



Analyseforudsætninger til Energinet

2023



Energistyrelsen





Analyseforudsætninger til Energinet 2023

Kontor/afdeling
Systemanalyse og
Innovation

Dato
13. oktober 2023

J nr. 2023 – 2106

SWA, AZH / BRP, MIS

Indholdsfortegnelse

Hvorfor har Energinet brug for analyseforudsætninger?	2
Hvordan udarbejdes analyseforudsætningerne?	2
Afgrensning og anvendelse	2
Hvad indeholder dette års analyseforudsætninger?.....	5
Drivere for udviklingen i årets analyseforudsætninger.....	5
Væsentligste ændringer siden AF22.....	7
Resultat af offentlig høring	8
Hvordan ser udviklingen ud frem mod 2050?.....	9
Priser	9
Elforbrug.....	11
PtX og DAC	12
El- og fjernvarmeproduktionskapacitet	15
Eltransmissionsforbindelser	18
Gasforbrug	19
Grøn gas i nettet	20
Ellagring	21

Dette notat med tilhørende baggrundsnotater og regneark udgør afrapporteringen af Analyseforudsætninger til Energinet 2023 (AF23). Baggrundsnotaterne indeholder detaljerede beskrivelser af forudsætninger, mens regnearket indeholder de data, Energinet skal anvende i deres analyser.

Det bemærkes, at udviklingen i AF23 er behæftet med stor usikkerhed bl.a. pga. den seneste store volatilitet på energimarkeder. Energistyrelsen er bevidste om, at store udsving i energipriser kan have en langsigtet betydning for aktørernes investeringsvillighed og afkastkrav. Dette er dog forbundet med stor usikkerhed og indregnes dermed ikke eksplicit i AF23.

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk



Hvorfor har Energinet brug for analyseforudsætninger?

Energinet er en selvstændig, offentlig virksomhed ejet af 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 gearet til en fremtid med øget grøn energi samtidig med, at de skal opretholde forsynings sikkerheden 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 skal som udgangspunkt forbinde grænseoverskridende rørbunden brintinfrastruktur til et dansk modtagerpunkt, offshore rørbunden brintinfrastruktur og grænseoverskridende brintrør på tværs af landet til et brintlager, et såkaldt backbone. Datagrundlaget i AF23 er dog ikke alene tilstrækkeligt til at kunne anvendes til planlægning af en eventuel brintinfrastruktur og AF23 bør suppleres med yderligere analyser, herunder analyser af efterspørgsel efter brint.

Energinet udarbejder løbende markeds-, net- og forsynings sikkerhedsanalyser som fundament for opgavevaretagelsen. Disse analyser danner blandt andet grundlag for indstillinger til klima-, energi- og forsyningsministeren om investeringer i ny infrastruktur eller nye markeds løsninger.

For at sikre et solidt og validt analysearbejde, er der behov for transparente analyseforudsætninger, der beskriver en sandsynlig udvikling frem til 2050 for den del af energisystemet, der er relevant for Energinets arbejdsområde.

Hvordan udarbejdes analyseforudsætningerne?

Energistyrelsen har siden 2018 været ansvarlig for udarbejdelsen af Analyseforudsætninger til Energinet (AF), og Energinet er forpligtet til at anvende de til enhver tid nyeste, offentliggjorte analyseforudsætninger. AF udarbejdes af Energistyrelsen i tæt dialog med Energinet.

Afgrænsning og anvendelse

AF indeholder forudsætninger for den del af det danske energisystem, der har betydning for Energinets arbejde. Det betyder, at AF koncentrerer sig om udviklingen i elproduktionskapaciteter, udlandsforbindelser samt forbruget af el og gas. Som noget nyt i 2023 beskrives også forventet brintproduktion fra elektrolyse. AF indeholder således ikke forudsætninger for eksempelvis landbrug eller transportsektorens udvikling bredt set, og kan derfor ikke anvendes til at beregne



VE-andele, drivhusgasemissioner og -reduktioner for det samlede danske energisystem.

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 "fastfrosset 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. KF fungerer derfor som en teknisk reference ved planlægning og konsekvensvurdering af nye tiltag på klima- og energiområdet.

I modsætning hertil tager AF udgangspunkt i at politiske ambitioner og målsætninger indfris, uanset om der er besluttet konkrete initiativer hertil, herunder eksempelvis at Danmarks udledning af drivhusgasser i 2030 skal reduceres med 70 pct. i forhold til niveauet i 1990, og at Danmark opnår målsætningen om klimaneutralitet i 2045 jf. regeringsgrundlag fra december 2022, som beskrevet i afsnittet på side 7 nedenfor. AF beskriver således et sandsynligt 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.

Antagelser om udvikling i landene omkring os

Udviklingen i produktionskapacitet og forbrug samt transmissionsforbindelser mellem andre lande end Danmark har stor betydning for elprisen i Danmark og udnyttelsen af den danske el- og gasinfrastruktur. Data for omverdenen indgår derfor i Energistyrelsens såvel som i Energinets markedsmodeller.

Udviklingen i udlandet baseres på data fra ENTSO-E, der hvert år udgiver en fremskrivning af effekttilstrækkeligheden frem til 2030 (ERAA¹), og hvert andet år udgiver en række scenarier for 2030, 2040 og 2050 (TYNDP²).

Energinet skal som udgangspunkt anvende nyeste fremskrivninger og scenarier fra ENTSO-E. For AF23 betyder det anvendelse af ERAA23, der forventes offentliggjort ultimo 2023, samt TYNDP22, der blev offentliggjort i april 2022. Som hovedscenarie anvendes TYNDP22 scenariet "Distributed Energy" (DE). Energinet kan 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.

¹ European Resource Adequacy Assessment, <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>

² Ten-Year Network Development Plan, <https://tyndp.entsoe.eu/>



Energistyrelsen har ved udarbejdelsen af AF23 baseret udviklingen i udlandet på ERAA22³ frem til 2030 og TYNDP22 DE scenariet for perioden herefter. DE er et målopfyldesscenarie på EU-niveau og er bl.a. konsistent med langsigtet klimaneutralitet. Scenariet vurderes derfor mere velegnet til Analyseforudsætningernes formål og metode end scenariet "National Trends", som blev anvendt til AF22 og som er baseret på nationale TSO'er⁴ indmeldinger pba. vedtaget politik.

Det bemærkes, at et målopfyldesscenarie på EU-niveau risikerer at medføre en overvurdering af VE-elproduktion og forbrug, hvis den førte politik ikke understøtter et klimaneutralt EU i 2050. Omvendt vil scenariet "National Trends" føre til en undervurdering af VE-udbygning og forbrug, hvis der føres en politik konsistent med klimaneutralitet.

I modelimplementeringen har Energistyrelsen foretaget mindre korrektioner i DE scenariet for at sikre, at scenariet også leverer realistiske systemresultater, når det anvendes i Energistyrelsens model setup og med de prisforudsætninger, der ligger til grund for AF23, men som afviger fra de prisforudsætninger, der lå til grund for udarbejdelsen af scenariet i ENTSO-E. Disse modeltekniske justeringer beskrives i bilag om tilpasning af udlandsscenario til AF23.

Elpris

Energistyrelsen og Energinet anvender forskellige elmarkedsmodeller til at beregne de fremtidige elpriser. Energinet offentliggør egne simuleringer af fremtidige elpriser, når AF23 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 AF23 vil Energistyrelsen i lighed med tidligere år også offentliggøre simuleringer af fremtidige elpriser. Offentliggørelsen af både Energistyrelsens 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 AF23.

³ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2022/>, "National Estimates"-scenarie.

⁴ *Transmission System Operator.*



Hvad indeholder dette års analyseforudsætninger?

Drivere for udviklingen i årets analyseforudsætninger

Årets analyseforudsætninger indeholder et bud på ét sandsynligt udviklingsforløb, givet at en række politiske målsætninger indfries for den del af det danske energisystem, der har betydning for Energinets arbejde. Af Tabel 1 fremgår de politiske målsætninger, der er indregnet i AF23.

Tabel 1: Politiske målsætninger indregnet i AF23.

Målsætning	År
70 pct.-drivhusgasreduktion ift. 1990	2030
PtX-mål om 4-6 GW elektrolysekapacitet	2030
Firedobling af elproduktion fra VE på land	2030
Udbygning med 9 GW havvind med mulighed for overplanting	2030
100 pct. grøn gas i ledningsgasnet	2030
Implementering af EU-emissionsreduktionskrav på transportområde*	2030-2035
Udfasning af gas til opvarmning i husholdninger	2035
Klimaneutralitet**	2045
110 pct.-drivhusgasreduktion ift. 1990**	2050
Udnyttelse af 35 GW havvind i Nordsøen***	2050

* Bl.a. krav om, at CO₂-emissioner fra nye person- og varebiler på EU-niveau i gennemsnit skal reduceres.

** Jf. regeringsgrundlag fra december 2022.

*** Jf. Esbjerg-erklæring.

AF23 er udarbejdet ud fra en forudsætning om langsigtet national selvforsyning, idet det forudsættes, at det indenlandske forbrug af el, gas og PtX-brændstoffer på årsniveau som minimum dækkes af hhv. el- og gasproduktion i Danmark. I praksis vil Danmark kunne være nettoimportør af én eller flere af disse varegrupper, hvorved de politiske målsætninger vil kunne nås ved lavere produktionsniveauer for fx VE og PtX. Ambitionen i *Klimaaftale om grøn strøm og varme* af 25. juni 2022 er bl.a. at sikre en markant udbygning med vedvarende energi, der også kan eksporteres til resten af Europa og anvendes til produktion af grønne brændstoffer, samt at sikre, at det danske ledningsgasforbrug i 2030 er dækket af grøn gas.

I lighed med AF22 tager AF23 udgangspunkt i det langsigtede EI-scenarie fra Klimaprogram 2022⁵. Elforbruget til datacentre og til fjernvarme analyseres dog særskilt i AF23, ligesom det var tilfældet i AF22, og tager dermed ikke afsæt i EI-scenariet. Elforbruget til PtX fra EI-scenariet er desuden suppleret med en vurdering af det danske eksportpotentiale på baggrund af målet om udnyttelse af havvindressourcerne i Nordsøen.

⁵ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/resultater_for_kp22-scenarier_23-09-2022.pdf



Følsomhedsberegninger

Der vil naturligvis være flere veje til opfyldelse af de politiske målsætninger. De politiske beslutninger, der skal træffes for at indfri ambitionerne og målsætninger, har indvirkning på hvordan el- og gassystemet kan se ud i fremtiden, og udviklingen kan vise sig at blive væsentligt anderledes end den beskrevne i AF23.

Udviklingsforløbet i AF23 er et forsøg på at tegne et, til formålet, relevant bud på et udviklingsforløb på basis af den på nuværende tidspunkt tilgængelige viden. Jo længere frem i tiden forløbet rækker, des større bliver det sandsynlige udfaldsrum for udviklingen, og des mere usikre bliver forudsætningerne.

For at håndtere usikkerheder anvender Energinet følsomhedsanalyser på relevante parametre. Følsomhederne afspejler de projektspecifikke usikkerheder. De enkelte 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 vælger dog selv hvilke parametre og parametervariationer, der anvendes i Energinets følsomhedsberegninger.

Især udbygningen med havvind og tilsvarende PtX på lang sigt efter 2040 er behæftet med stor usikkerhed. Dette gælder både den samlede udbygning, ligesom det gælder antagelserne om tilkobling til det kollektive net. AF23 antager, at udbygningen med PtX følger udbygningen med havvind for at sikre, at havvinden kan afsættes og at det danske system er balanceret på årsniveau i forhold til produktion og forbrug. AF23 antager endvidere, at den del af dansk havvind, der tilkobles det kollektive net, tilkobles i Danmark. I Energinets anvendelse af AF23 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 med PtX til følge.



Væsentligste ændringer siden AF22

De væsentligste ændringer siden AF22 vedrører håndteringen af regeringens nye klimamålsætninger om klimaneutralitet i 2045 og 110 pct. reduktion i 2050, samt fuld opnåelse af målet om udnyttelse af havvindressourcerne i Nordsøen, som kun blev delvist opnået i AF22. Derudover er AF23 udvidet med en opgørelse, der kan danne grundlag for analyser ifm. etableringen af fremtidig brintinfrastruktur. AF23 er ligeledes udvidet med et nyt afsnit om ellagring.

Nye klimamålsætninger

I regeringsgrundlaget fra december 2022 står der, at regeringen vil fremrykke målet om klimaneutralitet og sætte et nyt mål om 110 pct. reduktion i 2050 i forhold til 1990⁶. Som tidligere beskrevet, bygger AF23 på et langsigtet scenarie for klimaneutralitet fra Klimaprogram 2022, som indregner målsætningen om klimaneutralitet senest i 2050. AF23 forholder sig til regeringens nye klimamålsætninger ved at tilpasse det eksisterende scenarie.

Fremrykningen af klimaneutraliteten til 2045 håndteres i AF23 ved at fremrykke den del af EI-scenariets 2050-resultater, der har betydning for de nationale udledninger, til 2045. Tilpasningen har størst betydning for elektrolyse og CO₂-fangst (med tilhørende elforbrug). Der fremrykkes kun den del af elforbruget til elektrolyse- og CO₂-fangst, der er knyttet til dansk indenlandsk forbrug og produktion. Elforbruget knyttet til PtX-produktion til international transport og eksport fremrykkes ikke, da denne del er knyttet til sektorer, hvis udledninger ikke tæller med i opgørelsen af de nationale drivhusgasudledninger.

Det øvrige elforbrug og ledningsgasforbruget i de sektorer, som er relevante for Energinets planlægning, påvirkes ikke nævneværdigt af den nye klimamålsætning, da omstillingen i forvejen er omfattende.

Målsætningen om en yderligere drivhusgasudledningsreduktion på 10 procentpoint i 2050 skønnes at føre til øget behov for CO₂-reduktion på ca. 8 mio. tons. Til AF23 er det valgt ikke at afspejle den yderligere reduktion i forløbet. Valget er konsistent med EI-scenariets forudsætning om, at den yderligere reduktion kan opnås ved hjælp af tiltag, der ikke har direkte indvirkning på el- og gassystemet, fx på baggrund af ændret forbrugsadfærd, arealanvendelse mv.

Fuld opnåelse af målet om udnyttelsen af havvindressourcerne i Nordsøen

Fuld opnåelse af målet betyder en øget udbygning med 18,5 GW havvind i Nordsøen på lang sigt ud over aftalte udbudsparker og Energiø Nordsøen. I AF23 antages en tilsvarende udbygning med elektrolysekapacitet for at sikre, at elproduktionen fra den ekstra havvind kan afsættes.

⁶ <https://www.stm.dk/statsministeriet/publikationer/regeringsgrundlag-2022/>



Forudsætninger for brintinfrastrukturen

I maj 2023 blev det besluttet, at rørbunden brintinfrastruktur skal være offentligt ejet gennem Evida og Energinet. Energinet skal som udgangspunkt forbinde grænseoverskridende rørbunden brintinfrastruktur til et dansk modtagerpunkt, offshore rørbunden brintinfrastruktur og grænseoverskridende brintrør på tværs af landet til et brintlager, et såkaldt backbone. AF23 indeholder på den baggrund brintmængder produceret ved elektrolyse og fordeling på indenlandsk forbrug, forbrug til udenrigstransport og eksport. De samlede brintmængder er udledt af elforbruget til elektrolyse, som følger af målsætninger om klimaneutralitet og udnyttelse af havvindressourcerne i Nordsøen. Forudsætninger for brint angivet i AF23 er ikke alene tilstrækkeligt grundlag for planlægning af brintinfrastruktur og AF23 bør suppleres med yderligere analyser, herunder analyser af efterspørgsel efter brint. PtX-området er således analyseret med fokus på konsekvenser for elsystemet.

Resultat af offentlig høring

Energistyrelsen offentliggjorde den 8. september 2023 en høringsudgave af Analyseforudsætninger til Energinet 2023 med henblik på at give eksterne interessenter mulighed for at kommentere på årets analyseforudsætninger. Høringsperioden løb frem til den 29. september, og Energistyrelsen modtog 11 høringssvar. Energistyrelsen vil gerne takke alle, som har afgivet høringssvar samt for henvisninger til øvrige rapporter, analyser samt andet underbyggende materiale.

Energistyrelsen har udarbejdet et høringsnotat, som organiserer høringssvarene efter emne og respondent og med Energistyrelsens kommentarer angivet efter hvert svar. Høringsnotatet kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, hvor også høringssvarene kan findes i deres fulde længde.

Energistyrelsen har modtaget mange gode og relevante kommentarer, som vil indgå i Energistyrelsens fremadrettede arbejde med løbende at forbedre kvaliteten af Analyseforudsætningerne.



Hvordan ser udviklingen ud frem mod 2050?

I det følgende gennemgås de væsentligste dele af analyseforudsætningerne. Hvert emne er nærmere beskrevet i et tilhørende baggrundsnotat. I baggrundsnotaterne indgår endvidere sammenligninger med sidste års analyseforudsætninger (AF22), herunder forklaringer på forskelle.

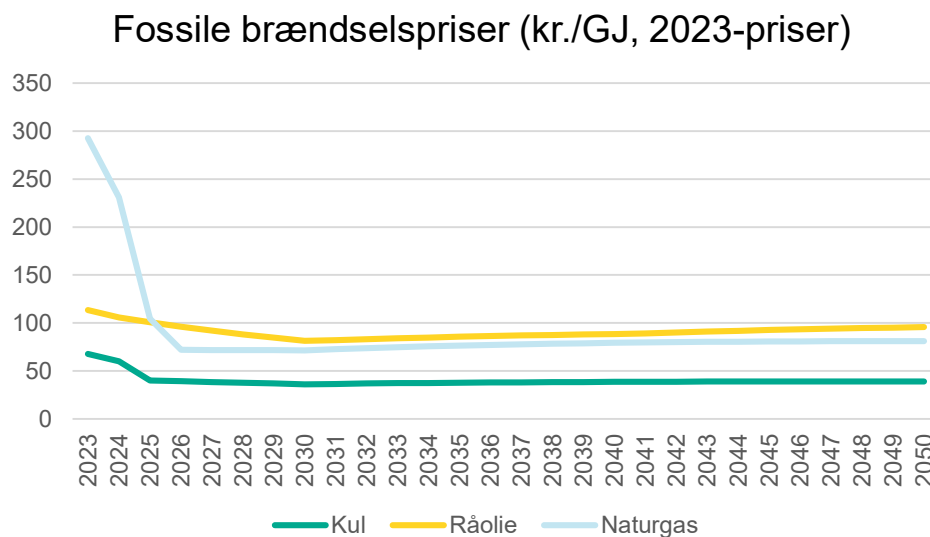
Forløbene i Analyseforudsætningerne til Energinet er opgjort i kapacitet primo hvert år. Al kapacitet og dens produktion eller forbrug, som antages etableret i løbet af et år, medregnes med fuld kapacitet fra første januar i det efterfølgende år pba. Energinets modeltekniske grundlag.

Priser

Brændselspriser

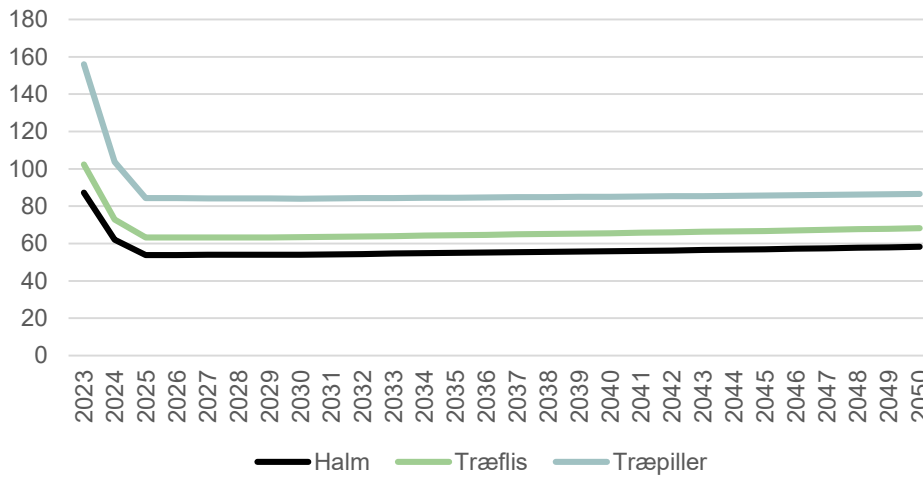
Figur 1 og Figur 2 herunder viser udviklingen i priser på fossile brændsler og biomasse. De fossile brændselspriser er baseret på IEAs World Energy Outlook 2022 ("Stated Policies" scenario) fra efteråret 2022 og forwardpriser trukket november 2022. Det bemærkes, at den nedadgående udvikling i priserne siden forwardpriserne blev trukket ikke er afspejlet i fremskrivningen.

Biomassepriserne er baseret på en metode udviklet af EA Energianalyse, som er beskrevet i baggrundsmaterialet.



Figur 1: Fossile brændselspriser an centralt værk (kr./GJ, 2023-priser).

Biomassepriser (kr./GJ, 2023-priser)

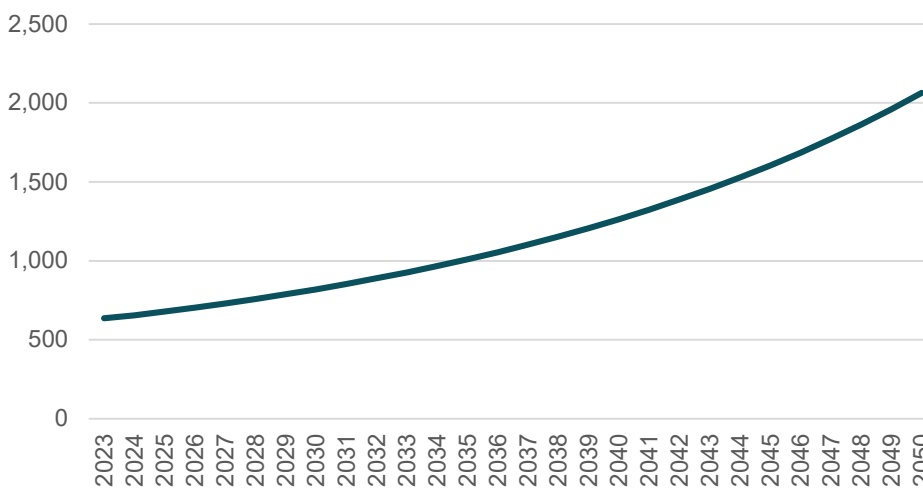


Figur 2: Biomassepriser an centralt værk (kr./GJ, 2023-priser).

CO₂-kvotepris

Figur 3 herunder viser udviklingen i CO₂-kvoteprisen. Kvoteprisen er baseret på seneste fremskrivning fra Finansministeriet fra juni 2023.

CO₂-kvotepris (kr./ton, 2023-priser)



Figur 3: CO₂-kvotepris (kr./ton, 2023-priser).



Elforbrug

Figur 4 herunder viser udviklingen i samlet nettoelforbrug fordelt efter anvendelse⁷.

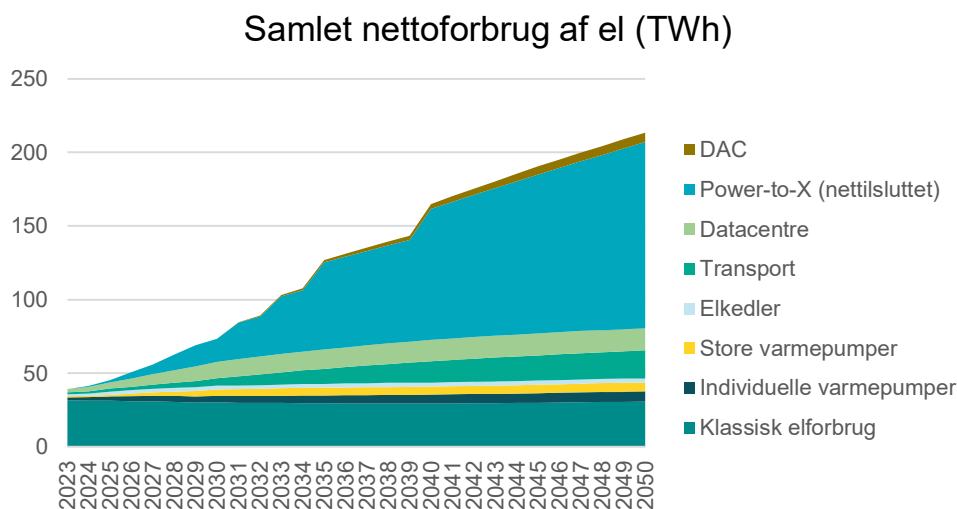
Udviklingen skyldes, at der er lagt en forudsætning om generel elektrificering af samfundet til grund for opnåelse af målsætningerne om 70 pct. drivhusgasreduktion i 2030 samt klimaneutraliteten i 2045.

Det betyder bl.a. et stigende elforbrug til individuelle og kollektive varmepumper som følge af udfasning af naturgas i husholdninger og erhverv samt omstilling af fjernvarmeproduktionen væk fra brugen af fossile brændsler.

Det betyder også et stigende elforbrug til vejtransporten og et stigende elforbrug til PtX, som primært forventes at kunne anvendes inden for tung transport og industri, herunder landbrug.

Analyseforudsætningerne medtager desuden et stort elforbrug til PtX, der bidrager til omstillingen af udenrigstransport i sø- og luftfart. Derudover lægges det til grund, at Danmark bliver nettoeksportør af PtX-produkter på lang sigt, som følge af udnyttelsen af det store havvindspotentiale i den danske del af Nordsøen. Af figuren herunder fremgår alene elforbruget til den del af PtX, der antages tilsluttet det kollektive elnet. Den del af PtX, der antages etableret som offshore brintmøller, indgår dermed ikke.

Herudover skyldes stigningen i elforbruget udbygningen med datacentre.



Figur 4: Samlet nettoforbrug af el (TWh). Dvs. ekskl. tab i nettet på ca. 7 pct.

⁷ Bemærk, at elforbrug til store varmepumper ikke er en direkte del af AF23, men et resultat af simuleringer med Energistyrelsens markedsmodel RAMSES. Det er således kapaciteten for store varmepumper, der er indeholdt i AF23.



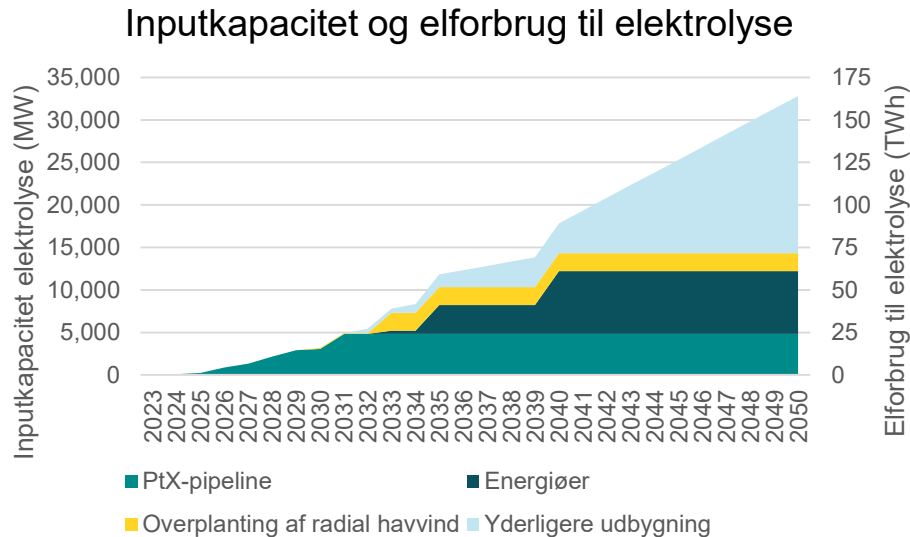
PtX og DAC

Figur 5 herunder viser udviklingen i elkapaciteten 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. De afledte producerede brintmængder er direkte koblet til elforbrug til elektrolyse og der henvises til baggrundsnotatet om PtX og DAC til nærmere information.

Der antages i fremskrivningen en gradvis udbygning frem til 2030, som primært skyldes antagelsen om realisering af de mulige projekter i PtX-pipelinen. Analyseforudsætninger antager, at PtX-målsætningen om 4-6 GW indfries.

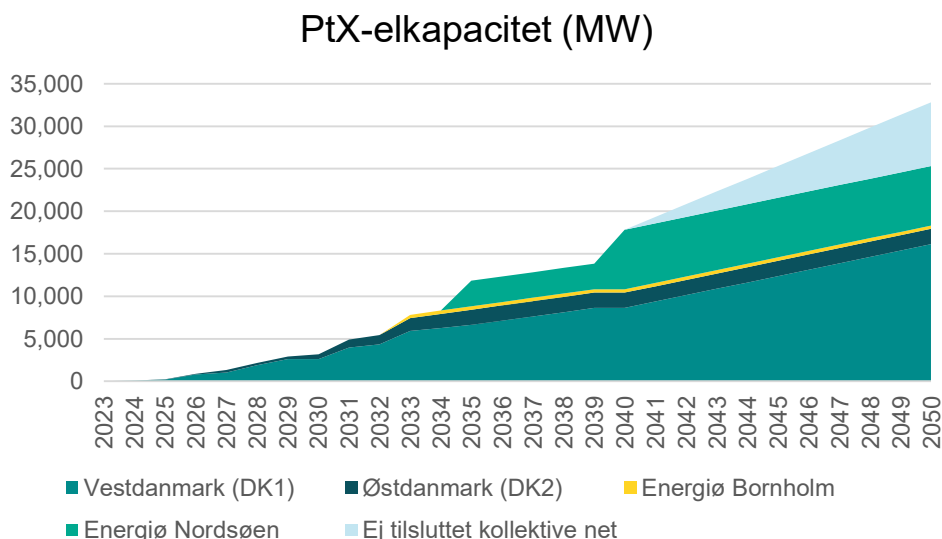
Det fortsatte udvikling herefter, frem mod 2050, kan delvis knyttes til udbygningen af Energigø Nordsøen og en antagelse om overplantet havvindkapacitet, som medfører yderligere PtX-produktion, hvilken er baseret på antagelserne om produktion og anvendelse af PtX-brændstoffer i EI-scenariet fra Klimaprogram 2022. Fremskrivningen på lang sigt er domineret af en udbygning, som følger udbygningen af havvind.

Fremskrivningen på lang sigt og efter 2030 er baseret på forventede energimængder af PtX-brændstoffer, snarere end forventede kapacitetsmængder primært afledt af PtX-pipelinen frem til 2030. Med en forventet drift af PtX-anlæggene over gennemsnitligt 5.000 fuldlasttimer samt Energistyrelsens antagelser om elvirkningsgrader til forskellige PtX-produkter, resulterer de antagne energimængder i de kapacitetsmængder til PtX, som vises nedenfor. Udbygningen er forbundet med betydelig usikkerhed, som ikke er kvantificeret. Energinet anbefales at supplere den centrale fremskrivning med alternative følsomhedsanalyser, herunder betydningen af en alternativ udbygning af PtX for indpasningen af havvind i systemet.



Figur 5: Udvikling i inputkapacitet (MW) og elforbrug (TWh) til elektrolyse.

Som beskrevet i baggrundsnotaterne om PtX og havvind antages det, at en del af udbygningen af PtX ikke er tilsluttet det kollektive elnet. Figur 6 herunder viser udviklingen i elkapaciteten til elektrolyse fordelt på elområder samt kapaciteter, der ikke er tilkøbet det kollektive elnet. Den kapacitet, som ikke er tilkøbet det kollektive elnet, består af en antagelse om en udbygning af brintmøller på lang sigt, som direkte producerer brint i stedet for el og som ikke kræver eltransmissionsforbindelser.

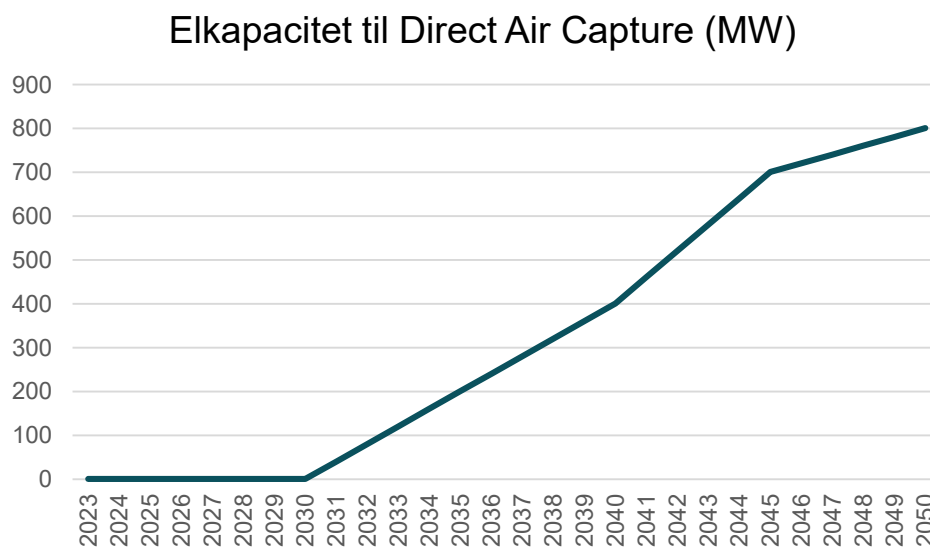


Figur 6: Udvikling i PtX-elkapacitet (MW).



Figur 7 herunder viser udviklingen i elkapacitet til Direct Air Capture (DAC). Der er en markant usikkerhed forbundet med udviklingen grundet teknologiens lave modenhed og udbredelse. Udbygningen af DAC er knyttet til en antagelse om hvilke mængder kulstof der enten lagres eller udnyttes i et klimaneutralt system indenlandsk i 2045, og de underliggende antagelser om udenlandsk transport i 2050. Herimellem interpoleres udbygningen. Der henvises til baggrundsnotatet til de konkrete antagne fangst- og anvendelsesmængder af CO₂.

Der antages ikke, at DAC vil spille en nævneværdig rolle inden 2030, hvorfor udbygningen starter efter 2030. I AF23 antages DAC heller ikke at bidrage til regeringens målsætning om 110 pct. reduktion af CO₂e-udledninger i 2050 ift. 1990. Det forudsættes i AF23, at reduktionen vil finde sted i sektorer, som ikke er relevante i AF-sammenhæng, dvs. uden for el- og gassektoren.



Figur 7: Udviklingen af elkapacitet til Direct Air Capture (MW).

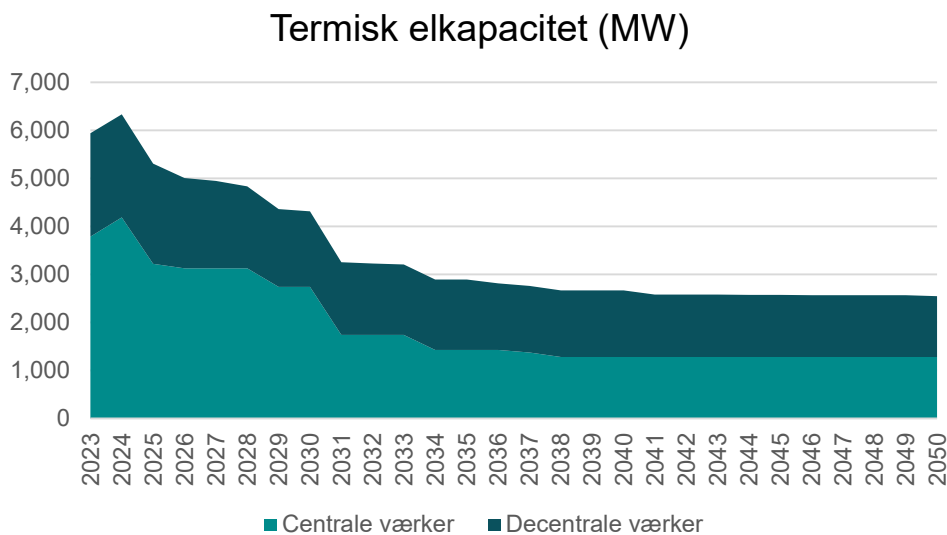
El- og fjernvarmeproduktionskapacitet

Termisk el- og fjernvarmeproduktionskapacitet

Figur 8 og Figur 9 herunder viser udviklingen i termisk elkapacitet og elkapacitet til store varmepumper til fjernvarmeproduktion.

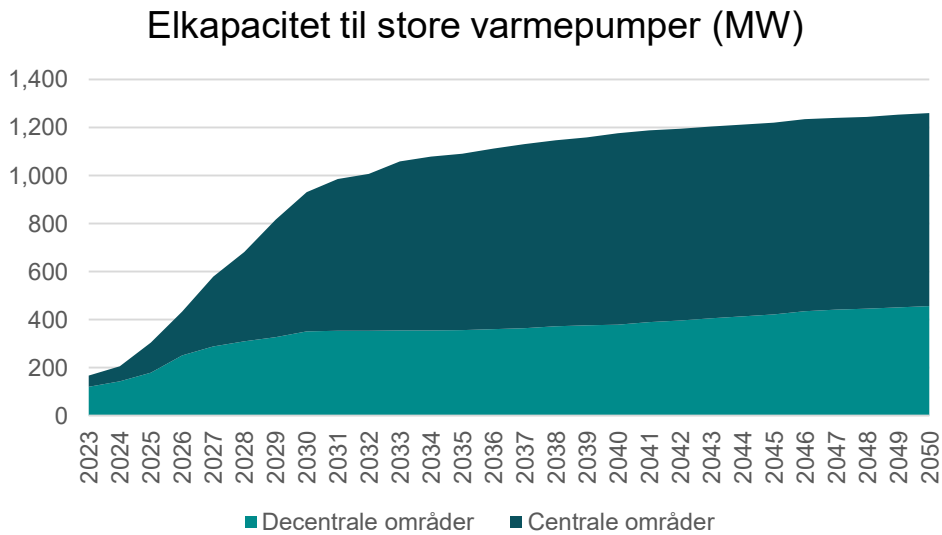
Den termiske, brændselsbaserede elproduktionskapacitet forventes at blive gradvist udfaset og antages primært at blive erstattet af varmepumper og i mindre omfang andre varmeproducerende anlæg (biomassekedler, elkedler og solvarme). Udviklingen på kort sigt tager højde for den senest truffe beslutning om midlertidig at udskyde lukningen af Esbjergværket, Studstrupværket Blok 4 og Kyndbyværket Blok 21 mhp. at sikre den danske elforsyningsikkerhed i vintrene 2022-2023 og 2023-2024⁸. De tre kraftværker antages at være til rådighed for elsystem til og med 30. juni 2024, når de permanent bliver taget ud af drift.

Det bemærkes, at analyseforudsætningerne som udgangspunkt ikke inkluderer forventninger til tiltag, der kan sikre effekttilstrækkeligheden, såfremt der opstår udfordringer som følge af lukninger af elproducerende værker. Udviklingen i den termiske, brændselsbaserede elkapacitet er således en afspejling af en mulig udvikling uden yderligere tiltag fra Energinets side ift. elforsyningsikkerheden.



Figur 8: Termisk elkapacitet (MW).

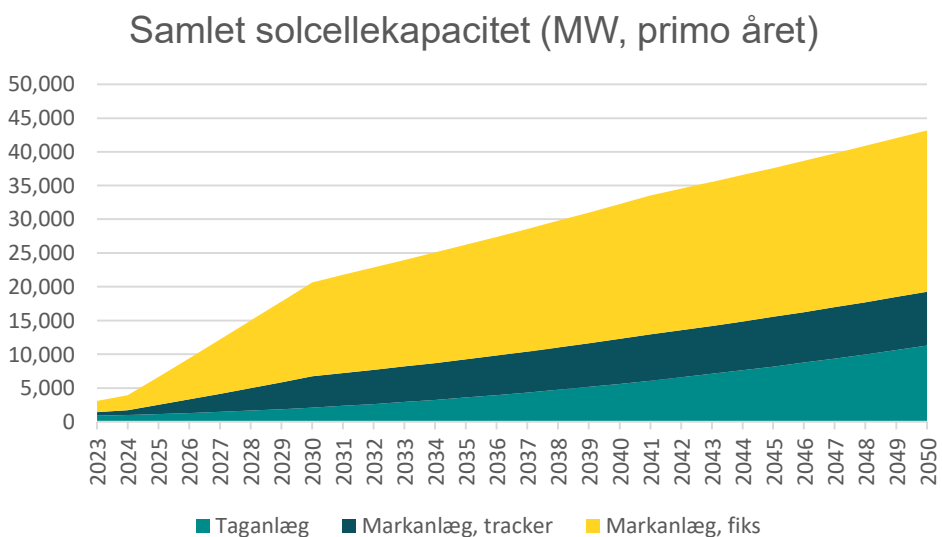
⁸ <https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2022/okt/regeringen-vil-udskyde-lukning-af-tre-kraftvaerker->



Figur 9: Elkapacitet til store varmepumper (MW).

Solceller

Figur 10 herunder viser udviklingen i solcellekapacitet. Især udbygningen med markanlæg antages at stige markant, og udbygningen på kort sigt er baseret på viden om konkrete projekter fra Energistyrelsens og Energinets oversigt over mulige VE-projekter i forskellige planlægningsfaser.



Figur 10: Solcellekapacitet (MW).

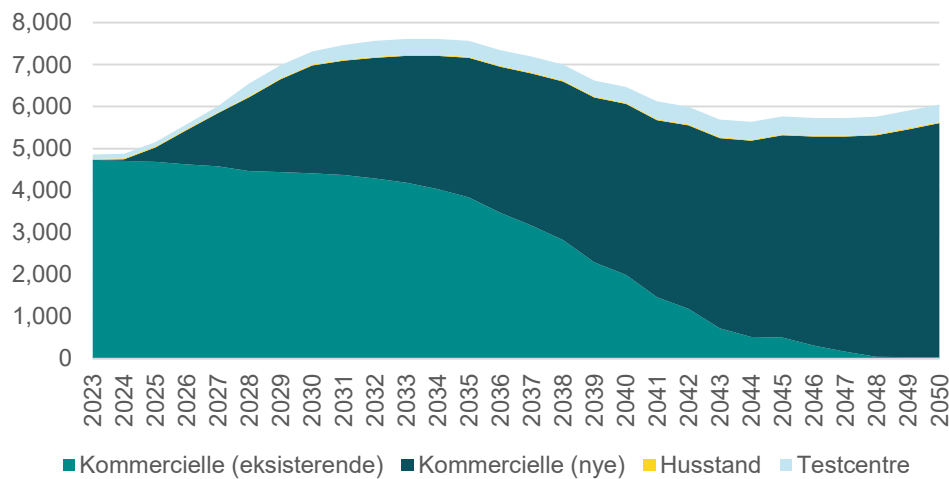


Landvind

Figur 11 herunder viser udviklingen i landvindkapacitet. Der antages en stor udbygning med nye, kommercielle møller frem mod 2030, efterfulgt af en jævn udbygning frem mod slutningen af fremskrivningsperioden.

Analyseforudsætningerne antager således, at landvindkapaciteten frem mod 2030 vil stige med ca. 150 pct. ift. fremskrivningens udgangspunkt i 2022. Faldet fra midt 2030'erne og frem mod midt 2040'erne skyldes udfasningen af de store mølleårgange opstillet sidst i 1990'erne og lige omkring årtusindeskiftet.

Samlet landvindkapacitet (MW)



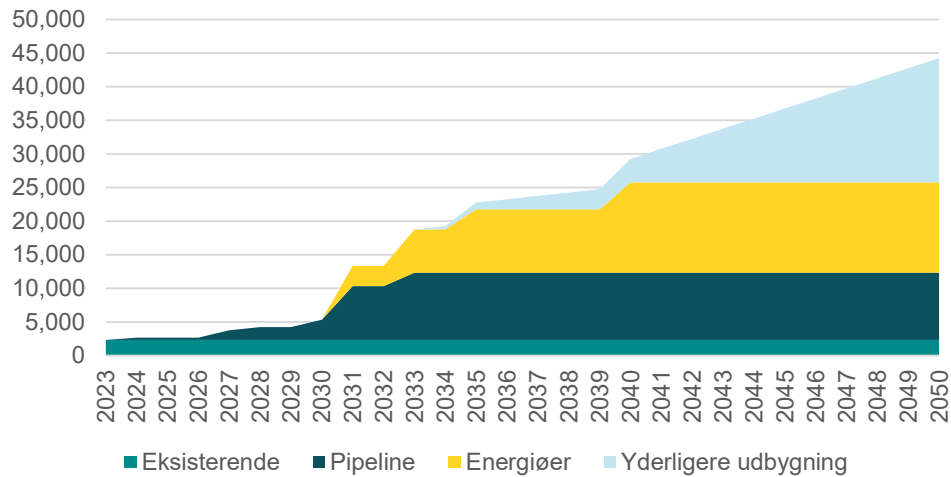
Figur 11: Landvindkapacitet (MW).

Havvind

Figur 12 herunder viser udviklingen i havvindskapacitet. Der antages en markant stigning i hele fremskrivningsperioden. Stigningen frem mod starten af 2030'erne skyldes udbygningen med aftalte parker inkl. muligheden for overplanting, herunder etableringen af energigøen ved Bornholm. Udviklingen frem mod 2040 er især betinget af etableringen af energigøen i Nordsøen, der i AF23 beregningsteknisk antages etableret i tre faser. Der antages en fortsat udbygning i Nordsøen fra midt-30'erne og frem mod 2050 som følge af det langsigtede mål om at udnytte Nordsøens potentiale for havvind, samt målet om klimaneutralitet i 2045.



Samlet havvindkapacitet (MW)

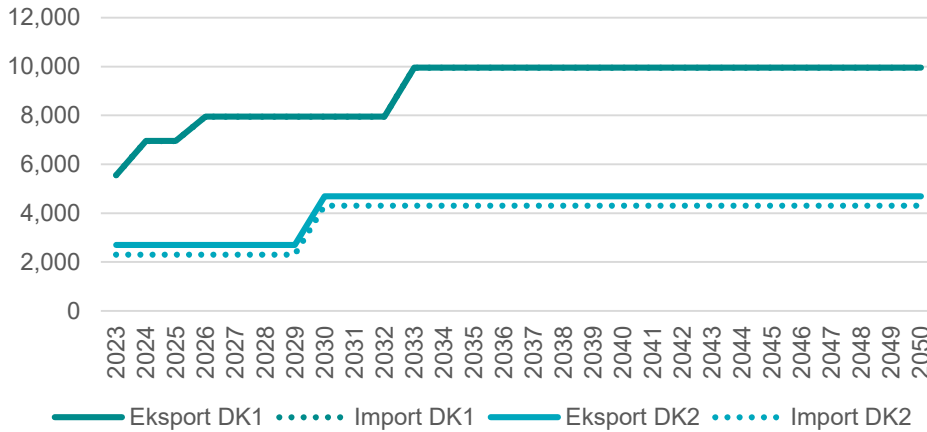


Figur 12: Havvindkapacitet (MW).

Eltransmissionsforbindelser

Figur 13 herunder viser udviklingen i eltransmissionskapacitet mellem Danmark og udlandet. I forbindelse med etableringen af energigøen ved Bornholm antages etablering af forbindelser på 2 GW fra Bornholm til Tyskland og 1,2 GW fra Bornholm til Sjælland (DK2) i 2030. I forbindelse med etableringen af energigøen i Nordsøen lægges det til grund for fremskrivningen, at der etableres forbindelser på 2 GW fra energigøen til Belgien og 1,4 GW fra energigøen til Jylland (DK1) i 2033. AF23 indeholder endvidere forudsætninger om Storebæltsforbindelsen mellem Vest- og Østdanmark. Forbindelsen over Storebælt er i hele perioden 590 MW fra Vestdanmark og 600 MW fra Østdanmark.

Eltransmissionskapacitet mellem Danmark og udlandet (MW)

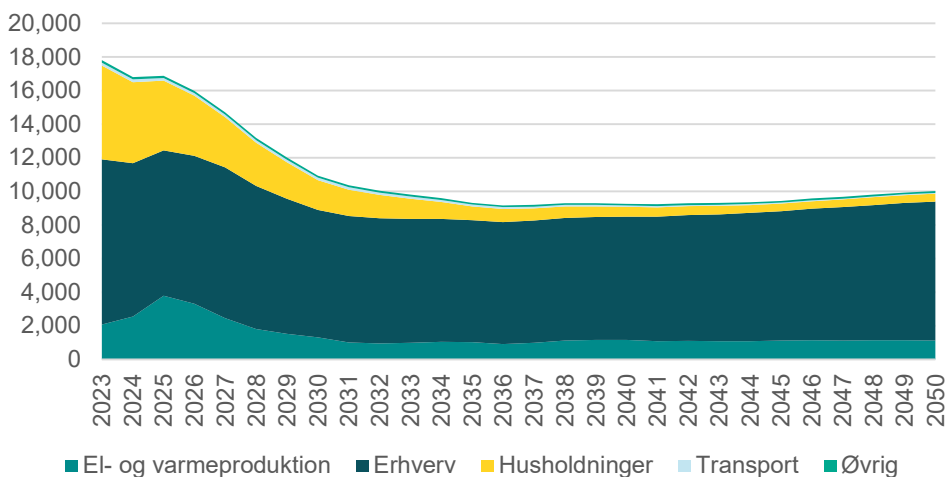


Figur 13: Eltransmissionskapacitet mellem Danmark og udlandet (MW). Interne forbindelser til energigørerne og over Storebælt fremgår af dataarket.

Gasforbrug

Figur 14 herunder viser udviklingen i forbruget af ledningsgas fordelt efter anvendelse. Reduktionen frem mod 2030 skyldes i stort omfang udfasningen af ledningsgasforbrug til opvarmning i husholdninger, samt udfasningen af grund- og mellemlast-fjernvarmeproduktion baseret på ledningsgas.

Samlet forbrug af ledningsgas (GWh)



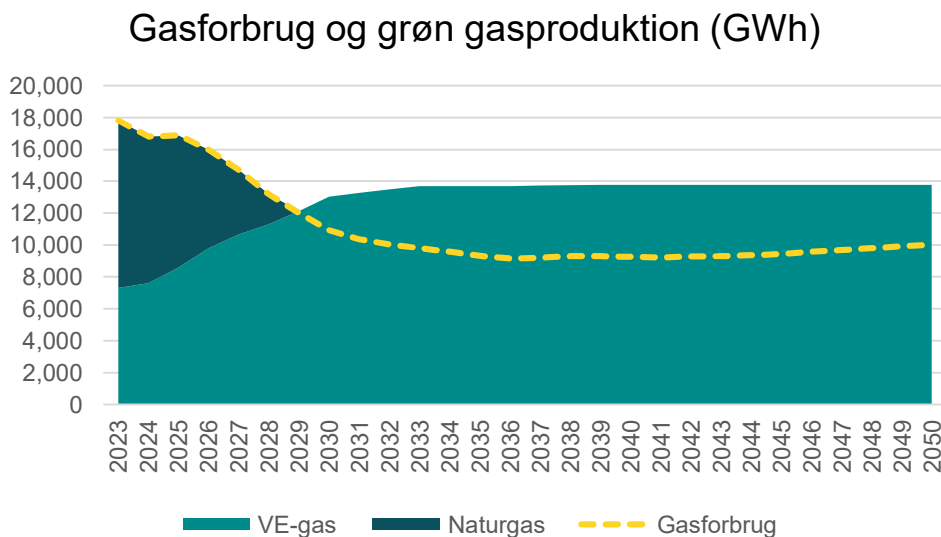
Figur 14: Samlet forbrug af ledningsgas (GWh, øvre brændværdi).



Grøn gas i nettet

Figur 15 nedenfor viser det danske forbrug af ledningsgas opdelt efter naturgas og grønne gasser. Der estimeres en markant stigning af grønne gasser i nettet frem imod 2030. Sammenholdt med et faldende gasforbrug er det muligt, at grønne gasser kan udgøre ca. 100 pct. af det danske gasforbrug i 2029. Fra og med 2033 skønnes andelen af grønne gasser i gassystemet at ligge på ca. 140 – 150 pct. af det danske forbrug. Andelen skønnes at falde svagt frem mod 2050. Dette skyldes en forventning om et øget gasforbrug, primært som følge af omstilling væk fra andre fossile brændsler i industriens højtemperaturprocesser.

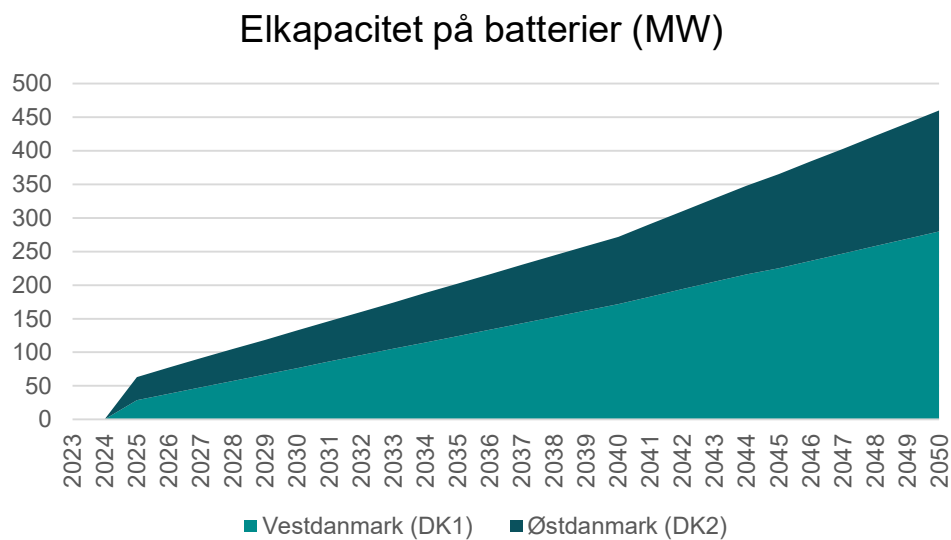
Alternative anvendelser af den grønne gas uden for gastransmissions- og distributionssystemet kan ændre på dette billede, ligesom den konkrete udvikling i markedsf forhold og rammevilkår for produktionen af grønne gasser kan påvirke den forventede produktion.



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

Ellagring

AF23 er udvidet med en fremskrivning af batterikapacitet i Danmark, som er vist i Figur 16 nedenfor. Der medtages alene *utility-scale* batterier og rentabiliteten i udbygning er testet med beregninger med Energistyrelsens Ramses-model. Der henvises til baggrundsnotatet om ellagring til nærmere information. Emnet vil blive videreudviklet i de fremtidige udgaver af Analyseforudsætninger.



Figur 16: Udvikling i elkapacitet på batterier i AF23 (MW).