



Klimastatus og –fremskrivning 2023 (KF23): EI og fjernvarme (ekskl. affaldsforbrænding)

Sektornotat nr. 8A

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
22-05-2023

J nr.
2023-4846

Indholdsfortegnelse

1. KF22 forløbet: Status og fremskrivning til 2035.....	2
2. Analyse af KF23 forløbet	4
2.1 Overordnet udvikling i sektoren frem til 2035.....	4
2.2 Udvalgte elementer i sektoren	10
3. Kvalificering af KF23 forløbet.....	12
3.1 Sammenligning med sektorens udledninger i KF22	12
3.2 Usikkerhed og følsomhedsberegninger	13
3.3 Planlagt udvikling fremadrettet	18
4. Kilder	19
5. Bilag	20
Bilag 5.1 Biogene energirelaterede CO ₂ -udledninger fra sektoren	20
Bilag 5.2 Indikatorer fra sektoren	21
Bilag 5.3 Sektorens udledning fordelt på brændsler	22

Dette sektornotat er en del af Klimastatus og –fremskrivning 2023 (KF23). KF23 er en såkaldt frozen policy fremskrivning, hvilket indebærer, at udviklingen i fremskrivningen er betinget af et ”politisk fastfrossent” fravær af nye tiltag på klima- og energiområdet ud over dem, som Folketinget eller EU har besluttet før 1. januar 2023 eller som følger af bindende aftaler. KF23 resultaterne og de bagvedliggende analyser i sektornotaterne skal derfor ses i denne frozen policy kontekst. For yderligere information om frozen policy tilgangen, se KF23 sektorforudsætningsnotat Principper og politikker kapitel 1 Principper for frozen policy.

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk



1. KF22 forløbet: Status og fremskrivning til 2035

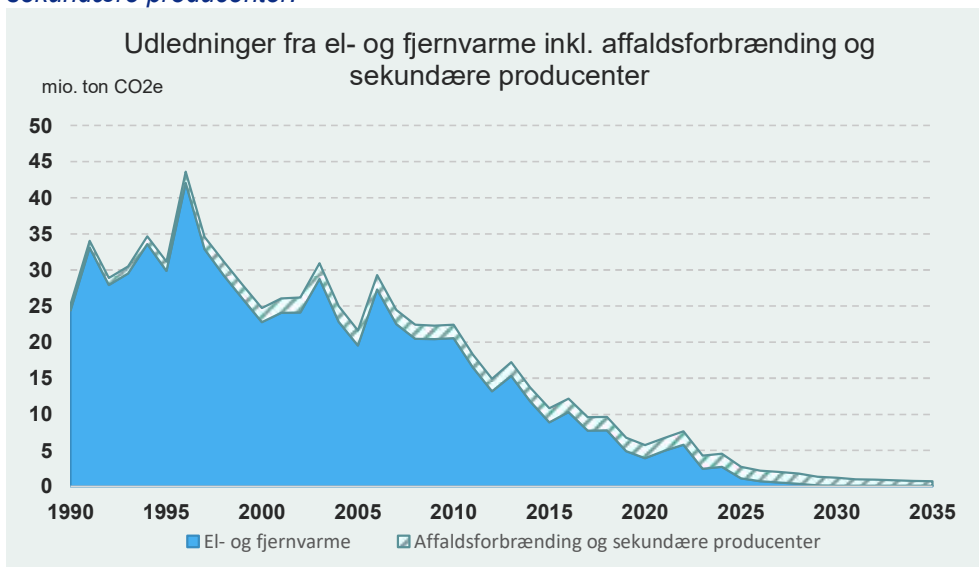
Dette notat omhandler udviklingen i el- og fjernvarmesektoren. Sektoren omfatter hovedparten af de anlæg, der forsyner det danske samfund med el og fjernvarme, herunder fx:

- 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.

Selv om affaldsforbrændingsanlæg også leverer el og fjernvarme, indgår de ikke i KF23 som en del af el- og fjernvarmesektoren, men behandles som en del af affaldssektoren (jf. KF23 sektornotat 9A - Affaldsforbrænding). For fuldstændighedens skyld vises udviklingen for drivhusgasudledningen fra el- og fjernvarmesektoren inkl. affaldsforbrænding og sekundære producenter¹ alligevel i dette notat. Forbruget af affald til el- og fjernvarmeproduktion indgår også i opgørelsen af el- og fjernvarmesektorens energiforbrug.

Udviklingen i drivhusgasudledningen fra el- og fjernvarmesektoren inkl. affald og sekundære producenter vises i Figur 1.

Figur 1: Udledninger fra el- og fjernvarmesektoren inkl. affaldsforbrænding og sekundære producenter.



Note: En figur der viser sektorens udledning opdelt på brændselstyper findes i bilag sidst i notatet.

¹ Sekundære producenter har ikke produktion af el og/eller fjernvarme som primært formål. I overensstemmelse med FN opgørelsesreglerne er udledningerne fra de sekundære producenters el og fjernvarmeproduktion placeret under de sektorer, hvor producenterne hører til (fx fremstilling, handel- og service, landbrug mv).



Produktionen af el og fjernvarme har fra 1990 frem til i dag bevæget sig fra at være en sektor med store CO₂-udledninger til i dag at have et væsentligt mindre klimaaftryk. I fremskrivningsperioden frem mod 2035 forventes denne udvikling at fortsætte, og udledningen fra el- og fjernvarmeproduktionen (ekskl. affaldsforbrænding og sekundære producenter) forventes under fravær af nye tiltag at være 0,14 mio. ton i 2030, hvilket svarer til en reduktion på mere end 99 pct. i forhold til 1990-niveauet. Udledningen i årene efter 2030 forventes at forblive stort set konstant og forventes at være ca. 0,13 mio. ton i 2035.

Hvor el- og fjernvarmesektoren i 1990 således var en væsentlig del af klimaudfordringen, betragtes den i fremtiden i højere grad som en del af løsningen, idet el og fjernvarme produceret på basis af vedvarende energi forventes at spille en vigtig rolle i nedbringelse af klimabelastningen fra andre sektorer, fx gennem elektrificering af transport, opvarmning og industrielle processer og gennem udvidet brug af fjernvarme i tidligere naturgasopvarmede bygninger.

I et langsigtet klimaperspektiv er udfordringerne for sektoren derfor i højere grad, hvordan og i hvilket omfang den vil kunne levere el og fjernvarme på de tidspunkter og i de mængder, der er behov for, og hvilke ressourcer, økonomiske såvel som naturgivne fx i form af arealer og råstoffer, det vil kræve.

Den stærkere kobling mellem el- og fjernvarmesektoren og øvrige sektorer sammenholdt med den bærende rolle som fluktuerende vedvarende energi fra sol og vind vil spille i el- og fjernvarmeproduktion peger dog på, at denne udfordring skal tackles i et samspil mellem alle de involverede sektorer, fx gennem øget fleksibilitet på forbrugssiden. Det samlede elforbrug og sammensætningen af dette er nærmere beskrevet i KF23 sektornotat 8B.

De væsentligste forskel mellem sidste års klimafremskrivning, KF22, og KF23 er, at Energiø Bornholm pba. *Tillægsaftalen om Energiø Bornholm 2022 af 29. august 2022* indgår i KF23-grundforløbet.²

Herudover skal det bemærkes, at aftalen om Energiø-Nordsøen og ekstra 4GW havvind baseret på *Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022 af 25. juni 2022* ikke indgår i KF23-grundforløbet. Områder udbydes under forudsætning af, at havvindmølleparkerne ikke belaster statens finanser negativt over projektperioden, og at der i relevant omfang er plads i elnettet. Modelkørsler med de endelige forudsætninger af KF23 viser imidlertid, at der med de for fremskrivningen i øvrigt

² Det bemærkes, at der gennem *Tillægsaftalen om Energiø Bornholm* blev vedtaget kapaciteten, udlandsforbindelser og nettilslutning for parken. Der blev derudover muliggjort støttebehov (eller risikoafdækning) i tilfælde af negativ projektøkonomi, som betyder at yderligere politiske beslutninger, bl.a. ifm. finansiering og endelig stop-go beslutning, er nødvendige for at sikre etablering. Der beskrives i KF23 også et alternativt forløb, hvor Energiø Bornholm ikke indgår.



gældende forudsætninger ikke er den nødvendige plads i elmarkedet til at indplacere yderligere 4 GW havvind fra Klimaaftalen om grøn strøm og varme af 25. juni 2023, hvis ellers parkerne fra tidligere aftaler antages etableret og idriftsat inden (som nærmere beskrevet i KF23 sektorforudsætningsnotatet om el og fjernvarme – havvind). I stedet bliver Energiø Nordsøen og de ekstra 4 GW havvind medregnet i et partielt alternativforløb for udbygning af havvind.

2. Analyse af KF23 forløbet

2.1 Overordnet udvikling i sektoren frem til 2035

Aktiviteten i el- og fjernvarmesektoren

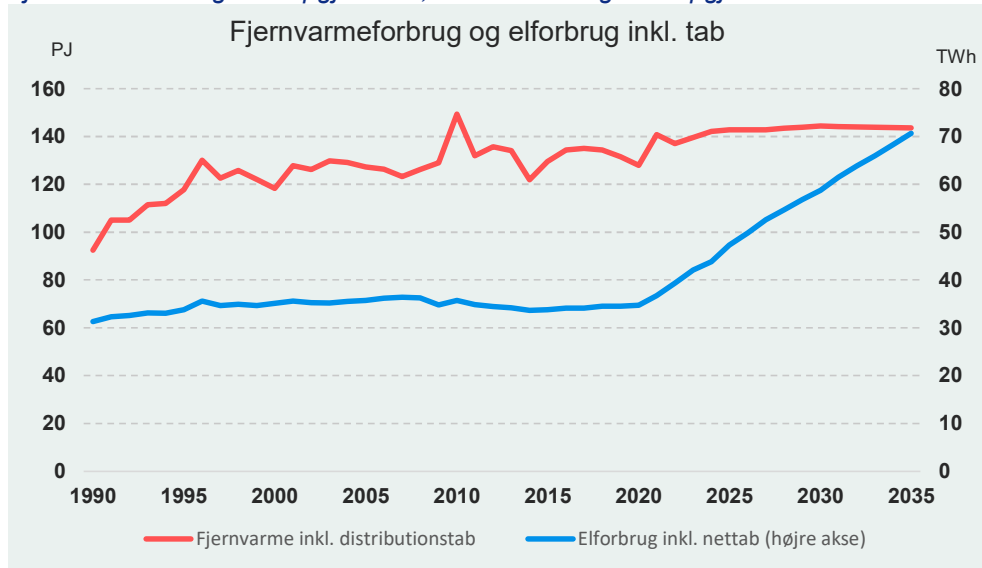
Den danske produktion af el og fjernvarme har oprindeligt været tæt knyttet til forbruget. For fjernvarme er dette, trods en lille import af fjernvarme over den dansk-tyske grænse, også tilfældet i dag og det forventes at forblive sådan i fremtiden.

For el er situationen helt anderledes. Danmark har i en lang årrække haft stærke elforbindelser til vore nabolande, og den danske elsektor er stærkt integreret i det nordeuropæiske elmarked. Hvor udviklingen i aktiviteten i fjernvarmesektoren kan afspejles 1:1 i udviklingen i fjernvarmeforbruget, er billedet et andet på elområdet. Markedsmæssige forhold såvel som udsving i vejret fx nedbørs-, temperatur- og vindforhold, medfører forskydninger i, hvilke anlæg der producerer og hvilke der står stille, og hvorvidt disse befinder sig i Danmark eller i vore nabolande, og det fører til perioder med nettoimport og perioder med nettoeksport af el. Det indenlandske elforbrug har dog, både historisk og – forventeligt også i fremtiden – væsentlig indflydelse på aktiviteten i elsektoren og sektorens udledninger af drivhusgasser.

Figur 2 viser udviklingen i hhv. fjernvarmeforbrug inkl. distributionstab og elforbrug inkl. nettab frem til i dag og i fremskrivningsperioden frem mod 2035, under fravær af nye tiltag.

Figur 2: Fjernvarmeforbrug inkl. distributionstab og elforbrug inkl. nettab.

Fjernvarmeforbruget er opgjort i PJ, mens elforbruget er opgjort i TWh.



En forholdsvis kraftig udbygning med fjernvarme i 1990'erne er i de seneste tyve år blevet afløst af en svag vækst, som forventes at fortsætte frem mod 2035. Den fremtidige udvikling dækker bl.a. over to modgående tendenser. På den ene side forventes der at ske en udbygning af fjernvarmen til at dække nye områder, primært gennem konvertering af tidligere naturgasforsynede områder, men samtidig forventes der faldende varmeforbrug i eksisterende fjernvarmeområder på grund af stigende energieffektivitet i bygningsmassen. Fjernvarmeforbruget forventes således at stige fra 128 PJ i 2020 til 144 PJ i 2030, hvilket svarer til en stigning på 13 pct. Forbruget forventes herefter nogenlunde konstant frem mod 2035.

Som nærmere beskrevet i KF23 sektornotat 3A Husholdninger tages der udgangspunkt i de eksisterende fjernvarme- og naturgasområder og det forudsættes, at naturgasområder ikke udvides. Til gengæld forventes en gradvis udvidelse af fjernvarmeområderne – særligt i områder med nær tilknytning til eksisterende fjernvarmeforsyning. KF23's fremskrivning af fjernvarmeforbruget er desuden baseret på en forventning om, at alle midlerne i de politisk afsatte puljer til konvertering af oliefyr og gasfyr bruges. Det skal understreges, at der er væsentlig usikkerhed forbundet med udfasningen af naturgas, da denne vil være drevet af den kommunale varmeplanlægning, som fortsat pågår. Effekten vil der blive gået dybere ind frem mod 2024.

Elforbruget steg ligeledes svagt i 1990'erne, men har siden da holdt sig på et forholdsvis konstant niveau frem til i dag, om end det udviste en moderat stigning efterfulgt af fald i årene før og efter finanskrisen 2008. I modsætning til



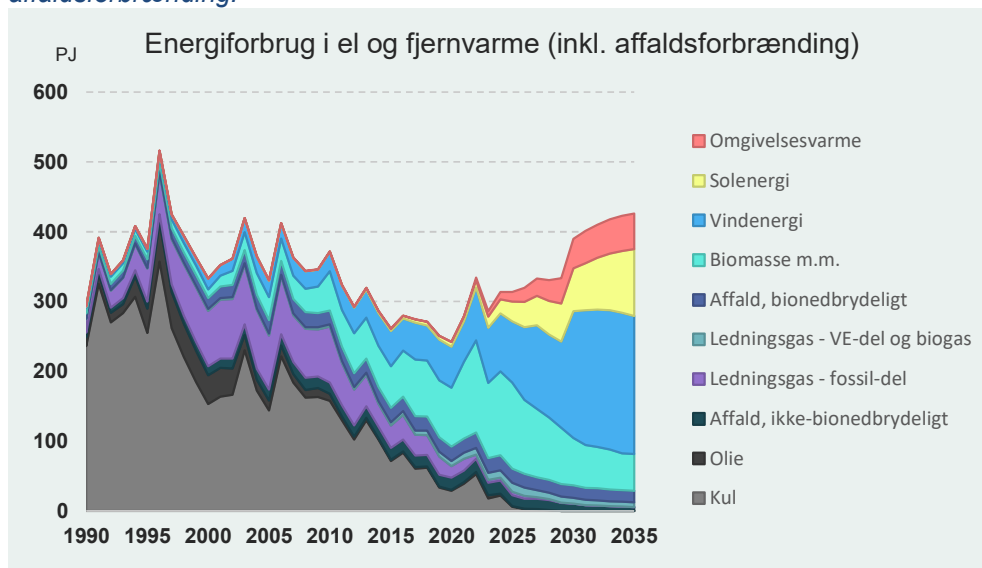
fjernvarmeforbruget, forventes elforbruget at stige markant i fremskrivningsperioden frem mod 2035. Elforbruget forventes således at stige fra knapt 35 TWh i 2020 til knapt 59 TWh i 2030, hvilket svarer til en stigning på 69 pct., og frem mod 2035 at stige yderligere til knapt 71 TWh, svarende til mere end en fordobling sammenlignet med 2020. For en nærmere beskrivelse af den forventede udvikling i elforbruget, se KF23 Sektornotat 8B Forbrug af el.

For den historiske periode viser figur 2 ligeledes, hvordan vejrudsving har haft betydning for fjernvarmeforbruget, mens det historisk ikke har påvirket elforbruget nævneværdigt. I takt med at en stadig større del af varmeforbruget vil blive fremstillet vha. varmepumper, må det forventes, at også elforbruget i højere grad vil blive påvirket af vejrudsving. Dette forhold er dog ikke analyseret nærmere i forbindelse med KF23. Fremskrivningen er baseret på et normalt klimaår og tager derfor ikke højde for vejrudsving, men der præsenteres en partiel følsomhed over vejrudsving og afledte effekter for sektorens udledninger i afsnit 3.2 Usikkerhed og følsomhedsberegninger.

Teknologisk udvikling i el- og fjernvarmesektoren

Årsagen til det kraftige fald i udledningerne fra el- og fjernvarmesektoren fra midt 1990'erne frem til 2035 skal således ikke findes i en faldende aktivitet i sektoren, men derimod i en fundamental omlægning af den måde el og fjernvarme fremstilles på. Dette illustreres i figur 3, der viser udviklingen i sektorens energiforbrug fordelt på energiformer.

Figur 3: El- og fjernvarmesektorens energiforbrug fordelt på energiformer (inkl. affaldsforbrænding).



El- og fjernvarmesektoren er karakteriseret ved en næsten fuldstændig omstilling til vedvarende energi, hvilket især er et resultat af udfasningen af kulfyret kraftvarme



på centrale værker, konvertering til biomasse, kraftig reduktion af den naturgasfyrede kraftvarmeproduktion samt fortsat udbygning med havvind, landvind og solceller. Forbruget af fossile brændsler (inkl. affald) til el- og fjernvarmeproduktion forventes at være reduceret med 81 pct. i 2030 ift. 2020, og en yderligere reduktion forventes frem mod 2035 med 91 pct. ift. 2020. Herunder forventes det, at forbrug af ikke-bionedbrydeligt affald vil reduceres med ca. 40 pct. i 2030 ift. 2020, og reduceres med ca. 70 pct. i 2035 ift. 2020. Vurderes forbruget af fossile brændsler ekskl. affald, forventes en reduktion på 99 pct. 2030 ift. 2020, som forbliver på omtrent samme niveau i 2035. Kulbaseret el- og fjernvarmeproduktion forventes at ophøre med lukningen af Nordjyllandsværket ultimo 2028 (jf. KF23 Sektorforudsætningsnotat el og fjernvarme, kapitel 8 Termisk produktionskapacitet), hvorved målet om kuludfasning inden 2030 indfries (KEFM, 2018). Derudover forventes naturgasbaseret el- og fjernvarmeproduktion at ophøre ultimo 2029, som en konsekvens af, at ledningsgas fra 2030 forventes at bestå af 100 pct. bionaturgas.

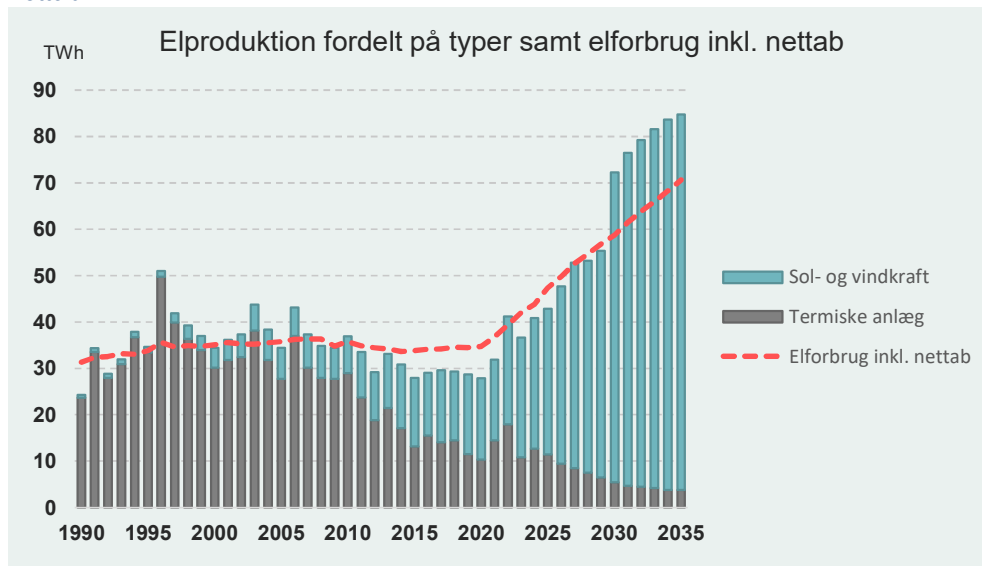
Det kan bemærkes, at stigningen i energiforbruget fra 2021 til 2022 i KF23 er en samlet konsekvens af en stigning i alle energiformers energiforbrug, undtagen naturgas. Udviklingen, herunder stigningen i det modellerede energiforbrug af bl.a. kul og olie i 2022, er i særlig grad påvirket af ændringer i brændselspriser. Dette skyldes modelteknisk, at de øgede brændselspriser vil hæve elprisen, som gør det fordelagtigt for de danske elproducenter at øge den termiske elproduktion. Det bemærkes at 2022 er et modelår, og at resultaterne kan afvige fra statistikken.

Et voksende bidrag til fjernvarmeproduktionen fra varmepumper og overskudsvarme fra erhvervene forventes herudover at reducere forbruget af bioenergi, hovedsageligt træbiomasse, i perioden frem mod 2035. Hvor el- og fjernvarmeproduktion således historisk har været tæt sammenknyttet gennem en stor kraftvarmeproduktion, vil koblingen i fremtiden i højere grad skyldes den udstrakte brug af eldrevne varmepumper i fjernvarmeforsyningen.

Fokus på elforsyningen

Den grundlæggende omstilling af den danske el- og fjernvarmesektor indebærer en markant forandring i produktionsmikset. Figur 4 illustrerer den teknologiske udvikling i elforsyningen frem til i dag, og hvordan den forventes at fortsætte i fremskrivningsperioden. I 1990 foregik 97 pct. af den indenlandske elproduktion på termiske anlæg, hvoraf hovedparten var kulfyrede, og kun 3 pct. på sol- og vindkraftanlæg. I 2020 var den termiske andel faldet til 37 pct. og i 2030 forventes den termiske andel i elproduktionen kun at udgøre 7 pct. og hovedsagelig at være baseret på biomasse med et begrænset bidrag fra fossile brændsler.

Figur 4: Indenlandsk elproduktion fordelt på produktionstyper samt elforbrug inkl. nettab.



I de fleste år i fremskrivningsperioden forventes den absolutte vækst i elproduktion fra VE-anlæg at overstige den årlige tilvækst i det indenlandske elforbrug med undtagelse af i årene 2023 og 2028. Hvor den præcise årlige indfasning af udbygningen dog er behæftet med betydelig usikkerhed, så er det en klar forventning, at den akkumulerede vækst i VE-produktionen over fremskrivningsperioden vil overstige den tilsvarende akkumulerede vækst i elforbruget.

Herudover forventes bl.a. højere brændselspriser, herunder især for naturgas, som ofte er prissættende teknologi for spotpriser på elmarkedet, at betyde, at danske kul- og biomassefyrede kraftværker på kort sigt i 2021 og 2022 har opnået en forbedret konkurrencesituation på det nordeuropæiske elmarked. I årene frem forventes dog et fald i den termiske produktion fra det høje niveau i 2022, som mere end modvirker VE-udbygningstakten i de første år af fremskrivningsperioden. Samlet forventes Danmark således, under fravær af nye tiltag, at være nettoimportør af el fra 2021 frem til 2029 med undtagelse af 2027, om end dette er forbundet med betydelig usikkerhed³. Den kraftige udbygning af VE-produktion i 2030, primært i form af havvind fører til, at Danmark vil være nettoeksportør fra 2030 og frem.

Nettoimporten af elektricitet svinger mellem 2023 og 2029 mellem 3 pct. og 13 pct. inkl. nettab, hvoraf det højeste import forventes i 2023. I 2027 er der et marginalt eloverskud og dermed nettoeksport. Forløbet på kort sigt drives primært af faldet i termisk elproduktion fra 2022 og 2023 samtidig med en stigning i elforbruget og, at

³ I fremskrivningen er der også en lille eleksport i 2022, men i praksis var der en lille import i 2022 ud fra foreløbige opgørelser fra Energinet.



det ikke forventes, at der vil ske udbygning med landvind i 2023. Fra 2030 og frem mod 2035 beregnes i fremskrivning derimod en årlig nettoeksport på 20-24 pct. af elforbruget, hvilket primært er drevet af forventninger om en kraftig udbygning med havvind i 2030, som sker på baggrund af aftale fra Finansloven 2022 og indfasningen af Energiø Bornholm (se nærmere beskrevet i KF23 sektorforudsætningsnotat om el og fjernvarme – Havvind). Selv om elforbruget forventes at stige yderligere efter 2035, øges produktionen primært af vedvarende energi nogenlunde tilsvarende, og resulterer i, at andelen af nettoeksporten i fremskrivningen forbliver nogenlunde konstant frem mod 2035.

Resultaterne ovenfor er dog forbundet med store usikkerheder og er især betinget af idriftsættelsestidspunkter for kommende havvindmølleparker og store land-VE-anlæg. Herudover inkluderer KF23 grundforløbet hverken en udbygning med yderligere 4 GW havvind som aftalt under *Klimaaf tale om grøn strøm og varme af 25. juni 2022 (DKMII)*, en udbygning med Energiø Nordsøen (se nærmere beskrevet i KF23 sektorforudsætningsnotat om el og fjernvarme – Havvind), en fuld opnåelse af firedoblingen af produktion fra land-VE (se nærmere beskrevet i KF23 sektorforudsætningsnotat om el og fjernvarme – hhv. Landvind, Solceller) eller en fuld opnåelse af målsætningen om 4-6 GW PtX som fremgår af *Aftalen om Udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer af 15. marts 2022* (se nærmere i KF23 sektorforudsætningsnotat om Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer – PtX).

Som et supplement til KF23 grundforløbet er der i afsnit 3.2 udarbejdet et alternativt forløb, hvor Energiø Nordsøen samt de yderligere 4 GW havvind fra *Klimaaf talem om grøn strøm og varme af 25. juni 2022* er inkluderet. Dette viser, at den yderligere produktion med havvind vil øge eksporten af VE-baseret elektricitet fra Danmark betragteligt og dermed enten vil have en positiv klimaeffekt i det europæiske elsystem takket være fortrængningen af fossilbaseret elproduktion i udlandet, eller åbne muligheder for øget elforbrug i Danmark, fx til fremstilling af syntetiske grønne brændstoffer i Power-to-X-(PtX)-anlæg, eller begge dele.

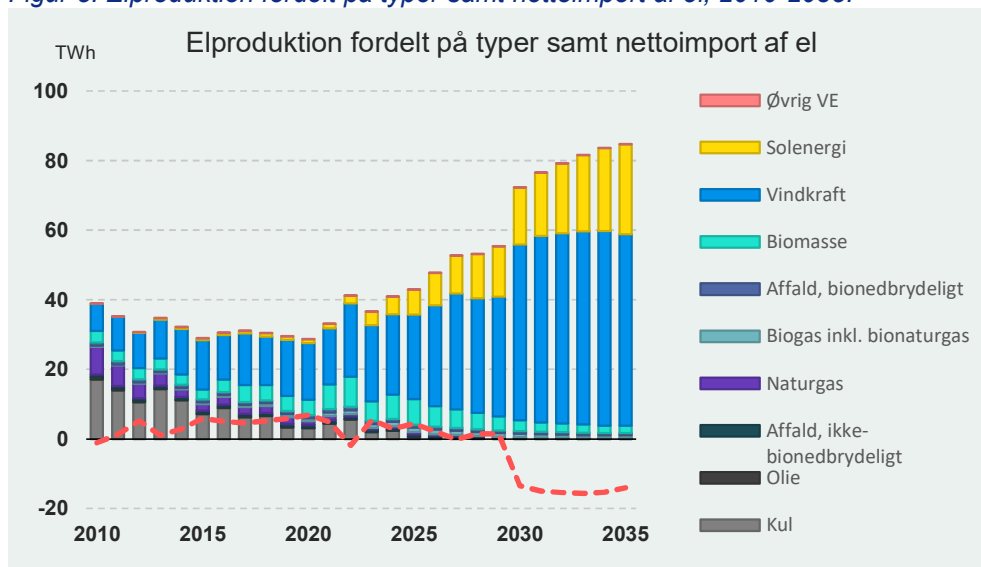
Elsektorens rolle i den grønne omstilling

Fremskrivningen viser, at el- og fjernvarmesektoren kun bidrager marginalt til Danmarks drivhusgasudledning i 2030 og 2035. Elproduktionen i Danmark vil i 2030 og 2035 primært være baseret på sol- og vindenergi, mens den resterende termiske andel af elproduktion hovedsageligt vil være baseret på biomasse, som det fremgår af Figur 5.

I et klimaperspektiv forventes den danske elforsyning derfor at blive en del af løsningen i stedet for at være en del af problemet, idet VE-baseret strøm kan forsyne andre sektorer og dermed bidrage til nedbringelsen af deres respektive udledninger, via enten en direkte elektrificering af samfundet eller en indirekte

elektrificering gennem PtX. Forudsætningen herfor er dog, at det stigende elforbrug ledsages af en fortsat VE-udbygning.

Figur 5: Elproduktion fordelt på typer samt nettoimport af el, 2010-2035.



Fokus på fjernvarmeforsyningen

Produktionen af fjernvarme har også undergået store forandringer, primært væk fra fossile brændsler som kul og naturgas mod en større anvendelse af biomasse. Omlægningen af rammevilkårene for investeringer i fjernvarmeproduktionskapacitet (KF23 Sektorforudsætningsnotat El og fjernvarme – Termisk kapacitet) samt forventningen til det fremtidige elpriseniveau resulterer i fremskrivningen i en stor udbygning med varmepumper. Den installerede varmekapacitet på varmepumper forventes at stige fra 382 MW i 2021 til 3.217 MW i 2030 og 3.600 MW i 2035, og varmepumper forventes at dække knap 39 pct. af fjernvarmeforbruget i 2030 og godt 40 pct. af fjernvarmeforbruget i 2035. 3.217 MW varmekapacitet fra varmepumperne kræver en elkapacitet på ca. 860 MW, da varmepumper har en såkaldt "COP-faktor" (virkningsgrad) som kan variere mellem 300 pct. og 500 pct. afhængigt af varmekilden og anlægsstørrelsen (Energistyrelsen, 2020).

2.2 Udvalgte elementer i sektoren

Dette afsnit præsenterer uddybende oplysninger og forklaringer om udviklingen i el- og fjernvarmesektoren, herunder den forventede sammensætning af hhv. el- og fjernvarmeproduktion frem mod 2030 og 2035.

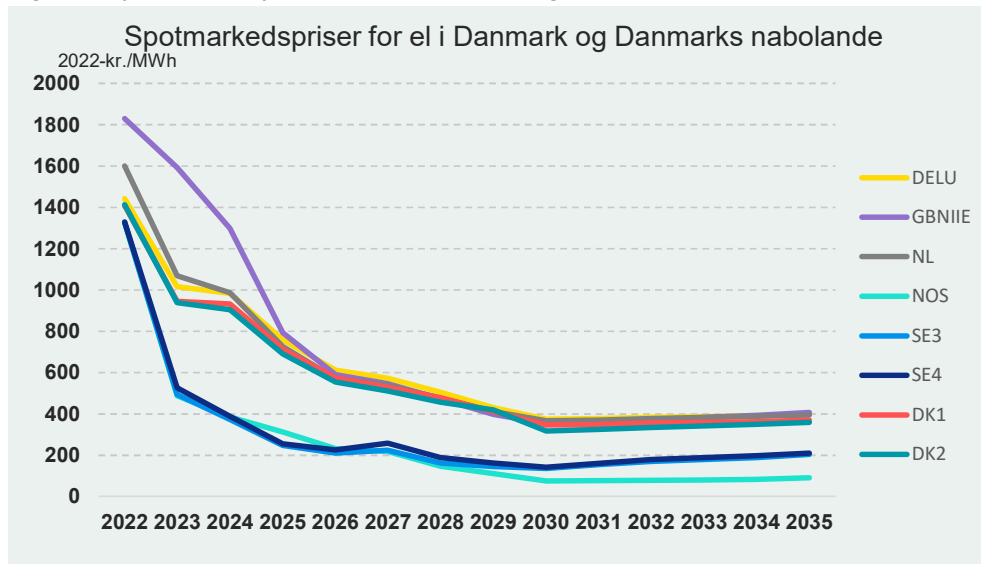
Udviklingen i elprisen

Danmark er en del af et fælles europæisk elsystem og udveksler elektricitet med de lande, Danmark er forbundet med via udlandsforbindelser. Sammensætningen af



elproduktionskapacitet i Danmarks nabolande forventes at udvikle sig mod en større udbygning med VE-produktionskapacitet og udfasningen af konventionelle produktionsenheder. Samtidig er forventningen også, at det europæiske net forstærkes med flere og stærkere elforbindelser mellem landene (jf. KF23 Sektorforudsætningsnotat el og fjernvarme, kapitel 3: Udenlandske elproduktionskapaciteter mv.). Brændselspriserne forventes at være høje i 2022-2023, hvilket vil medføre høje elpriser for alle markedsområder på kort sigt. Udbygningen med VE forventes efterfølgende at bidrage til faldende elpriser frem mod 2030 og 2035.

Figur 6: Spotmarkedspriser for el i Danmark og Danmarks nabolande.



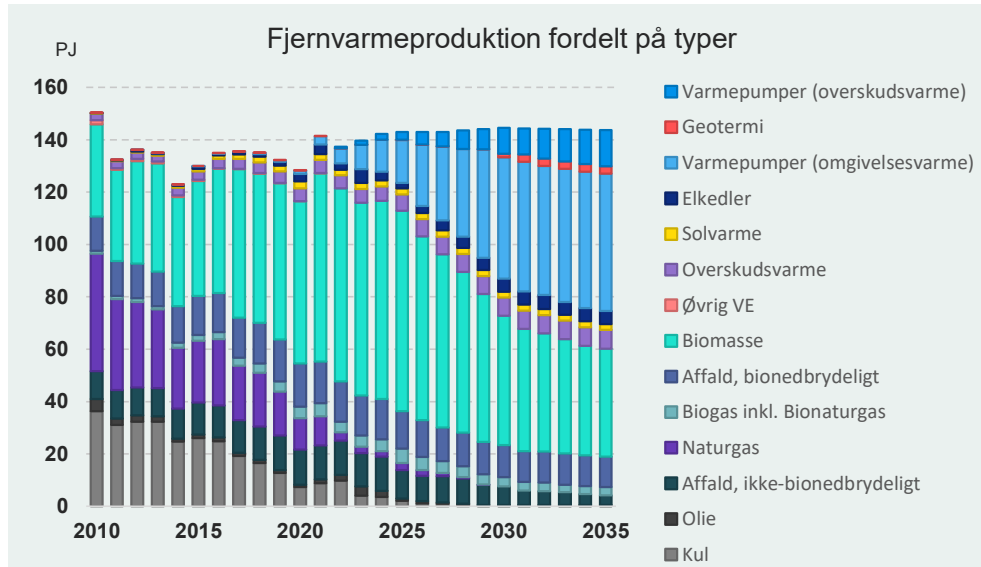
Note: Priser i alle år er modelresultater og er beregnet som aritmetisk gennemsnit af priserne på timeniveau. De faktiske spotpriser for 2022 lå 10-20 pct. højere. I forbindelse med Energistyrelsens anvendelse af elprisresultater anvendes forward priser for 2023-2024. Forward priserne for 2023 og 2024 angivet i 2022-kr./MWh er henholdsvis 945 og 932 for DK1 og 940 og 905 for DK2. Priserne er opdateret i marts 2023. DELU: Tyskland-Luxembourg, FI: Finland, GBNIIE: Storbritannien, NL: Holland, NOS: Syd-Norge, SE3: Syd-Central-Sverige, SE4: Syd-Sverige.

Det skal bemærkes, at elprisudviklingen i Figur 6 er forbundet med stor usikkerhed og især er betinget af det anvendte scenarie for kapacitetsudvikling i udlandet. Elprisen er i øvrigt følsom overfor ændringer i brændselspriser og CO₂-kvotepriisen.

Sammensætningen af fjernvarmeproduktionen

Faldende elpriser fra 2023 vil bl.a. få betydning for den fremtidige udvikling i den danske fjernvarmesektor. Fordelingen af fjernvarmeproduktion i perioden 2010 – 2035 kan ses i Figur 7. 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 reduktion af især den naturgasbaserede kraftvarmekapacitet.

Figur 7: Fjernvarmeproduktion fordelt på typer, 2010-2035.



Biomasse har de sidste ti år spillet en stigende rolle i fjernvarmeproduktionen. I centrale kraftvarmeområder har ny kraftvarmekapacitet på biomasse erstattet kulbaseret fjernvarmeproduktion, og i de mindre fjernvarmeområder har nye biomassebaserede varmegværker delvist fortrængt naturgas som brændsel til fjernvarmeproduktion.

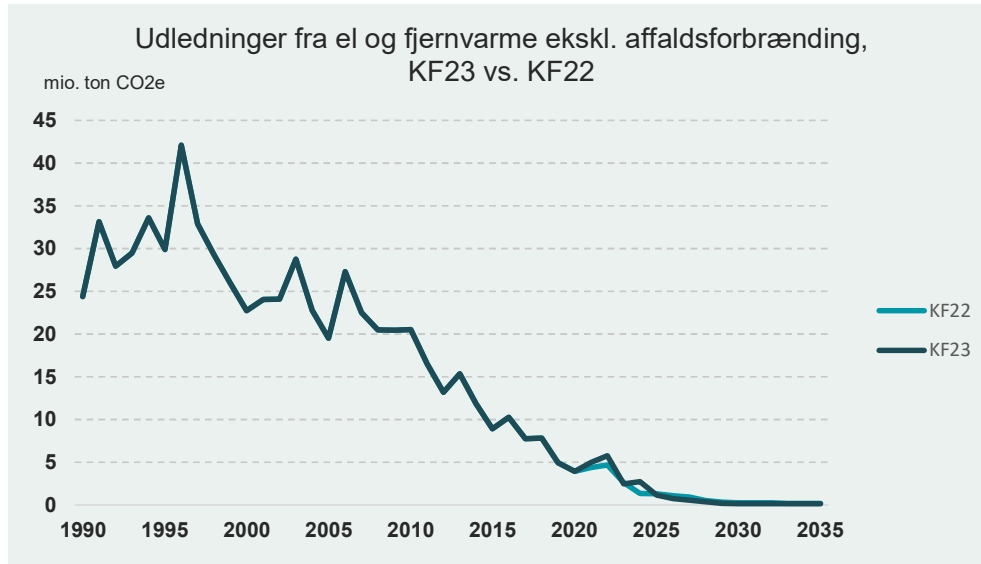
Fjernvarmeproduktion fra biomasse udgjorde 48 pct. af den samlede produktion i 2020 og den forventes at toppe i 2022 på 54 pct. Biomasseandelen i fjernvarmen forventes derefter at falde til 34 pct. i 2030 og 29 pct. i 2035, hvilket især skyldes større produktion fra varmepumper. Betydningen af biomasseforbruget til el- og fjernvarmeproduktion for sektorens udledninger præsenteres i bilaget til dette notat.

3. Kvalificering af KF23 forløbet

3.1 Sammenligning med sektorens udledninger i KF22

I Figur 8 herunder sammenlignes sektorens udledninger med sidste års fremskrivning. Udledningen fra el- og fjernvarmesektoren er i KF23 højere fra 2021 og frem til 2024 end i KF22 med undtagelse af 2023. For 2021 skyldes det opdateret statistik, mens det for 2021-2024 (med undtagelse af 2023) skyldes et stigende forbrug af fossile brændsler i disse år i KF23 ift. i KF22.

Figur 8: Udvikling i udledninger fra el og fjernvarme ekskl. affaldsforbrænding for KF23 vs. KF22



Effekt af stigende brændselspriser på kort sigt i el- og fjernvarmesektoren

En markant stigning i de fossile brændselspriser i 2022 til 2024 (se nærmere beskrevet i KF23 Sektorforudsætningsnotat Priser og vækst) vil resultere i en alt andet lige højere andel af kul til el- og fjernvarmeproduktionen i disse år end set i KF22. Dette skyldes, at de øgede brændselspriser vil hæve elprisen, som gør det fordelagtigt at øge elproduktionen på kul. Effekten af det større forbrug af kul i 2022 og 2024 vil ses i resultaterne for udledninger i de respektive år fra el- og fjernvarmesektoren i KF23. Udviklingen i elprisen samt modeltekniske antagelser om drift af termiske kraftværker er dog årsagen til yderligere systemdynamikker, som medfører et lidt mindre forbrug af kul i 2023 sammenlignet med KF22. Dette bidrager til mindre udledninger i sektoren i dette år sammenlignet med KF22. Resultatet er usikkert og afhænger bl.a. af den kortsigtede udvikling i brændselspriser såvel som elproduktion og -efterspørgsel i det europæiske elmarked.

3.2 Usikkerhed og følsomhedsberegninger

Fremskrivningen af el- og fjernvarmesektoren er forbundet med store usikkerheder. De væsentlige kilder til denne usikkerhed er:

- Udvikling i brændselspriser og CO₂-kvotepris
- Elforbrugsudvikling, herunder især elforbrug til datacentre og PtX
- Indenlandsk udbygning med åben-dør havvind, landvind og solceller
- Udvikling i sammensætningen af elproduktionskapaciteter i udlandet

Dertil kommer usikkerheder om fremtidige investeringer i fjernvarmeproduktionskapaciteter, herunder store varmepumpers prisudvikling og indflydelse fra lokale



forhold på investeringsbeslutninger. Der henvises til de respektive KF23 forudsætningsnotater (Priser og vækst, Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer samt El og fjernvarme) for en mere detaljeret beskrivelse af de specifikke usikkerheder.

Som supplement til KF23 grundforløbet er der udarbejdet et alternativt forløb hvor Energiø Nordsøen samt 4 GW havvind fra *Klimaaftale om grøn strøm og varme af 25. juni 2022* er inkluderet. Øvrige forudsætninger er som i grundforløbet. Desuden undersøges effekterne i el- og fjernvarmesektoren for to yderligere alternative forløb med forskellige kapacitetsfremskrivninger for affald. Disse forløb undersøges også i sektornotat 9A Affaldsforbrænding.

For at afdække usikkerhederne forbundet med den teknologiske udvikling i el- og fjernvarmesektoren, adfærdsændringer og eksterne faktorer, præsenteres derudover to partielle følsomhedsanalyser, der forsøger at afdække usikkerhederne. Med "partiel" menes, at der foretages en ændring i forhold til KF23 grundforløb "alt andet lige" uden at medregne afledte effekter i det samlede system, og at resultaterne fra følsomhederne ikke umiddelbart kan aggregeres. Endvidere præsenteres to tværgående følsomheder, hvor der tages højde for afledte effekter i det samlede system.

Partielt alternativt forløb på forsyningsiden med yderligere havvind

Som beskrevet i forudsætningsnotatet om El og fjernvarme, indgår Energiø Nordsøen samt 4 GW yderligere muliggjort havvind ikke i KF23-grundforløbet. De system- og klimamæssige konsekvenser af idriftsættelsen af disse projekter for den danske el- og fjernvarmesektor søges derfor her belyst med en partiel alternativberegning, hvor de 4 GW antages idriftsat i 2030 og hvor Energiø Nordsøen antages realiseret og nettilsluttet i 2033.

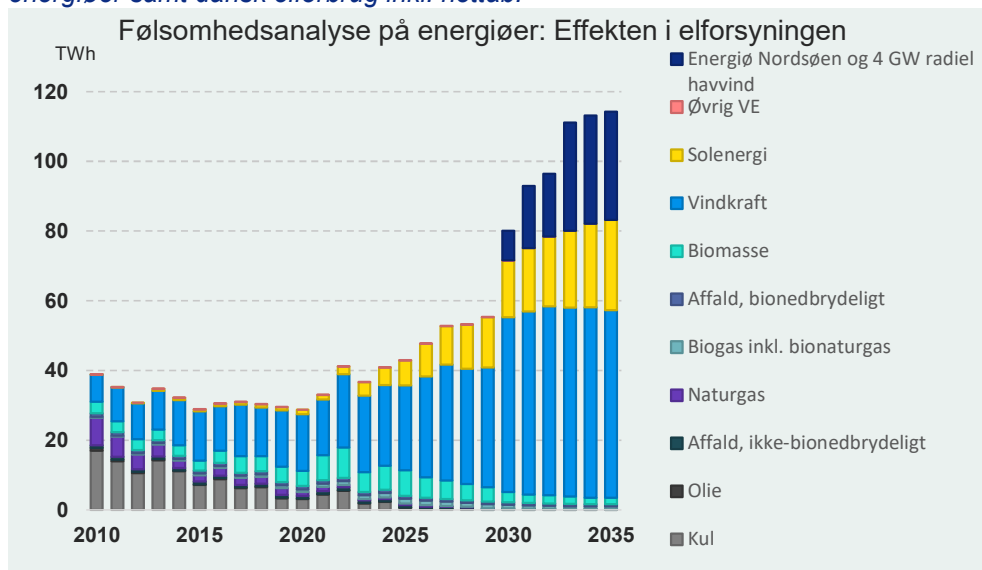
De 4 GW havvind i forbindelse med Klimaaftalen for grøn strøm og varme af 2022 antages i denne beregning fordelt som 1 GW ved Kattegat II, 1 GW ved Kriegers Flak II og 2 GW placeret i Nordsøen.

Energiø Nordsøen forventes at have en elkapacitet på 3 GW forbundet med Vestdanmark og Belgien⁴. Der er ikke indgået en endelig investeringsbeslutning mellem TSO'erne (hvv. den danske TSO, Energinet og den belgiske TSO, Elia) om tilkobling til Energiøen Nordsøen på nuværende tidspunkt, hvorfor konfigurationerne for udlandsforbindelserne kan ændre sig indtil den endelige investeringsbeslutning. Alternativberegningen tilstræber blot at beskrive de system- og klimamæssige konsekvenser af den ekstra havvind i en dansk kontekst, hvilket ikke vurderes at variere nævneværdigt ved en ændring i de lande, øen forbindes til, så længe produktionskapaciteten og kapaciteten på eltransmissionsforbindelserne holdes konstant.

⁴ I Finansloven fra 2022 indgår et mål om en samlet kapacitet på 10 GW hurtigst muligt og med 2040 som sigtepunkt under iagttagelse af sikring af de nødvendige udlandsforbindelser.

Under antagelsen af, at det danske elforbrug holdes konstant som i KF23-grundforløbet, forventes de ekstra 4 GW havvind og Energiø Nordsøen at øge nettoelekseporten med 5,2 TWh i 2030 og 24,2 TWh i 2035 ift. KF23.

Figur 9: Følsomhedsanalyse på energier: Elproduktion fordelt på typer inkl. energier samt dansk elforbrug inkl. nettab.



Alternativberegningen indebærer en betydelig stigning i VE-andelen i elforbruget (RES-E⁵) til 131 pct. i 2030, hvilket er en forøgelse på 14 procentpoint sammenlignet med KF23. I 2035 stiger RES-E til 162 pct. mod 118 pct. i grundforløbet. En VE-andel i elforbruget som er højere end 100 pct. betyder, at Danmark forventes at have et overskud af grøn elektricitet, som kan eksporteres eller bidrage til at nedbringe drivhusgasudledningen fra andre sektorer gennem direkte eller indirekte elektrificering. Konsekvensvurderinger af nye havvindprojekter inkluderer ikke disse mulige afledte CO₂-fortrængningseffekter.

Alternativberegningen viser også, at den ekstra havvind isoleret set ikke har stor betydning for den danske drivhusgasudledning, da den direkte effekt ligger på - 0,02 mio. ton CO₂e i både 2030 og 2035 ift. grundforløbet. Årsagen til den lille effekt på udledningen er den i forvejen høje andel af VE-baseret elektricitet i Danmark, som har fortrængt størstedelen af den fossile elproduktion. Højere eksport er mulig grundet nye eltransmissionsforbindelser fra Danmark til udlandet via energierne. Energierne vil dog have en større direkte klimaeffekt i det europæiske elsystem, eftersom den forventede store danske eksport fortrænger fossilbaseret elproduktion i udlandet.

⁵ RES-E for KF23 grundforløbet præsenteres i sektornotat 11B.



Partielt alternativt forløb på forsyningsiden med mindre havvindsudbygning

For at belyse effekten af mindre havvindskapacitet i det danske elsystem undersøges et alternativt forløb, hvor Energiø Bornholm ikke indgår. Energiø Bornholm indgår i grundforløbet med 3 GW fra 2030. I forbindelse med opførelsen af Energiø Bornholm etableres to nye elforbindelser til og fra Energiø Bornholm forbundet til hhv. Østdanmark og Tyskland. I dette alternative forløb vil de to elforbindelser heller ikke indgå. Alternativforløbet undersøger ikke, om fjernelse af Energiø Bornholm kan påvirke andre havvindmølleparkers rentabilitet, men alene klimaeffekten af mindre havvind i elsystemet.

Beregningen med det alternative forløb viser ikke nævneværdige forskelle i drivhusgasudledningen. Der ses dog et fald i VE-andelen i elforbrug (RES-E). I 2030 og 2035 er VE-andelen hhv. 104 pct. og 102 pct. mod hhv. 117 pct. og 118 pct. i KF23 grundforløbet. Hvis Energiø Bornholm ikke realiseres, vil der alt andet lige være et mindre overskud af grøn strøm i Danmark, som enten kan eksporteres til udlandet eller anvendes til direkte eller indirekte elektrificering af øvrige sektorer.

Partielt alternative forløb for kapacitetstilpasning af affald

I KF23 sektornotat 9A Affaldsforbrænding beskrives to alternative forløb, hvoraf det ene forløb ikke tilpasser affaldsforbrændingsanlæggenes nominelle, miljøgodkendte kapacitet som følge af konkurrenceudsættelse. Det andet forløb antages, at Klimaplanens målsætning om at tilpasse affaldsforbrændingskapaciteten til de danske mængder opfyldes. I sektornotat 9A er effekten af de alternative forløb udelukkende vurderet ift. affaldsforbrændingssektorens drivhusgasudledninger. Det alternative forløb uden tilpasning af kapaciteten fører til stigende udledninger ift. KF23-grundforløbet pga. øget udnyttelsesgrad af anlæggene, hvorimod forløbet med fuld tilpasning ift. Klimaplanens målsætninger fører til en afvigende reduktionssti af udledningerne ift. grundforløbet, med en lille forøgelse af udledninger i 2025, men stærkere reduceret udledning i 2030 ift. KF23-grundforløbet.

Da en ændring af kapacitetstilpasningen for affaldsforbrændingen vil lede til yderligere effekter i el- og fjernvarmesektoren, belyses her nogle af de øvrige systemeffekter, som ses i de to alternative forløb.

For det alternative forløb uden kapacitetstilpasning ses en forøgelse i brændselsforbrug af affald til affaldsforbrændingsanlæg ift. KF23-grundforløbet. Det resulterer i, at brændselsforbruget af øvrige fossile brændsler reduceres, hvilket giver en lille ændring i den samlede udledning af drivhusgasser fra el- og fjernvarmesektoren ekskl. affald set ift. KF23-grundforløbet. I 2025 ses i fald i drivhusgasudledningen på omkring 0,02 mio. ton CO_{2e} og i 2030 og 2035 er ændringen tæt på 0,00 mio. ton CO_{2e}. Desuden ses et større fald i fjernvarmeproduktionen fra både varmepumper og elkedler, idet mere varmeproduktion kommer fra affaldsforbrænding. Den samlede



fjernvarmeproduktion fra elkedler og varmepumper falder med 3 pct., 25 pct. og 30 pct. i henholdsvis 2025, 2030 og 2035 set ift. KF23-grundforløbet. Den totale fjernvarmeproduktion for grundforløbet er opstillet i Tabel 2 i Bilag.

Det alternative forløb med fuld kapacitetstilpasning viser ikke store ændringer i brændselsforbruget af affald set ift. KF23-grundforløbet. Brændselsforbruget af affald er i 2025 på niveau med scenariet uden kapacitetstilpasning, for 2030 er lavere end KF23-grundforløbet og i 2035 større. Ændringen i udledningen af drivhusgasser er i 2025 et fald på 0,02 mio. ton, CO₂e og i 2030 og 2035 er den tæt på 0,00 mio. ton CO₂e. Brændselsfordeling ændres ikke nævneværdigt ift. KF23-grundforløbet.

Partielle følsomheder

Vejrudsving

Historisk har den danske elproduktion svinget kraftigt afhængigt af forholdene på det nordiske elmarked. Populært sagt udgjorde de danske fossilyrede kondensværker en "energireserve" for Norden, som blev aktiveret i år med svigtende nedbør og dermed mindre vandkraftproduktion. Med udfasningen af de kulfyrede værker er dette fortid, men til gengæld betyder varierende vindforhold, at vindkraftproduktionen kan variere betydeligt fra år til år, typisk +/- 15 pct.

Klimafremskrivningen er baseret på normale år, dvs. at fremskrivningen ikke tager højde for svingende vindforhold og nedbør i fremtiden. For at illustrere betydning af varierende vejrforhold for el- og fjernvarmesektorens udledning er der lavet to følsomhedsberegninger. I den ene antages det, at vejrforhold er gunstige for elproduktion fra både vind- og vandkraftværker (+15 pct. ift. normalårsproduktioner), mens der i den anden følsomhedsberegning antages en samtidig reduktion af elproduktion på vind- og vandkraftværker (-15 pct. ift. normalårsproduktioner)⁶. Størrelsesordenen på ændringer er bestemt ud fra statistiske data for Danmark og de øvrige nordiske lande.

Følsomhedsberegningen viser, at udsving i nedbør og vind kan betyde et maksimalt udsving i sektorens udledning i størrelsesordenen -0,1 mio. ton CO₂e til +0,1 mio. ton CO₂e i 2030. Sektorens udledning forventes derfor at blive mindre påvirkelige af vejræssige udsving i takt med omstillingen til VE. Til sammenligning har vejrudsving i de historiske år betydet et udsving på +/- 5 mio. ton CO₂e.

Vejrudsving vil dog stadig have en stor betydning for andre aspekter af energisystemet, herunder import/eksport af el, elpriser på spotmarkedet og anvendelse af biomasse.

⁶ Sandsynligheden for sammenfaldet af et vådar med gode vindforhold og tørår med dårlige vindforhold er ikke undersøgt. Sammenfaldet er antaget for at undersøge de mest ekstreme variationer i el- og fjernvarmesystemet.



Elforbrug i forbindelse med elektrolyse

Elforbruget til elektrolyse er i KF23 baseret på en antagelse om et forbrug svarende til 5000 fuldlasttimer for den totale installerede kapacitet⁷. For at illustrere et højere elforbrug opjusteres denne antagelse til 8000 fuldlasttimer, svarende til at elektrolyseanlæggene er i drift størstedelen af året. Dette svarer til en stigning i elforbruget på 1,8 TWh i 2030 og 3,3 TWh i 2035. Følsomhedsberegningen viser at dette ikke resulterer i en stigning i emissioner i 2030 og en stigning på 0,01 mio. ton CO_{2e} i 2035.

3.3 Planlagt udvikling fremadrettet

Der henvises til forudsætningsmaterialet for den metodemæssige udvikling, der planlægges for de fremtidige Klimastatus og –fremskrivninger.

⁷Beskrevet i Sektorforudsætningsnotatet el og fjernvarme.



4. Kilder

- Energistyrelsen. (2021). *Data, tabeller, statistikker og kort. Energistatistik 2020*. Hentet fra https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/energistatistik2019_dk-webtilg.pdf
- Energistyrelsen. (2020). *Technology Data. Generation of Electricity and District heating*. Hentet fra https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh.pdf
- ENTSOE. (2022). *ERAA22*. Hentet fra <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2022/>
- KEFM. (2018). *Energiaftale 2018*. Hentet fra <https://kefm.dk/media/6646/energiaftale2018.pdf>
- Regering (Socialdemokratiet) og Venstre, Dansk Folkeparti, Socialistisk Folkeparti, Radikale Venstre, Enhedslisten, Det Konservative Folkeparti, Liberal Alliance og Alternativet. (2021). *Tillæg til klimaaf tale om energi og industri af 22. juni vedr. Ejerskab og konstruktion af energløer mv*. Hentet fra <https://kefm.dk/Media/5/E/Aftaletekst%20-%20Energi%C3%B8er%20-%20Ejerskab%20og%20konstruktion%20af%20energi%C3%B8er%20mv.pdf>

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk



5. Bilag

Bilag 5.1 Biogene energirelaterede CO₂-udledninger fra sektoren

Klimafremskrivningens opgørelse af sektorernes udledninger følger FN's opgørelsesregler, da udledningsopgørelsen ift. 70 pct. målsætningen ifølge klimaloven skal følge disse. CO₂-udledning fra forbruget af biomasse medregnes i LULUCF-sektoren i det land, hvor biomassen høstes. Ved afbrænding af dansk og importeret biomasse og biobrændsler til energiformål medregnes den heraf følgende biogene CO₂-udledning derfor ikke for at undgå dobbelttælling (jf. KF23 sektorforudsætningsnotat Principper og politikker – Udledningsopgørelse). Ifølge FN-reglerne skal CO₂-udledningerne fra forbruget af biomasse til energi dog opgøres og indberettes under et såkaldt "memo item". Dette bilag viser de samlede biogene energirelaterede CO₂-udledninger forbundet med forbrænding af biomasse og biobrændsler.

Figur 10 illustrerer udvikling i el- og fjernvarmesektorens udledninger opgjort efter FN's rapporteringsmetode. For at vise omfanget af biogene udledninger fra el- og fjernvarmesektoren er denne nedenfor gengivet sammen med en ny kurve, der viser sektorens udledninger inkl. de biogene CO₂-udledninger.

Hvis den biogene del af sektorens udledninger medtages, forventes el- og fjernvarmesektoren (ekskl. affald) således at udlede 8,0 mio. ton CO₂e i 2030, hvilket svarer til en reduktion på 67 pct. i forhold til 1990-niveau. I 2030 forventes den biogene udledning at udgøre 98 pct. af el- og fjernvarmesektorens samlede udledning (ekskl. affald), og den forventes dominerende at komme fra biomasseafbrænding til fjernvarmeproduktion (herunder særligt træbiomasse).

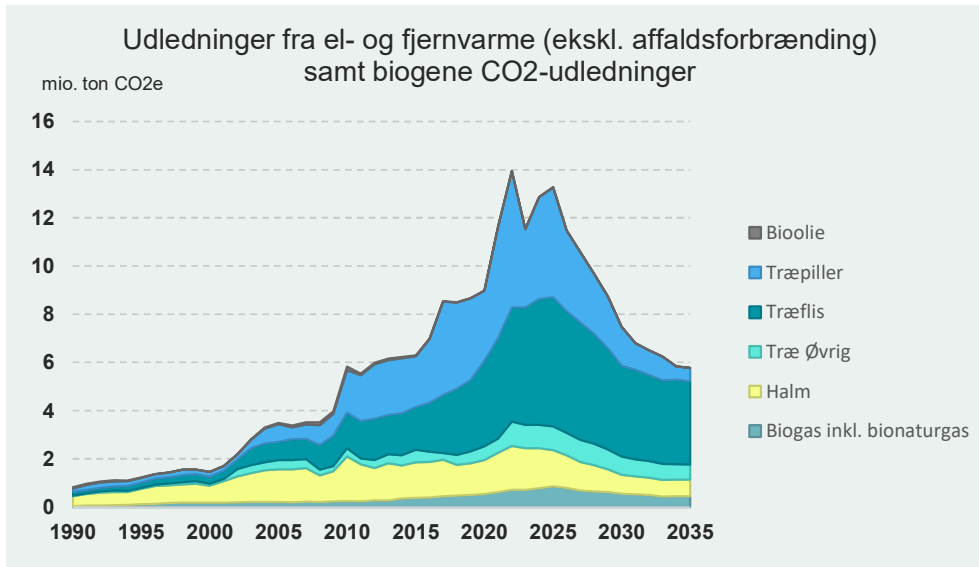
Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk

Figur 10: Biogene energirelaterede CO₂-udledninger fra el- og fjernvarmesektoren (ekskl. affaldsforbrænding).



Bilag 5.2 Indikatorer fra sektoren

I Klimahandlingsplan 2020 blev der opstillet en række indikatorer, der fremadrettet kan bidrage til at vurdere fremdriften i omstillingen af de enkelte sektorer. I dette bilag præsenteres data for de indikatorer, der er relevante for el- og fjernvarmesektoren.

I et lidt bredere perspektiv er det interessant at følge om det er biomassefyrede termiske anlæg, vindkraft eller solceller, eller overskudsvarme, solvarme eller varmepumper, der overtager produktionen af el og fjernvarme. De nye forsyningskilder og teknologier, som erstatter den fossilbaserede produktion, har nemlig meget forskellige karakterer, fx hvor store arealer de kræver eller hvor fleksible de er og dette giver dem forskellige styrker og svagheder i den samlede grønne omstilling af el- og fjernvarmesektoren.

I nedenstående Tabel 1 og Tabel 2 angives fordelingen i fem udvalgte nedslagsår, hvor 1994 er det første år, hvor data på denne form findes, hvor 2020 er det senest angivne statistiske år (Energistyrelsen, 2022), og 2035 er det sidste fremskrivningsår.

Tabel 1: Elproduktion i 1994, 2010, 2020, 2030 og 2035 fordelt på brændsler/typer.

Elproduktion fordelt på brændsler/typer	1994		2010		2020		2030		2035	
	TWh	Pct.	TWh	Pct.	TWh	Pct.	TWh	Pct.	TWh	Pct.
Fossile brændsler	38,2	95,3	25,7	66,1	4,3	15,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Affald	0,5	1,2	1,7	4,3	1,7	6,0	1,1	1,5	0,9	1,0
Biomasse ⁸	0,3	0,7	3,7	9,5	5,2	18,0	4,3	5,9	2,9	3,4
Vindkraft	1,1	2,7	7,8	20,1	16,3	56,9	50,5	69,9	55,0	65,0
Solenergi ⁹	0,0	0,0	0,0	0,1	1,2	4,1	16,3	22,6	25,9	30,6
I alt	40,1	100	38,9	100	28,7	100	72,3	100	84,7	100

Som det fremgår af Tabel 1, er der sket en kraftig reduktion i andelen af elproduktion fra fossile brændsler siden 2010. Produktion, som primært er blevet erstattet af produktion fra vindkraft samt biomasse og sol.

Tabel 2: Fjernvarmeproduktion i 1994, 2010, 2020, 2030 og 2035 fordelt på brændsler/typer.

Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler/typer	1994		2010		2020		2030		2035	
	PJ	Pct.	PJ	Pct.	PJ	Pct.	PJ	Pct.	PJ	Pct.
Fossile brændsler	87,5	77,4	85,5	57,1	20,1	15,7	2,2	1,5	0,6	1,6
Affald	13,5	11,9	23,6	15,7	30,0	23,4	19,5	13,5	15,4	10,7
Biomasse ¹⁰	9,2	8,1	38,1	25,3	66,6	52,0	51,0	35,3	42,5	29,6
Overskudsvarme	2,8	2,5	2,5	1,7	4,6	3,6	6,9	4,8	7,1	4,9
Solvarme	0	0	0,1	0,1	2,6	2,0	2,2	1,5	2,3	1,6
Elkedler og varmepumper ¹¹	0,1	0,1	1,2	0,1	4,2	3,3	62,7	43,4	74,1	51,6
I alt	113,1	100	151,0	100	128,1	100	144,5	100	143,6	100

En næsten tilsvarende reduktion i andelen der dækkes af fossilbaseret produktion kan, som det fremgår af Tabel 2, ses i fjernvarmeproduktionen, men her har biomasse spillet den vigtigste rolle efterfulgt af affald, overskudsvarme og sol. Frem mod 2035 forventes varmepumper at få en meget fremtrædende rolle i fjernvarmeproduktionen.

Bilag 5.3 Sektorens udledning fordelt på brændsler

Sektorens drivhusgasudledning har historisk været drevet af kulforbruget til el- og fjernvarmeproduktion, som det fremgår af Figur 10. Udviklingen frem mod 2030 og 2035 er især betinget af udfasningen af kulfyret kraftvarme på centrale værker samt en gradvis men vedvarende fortrængning af naturgasforbruget siden 2010.

⁸ Biomasse er inkl. biogas

⁹ Solenergi er inkl. hydro

¹⁰ Biomasse er inkl. biogas

¹¹ Elkedler og varmepumper er inkl. geotermi



Figur 11: Udledninger fra el- og fjernvarmesektoren (ekskl. affaldsforbrænding) fordelt på brændsler.

