

25 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
- affaldsforbrændingsanlæg, der leverer 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 -lagringspuljer henvises til *kapitel 30 CCS*.

Det bemærkes, at KF26 er en fremskrivning for, hvordan udledningerne skønnes at udvikle sig givet de tiltag på klima- og energiområdet, som er besluttet. Ikke-afgjorte udbud (fx om havvind) vil blive medregnet, såfremt det opfylder de tre kriterier for indregning, jf. *forudsætningsnotatet "Principper og politikker"*. Hvis realiseringen af et givent projekt afhænger af rentabiliteten, kan projektet dog udgå fra indregning i KF. Fsva havvind betyder dette, at der i KF26 indgår (udover eksisterende havvindmølleparker), havvind fra åben dør-projekter, der har opnået tilladelse til etablering eller nettilslutningsaftale, afgjorte udbudsparker og aftalegodkendte udbudsparker, herunder Energiø Bornholm, der skønnes rentable under de aftalte støtteløfter.

25.1 Overblik over el- og fjernvarmesektorens udledninger

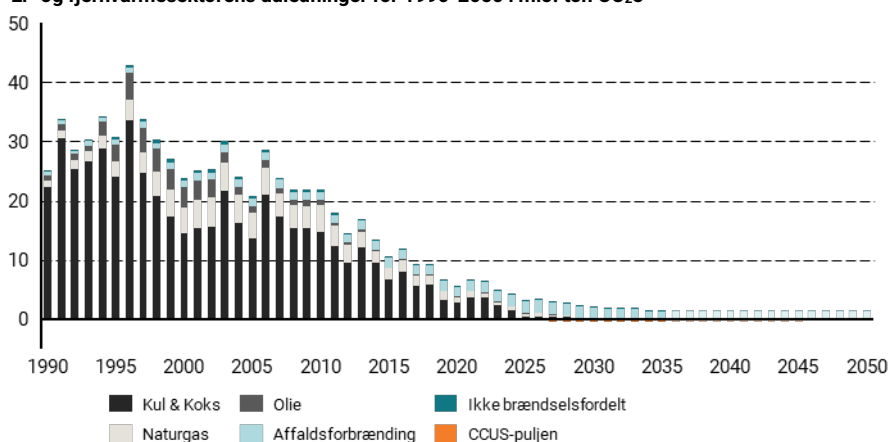
El- og fjernvarmesektoren var i 1990 den mest udledende sektor i Danmark, men forventes i fremtiden i højere grad at bidrage til nedbringelsen af drivhusgasudledningen fra andre sektorer, fx gennem elektrificering af transport, kollektiv og individuel opvarmning, industrielle processer og gennem udvidet 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 en omlægning af den måde, el og fjernvarme fremstilles på, hvor Nordjyllandsværket i dag er det sidste kraftvarmeværk, der anvender kul. Hvor fossile brændsler som olie, kul og gas til anvendelse af el- og fjernvarmeproduktion er reduceret frem til i dag, er affaldsforbrænding omvendt steget siden 1990. I dag udgør affaldsforbrænding derfor den største kilde til drivhusgasudledninger i den danske el- og fjernvarmeproduktion.

Udledningerne fra el- og fjernvarmesektoren udgjorde ca. 4,2 mio. ton CO₂e i 2024, svarende til ca. 11 pct. af Danmarks nettoudledninger. Dette skønnes at falde til ca. 1,6 mio. ton CO₂e i 2030, svarende til ca. 7 pct. af Danmarks nettoudledninger. Det bemærkes, at udledninger fra el og fjernvarme, der forbruges i Danmark, ikke er fuldstændigt sammenligneligt med udledninger fra el- og fjernvarmesektoren. Dette skyldes, at el- og fjernvarmeproduktion på bl.a. overskudsproduktion fra raffinaderiernes drift opgørelsesmæssigt tilhører andre sektorer, jf. *kapitel 26 Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer* og *kapitel 24 Fremstillings- og bygge-anlægserhverv*, 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, herunder affald, men inkluderer også negative udledninger og evt. udledninger forbundet med energiforbrug fra CO₂-fangst og lagring på anlæg fra CCUS-puljen. Udfasningen af kulkraft, reduktion i fossilandele af affald og en gradvis omstilling af ledningsgassen til at være opgørelsesmæssigt 100 pct. grøn fra 2035 bidrager til den primære reduktion i udledningerne fra el- og fjernvarmesektoren, *jf. figur 25.1*. Hertil skønnes etableringen af CO₂-fangst på biogene kraftvarmeværker at bidrage til, at sektoren reducerer drivhusgasudledninger med 0,4 mio. ton CO₂ i 2030 i forhold til 2024.

Figur 25.1

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



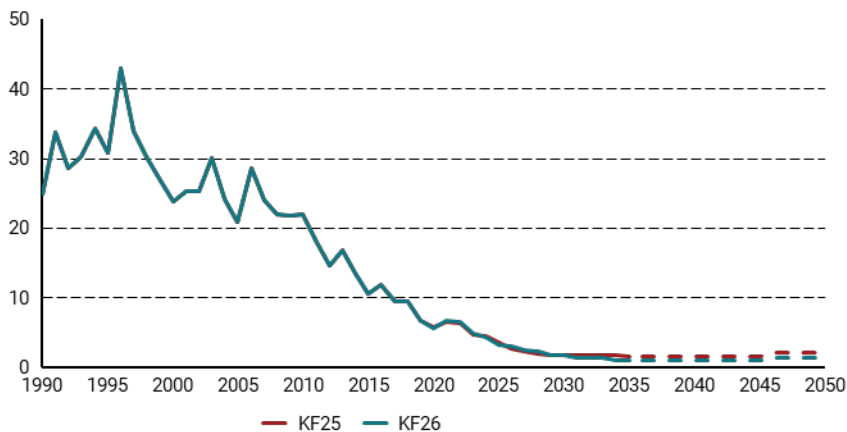
Anm.: Ikke-brændselsfordelte udledninger inkluderer CO₂, metan- og lattergasudledninger, der opstår i forbindelse med brændselsforbrænding, hvilket også inkluderer biomasseafbrænding. Der er yderligere usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, 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 nettodrivhusgasudledninger i KF26 er opjusteret i hele tidsserien i forhold til KF25 som følge af inddragelsen af affaldsforbrænding under el- og fjernvarmesektoren, *jf. figur 25.2*. Tages der højde for inddragelsen af affaldsforbrænding er udledningerne i 2030 sammenlignelig med KF25. Efter 2030 skønnes en reduktion i udledningen i forhold til KF25 som følge af en nedgang i den samlede danske affaldsforbrændingskapacitet, samt at en større mængde plastaffald bliver udsorteret til genanvendelse, hvilket medfører en lavere mængde plast til forbrænding og dermed en lavere fossilandel. Af denne grund skønnes udledninger fra el- og fjernvarmeproduktion inkl. affaldsforbrænding ca. 0,5 mio. ton CO₂e lavere i 2035 i forhold til KF25.

Figur 25.2

Drivhusgasudledninger fra el- og fjernvarmesektoren, mio. ton CO₂e



Anm.: Der er yderligere 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 stiplede.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

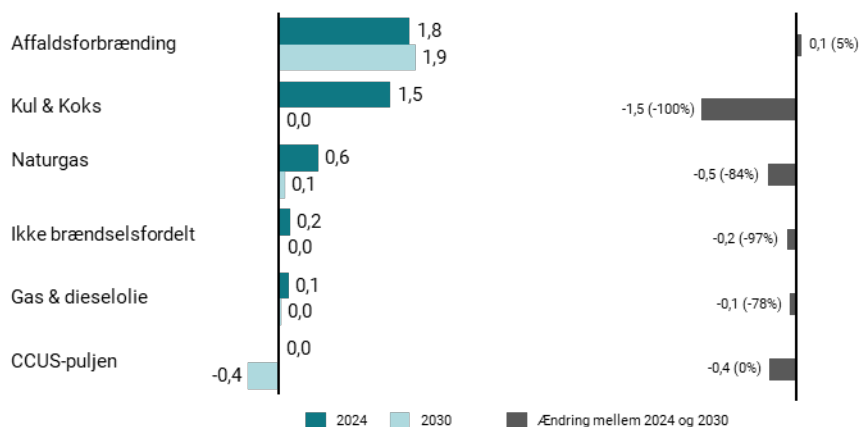
25.2 Overordnet udvikling frem til 2050

Ruslands invasion af Ukraine i 2022 og Energikrisen fra 2022 medførte markante ændringer i el- og fjernvarmeproduktionen på baggrund af stigende energipriser, herunder blandt andet udskudt nedlukning og udfasning af kulforbrug på flere kraftvarmeværker. Dette har resulteret i et højere kulforbrug fra 2021 og frem til 2024.

Nedlukningen af kuldrift på tre kulkraftværker i 2024 og Nordjyllandsværket i 2028 skønnes at medføre den største reduktion for sektoren på ca. 1,5 mio. ton CO₂e i 2030 i forhold til 2024. 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 til biomasseproduceret kraftvarme og udbygning af hav- og landvindmøller.

Fra 2030 skønnes udledninger fra sektoren primært at stamme fra affaldsforbrænding, som følge af lukningen af Nordjyllandsværket og biogasandelen i ledningsgas opgørelsesmæssigt gradvist omstilles til 100 pct. frem mod 2035, jf. *kapitel 25 Produktion af olie, gas og VE-brændsler*. Det forventes, at CCUS-puljen bidrager med en samlet reduktion i el- og fjernvarmesektoren på 0,4 mio. ton CO₂e i 2030, jf. *figur 25.3*. CCUS-puljens etablering af CO₂-fangst på Avedøre og Asnæs kraftvarmeværkerne forventes i fuld drift fra midt 2026.

Figur 25.3

El- og fjernvarmesektorens udledninger i 2024 og 2030 fordelt på brændsler, mio. ton CO₂e

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

I fremskrivningen skønnes desuden en reduktion i udledninger fra naturgas, hvilket skyldes både en nedgang i gasbaseret el- og fjernvarmeproduktion og den gradvise omstilling af ledningssystemet, der opgørelsesmæssigt skønnes 100 pct. grøn fra og med 2035, jf. kapitel 26 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 en stigende elproduktion fra vind og sol og fjernvarmeproduktionen fra bl.a. 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 37 pct. i 2024 til 10 pct. af energiforbruget i el- og fjernvarmesektoren frem mod 2035.

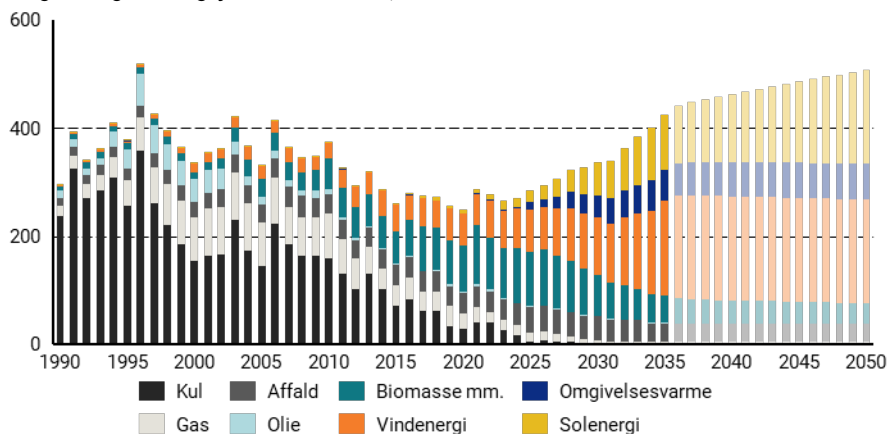
Den skønnede omstilling af energiforbruget i el- og fjernvarmesektoren skyldes følgende centrale årsager og illustreret i Figur 25.4:

- **Udvikling af VE på land:** Elproduktionen fra solceller skønnes at stige markant fra at udgøre ca. 11 pct. af elproduktionen i 2024 til ca. 31 pct. i 2030. Elproduktion fra landvind skønnes at udgøre en faldende andel af den samlede elproduktion fra ca. 31 pct. i 2024 til ca. 24 pct. i 2030.
- **Udbygning med havvind:** Udbuddet af 3 havvindmølleparker i Nordsøen og ved Hesselø samt en dansk-tysk aftale om Energiø Bornholm skønnes at medføre en øget kapacitet på 5,8 GW i forhold til KF25. Det bidrager til, at Danmark skønnes at være nettoeksportør af el fra 2035.
- **Udfasning af kulbaseret produktion:** Kulbaseret produktion forventes at ophøre fuldstændigt med lukningen af Nordjyllandsværket ved udgangen af 2028.

- **Øget biogasanvendelse til gasbaseret produktion:** Omstillingen af ledningsgassen til opgørelsesmæssigt 100 pct. grøn gas fra og med 2035 medfører, at den gasbaserede el- og fjernvarmeproduktions udledninger gradvist reduceres til nul frem mod 2035.

Figur 25.4

Energiforbruget i el- og fjernvarmesektoren, PJ



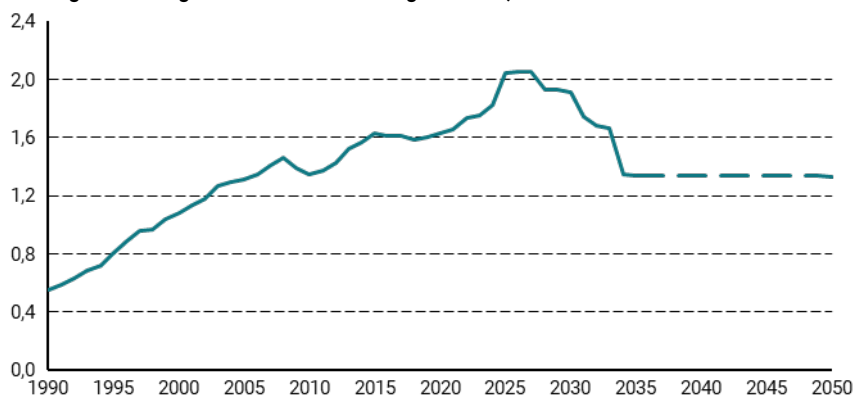
Anm.: Der er yderligere usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres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

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

25.3 Udvikling i affaldsforbrændingssektorens udledninger

Forbrænding på almindelige affaldsforbrændingsanlæg udledte 1,8 mio. ton CO₂e i 2024. Udledningerne skønnes at nå et toppunkt på 2 mio. ton CO₂e i 2027 og falde til 1,9 mio. ton CO₂e i 2030 og videre til 1,3 mio. ton CO₂e i 2035, jf. figur 25.5. Udviklingen forventes at blive drevet af konkurrenceudsættelsen af affaldsforbrændingssektoren, som skaber nye rammebetingelser i sektoren fra 2025. Som konsekvens af konkurrenceudsættelsen skønnes anlæggene at øge udnyttelsen af deres miljøgodkendte kapacitet, så vidt muligt, for at øge deres indtjening. Dette skønnes på kort sigt at medføre, at der vil blive forbrændt mere affald i Danmark. På længere sigt skønnes de nye rammevilkår dog at medføre, at en del af den danske affaldsforbrændingskapacitet ikke vil være konkurrencedygtig, bl.a. på grund af højere kvotepriser og CO₂-afgifter, hvilket forventes at reducere mængden af affald, der forbrændes i Danmark.

Figur 25.5

Drivhusgasudledninger fra affaldsforbrændingssektoren, mio. ton CO₂e

Anm.: Der er yderligere 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 stiplet.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Der indgår yderligere udledningerne fra farligt affald, der skønnes til under 0,1 mio. ton CO₂e årligt. Denne udledning skønnes på baggrund af det seneste historiske datagrundlag.

Udvikling i affaldsmængder og -forbrændingskapacitet

Den anvendte affaldsforbrændingskapacitet på almindelige anlæg skønnes på baggrund af anlæggenes driftsomkostninger, finansielle omkostninger, forventninger til re-investeringer, indtægter fra energisalg, prisen på importeret affald m.m., jf. *KF26 forud-sætningsnotat om affald*. Den anvendte kapacitet på specialanlæg antages at følge den historisk anvendte kapacitet.

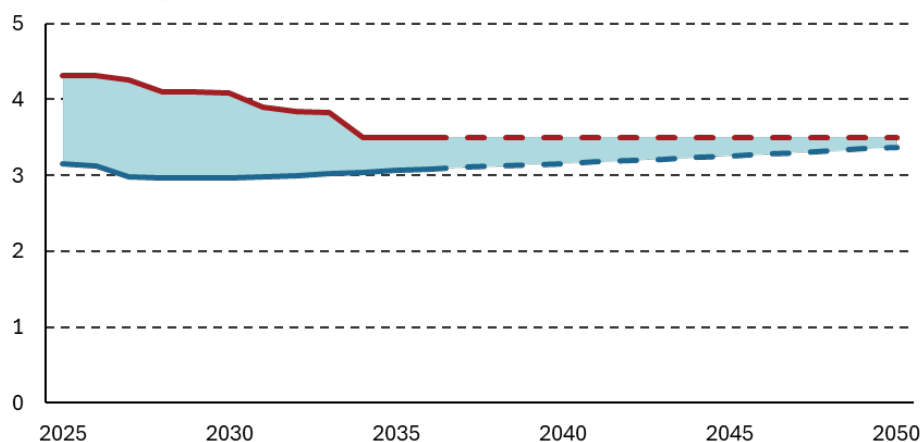
Fra 2025 konkurrenceudsættes affaldsforbrændingssektoren, jf. *lov om ændring af lov om miljøbeskyttelse, lov om varmeforsyning, lov om elforsyning og selskabsskatteloven*. Det skønnes, at en del af den danske affaldsforbrændingskapacitet i de nye rammebetingelser fremover ikke vil være konkurrencedygtig ligesom flere anlæg de seneste år er lukket eller har meldt forventet nedlukning. Dermed skønnes en del af den danske affaldsforbrændingskapacitet at lukke, og den samlede danske affaldsforbrændingskapacitet skønnes at blive reduceret.

Det er lagt til grund, at de alt andet lige relativt lavere transportomkostninger for dansk affald sammenlignet med importeret affald vil give danske forbrændingsanlæg en konkurrencefordel for håndteringen af dansk affald sammenlignet med deres udenlandske konkurrenter. En reduktion i den danske kapacitet til affaldsforbrænding skønnes dermed at medføre en lavere import af udenlandsk affald. Herefter antages det, at Danmark vil eksportere affald, såfremt den konkurrencedygtige affaldsforbrændingskapacitet skønnes lavere end de danske affaldsmængder.

Den lavere fossilandel for de danske affaldsmængder som følge af en større udsortering af plast til genanvendelse medfører, at affald, der forbrændes i Danmark, i gennemsnit vil have en lavere brændværdi. Det giver anlæggene mulighed for at forbrænde flere ton affald og dermed øge importen for at opretholde samme varmeproduktion. Som følge af en lavere fossil andel i det danske affald skønnes en højere import af affald i 2030 fra 0,04 mio. ton affald til 1,1 mio. ton affald i forhold til KF25. Importen skønnes at falde fra 1,2 mio. ton affald i 2025 til 0,5 mio. ton affald i 2035 i KF26 *jf. figur 25.6*. Samlet set afhænger importen af affald dels af den danske affaldsforbrændingskapacitet og dels af brændværdien af det danske affald.

Figur 25.6

Forbrændte affaldsmængder i Danmark på alm. affaldsforbrændingsanlæg og danske forbrændingsegne affaldsmængder, mio. ton affald



Anm.: Der er yderligere 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 graferne i figuren efter 2035 er stiplede.

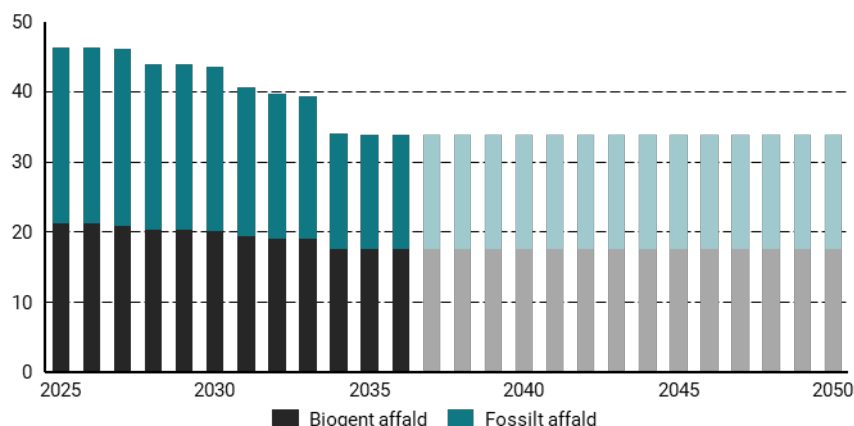
Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet 2025

Det vurderes vanskeligt at fremskrive affaldsforbrændingskapaciteten fra 2035 til 2050. Der er på nuværende tidspunkt ikke et fagligt grundlag for at vurdere den danske konkurrencesituation, udlandets udbygning eller omkostningerne ved re- eller nyinvesteringer i affaldsforbrændingsanlæg, hverken i Danmark eller i udlandet fra 2035 til 2050. Derfor forudsættes det, at affaldsforbrændingskapaciteten forbliver konstant fra 2035 til 2050, hvilket betyder, at der beregningsteknisk ikke forventes yderligere reduktioner frem mod 2050. Der knytter sig en usikkerhed til skøn for affaldsforbrændingssektoren, der baseres på en lang række antagelser om markedstendenser og teknisk udvikling.

Ændringerne i den forbrændingsegne affaldssammensætning skønnes at medføre en nedgang i affaldsforbrændingsanlæggenes energiproduktion frem mod 2035, *jf. figur 25.7*. Nedgangen i forbrændingsanlæggenes energiproduktion skønnes at medføre øget produktion fra øvrige el- og varmekapaciteter, *jf. afsnit 25.4 og 25.5*. Energiproduktionen i KF26 antages beregningsteknisk at være konstant fra 2035 og frem mod 2050.

Figur 25.7

Energiindhold i dansk forbrændt affald (dansk og importeret affald) på alm. affaldsforbrændingsanlæg, biogent og fossilt, PJ



Anm.: Der er yderligere 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 netones.

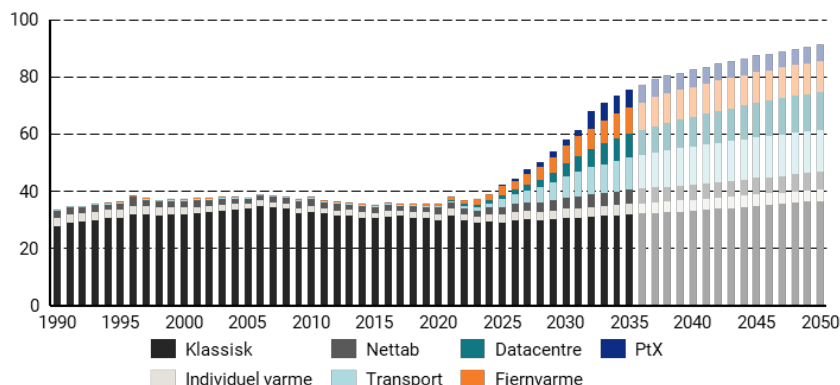
Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet 2024

25.4 Udvikling af elproduktionen og -forbruget

Det samlede elforbrug skønnes at stige markant frem mod 2050, *jf. figur 25.8*. Stigningen skønnes bl.a. 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 bl.a. elbiler. Disse teknologiers andel af elforbruget skønnes at stige fra ca. 20 pct. i 2024 til 44 pct. i 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 25.8

Dansk elforbrug fordelt på typer, TWh



Anm.: Klassisk elforbrug omfatter elforbrug til apparater, belysning, elmotorer mm. i husholdninger og erhverv. Der er yderligere 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 fra datacentre skønnes generelt lavere i hele fremskrivningsperioden i forhold til KF25 og udgør den største enkeltstående ændring i det samlede elforbrug. Frem mod 2035 skønnes det lavere elforbrug fra datacentre at blive opvejet af tilsvarende stigninger i elforbruget til bl.a. transport og PtX, *jf. forudsætningsnotaterne for husholdninger og erhverv, transport og produktion af olie, gas og VE-brændstoffer*. På længere sigt skønnes det samlede elforbrug dog nedjusteret i forhold til KF25. Fx er elforbruget til datacentre i 2050 nedjusteret fra 30 TWh i KF25 til 13 TWh i KF26.

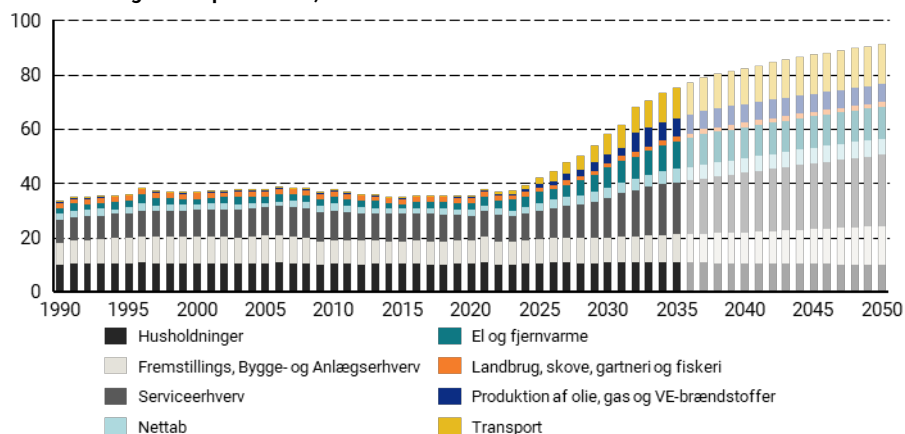
Elforbruget i Danmark har historisk ligget på et stabilt niveau på omkring 35 TWh siden 1990'erne. Der skønnes en markant ændring i efterspørgslen på el frem mod 2030 og videre frem mod 2050, hvor elforbruget skønnes at stige med ca. 50 pct. i 2030 og ca. 90 pct. mod 2035 relativt til 2024.

Den skønnede stigning i elforbruget er særligt markant i følgende sektorer, *jf. figur 25.9*:

- Servicesektoren med udbygning af store datacentre, *jf. kapitel 29 Serviceerhverv*.
- Sektoren for VE-brændstoffer med udbygning af PtX-produktion, *jf. kapitel 26 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 25.9

Dansk elforbrug fordelt på sektorer, TWh



Anm.: Der er yderligere 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.

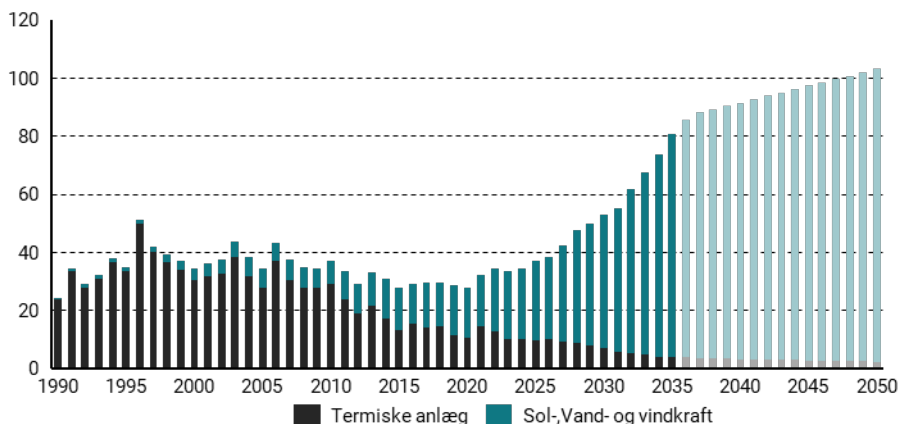
Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

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 forsatte mod 2030, hvor den termiske andel kun skønnes at udgøre 13 pct. og hovedsagelig at være baseret på biomasse og affaldsforbrænding med et begrænset bidrag fra gas og olie, jf. figur 25.10.

Figur 25.10

Elproduktion fordelt på termiske og ikke-termiske værker, TWh



Anm.: Der er yderligere 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 kulkraft 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*.

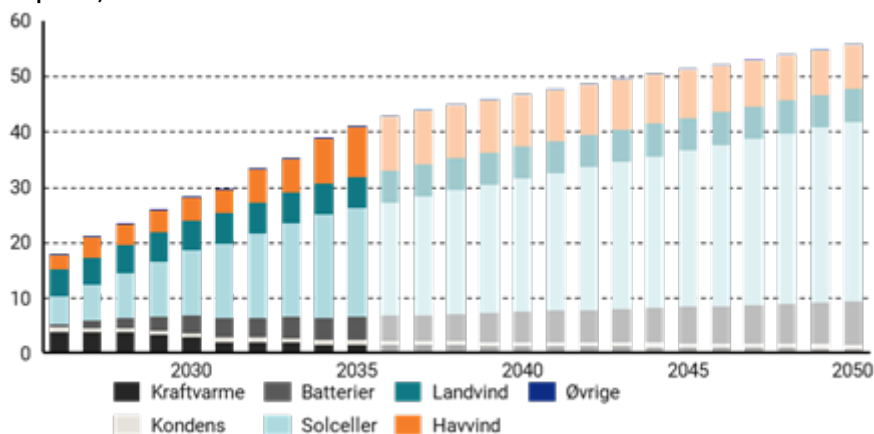
Elkapacitet og elproduktion

Kombinationen af den stigende el-efterspørgsel, højere omkostninger på termiske anlæg fra faldende støtte og stigende CO₂-kvotepriser samt faldende omkostninger på landvind- og solkraft vurderes at medføre en markant stigende udbygning af kapacitet fra disse teknologier og dertilhørende elproduktion, jf. figur 25.11 og figur 25.12. Havvindkapaciteten skønnes hertil at stige markant frem til 2036 som følge af levetidsforlængelser på eksisterende havvind, etablering af Thor Havvindmøllepark samt af udbudet af 3 havvindmølleparker i Nordsøen og ved Hesselø, samt af Energiø Bornholm.

Til KF26 er der udviklet ny metode for fremskrivningen af batterikapaciteten, hvormed udbygningen af disse skønnes at følge et rentabilitetsprincip, jf. *KF26 forudsætningsnotat el og fjernvarme*. Batterikapacitet, der er direkte integreret i det danske elsystem, skønnes i KF26 at stige markant til ca. 3 GW frem mod 2030, hvorefter vækstraten skønnes at aftage og følge samme udviklingskurve som for solceller.

Figur 25.11

Elkapacitet, GW



Anm.: Der er yderligere 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.

Det skønnes i KF26, at den samlede elproduktionskapacitet inkl. batterier øges med ca. 10 og 23 GW frem mod henholdsvis 2030 og 2035 i forhold til 2026. Der skønnes en stigning på henholdsvis ca. 6 og 9 GW i 2030 og 2035 til elforbrug fra særligt datacentre, batterier, elektrolyse, elpatroner og store varmepumper i fjernvarmeproduktionen.

Elnettet har gennem en årrække haft en vis overkapacitet, men en fortsat markant stigning i elektrificeringen og elproduktion kræver en markant udbygning af elnettet. Sammenhængen mellem den skønnede elektrificering i KF26 og udbygningen af elnettet er uddybet i boks 25.1.

Boks 25.1

Kapacitetsudfordring og forsinkelser i Energinet

Udbygningen af elnettet i Danmark planlægges på baggrund af langsigtede prognoser for elforbrug, elektrificering og udbygning med vedvarende energi. Energinet har ansvaret for planlægning af transmissionsnettet, mens de lokale netselskaber planlægger udbygning af distributionsnettet.

Planlægningen sker bl.a. gennem Energinets langsigtede udviklingsplaner (LUP), som beskriver forventede behov for udbygning af transmissionsinfrastrukturen på længere sigt. LUP baserer sig for udviklingen i energiforbrug, produktion og elektrificering bl.a. på Analyseforudsætninger til Energinet (AF), der årligt udgives af Energi-

styrelsen. I LUP'en identificeres kapacitetsbehov, flaskehalse og nødvendige forstærkninger for at understøtte forsyningssikkerhed og den grønne omstilling. Netselskaberne udarbejder tilsvarende netudviklingsplaner for distributionsnettet.

AF er et målopfyldelsesscenarie og fungerer som et planlægningsgrundlag for energiiinfrastrukturen, som er kompatibel med de politiske klima- og energimålsætninger og ambitioner. AF indebærer derfor en større udbygning af elnettet end Klimastatus og -fremskrivning, der beskriver en udvikling under besluttet politik.

Udmelding fra Energinet

Energinet tilkendegiver en markant forøget interesse for tilslutning til elnettet svarende til mere end en 8-dobling i forhold til den eksisterende kapacitet. Energinet fremhæver særligt en voldsomt stigende interesse for nettilslutning fra datacentre, batterier og PtX. Energinets vurdering er dog, at ikke alle projekter vil realiseres i praksis. Det kan blandt andet henføres til, at de enkelte aktører kan afsøge flere lokationer samtidig, at de enkelte aktører ikke tager højde for alle øvrige aktørers indmeldinger i forhold til rentabilitet, manglende kapital, lokal modstand mv.

Energinet har i marts 2026 meddelt, at der indføres en midlertidig pause i nye nettilslutninger som følge af, at efterspørgslen overstiger den kapacitet, som Energinet på kort sigt kan stille til rådighed. Hertil kommer, at der er blevet identificeret forsinkelser i Energinets projektportefølje.

Betydning for Klimastatus og -fremskrivning 2026

Følgende kan bemærkes om sammenhængen mellem den skønnede stigning i elektrificeringen i KF26 og evt. begrænsninger i elnettet:

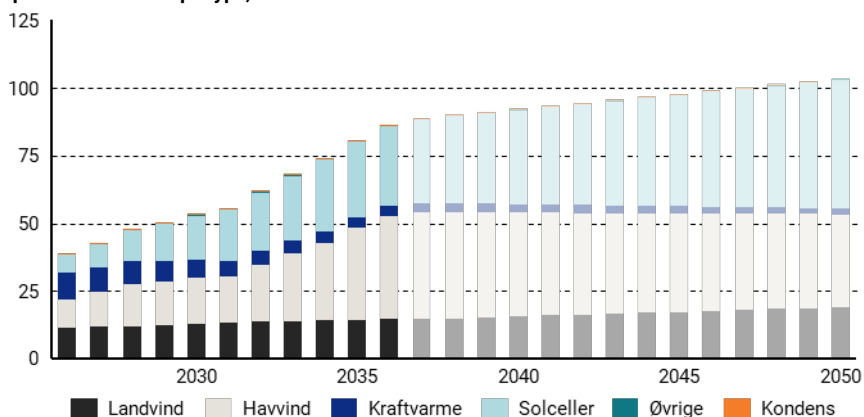
- Energinet planlægger som udgangspunkt efter en større udbygning, end der indgår i KF26, hvilket afspejler, at KF fremskriver udviklingen ud fra besluttet politik, jf. ovenfor. I AF25 lægges det til grund, at Danmarks elforbrug og elproduktion stiger med henholdsvis ca. 160 pct. og ca. 170 pct. i 2035 i forhold til 2024. I Klimastatus og -fremskrivning 2026 skønnes Danmarks elforbrug og elproduktion at stige med henholdsvis ca. 90 pct. og ca. 130 pct. i 2035 i forhold til 2024.
- En stigning i elforbrug og elproduktion afspejler ikke nødvendigvis en tilsvarende vækst i netudbygningen, da denne afhænger af det konkrete elforbrug og -produktion samt lokale forhold ved det eksisterende elnet. En del af stigningen i elforbrug og elproduktion kan således udnytte eksisterende nettilslutninger.
- Der bliver ved udarbejdelsen af Klimastatus og -fremskrivning generelt taget højde for risici, der modvirker eller forsinker projekters realisering ved, at projekter fx uden nettilslutningsaftale tildes en lavere sandsynlighed og indfases over en længere periode, jf. KF26 forudsætningsnotater El og fjernvarme, Husholdninger og erhverv, Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer. Energistyrelsen udarbejder en fremskrivning af landvind, solceller, batterier og datacentre med udgangspunkt i pipelines, som indeholder kendte projekter fra dialog med aktører, lokalplansgodkendelser og nettilslutningsaftaler samt rentabilitetsbetragtninger. Projekter indgår med forskellige vægte og tidshorisonter afhængig af, hvor langt

de er i planlægningsprocessen. Ved indregning af projekterne medregnes det, at der er usikkerheder forbundet med projekternes realisering og dermed behov. Pipelines opdateres løbende, således at seneste viden om konkrete projekters status opgøres med henblik på at give et retvisende billede af, om den samlede projektlistes tidsplaner forløber som planlagt, eller om projekter nedlægges.

Produktion af el fra havvind, landvind og solceller skønnes at stige i hele fremskrivningsperioden. Elproduktion fra kraftvarmeværker og øvrige kilder falder frem mod 2030, hvor biomasse, affaldsforbrænding og ledningsgas skønnes at udgøre henholdsvis ca. 8 pct., ca. 3 pct. og ca. 1 pct. af den samlede elproduktion i 2030 og falde yderligere frem mod 2050, jf. figur 25.12. Yderligere forventes affalds- og biomasseværkerne at omstille til en større andel varmeproduktion.

Figur 25.12

Elproduktion fordelt på type, TWh



Anm.: Der er yderligere 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.

Elkapacitet skønnes nedjusteret i størstedelen af fremskrivningsperioden i forhold til KF25. Dette dækker over en reduceret udbygning af solceller på 5,6 GW og en modsatrettet stigning i kapacitet fra landvindmøller og havvindmøller på henholdsvis 0,6 GW og 4,8 GW i 2035. Det bemærkes, at aftalerne fra 2025 og 2026 om havvindmølleparkerne ved Nordsøen, Hesselø og Energiø Bornholm skønnes at øge kapaciteten på 5,8 GW i forhold til KF25, når disse er fuldt udbygget i aktuelt forventeligt 2036. Yderligere inkluderer KF26 en opdatering af levetidsforlængelser og øget levetid for eksisterende hav- og landvind skønnes at bidrage med 0,7 GW i 2050 i forhold til KF25. Den faldende solcellekapacitet følger af modsatrettede forhold, hvor en stigning i batterikapacitet øger rentabiliteten for solceller, mens faldende elforbrug i forhold til KF25, øgede omkostninger til bl.a. nettilslutning, øget konkurrence fra bl.a. havvind og udlandsforbindelser til

Tyskland med høj solcellekapacitet reducerer rentabiliteten. På den baggrund skønnes den samlede solcellekapacitet i 2050 at være 11 GW lavere i forhold til KF25.

I KF26 skønnes den samlede elproduktion nedjusteret frem til 2032 som følge af faldende udbygning af solceller i forhold til KF25. Efter 2032 skønnes udbygningen af havvind med flere produktionstimer i forhold til solceller at øge den samlede elproduktionen i forhold til KF25.

For både landvindmøller og solceller fremskrives den kommercielle udbygning i KF26 med afsæt i vægning af Energinets og Energistyrelsens oversigt over potentielle VE-projekter i forskellige planlægningsfaser (VE-pipeline), samt en økonomisk afskæring af projekter, *jf. forudsætningsnotat el og fjernvarme*, så udbygningen i KF26 ikke indeholder flere projekter, end der skønnes kommercielt rentabelt. Dette er uddybet nedenfor.

Den økonomiske afskæring af projekter indebærer konkret, at fremskrivningen af landvind- og solcelleudbygning er begrænset af et økonomisk loft. Dette reducerer udbygningen, såfremt den vægtede elpris for henholdsvis solceller og landvind falder under deres respektive skønnede "levelised cost of energy" (LCOE). LCOE angiver den samlede gennemsnitlige omkostning pr. produceret energienhed over en energikildes levetid, inklusive investerings-, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. I KF26 påvirkes den skønnede LCOE for solceller af, at omkostninger til bl.a. nettilslutning er opjusteret i 2025. Fsva. landvindsudbygningen udbygges denne efter den vægtede VE-pipeline, da disse skønnes rentable i KF26.

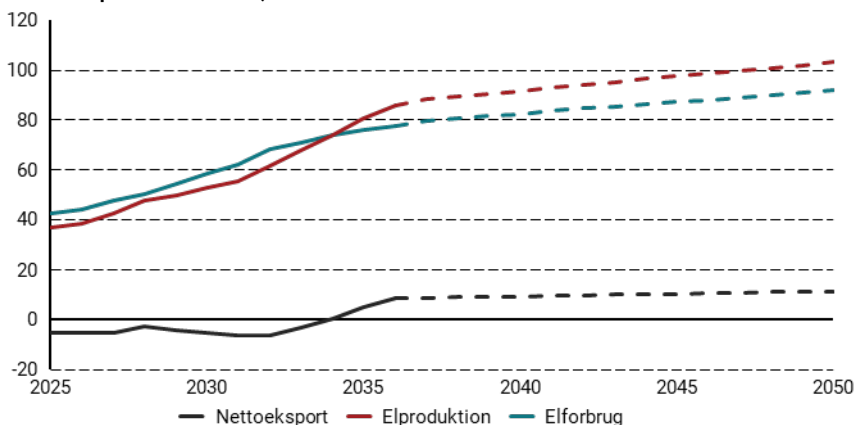
Nettoeksport af elektricitet

Det skønnes i KF26, at den årlige elproduktion vil være mindre end det årlige elforbrug frem til 2035, hvorfor Danmark vil være nettoimportør af elektricitet. Herefter skønnes Danmark at overgå til nettoeksportør i den resterende fremskrivningsperiode, *figur 25.13*.

Elproduktion fra 3 GW havvind ved Energiø Bornholm indgår i KF26 som dansk elproduktion, da dette foregår på dansk territorie. Det bemærkes, at der med Energiø Bornholm etableres en interkonnektor med kapacitet på 1,2 GW til DK2, hvorfor det ikke vil være muligt at afsætte den fulde elproduktion fra Energiø Bornholm på 3 GW til danske forbrugere. Størstedelen af elproduktionen fra vindmøllerne ved Energiø Bornholm forventes afsat til tyske forbrugere via interkonnektorer med kapacitet på 2 GW til det tyske elmarked.

Figur 25.13

Nettoeksport af elektricitet, TWh



Anm.: Vindmøller placeret på dansk areal som Energiø Bornholm indregnes 100 pct. i den danske elproduktion, selvom det ikke vil være muligt for Danmark at anvende den producerede elektricitet til dansk forbrug. Der er yderligere 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.

I KF25 blev det skønnet, at Danmark ville være nettoimportør i hele fremskrivningsperioden. Med KF26 skønnes Danmark derimod at blive nettoeksportør fra 2035, hvilket skyldes bl.a. nedjusteret elforbrug og en samtidig opjusteret elproduktion fra aftalerne om ny havvind.

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. *KF26 Sektorforudsætningsnotatet om el og fjernvarme*. Det bemærkes, at elprisfremskrivningen i KF26 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.

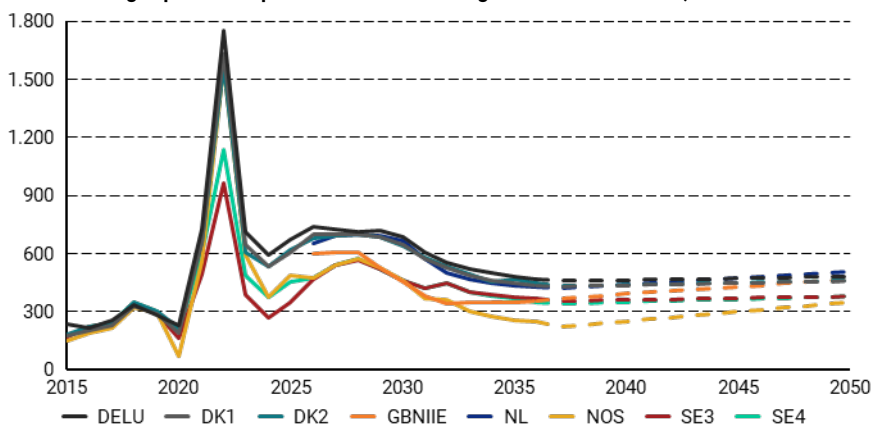
Elpriserne skønnes frem mod 2030 fortsat at være høje relativt til historiske elpriser. Den højere elpris på over 600 kr. per MWh skyldes bl.a. høje gaspriser og et udland med høje elpriser. Frem mod 2035 skønnes udbygningen af vedvarende energi i Danmark og udlandet samt faldende brændselspriser at bidrage til faldende elpriser, der falder til ca. 450 kr./MWh fra 2035.

Skøn for de danske elpriser frem mod 2050 er påvirket af forventninger til 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, elforbrug til varmeproduktion, elbiler mv. og batterier i Danmark og i udlandet alt andet lige dæmpe disse udsving frem mod 2050, idet det fleksible forbrug forventes flyttet til lavpristimer.

Den langsigtede elpris mod 2050 er præget af øget stabilitet med priser på under 500 kr./MWh for både Danmark og nabolande mod syd, *jf. figur 25.14*.

Figur 25.14

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 yderligere 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

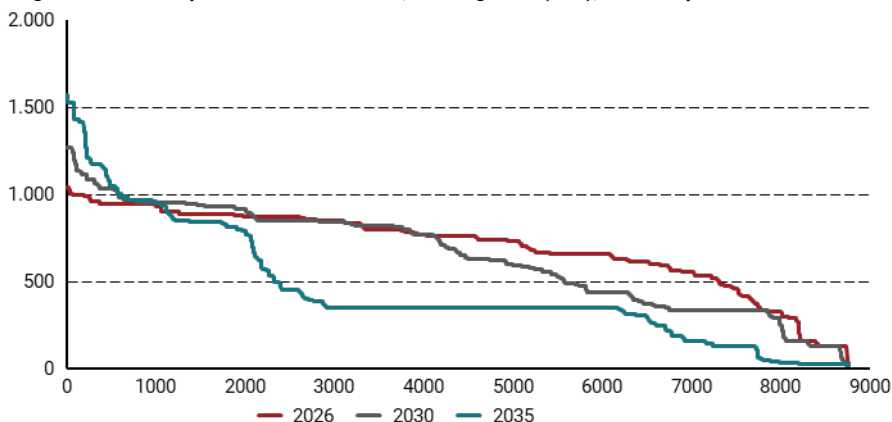
Den skønnede udvikling i elprisen afspejler grundlæggende udviklingen i balancen mellem udbud og efterspørgsel. Det generelle fald i omkostninger på sol- og vindkraft og den afledte kapacitetsudbygning medfører en mere fluktuerende elproduktion, som ikke nødvendigvis følger efterspørgslen. Denne udvikling i elkapaciteten skaber et anderledes system, hvor VE-produktionen og elforbruget afhængig af vejret skaber større variationer i elprisen over både døgnet og året. Den høje kapacitet af solceller skønnes 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 skønnes at blive forstærket med en stigende solcellekapacitet på 12 GW i 2030 og 32 GW solceller i 2050. Produktionen fra vind er højest i efterårs- og vintermånederne, mens solcel-

lers produktion er højest om sommeren. 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. Ændringer i elforbruget til KF26 for både Danmark og udlandet samt en øget batterikapacitet medvirker til en større fleksibilitet. Hertil skønnes reduktionen i datacentres elforbrug, der er ufleksibelt, samt stigning fra PtX og transport, der i større omfang er prissensitive.

Omstillingen fra en stor termisk kapacitet i elforsyningen til fluktuerende vedvarende kilder som vindmøller og solceller samt et stigende fleksibelt elforbrug afspejles særligt i elprisudviklingen, hvor der i fremskrivningen skønnes en større variation af elpriserne. Variationen skønnes særligt at påvirke elprisen i ydertidspunkter med enten stor eller lav elproduktion fra vind og sol, og samtidig øge antallet af timer med mere stabile elpriser som følge af fleksibelt elforbrug. Det skønnes, at i ca. 40 pct. af timerne vil elprisen ligge stabilt mellem 300 og 350 kr./MWh. Omvendt skønnes variationen i elprisen i de øvrige dele af året at stige, hvor det skønnes, at elpriser vil være under 200 kr./MWh og over 800 kr./MWh i henholdsvis 23 pct. og 22 pct. af timerne i 2035, *jf. figur 25.15*.

Figur 25.15

Varighedskurve for elprisen i Danmark i 2026, 2030 og 2035 (DK1), kr./MWh per time



Anm.: Elpriser i 2026, 2030 og 2035 er beregnet i RAMSES modellen.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

25.5 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 forventes en øget efterspørgsel på fjernvarme fra bl.a. nye boligområder i og ved eksisterende fjernvarmeområder, samt en øget økonomisk vækst

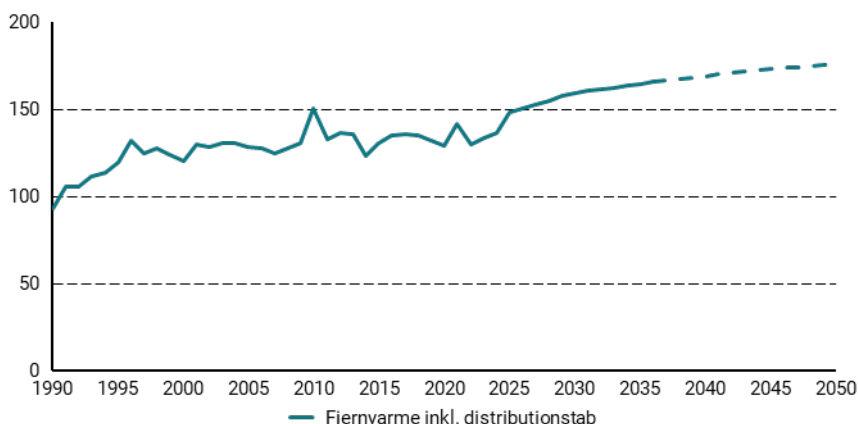
i fremstillingserhverv. På den anden side skønnes et fald i varmemeforbruget i eksisterende fjernvarmeområder på grund af øget energieffektivitet i bygningsmassen. Til KF26 skønnes et større fjernvarmeforbrug relativt til KF25. Det følger af større opsving i energiforbruget efter energikrisen end skønnet i tidligere fremskrivninger.

Der forventes en gradvis udvidelse af fjernvarmeområderne særligt i områder med nær tilknytning til eksisterende fjernvarmeforsyning. Fremskrivningen af fjernvarmeforbruget er desuden baseret på en forudsætning om fuldt afløb for de politisk afsatte puljer til konvertering af oliefyr og gasfyr. Der er væsentlig usikkerhed forbundet med tempoet i udfasningen af naturgas i bl.a. husholdninger, *jf. Kapitel 28 husholdninger*.

Fjernvarmeforbruget skønnes at stige i hele fremskrivningsperioden fra ca. 136 PJ i 2024 til ca. 174 PJ i 2030, *jf. figur 25.16*.

Figur 25.16

Fjernvarmeforbrug inkl. tab, PJ



Anm.: Der er yderligere 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.

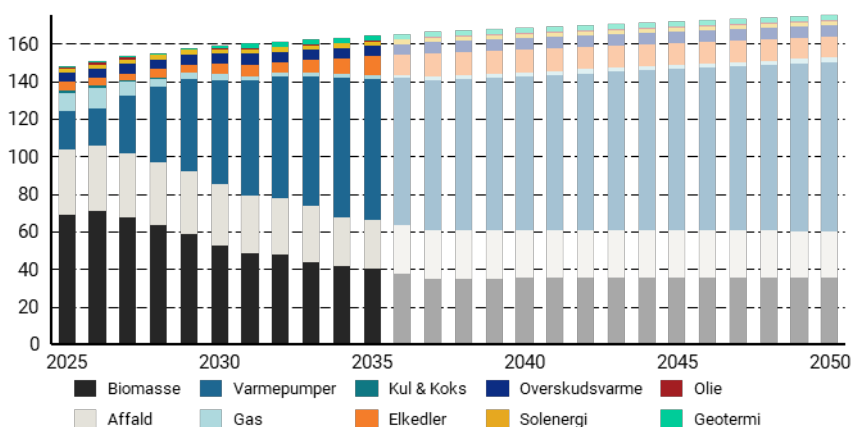
Fjernvarmeproduktion efter type

De skønnede faldende elpriser frem mod 2035 skønnes blandt andet at 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, affald, gas og andre fossile brændsler skønnes at falde fra at udgøre ca. 86 pct. i 2024

til et stabilt niveau på under 42 pct. i 2035 og frem til 2050, *jf. figur 25.17*. Det bemærkes, at fjernvarmeproduktionen fra affald skønnes at falde langsommere end de øvrige brændsler og stabiliseres på omkring 15 pct. af den samlede fjernvarmeproduktion.

Figur 25.17

Fjernvarmeproduktion fordelt på typer, PJ



Anm.: Der er yderligere 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.

25.6 Usikkerhed

Fra 2030 skønnes sektorens udledninger primært at komme fra affaldsforbrænding. Fremskrivningen af udledninger fra affaldsforbrænding er behæftet med usikkerhed bl.a. som følge af sektorens nye rammebetingelser, der kan påvirke importen af forbrændingsegnet affald, hvorfor der er udarbejdet særskilte følsomheder for dette.

Elektrificeringen i andre sektorer afhænger bl.a. af elprisen. Udviklingen af elprisen er i stort omfang præget af blandt andet brændselsprisudviklingen, VE-udbygning, datacentre, 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. KF26 forudsætningsnotat el og fjernvarme*.

Den danske elpris er påvirket af ændringer i både elforbrug og elproduktion i Danmark og de omkringliggende landes udvikling som følge af store interkonnektorer. Følsomhedsberegningen i kapitel 26 viser, at en ændring i det danske elforbrug på 5 pct. skønnes at medføre en prisændring på op mod +/- 9 DKK/MWh. De væsentligste usikkerheder i den forbindelse knytter sig til priser på VE-teknologier, evt. begrænsninger i elnettet, lokal opbakning, myndighedsgodkendelser, energipriser og udviklingen i det danske elforbrug. Hertil kommer, at udlandets elproduktionskapaciteter og -forbrug påvirker den

danske elpris, da en betydelig interkonnektor-kapacitet i nabolandene skaber stort sammenfald mellem den danske elpris og mindst et af nabolandene. Et studie har fremhævet den danske interkonnektor-kapacitet som en elpriskorridor mellem Nord- og Central-europa, hvilket bl.a. er medvirkende til, at de vestdanske (DK1) og tyske elpriser var sammenfaldende i 62 pct. af timerne i 2023²¹. Da ændringer i elsystemet i nabolande til Danmark kan have betydning for den danske elpris, er der i dette kapitel udarbejdet følsomheder for udlandets samlede elforbrug.

Følsomhedsberegningen i KF26 kapitel 26 og KF25 kapitel 24 viser, at udsving på ca. 5 pct. i det samlede elforbrug (svarende til 4 TWh) fra bl.a. PtX og datacentre ikke skønnes at påvirke de samlede drivhusgasudledninger i forhold til grundforløbet fra 2030 og frem, men primært vil medføre en tilsvarende ændring i nettoeksporten af elektricitet.

Udbygningen med VE på land er behæftet med usikkerhed særligt på langt sigt, da der er en række faktorer ud over projektøkonomi, fx mulighed for areal og lokal opbakning, som har betydning for projekters realisering. For den langsigtede fremskrivning af landvind er der ligeledes et stort antal ældre vindmøller, der har betydning for den samlede fremskrivning. I Klimaaftale for energi og industri 2020 blev der fastsat et landvindmølleloft på maksimalt 1.850 landvindmøller i 2040. Baseret på levetidsantagelser for de eksisterende møller fremskrives der i KF26 ca. 3.300 landvindmøller i 2040 mod ca. 4.100 landvindmøller i 2025.

Hertil bemærkes, at de 5,8 GW ny havvindskapacitet i KF26 afhænger af, at der i forbindelse med udbud af 3 havvindmølleparker og Energiø Bornholm kommer bud, og dermed at de afsatte støttelofter er tilpas høje til at tiltrække bydere. Det vil i sidste ende afhænge af udviklingen i markedsvilkårene for at udvikle havvind herunder relativt til andre energiformer.

Følsomhed ved ændring i importpriser på forbrændingsegnet affald

Forudsætningerne om importprisen er afgørende for skønnet for affaldsforbrændingsanlæggenes rentabilitet og er dermed central for en fremskrivning af sektorens kapacitet og udledninger.

Importprisen skal forstås som udlandets betalingsvillighed for at eksportere ét ton forbrændingsegnet affald, inkl. transportomkostningerne. En lavere importpris betyder, at danske anlæg kan få en lavere pris for at forbrænde udenlandsk affald og kan medføre, at en mindre del af den danske kapacitet er konkurrencedygtig internationalt. Det er særligt usikkert at skønne over udviklingen i udlandets betalingsvillighed. Det skyldes bl.a. usikkerhed om udviklingen i udlandets forbrændingskapacitet og mængderne af forbrændingsegnet affald.

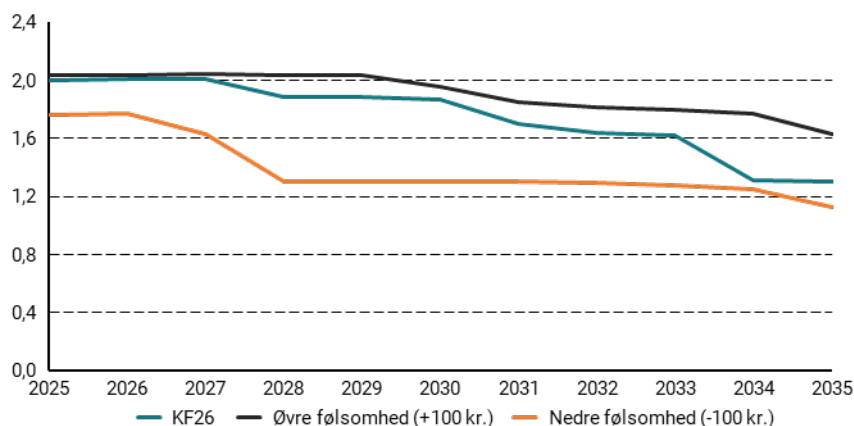
²¹ ØSTERGAARD, P.A; ANDERSEN, A.N.; NIELSEN., F.D. Market zones and electrification – A case study on the impact of market zone configuration on power-to-heat- <https://www.sciencedirect.com/journal/renewable-and-sustainable-energy-reviews>, 2025, vol. 219, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115865>.

I grundforløbet i KF26 anvendes en importpris på 490 kr. pr. ton importeret affald. For at illustrere, hvordan affaldsforbrændingssektoren påvirkes af ændringer i importpriser, er der udarbejdet en følsomhed, hvor importprisen er henholdsvis 100 kr. højere og 100 kr. lavere end den anvendte pris i KF26.

Ved en importpris på 590 kr. skønnes udledningerne fra affaldsforbrænding at være ca. 0,1 mio. ton CO₂e højere i forhold til KF26, jf. figur 25.18. Det skyldes, at en højere importpris skønnes at betyde, at de danske anlægs indtægter fra affaldshåndtering øges, hvilket dermed forbedrer rentabiliteten ved affaldsforbrænding. Omvendt skønnes en importpris på 390 kr. at reducere udledningerne med ca. 0,5 mio. ton CO₂e i forhold til KF26 forløbet, da indtægterne for at håndtere et ton udenlandsk affald er lavere, hvilket forventes at gøre import af affald mindre rentabelt.

Figur 25.18

Følsomhedsanalyse af importprisens betydning for udledninger fra affaldsforbrænding, mio. ton CO₂e



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Følsomhed ved ændring i fossilandelen for importeret affald

Fossilandelen i det importerede affald er en anden central forudsætning for skønnene over de fremtidige udledninger. Importeret affald skønnes på nuværende tidspunkt at indeholde mere fossilt affald end det danske affald.

Effekten af en ændret fossilandel i importeret affald er resultatet af to modsatrettede effekter:

- *For det første* vil en højere fossilandel i importeret affald alt andet lige øge udledningen per afbrændt ton affald og vice versa.
- *For det andet* vil en højere fossilandel i importeret affald øge affaldets brændværdi, hvilket reducerer de ton affald anlæggene af miljømæssige grunde må afbrænde, og dermed reduceres de forbrændte mængder. Det reducerer de danske anlægs

indtægter fra affaldshåndtering og medfører dermed en lavere rentabilitet for anlæggene. Rentabiliteten forværres yderligere af, at en højere fossilandel medfører, at anlæggene har højere omkostninger pr. ton affald til bl.a. CO₂-afgifter og ETS-kvoter. Omvendt vil en lavere fossilandel for importeret affald øge rentabiliteten, da anlæggene kan forbrænde flere ton affald og får lavere omkostninger pr. ton affald.

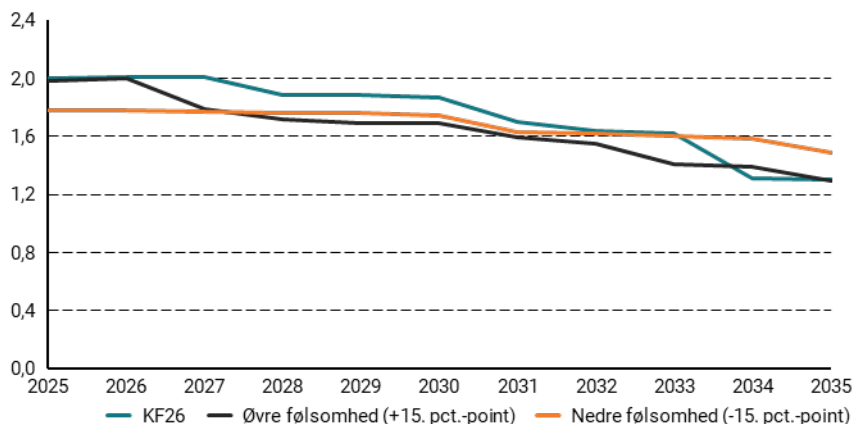
I grundforløbet i KF26 anvendes en fossilandel på 35 pct. for importeret affald. For at illustrere, hvordan affaldsforbrændingssektoren påvirkes af ændringer i fossilandelen for importeret affald, er der udarbejdet en følsomhedsanalyse, hvor fossilandelen er henholdsvis 15 pct.-point højere og 15 pct.-point lavere end den i grundforløbet.

Ved en fossilandel på 50 pct. for importeret affald skønnes der en lavere udledning på 0,1 mio. ton CO₂e i 2030 og omtrent samme udledning i 2035 i forhold til grundforløbet, jf. figur 25.19. Den højere fossilandel i importeret affald medfører en højere gennemsnitlig brændværdi af affaldet. En højere fossilandel betyder, at rentabiliteten falder, da anlæggenes omkostninger stiger, og indtægterne fra affaldshåndtering falder. Samlet set skønnes import af affald fortsat at være rentabelt i hele perioden, men det skønnes i 2030, at faldet i importeret affald sker hurtigere end i grundforløbet, hvilket samlet skønnes at medføre, at udledningerne i 2030 er lavere i forhold til grundforløbet. Det skyldes, at den lavere rentabilitet i sektoren skønnes at medføre, at anlæggene reducerer deres kapacitet tidligere end i grundforløbet. I 2035 skønnes sektoren forbrændingskapacitet ca. at svare til sektorens forbrændingskapacitet i grundforløbet, hvilket samlet skønnes at medføre, at CO₂e-udledningerne også svarer til CO₂e-udledningerne i grundforløbet.

Ved en lavere fossilandel på 20 pct. for importeret affald skønnes en lavere udledning på 0,1 mio. ton CO₂e i 2030 og en højere udledning på 0,2 mio. ton CO₂e i 2035 i forhold til grundforløbet, jf. figur 25.19. Den lavere brændværdi i importeret affald skønnes at medføre at anlæggene kan forbrænde flere ton affald og indtægterne fra affaldshåndtering stiger, samtidig skønnes den lavere fossilandel at medføre lavere omkostninger. Samlet set skønnes dette at medføre mere import af affald, og at flere danske anlæg kan opretholde driften af deres ovne gennem perioden i forhold til grundforløbet. Frem mod 2031 skønnes den lavere fossilandel at reducere udledninger i forhold til grundforløbet, men efter 2031 og frem mod 2035 skønnes højere udledninger, da flere anlæg skønnes at finde det rentabelt fortsat at holde deres ovne i drift.

Figur 25.19

Følsomhedsanalyse af fossilandelen i importeret affalds betydning for udledning fra affaldsforbrænding, mio. ton CO₂e



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Følsomhed om udlandets elforbrug

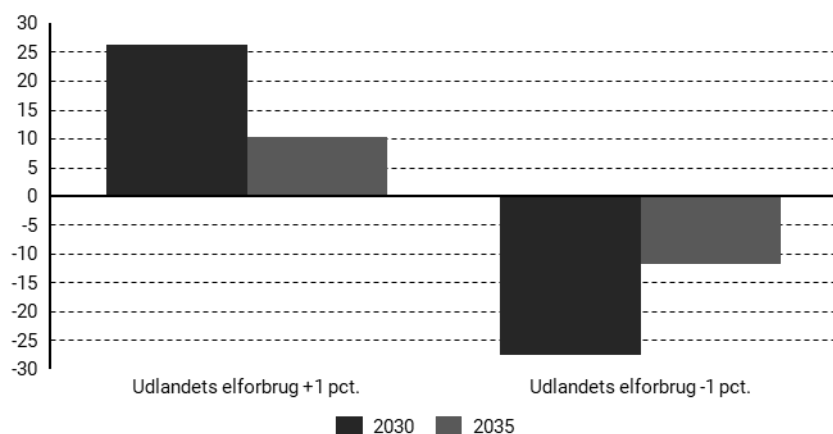
Danmarks elpris følger i høj grad udviklingen i udlandet, hvilket gør den følsom over for forhold uden for landets grænser. For at belyse denne usikkerhed, er der gennemført en følsomhedsanalyse, hvor det europæiske elforbrug enten øges eller reduceres med 1 pct. i forhold til referencescenariet.

Analysen viser, at en ændring på +/- 1 pct. i elforbruget i udlandet svarende til 33 TWh i 2030 kan medføre et større, men omtrent symmetrisk udsving i elprisen i Danmark. I 2030 vurderes den danske elpris at være mere særligt følsom i forhold til 2035 grundet lavere fleksibilitet i elforbruget og at et større eller mindre elforbrug i høj grad påvirker elproduktion fra de marginale kraftværker, som fx frem til 2030 i høj grad er gasbaseret. Et lavere elforbrug i Europa skønnes at reducere elprisen med ca. 28 kr./MWh, mens en tilsvarende stigning i forbruget øger elprisen med ca. 27 kr./MWh, jf. figur 25.20. Det svarer til et udsving på omkring +/- 4,5 pct. i forhold til KF26-elprisen.

Frem mod 2035 forventes følsomheden at aftage. Det skyldes, at det i KF26 lægges til grund, at udbygningen af vedvarende energi i Europa overstiger nedlukningen af eksisterende kraftværker, hvilket både øger den uudnyttede kapacitet sammenlignet med 2030, og medfører, at vindmøller og solceller i en større andel af elpristimerne udgør de marginale værker. Yderligere skønnes fleksibilitet i elforbruget at stige frem mod 2035 som følge af en skønnet udbygning af bl.a. elbiler og batterier. Udsvingene i elprisen skønnes derfor at falde til henholdsvis ca. +10 og -12 kr./MWh, svarende til omkring +/- 2,5 pct. af KF26-elprisen, jf. figur 25.20.

Figur 25.20

Følsomhedsanalyse af udlandets elforbrug på den danske elpris, DKK/MWh



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Det bemærkes, at en ændring på +/- 1 pct. i elproduktionskapaciteten i forhold til grundforløbet vurderes at give et tilsvarende resultat.