

24 El- og fjernvarmesektoren

Sektoren omfatter hovedparten af de anlæg, der forsyner det danske samfund med el og fjernvarme, herunder:

- større og mindre kraftvarmeanlæg, der leverer både el og fjernvarme
- vindkraftanlæg og solcelleanlæg, der alene leverer el
- kedler, solvarmeanlæg, overskudsvarmeanlæg og varmepumper, der alene leverer varme til fjernvarmesystemer
- CO₂-fangst på el og fjernvarmeværkerne Asnæsværket og Avedøreværket. For øvrige CO₂-fangst og -lagrings puljer henvises til *kapitel 30 CCS*.

Affaldsforbrændingsanlæg leverer også el og fjernvarme, men deres udledninger behandles som en del af affaldssektoren, *jf. kapitel 26 Affaldsforbrænding*. For fuldstændighedens skyld vises forbruget af affald til el- og fjernvarmeproduktion i opgørelsen af el- og fjernvarmesektorens energiforbrug og -produktion.

Det bemærkes, at KF25 er en fremskrivning for, hvordan udledningerne skønnes at udvikle sig givet de tiltag på klima- og energiområdet, som er besluttet. Fsva. havvind betyder dette, at der i KF25 indgår (udover eksisterende havvind), havvind fra åben dør-projekter der har opnået tilladelse til etablering eller nettilslutningsaftale og afgjorte udbudsparker.

24.1 Overblik over el- og fjernvarmesektorens udledninger

El- og fjernvarmesektoren var i 1990 den mest udledende sektor i Danmark, men forventes i fremtiden i højere grad at bidrage til nedbringelsen af drivhusgasudledningen fra andre sektorer, fx gennem elektrificering af transport, kollektiv og individuel opvarmning, industrielle processer og gennem udvidet brug af fjernvarme i tidligere naturgasopvarmede bygninger. En væsentlig årsag til det kraftige fald i udledningerne fra el- og fjernvarmesektoren fra midt 1990'erne og frem til i dag er således en fundamental omlægning af den måde, el og fjernvarme fremstilles på.

Energikrisen fra 2021 har særligt præget el- og fjernvarmesektoren med udskydelse af nedlukning af kulforbruget på flere kraftvarmeværker. Dette følger blandt andet af politisk udskydelse af nedlukning af tre kraftvarmeværker til 2024, heraf kulkraftværkerne Esbjergværkets blok 3 og Studstrupsværkets blok 4, samt Fynsværkets udskydelse af omstillingen fra kul til gas fra 2022 til 2024. Desuden har der været genfyring af kul på Avedøreværket og brand på Studstrupsværkets træpillelager, hvilket medførte genfyring af kul på værkets blok 3 for at opretholde fjernvarmeleverancen. Fra 2025 forventes det, at kun Nordjyllandsværket vil have et kulforbrug til el og fjernvarmeproduktion.

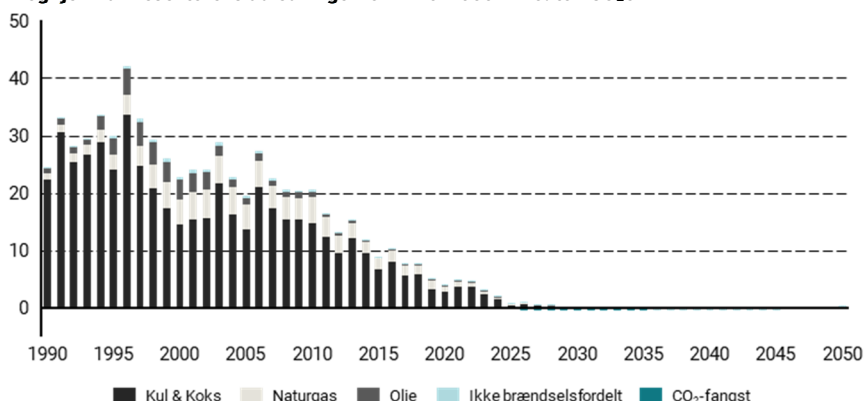
Udledningerne fra el- og fjernvarmesektoren udgjorde ca. 3,2 mio. ton CO₂e i 2023, svarende til ca. 8 pct. af Danmarks netto CO₂e-udledninger. Sektoren skønnes at bidrage

med et nettooptag på ca. 0,3 mio. ton CO₂e i 2030. Det bemærkes, at el- og fjernvarmesektorens negative udledninger ikke afspejler fossilfri el eller fjernvarme. Dette skyldes, at el- og fjernvarmeproduktion på blandt andet de danske affaldsforbrændingsanlæg og overskudsproduktion fra raffinaderiernes drift opgørelsesmæssigt tilhører andre sektorer, nærmere beskrevet i hhv. *kapitel 26 Affaldsforbrænding* og *25 Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer*, samt import af el, som kan være produceret med fossile kilder.

Udledning af drivhusgasser i sektoren er primært forbundet med produktionen af el og fjernvarme på de fossile brændsler, men inkluderer også negative udledninger og evt. udledninger forbundet med energiforbrug fra CO₂-fangst og lagring på anlæg med afsluttet udbud. Udfasningen af kulkraft og en gradvis omstilling af ledningsgassen til at være 100 pct. grøn fra 2032 bidrager til den primære reduktion i udledningerne fra el- og fjernvarmesektoren. Samtidig skønnes etableringen af CO₂-fangst på biogene kraftvarmeværker at bidrage til, at sektoren opfanger mere CO₂ via CO₂-fangst og lagring, end den udleder fra 2028, jf. *figur 24.1*.

Figur 24.1

El- og fjernvarmesektorens udledninger for 1990-2050 i mio. ton CO₂e

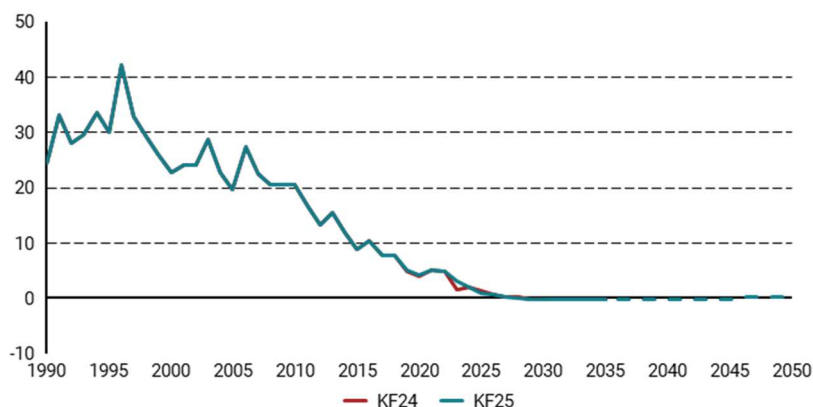


Anm.: Ikke-brændselsfordelte udledninger inkluderer CO₂-, metan- og lattergasudledninger, der opstår i forbindelse med brændselsforbrænding, hvilket også inkluderer biomasseafbrænding. Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at søjlerne i figuren efter 2035 nedtones.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Skønnet for sektorens CO₂-udledninger i KF25 følger samme niveau som KF24, jf. *figur 24.2*.

Figur 24.2

Drivhusgasudledninger fra el- og fjernvarmesektoren, mio. ton CO₂e

Anm.: Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at linjen i figuren efter 2035 er stipleret.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

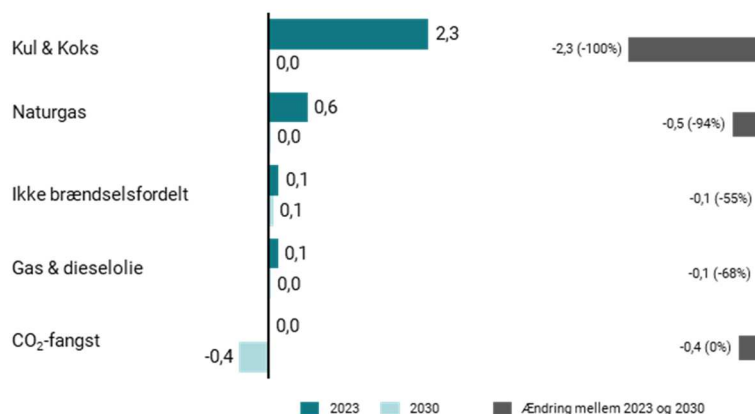
24.2 Overordnet udvikling frem til 2050

Ruslands invasion af Ukraine i 2022 og energikrisen fra 2021 medførte markante ændringer i el- og fjernvarmeproduktionen på baggrund af stigende energipriser, herunder blandt andet udskudt nedlukning og udfasning af kulforbrug på flere kraftvarmeverker. Dette har resulteret i et højere kulforbrug fra 2021 og frem til 2024 i fremskrivningen. Sektoren skønnes dog som den første sektor at have et netto CO₂e-optag via CO₂-fangstprojekterne på Avedøre og Asnæs-værkerne.

Fra 2025 og frem til 2028 forventes kun Nordjyllandsværket fortsat at have en kulbase-ret drift. Det skønnes at medføre en markant reduktion på ca. 2,3 mio. ton CO₂e i 2030 i forhold til 2023. Nedlukningen af kulkraftskapacitet og konverteringer til biomasse i Danmark er understøttet af blandt andet teknologisk udvikling af vindmøller og solceller, kombineret med udbygningen af CO₂-kvotesystemet, afgifter på fossile brændsler, støtte af biomasseproduceret kraftvarme og udbygning af hav- og landvindmøller.

I 2030 skønnes sektoren at være tilnærmelsesvis fossilfri med lukningen af de danske kulkraftværker og som følge af, at biogasandelen i ledningsgas opgørelsesmæssigt gradvist omstilles til 100 pct. frem mod 2032, jf. *kapitel 25 Produktion af olie, gas og VE-brændsler*. Dertil kommer, at udmøntningen af CCUS-puljen medfører CO₂-fangst med henblik på geologisk lagring på Avedøre og Asnæs kraftvarmeverkerne, der forventes i fuld drift fra 2026, hvilket jf. kontrakten forventes at bidrage med en reduktion på 430.000 ton CO₂e i 2030, jf. *figur 24.3*.

Figur 24.3

El- og fjernvarmesektorens udledninger i 2023 og 2030 fordelt på brændsler, mio- ton CO₂e

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

I fremskrivningen skønnes desuden en reduktion i udledninger fra naturgas, hvilket primært skyldes den gradvise omstilling af ledningsgassen, der opgørelsesmæssigt forventes 100 pct. grøn fra og med 2032, jf. kapitel 25 Produktion af olie, gas og VE-brændsler.

Energiforbrug i el- og fjernvarmesektoren

Historisk set har el- og fjernvarmeproduktion i Danmark været baseret på kraftvarme. I fremtiden forventes den forbedrede økonomi i elproduktion fra vind og sol samt den indirekte effekt af et stigende bidrag til fjernvarmeproduktionen fra fx varmepumper at bidrage til en forringet konkurrencesituation for de store kraftvarmeverker, som i dag er baseret på blandt andet kul og træbaseret biomasse. Derfor skønnes forbruget af træbaseret biomasse at falde markant fra 34 pct. i 2023 til 10 pct. af energiforbruget i el og fjernvarmesektoren frem mod 2035.

Den skønnede omstilling af energiforbruget i el- og fjernvarmesektoren kan opdeles i følgende centrale årsager, der er delvist sammenlignelige med reduktioner i udledninger illustreret i figur 24.4:

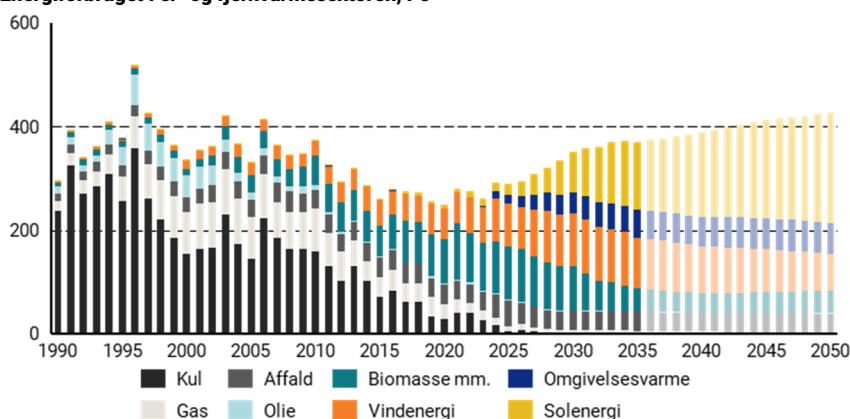
- Udvikling af VE på land:** Produktionen af el fra solceller skønnes at stige markant fra at udgøre ca. 10 pct. af elproduktionen i 2023 til ca. 37 pct. i 2030. Produktion fra landvind skønnes at udgøre en faldende andel af den samlede elproduktion fra ca. 30 pct. i 2023 til ca. 22 pct. i 2030.
- Udbygning med havvind:** Udbuddet af 3 GW havvind i Nordsøen førte ikke til bud i december 2024, og med opbakning fra forligskredsen blev udbuddet af 3 GW i de indre danske farvande annulleret. På den baggrund skønnes den årlige elproduktion fra havvind efter 2030 ca. 16 TWh lavere end i KF24. Det bidrager sammen med

en kraftigt stigende efterspørgsel til, at Danmark skønnes at være nettoimportør af el i hele fremskrivningsperioden.

- **Udfasning af kulbaseret produktion:** Kulbaseret el- og fjernvarmeproduktion skønnes at falde markant i 2025 i forhold til 2023. Udviklingen skyldes hovedsageligt lukningen af fire kulkraftvarmewærker: Fynsværket, Esbjergværket, Studstrupværket og Avedøreværket. Kulbaseret produktion forventes at ophøre fuldstændigt med lukningen af Nordjyllandsværket ved udgangen af 2028.
- **Øget biogasanvendelse til gasbaseret produktion:** Omstillingen af ledningsgassen til 100 pct. grøn gas fra og med 2032 medfører, at den gasbaserede el- og fjernvarmeproduktions udledning gradvist reduceres til nul fra og med 2032.

Figur 24.4

Energiforbruget i el- og fjernvarmesektoren, PJ



Anm.: Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at søjlerne i figuren efter 2035 nedtones.

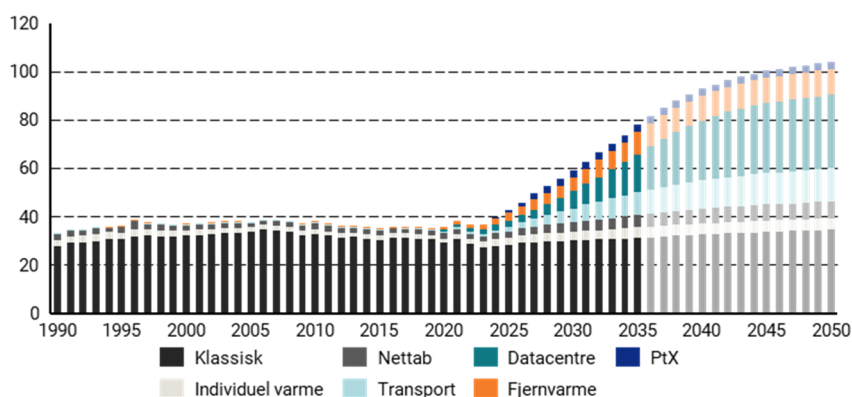
Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

24.3 Udvikling af elproduktionen og -forbruget

Det samlede elforbrug skønnes at stige markant frem mod 2050, jf. figur 24.5. Stigningen skønnes blandt andet at komme via opbygningen af nye industrier og omstillingen til nye teknologier i sektorer, hvor der hidtil primært er brugt brændsler. Det vedrører anvendelse af varmepumper i husholdninger og fjernvarme, PtX-produktion, datacentre og elektrificeringen af transportsektoren via særligt elbiler. Disse teknologiers andel af elforbruget skønnes at stige fra ca. 26 pct. i 2023 til over 50 pct. efter 2030. Historisk har elforbruget primært været knyttet til det klassiske forbrug, der omfatter husholdninger og erhvervets forbrug til elektriske apparater (computere, fjernsyn, madlavning mm.), belysning, elmotorer mm, hvilket ikke skønnes at stige frem mod 2050.

Figur 24.5

Dansk elforbrug fordelt på typer, TWh



Anm.: Klassisk elforbrug omfatter elforbrug til apparater, belysning, elmotorer mm. i husholdninger og erhverv. Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at søjlerne i figuren efter 2035 nedtones.

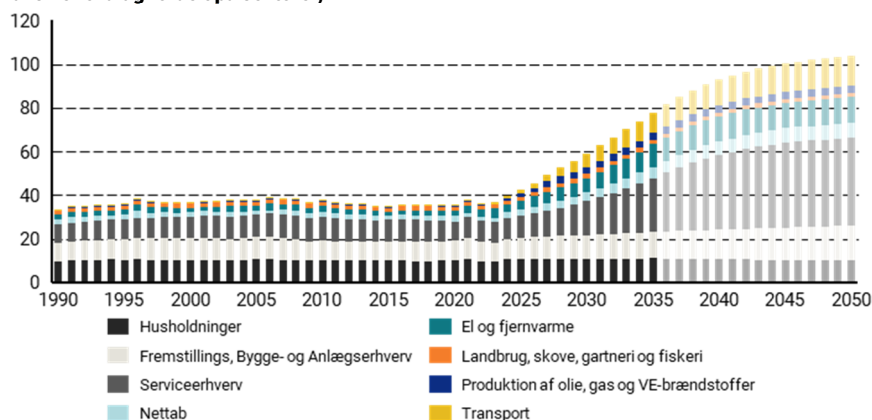
Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Elforbruget i Danmark har historisk ligget på et stabilt niveau på omkring 35 TWh siden 1990'erne. Der skønnes en markant ændring i efterspørgslen på el frem mod 2030 og videre frem mod 2050, hvor elforbruget skønnes at stige med ca. 60 pct. i 2030 og ca. tredobles mod 2050 relativt til 2023.

Det stigende elforbrug er særligt markant i følgende sektorer, jf. figur 24.6:

- Servicesektoren med udbygning af store datacentre, jf. kapitel 29 Serviceerhverv.
- Sektoren for VE-brændstoffer med udbygning af PtX-produktion, jf. kapitel 25 Produktion af olie, gas og VE-brændsler.
- Transportsektoren med stigning i antallet af el-køretøjer inklusive elbiler, jf. kapitel 22 Transport.
- Fjernvarmesektoren med øget anvendelse af varmepumper og elkedler til kollektiv opvarmning (fjernvarme), jf. afsnit 24.4.
- Husholdninger med øget anvendelse af varmepumper til individuel opvarmning samt individuel opvarmning og procesvarme i erhverv, jf. kapitel 28 Husholdninger.

Figur 24.6

Dansk elforbrug fordelt på sektorer, TWh

Anm.: Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at søjlerne i figuren efter 2035 nedtones.

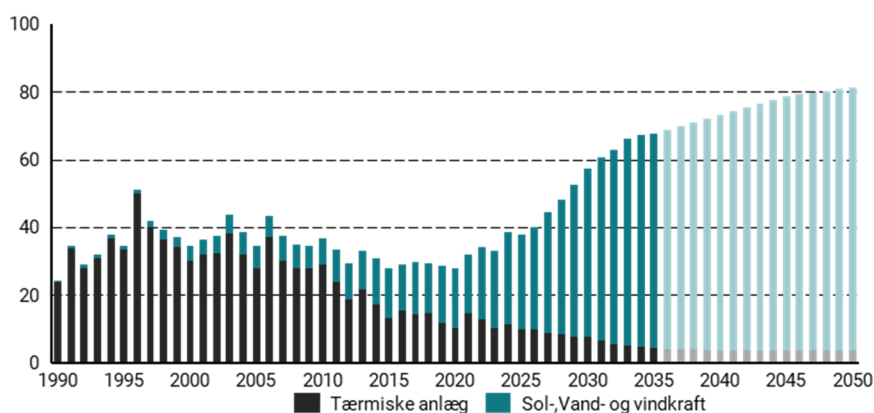
Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Omstilling fra termisk til ikke-termisk elproduktion

I 1990 foregik størstedelen af den indenlandske elproduktion på termiske anlæg, hvoraf hovedparten var kulfyrede, og kun en mindre andel på sol- og vindkraftanlæg. I 2020 var den termiske andel af elproduktionen faldet markant, hvilket skønnes at fortsætte mod 2030, hvor den termiske andel kun skønnes at udgøre 13 pct. og hovedsagelig at være baseret på biomasse med et begrænset bidrag fra ledningsgas og affaldsforbrænding, jf. figur 24.7.

Figur 24.7

Elproduktion fordelt på termiske og ikke-termiske værker, TWh



Anm.: Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at søjlerne i figuren efter 2035 nedtones.

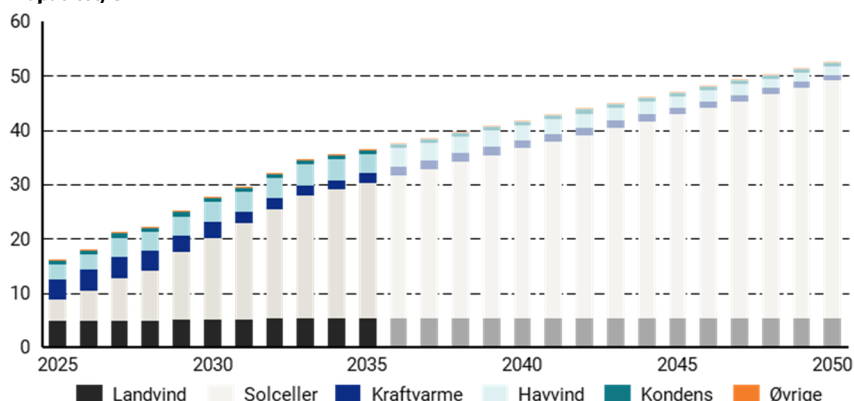
Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

I de kommende år forventes der markante ændringer i den danske termiske elkapacitet med udfasningen af kulkraftværker frem mod 2030. Biomassekraftvarmeværker vurderes også at reducere deres kapacitet over tid i takt med deres tekniske levetid og udfasningen af støtte til elproduktion på biomassekraftvarmeværker. Kraftvarmeværker antages gradvist at blive taget ud af drift på grund af deres levetid og manglende rentabilitet i forhold til alternative energikilder, hvilket blandt andet skyldes, at den teknologiske udvikling af havvind- og landvindmøller samt solceller har medført markant fald i teknologiomkostninger, *jf. teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme*.

Elkapacitet og elproduktion

Kombinationen af den stigende el-efterspørgsel, højere omkostninger på termiske anlæg fra faldende støtte og stigende CO₂-kvotepriser samt faldende omkostninger på vind- og solkraft vurderes at medføre en markant stigende indfasning af kapacitet fra disse teknologier og dertilhørende elproduktion, *jf. figur 24.8*. Der skønnes en markant indfasning af særligt solcelleanlæg. Havvindskapaciteten skønnes gradvist reduceret fra 2029 og frem til 2050 i takt med at levetiden for ældre parker udløber. I KF25 skønnes derfor, at havvindskapaciteten i 2050 udgøres af havvindmølleparkerne Thor og åben dør projekter.

Figur 24.8

Elkapacitet, GW

Anm.: Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at søjlerne i figuren efter 2035 nedtones.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

For både landvindmøller og solceller fremskrives den kommercielle udbygning i KF25 med afsæt i Energinets og Energistyrelsens vægtede oversigt over potentielle VE-projekter i forskellige planlægningsfaser (VE-pipeline), samt en økonomisk afskæring af projekter, jf. *forudsætningsnotat el og fjernvarme*. VE-pipelinen vil løbende afspejle evt. forsinkelser i udbygning og tilslutning af anlæg.

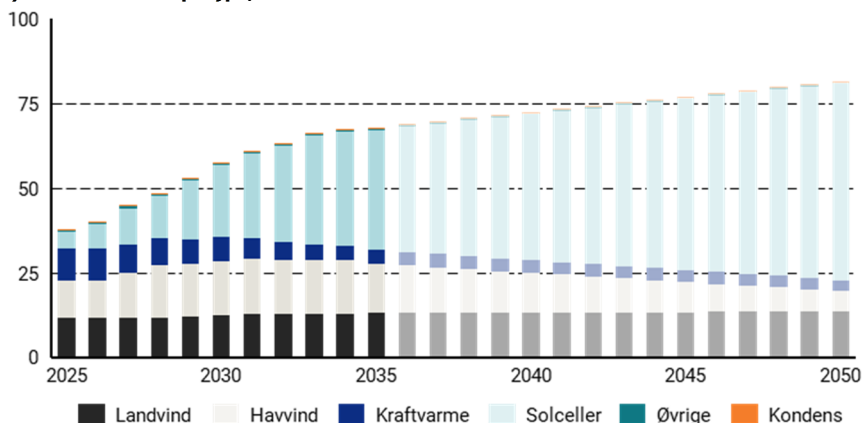
Metoden til fremskrivning af landvind- og solcelleudbygning er opdateret med KF25 således, at udbygningen af VE begrænses i forhold til, om den skønnes rentabel. Der introduceres et økonomisk loft, der reducerer udbygningen, såfremt den vægtede elpris for hhv. solceller og landvind falder under deres respektive skønnede "levelised cost of energy" (LCOE), der angiver den samlede gennemsnitlige omkostning pr. produceret energienhed over en energikildes levetid, inklusive investerings-, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger.

Der ses en udvikling mod en stor kapacitet af fluktuerende vedvarende energikilder som vind og sol, der periodevist har potentiale til at overgå det samlede elforbrug og kapacitet på udlandsforbindelser. Denne udvikling i elkapaciteten skaber et anderledes system, hvor VE-produktionen og elforbruget over døgnet og året og afhængig af vejret skaber større variationer i elprisen. Den høje kapacitet af solceller forventes at skabe udsving med lave elpriser midt på dagen, hvor forbruget oftest også er relativt højt. Denne tendens ses allerede i weekender og sommermåneder i dag, men forventes at blive forstærket med en solcellekapacitet på 15 GW i 2030 og 44 GW solceller i 2050. Produktionen fra vind er højest i efterårs- og vintermånederne, mens solcellers peak produktion er om sommeren.

Produktion af el fra solkraft skønnes at overstige den samlede elproduktion fra vindkraft fra 2033. Elproduktion fra øvrige kilder falder frem mod 2030, hvor biomasse, affaldsforbrænding og ledningsgas skønnes at udgøre henholdsvis ca. 9 pct., ca. 2 pct. og ca. 1 pct. af den samlede elproduktion i 2030 og falde yderligere frem mod 2050 *jf. figur 24.9*. Yderligere forventes affalds- og biomasseværkerne at omstille til en større andel varmeproduktion.

Figur 24.9

Elproduktion fordelt på type, TWh



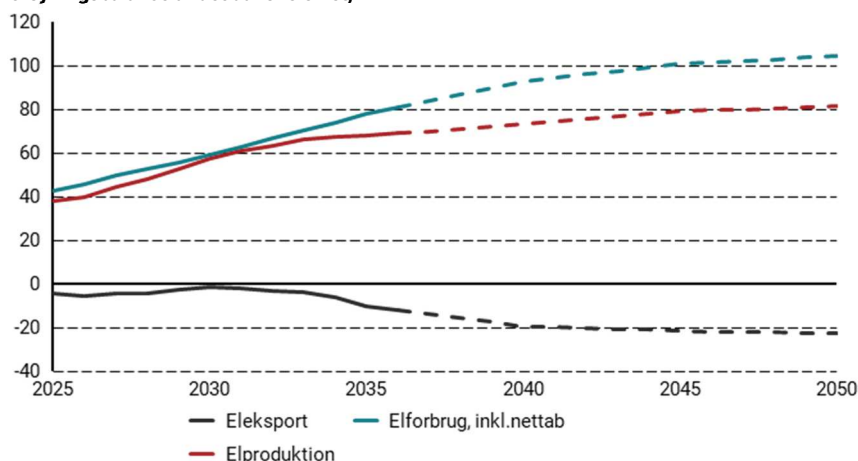
Anm.: Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at søjlerne i figuren efter 2035 nedtones.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Elforsyningsbalance

Det skønnes i KF25, at elforbruget stiger mere end elproduktion frem mod 2050. Det skønnes dermed i KF25, at Danmark i hele fremskrivningsperioden vil være nettoimportør af elektricitet, *jf. figur 24.10*. Det bemærkes, at KF25 er en fremskrivning af, hvordan udledningerne skønnes at udvikle sig givet de tiltag på klima- og energiområdet, som er besluttet. Fsva. havvind betyder dette, at der i KF25 indgår (udover eksisterende havvind), havvind fra åben dør-projekter, der har opnået tilladelse til etablering eller nettilslutningsaftale, samt afgjorte udbudsparker.

Figur 24.10

Forsyningsbalance af det danske elnet, TWh

Anm.: Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at linjerne i figuren efter 2035 er stiplede.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

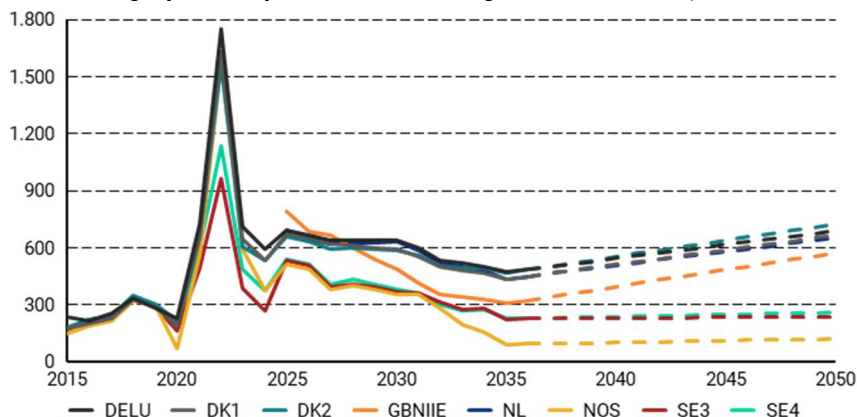
Elprismarkedet i Danmark og nabolande

Danmark er en integreret del af det fælleseuropæiske elsystem og udveksler elektricitet med de lande, vi er forbundet med gennem udlandsforbindelser. Udviklingen af elproduktionskapaciteten i Danmarks nabolande forventes at bevæge sig mod en større udbredelse af vedvarende elproduktionskapacitet og en gradvis udfasning af konventionelle produktionsenheder. Samtidig forventes det europæiske netværk at blive styrket med flere elforbindelser både internt og på tværs af landene, jf. *KF25 Sektorforudsætningsnotatet om el og fjernvarme*. Det bemærkes, at elprisfremskrivningen i KF25 er et udtryk for elprisskøn i et energisystem karakteriseret ved de tiltag på klima- og energiområdet, som er besluttet. Elprisskønnet skal dermed ikke fortolkes som en prognose. Elpriserne skønnes frem mod 2030 fortsat at være høje relativt til historiske elpriser. Den højere elpris på over 600 kr. per MWh afspejles af høje gaspriser og et udland med højere elpriser. Frem mod 2035 skønnes udbygningen af vedvarende energi og faldende brændselspriser at bidrage til faldende elpriser, der falder til en gennemsnitselpris på ca. 450 kr./MWh i 2035.

Den langsigtede elpris mod 2050 er præget af gradvist stigende priser til over 600 kr./MWh for både Danmark og nabolande mod syd jf. figur 24.11.

Figur 24.11

Gennemsnitslige spotmarkedpriser for el i Danmark og Danmarks nabolande, kr./MWh



Anm.: For NO opgøres elprisen for det enkelte prisområde der forbindes til Danmark. DE, GB og NL er i dag enkeltstående prisområder for handel med el via Nordpool. Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at søjlerne i figuren efter 2035 nedtones.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet

De danske elpriser er yderligere påvirket af de relativt lave elpriser i Norge og Sverige samt de omfattende udlandsforbindelser til England og Tyskland, hvor der ligesom i Danmark også sker en betydelig udvidelse med både solceller, landvind og havvind. Udviklingen skønnes at resultere i store prisudsving i løbet af året, og det forventes, at disse udsving i elpriserne vil stige frem mod 2030. Omvendt vil den skønnede elektrificering ved PtX-produktionskapacitet og elforbrug til varmeproduktion, elbiler, mv., både i Danmark og i udlandet alt andet lige dæmpe disse svingninger frem mod 2050, idet det fleksible forbrug forventes flyttet til lavpristimer.

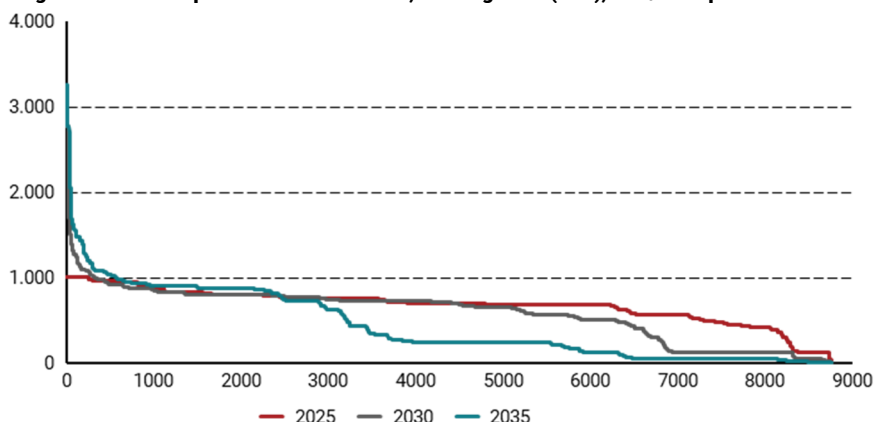
Den skønnede udvikling i elprisen afspejler grundlæggende udviklingen i balancen mellem udbud og efterspørgsel. Det generelle fald i omkostninger på sol- og vindkraft medfører en mere fluktuerende produktion, som ikke nødvendigvis følger efterspørgslen, hvorfor elpriserne forventes at blive mere volatile. Udviklingen antages at skabe et øget økonomisk incitament for en udvikling mod fleksibelt elforbrug, -produktion og -lagring, herunder elvarme, batterier, PtX, elbiler, udlandsforbindelser mv., der kan skifte forbrug til timer med lave elpriser, samt gasturbiner, udlandsforbindelser og batterier, der kan levere el i timer med høje priser.

Omstillingen fra en stor termisk kapacitet i elforsyningen til fluktuerende vedvarende kilder som vindmøller og solceller afspejles særligt i elprisudviklingen, hvor der i fremskrivningen skønnes en større variation af elpriserne. Variationen skønnes særlig at påvirke elprisen i to-tredjedele af året med priser på under 300 og 100 DKK/MWh i hhv. 58 pct.

og 28 pct. af timerne i 2035, samt elpriser på over 1000 DKK/MWh i ca. 6 pct. af timerne i 2035, jf. figur 24.12.

Figur 24.12

Varighedskurve for elprisen i Danmark i 2025, 2030 og 2035 (DK1), DKK/MWh per time



Anm.: Elpriser i 2025, 2030 og 2035 er beregnet i RAMSES modellen.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

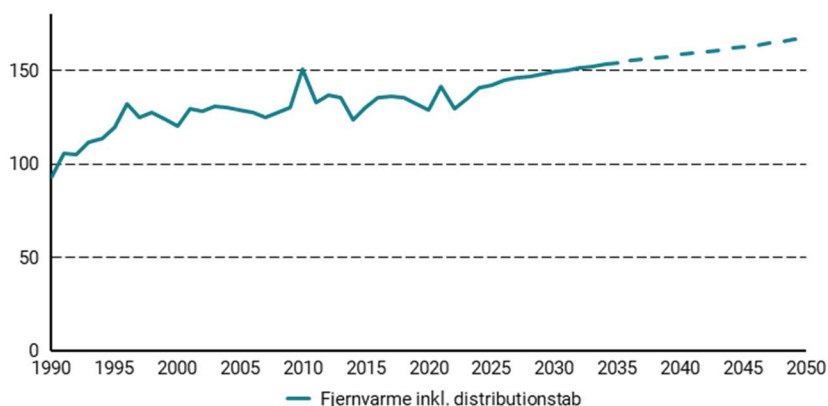
24.4 Udvikling af fjernvarmeproduktion og -forbruget frem til 2050

Den danske produktion af fjernvarme er tæt knyttet til forbruget, hvilket forventes at fortsætte i fremtiden. Den fremtidige udvikling omfatter to modsatrettede tendenser. På den ene side skønnes der en fortsat udbygning af fjernvarmen, som vil omfatte nye områder gennem konvertering af tidligere gasforsynede områder som en del af kommunernes varmeplanlægning. Dertil ses også en øget efterspørgsel på fjernvarme fra blandt andet nye boligområder i og ved eksisterende fjernvarmeområder, samt en øget økonomisk vækst i fremstillingserhverv. På den anden side forventes et fald i varmekonsumet i eksisterende fjernvarmeområder på grund af øget energieffektivitet i bygningsmassen. Til KF25 skønnes der en forsinkelse af konverteringen af gasfyr til fjernvarme relativt til KF24. Det følger af forsinkede udrulningsplaner og stigende omkostninger ved nye fjernvarmeområder.

Fjernvarmekonsumet skønnes at stige i hele fremskrivningsperioden fra ca. 135 PJ i 2023 til ca. 149 PJ i 2030, jf. figur 24.13.

Figur 24.13

Fjernvarmeforbrug inkl. tab, PJ



Anm.: Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at linjen i figuren efter 2035 er stipleet.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

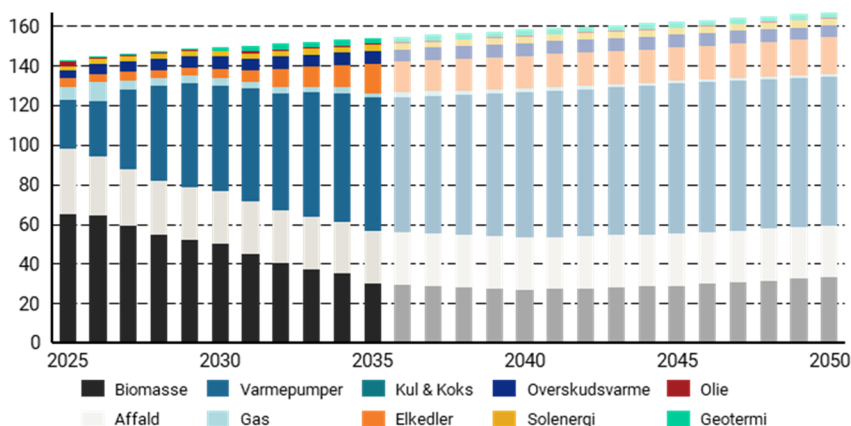
Der forventes en gradvis udvidelse af fjernvarmeområderne særligt i områder med nær tilknytning til eksisterende fjernvarmeforsyning. Fremskrivningen af fjernvarmeforbruget er desuden baseret på en forventning om, at alle midler i de politisk afsatte puljer til konvertering af oliefyr og gasfyr får fuldt afløb. Der er væsentlig usikkerhed forbundet med tempoet i udfasningen af naturgas.

Fjernvarmeproduktion efter type

Faldende elpriser frem mod 2035 vil blandt andet få betydning for den fremtidige udvikling i den danske fjernvarmesektor. Lavere elpriser bidrager til at gøre investeringer i store varmepumper mere rentable. Samtidig betyder lavere elpriser en forringelse af driftsøkonomien for kraftvarmeverker, hvilket i fremskrivningen resulterer i en gradvis omstilling fra kraftvarmeverker til varmepumper. Den danske fjernvarmeproduktion frem mod 2035 skønnes at gennemgå et markant skifte, hvortil varmepumper og direkte elvarme i kombination med varmelagre i større grad anvendes og tilpasses et elmarked med mere volatile elpriser. Omstillingen er særligt tydelig for kraftvarmeverkernes fjernvarmeproduktion, hvilket afspejles i, at produktionen fra biomasse og kul skønnes at falde fra at udgøre ca. 67 pct. i 2023 til et stabilt niveau på ca. 20 pct. i 2035 og frem til 2050, jf. figur 24.14.

Figur 24.14

Fjernvarmeproduktion fordelt på typer, PJ



Anm.: Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at søjlerne i figuren efter 2035 nedtones.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

24.5 Usikkerhed

Den forventede udfasning af det sidste kulkraftværk i 2028 betyder, at den største kilde til CO₂-udledninger i el- og fjernvarmesektoren udfases. Dertil skønnes det, at den gasbaserede el- og fjernvarmeproduktions udledninger reduceres som følge af at biogasproduktionen fra 2032 skønnes at overstige det samlede forbrug af ledningsgas.

Udviklingen af elprisen er i stort omfang præget af blandt andet brændselsprisudviklingen, VE-udbygning, PtX og elforbrug i udlandet. Ændringer i disse udviklinger vil alt andet lige påvirke elprisen i Danmark og dermed elektrificeringen af energiforbrug, herunder fjernvarmeproduktionen, og udbygning af VE, der er styret af økonomisk rentabilitet, jf. KF25 forudsætningsnotat el og fjernvarme.

På grund af den meget høje VE-andel i produktionen af el og fjernvarme påvirker usikkerheden i fremskrivningen i mindre grad de fremtidige drivhusgasudledninger, men i højere grad i hvilket omfang og tempo, sektoren vil kunne bidrage til omstillingen i andre sektorer, hvilket blandt andet afhænger af den resulterende elpris. De væsentligste usikkerheder i den forbindelse knytter sig til priser på VE-teknologier, lokal opbakning, råvarepriser, udviklingen i elforbrug, samt udviklingen i sammensætningen af elproduktionskapaciteter i udlandet.

Udbygningen af landvind er behæftet med usikkerhed for, hvordan den langsigtede lokale opbakning og disponibelt areal udvikler sig i takt med, at et stort antal ældre møller

tages ned og erstattes af færre men større nye vindmøller. Det skønnes i KF25, at antallet af landvindmøller reduceres fra ca. 4200 i 2024 til ca. 2300 i 2040 uden et tilsvarende fald i elkapaciteten. I lighed med landvind er udbygningen af solceller ligeledes behæftet med usikkerhed i henhold til lokal opbakning.

KF25 inkluderer ikke etablering af yderligere havvind fra nye udbud, da vilkår for disse endnu ikke er afklaret og yderligere havvindsudbygning ud over eksisterende kapacitet udgøres derfor af Thor og åben dør projekter, *jf. KF25 forudsætningsnotat el og fjernvarme*. Såfremt der antages en større udbygning af havvind end fastlagt til KF25, kan det skønnes at øge den langsigtede elproduktion og dermed øge forholdet mellem dansk elproduktion og elforbrug sammenlignet med grundforløbet. Med fastholdt elforbrug kan det reducere elprisen, hvilket kan øge elektrificeringen i andre sektorer, men som omvendt alt andet lige kan forringe rentabiliteten for flere elproducenter og mindske udviklingen af landvind- og solcelleprojekter.