretaget en række justeringer i DE scenariet for at sikre, at scenariet leverer realistiske systemresultater, når det anvendes i Energistrelsens model setup og med de prisforudsætninger, der ligger til grund for AF24, men som afviger fra de prisforudsætninger, der lå til grund for udarbejdelsen af scenariet i ENTSO-E. De modeltekniske justeringer følger samme metode, som blev anvendt i AF23¹¹. Overordnet set anvendes de europæiske VE-kapaciteter fra TYNDP22 DE-scenariet som maksimale investeringspotentialer, hvorefter Energistrelsens langsigtede investeringsmodel (PEERS) optimerer produktionskapacitet og infrastruktur således, at forbruget af el og brint dækkes til lavest mulige omkostninger. Dette resulterer i en reduktion i kapaciteten af havvind sammenlignet med TYNDP22 DE, mens elektrolysekapaciteten opjusteres. En række forudsætninger er dog opdateret siden AF23, herunder etableringsomkostninger for havvind og elektrolyse, effektiviteten af elektrolyseanlæg, det europæiske brintforbrug samt antagelser om forbrug og produktion af el og brint i Danmark. Modellens resultater, og dermed også korrektionerne af DE-scenariet, afviger derfor fra AF23.

3.3 Væsentlige ændringer siden AF23

Væsentlige metodemæssige ændringer siden AF23 vedrører bl.a. forudsætningerne for hhv. elektrolyse og CO₂-fangst (jf. nedenfor). Derudover indebærer opdatering af datagrundlaget også en betydelig stigning i det forventede elforbrug til datacentre, ligesom opdatering af datagrundlag og metode for ellagring indebærer en markant stigning i elkapaciteten for stand-alone batterier sammenlignet med AF23. Øvrige ændringer vedrører bl.a. en opdatering af antagelserne vedrørende etableringstidspunkt og udlandsforbindelser for Energiø Nordsøen. Endelig er det planen, at AF24 efterfølgende suppleres med et nyt bilag om forbrug-af-produktion-bag-måleren (jf. nedenfor).

¹⁰ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/>, "National Estimates"-scenarie.

¹¹ Jf. AF23 bilaget om tilpasning af udlandsscenario: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/af23_-_bilag_-_justering_af_udlandsscenarioe.pdf



Forudsætninger for brintproduktion / elektrolyse

I AF23 blev det forudsat, at danske elektrolyseanlæg gennemsnitligt havde 5.000 fuldlasttimer, og modelteknisk blev der antaget et dansk brintmarked isoleret fra det europæiske brintmarked. I AF24 integreres det danske brintmarked med det fælles europæiske brintmarked. Det sker med en indfasning fra 2032 og frem til 2040, hvorefter al dansk elektrolysekapacitet konkurrerer på et fælles europæisk marked, og dermed ikke givet opnår et bestemt antal fuldlasttimer.

Den danske elektrolysekapacitet inkl. graden af nettilslutning i 2050 defineres endogent af Energistyrelsens langsigtede investeringsmodel (PEERS). På kort sigt følger udbygningen af PtX-kapacitet PtX-strategien og målsætningen om 4-6 GW elektrolysekapacitet i 2030, ligesom i AF23.

Energistyrelsen har i efteråret 2023 udarbejdet en analyse af fleksibiliteten af PtX-anlæg¹². På denne baggrund er der i AF24 lavet et samlet estimat for det minimale elforbrug for PtX-anlæg på 10 pct. i 2030 faldende til 2 pct. frem mod 2040.

Endvidere er virkningsgraden for elektrolyseanlæg justeret i nedadgående retning, i forlængelse af opdatering af Energistyrelsens Teknologikatalog i januar 2024¹³, hvilket reducerer effektiviteten af elektrolyseanlæg. Lavere virkningsgrad medfører alt andet lige, at brint bliver dyrere at producere.

Forudsætninger for CO₂-fangst

I AF24 tages ikke stilling til det samlede langsigtede behov for CO₂-lagring ift. indfrielse af klimamålsætningerne, og DAC indgår heller ikke i AF24 (jf. også afsnit 3.1). Til gengæld omfatter AF24 CO₂-fangst på alle større punktkilder, og både energiforbrug og overskudsvarmeproduktion forbundet hermed afspejles i AF24.

Håndtering af ikke-ledningsført el, gas og brint i AF

AF omfatter de dele af det danske energisystem, der har betydning for mængden af el, gas og brint i de kollektive net og dermed for Energinets opgavevaretagelse som TSO. Allerede nu er det imidlertid ikke hele produktionen og forbruget af el, der går via det kollektive net, og på sigt kan noget tilsvarende også gøre sig gældende for brint. Dette forbrug-af-produktion-bag-måleren kan både have betydning for tarifberegning og –indtægter samt i nogle tilfælde også for netdimensioneringsbehovet.

I AF-regi har forbrug-af-elproduktion-bag-måleren hidtil kun været adresseret ifm. havvind og PtX, hvor håndteringen har bestået i antagelser om graden af nettilslutning for nye anlæg. I takt med øget udbredelse af bl.a. tagmonterede solcelleanlæg kan forbrug-af-produktion-bag-måleren forventes at blive mere udbredt, hvorfor dette fremadrettet bør adresseres i AF.

¹² https://ens.dk/sites/ens.dk/files/analyse_af_fleksibilitet_fra_ptx-anlaeg.pdf

¹³ <https://ens.dk/service/teknologikataloger/teknologikatalog-fornybare-braendstoffer>



I AF24 opgøres fortsat den totale elproduktion og elforbrug (med eksplicite antagelser vedrørende graden af nettilslutning for hhv. havvind og PtX). Som noget nyt vil AF24 dog efterfølgende blive suppleret med et bilag om, hvor stor en del af det øvrige elforbrug, der kan antages at blive forsynet bag måleren af elproduktion fra tagmonterede solceller (og derfor i givet fald ikke vil gå via det kollektive elnet).¹⁴

Ift. produktion og forbrug af brint kan der fremadrettet også være behov for at adressere, hvor stor en del af dette, der vil blive gå via kollektivt net. Fx vil samplacering af elektrolyseanlæg og anlæg til viderekonvertering af brint alt-andet-lige reducere behovet for brintinfrastruktur. Derudover kan muligheder for samplacering også skabe et trade-off mellem fx udbygning af brintinfrastruktur og forstærkning af el-nettet. Dette vil således være tilfældet, hvis en virksomhed har valget mellem at omstille sit energiforbrug til eksternt produceret brint, omstille til brint produceret on-site eller omstille til direkte elektrificering.

4. Anvendelse af AF

Energinet anvender AF i en række af deres analyser og produkter, herunder bl.a. som grundlag for den Langsigtede Udviklingsplan (LUP), business cases for infrastrukturudbygningsprojekter samt lovpligtige dataindmeldinger til ENTSO-E og ENTSO-G (jf. ERAA, TYNDP mv.). Som led i det opfølgende arbejde med implementering af AF i Energinets modeller udarbejdes bl.a. en fremskrivning af elprisen, og analyser baseret på AF suppleres i en del tilfælde med følsomhedsberegninger på centrale parametre.

4.1 Fremtidige elpriser

Energistyrelsen og Energinet anvender forskellige elmarkedsmodeller til at beregne de fremtidige elpriser. Energinet offentliggør egne simuleringer af fremtidige elpriser, når AF24 er implementeret i Energinets modeller. Da Energistyrelsen og Energinet anvender forskellige elmarkedsmodeller, vil der forekomme forskelle mellem de af Energistyrelsen og Energinet beregnede elpriser.

I forlængelse af offentliggørelsen af AF24 vil Energistyrelsen i lighed med tidligere år også offentliggøre simuleringer af fremtidige elpriser. Offentliggørelsen af både Energistrelsens og Energinets sæt af modellerede elpriser bidrager til øget transparens omkring henholdsvis Energistyrelsens og Energinets vurderinger af efterfølgende konkrete oplæg til investeringsbeslutninger på baggrund af AF24.

¹⁴ Der vil i første omgang være tale om en relativ simpel tilgang til at skønne over andelen af elforbruget, der kan forventes at blive forsynet bag måleren. Denne tilgang kan så på sigt udvikles i takt med udvikling i både datagrundlag og modellering. Skønnet vil blive udarbejdet i forlængelse af AF24 publikationen og planlægges efterfølgende af rapporteret i et separat AF24 bilag.



4.2 Usikkerhed og følsomhedsberegninger

De politiske målsætninger på klima- og energiområdet vil typisk kunne opfyldes på mere end én måde. Da de politiske beslutninger, der skal træffes for at indfri ambitionerne og målsætninger, har indvirkning på, hvordan el- og gassystemet kan se ud i fremtiden, kan udviklingen vise sig at blive væsentligt anderledes end den, der er beskrevet i AF24. Forholdene på energimarkeder mv. kan ligeledes hurtigt ændre sig, og det kan også have stor betydning for det fremtidige energisystem. Udviklingsforløbet i AF24 er således et forsøg på at tegne et – til formålet – relevant bud på et udviklingsforløb ud fra den nuværende tilgængelige viden, og under forudsætning om indfrielse af de politiske målsætninger. Jo længere frem i tiden, forløbet rækker, des større bliver det sandsynlige udfaldsrum for udviklingen, og des mere usikre bliver forudsætningerne. Det er således vigtigt, at AF forstås og anvendes med fokus på den usikkerhed, der er knyttet til forudsætningerne.

For at håndtere usikkerheder anvender Energinet følsomhedsanalyser på relevante parametre. Følsomhederne afspejler de projektspecifikke usikkerheder. De enkelte AF24 baggrundsnotater er suppleret med beskrivelser af særligt usikre parametre og parametre med stor betydning for Energinets analyser. Så vidt muligt er beskrivelserne suppleret med Energistyrelsens anbefalinger til relevante parametervariationer. Energinet afgør dog selv, hvilke parametre og parametervariationer, der anvendes i Energinets følsomhedsberegninger.

Især udbygningen med havvind og tilsvarende PtX på lang sigt er behæftet med stor usikkerhed. Dette gælder både den samlede udbygning, ligesom det gælder antagelserne om tilkobling til det kollektive net. I Energinets anvendelse af AF24 kan disse antagelser tilpasses afhængig af analysens formål, så der eksempelvis kan belyses værdien af nye udlandsforbindelser eller af tilkobling af dansk havvind til det kollektive net i andre lande med en mindre dansk udbygning af PtX til følge.

5. Hvordan ser udviklingen ud frem mod 2050?

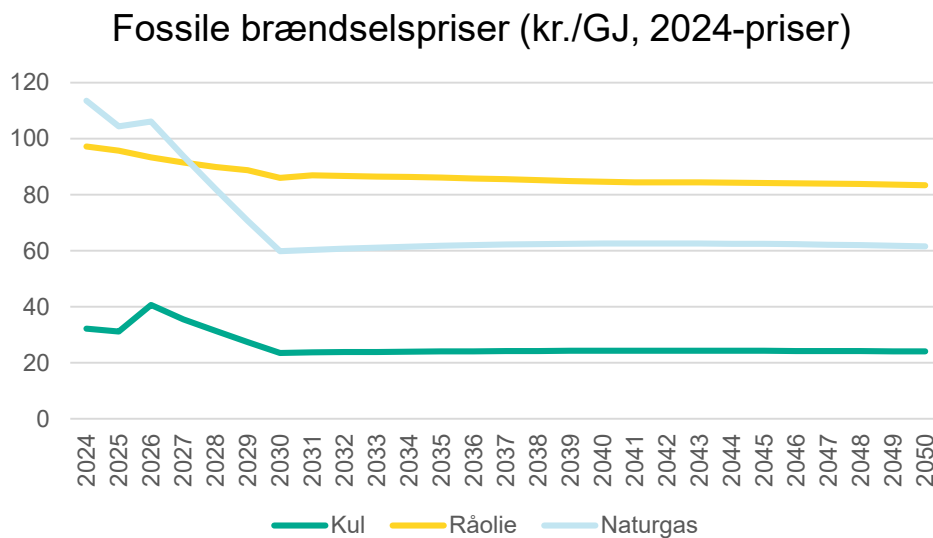
I det følgende gennemgås de væsentligste dele af Analyseforudsætningerne 2024. Hvert emne er nærmere beskrevet i et tilhørende AF24 baggrundsnotat. I baggrundsnotaterne indgår endvidere sammenligninger med sidste års analyseforudsætninger (AF23), herunder forklaringer på forskelle.

Kapacitetsforløbene i AF opgøres generelt i kapacitet *primo* hvert år. Det betyder, at al kapacitet og den heraf resulterende produktion eller forbrug, som antages etableret i løbet af et år, først medregnes i AF med fuld kapacitet fra 1. januar i det efterfølgende år (i overensstemmelse med Energinets modeltekniske tilgang). Det skal dog bemærkes at ift. opgørelse af målsætninger vil man normalt tage udgangspunkt i kapaciteten *ultimo* mål-året (med andre ord vil fx primo 2031 i AF svare til ultimo 2030 fra et måløpgørelses-perspektiv).

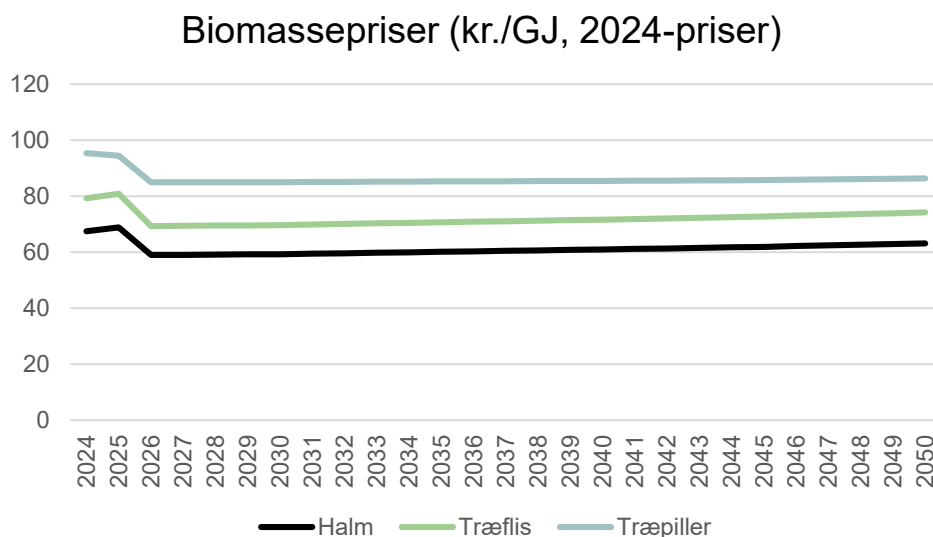


5.1 Brændsels- og kvotepriser

Figur 1 og Figur 2 herunder viser AF24 prisforløbene for hhv. fossile brændsler og fast biomasse. De fossile brændselspriser er baseret på *Stated Policies* scenariet fra IEA's *World Energy Outlook 2023* (WEO23) og forwardpriser trukket i november 2023. Det bemærkes, at udviklingen i priserne siden forwardpriserne blev trukket ikke er afspejlet i fremskrivningen. Biomassepriserne er baseret på en metode udviklet af EA Energianalyse (jf. også AF24 baggrundsnotatet om Brændsels- og kvotepriser).



Figur 1: Prisfremskrivningen for fossile brændsler, importpriser (CIF), (kr./GJ, 2024-priser).



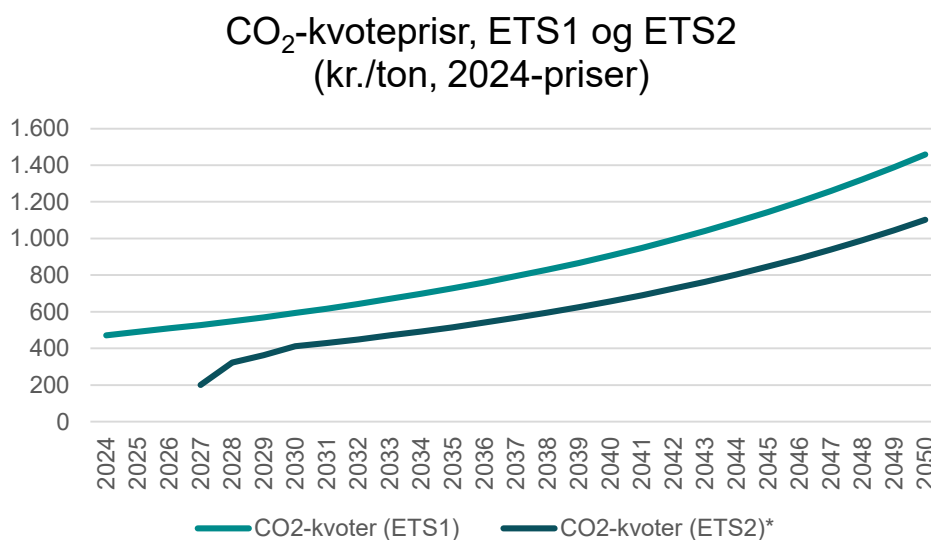
Figur 2: Prisfremskrivningen for træflis og træpiller, importpriser (CIF) samt pris ved centralt værk for halm (kr./GJ, 2024-priser).

Note: For halm opgøres importpriserne ikke eksplicit. Halmprisen i denne figur er derfor vist som prisen ved centralt værk. Halmpriserne i forbrugsledet er koblet op på prisen på træflis.



Efter de sidste par års høje priser på fossile brændsler, er de fossile brændselspriser i 2024 tilbage på et niveau, der især for naturgas og kul minder mere om niveauet i 2021. Også biomassepriserne er i 2024 tilbage på et lavere niveau efter de høje priser i 2022. Biomassepriserne er dog stadig relativt høje, men falder i fremskrivningen yderligere frem mod 2026.

Figur 3 herunder viser AF24 forløbene for CO₂-kvoteprisen i det eksisterende ETS1-kvotestystem og det kommende ETS2-kvotestystem. ETS1 kvoteprisen er baseret på fremskrivning fra Finansministeriet fra februar 2024. ETS2-kvotepriisen skal, som anført i noten til figuren, ikke opfattes som en egentlig prisfremskrivning, men snarere som prisantagelser, der kan lægges til grund for modellering



Figur 3: CO₂-kvotepris for hhv. ETS1 og ETS2 (kr./ton, 2024-priser).

Note: Finansministeriet har til det viste forløb for ETS2-kvotepriisen taget udgangspunkt i EU Kommissionens prisantagelser for 2027-2030, som de anbefaler medlemslandene at anvende ifm. udarbejdelse af de nationale energi- og klimaplaner (såkaldte NECP'er). Kommissionen har oplyst Finansministeriet om, at deres tal ikke skal anses som en egentlig prisfremskrivning, men alene som prisantagelser til brug for modellering mv.

5.2 Kapaciteter for el-produktion, el-transmission og el-lagring

Termisk el- og fjernvarmeproduktionskapacitet

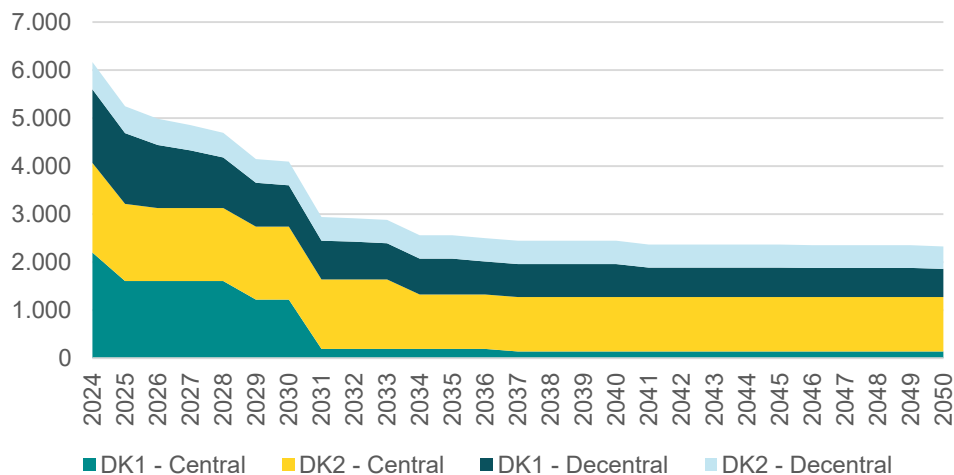
Figur 4 og 5 herunder viser udviklingen i termisk elkapacitet på de centrale og decentrale værker samt udviklingen i elkapacitet til store varmepumper i fjernvarmeproduktion.

Som det fremgår af figur 4 forventes den termiske brændselsbaserede elproduktionskapacitet på de centrale og decentrale værker gradvist at blive



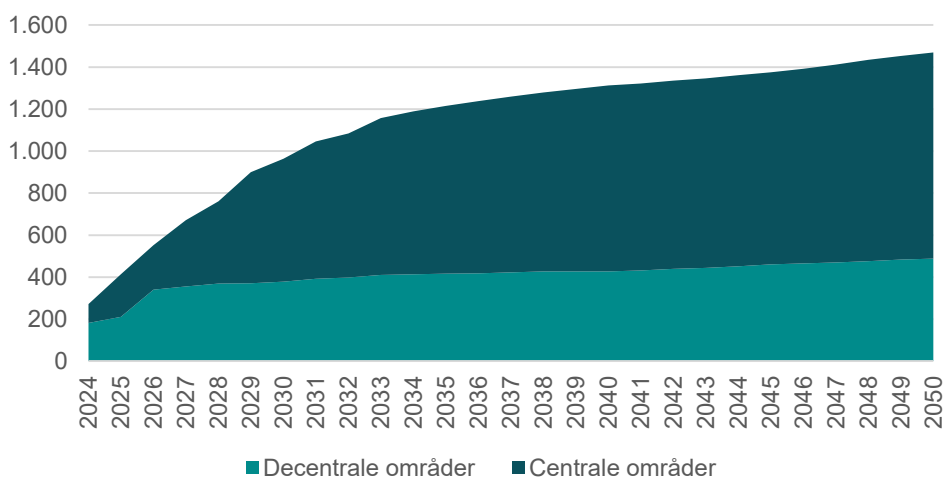
reduceret i de kommende 10 år, især i Vestdanmark (DK1). Den termiske brændselsbaserede elproduktionskapacitet antages generelt at blive erstattet af store varmepumper og elkedler og i mindre omfang af andre varmeproducerende anlæg (som fx biomassekedler og solvarme).

Termisk elkapacitet (MW)



Figur 4: Termisk el-kapacitet (inkl. termisk kondenskapacitet) (MW).

Elkapacitet på store varmepumper (MW)



Figur 5: El-kapacitet til store varmepumper (MW).

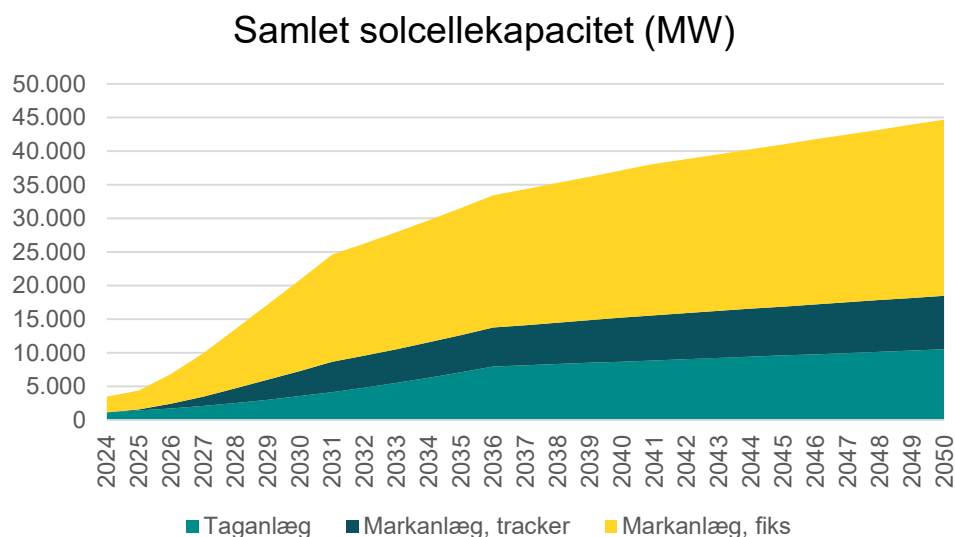
Den termiske kondenskapacitet forudsættes i AF at være uændret igennem fremskrivningsperioden, hvilket er en kritisk antagelse ift. elforsynings-



sikkerheden.¹⁵ Samtidig bemærkes også, at AF som udgangspunkt ikke inkluderer yderligere tiltag, der kan sikre effekttilstrækkeligheden, såfremt der opstår udfordringer med denne som følge af lukninger af elproducerende værker. Udviklingen i den termiske brændselsbaserede elkapacitet i AF24 er således en afspejling af en mulig udvikling under forudsætning af, at der ikke iværksættes yderligere tiltag ift. elforsyningssikkerheden.

Solceller og landvind

Figur 6 og 7 viser udviklingen i hhv. solcellekapaciteten og landvindskapaciteten i AF24. "Klimaaf tale om grøn strøm og varme" fra 2022 omfatter en målsætning om at muliggøre en firedobling af produktion fra land-VE i 2030 sammenlignet med 2021. AF24 er baseret på en forudsætning om en sådan firedobling af produktionen fra land-VE i 2030, og AF24 forløbene for solceller og landvind skal derfor også ses i dette lys.



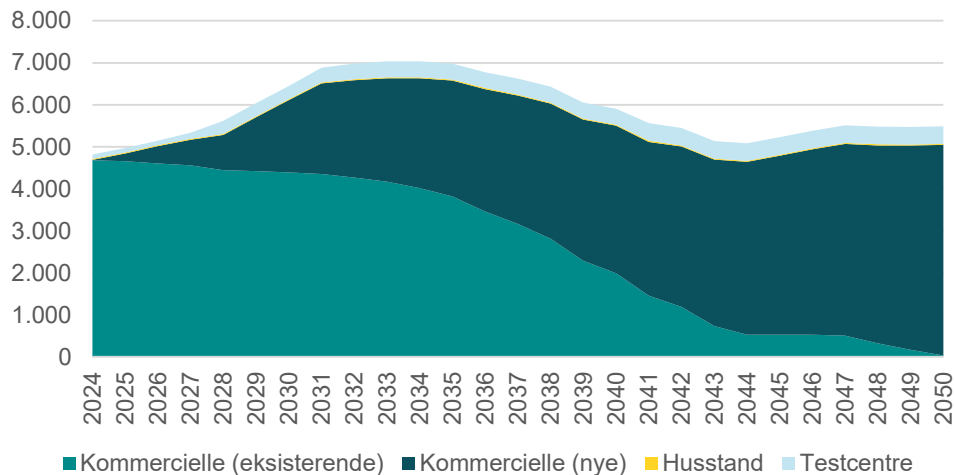
Figur 6: Samlet solcellekapacitet (MW, primo året).

AF24 omfatter en markant stigning i den samlede solcellekapacitet fra 3,5 GW i 2024 til 20,9 GW i 2030 og 44,7 GW i 2050 (opgjort primo året). Udbygningen på kort sigt er baseret på viden om konkrete projekter fra Energistyrelsen og Energinets oversigt over mulige VE-projekter i forskellige planlægningsfaser.

¹⁵ Den termiske kondenskapacitet omfatter primært reserveværker, som kun marginalt bidrager til den danske elforsyning, men som derimod spiller en vigtig rolle i opretholdelsen af den danske elforsyningssikkerhed. Antagelsen om uændret kondenskapacitet i fremskrivningsperioden indebærer, at eksisterende kondensværker i AF generelt forudsættes at blive erstattet af nye værker med tilsvarende el-kapacitet, når deres levetid er udtjent, samt at der derudover ikke udbygges med ny kondenskapacitet i AF fremskrivningen. Antagelsen om uændret termisk kondenskapacitet gælder dog ikke Kundbyværkets blok 21 og Studstrupværkets blok 5, der i AF24 antages at have sidste fulde driftsår i hhv. 2023 og 2030 (jf. AF24 baggrundsnotatet om Termisk kapacitet mv.).



Samlet landvindkapacitet (MW)



Figur 7: Samlet landvindkapacitet (MW, primo året).

For landvind omfatter AF24 en væsentlig udbygning med nye kommercielle møller frem mod 2030 efterfulgt af en mere jævn udbygning frem mod 2050. Fra midt i 2030'erne til midt i 2040'erne falder kapaciteten fra eksisterende møller samtidigt betydeligt som følge af udfasningen af de store mølleårgange opstillet sidst i 1990'erne og lige omkring årtusindskiftet. Samlet set betyder dette en udvikling i landvindkapaciteten fra 4,8 GW i 2024 til 6,4 GW i 2030 og 5,5 GW i 2050 (opgjort primo året).

Havvind

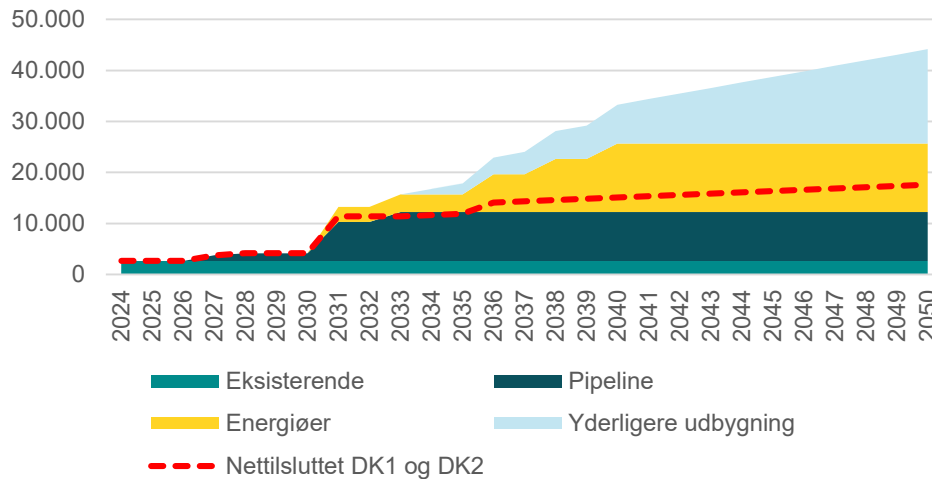
Figur 8 viser udviklingen i havvindskapacitet i AF24. Der ses en markant stigning i løbet af fremskrivningsperioden fra 2,7 GW i 2024 til 4,2 GW i 2030 og 13,3 GW i 2031, samt 44,2 GW i 2050 (opgjort primo året).¹⁶ Udviklingen frem til og med 2033 skyldes den forventede havvindsudbygning, herunder udbud af 6 GW radial havvind¹⁷ og etablering af Energiø Bornholm (inklusive potentiel overplanting for de enkelte parker) samt åben-dør-ordningen. Energiø Nordsøen antages etableret i tre faser i perioden 2036-2040, og frem mod 2050 antages herudover yderligere udbygning med 18,5 GW i Nordsøen, som følge af den langsigtede ambition om udnyttelse af 35 GW i Nordsøen i 2050. AF24 havvindsforløbet flugter således med de politiske målsætninger og ambitioner for havvindsudbygningen oplyst i tabel 1.

¹⁶ Bemærk, som nævnt i indledningen til afsnit 5, at vurdering af målopfyldelse tager udgangspunkt i opgørelse af kapaciteten ultimo året (hvor primo 2031 svarer til ultimo 2030).

¹⁷ Jf. [Danmarkshistoriens største havvindsudbud skudt i gang \(kefm.dk\)](https://kefm.dk)



Samlet havvindkapacitet (MW)



Figur 8: Havvindkapacitet (MW, primo året). Nettilslutning på 1,2 GW fra Energiø Bornholm til DK2 samt 2 GW fra Energiø Nordsøen til DK1 indgår i "Nettilsluttet DK1 og DK2".

Det er imidlertid ikke hele udbygningen med havvindskapacitet, der antages tilsluttet til det kollektive net i Danmark. I AF24 antages således nettilslutning af ca. 27,4 GW i Danmark inkl. energiøer. Heraf antages nettilslutning af ca. 17,6 GW i DK1 og DK2 frem mod 2050 (jf. den røde kurve i figur 8), hvilket inkluderer 2 GW til DK1 fra budzonen omkring Energiø Nordsøen og 1,2 GW til DK2 fra budzonen omkring Energiø Bornholm.¹⁸ Den resterende kapacitet, som tilsluttes budzonerne omkring energiøerne (8 GW på Energiø Nordsøen og 1,8 GW fra Energiø Bornholm), antages videretilsluttet Tyskland og til elektrolyseanlæg via direkte linjer. Den øvrige havvindsudbygning på ca. 16,8 GW i 2050 antages ikke at blive nettilsluttet i Danmark. Denne kapacitet inkluderer overplantning fra udbudsparkerne på 6 GW og Energiø Bornholm (svarende til 2,5 GW) samt yderligere udbygning af havvind i Nordsøen (svarende til ca. 14,3 GW). Heraf antages overplantning på 2,5 GW samt yderligere 9 GW tilsluttet elektrolyseanlæg via direkte linjer (jf. også AF24 baggrundsnotatet om havvind).

El-transmissionsforbindelser

Figur 9 viser udviklingen i el-transmissionskapacitet mellem Danmark og udlandet i AF24. Både eksisterende og godkendte kommende eltransmissionsforbindelser fra Danmark til udlandet indgår i AF24 (undtagen forbindelsen fra Bornholm til Sverige). AF24 omfatter derudover også forbindelsen over Storebælt mellem Vest- og Østdanmark samt potentielle forbindelser relateret til energiøerne.

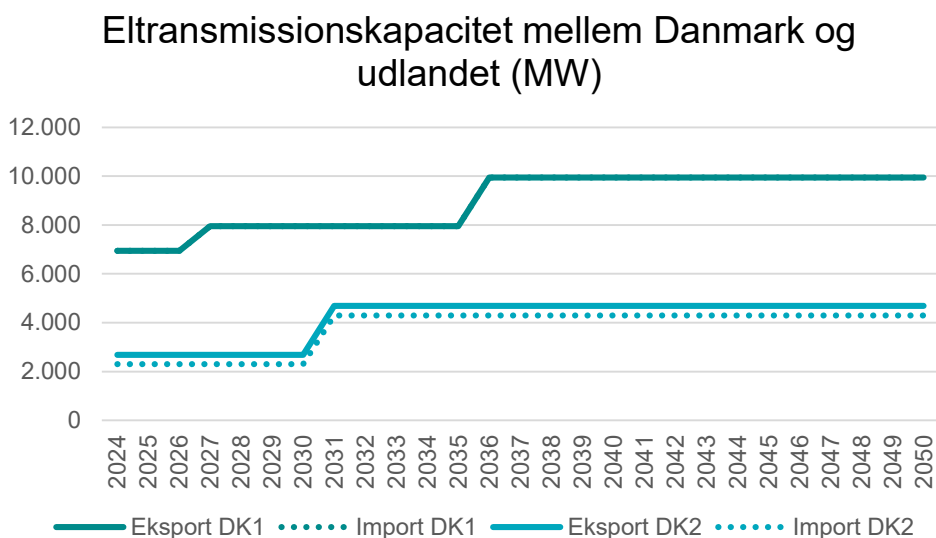
Flere af de eksisterende eltransmissionsforbindelser vil nå deres forventede tekniske levetid inden 2050, og der vil derfor skulle tages beslutning om

¹⁸ De 17,6 GW nettilsluttet havvind er fordelt på knap 13 GW i DK1 (inkl. 2 GW fra Energiø Nordsøen) og ca. 4,6 GW i DK2 (inkl. 1,2 GW fra Energiø Bornholm).



reinvestering. Da det vurderes overvejende sandsynligt, at der fortsat vil være kapacitet til rådighed i hele perioden, antages det dog i AF24, at den eksisterende eltransmissionskapacitet mellem Danmark og udlandet samt Storebæltsforbindelsen opretholdes i fremskrivningsperioden.

AF24 forløbet for udviklingen i eltransmissionskapaciteten mellem DK1 og udlandet afspejler frem mod 2027 udvidelsen af Jylland-Tyskland forbindelsen (svarende til 1 GW) samt fuld idriftsættelse af Viking Link (svarende til 0,3 GW over niveauet i perioden 2024-2026). I 2036 antages etablering af udlandsforbindelse fra Energiø Nordsøen til Tyskland (svarende til 2 GW). AF24 forløbet for udviklingen i eltransmissionskapaciteten mellem DK2 og udlandet afspejler antagelsen om etablering af udlandsforbindelser fra Energiø Bornholm til Tyskland i løbet af 2030 (svarende til 2 GW)



Figur 9: El-transmissionskapacitet mellem Danmark og udlandet (MW). Interne forbindelser til energigørerne og over Storebælt fremgår ikke af figuren men er indeholdt i dataarket.

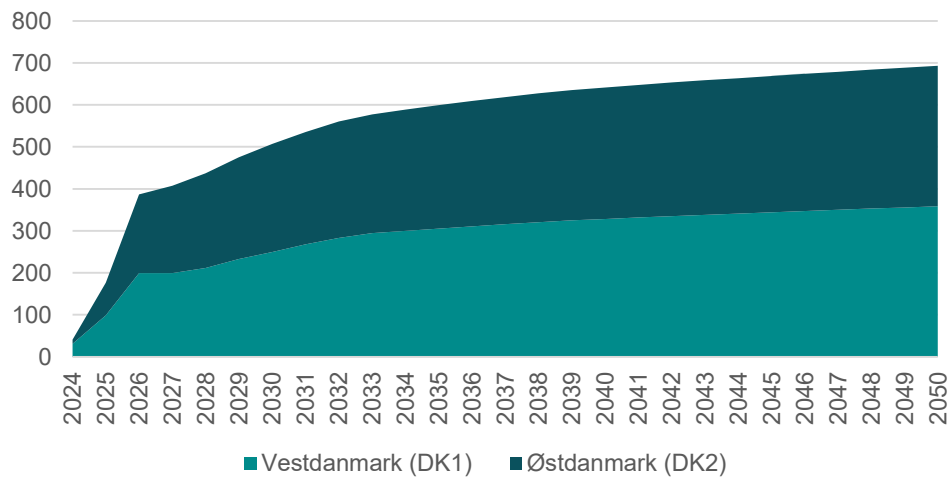
El-lagring

Figur 10 viser udviklingen i elkapacitet for batterier i AF24. Der ses i AF24 fortsat alene på stand-alone batterier, primært i form af store litium-ion batterier, tilsluttet direkte til transmissions- eller distributionsnettet. Frem mod 2027 er AF24 fremskrivningen for batterikapaciteten bl.a. baseret på viden om projekter i pipeline, hvilket indebærer en hurtig vækst i udbygningen på kort sigt, mens batterikapaciteten på længere sigt fremskrives med udviklingen i elforbruget.



Det bemærkes at fremskrivningen af batteri-kapaciteten er forbundet med stor usikkerhed, bl.a. som følge af at batterier kan varetage forskellige funktioner i elnettet / elmarkedet, samt at batterier kan være et alternativ til netforstærkninger.

Elkapacitet på batterier (MW)



Figur 10: Samlet effektkapacitet for ellagring i AF24 (MW, primo året).

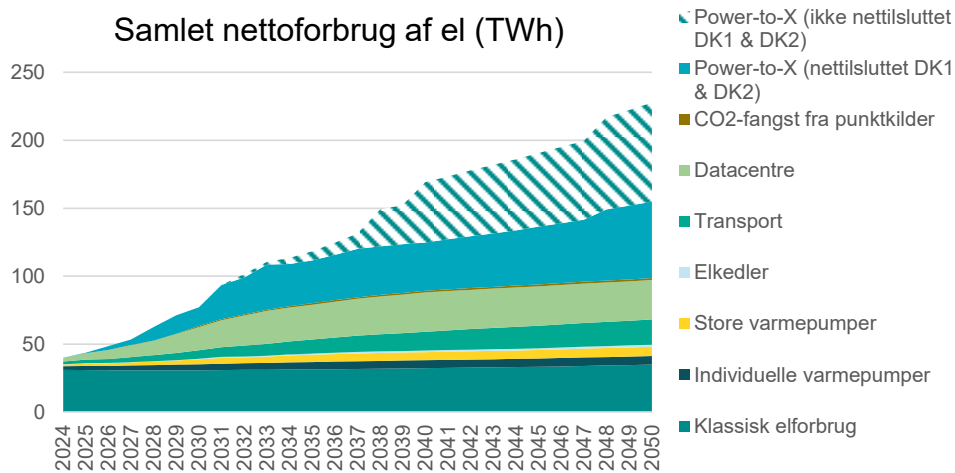
5.3 Forbrug af el

Figur 11 viser det samlede nettoforbrug af el i AF24 fordelt på anvendelser. Det bemærkes, at for brintproduktion samt store varmepumper og elkedler, er det ikke selve elforbruget, men derimod de bagvedliggende produktionskapaciteter, der formelt indgår i AF24 til brug for Energinets planlægning.¹⁹

Forskellen mellem netto- og brutto-forbrug af el udgøres af nettabet, som for de relevante elforbrug antages at ligge på 6,7 pct. i både Vestdanmark og Østdanmark gennem hele fremskrivningsperioden (jf. også fanen "Elforbrug" i AF24 dataarket).

¹⁹ Det her viste elforbrug til brintproduktion samt store varmepumper og elkedler er et resultat af simuleringer med Energistyrelsens markedsmodeller Ramses og PEERS. Disse elforbrug præsenteres her for at give et samlet billede af forbrugssiden i el-balancen. Simuleringer i Energinets markedsmodeller kan give andre resultater for disse elforbrug.

Som beskrevet i bilag B1.1 i AF24 baggrundsnotatet om Termisk kapacitet, store varmepumper m.m. vil simuleringer i en markedsmodel som Ramses dog sandsynligvis undervurderer elforbruget til elkedler, da der ikke tages højde for levering af systemydelse. I AF24 udarbejdes der derfor også en beregning af elforbruget fra elkedler baseret på en eksogent antagelse om benyttelsestid – se bilag B1.1. i baggrundsnotatet om Termisk kapacitet for yderligere information herom.



Figur 11: Samlet nettoforbrug af el (TWh). Dvs. ekskl. tab i nettet på ca. 7 pct.

Det samlede nettoforbrug af el, der er nettilsluttet DK1 og DK2, stiger markant i løbet af AF24 fremskrivningsperioden, fra 40 TWh i 2024, til 77 TWh i 2030 og 155 TWh i 2050. En øget grad af både direkte og indirekte elektrificering understøtter generelt indfrielsen af de nationale målsætninger om reduktion af drivhusgasser, når elektrificeringen erstatter (indenlandsk) forbrug af fossile brændsler.

En væsentlig del af stigningen i netto-elforbruget kommer fra elforbrug til brintproduktion. Elforbrug til elektrolyse, der er nettilsluttet DK1 og DK2, antages i 2050 at udgøre 56 TWh, og derudover antages der også at være et elforbrug til elektrolyse, der ikke er nettilsluttet DK1 og DK2, på godt 73 TWh i 2050. Udbygningen af elektrolysekapacitet er tæt forbundet med udbygningen af havvindskapacitet, og gennemgås i afsnit 5.4 nedenfor.

Blandt de øvrige kategorier af elforbrug stiger elforbruget til datacentre og transport også markant i AF24 fremskrivningen. For datacentre er der tale om en udvikling fra 3 TWh i 2024 til 17 TWh i 2030 og 29 TWh i 2050, mens nettoelforbruget til transport stiger fra 2 TWh i 2024 til 6 TWh i 2030 og knap 19 TWh i 2050.

Stigningen i elforbruget til individuelle varmepumper i husholdninger og erhverv samt til store varmepumper og elkedler i fjernvarmesektoren afspejler den stigende elektrificering af både den individuelle og kollektive varmeforsyning. Denne udvikling flugter også med den politiske ambition om, at der ikke skal anvendes gas til rumvarme i danske husstande fra 2035, idet udfasningen af gasfyr i mange tilfælde vil indebære et skifte til enten fjernvarme eller individuelle varmepumper. Individuelle varmepumper vil endvidere også kunne dække dele af behovet for lavtemperatur procesvarme i nogle erhverv.



Det samlede klassiske elforbrug i erhverv og husholdninger, der omfatter elforbruget til apparater, direkte elvarme til rumopvarmning samt el til procesenergiformål, stiger kun svagt i fremskrivningsperioden. Udviklingen i det samlede klassiske elforbrug dækker over en stigning i erhvervenes klassiske elforbrug kombineret med en reduktion husholdningernes klassiske elforbrug i løbet af fremskrivningsperioden (jf. AF24 baggrundsnotatet om Forbrug i husholdninger og erhverv). Udviklingen i elforbruget vil generelt afspejle en kombination af udviklingen i aktivitetsniveauer samt udviklingen i energieffektivitet.

Som nævnt i afsnit 3.3 kan forbrug-af-produktion-bag-måleren forventes at blive mere udbredt i løbet af fremskrivningsperioden. AF24 omfatter eksplicitte antagelser ift. nettilslutningen for brintproduktionen, men forbrug-af-produktion-bag-måleren kan også gøre sig gældende for de øvrige elforbrugskategorier i figur 11. Dette emne vil som nævnt blive belyst i et efterfølgende bilag til AF24 med henblik på mere detaljeret håndtering i fremtidige udgaver af AF.

5.4 Produktion af brint (elkapacitet og elforbrug)

Figur 12 og 13 herunder viser udviklingen i hhv. elkapacitet og elforbrug til elektrolyse. Yderligere elforbrug til syntese af PtX-brændstoffer angives ikke, da denne andel er meget lille sammenlignet med elforbruget til elektrolyse og forventes at ligge inden for usikkerheden om antagelser for driftsmængden.

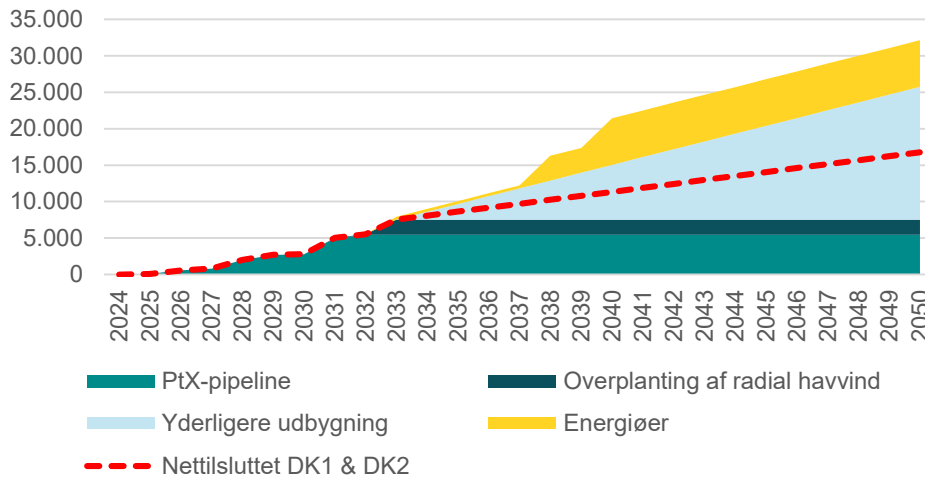
I AF24 antages en gradvis udbygning med elektroysekapacitet frem mod 2030, som primært skyldes antagelsen om realisering af de mulige projekter i PtX-pipelinen. Endvidere antages det i AF, at PtX-målsætningen om 4-6 GW indfries. Den efterfølgende udvikling i AF24 elektrolysekapaciteten frem mod 2050, kan delvis knyttes til udbygningen af Energiø Nordsøen og en antagelse om overplantet havvindkapacitet, som medfører yderligere brintproduktion.

Som beskrevet i AF24 baggrundsnotatet om PtX, fastsættes den samlede elektrolysekapacitet i 2050 endogent af Energistyrelsens langsigtede investeringsmodel (PEERS), hvilket i AF24 indebærer en samlet elektrolysekapacitet på 32,1 GW i 2050. Denne kapacitet kan opdeles i kapacitet fra hhv. PtX-pipelinen, elektrolyse knyttet til overplanting af radial havvind og energiøer samt yderligere udbygning med elektrolysekapacitet.²⁰ Den yderligere udbygning er i høj grad drevet af antagelsen om den europæiske brintefterspørgsel, idet store dele af den danske brintproduktion forventes at skulle imødekomme et eksportpotentiale. Den europæiske brintefterspørgsel er behæftet med betydelig usikkerhed, jf. afsnit 3.1. Det anbefales derfor, at Energinet supplerer AF24 grundforløbet med følsomheder.

²⁰ Den yderligere udbygning med elektrolysekapaciteten er i 2050 bestemt som forskellen mellem den samlede elektrolysekapacitet på 32,1 GW fratrukket PtX-pipelinen og elektrolyse knyttet til overplanting af radial havvind og energiøer. Udbygningen med yderligere elektrolysekapacitet antages at foregå lineært fra 2033-2050, hvilket svarer til en udbygning på 1,1 GW elektrolysekapacitet om året fra 2034-2050. Denne udvikling følger fremskrivningen i havvind.



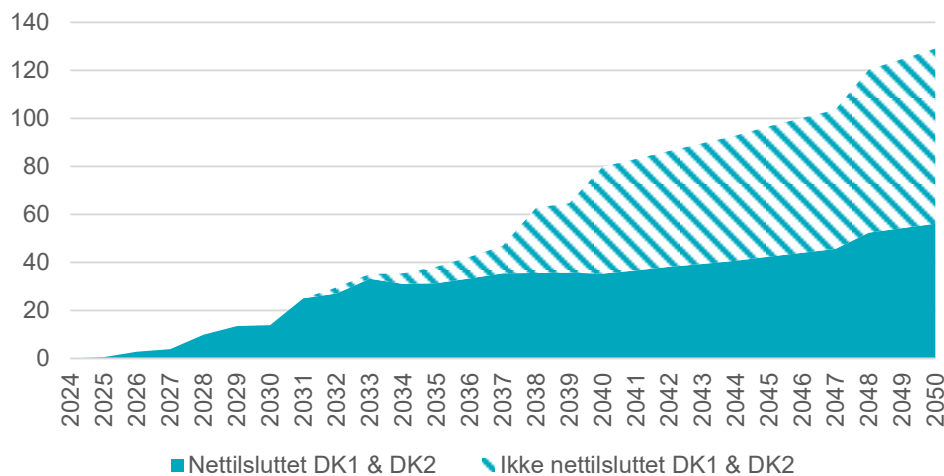
Inputkapacitet Elektrolyse (MW)



Figur 12: Udvikling i elkapacitet til brintproduktion / elektrolyse (MW), primo året.

Graden af nettilslutning i 2050 fastsættes ligeledes af PEERS, og i AF24 indebærer dette at ca. halvdelen af den yderligere udbygning med elektrolysekapacitet (svarende til 9,0 GW) ikke tilsluttes det kollektive elnet i Danmark. Graden af nettilslutning i forbindelse med udbygningen på lang sigt er dog behæftet med betydelige usikkerheder, da elektrolysekapaciteten både kan fuldt eller delvist tilsluttes til det kollektive elnet, eller alternativt slet ikke nettilsluttes (fx. via direkte linjer, brintmøller eller tilslutning til nabolande). Det anbefales derfor, at Energinet supplerer AF24 grundforløbet med følsomheder herom.

Elforbrug til Elektrolyse (TWh)



Figur 13: Udvikling i elforbrug (TWh) til elektrolyse.



Figur 13 viser udviklingen i elforbrug til elektrolyse (TWh) i Danmark. Figuren viser, hvordan al elektrolysekapacitet på kort sigt (frem til 2030) antages at være forbundet til det kollektive elnet. Herefter udbygges der med energiover samt yderligere elektrolysekapacitet, som ikke antages nettilsluttet i DK1 og DK2. Det bemærkes, at elforbrug til elektrolyse er et modelresultat, som derfor kan afvige i Energinets modelkørsler.

5.5 Forbrug af brint

Der er ikke lavet en egentlig fremskrivning af det danske brintforbrug til AF24. AF24 bruger i stedet tal fra Klimastatus og –fremskrivning 2024 (KF24) samt det langsigtede EI-scenarie fra Klimaprogram 2022 (KP22) til at anskueliggøre et muligt forbrug af brint i hhv. 2030 og 2050. For så vidt angår dansk forbrug af brint til viderekonvertering i 2030 antages, at den del af PtX-pipelinen, der omfatter konkrete udmeldinger om viderekonvertering til andet PtX-brændsel, vil blive forbrugt i Danmark. Tabel 2 viser det danske forbrug af brint i hhv. 2030 og 2050 opdelt på forbrug af ren brint samt brint til viderekonvertering. Den producerede brint, som ikke forbruges i Danmark, antages eksporteret til udlandet.

Tabel 2: Forudsætninger for dansk brintforbrug i 2030 og 2050, TWh brint.

	2030	2050
Dansk direkte forbrug af brint, TWh brint	0,25	2
Dansk forbrug af brint til viderekonvertering, TWh brint	5	14

Note: Bemærk at tallene er opgjort i TWh brint, hvilket adskiller sig fra AF23, hvor det danske brintforbrug var opgjort i TWh elforbrug til elektrolyse.

Det er generelt antaget, at der etableres tilstrækkelig infrastruktur til at realisere indenlandsk brintforbrug samt eksport. For så vidt angår forbrug af brint til viderekonvertering er det muligt, at viderekonverteringen vil ske på samme lokation som elektrolysen, hvormed brintforbruget vil være uafhængig af brintinfrastruktur. Det er også muligt, at viderekonverteringen vil ske på en anden lokation, hvormed brintinfrastruktur vil være nødvendig. Konkret sandsynliggjort efterspørgsel skal lægges til grund for udbygningen af rørbundet brintinfrastruktur, jf. 1. delaftale om Ejerskab og drift af fremtidens danske, rørbundne brintinfrastruktur af d. 22. maj 2023. De her viste tal er ikke tilstrækkeligt underbyggede til at kunne anvendes som en konkret sandsynliggjort efterspørgsel.

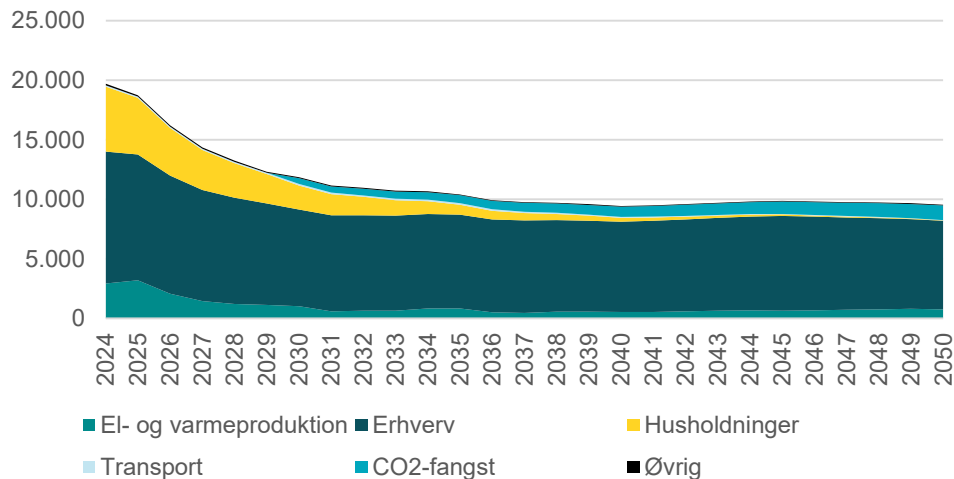
5.6 Forbrug af ledningsgas

Figur 14 viser udviklingen i ledningsgasforbruget i AF24, fordelt på forbrugskategorier.²¹ Det samlede forbrug af ledningsgas falder i AF24 fra knap 20.000 GWh i 2024 til knap 12.000 GWh i 2030 og ca. 9.500 GWh i 2050.

²¹ Bemærk at forbrug og produktion af ledningsgas i AF opgøres i øvre brændværdi (efter ønske fra Energinet), mens der generelt i Energistyrelsens øvrige data, statistik og analyser – herunder også i



Samlet forbrug af ledningsgas (GWh)



Figur 14: Samlet forbrug af ledningsgas (GWh, øvre brændværdi).

Husholdningernes gasforbrug reduceres væsentligt frem mod 2035 i overensstemmelse med den politiske målsætning om udfasning af gas til opvarmning i husholdninger frem mod 2035. I AF24 er der dog, som det også var tilfældet i AF23, fortsat et mindre gasforbrug til opvarmning i husholdningskategorien efter 2035. Dette kan skyldes, at kategorien også kan dække over små erhverv (fx nogle butikker), som fortsat kan anvende ledningsgas til opvarmning også efter 2035.

AF24 fremskrivningen viser et faldende forbrug af ledningsgas i erhvervene fra godt 11.000 GWh i 2024 til godt 8.100 GWh i 2030, hvorefter erhvervenes gasforbrug i resten af fremskrivningsperioden ligger på i størrelsesordenen 7.500-8.000 GWh årligt. Stigningen i ledningsgasforbrug i cementsektoren særligt efter 2030 udligner så godt som reduktionen i gasforbruget i øvrige erhvervssektorer (jf. også AF24 baggrundsnotatet om Forbrug i husholdninger og erhverv).

Forbruget af ledningsgas til el- og fjernvarmeproduktion falder i AF24 fra omkring 3.000 GWh i 2024 til mellem ca. 500 og 1.000 GWh årligt i perioden fra 2030 til 2050 (jf. også bilag B1.2 Ledningsgasforbrug til el-og fjernvarmeproduktion i AF24 baggrundsnotatet om Termisk kapacitet).

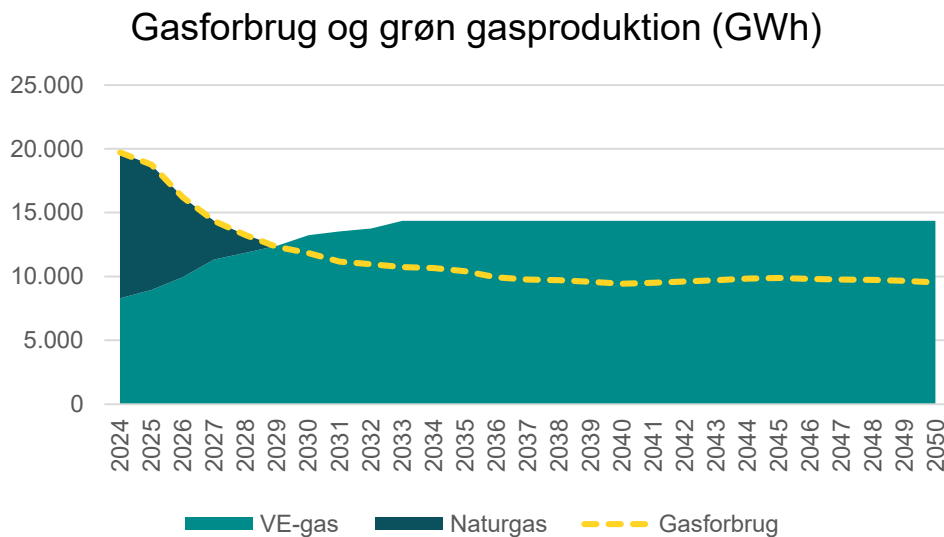
Som noget nyt omfatter AF24 nu også forbrug af ledningsgas til CO₂-fangst på punktkilder. Gasforbruget er her knyttet til CO₂-fangst i cementsektoren (jf. AF24 baggrundsnotatet om CO₂-fangst).

klimatefremskrivningen (KF) – anvendes nedre brændværdi (jf. også AF24 baggrundsnotat om Ledningsført metan).



5.7 Produktion af VE-gas og VE-andel i ledningsgassen

Figur 15 viser udviklingen i produktionen af VE-gas²² sammenholdt med udviklingen i det danske ledningsgasforbrug.



Figur 15: Gasforbrug fordelt på grøn gas og naturgas (GWh, øvre brændværdi).

Produktionen af VE-gas til ledningsgasnettet stiger i AF24 fremskrivningen fra knap 8.300 GWh i 2024 til godt 13.200 GWh i 2030 og ca. 14.350 i 2033, og produktionen antages herefter at fortsætte på dette niveau i resten af fremskrivningsperioden. Fremskrivningen afspejler bl.a. en antagelse om 100 pct. udnyttelse af årnormerne for de lukkede biogasstøtteordninger, samt fortsat produktion efter støtteudløb (jf. AF24 baggrundsnotat om Ledningsført metan).

Kombinationen af den stigende produktion af VE-gas og det faldende forbrug af ledningsgas indebærer, at i AF24 kan VE-gasproduktionen dække ledningsgasforbruget fuldt ud fra 2029, hvilket flugter med den politiske målsætning om, at Danmark senest i 2030 skal være 100 pct. forsynet med grøn gas. Andelen af VE-gasproduktion ift. ledningsgasforbrug stiger i AF24 yderligere til op mod 150 pct. i den sidste del af fremskrivningsperioden. Det bemærkes, at alternative anvendelser af den grønne gas uden for gastransmissions- og distributions-systemet (som fx forflydelse eller metanolproduktion) kan ændre på dette billede, ligesom den konkrete udvikling i markedsforhold og rammevilkår for produktionen af grønne gasser kan påvirke den forventede produktion af VE-gas.

²² VE-gas er en samlebetegnelse for gasser af ikke-fossil oprindelse og omfatter bl.a. biometan. Betegnelsen VE-gas anvendes her kun for metan (og ikke for brint).