



Dette sektorforudsætningsnotat er en del af Klimastatus og -fremskrivning 2023 (KF23). KF23 er en såkaldt frozen policy fremskrivning, hvilket indebærer, at forudsætningerne for fremskrivningen afspejler et "politisk fastfrosset" fravær af nye tiltag på klima- og energiområdet ud over dem, som Folketinget har besluttet før 1. januar 2023 eller som følger af bindende aftaler. For yderligere information om frozen policy tilgangen, se kapitel 1 Principper for frozen policy i sektorforudsætningsnotatet Principper og politikker.

Indholdsfortegnelse

Introduktion og opsummering	4
1. Hvad omfatter el og fjernvarmesektoren i KF?	4
2. Væsentlige ændringer i forudsætninger eller metode ift. KF22	4
3. Hvordan indgår forudsætninger og modeller i beregning af udledningerne?	6
Kapitel 1: Ramses modellen	9
1.1 Modellens rolle i det samlede modelkompleks	9
1.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet	10
1.2.1 Primære karakteristika for Ramses	10
1.2.2 Hvordan laves baselinen til KF23	12
1.3 Kvalificering af KF23 forløbet	13
1.3.1 Modeludvikling siden KF22	13
1.3.2 Kritiske antagelser og parametre i modellen	13
1.3.3 Planlagt modeludvikling	14
1.4 Kilder	14
Kapitel 2: DH-Invest	15
2.1 Modellens rolle i det samlede modelkompleks	15
2.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet	16
2.2.1 Primære karakteristika for DH-Invest	16
2.2.2 Hvordan laves baselinen til KF23	17
2.3. Kvalificering af KF23 forløbet	18
2.3.1 Modeludvikling siden KF22	18
2.3.2 Kritiske antagelser og parametre i modellen	18
2.3.3 Planlagt modeludvikling	19
2.4 Kilder	19
Kapitel 3: Udenlandske el-produktionskapaciteter mv.	20



3.1 KF23 forløbet	20
3.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet	20
3.2.1 Generelle antagelser og metode	20
3.2.2 Antagelser til KF23	21
3.3 Kvalificering af KF23 forløbet.....	22
3.3.1 Sammenligning med KF22.....	22
3.3.2 Usikkerhed	24
3.4 Planlagt udvikling fremadrettet.....	24
3.5 Kilder	24
Kapitel 4: Danske interkonnektorer	25
4.1 KF23 forløbet frem mod 2035.....	25
4.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet	26
4.2.1 Generelle antagelser og metode	26
4.2.2 Frozen policy antagelser til KF23.....	27
4.3 Kvalificering af KF23 forløbet.....	31
4.3.1 Sammenligning med KF22.....	31
4.3.2 Usikkerhed	31
4.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet.....	31
4.4 Kilder	31
Kapitel 5: Havvind.....	32
5.1 KF23 forløbet frem mod 2035.....	32
5.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet	33
5.2.1 Generelle antagelser og metode	33
5.2.2 Frozen policy antagelser til KF23.....	35
5.3 Kvalificering af KF23 forløbet.....	39
5.3.1 Sammenligning med KF22.....	39
5.3.2 Usikkerhed	41
5.4 Kilder	42
Kapitel 6: Landvind	44
6.1 KF23 forløbet frem mod 2035.....	44
6.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet	45
6.2.1 Generelle antagelser og metode	45



6.2.2 Frozen policy antagelser til KF23.....	49
6.3 Kvalificering af KF23 forløbet.....	54
6.3.1 Sammenligning med KF22.....	54
6.3.2 Usikkerhed	55
6.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet.....	57
6.4 Kilder	57
Kapitel 6 bilag.....	58
Kapitel 7: Solceller	59
7.1 KF23 forløbet frem mod 2035.....	59
7.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet	60
7.2.1 Generelle antagelser og metode.....	60
7.2.2 Frozen policy antagelser til KF23.....	62
7.3 Kvalificering af KF23 forløbet.....	66
7.3.1 Sammenligning med KF22.....	66
7.3.2 Usikkerhed	67
7.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet.....	68
7.4 Kilder	68
Kapitel 8: Termisk produktionskapacitet.....	69
8.1 KF23 forløbet frem mod 2035.....	69
8.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet	69
8.2.1 Generelle antagelser og metode.....	69
8.2.2 Frozen policy antagelser til KF23.....	70
8.3 Kvalificering af KF23 forløbet.....	78
8.3.1 Sammenligning med KF22.....	78
8.3.2 Usikkerhed	80
8.3.3 Planlagt udvikling frem mod KF24	81
8.4 Kilder	81



Introduktion og opsummering

1. Hvad omfatter el og fjernvarmesektoren i KF?

I Klimafremskrivningen omfatter el- og fjernvarmesektoren udledningerne forbundet med primærproduktion af el og fjernvarme, eksklusiv udledningerne fra affaldsforbrænding, der i KF afrapporteres under affaldssektoren.¹ For at illustrere størrelsesordenen af udledningerne forbundet med el- og fjernvarmeproduktion, er de historiske udledninger fra el- og fjernvarmesektoren fra KF22 vist i tabel 1.

Tabel 1: Historiske udledninger fra el og fjernvarmesektoren (ekskl. affaldsforbrænding og sekundære producenter) jf. KF22

Mio. ton CO ₂ e	2019	2020
El- og fjernvarme (ekskl. affaldsforbrænding mv.)	4,9	3,9
Affaldsforbrænding*	1,6	1,6
Sekundære producenter**	0,2	0,2
De samlede udledninger for alle sektorer	47,5	44,9
El og fjernvarmesektorens andel af de samlede udledninger for alle sektorer	10 %	9 %

* Udledninger fra affaldsforbrænding: KF23 forudsætningerne for affaldsforbrændingen beskrives i notatet om sektorforudsætninger for Affald og F-gasser.

** Udledninger fra sekundær produktion af el og fjernvarme: Er et biprodukt fra disse producenters hovedproduktion og indgår derfor ikke eksplicit i KF23 forudsætningerne. Kilde: KF22.

2. Væsentlige ændringer i forudsætninger eller metode ift. KF22

Med Klimaaftalen om grøn strøm og varme fra d. 25. juni 2022 er der blevet besluttet tiltag, som bl.a. skal understøtte den videre udbygning med landvind og solceller. Imens der blev aftalt en del tiltag af understøttende karakter, som forlænger de gældende markedsvilkår eller som alt andet lige vil gøre det nemmere at nettilslutte mere kapacitet, er tiltagene om Energiparker på land og forpligtende målsætninger for kommunernes arealplanlægning for VE-anlæg i KF23 ikke kvantificeret endnu.

Energjøen ved Bornholm forventes tilsluttet primo 2030 med 3 GW kapacitet besluttet med Tillægsaftale om Energjø Bornholm 2022 af den 29. august 2022. Energjøen ved Bornholm var ikke medregnet i KF22.

Produktionskapaciteter for havvind, landvind og solceller

Tabel 2 viser hvorledes kapaciteten for hhv. havvind, landvind og solceller antages at udvikle sig i KF23 sammenlignet med KF22. Ændringer i kapacitet mellem KF23

¹ Ift. udledninger fra den samlede el- og fjernvarmeproduktion er der også udledninger fra såkaldt sekundære producenter, som ikke har produktion af el og/eller fjernvarme som primært formål, men er producenter inden for fx fremstilling, handel- og service, landbrug mv.

Ifølge FN reglerne for udledningsopgørelse skal udledningerne forbundet med de sekundære producenters el- og fjernvarmeproduktion opgøres som en del af disse sektorer.



og KF22 er delvist baseret på nye aftaler på området, opdateret viden og tidsplaner om planlagte projekter, og en antaget afledt effekt om en yderligere kapacitetsstigning af land-VE baseret på stigningen i udbygningen af PtX fra KF22 til KF23. Ændringer beskrives nærmere i kapitlerne om de enkelte forudsætninger.

Tabel 2: Kapaciteter for havvind, landvind og solceller i hhv. KF23 og KF22

[GW]	Udgave	2025	2030	2035
Havvind	KF23	2,7	9,0	8,5
	KF22	3,4	6,9	6,5
Landvind	KF23	5,5	6,1	6,2
	KF22	5,1	5,6	5,2
Solceller	KF23	6,9	13,0	19,7
	KF22	5,3	8,6	11,0

Note: Havvindtal viser grundforløbet uden Energjøen i Nordsøen og DKMII-parkerne.

Tabel 3 viser hvorledes produktionen fra hhv. havvind, landvind og solceller antages at udvikle sig i KF23 sammenlignet med KF22. Ændringer i produktion skyldes primært ændringerne i kapacitet mellem KF23 og KF22. Den samlede mængde af produktion fra landvind og solceller i 2030 ligger [i de foreløbige tal] på 31,8 TWh. Med samme talgrundlag som i arbejdet under Danmark Kan Mere II svarer denne produktion til en omtrent 2,5-dobling af produktion fra land-VE.

Tabel 3: Produktion fra havvind, landvind og solceller i hhv. KF23 og KF22

[TWh]	Udgave	2025	2030	2035
Havvind	KF23	11,4	22,3	39,7
	KF22	14,0	30,6	28,8
Landvind	KF23	13,0	15,9	18,5
	KF22	12,2	14,3	15,1
Solceller	KF23	7,2	16,3	25,9
	KF22	5,6	10,5	14,2

Note: Havvindtal viser grundforløbet uden Energjøen i Nordsøen og DKMII-parkerne.

Udlandsscenarier og interkonnektorer.

Forudsætninger for udlandsscenarier fra ENTSO-E er blevet opdateret med nyeste versioner af ERAA (ERAA22), der dækker perioden frem til 2030, og TYNDP (TYNDP22), der dækker perioden efter 2030. For TYNDP22 er scenariet Distributed Energy (DE) anvendt. Dette er en metodisk ændring ift. KF22, hvor National Trends (NT) scenariet i TYNDP20 lå til grund. Med anvendelsen af DE-scenariet, sker omverdenens grønne omstilling hurtigere end forventet i scenariet anvendt i KF22 og ud fra en mere decentraliseret tilgang. DE-scenariet er valgt, da scenariet opfylder de europæiske mål om mindst 55 pct. reduktion i 2030 og klimaneutralitet i 2050. På baggrund af den energikrise Europa befinder sig i, vurderes scenariets præmis om større grad af selvforsyning og energieffektivitet herudover at være det mest relevante på nuværende tidspunkt. Den forventelige ændring i



modelgrundlaget medfører bl.a. en tidligere udfasning af kul-, olie- og gaskraftværker i det europæiske udland samt en større udbygning med VE. Den i alt større elproduktion som følge af udbygning af VE forventes primært at ske på baggrund af større efterspørgsel efter el til brintproduktion.

Forudsætningerne for import- og eksportkapaciteter for danske interkonnektorer er identiske med dem fra KF22 med undtagelse af en tidsmæssig forskydning af udvidelsen af Jylland-Tyskland forbindelsen til 2025 samt en opdatering af forventningerne til udbygning af forbindelserne til energierne, på baggrund af de nyeste forventninger til projekternes udvikling.

Ramses og DH-Invest:

De væsentligste opdateringer af Ramses modelplatformen siden KF22 vedrører tilføjelse af stokastisk udetid på udlandsforbindelser og implementering af ressourcebalance: Stokastisk udetid giver en bedre simulering af uforudsete hændelser, der fx driver flaskehalsindtægter og "elprisspidser". Ressourcebalancen giver mulighed for at ramme forbrug fra fx biogas og affald præcist i forhold til fremskrevne mængder af brændsler, der er til rådighed. Dette er tidligere opnået ved kalibrering af anlæg. For det samlede KF23-resultat forventes ændringerne ikke at have en betydelig påvirkning.

Der er ikke foretaget modeludvikling i DH-Invest siden KF22.

3. Hvordan indgår forudsætninger og modeller i beregning af udledningerne?

I de efterfølgende kapitler dokumenteres de forudsætninger, der lægges til grund for fremskrivningen af udledningerne fra el og fjernvarmesektoren i KF23. Som læsevejledning til disse mere detaljerede kapitler følger her afslutningsvis et kort overblik over de forudsætninger og modeller, der indgår i disse kapitler.

Udledningerne fra el- og fjernvarmesektoren stammer fra den termisk baserede el- og fjernvarmeproduktion, mens el-produktion fra vindmøller og solceller ikke er forbundet med udledninger i KF. Sammensætningen af el- og fjernvarmeproduktionen ift. teknologier og brændsler i fremskrivningsperioden afhænger bl.a. af udviklingen i brændsels- og CO₂-kvotepriser samt udviklingen i produktionskapaciteterne for el og fjernvarme i Danmark og udviklingen i el-produktionskapaciteterne i Europa, foruden forventninger til teknologiudviklingen.

Ramses-modellen

Sammensætningen af el- og fjernvarmeproduktion fremskrives i Energistyrelsens Ramses-model, der simulerer el- og fjernvarmesystemet med udgangspunkt i den samlede efterspørgsel på el og fjernvarme, samt den tilgængelige produktionskapacitet for hhv. fjernvarmeproduktion i Danmark og el-produktion i Europa. Ramses-modellen er nærmere beskrevet i kapitel 1.



For at afstemme udbud af og efterspørgsel efter el og fjernvarme itererer Ramses med InterACT-modellen, der fremskriver forbrugssektorenes efterspørgsel efter el og fjernvarme. Herudover indregner Ramses også elforbruget fra transportsektoren (der fastlægges i transportmodellen FREM), elforbruget fra datacentre (der fremskrives uden for modellerne), samt elforbruget til PtX (hvor PtX-anlæggenes driftsmønstre er modelleret direkte i Ramses ud fra en eksogent angivet produktionskapacitet).²

Produktionskapaciteter for havvind, landvind og solceller

Udviklingen i el- og fjernvarmeproduktionskapaciteterne fastlægges uden for selve Ramses-modellen. *Kapacitetsudviklingen for havvind, landvind og solceller* indgår således som et eksogent input i Ramsesmodellen. Fastlæggelsen af KF23 kapacitetsudviklingsforløbene samt årlige fuldlasttimer og dermed også forventet produktion for havvind, landvind og solceller er beskrevet i hhv. kapitel 5, 6 og 7.

Produktionskapaciteter for termisk produktion og DH-Invest modellen

Kapacitetsudviklingen for termiske produktionskapacitet (ekskl. affaldsforbrænding) fremskrives for en stor dels vedkommende i DH-Invest-modellen.³ DH-Invest modellen fremskriver både investeringer og skrotninger og itererer undervejs med Ramsesmodellen for at sikre overensstemmelse mellem kapacitets- og produktionsfremskrivningen. Selve udviklingen i den termiske produktionskapacitet fastlægges således i modelkørslerne og foreligger derfor først som en del af KF hovedrapporten og sektorresultaterne. Udviklingen påvirkes af bl.a. brændsels-, kvote- og elpriser og de endogent indlagte udviklinger for dele af kapaciteten. DH-Invest modellen er beskrevet i kapitel 2 og forudsætningerne, der ligger til grund for den termiske kapacitetsfremskrivning er beskrevet i kapitel 8.

I KF opgøres udledningerne fra affaldsforbrændingsanlæggene som nævnt som en del af udledningerne fra affaldssektoren, men affaldsforbrændingsanlæg leverer også el og fjernvarme. Kapacitetsudvikling for affaldsforbrænding og mængder af affald til forbrænding fastlægges uden for Ramses (jf. kapitel 1 i sektorforudsætningsnotatet for affald) og anvendes som eksogent input til modellering af el- og fjernvarmesektoren.

Udenlandske elproduktionskapaciteter, elforbrug og interkonnektorer

El handles på tværs af landegrænser, og derfor afhænger størrelsen og sammensætningen af den danske elproduktion ikke kun af forholdene på det danske elmarked, men også af udviklingen i elproduktionskapaciteter og elforbrug i

² Sektorforudsætningsnotaterne for Transport, kapitel 4 Datacentre i sektorforudsætningsnotat Husholdningers og erhvervs energiforbrug og procesudledninger samt kapitel 4 PtX i sektorforudsætningsnotat Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer.

³ De store kraftværker behandles dog uden for modellen, og der tages også højde for kendte planer mv.



resten af Europa, og mulighederne for at udveksle el mellem lande (dvs. udviklingen i interkonnektorer).

KF23 forudsætningerne om udviklingen i udlandet baseres på ERAA22 og ENTSO-Es TYNDP22 "Distributed Energy"-scenarie. De udenlandske elproduktionskapaciteter, elforbrug og interkonnektorer er eksogene input til Ramses, mens den udenlandske elproduktion og udnyttelsen af interkonnektorerne er en del af simuleringen af det europæiske elmarked i Ramses.



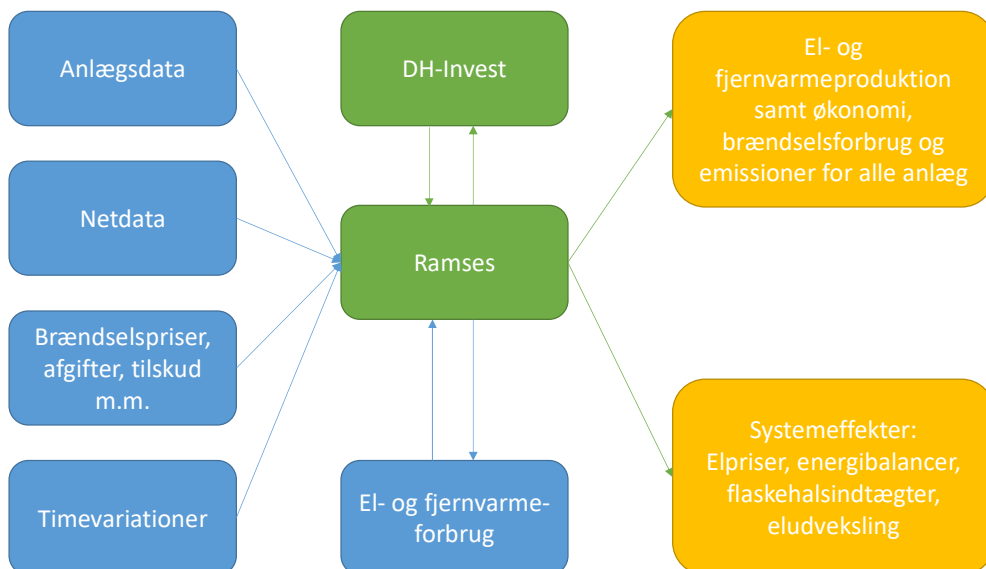
Kapitel 1: Ramses modellen

1.1 Modellens rolle i det samlede modelkompleks

Fremskrivningen af den samlede el- og fjernvarmeproduktion finder sted i sammenspil mellem Ramses(produktion/udbud) og IntERACT(forbrug/efterspørgsel). Ramses er en teknisk-økonomisk energisystemmodel, der beregner den fremtidige produktion af el og fjernvarme i et vilkårligt antal el- og fjernvarmeområder. El-markedsdelen i Ramses omfatter på nuværende tidspunkt det meste af Europa, mens fjernvarmen kun modelleres i Danmark.

Ramses simulerer energisystemet med udgangspunkt i den samlede efterspørgsel på el og fjernvarme, samt den tilgængelige produktionskapacitet. Fremtidig produktionskapacitet bestemmes eksogent for de fleste teknologier (vind, sol og affald samt visse dele af den termiske kapacitet), mens udviklingen i fjernvarmekapacitet suppleres med endogene kapacitetsfremskrivninger udarbejdet med det integrerede investeringsmodul DH-Invest som illustreret i figur 1.1⁴.

Figur 1.1: Ramses input og output



Som led i Energistyrelsens samlede fremskrivning interagerer Ramses med forbrugsmodellen IntERACT (se kapitel 1 i sektorforudsætningsnotat Husholdningers og erhvervs energiforbrug og procesudledninger). Ramses leverer elpriser og fjernvarmeproduktionsomkostninger til IntERACT, der derefter

⁴ For en nærmere beskrivelse se kapitel 2.



genberegner den samlede efterspørgsel på el og fjernvarme, som herefter benyttes i en ny Ramsesberegning. Der itereres mellem Ramses og IntERACT et antal gange indtil elpris og forbrugsresultat konvergerer.

De væsentligste opdateringer af Ramses modelplatformen siden KF22 vedrører tilføjelse af stokastisk udetid på udlandsforbindelser og implementering af ressourcebalance. Beskrivelse findes i afsnit 1.3.1.

1.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet

1.2.1 Primære karakteristika for Ramses

Ramses er en lineær optimeringsmodel, der beregner elproduktion, varmeproduktion, brændselsforbrug m.m. for et stort antal værker på timebasis. Herudover beregnes også eludveksling mellem prisområder samt estimerede elpriser. Til grund for beregningen ligger en optimeringsmodel, som minimerer energisystemets samlede produktionsomkostninger til el- og fjernvarmeproduktion under betingelse af, at efterspørgslen efter el og fjernvarme opfyldes. Da modellen primært er beregnet til analyser af effekter i Danmark, er de danske værker beskrevet mere detaljeret end værker i udlandet.

Ramses omfatter en række forskellige typer af værker og teknologier. Der er kraftvarmeverker, for hvilke driften optimeres ift. efterspørgslen på både el- og fjernvarme. Fjernvarmesektoren omfatter derudover kedler på forskellige brændsler, varmelagre etc, samt elforbrugende anlæg som varmepumper og elkedler. Elsektoren omfatter ligeledes forskellige typer elproducerende værker herunder termiske anlæg på kul, naturgas og biomasse, vindkraftanlæg og solceller samt atomkraft (sidstnævnte kun i udlandet). Derudover omfatter Ramses også PtX-anlæg, idet driften af PtX-anlæg er meget afhængig af elprisen og forventes at bidrage væsentligt til den samlede efterspørgsel i fremtidens energisystem. Forventningerne til PtX-produktion er beskrevet i kapitel 4 i sektorforudsætningsnotat om produktion af olie, gas og VE-brændstoffer.

Elmarkedet i Ramses

Det danske elmarked er stærkt integreret i det europæiske elmarked, hvilket i høj grad har betydning for både de danske elpriser samt den danske elproduktion. Ramses omfatter derfor flere elprisområder. Det meste af Europa indgår således i Ramses i form af 23 lande fordelt på 21 elprisområder, nogle er aggregeret i forhold til virkelige budzoner: Danmark (to prisområder), Norge, Sverige, Finland, Tyskland-Luxembourg, Østrig, Holland, de britiske øer, Frankrig, Belgien, Spanien-Portugal, Schweiz, Italien, Baltikum (Estland-Letland-Litauen), Polen, Tjekkiet-Slovakiet samt Ungarn. Forudsætninger for udlandet er beskrevet yderligere i kapitel 3. De enkelte elprispriszoner er forbundet med udlandsforbindelser (interkonnektorer), hvis overførselskapacitet betegnes som NTC (net transfer capacity). NTC er et tal, der indikerer hvor meget strøm, der tillades at strømme



mellem de enkelte priszoner. Der modelleres ikke interne begrænsninger i transmissionsnettet inden for de enkelte priszoner.

Fjernvarmeområder i Ramses

Fjernvarmen modelleres kun i Danmark, da fjernvarmeområder i modsætning til elprisområder ikke er koblete, og derfor har udenlandsk fjernvarmeproduktion ikke nævneværdi betydning for det danske energisystem⁵. Der findes ca. 380 fjernvarmenet i Danmark, som i Ramses repræsenteres i form af 60 fjernvarmeområder: 32 fjernvarmenet er repræsenteret direkte (centrale fjernvarmeområder samt decentrale områder med fjernvarmeleverance over 500 TJ/år), mens de resterende fjernvarmenet er repræsenteret i form af 28 aggregerede områder.

Optimeringen i Ramses

Ramses fungerer på den måde, at hver time optimeres efter at minimere det samlede energisystems omkostninger til produktion af el og fjernvarme. Modellen sætter værkerne til at producere ét værk ad gangen, på baggrund af det enkelte værks kortsigtede marginalomkostning per produceret energienhed – det billigste først. Det fortsætter indtil efterspørgslen (inkl. evt. behov for eksport eller import) i den enkelte driftstime tilfredsstilles. Elprisen sættes af marginalomkostningen på det dyrest producerende værk, som leverer el til elprisområdet. Optimeringen foregår i Ramses med én uges perfekt fremsyn. Det betyder, at driften af energilagre som fx vandkraftreservoirer og varmelagre kan optimeres. På den måde udnyttes lagre i de "dyreste" timer, og skubber dermed værker med højeste marginale omkostninger ud af systemet, når lagerenheder er tilgængelige. Tilgængeligheden af lagre er forskellig for hver type af lagerenhed, fx har vandkraftreservoirer en række vejrafhængige begrænsninger, hvorimod batterier kun er begrænset af den op- og afladningsafhængige, tilgængelige kapacitet.

Givet produktionskapaciteten bestemmes produktion fra vindkraft og solceller ud fra placeringsspecifikke vind- og soltidsserier. I timer, hvor produktion fra disse anlæg er højere end den samlede tilgængelige efterspørgsel inkl. begrænsning af overførelseskapaciteten på udlandsforbindelser, opstår der timer, hvor modellen reducerer produktionen fra disse anlæg (såkaldt "curtailment").

For yderligere information om modellen henvises til modeldokumentationen, der indeholder en teknisk gennemgang af modellen [3].

Investeringer i fjernvarmesektoren (DH-Invest)

Beslutninger om investeringer i nye værker i fjernvarmesektoren foregår i det integrerede investeringsmodul DH-Invest, der beskrives nærmere i kapitel 2.

⁵ Elforbrug til udenlandsk fjernvarmeproduktion er integreret i de benyttede data for udland beskrevet i kapitel 3.

2.2 Hvordan laves baselinen til KF23

Baseline for el- og fjervarmesektoren fastlægges i Ramses gennem følgende trin:

- Opdatering af modellens datagrundlag for produktionskapaciteter, efterspørgsels- og produktionstidsserier, økonomiske input samt teknologispecifik data.
- Kalibrering af modellen ift. den seneste energistatistik.
- Iterationer mellem Ramses og øvrige modeller (DH-Invest og IntERACT jf. afsnit 1.2.1) med henblik på at opnå konvergens i systemresultatet for el- og fjernvarmesektoren (udbud og efterspørgsel af el og fjernvarme, og nye fjernvarmeinvesteringer).
- Modelresultatet for produktion, forbrug og udledninger benyttes i de endelige resultater af KF23.

Opdatering af modellens datagrundlag

De samlede produktionskapaciteter omfatter den seneste opgørelse for eksisterende kapaciteter i Energiproducenttælling og Stamdataregistret⁶, samt opdatering af den politisk vedtagne fremtidige produktionskapacitet i Danmark herunder pipeline projekter i el- og fjernvarmesektoren, fremtidige VE-affaldsforbrændings- samt elektrolysekapaciteter (jf. kapitel 5, 6, 7 og 8 i indeværende notat samt kapitel 1 i hhv. sektorforudsætningsnotatet for affald og sektorforudsætningsnotatet for CCS samt kapitel 4 i sektorforudsætningsnotatet Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer). For udlandet benyttes de seneste kapacitetsfremskrivninger fra ENTSO-E. Til KF23 benyttes scenarier fra ERAA22 og TYNDP22 (jf. kapitel 3 og 4).

De økonomiske input omfatter bl.a. brændselspriser og CO₂-kvotepriser (jf. kapitel 1 og 2 i sektorforudsætningsnotatet Priser og vækst) samt afgiftssatser og subsidier til el- og fjernvarmeproduktion fra Skattestyrelsen [1]. De økonomiske nøgletal sammen med teknologispecifikke data fra den seneste udgave af Teknologikataloget benyttes til beregning af marginale produktionsomkostninger.

Modelkalibrering

Modellen kalibreres ift. seneste statistiker⁷ således, at modellen tilnærmelsesvis rammer det danske brændselsforbrug for forskellige el- og fjernvarmeteknologier samt den danske spotpris på el i historiske år. I kalibreringen sammenlignes der også med historiske europæiske elpriser. Kalibreringen foretages fx ved at justere

⁶ Energiprocenttælling og Stamdataregisteret indeholder tilsammen alle historisk indberettede oplysninger fra el- og fjernvarmeproducenter i Danmark, fx produktion og kapacitet på enkelte anlæg.

⁷ Statistiske data inkluderer forbrugs- og produktionsdata fra Energiprocenttællingen og ENTSOE, samt danske og europæiske elpriser fra de seneste år.



for udetider på store kraftværker eller eltransmissionsforbindelser. Efter kalibreringsprocessen vurderes om justeringer skal med i fremskrivningsperioden.

Iterationer med andre modeller

Den endelige baseline for el- og fjernvarmesektoren fastlægges efter iterationer mellem Ramses og DH-Invest, og Ramses og IntERACT. Iterationer mellem Ramses og DH-Invest fastlægger investeringer og lukninger i fjernvarmesektoren på baggrund af elprisfremskrivningen. Iterationer mellem Ramses og IntERACT fastlægger efterspørgslen efter el- og fjernvarme og sikrer dermed koblingen mellem udbuds- og efterspørgselssiden for el og fjernvarme.

1.3 Kvalificering af KF23 forløbet

1.3.1 Modeludvikling siden KF22

De væsentligste opdateringer af Ramses modelplatformen siden KF22 vedrører tilføjelse af stokastisk udetid på udlandsforbindelser, implementering af ressourcebalance samt opdeling af priszoner i Sverige og Norge. Stokastisk udetid giver en bedre simulering af uforudsete hændelser, der fx driver flaskehalsindtægter og "elprisspidser". Ressourcebalance forstås ved muligheden for at sætte en begrænsning på forbruget af en ressource, tidligere har brændsler været ubegrænsede i mængde. Det giver mulighed for at ramme forbrug fra fx biogas og affald præcist i forhold til fremskrevne mængder. Dette er tidligere opnået ved kalibrering af anlæg. Opdeling af budzoner i Sverige og Norge opnås ved en højere detaljegrad i data og forbedrer simuleringen af flaskehalse som opstår mellem budzonerne. For det samlede KF23-resultat forventes ændringerne ikke at have en betydelig påvirkning.

Se [3] for yderligere information.

1.3.2 Kritiske antagelser og parametre i modellen

Værkernes kortsigtede marginale produktionsomkostninger er afgørende for optimeringen i Ramses. Data, der indgår i beregningen af marginale omkostninger, har derfor en særlig betydning. Der tages udgangspunkt i drift- og vedligeholdelsesomkostninger fra Teknologikataloget [2], som dog kan blive justeret for at afspejle de realiserede forhold mellem produktionsteknologier jf. senest tilgængelig energistatistik og energiproducenttælling, hvis data vurderes mere retvisende for en specifik teknologi eller kraftværk.

Afhængigt af kapacitetsfremskrivningen har antagelser vedr. forholdet mellem naturgaspriserne i de forskellige europæiske lande⁸ og elektrolyseanlægs driftsmønstre en væsentlig betydning for prisdannelsen i modellen. I KF23 er

⁸ Der tages udgangspunkt i Eurostats seneste tilgængelige statistik om naturgaspris.



naturgasprisen altså specielt væsentlig på kort sigt, mens antagelser vedr. PtX⁹ bliver kritiske på længere sigt, i takt med øget elektrificering samt udbygning af VE- og elektrolysekapacitet.

1.3.3 Planlagt modeludvikling

Den funktionelle modeludvikling forventes særligt at blive rettet mod en bedre repræsentation af fleksible og nye teknologier inden for el-systemet. Derudover foretages der løbende forskellig programmerings teknisk modeludvikling på Ramses platformen, som imidlertid ikke vurderes at have nævneværdig betydning for klimafremskrivningens hovedresultater, men snarere retter sig mod en mere fleksibel og effektiv modelplatform, der effektiviserer arbejdet med analyserne og reducerer risikoen for fejl og/eller er målrettet mere detaljerede specifikke elmarkedsanalyser.

1.4 Kilder

[1] skat.dk, <https://skat.dk/skat.aspx?oID=1921342&chk=216359>

[2] Teknologikatalog, <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog-produktion-af-el-og>

[3] Modeldokumentation, <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller>

⁹ Antagelser om PtX behandles i kapitel 4 i sektorforudsætningsnotat Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer.



Kapitel 2: DH-Invest

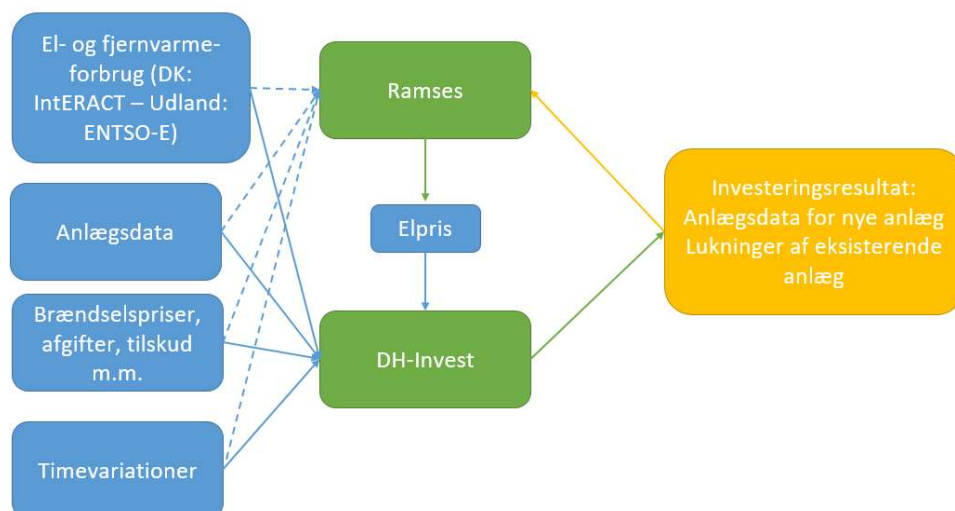
2.1 Modellens rolle i det samlede modelkompleks

Som beskrevet i kapitel 1 om Ramsesmodellen og i kapitel 8 termisk kapacitet (ekskl. affaldsforbrænding) baseres udviklingen i fjernvarmeproduktionskapaciteten dels på viden om konkrete, planlagte kapacitetsudbygningen og skrotninger, dels på en fremskrivning med det integrerede investeringsmodul DH-Invest, som beskrives i det følgende.

DH-Invest giver via optimering et kvalificeret bud på, hvilke anlægsinvesteringer og -skrotninger fjernvarmeselskaber kan forventes at foretage ud fra et selskabsøkonomisk perspektiv under de fastlagte rammevilkår (frozen policy).

DH-Invest er designet til at kunne interagere med Ramses (se kapitel 1), som i Energistyrelsens fremskrivninger af el- og fjernvarmesektoren simulerer driften af energisystemet. Således kan DH-Invest trække på Ramsesdata som input, og efterfølgende kan output fra DH-Invest i form af anlægsinvesteringer og -skrotninger anvendes i fornyet driftssimulering i Ramses som illustreret i figur 2.1.

Figur 2.1: DH-Invests input, output samt samspil med Ramses



Der er ikke foretaget modeludvikling siden KF22.



2.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet

2.2.1 Primære karakteristika for DH-Invest

DH-Invest er en driftsoptimerings- og investeringsmodel, der alene fokuserer på fjernvarmesektoren. Ud fra inputs til Ramses (bl.a. brændselspriser, afgifter, teknologidata, eksisterende og planlagt kapacitet i fjernvarmesektoren) og en elprisfremskrivning fx beregnet vha. Ramses, undersøger DH-Invest, hvordan fjernvarmebehovet i hvert fjernvarmeområde kan dækkes til de lavest mulige selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved at investere i nye anlæg og skrotning af eksisterende anlæg. Nye produktionsanlæg betragtes rentable, hvis de kan levere en samlet varmeproduktionsomkostning (dvs. inkl. investerings-, faste og variable omkostninger), som er lavere end de variable varmeproduktionsomkostninger på eksisterende anlæg. Investeringsmulighederne begrænses i DH-Invest ud fra en vurdering af teknologiernes tekniske potentialer i hvert fjernvarmeområde, der løbende opdateres. Forudsætningerne vedr. DH-Invests tekniske potentialer til KF23 beskrives i kapitel 8.

Efter investeringerne er beregnet, undersøger DH-Invest endvidere, hvorvidt det er rentabelt at skrotte nogle af de eksisterende produktionsanlæg. Betingelsen for skrotningen er, at dækningsbidraget (indtægter fratrukket variable omkostninger) i et givent år ikke er tilstrækkeligt til at dække de faste vedligeholdelsesomkostninger¹⁰. Der medregnes indtægter fra el- og varmemarkeder samt elindtægter fra reservemarkeder¹¹. Indtægter fra el- og varmemarkeder beregnes af DH-Invest, mens indtægter fra salg af systemydelse¹² tillægges på baggrund af inputs fra Energinet.

I skrotningsbeslutningen indregnes hensyn til varmeforsyningsikkerhed. Et anlæg kan således ikke skrottes, hvis det vil medføre, at der ikke længere er en tilstrækkelig varmeforsyningsikkerhed i det pågældende fjernvarmeområde.

Output fra DH-Invest modellen består af en liste over nye investeringer samt en liste over de skrottede anlæg. Disse indlæses i Ramses, og der produceres en ny elprisfremskrivning, som indlæses i DH-Invest. Normalt kræves der 1-2 iterationer for at nå til relativt stabile resultater/konvergens.

For yderligere information om modellen henvises til modeldokumentationen, der indeholder en teknisk gennemgang af modellen [1].

¹⁰ For de fleste værker er de faste vedligeholdelsesomkostninger konstante i fremskrivningsperioden. Undtagelsen er biomassekedler jf. kapitel 8.

¹¹ I reservemarkeder indkøbes reservekapaciteter for at sikre tilstrækkelig kapacitet til balancering af elsystemet.

¹² Systemydelse er et samlet begreb for de elproduktions- og elforbrugsressourcer, som anvendes til at opretholde balancen og stabiliteten i elsystemet. Energinet indkøber systemydelse, som kan aktiveres automatisk eller manuelt.



Fjernvarmeområder i DH-Invest

Der findes ca. 380 fjernvarmenet i Danmark. I både RAMSES og DH-Invest repræsenteres disse i form af 60 fjernvarmeområder: 32 fjernvarmenet er repræsenteret direkte (centrale fjernvarmeområder samt decentrale områder med fjernvarmeleverance over 500 TJ/år), mens resten af de danske fjernvarmenet er repræsenteret i form af 28 aggregerede områder.

Input tilfælles med Ramses

DH-Invest anvender følgende input, der er identiske med de input, der anvendes i Ramses:

- Fjernvarmeforbrug
- Data for eksisterende/planlagte produktionsanlæg (kapaciteter, etablerings- og lukningstidspunkt, faste og variable D&V omkostninger (inkl. levetidsforlængelsesomkostninger, virkningsgrader, brændselstype/mix, teknologispecifikke emissionsfaktorer, udetid (planlagt og havari) samt indtægter fra reservemarkeder).
- Priser og takster mv. (brændselspriser og CO₂-kvotepriser, skatter, afgifter og tilskud, nettariffer, elpriser og generelle emissionsfaktorer for brændsler).

Input vedr. investeringsmuligheder

Der er i modellens datagrundlag endvidere gjort antagelser om, hvilke anlægstyper modellen kan investere i for de givne fjernvarmeområder samt antagelser om begrænsninger i hvor meget, der potentielt kan etableres af en given anlægstype i de forskellige fjernvarmeområder (kapacitetsbegrænsning). Det kan fx omfatte lokale potentialer for udnyttelse af overskudsvarme til varmepumper.

For hver anlægstype er der gjort antagelser om følgende:

- Investeringsomkostninger per kapacitet
- Faste og variable D&V omkostninger
- Virkningsgrader
- Levetider
- Brændselstype/mix
- Teknologispecifikke emissionsfaktorer
- Teknisk potentiale for investering i hvert fjernvarmeområde (i MW-varme)
- Minimums størrelse af nye anlæg (i MW-varme)

2.2.2 Hvordan laves baselinen til KF23

Baseline for endogene investeringer og lukninger i fjernvarmeproduktionskapacitet fastlægges i DH-Invest gennem følgende trin (jf. Figur 2.1):

- Opdatering af modellens datagrundlag (jf. 2.2.1 ovenfor).



- Modelkørsel pba. en elprisfremskrivning.
- Indlæsning af modeloutputtet i Ramses.
- Iterationer mellem DH-Invest og Ramses med henblik på at opnå konvergens i systemresultatet for el- og fjernvarmesektoren.

Den endelige baseline for el- og fjernvarmesektoren fastlægges efter iterationer mellem Ramses og DH-Invest, og Ramses og InterACT. Iterationer mellem Ramses og DH-Invest fastlægger investeringer og lukninger i fjernvarmesektoren på baggrund af elprisfremskrivningen.

Specifikke forudsætninger i DH-Invest til KF23 er beskrevet i kapitel 8 om termisk produktionskapacitet.

2.3. Kvalificering af KF23 forløbet

2.3.1 Modeludvikling siden KF22

Der er ikke foretaget modeludvikling siden KF22. Siden KF22 er der heller ikke foretaget ændringer i Energistyrelsens teknologikatalog, som har en væsentlig betydning for DH-Invests resultater.

2.3.2 Kritiske antagelser og parametre i modellen

Da DH-Invest er en selskabsøkonomisk model, er alle antagelser vedrørende omkostninger afgørende for modellens resultater, herunder:

- Brændsels- og CO₂-kvotepriser
- Elpriser
- Tilskud og afgifter
- Drift- og vedligeholdelsesomkostninger
- Investeringsomkostninger (anlægsudgifter samt afskrivningsrente)

Dertil er tekniske antagelser også af stor betydning, herunder:

- Virkningsgrader (eller COP for varmepumper)
- Maksimalt potentiale for brug af varmepumper i hvert fjernvarmeområde

Specifikt for investeringsresultatet er investeringsomkostninger, drift- og vedligeholdelsesomkostninger og brændselspriser af afgørende betydning, især i forhold til konkurrencen mellem træflis-kedler og varmepumper, idet omkostninger for disse teknologier ligger forholdsvis tæt på hinanden.

Investeringer i havvandsvarmepumper er begrænset i modellen til visse centrale fjernvarmeområder. Det vurderes, at havvandsvarmepumper vil blive anvendt hvor det er fysisk muligt, da deres anlægsparametre gør dem mere rentable end luft-til-vand varmepumper. Dog vurderes det, at det i visse centrale områder kun vil være muligt at investere i havvandsvarmepumper i en begrænset omfang.



Specifikt for skrotninger er de faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger en vigtig parameter, da den potentielle besparelse ved skrotning udelukkende er disse omkostninger.

Derudover er antagelsen om hvor meget overkapacitet, der er nødvendig for at sikre en høj fjernvarmeforsyningsikkerhed, afgørende for skrotningsresultatet. Overkapaciteten defineres for hvert fjernvarmeområde som fjernvarmebehovet i spidslasttimen gange en sikkerhedsmargin for at tage hensyn til forsyningsikkerhed i ekstreme situationer, fx ekstremt kolde vintre. Som beskrevet i kapitel 8, regnes det med en sikkerhedsmargin på 160 pct. i KF. Det betyder, at et anlæg ikke lukkes, hvis den samlede kapacitet i det pågældende fjernvarmeområde ved anlæggets lukning reduceres til under 160 pct. af behovet i spidslasttimen.

2.3.3 Planlagt modeludvikling

Der foretages løbende forskellig programmeringsteknisk modeludvikling, som imidlertid ikke vurderes at have nævneværdig betydning for klimafremskrivningens hovedresultater, men snarere retter sig mod en mere fleksibel og effektiv modelplatform, der effektiviserer arbejdet med analyser og reducerer risikoen for fejl.

Energistyrelsen har et ønske om på sigt at kunne håndtere varmelagring i DH-Invest, da dette vil forbedre modelleringen af eksempelvis elkedler. Dette kræver dog væsentlig udvikling af modellen og der er endnu ikke truffet beslutning om, og i givet fald hvornår, denne udvikling kan finde sted.

2.4 Kilder

[1] Modeldokumentation, <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller>



Kapitel 3: Udenlandske el-produktionskapaciteter mv.

3.1 KF23 forløbet

Forudsætninger om elproduktionskapaciteter, elforbrug og eltransmissionskapacitet i udlandet indgår i fremskrivningens elmarkedsmodel Ramses, der omfatter 23 lande aggregeret i 21 elhandelszoner. Ramses-modellen beskrives særskilt i kapitel 1 Ramses modellen.

Forudsætninger for udlandet baseres på officielle scenarier fra ENTSO-E¹³. For perioden frem til 2030 baseres forudsætninger på European Resource Adequacy Assessment 2022 (ERAA22), der blev offentliggjort i december 2022. For perioden efter 2030 baseres forudsætninger på "Distributed Energy" scenariet i Ten-Year Network Development Plan 2022 (TYNDP22).

Sammenlignet med KF22 er de væsentligste ændringer:

- Et højere elforbrug på længere sigt – elforbruget i udlandet forudsættes i KF23 at være omkring 16 pct. højere i 2035 end i KF22.
- Dette skyldes bl.a. forventninger om markant større elektrolysekapacitet.
- Større kapacitet i havvindanlæg – i 2035 omkring 31 pct. mere i KF23 end i KF22.

For yderligere sammenligning af KF23 og KF22 forløbene henvises til afsnit 3.3.1.

3.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet

3.2.1 Generelle antagelser og metode

For perioden frem til 2030 anvendes nyeste version af "European Resource Adequacy Assessment" (ERAA) fra ENTSO-E. ERAA er en mellemsigtet fremskrivning af det europæiske elsystem frem til 2030, hvis formål er at vurdere effekttilstrækkeligheden¹⁴ i Europa, og er baseret på indmeldinger fra de enkelte lande¹⁵. ERAA22 er udarbejdet for årene 2025, 2027 og 2030. Der henvises til ENTSO-E for yderligere information om ERAA [1].

For årene efter 2030 anvendes nyeste version af TYNDP. TYNDP indeholder typisk tre scenarier, hvor det ene "National Trends" (NT) er et bottom-up scenarie baseret på indmeldinger fra de enkelte lande¹⁶ (udarbejdet for 2030 og 2040), mens de to

¹³ ENTSO-E er den europæiske sammenslutning af transmissionsoperatører (TSO). 35 lande i Europa er repræsenteret og Energinet repræsenterer Danmark.

¹⁴ Det betyder at forbruget og produktionen er i balance.

¹⁵ For Danmark indmelder Energinet seneste version af Analyseforudsætninger til Energinet (AF).

¹⁶ For Danmark indmelder Energinet seneste version af Analyseforudsætninger til Energinet (AF).



andre "Distributed Energy" (DE) og "Global Ambition" (GA) er top-down scenarier udarbejdet af ENTSO-E (udarbejdet for 2030, 2040 og 2050).

For mellemliggende år interpoleres mellem data for de tilgængelige nedslagsår.

Da ENTSO-E's scenarier er udarbejdet med et andet modelsetup end Energistyrelsens, og da ikke alle data nødvendigvis offentliggøres af ENTSO-E, kan der opstå behov for mindre tilpasninger (fx tilføjelse af ekstra spidslastkapacitet) samt udarbejdelse af egne data (fx produktionstidsserier for solceller eller vindkraft), for at scenarierne kan anvendes og giver meningsfulde resultater i Ramses-modellen¹⁷.

3.2.2 Antagelser til KF23

ERAA22 blev offentliggjort i december 2022 og er blevet implementeret i RAMSES efterfølgende, som nærmere beskrevet i kapitel 3.

For perioden efter 2030 baseres KF23 på TYNDP22 scenariet "Distributed Energy" (DE). DE-scenariet er valgt, da scenariet opfylder de europæiske mål om mindst 55 pct. reduktion i 2030 og klimaneutralitet i 2050. På baggrund af den energikrise Europa befinder sig i, vurderes scenariets præmis om større grad af selvforsyning og energieffektivitet herudover at være det mest relevante på nuværende tidspunkt.

DE-scenariet er karakteriseret ved øget elektrificering via eldrevne varmepumper og elbiler og øget sektorkobling via elektrolyse. Der sker dermed en stor udbygning med elektrolysekapacitet. For at forsyne det nye elforbrug sker der en stor udbygning med vedvarende energi i Europa. Udbygningen sker især med decentrale teknologier som landvind og solceller (herunder solceller på tage). Eksisterende kernekraft udfases med udgangspunkt i nationale politikker og der udbygges ikke med ny kapacitet.¹⁸

For yderligere information om DE-scenariet henvises til ENTSO-E's rapport "TYNDP22 Scenarios final storyline report" [2].

For at illustrere udlandets betydning for danske emissioner knyttet til produktion af el og fjernvarme, bliver der udarbejdet følsomhedsberegninger med både National trends- (NT) og Global Ambition (GA)-scenarierne fra TYNDP22.

¹⁷ Det bemærkes, at ENTSO-E's scenarier ikke er konstrueret som bedste bud for langsigtede elpriser. Til analyser med fokus på fremskrivning af langsigtede elpriser, kan der derfor opstå behov for yderligere tilpasninger af ENTSO-E's scenarier, for at opnå realistiske elprisniveauer.

¹⁸ Fremtiden for kernekraft diskuteres i flere lande, med baggrund i energikrisen udløst af krigen i Ukraine. Da GA-scenariet indeholder mindre nedgang i kernekraft, sammenlignet med DE-scenariet, vurderes det, at dette aspekt af den fremtidige udvikling i udlandet dækkes tilstrækkeligt med de besluttede følsomhedsberegninger.

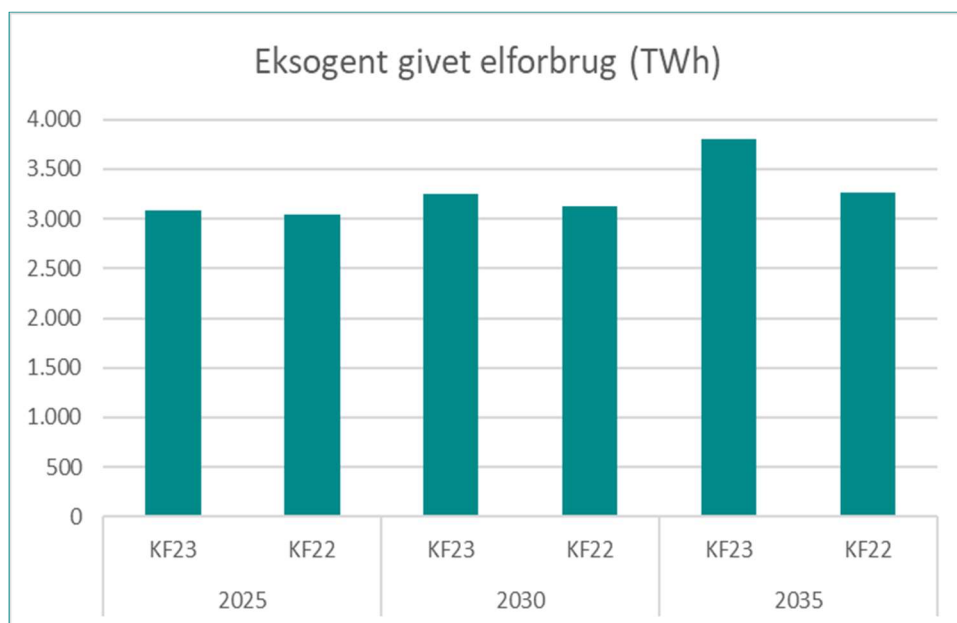


3.3 Kvalificering af KF23 forløbet

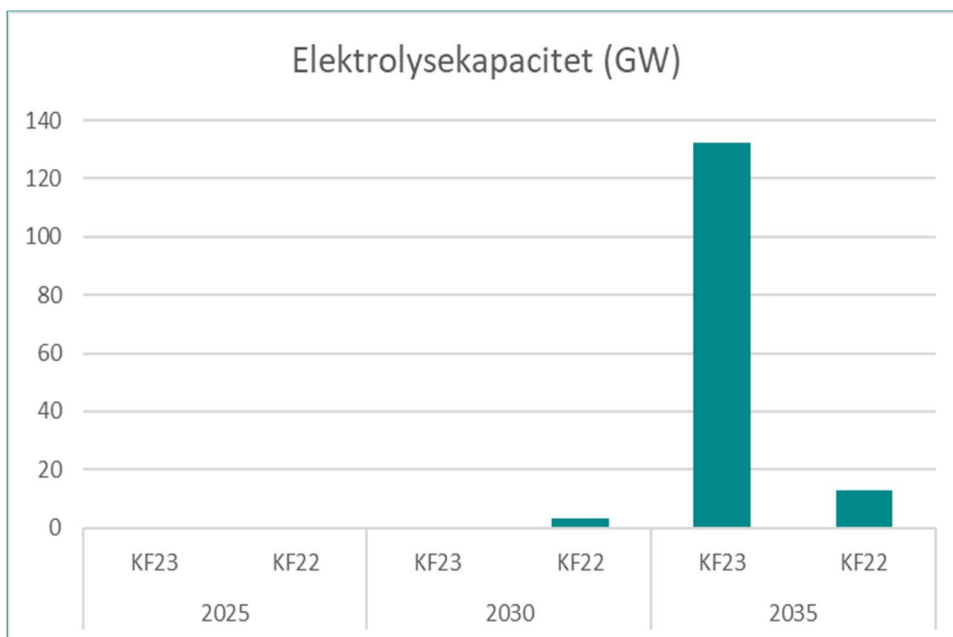
3.3.1 Sammenligning med KF22

Figurene herunder sammenligner elforbrug, elproduktionskapaciteter og eltransmissionskapacitet i de anvendte scenarier i hhv. KF22 og KF23.

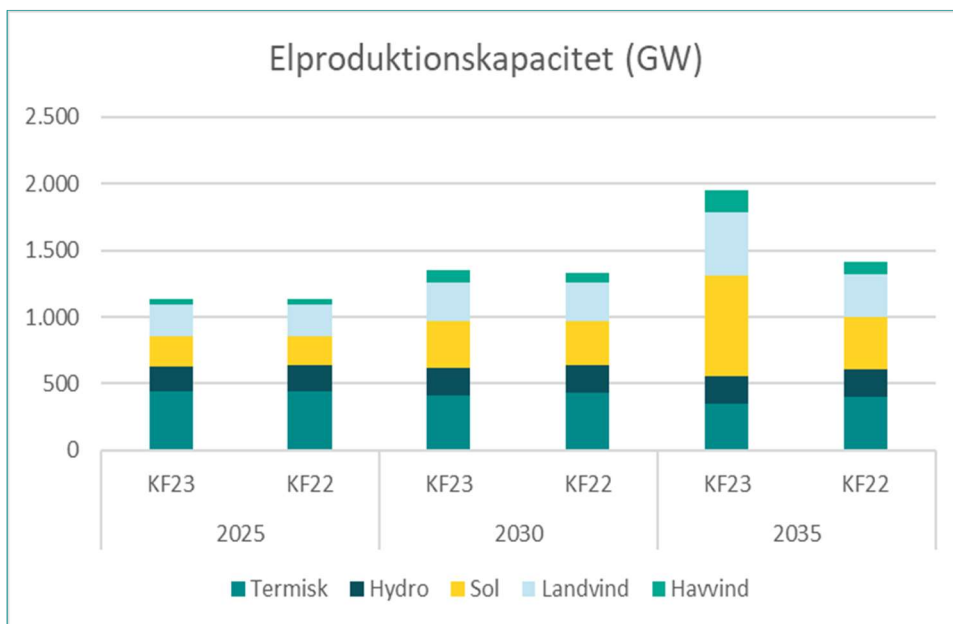
Figur 3.1: Eksogent givet elforbrug i udlandet (TWh).



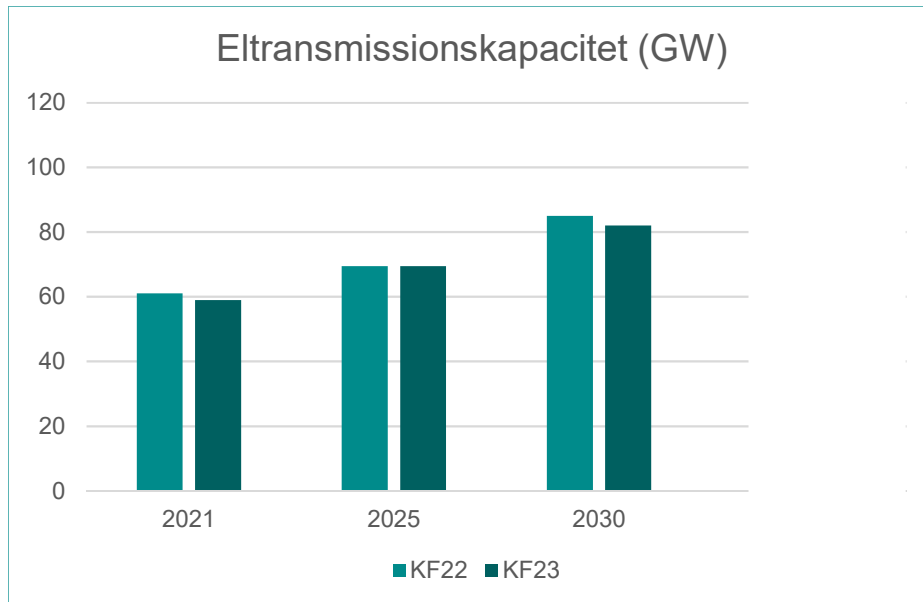
Figur 3.2: Elektrolysekapacitet i udlandet (GW).



Figur 3.3: Elproduktionskapacitet i udlandet (GW).



Figur 3.4: Eltransmissionskapacitet i udlandet (GW).



3.3.2 Usikkerhed

Der er helt grundlæggende stor usikkerhed om udviklingen i udlandet. Udviklingen har bl.a. væsentligt betydning for elprisen i Danmark samt for klimaeffekten af Danmarks import og eksport af elektricitet.

Det bidrager samtidig til usikkerheden, at data om den forventede udvikling i udlandet kan være op til to år gamle, når de offentliggøres af ENTSO-E.

3.4 Planlagt udvikling fremadrettet

Det forventes, at metoden fastholdes. Scenarier opdateres løbende i takt med at ENTSO-E offentliggør nye scenarier for perioden frem mod 2030 (ERAA) og for perioden frem med 2040 og 2050 (TYNDP).

3.5 Kilder

[1] ENTSO-E ERAA:

<https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/index.html>

<https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2021>

<https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2022/>

[2] ENTSO-E TYNDP:

<https://tyndp.entsoe.eu/scenarios>

<https://2022.entsoe-tyndp-scenarios.eu/>

<https://2022.entsoe-tyndp-scenarios.eu/download/>



Kapitel 4: Danske interkonnektorer

4.1 KF23 forløbet frem mod 2035

Mulighederne for at handle el med vores nabolande, og dermed også graden af påvirkningen af hinandens elmarkeder, afhænger af hvordan Danmark er elektrisk forbundet med andre lande. Forudsætninger for interkonnektorer spiller derfor en væsentlig rolle i forhold til modelleringen af elmarkedet i Ramses.

Dette notat beskriver forudsætninger for danske interkonnektorer. Ved danske interkonnektorer forstås eltransmissionsforbindelser der forbinder de danske elprisområder Vestdanmark (DK1), Østdanmark (DK2), Energjø Bornholm (EØB) og Energjø Nordsø (EØN)¹⁹ med udlandet samt eltransmissionsforbindelser mellem de danske elprisområder. Notatet omhandler alene fysiske og driftsmæssige forudsætninger.

Forholdene omkring forbindelserne beskrives i kapitlet, men indledningsvis vises i tabellen herunder en samlet oversigt over forudsætningerne for interkonnektorernes import- og eksportkapacitet.

¹⁹ Indgår ikke i KF23 grundforløbet men i et alternativforløb.

Tabel 4.1: Forudsætninger for danske interkonnektorer.

Forbindelse	Fra	Til	Importkapacitet (MW)	Eksportkapacitet (MW)	Type ²⁰	Driftsperiode
Skagerrak	DK1	NO2	1.632	1.632	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Konti-Skan	DK1	SE3	715	715	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Jylland-Tyskland	DK1	DE	2.500 stigende til 3.500	2.500 stigende til 3.500	AC	Hele fremskrivningsperioden. Kapaciteten forventes forøget med 1.000 MW i løbet af 2025.
COBRA	DK1	NL	700	700	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Viking Link	DK1	GB	1.400	1.400	HVDC	2024 og frem.
Øresund	DK2	SE4	1.300	1.700	AC	Hele fremskrivningsperioden.
Kontek	DK2	DE	600	585	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Kriegers Flak	DK2	DE	400	400	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Storebælt	DK1	DK2	600	590	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Energjø Bornholm Udland	EØB	DE	2.000	2.000	HVDC	2029 og frem.
Energjø Bornholm DK	EØB	DK2	1.200	1.200	HVDC	2029 og frem.
Energjø Nordsø Udland	EØN	BE	2.000	2.000	HVDC	Indgår ikke i KF23 grundforløbet, men fra 2032 og frem i alternativforløb.
Energjø Nordsø DK	EØN	DK1	1.400	1.400	HVDC	Indgår ikke i KF23 grundforløbet, men fra 2032 og frem i alternativforløb.

4.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet

4.2.1 Generelle antagelser og metode

Som udgangspunkt indgår eksisterende og nye politisk godkendte forbindelser med undtagelsen af forbindelsen fra Bornholm til Sverige²¹. Forbindelser relateret til Energjø Bornholm og Energjø Nordsø behandles efter særskilt metode. Se yderligere beskrivelse under de enkelte forbindelser.

Maksimal handelskapacitet (NTC)

For hver forbindelse angiver forudsætningerne den forventede maksimale handelskapacitet (maximum net transfer capacity, forkortet NTC) for hhv. import og eksport. NTC er den handelskapacitet, der maksimalt kan overføres over en forbindelse, under hensyntagen til nettab, sikkerhedsstandarder og tekniske

²⁰ AC (vekselstrøm) og HVDC (jævnstrøm).

²¹ Bornholm er forbundet til Sverige med en vekselstrømsforbindelse, som har en kapacitet på 60 MW i begge retninger. Denne forbindelse inkluderes normalt ikke i Energistyrelsens Ramses-model og forbindelsen er derfor ikke en del af KF.



begrænsninger. For nogle forbindelser er NTC for import og eksport identisk, mens den for andre forbindelser er forskellig. Dette beskrives nærmere under de enkelte forbindelser. Forudsætninger er som udgangspunkt baseret på data fra Energinet med undtagelse af forudsætninger om transmissionskapacitet til energiøerne.

Nettab

Når der transporteres energi i kabler, opstår der et tab af energi undervejs. Det betyder, at den energimængde, der fødes ind i en forbindelse, vil være større end den energimængde, der kan tages ud af forbindelsen. Dette tab af energi håndteres ved, at TSO'erne²² indkøber energi tilsvarende den tabte energimængde, typisk via børserne. Håndteringen af nettab uddybes under beskrivelsen af de enkelte forbindelser.

Levetider

Det antages, at eksisterende forbindelser forbliver i drift i hele fremskrivningsperioden. I praksis vil flere af de eksisterende forbindelser dog nå deres forventede tekniske levetid inden for fremskrivningsperioden og der vil skulle tages beslutning om reinvestering. Dette gælder især for forbindelser til de nordiske områder.

Energinet er i dialog med nabo-TSO'er om de udlandsforbindelser, der nærmer sig deres tekniske levetid, og det er forventningen, at der reinvesteres i disse forbindelser. Antagelsen fra tidligere års fremskrivninger om, at eksisterende forbindelser forbliver i drift i hele fremskrivningsperioden, fastholdes derfor, da det vurderes overvejende sandsynligt. Se yderligere beskrivelse under de enkelte forbindelser.

4.2.2 Frozen policy antagelser til KF23

I det følgende gennemgås de forskellige forbindelser for hhv. Vestdanmark og Østdanmark og baggrunden for kapacitetsantagelserne for hver af forbindelserne.

Forbindelser fra Vestdanmark (DK1)

Skagerrak

Forbindelsen til Norge (NO2) består af fire jævnstrømskabler med en samlet kapacitet på 1.700 MW. De to kabler Skagerrak 1 og 2 med en samlet kapacitet på 500 MW nærmer sig deres tekniske levetid og det vurderes at de inden for en kortere årrække sandsynligvis ikke længere kan holdes i drift ved normalt vedligehold. Energinet og den norske TSO, Statnett, undersøger derfor mulighederne for en reinvestering med henblik på at fastholde kapaciteten [Statnett, 2021].

²² Transmission System Operator. I Danmark er det Energinet.



Den 18. februar 2021 overgik Skagerrak-forbindelsen til at have implicit nettabshåndtering. Det betyder, at forbindelsen nu har 1.680 MW i afsenderenden og 1.632 MW i modtagerenden, hvilket svarer til et tab på ca. 2,9 pct. fra afsenderenden til modtagerenden.

Konti-Skan

Forbindelsen til Sverige (SE3) består af to jævnstrømskabler med en samlet kapacitet på 740 MW. NTC-kapaciteten er i begge retninger 715 MW. Forskellen skyldes dækning af nettab.

Jylland-Tyskland

Forbindelsen til Tyskland består af fire vekselstrømsforbindelser med en samlet kapacitet på 2.500 MW. Efter udvidelse i 2020 er NTC i dag 2.500 MW i begge retninger. NTC forventes at blive øget til 3.500 MW i løbet af 2025 i begge retninger. Den gradvise forøgelse på grænsen skyldes udskiftning af 220 kV-forbindelserne til 400 kV samt forstærkning af nettet både syd og nord for grænsen.

Med ikrafttrædelsen af Clean Energy Package er der indført en forpligtigelse om, at 70 pct. af kapaciteten på forbindelserne skal stilles til rådighed for markedet. Det skal dog bemærkes, at Energinet alene ikke kan løfte denne forpligtigelse, da også nabo-TSO'er kan indføre begrænsninger på udlandsforbindelser. Forbindelsen til Tyskland er den eneste forbindelse, hvor der er indgået en aftale om minimumstilgængelighed i markedet. Aftaleperioden rækker fra 2019 til og med 2027. Energistyrelsen har for nuværende ikke mulighed for at tage højde for denne nedre grænse i Ramses-modellen, men vil arbejde på at forbedre dette fremadrettet.



Boks 1: Energinets håndtering af tilgængelig kapacitet på forbindelsen mellem Jylland og Tyskland.

Den tilgængelige eksportkapacitet i day-ahead markedet har historisk set været begrænset grundet interne flaskehalse i det tyske transmissionsnet. Begrænsningerne skyldes, at Tyskland har meget vind og sol i Nordtyskland kombineret med meget lavt forbrug. Derfor skal det tyske net kunne håndtere transport af store mængder el fra nord til syd, når der er høj elproduktion fra vind og sol. For at håndtere dette i Energinets markedsmodeller fremadrettet, har Energinet udviklet et værktøj, der ved hjælp af machine learning trænet på historisk data for vind, sol og forbrug kan give et kvalificeret bud på den fremtidige tilgængelige kapacitet. Dette anvendes til udarbejdelse af en tilgængelighedsprofil, der bliver ganget på NTC, for at tage højde for begrænsninger i aftaleperioden. Fra 2028 antages fuld tilgængelighed på forbindelsen, da det antages, at Tyskland til den tid har fået styrket deres interne net i sådan en grad at det ikke leder til den specielle tilgængelighedsprofil.

COBRA

Forbindelsen til Nederlandene består af et jævnstrømskabel med en kapacitet på 700 MW. Forbindelsen er idriftsat i 2019. NTC er på 700 MW i begge retninger. Nettabet håndteres af den modtagne TSO. Det vil sige, at når strømmen løber fra Nederlandene til Danmark, så skal Energinet kompensere (handle) tabet – og modsat.

Viking Link

Den kommende forbindelse til England kommer til at bestå af to jævnstrømsforbindelser med en samlet kapacitet på 1.400 MW. Forbindelsen forventes i drift fra 2024. I Energinets metodeanmeldelse for Viking Link [Energinet, 2022] fremgår det, at nettabhåndtering er implicit, ligesom tilfældet er for Skagerrak. Det betyder, at forbindelsen har 1.455 MW i afsenderenden og 1.400 MW i modtagerenden, hvilket svarer til et tab på 3,9 pct. fra afsenderenden til modtagerenden.

Forbindelser fra Østdanmark (DK2)

Øresund

Energinet og den svenske TSO, Svenska kraftnät, ejer to elektriske systemer over Øresund, som forbinder DK2 og Sverige (SE4) elektrisk. System 1, som er ejet af Svenska kraftnät, blev udskiftet i 2020. System 2 er ejet af Energinet og står over for en snarlig udskiftning, da kablerne har været i drift i snart 40 år. Forarbejdet til udskiftningen er i gang. NTC eksportkapaciteten er i dag på 1.700 MW, mens NTC importkapaciteten er på 1.300 MW. Forskellen mellem import- og eksportkapacitet skyldes, at den indmeldte kapacitet på en forbindelse ikke blot skal kunne opretholdes i situationer uden netfejl, men også skal kunne opretholdes ved én fejl i



nettets ("n-1"). Dette betyder, at med den nuværende mængde af reserver samt benyttelse af systemværn kan Energinet tillade en større eksport end import.

Kontek

Forbindelsen til Tyskland består af et jævnstrømskabel med en kapacitet på 600 MW. NTC eksportkapaciteten er i dag på 585 MW, mens NTC importkapaciteten er på 600 MW. Forskellen skyldes dækning af nettab. Nettabet håndteres i DK2 uanset hvilken vej strømmen løber. Når strømmen løber fra Tyskland til DK2, sendes 600 MW afsted mens kun 585 MW modtages. Nettabet på 15 MW indkøbes i DK2. Når strømmen løber fra DK2 til Tyskland, modtages 585 MW. Energinet indkøber 15 MW i DK2, så der også i denne situation sendes 600 MW afsted.

Kriegers Flak

Forbindelsen til Tyskland via havmølleparken ved Kriegers Flak består af et jævnstrømskabel med en kapacitet på 400 MW mellem den danske vindmøllepark på Kriegers Flak og de tyske vindmølleparker. Forbindelsen blev idriftsat i 2020. Llandføringskablet fra den danske vindmøllepark er på 600 MW. Selve interkonnektoren har en kapacitet på 400 MW i begge retninger, men er begrænset af den til enhver tid værende elproduktion fra Kriegers Flak havmølleparken. Energistyrelsen har for nuværende ikke mulighed for at tage højde for denne begrænsning i Ramses-modellen, men vil arbejde på at forbedre dette fremadrettet.

Storebæltsforbindelsen

Vest- og Østdanmark er forbundet med en jævnstrømsforbindelse, Storebæltsforbindelsen, på 600 MW. Forbindelsen er ikke en egentlig udlandsforbindelse, da den forbinder de to danske prisområder DK1 og DK2. Dog drives den på samme måde og indgår også i markedet på de samme vilkår som udlandsforbindelserne. NTC-kapaciteten fra Vest- (DK1) til Østdanmark (DK2) er 590 MW, og i modsat retning er NTC kapaciteten 600 MW. Forskellen skyldes dækning af nettab. Når strømmen løber fra DK1 til DK2, modtages 590 MW. Energinet indkøber 10 MW i DK1, så der sendes 600 MW afsted. Når strømmen løber fra DK2 til DK1, sendes 600 MW afsted, mens kun 590 MW modtages. Nettabet på 10 MW indkøbes i DK1.

Forbindelser ved etablering af energijørerne

Med afsæt i "*Tillægsaftale om Energiø Bornholm 2022* [KEFM, 2022]", forventes Energiø Bornholm etableret med i alt 3 GW havvind i 2030. Energiø Bornholm (EØB) forventes forbundet med en forbindelse til Sjælland (DK2) på 1.200 MW og en forbindelse til Tyskland på 2.000 MW fra primo 2029.

Nye interkonnektorer, til Energiø Nordsø, indgår ikke i KF23 grundforløbet, jf. kapitel 5 om havvind, men vil indgå i et alternativforløb, hvor øget havvind fra



Energjø Nordsøen også indgår. I dette alternativforløb antages Energjø Nordsø etableret med i alt 3 GW havvind i 2033. Energjø Nordsø (EØN) antages forbundet med 1.400 MW til Jylland (DK1) og 2.000 MW til Belgien fra primo 2032.

4.3 Kvalificering af KF23 forløbet

4.3.1 Sammenligning med KF22

Metoden i KF23 er grundlæggende den samme som i KF22 og forudsætningerne for import- og eksportkapaciteter er identiske med undtagelse af en tidsmæssig forskydning af udvidelsen af Jylland-Tyskland forbindelsen samt en opdatering af forventningerne til udbygning af forbindelserne til energjøerne, på baggrund af de nyeste forventninger til projekternes udvikling.

4.3.2 Usikkerhed

Antagelsen om, at eksisterende forbindelser forbliver i drift i hele fremskrivningsperioden, er forbundet med en vis usikkerhed.

4.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet

Energistyrelsen vil som nævnt arbejde på en bedre håndtering af den begrænsede eksportkapacitet på Jylland-Tyskland forbindelsen i perioden frem til og med 2027 samt arbejde på en bedre håndtering af begrænsningen på forbindelsen fra Kriegers Flak havmøllepark til Tyskland.

4.4 Kilder

Statnett, 2021: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-2021/nettutviklingsplan-2021.pdf>

Energinet, 2022: <https://energinet.dk/El/Horinger/Afsluttede-horinger/2022-06-Metodeanmeldelse-markedsregler-for-Viking-Link-juni-2022>

KEFM, 2022: <https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2022/aug/bredt-flertal-energieo-bornholm-udvides-og-forbindes-til-tyskland>



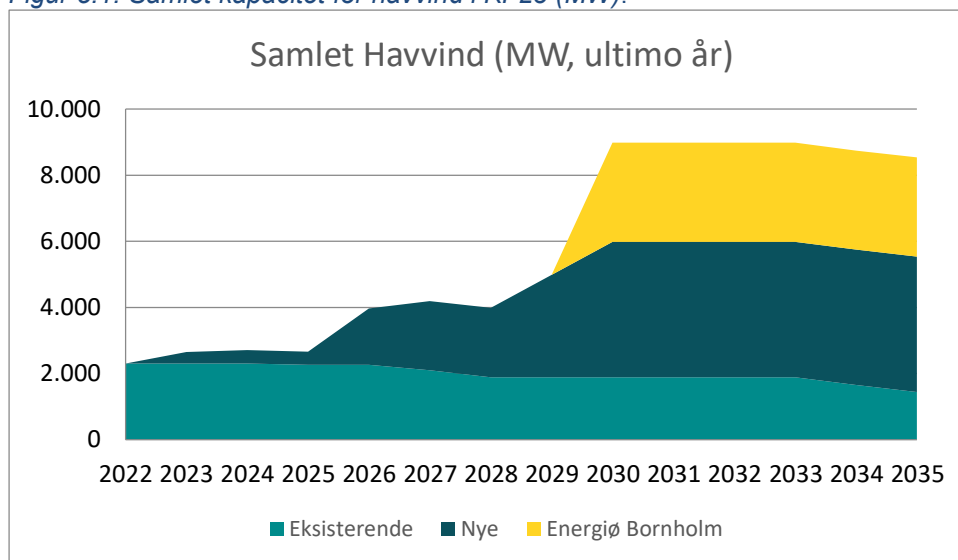
Kapitel 5: Havvind

5.1 KF23 forløbet frem mod 2035

Dette kapitel beskriver udviklingen i kapaciteter og forventet produktion fra havvind i KF23, herunder generel metode og antagelser ift. eksisterende møller (jf. afsnit 5.2.1), samt den konkrete udbygning med havvindskapacitet i KF23 grundforløbet (jf. afsnit 5.2.2).

Figurerne herunder viser den antagne samlede udvikling i kapacitet og den forventede produktion fra havvind i KF23. Forudsætningerne for figurerne uddybes i det efterfølgende.

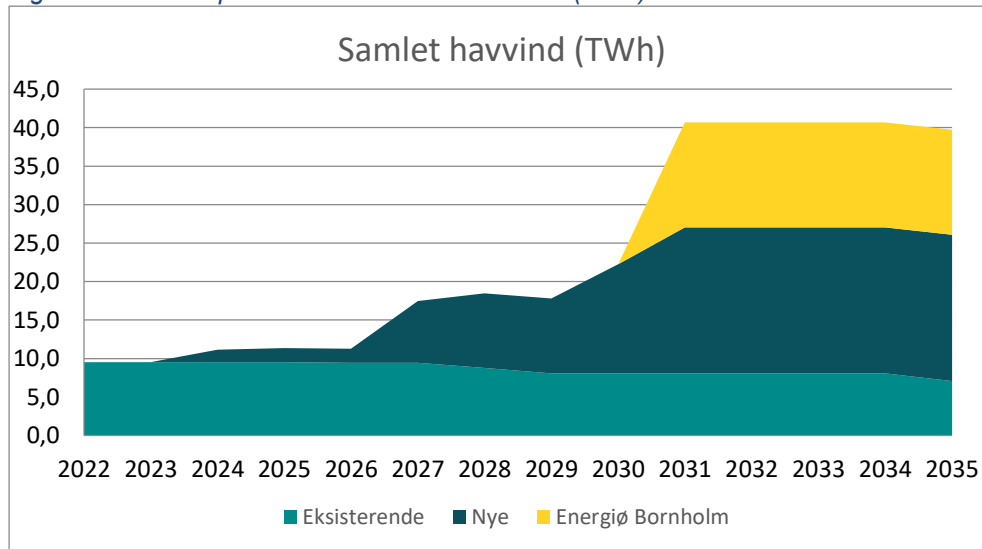
Figur 5.1: Samlet kapacitet for havvind i KF23 (MW).



Anm.: 4 GW fra Klimaafspraken 2022 (DKMII-parker) samt *Energjøen i Nordsøen* indgår ikke i figuren, da den ikke indgår i KF23 grundforløbet, jf. afsnit herom senere i kapitlet.



Figur 5.2: Samlet produktion for havvind i KF23 (TWh).



Anm.: 4 GW fra Klimaaftalen 2022 (DKMII-parker) samt *Energiøen i Nordsøen* indgår ikke i figuren, da de ikke indgår i KF23 grundforløbet, jf. afsnit herom senere i kapitlet.

Sammenlignet med KF22 forudsætningerne for havvind er de væsentligste ændringer i grundforløbet en udbygning med 3 GW havvind fra Energiø Bornholm.

For yderligere sammenligning af KF23 og KF22 forløbene henvises til afsnit 5.3.1.

5.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet

5.2.1 Generelle antagelser og metode

Forudsætninger for havvind skelner mellem:

- eksisterende møller,
- nye møller opstillet efter åben dør-ordningen,
- nye møller opstillet efter udbud
- energiøer.

Ved *eksisterende møller* forstås de 15 etablerede storskala og småskala havvindmølleparker og forsøgsmølleparker i de danske farvande.

Ved *nye møller opstillet efter åben-dør ordningen* forstås et overordnet estimat for forventet kapacitet og idriftsættelsesår som resultat af udbygningen knyttet til de indkomne ansøgninger til Energistyrelsen, der har opnået forundersøgelsestilladelse eller tilladelse til etablering.



Ved nye møller opstillet efter udbud forstås i grundforløbet af KF23 de aftalte parker, der er truffet konkret politisk beslutning om etablering af samt afsat penge til fx i forbindelse med finansloven.

5.2.1.1 Eksisterende møller

Eksisterende havvindmølleparker har alle fået tilladelse til elproduktion i 25 år²³. For eksisterende møller på havet regnes derfor med en forventet levetid på 25 år, hvorefter møllerne tages ud af drift. De 25 år regnes fra det tidspunkt på året, hvor møllerne er tilsluttet til nettet. Det betyder eksempelvis, at en park tilsluttet medio 2010 er i drift til og med medio 2035. Den tekniske og økonomiske levetid forventes længere end de 25 år, dog kræves en godkendelse for at levetidsforlænge den enkelte park. Til KF23 inddrages kun de levetidsforlængelser der inden for skæringsdatoen den 1. januar 2023 er godkendt. Da ingen parker har fået godkendt levetidsforlængelse inden skæringsdatoen, medtages ingen levetidsforlængelser i KF23.

Forventet elproduktion beregnes på baggrund af antagelser om årlige fuldlasttimer. For eksisterende møller anvendes observerede årlige fuldlasttimer, der er normeret ift. et normalt vindår og afrundet til nærmeste 50 (Energistyrelsen, Stamdataregister for vindkraftanlæg, 2022). Fuldlasttimerne er endvidere korrigeret for den specialregulering der i dag finder sted mellem Energinet og den tyske TSO TenneT som følge af interne flaskehalse i det tyske net. Forudsætninger for eksisterende vindmøller fremgår af tabellen herunder.

²³ Med undtagelse af parken ved Tunø Knob.

Tabel 5.2: Forudsætninger for eksisterende møller på havet.

Park	Placering	Startår	Slutår	Kapacitet (MW)	Fuldlasttimer (MWh/MW)
Tunø Knob	DK1	1995	2025 ²⁴	5	2.700
Middelgrunden	DK2	2000	2025	40	2.200
Horns Rev 1	DK1	2002	2027	160	3.950
Rønland	DK1	2003	2028	17,2	3.800
Nysted	DK2	2003	2028	165,6	3.300
Samsø (2003)	DK1	2003	2028	20,7	3.550
Frederikshavn	DK1	2003	2028	7,6	3.300
Horns Rev 2	DK1	2009	2034	209,3	4.350
Avedøre Holme (2009)	DK2	2009	2034	7,2	3.350
Avedøre Holme (2011)	DK2	2011	2036	3,6	3.550
Sprogø	DK1	2009	2034	21	3.050
Rødsand	DK2	2010	2035	207	3.800
Anholt (2012)	DK1	2012	2037	50,4	4.350
Anholt(2013)	DK1	2013	2038	349,2	4.350
Samsø (2018)	DK1	2018	2043	2,3	4.300
Nissum Bredning	DK1	2018	2042	28	4.200
Horns Rev 3 ²⁵	DK1	2019	2044	406,7	4.550
Kriegers Flak	DK2	2021	2046	605	4.250

5.2.2 Frozen policy antagelser til KF23

I det følgende gennemgås antagelserne om udbygning af havvind i KF23, opdelt på nye møller opstillet efter åben dør-ordningen og nye møller opstillet efter udbud (underopdelt på hhv. aftalte parker og energiøerne). Antagelserne om udbygningen af havvind i KF23 tager bl.a. højde for Klimaaftale om grøn strøm og varme af d. 25. juni 2022 og Tillægsaftale om Energiø Bornholm 2022 af den 29. august 2022.

5.2.2.1 Nye møller opstillet efter åben dør-ordningen

Antagelser om udbygning med møller efter åben-dør ordningen baseres på indkomne ansøgninger til Energistyrelsen.

Forudsætninger for nye møller på havet opstillet efter åben dør-ordninger fremgår af tabellen herunder og uddybes i det følgende.

²⁴ Forlænget fra 2020 til 2025, da parken fortsat er i drift.

²⁵ De første møller blev nettilsluttet i december 2018.



Tabel 5.3: Forudsætninger for nye møller på havet opstillet efter åben-dør ordningen.

Park	Placering	Startår	Slutår	Kapacitet (MW)	Fuldlasttimer (MWh/MW)
Frederikshavn (2024)	DK1	2024	2054	50	4.450
Frederikshavn (2027)	DK1	2027	2057	22	4.450
Aflandshage	DK2	2026	2055	300	4.325
Åben dør (Vest 2027)	DK1	2027	2056	65	4.325
Åben dør (Øst 2027)	DK2	2027	2056	300	4.325

Projekter, der har opnået tilladelse til etablering, indgår som specifikke parker i fremskrivningen²⁶. Det gælder for Frederikshavn Havvindmøllepark, der fik meddelt etableringstilladelse den 26. oktober 2022 (Energistyrelsen, Energistyrelsen udsteder etableringstilladelse til Frederikshavn Havvindmøllepark, 2022). Parken forventes at blive på 72 MW, hvor de første 50 MW forventes tilsluttet medio 2024 og de resterende 22 MW forventes tilsluttet medio 2027. Det samme gælder for Aflandshage Vindmøllepark, der fik meddelt etableringstilladelse den 11. november 2022 (Energistyrelsen, Aflandshage etableringstilladelse, 2022). Parken forventes at blive på 300 MW og forventes idriftsat i primo 2026.

De projekter, der er under sagsbehandling, og hvor der er givet en forundersøgelsestilladelse indgår i fremskrivningen og behandles samlet under et. Projekter, der endnu ikke har fået tilladelse til forundersøgelse, indgår ikke i fremskrivningen. Da tilladelse til forundersøgelser ifølge VE-loven tildeles af klima-, energi- og forsyningsministeren på baggrund af en relevansvurdering og faglig indstilling fra Energistyrelsen, vurderes det uden for en *frozen policy* tilgang at medtage projekter, der endnu ikke har fået tilladelse til forundersøgelser. Denne tilgang gælder for alle projekter, der kræver politisk stillingtagen, herunder eksempelvis nye eltransmissionsforbindelser til udlandet.

For de projekter, hvor der er givet en forundersøgelsestilladelse, er der udarbejdet et overordnet estimat for forventet udbygning i hhv. Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2), samt et estimat for idriftsættelse. Da udbygningen er behæftet med væsentlig usikkerhed, anvender Energistyrelsen en vægtning på 50% af kapaciteten, for at illustrere usikkerheden om, hvorvidt alle projekterne vil blive realiseret, dog uden at tage stilling til sandsynligheden for det enkelte projekt. Kapaciteten antages idriftsat primo 2027.

For nye møller opstillet efter åben-dør ordningen regnes med en forventet levetid på 30 år, hvorefter møllerne tages ud af drift. Årlige fuldlasttimer baseres på Energistyrelsens Teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog, 2022).

²⁶ Det bemærkes dog, at opstiller ikke er forpligtet til at udnytte sin etableringstilladelse.



5.2.2.2 Nye møller opstillet efter udbud

For nye møller opstillet efter udbud skelnes mellem aftalte parker og energiøer. Ligesom for eksisterende møller regnes med en forventet levetid på 25 år for møller idriftsat før 2025 (parker besluttet med energiaftale 2012), hvorefter møllerne tages ud af drift. For møller idriftsat fra 2025 og frem (parker besluttet med energiaftale 2018 og senere) regnes med en forventet levetid på 30 år, hvorefter møllerne tages ud af drift. De 30 år er baseret på, at der ved udbuddet af havmølleparken Thor blev givet bevilling til elproduktion i 30 år med mulighed for 5 års forlængelse.

Forudsætninger for nye møller opstillet efter udbud fremgår af tabellen herunder og uddybes i det følgende.

Tabel 5.4: Forudsætninger for aftalte parker på havet.

Park	Placering	Startår	Slutår	Kapacitet (MW)	Fuldlasttimer (MWh/MW)
Vesterhav Syd	DK1	2023	2048	170	4.600
Vesterhav Nord	DK1	2023	2048	180	4.650
Thor	DK1	2026	2056	1.008	4.875
Hesselø	DK2	2029	2059	1.000	4.450
Nordsø*	DK1	2030	2060	1.000	4.800

* Placeringen af 1 GW fra FL22 er endnu ikke besluttet, men vurderes tilsluttet i DK1 grundet bedst plads i elnettet.

Aftalte parker

Ud over parken ved Horns Rev 3 og Kriegers Flak, der blev idriftsat i henholdsvis 2019 og 2021, blev der med energiaftalen 2012 besluttet udbud af 350 MW kystnær havvind, hvilket resulterede i 170 MW ved Vesterhav Syd og 180 MW ved Vesterhav Nord, som forventes idriftsat i sidste halvdel af 2023. Fuldlasttimer baseres på dialog med de pågældende projektere.

Med energiaftalen 2018 blev det besluttet at udbygge med tre parker af minimum 800 MW pr. park frem mod 2030. Den første aftalte park er Thor, der placeres ved Vestkysten ud for Thorsminde med en kapacitet på 1.008 MW (ENERGIWATCH, 2023) med nettilslutning inden for perioden 2025-2027. Det antages, at Thor nettilsluttes i løbet af 2026 (ENERGIWATCH, 2023).. Med Klimaaf tale for energi og industri mv. af 22. juni 2020 (Finansministeriet, Klimaaf tale for energi og industri mv., 2020) blev det besluttet at placere den anden park, Hesselø, i Hesselø Bugt i Kattegat med en kapacitet på 800-1.200 MW. Af de potentielt 1.200 MW kan 1.000 MW leveres til det kollektive elnet. Med *Klimaaf talen for grøn strøm og varme af 2022* blev det besluttet, at Hesselø-parken rykkes til en sydligere placering med forventning om tilslutning i løbet af 2029. Den nettilsluttede kapacitet antages til 1.000 MW, som gennemsnittet af den tilladte kapacitet. Årlige fuldlasttimer baseres fsva. Thor på beregninger baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog



(Energistyrelsen, Teknologikatalog, 2022) samt oplysninger fra Siemens Gamesa (ENERGIWATCH, 2023), og fsva. Hesselø, på finscreening-rapporten fra 2022 (Energistyrelsen, Opdatering af dele af finscreeningen fra 2020 samt finscreening af nyt havareal til etablering af havvindmølleparker, 2022).

I forbindelse med Finanslov 2022 blev der indgået delaftale om Investeringer i et fortsat grønnere Danmark af 4. december 2021 (Finansministeriet, Investeringer i et fortsat grønnere Danmark, 2021). Aftalen indeholder beslutning om udbygning med yderligere 2 GW havvind etableret senest ved udgangen af 2030. 1 GW af disse 2 GW blev med Tillægsaftale om Energiø Bornholm 2022 af den 29. august 2022 (KEFM, Tillægsaftale om Energiø Bornholm 2022, 2022) besluttet opstillet ved Energiø Bornholm (udvidelse fra 2 GW til 3 GW). Der er endnu ikke taget stilling til placering af den anden GW, jf. nedenfor.

Klimaaftalen om grøn strøm og varme af 25. juni 2022 indeholdt ydermere en aftale om udbud af områder, der kan indeholde mindst 4 GW yderligere havvind senest i 2030. Disse områder udbydes under forudsætning af ikke at belaste statens finanser negativt over projektperioden og at der i relevant omfang er plads i elnettet.

Placeringen af de resterende 5 GW udbudte parker fra de nyeste aftaler (1 GW fra LF22 og 4 GW fra DKMII) er endnu ikke besluttet, men er antaget ud fra nyligt udpegede forundersøgelserområder. Forundersøgelserne er lavet på baggrund af pålæg fra ministeren (Energistyrelsen, Pressemeddelelse om igangsættelse af forundersøgelser, 2022). 1 GW antages placeret ved Kriegers Flak II med tilslutning til DK2 og 1 GW ved Kattegat II tilsluttet til DK1. De resterende 3 GW antages placeret i Nordsøen med tilslutning til DK1. De 5 GW antages idriftsat i 2030. Fuldlasttimer baseres på finscreening-rapporten fra 2022 (Energistyrelsen, Opdatering af dele af finscreeningen fra 2020 samt finscreening af nyt havareal til etablering af havvindmølleparker, 2022).

I forbindelse med den endelige udgivelse af KF23 er der blevet udarbejdet modelkørsler for det samlede energisystem. Disse kørsler viser, at der med de for fremskrivningen i øvrigt gældende forudsætninger ikke er den nødvendige plads i elmarkedet til at indplacere yderligere 4 GW havvind. DK2 vurderes især at være belastet, da en park på 1 GW havvind ud over Hesselø og Energiø Bornholm resulterer i en nedregulering af over halvdelen af den additionelle parks elproduktion. For DK1 vurderes ligeledes, at 1 GW opstillet i forbindelse med FL22 resulterer i nedregulering uden yderligere placering af 4 GW havvind. Modelresultaterne indikerer dermed at de 4 GW vil være betinget af en anden udvikling end den forudsatte (fx en yderligere udbygning med PtX eller forstærkning af udlandsforbindelser), hvorfor de 4 GW ikke medtages i grundforløbet for KF23, men i stedet bliver medregnet i et partielt alternativforløb for udbygning af havvind. Den antagne placering af disse parker er baseret på afsnittet ovenfor.

Energierne

I klimaaftalen af 22. juni 2020 blev det besluttet at etablere to energier hhv. ved Bornholm og i Nordsøen. Energiøen ved Bornholm forventes tilsluttet i 2030 med en kapacitet på 3 GW. Energiøen ved Bornholm indgår i grundforløbet grundet ”Tillægsaftale om Energiø Bornholm af den 29. august 2022”, hvori det også blev besluttet at udvide energiøen fra 2 GW til 3 GW ved at placere 1 af de 2 GW ekstra havvind besluttet med Finansloven 2022 i relation til Energiø Bornholm.

Jf. Tillæg til klimaaf tale om energi og industri af 22. juni 2020 vedr. Ejerskab og konstruktion af energier mv. fra 4. februar 2021 (KEFM, Tillæg til klimaaf tale om energi og industri af 22. juni 2020 vedr., 2021) forventes første fase af Energiø Nordsøen at være fuldt idriftsat med minimum 3 GW senest i 2033. Med Finanslov 2022 blev det aftalt hurtigst muligt at etablere 10 GW havvind i Nordsøen tilkoblet Energiø Nordsøen med 2040 som sigtepunkt og under iagttagelse af de nødvendige udlandsforbindelser. Dette er senere i 2022 tiltrådt af den samlede aftalekreds bag energierne. Endelig beslutning om igangsættelse af udbud af partnerskab og anlæg af Energiø Nordsøen (svarende til ”Tillægsaftale om Energiø Bornholm af den 29. august 2022”) er endnu ikke truffet, hvorfor den ikke tages med i KF23, da Frozen policy-tilgangen ikke opfyldes. Der udarbejdes dog et partielt alternativforløb, hvor første fase af Energiø Nordsøen indgår. Antagelser bag energiøen i Nordsøen og de 4 GW yderligere havvind i det partielle alternativforløb fremgår af tabellen herunder.

Tabel 5.5: Forudsætninger for 4 GW havvind samt Energiøen i Nordsøen i partielt alternativforløb.

Park	Placering	Startår	Slutår	Kapacitet (MW)	Fuldstimer (MWh/MW)
Kriegers Flak II*	DK2	2030	2060	1.000	4.750
Kattegat II*	DK1	2030	2060	1.000	4.550
Nordsø*	DK1	2030	2060	2.000	4.800
Energiø Nordsø (2033)	DK1	2033	2062	3.000	4.750

* Placeringer er endnu ikke besluttet. Til fremskrivningen anvendes placeringer fra nyligt udpegede forundersøgelsesområder.

Eltransmissionsforbindelser i forbindelse med energierne beskrives i kapitel 4 om danske interkonnektorer.

5.3 Kvalificering af KF23 forløbet

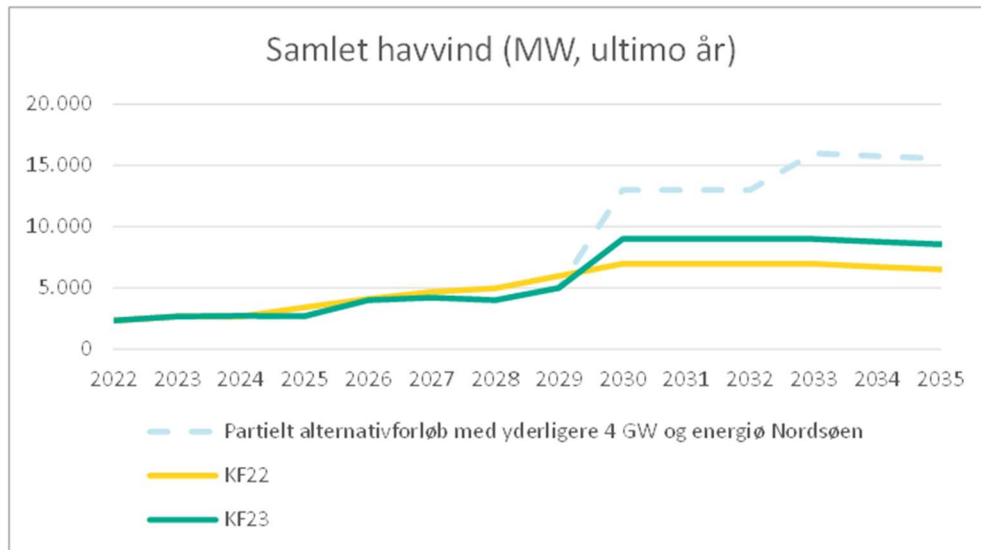
5.3.1 Sammenligning med KF22

Metoden i KF23 er grundlæggende den samme som i KF22. Figurerne herunder viser samlet havvind i hhv. KF23-grundforløbet og KF22, både kapacitet (MW) og produktion (TWh), samt indikation af den samlede kapacitet og produktion fra havvind i det partielle alternativforløb med energiøen i Nordsøen. Forløbene er

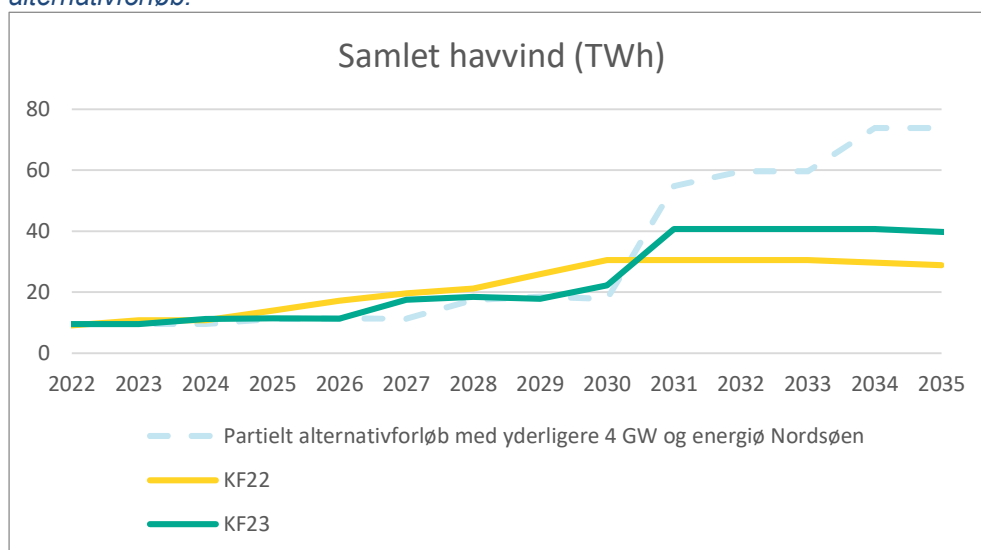


opgjort i ultimo kapacitet, dvs. den udvidede kapacitet indgår i det år, hvor kapaciteten opstilles.

Figur 5.3: Samlet kapacitet fra havvind i KF22 og KF23 (MW), inkl. eksportkapacitet fra energigøen i Nordsøen tilsluttet til Danmark og udlandet i det partielle alternativforløb.



Figur 5.4: Samlet produktion fra havvind i KF22 og KF23 (TWh), inkl. eksportproduktion fra energigøen i Nordsøen tilsluttet til Danmark og udlandet i det partielle alternativforløb.





Forskellen i kapacitet skyldes de nye forventninger til idriftsættelsesåret for Hesselø, Thor og parkerne besluttet udbygget med Finansloven 2022, opdatering af forventninger til møller igennem åben dør-ordninger, samt energiøen ved Bornholm.

Det forventes, at det fortsatte arbejde omkring energiøen i Nordsøen vil føre til, at parkerne og øen bliver etableret, hvorfor det i kommende klimafremskrivninger vil blive revurderet, når energiøen i Nordsøen på det tidspunkt er langt nok i planlægningen til at indgå i den frozen policy-sammenhæng, som Klimafremskrivningen er baseret på, og dermed inkluderes i grundforløbet.

5.3.2 Usikkerhed

Levetiden for havvindmøller afhænger af teknik og økonomi, samt om elproduktionstilladelsen er udløbet.

Udbygning efter åben dør-ordninger er forbundet med væsentlig usikkerhed. Dertil er det på nuværende tidspunkt usikkert, hvor stor en del af de nye ansøgninger der endnu ikke har fået tilladelse til forundersøgelse, der vil blive realiseret, samt i hvor stor en grad de tilsluttes elnettet eller direkte dedikeres til elektrolyse eller andet forbrug (direkte linjer). Udbygningen har betydning for, hvor stor en andel af elforbruget, der kan dækkes af VE-baseret elproduktion. For at afspejle denne usikkerhed vil der blive udarbejdet følsomheder med såvel mindre som mere havvind opstillet efter åben-dør ordningen.

Energiøen i Nordsøen afventer stadig de nødvendige aftaler for at kunne medtages i en frozen policy-fremskrivning jf. ovenfor, men da det overordnet forventes, at energiøerne bliver etableret, udarbejdes der et partielt alternativforløb på produktionssiden i KF23 med energiøen i Nordsøens kapacitet (3 GW), og effekten heraf. Den endelige aftalte fordeling af nettilslutningskapaciteten til Danmark og udlandet, samt evt. øvrige aftagemuligheder af kapaciteten gennem lagring eller PtX, vil have en stor effekt på elmarkedet. Fordelingen af nettilslutningskapaciteten mellem Danmark og udlandet, og herunder hvilke lande der kobles til øerne, vil løbende blive vurderet i forbindelse med kommende års Klimafremskrivninger. Dertil undersøges muligheden for at udvide energiøen i Nordsøen fra 3 GW til op mod 10 GW frem mod 2040. Der er dog endnu usikkerhed om bl.a. kapaciteten og tidsplanen for udlandsforbindelser og nettilslutningen af energiøerne til Danmark samt øens kobling til elektrolyse og brintinfrastruktur.



5.4 Kilder

- Energistyrelsen. (2012, marts 22). *Energiaftalen 22. marts 2012*. Retrieved from <https://ens.dk/ansvarsomraader/energi-klimapolitik/politiske-aftaler-paa-energiomraadet/energitaftalen-22-marts-2012>
- Energistyrelsen. (2020). *Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med direkte forbindelse til land*. Hentet fra https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/1-0_finscreening_af_havarealer_til_ny_havvind_med_direkte_forbindelse_til_land.pdf
- Energistyrelsen. (2020). *Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme*. Retrieved from https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh.pdf
- Energistyrelsen. (2022). *Aflandshage etableringstilladelse*. Retrieved from <https://ens.dk/presse/energistyrelsen-udsteder-etableringstilladelse-til-aflandshage-vindmoellepark>
- Energistyrelsen. (2022, oktober 26). *Energistyrelsen udsteder etableringstilladelse til Frederikshavn Havvindmøllepark*. Retrieved from <https://ens.dk/presse/energistyrelsen-udsteder-etableringstilladelse-til-frederikshavn-havvindmoellepark>
- Energistyrelsen. (2022). *Levetidsforlængelse af Middelgrunden placeholder*. Retrieved from Placeholder
- Energistyrelsen. (2022, Marts). *Opdatering af dele af finscreeningen fra 2020 samt finscreening af nyt havareal til etablering af havvindmølleparker*. Retrieved from https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/1-0_finscreening_af_havarealer_til_etablering_af_nye_havmoelleparker_med_direkte_forbindelse_til_landf2137918451137918144.pdf
- Energistyrelsen. (2022, juni). *Pressemeddelelse om igangsættelse af forundersøgelser*. Retrieved from <https://ens.dk/presse/energinet-har-faaet-paalaeg-om-igangsaette-forundersoegelser-6-gw-havvind-og-den-nye>
- Energistyrelsen. (2022). *Stamdataregister for vindkraftanlæg*. Retrieved from <https://ens.dk/service/statistik-data-noegletal-og-kort/data-oversigt-over-energisektoren>
- Energistyrelsen. (2022). *Status på behandling af de seneste Åben dør-ansøgninger*. Retrieved from <https://ens.dk/presse/status-energistyrelsens-behandling-af-de-senest-modtagne-aaben-doer-ansoegninger-om>
- Energistyrelsen. (2022). *Teknologikatalog*. Retrieved from <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog-produktion-af-el-og>
- ENERGIWATCH. (2023, 01). Retrieved from https://energiwatch.dk/Energinyt/Renewables/article14837661.ece?utm_ca



- mpaign=EnergiWatch%20Topnyhed&utm_content=2023-01-12&utm_medium=email&utm_source=energiwatch
- Finansministeriet. (2020, juni 22). *Klimaaf tale for energi og industri mv.* Retrieved from https://fm.dk/media/18482/klimaaf tale-for-energi-og-industri-mv-2020_a.pdf
- Finansministeriet. (2021, december 4). *Investeringer i et fortsat grønnere Danmark.* Retrieved from <https://www.regeringen.dk/aktuelt/publikationer-og-af taletekster/delaftale-om-investeringer-i-et-fortsat-groennere-danmark/>
- KEFM. (2018, juni 29). *Energiaftale 2018.* Retrieved from <https://kefm.dk/media/6646/energiaftale2018.pdf>
- KEFM. (2021, februar 4). *Tillæg til klimaaf tale om energi og industri af 22. juni 2020 vedr.* Retrieved from <https://kefm.dk/Media/5/E/Aftaletekst%20-%20Energi%C3%B8er%20-%20Ejerskab%20og%20konstruktion%20af%20energi%C3%B8er%20mv.pdf>
- KEFM. (2022, august 29). *Tillægsaftale om Energiø Bornholm 2022.* Retrieved from <https://kefm.dk/Media/637973611483004267/Aftaletekst%20till%C3%A6gsaftale%20Energi%C3%B8%20Bornholm.pdf>
- Regeringen. (2022, juni 25). *Klimaaf tale om grøn strøm og varme 2022.* Retrieved from <https://www.regeringen.dk/media/11470/klimaaf tale-om-groen-stroem-og-varme.pdf>



Kapitel 6: Landvind

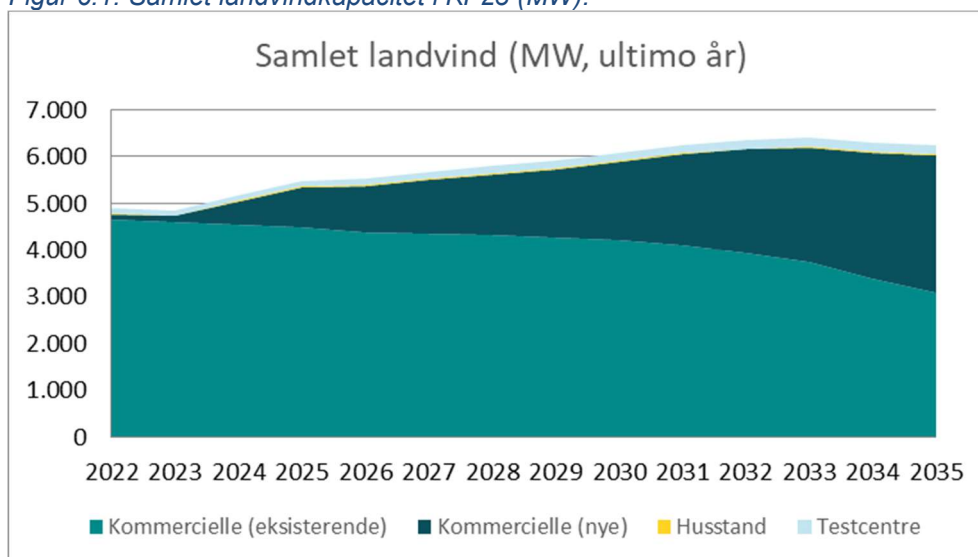
Der blev i december 2021 indgået aftale om omlægning af testpladser på Høvsøre, således at antallet af pladser reduceres mod at der tillades højere møller. Dette indgår ikke i KF23, da den egentlige udmøntning af aftalen afventer igangværende undersøgelser.

6.1 KF23 forløbet frem mod 2035

Dette kapitel beskriver udviklingen i kapaciteter og forventet produktion fra landvind i KF23, herunder generel metode og antagelser (jf. afsnit 6.2.1), samt den konkrete udvikling i landvindskapacitet i KF23 grundforløbet (jf. afsnit 6.2.2)

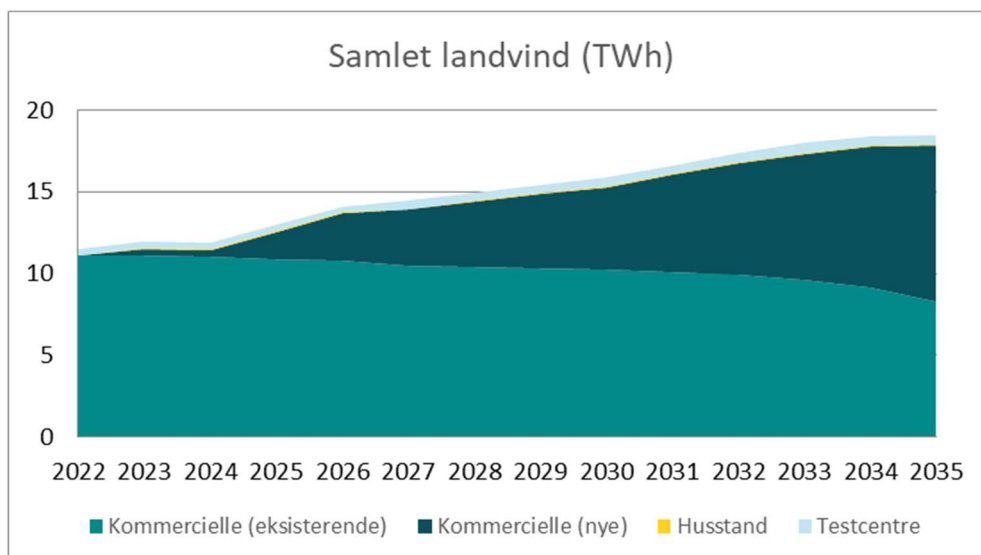
Figurerne herunder viser den samlede udvikling i kapacitet for og produktion fra landvind i KF23. Der forudsættes en stigning i både kapacitet og produktion frem mod 2035.

Figur 6.1: Samlet landvindkapacitet i KF23 (MW).





Figur 6.2: Samlet produktion fra landvind i KF23 (TWh)



Sammenlignet med KF22 forudsætningerne for landvind er den væsentligste ændring, at der forventes en noget større udbygning med ny kapacitet fra 2024 og frem. I 2035 resulterer dette i en samlet kapacitet på omkring 6.200 MW i KF23 mod 5.200 MW i KF22.

Dette skyldes primært, at udbygningen med kommercielle møller er opdateret med nyeste viden om projekter i pipeline og er suppleret med en kobling til øgede forventninger om udbygning af PtX og afledte konsekvenser for VE-udbygningen.

Desuden er fuldlasttimer for eksisterende anlæg blevet opdateret med nyeste statistik samt korrektion for specialregulering ultimo januar 2023.

For yderligere sammenligning af KF23 og KF22 forløbene henvises til afsnit 6.3.1.

6.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet

6.2.1 Generelle antagelser og metode

Ved udarbejdelsen af forudsætninger for landvind skelnes mellem tre kategorier af møller: Forsøgsmøller opstillet på testcentre, husstandsmøller og kommercielle møller.

Ved forsøgsmøller opstillet på testcentre forstås møller på land opstillet på et af de to nationale testcentre, Østerild og Høvsøre.



Ved husstandsmøller forstås møller på land med en kapacitet på 25 kW eller mindre. Husstandsmøller udgør en meget lille del af den samlede landvindkapacitet.

Alle øvrige møller medregnes til kategorien ”kommercielle møller”, således også forsøgsmøller opstillet uden for de nationale testcentre.

6.2.1.1 Kommercielle møller: Levetider og produktion

6.2.1.1.1 Levetider for eksisterende og nye møller

Tidspunktet for, hvornår en mølle tages ned, afhænger af den økonomiske levetid. Når en mølle er ude af en given tilskudsordning er der to forhold, der afgør, om den nedtages. For det første vil forholdet mellem den forventede fremtidige markedspris på el og de forventede fremtidige omkostninger til drift og vedligehold afgøre, hvorvidt det kan betale sig at holde liv i møllen, eller om det bedre kan betale sig at tage den ned. For det andet afhænger det af, hvorvidt en mølle ”står i vejen” for et fremtidigt mølleprojekt, da en del af møllerne netop tages ned for at gøre plads til nye møller. For så vidt angår antagelser om levetider for eksisterende møller skelnes der derfor mellem møller opstillet inden for og uden for et område, hvor der potentielt kan opstilles nye møller.

Antagelser om levetider for eksisterende møller baseres i lighed med KF22 og KF21 på analysen udarbejdet til Basisfremskrivning (BF20) og Analyseforudsætninger til Energinet (AF20), og der henvises derfor til notater herom for en uddybning af forudsætningerne (Energistyrelsen, Landvindanalyser, 2020). Antagelserne fremgår af tabellen herunder og anvendes for møller opstillet til og med 2021. *Tabel 6.7* i afsnittet usikkerheder viser desuden nogle parametervariationer og mulige udfaldsrum af den levetid, der antages.

Tabel 6.1: Antagelser om levetider for møller opstillet til og med 2021.

Nr.	Størrelse	Placering	Antaget levetid (år)
1	<= 599 kW – Vestas 225 kW	Inden for potentielt nyt område	35
2		Uden for potentielt nyt område	40
3	<= 599 kW – Øvrige møller	Inden for potentielt nyt område	30
4		Uden for potentielt nyt område	35
5	600-1499 kW	Inden for potentielt nyt område	35
6		Uden for potentielt nyt område	40
7	>= 1500 kW	Inden for potentielt nyt område	25
8		Uden for potentielt nyt område	25

Levetider for nye møller opstillet fra 2022 og frem baseres på data fra Energistyrelsens Teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog, 2020), jf.

tabellen herunder. Levetiden for nye møller kan afvige fra levetiden for eksisterende møller. Det skyldes primært, at teknologien nu er mere moden og der derfor findes større viden om levetiden af de forskellige komponenter.

Tabel 6.2: Antagelser om levetider for møller opstillet fra 2022 og frem.

Periode	Levetid (år)
2022-2030	27
2031-2035	30

6.2.1.1.2 Produktion fra eksisterende og nye møller opstillet til og med 2021

Forventet elproduktion beregnes på baggrund af antagelser om årlige fuldlasttimer.

For møller opstillet til og med 2021 anvendes observerede årlige fuldlasttimer, der er normeret ift. et normalt vindår og afrundet til nærmeste 50. Fuldlasttimerne er endvidere korrigeret for den specialregulering, der i dag finder sted mellem Energinet og den tyske TSO TenneT som følge af interne flaskehalse i det tyske net. Så vidt muligt er der anvendt et gennemsnit af de seneste 10 år (2013-2022)²⁷. Fuldlasttimerne er beregnet for de samme 8 kategorier som anvendes ift. antagelser om levetid, men med en yderligere opdeling på hhv. Østdanmark (DK2) og Vestdanmark (DK1), altså 16 kategorier i alt. Fuldlasttimerne fremgår af tabellen herunder.

²⁷ Kun år med fuld produktion anvendes.



Table 6.3: Assumptions on full-load hours for wind turbines installed until and with 2021.

Nr.	Størrelse	Placering ift. levetid	Placering ift. geografi	Fulldlasttimer (MWh/MW)
1	<= 599 kW – Vestas	Inden for potentielt område	DK1	2.550
			DK2	2.350
2	225 kW	Uden for potentielt område	DK1	2.350
			DK2	1.800
3	<= 599 kW – Øvrige	Inden for potentielt område	DK1	1.800
			DK2	1.750
4	møller	Uden for potentielt område	DK1	1.800
			DK2	1.650
5	600-1.499	Inden for potentielt område	DK1	1.850
			DK2	2.000
6	kW	Uden for potentielt område	DK1	2.000
			DK2	1.850
7	>= 1.500	Inden for potentielt område	DK1	2.750
			DK2	3.100
8	kW	Uden for potentielt område	DK1	2.600
			DK2	2.950

6.2.1.1.3 Produktion fra møller opstillet fra 2022 og frem

For møller opstillet fra 2022 og frem baseres årlige fulldlasttimer på Energistyrelsens Teknologikatalog. Der skelnes ikke mellem møller i Østdanmark og Vestdanmark, da der ikke indgår data herom i teknologikataloget. Fulldlasttimerne fremgår af tabellen herunder.

Table 6.4: Assumptions on full-load hours for wind turbines installed from 2022 and forward.

Periode	Fulldlasttimer (MWh/MW)
2021-2025	3.400
2026-2030	3.500 ²⁸
2031-2035	3.600

²⁸ Data for 2025 er ikke en del af teknologikataloget, hvorfor gennemsnittet af 2020 og 2030 er anvendt.



6.2.1.2 Forsøgsmøller på testcentre: Produktion fra eksisterende og nye møller

Forventet elproduktion beregnes på baggrund af antagelser om årlige fuldlasttimer. Møller på testcentre drives ikke som almindelige kommercielle møller, og der vil bl.a. også være kortere eller længere perioder, hvor der foretages udskiftninger af vindmøller på testpladserne. Det er derfor svært at anvende såvel historiske observerede fuldlasttimer som data fra eksempelvis Energistyrelsens Teknologikatalog. I stedet anvendes en simpel antagelse om 3.400 årlige fuldlasttimer for møller på de to testcentre, svarende til den antagelse, der ligger til grund for beregninger relateret til tilskudspuljen for forsøgsmøller på testcentre.

6.2.1.3 Husstandsmøller: Produktion fra eksisterende og nye møller

Forventet elproduktion beregnes på baggrund af antagelser om årlige fuldlasttimer. Produktionen fra husstandsmøllerne baseres på en antagelse om 2.385 årlige fuldlasttimer baseret på observerede fuldlasttimer. Antagelser er uændret ift. KF22.

6.2.2 Frozen policy antagelser til KF23

I det følgende gennemgås antagelserne om udbygning af landvind i KF23, opdelt på 1) kommercielle møller (der igen er underopdelt på hhv. udbygning på kort sigt, udbygning på længere sigt og forsøgsmøller uden for testcentre), 2) forsøgsmøller på testcentre og 3) husstandsmøller.

6.2.2.1 Kommercielle møller: Udbygning med nye møller

Udbygning med nye møller forventes primært at ske på markedsvilkår, herunder med aftaler om afsætning af hele eller dele af produktionen i såkaldte PPA'er (Power Purchase Agreement). Information om PPA'er er dog vanskelig at få konkret indblik i, fordi der er tale om bilaterale aftaler, der indeholder forretningshemmeligheder fra aktørerne. Det er derfor ikke muligt at estimere en eksakt udbygning som følge af indgåelse af PPA'er, og PPA'er indgår derfor i en samlet vurdering af udbygningen med nye møller. Det bemærkes, at når der ses mere end et par år frem i tiden, er udbygningen forbundet med væsentlig usikkerhed.

6.2.2.1.1 Udbygning på kort sigt (2022-2025) ekskl. forsøgsmøller uden for testcentre

Udbygning i årene 2022-2023 baseres på projekter, der har indgået aftale om nettilslutning. De konkrete projekter fremgår af tabellen herunder. Det bemærkes i den forbindelse, at 2022 er det første fremskrivningsår i KF23. Sammenlignet med efterfølgende statistikker kan der være afvigelser, da indrapporteringen af etablerede projekter sker bagudrettet og løbende. Alle projekter fra tabellen er allerede idriftsat.



Tabel 6.5: Projekter, der antages etableret i 2022.

Projekt	Antagelser	Udvikler	Placering	MW
Overgaard III	Antages etableret i forlængelse af Overgaard I og II og kapacitet medregnes fra ultimo 2022.	Wind Estate A/S & Eurowind Energy A/S	Randers (DK1)	36,0
Thyborøn Havn	Kapacitet medregnes fra ultimo 2022.	Thyborøn Sydhavns Møllelaug I/S	Lemvig (DK1)	7,0
Greenlab vind	Antages etableret i 2022 og Kapacitet medregnes fra ultimo 2022.	GreenLab Skive Vind ApS	Skive (DK1)	54,6

Med *Klimaaftalen af 22. juni 2020* blev det besluttet at indføre lovgivning, der muliggør, at netvirksomhederne og Energinet kan opkræve geografisk differentierede tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer (producentbetaling). Energinet og netvirksomhederne har introduceret producentbetalingen fra 1. januar 2023. Den tidligere usikkerhed omkring niveauerne for tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer betyder, at endelig beslutning om investering i nye projekter var forbundet med større usikkerhed indtil niveauet for producentbetaling var kendt. På baggrund heraf forventes en midlertidig nedgang i udbygningen i 2023 grundet den opståede opbremsning af flere projektfælber i løbet af 2022 under regelskiftet. Kapacitet fra kendte projekter forventes dog etableret på et senere tidspunkt og indgår i udbygningen i 2024-2025.

Udbygning i årene 2024-2025 (produktion medregnes fra primo 2025 og 2026) baseres delvist på viden om konkrete projekter fra Energistyrelsens og Energinets oversigt over mulige VE-projekter i forskellige planlægningsfaser (henvises herefter til som 'pipeline') for at afspejle den forventede udbygning under de nuværende markedsvilkår. Udbygning i disse år baseres på projekter i pipeline med en vedtaget lokalplan eller lokalplansforslag. Ultimo oktober 2022 svarer det til ca. 325 MW, der fordeles mellem de to år på baggrund af, hvor langt projekterne er i planlægningsprocessen. Projekter, der er længst i planlægningsprocessen, forventes etableret først.

Derudover baseres udbygningen i samme periode også på de projekter i pipeline, der har en underskrevet modningsaftale eller en underskrevet screeningsaftale. Ultimo november 2022 er der ét projekt som har en underskrevet screeningsaftale, og svarer til 45 MW. Kapaciteter fra projekter fra pipeline med disse aftaler bliver i fremskrivningen generelt fordelt ud over den forventede periode, som projekterne vil blive nettilsluttet i, afhængig af hvor langt i processen projekterne er nået. Dette er baseret på historiske observationer fra netselskaberne. Det ene projekt, som



indgår i KF23, antages etableret i samme år som projekterne med lokalplansforslag.

Antaget fordeling mellem etablering i 2024 og 2025 samt geografisk fordeling mellem Vest- (DK1) og Østdanmark (DK2) fremgår af tabellen herunder.

Tabel 6.6: Partiel udbygning baseret på projekter i pipeline, der antages etableret i 2024-2025. Produktion medregnes fra 2025-2026.

År	Placering	MW (afrundet til nærmeste 5)
2024	DK1	135
2024	DK2	80
2025	DK1	155
2025	DK2	0

Desuden antages det, at de forventede stigninger i elforbruget gennem PtX vil have en afledt effekt på yderligere udbygning med kommercielle landvindmølleprojekter ud over de projekter, som estimeres direkte baseret på pipelinen uden samtidig tilvækst af store elforbrugere. Baseret på fremskrivningen af PtX (som beskrevet i kapitel 4 i sektorforudsætningsnotat Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer) er der blevet udarbejdet et overordnet estimat for den yderligere udbygning af både landvind og solceller, som udbygningen med PtX antages at medføre. Elforbruget fra PtX antages at ligge på omtrent 5000 fuldlasttimer. For at imødekomme dette elforbrug er den nødvendige kapacitet for landvind og sol regnet ud fra de teknologispecifikke fuldlasttimer fra Energistyrelsens Teknologikatalog. Da det ikke vides, om elforbruget til PtX vil stamme fra landvind- eller solprojekter, er den yderligere kapacitet, som PtX giver anledning til, fordelt 50/50 mellem begge teknologier. Denne yderligere kapacitet kan dækkes af projekter i pipeline i tidligere stadier, som ellers ikke eksplicit er blevet regnet med i KF23. Den geografiske fordeling følger de overordnede forventninger om fordelingen af PtX-anlæg og baserer sig samtidigt på den historiske udbygning af landvind mellem DK1 og DK2.

Tabel 6.7: Partiel udbygning i løbet af 2024-25 baseret på PtX-kapacitet, som regnes med i den samme periode

Periode	Årlig udbygning (MW)	Årlig udbygning DK1 (MW)	Årlig udbygning DK2 (MW)
2024	150	120	30
2025	200	160	40

6.2.2.2.2 Udbygning på længere sigt (fra 2026 og frem) ekskl. forsøgsmøller uden for testcentre

Udbygning på længere sigt er forbundet med stor usikkerhed. I lighed med KF22 antages en gennemsnitlig udbygning på 150 MW årligt frem mod 2030, som



skyldes, at ingen yderligere PtX-kapaciteter indføres i disse år, som forventes at medføre yderligere landvindkapaciteter. Efter 2030 forudsættes en årlig udbygning med 250 MW grundet den antagne stigende udbygning med PtX i disse år. Da det ikke vides, om elforbruget til PtX vil stamme fra landvind- eller solprojekter, er den yderligere medførte kapacitet ud fra forventninger om fuldlasttimer, hver især, fordelt 50/50 mellem begge teknologier. Møllestørrelser baseres på data fra Energistyrelsens Teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog, 2020), hvilket giver en udbygning målt i antal som angivet i tabellen herunder. Der antages en fordeling med 80 pct. i Vestdanmark (DK1) og 20 pct. i Østdanmark (DK2) baseret på historisk fordeling og relevante projekter i pipeline.

Tabel 6.8: Antagelser om årlig udbygning fra 2026 og frem. Produktion medregnes fra primo 2027 og frem.

Periode	Årlig udbygning (MW)	Møllestørrelse (MW/mølle)	Årlig udbygning, afrundet til nærmest 5 (stk.)
2026-2030	150	4,5	35
2031-2035	250	5,0	40

Udbygningen på længere sigt er forbundet med stor usikkerhed. Det forventes, at det på sigt i højere grad vil være adgangen til areal og net, inkl. afsætningsmuligheder af strøm, og ikke alene projektøkonomien, der er bestemmende for udbygningen. Det gælder også muligheden for stigende modstand mod større projekter i lokalområderne i takt med en større total udbygning.

6.2.2.2.3 Udbygning med forsøgsmøller uden for testcentre

Udbygning med forsøgsmøller uden for testcentre baseres på de aftalte puljer for årene 2020-2022. Antagelserne fremgår af tabellen herunder. For puljerne i 2021-2022 vides det endnu ikke, om projekterne vil blive opstillet i DK1 eller DK2.

Projekterne antages dog at blive opstillet i DK1, da alle forsøgsmøller fra 2018-2020 hidtil er blevet opstillet i DK1.

Tabel 6.9: Antagelser om udbygning med forsøgsmøller uden for testcentre (Produktion medregnes fra primo 2023-2025).

Pulje	Placering	Kapacitet (MW)
2020	DK1	30
2021	DK1	0 ²⁹
2022	DK1	0 ³⁰

²⁹ Puljen var på 30 MW men Energistyrelsen modtog ingen ansøgninger.

³⁰ Puljen var på 30 MW men Energistyrelsen modtog ingen ansøgninger.



Med *Klimaaftalen af 22. juni 2020* blev det besluttet at reservere midler til støtte til forsøgsmøller i 2022-24 for at styrke forskning- og udviklingsaktiviteter inden for vindenergi. Med klimaaftalen om grøn strøm og varme af 25. juni 2022 blev det aftalt at omlægge de nuværende to driftsstøtteordninger henholdsvis indenfor og uden for de nationale testcentre til én samlet investeringsordning for forsøgsmøller på land fremadrettet. Ordningen er dog ikke udmøntet endnu. Metoden er uændret ift. KF22.

6.2.2.2 Forsøgsmøller på testcentre

For så vidt angår forsøgsmøller på testcentrene, Østerild og Høvsøre, blev det ligeledes med klimaaftalen af 22. juni 2020 besluttet at reservere midler til støtte til forsøgsmøller i 2022-24 for at styrke forskning- og udviklingsaktiviteter inden for vindenergi. I 2022 blev der etableret en pulje på 60 MW, hvoraf 25,4 MW er blevet udmøntet pba. ansøgninger herom. Den resterende kapacitet er ikke blevet udmøntet af mangel på yderligere ansøgninger. Ifm. aftale på Indenrigs- og boligministeriets område om gode rammevilkår for forsøgsmøller d.

15. december 2021 er det derudover blevet aftalt, at der skal screenes for et tredje testcenter og egnede områder til test af serie-0 vindmøller³¹. Det tredje testcenter foreslås at indeholde op til otte standpladser. Der pågår således pt. en målrettet, landsdækkende screening af egnede områder for et sådant eventuelt tredje nationalt testcenter for vindmøller. Resultatet af screeningsarbejdet forventes forelagt aftalekredsen medio 2023, jf. planinfo.dk. Et eventuelt tredje testcenter medregnes derfor ikke i KF23.

Beregningsteknisk baseres fremskrivningen på antal testpladser og antaget gennemsnitlig møllestørrelse pr. testcenter. På Østerild testes fortrinsvis havvindmøller, mens der på Høvsøre fortrinsvis testes landmøller. Den gennemsnitlige møllestørrelse er derfor mindre på Høvsøre end på Østerild. Højdebegrænsningen på Høvsøre er i dag 200 m. Bolig- og Planstyrelsen (BPST) arbejder på tilpasning af Høvsøre testcentret med henblik på at kunne teste vindmøller op til 275 m samtidig med, at to af de nuværende syv pladser nedlægges. Ifølge aftalen på Indenrigs- og Boligministeriets område fra december 2021 forelægges testcenterkredsen resultatet af miljø- og habitatkonsekvensvurderingen med henblik på stillingtagen til ændring af testcenterloven forventeligt efter årsskiftet grundet forsinkelse i forlængelse af Folketingsvalget. Det antages her, at en tilpasning af Høvsøre med et reduceret antal pladser fra 7 til 5 i givet fald tidligst sker primo 2025. Grundet manglende vedtagelse ved skæringsdatoen for indregning af tiltag i KF23 medregnes ændringen ikke, og det bibeholdes antagelser fra KF22 til Høvsøre.

³¹ Nærmere information: Indenrigsministeriet, *Udmøntning af delelementer i aftale om Gode rammevilkår for forsøgsmøller af 15. december 2021*. 2022: <https://im.dk/Media/637913235129072843/Aftale%20om%20udm%3%b8ntning%20af%20delelementer%20i%20aftale%20om%20Gode%20rammevilk%3%a5r%20for%20fors%3%b8gsm%3%b8ller%20af%2015.%20dec.%202021.pdf>



Det bemærkes, at selv med en tidshorisont, der strækker sig ganske få år frem i tiden, er udbygningen forbundet med væsentlig usikkerhed. På begge centre antages der en gradvis indfasning af større møller. Antagelserne, der skeler til udviklingen i møllestørrelser i Energistyrelsens Teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog, 2020), fremgår af tabellen herunder. Da der på testcentre vil være kortere og længere perioder, hvor der skiftes ud i møllerne på standene, vil kapacitetsudnyttelse være behæftet med betydelig usikkerhed.

Tabel 6.60: Antagelser om forsøgsmøller på testcentre.

	Antal pladser (stk.)	Gennemsnitlig møllestørrelse (MW/mølle)	Kapacitet (MW, afrundet til nærmeste 10)
Østerild (2022-2025)	9	8	70
Østerild (2026-2030)	9	12	110
Østerild (2031-2035)	9	16	140
Høvsøre (2022-2025)	7	5,0	40
Høvsøre (2026-2030)	7	5,5	40
Høvsøre (2031-2035)	7	6,0	40

6.2.2.3 Husstandsmøller

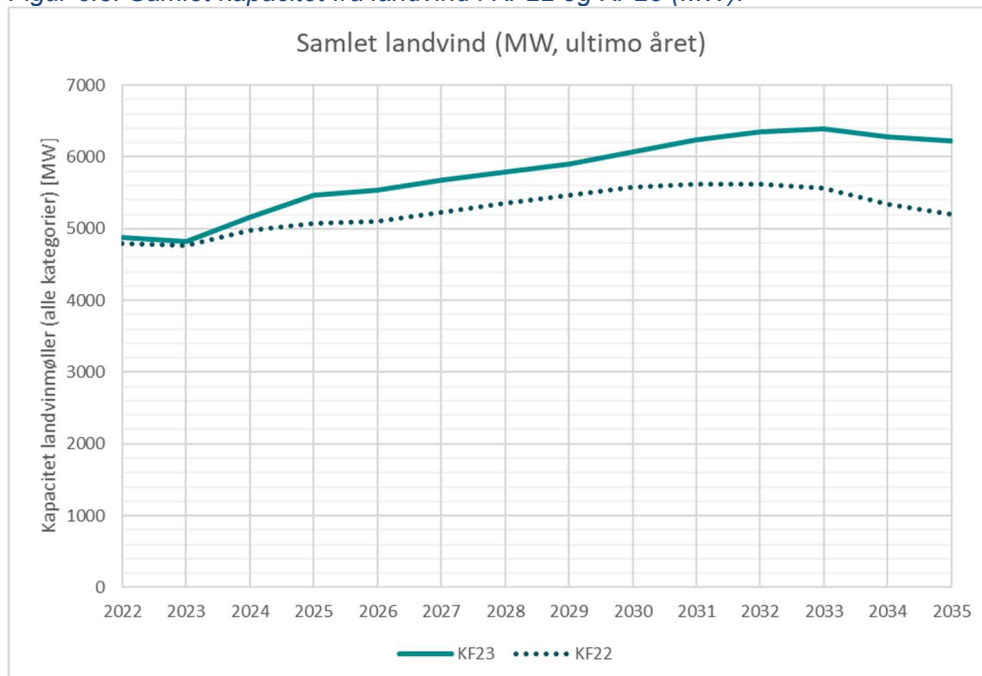
Husstandsmøller udgør en meget lille del af den samlede landvindkapacitet. Der er i dag ca. 22 MW installeret, hvilket antages at stige med ca. 0,1 MW årligt i hele fremskrivningsperioden. Antagelsen er uændret ift. KF22.

6.3 Kvalificering af KF23 forløbet

6.3.1 Sammenligning med KF22

Figuren herunder viser den samlede kapacitet for landvind i hhv. KF23 og KF22. Kapaciteten er opgjort ultimo året, dvs. at den udvidede kapacitet indgår i det år, den etableres. Fremskrivningen i KF23 starter på et højere niveau end i KF22, hvilket formentligt skyldes, dels at flere landvindmølleprojekter i løbet af sidste år har valgt at fortsætte driften under de lukrative afsætningsmuligheder, og dels en fejl i datagrundlaget i KF22 (enkelte møller blev sorteret fra på grund af fejlagtige antagelser om levetiden af disse). Udbygningen i KF23 er større først i perioden sammenlignet med KF22, hvorefter den årlige tilvækst er på sammenligneligt niveau med KF22 frem mod 2030. Væksten tiltager efter 2030 sammenlignet med KF22. Forskellen mellem KF23 og KF22 skyldes en opdateret vurdering af udbygningen baseret på pipeline, og desuden indgår der en yderligere udbygning med projekter, som antages at være koblet til den antagne PtX-udbygning, både på kortere sigt og på længere sigt.

Figur 6.3: Samlet kapacitet fra landvind i KF22 og KF23 (MW).



6.3.2 Usikkerhed

Levetiden for eksisterende kommercielle møller er forbundet med usikkerhed og har samtidig stor betydning for kapacitetsudviklingen sidst i perioden. Situationen på energimarkedet kan også have en betydning for nedtagningsdato af flere anlæg, dog primært på kortere sigt med en forventning om, at elpriserne på sigt falder til et lavere niveau. Effekten af højere levetider for nogle enkelte møller vurderes derfor at være begrænset ift. den samlede fremskrivning. Energistyrelsens bud på parametervariationer af levetiden, som er uændret ift. BF20, KF21 og KF22, fremgår af tabellen herunder.



Tabel 6.71: Parametervariationer af levetiden for eksisterende kommercielle møller.

Nr.	Størrelse	Placering	Lavere levetid	KF23	Højere levetid
1	<= 599 kW – Vestas 225 kW	Inden for potentielt område	30	35	40
2		Uden for potentielt område	35	40	45
3	<= 599 kW – Øvrige møller	Inden for potentielt område	30	30	35
4		Uden for potentielt område	30	35	40
5	600-1499 kW	Inden for potentielt område	30	35	40
6		Uden for potentielt område	35	40	45
7	>= 1500 kW	Inden for potentielt område	25	25	30
8		Uden for potentielt område	25	25	30

Udbygningen på længere sigt er også forbundet med usikkerhed. På den ene side har den faktiske udbygning i løbet af de sidste få år ligget på et lavere niveau end de foregående 5-10 år. Samtidig er udbygningen generelt forbundet med væsentlig usikkerhed, når der ses mere end et par år frem i tiden. Det er desuden begrænset, i hvilken grad den historiske udbygning under de daværende markedsvilkår er repræsentative for udbygningen fremadrettet. Niveaueet kan dog tages som proxy for udbygningen under fravær af yderligere tiltag eller fravær af markedstræk af store elbrugere som PtX.

Med *Klimaaftalen om grøn strøm og varme fra d. 25. juni 2022* blev der besluttet tiltag, der bl.a. vedrører styrket vejledning til kommunerne, etablering af et VE-rejsehold, lempelse af arealbegrænsninger, mv., som vil have en understøttende effekt for VE-udbygningen på land fremadrettet. Derudover indeholder aftalen også tiltag om energiparker på land og mulige forpligtende VE-målsætninger for kommunernes arealplanlægning, der endnu ikke kan kvantificeres i KF23. Dette skyldes bl.a., at arbejdet omkring disse er i et for tidligt stadium til at kunne medregne effekten i en frozen-policy tilgang, samt at arbejdet ikke er udmøntet i konkrete virkemidler, der specificerer, hvordan tiltagene indfries.

Desuden har en stigning i stålpriser og andre råvarer på råvaremarkederne ført til en større usikkerhed omkring leveringstidspunkter og købsaftaler, som kan have betydning for projekternes tidsplaner og sandsynlighed for realisering. Situationen på råvaremarkedet antages ikke at ændre sig markant i de næste par måneder, hvilket kan have betydning for udbygningen på kortere sigt. Der er dog ikke blevet analyseret, hvilke evt. flaskehalse der opstår og i hvilken periode.

Faktorer som øget modstand i lokalområdet, eller lavere markedsværdi på elmarkedet, kan have en negativ effekt på, hvor mange udviklere, der kan realisere deres projektportefølje og i hvilket omfang. Den nuværende situation på energimarkeder tyder dog på, at aktørerne på nuværende tidspunkt generelt finder



udbygning med landvind mere attraktivt, hvilket kan føre til en højere udbygning på kort sigt. Store elforbrugere som PtX-anlæg kan ligeledes føre til et markedstræk af yderligere VE-anlæg, som kan påvirke fremskrivningens udfald i højere grad fremadrettet.

Ligeledes kan den øgede bevågenhed om klimadagsordenen have en positiv effekt på bl.a. kommunalt niveau, hvor eksempelvis større kommunalpolitisk velvilje til at godkende projekter kan have en positiv effekt på udbygningen.

6.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet

Energistyrelsen følger udviklingen på landvindområdet samt på energimarkeder og forventninger om elforbrugsstigninger nøje og vil tage denne med i betragtning forud for metodefastlæggelsen til KF24.

6.4 Kilder

(Energistyrelsen, Landvindanalyser, 2020).

Fremskrivning af antal vindmøller på land:

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/udfasning_af_eksisterende_vindmoeller_paa_land.pdf

EMDs analyse: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/bilag_1_-_rapport_fra_emd_international_as.pdf

Landvind-potentialemodellen:

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/beskrivelse_af_potentialemodellen_for_landvind.pdf

(Energistyrelsen, Teknologikatalog, 2020).

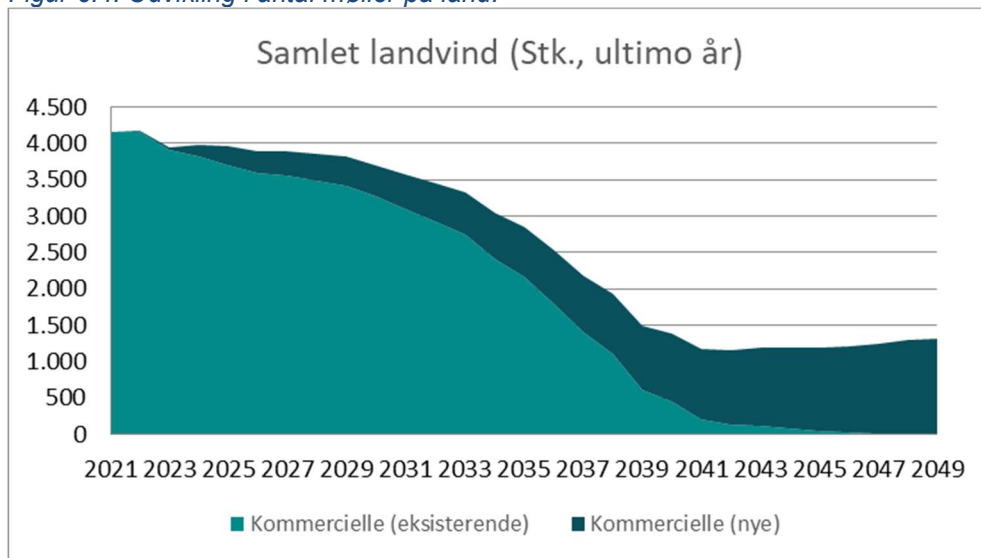
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh.pdf



Kapitel 6 bilag

Figuren herunder viser udviklingen i antal møller. Selvom KF23 kun går til 2035 er fremskrivningen udarbejdet til 2040, da loftet på maksimalt 1.850 landmøller gælder for 2040.

Figur 6.4: Udvikling i antal møller på land.





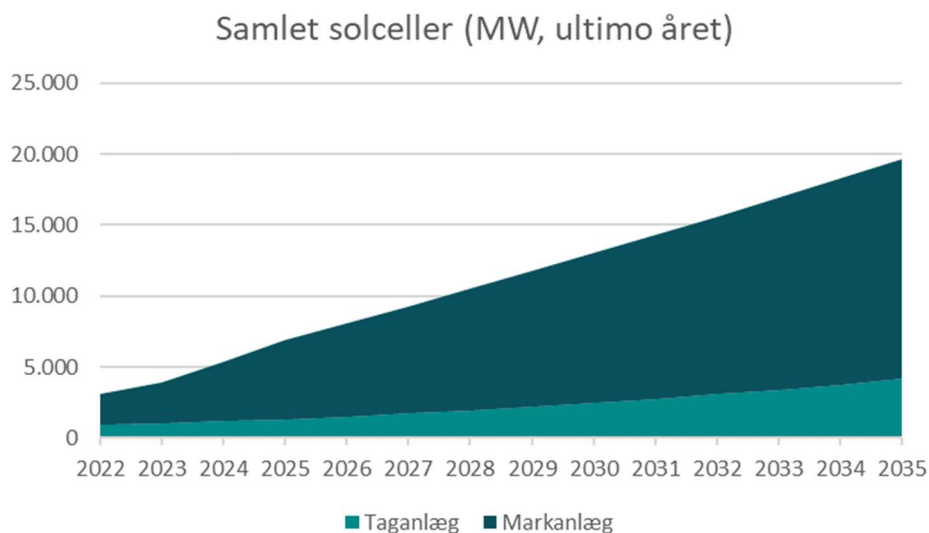
Kapitel 7: Solceller

7.1 KF23 forløbet frem mod 2035

Dette kapitel beskriver den forventede udvikling i kapaciteter og elproduktion fra solceller i KF23, herunder generel metode og antagelser (jf. afsnit 7.2.1), samt den konkrete udvikling i solcellekapacitet i KF23 grundforløbet (jf. afsnit 7.2.2).

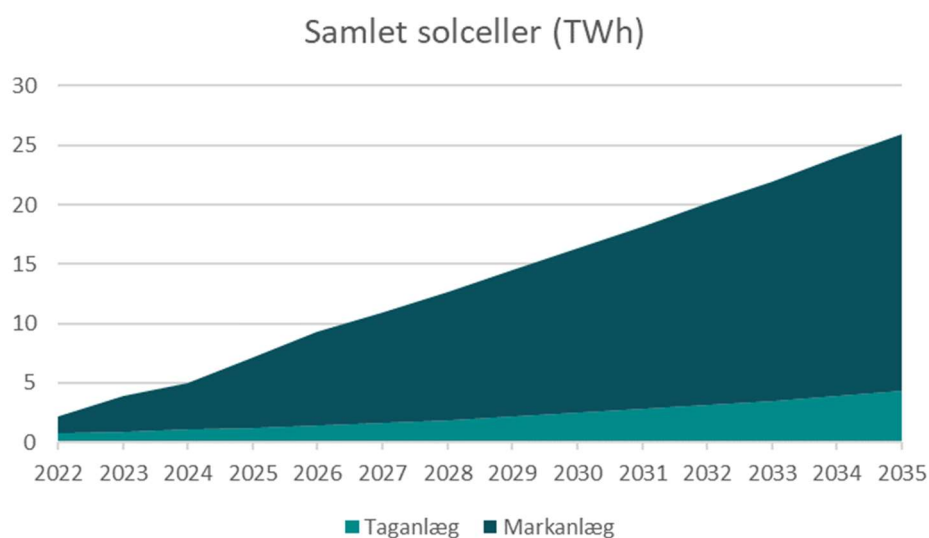
Figurerne herunder viser den samlede udvikling i kapacitet for og produktion fra solceller i KF23. Der forudsættes en kraftig stigning i både kapacitet og produktion frem mod 2035.

Figur 7.5: Samlet solcellekapacitet i KF23 (MW, ultimo året)





Figur 7.2: Samlet produktion fra solceller i KF23 (TWh)



Sammenlignet med KF22 forudsætningerne for solceller er den væsentligste ændring, at der forventes en noget større udbygning med ny kapacitet fra 2024 og frem. I 2035 resulterer dette i en samlet kapacitet på omkring 19.700 MW i KF23 mod 11.000 MW i KF22.

Dette skyldes primært:

- For taganlæg er metoden i KF23 grundlæggende den samme som i KF22, men en ændret markedssituation på energimarkedet medfører en højere fremskrivning.
- Udbygningen med markanlæg er opdateret med nyeste viden om projekter i pipeline og er suppleret med en kobling til øgede forventninger om udbygning af PtX og afledte konsekvenser for VE-udbygningen.

For yderligere sammenligning af KF23- og KF22-forløbene henvises til afsnit 7.3.1.

7.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet

7.2.1 Generelle antagelser og metode

Forudsætninger for solceller skelner mellem markanlæg og taganlæg. Ved markanlæg forstås kommercielle solcelleanlæg opstillet på terræn (fx en mark), hvorimod der ved taganlæg forstås både kommercielle og private anlæg på tage, fx ejet af private husholdninger eller erhverv. Historisk har markanlæg fyldt en mindre del af den samlede kapacitet af solceller, men i løbet af de seneste år har den samlede kapacitet af markanlæg oversteget den samlede taganlægskapacitet. Denne trend forventes at fortsætte.



Alle kapaciteter i dette kapitel forstås som nettilsluttet kapacitet (også kaldet W_{ac} eller AC-kapacitet) for at kunne sammenligne kapaciteten med andre teknologier i elsystemet. I solcellebranchen bliver kapaciteten ofte opgivet med den installerede modulkapacitet (også kaldet W_{dc} eller DC-kapacitet), der som regel er højere end den nettilsluttede AC-kapacitet. Dette skyldes, at DC-kapaciteten af modulerne er opgjort som maksimal produktion under visse standardiserede forhold, som sjældent opnås i almindelig drift. Herudover kan anlægsoptimeringer også føre til, at AC-kapaciteten dimensioneres lavere end DC-kapaciteten.

Nedtagning af eksisterende anlæg

I Energistyrelsens teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme, 2020) vurderes levetiden for solcelleanlæg at være 30 år eller derover. Dette gælder for såvel tag- som markplacerede anlæg. Der forventes ikke nedtagninger før 2035, da der kun i meget begrænset omfang er opstillet anlæg før 2005.

Produktion fra eksisterende og nye anlæg

I Energistyrelsens teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme, 2020) fremgår forventede antal fuldlasttimer for forskellige anlægstyper. For tagplacerede anlæg skelnes mellem hhv. husstands anlæg og kommercielle anlæg (fx på taget af industri- eller kontorbygninger). For eksisterende kapacitet er der estimeret et gennemsnit for antal fuldlasttimer for den samlede bestand af anlæg frem for en opdeling på forskellige anlægstyper. For eksisterende anlæg opsat inden 2020 anvendes 1.000 kWh/kW målt ved inverter.

Antagelser om fuldlasttimer for nye anlæg fremgår af tabellen herunder. I teknologikataloget er fuldlasttimerne kun angivet for enkelte nedslagsår, hvorfor der interpoleres lineært i mellem de angivne år.

Tabel 7.8: Fuldlasttimer for nye anlæg målt ved inverter (kWh/kW).

	2020	2030	2040	2050
Husstandstaganlæg	1.061	1.172	1.184	1.197
Kommercielle taganlæg ³²	1.111	1.228	1.241	1.254
Markanlæg (fikseret)	1.343	1.484	1.499	1.515
Markanlæg (tracker ³³)	1.545	1.712	1.724	1.742

³² Indeholder mindre kommercielle taganlæg på erhvervsbygninger, samt større taganlæg på industribygninger.

³³ Anlæg som følger solens stand i dagens løb ved at ændre modulernes orientering fra øst til vest, i modsætning til et fikseret anlæg med fast retning mod syd.



7.2.2 Frozen policy antagelser til KF23

Taganlæg

Udbygning med nye anlæg

Udbygning med nye taganlæg er i KF23 baseret på den seneste historiske trend og følger metoden fra KF22. I KF22's forudsætningsnotat forklares rationalet bag metoden.

På baggrund af udbygningen de seneste fem år er der lavet en ekstrapolation, dvs. en beregning af fremtidige scenarier pba. kendte data, af den gennemsnitlige udbygningstrend i disse år. Det betyder, at kapaciteten øges fra knap 900 MW i dag til ca. 2,5 GW i 2030 og ca. 4,2 GW i 2035.

Udbygningen i 2022 har været den største i løbet af de sidste 5 år, og dækker både de mindre og større taganlæg. Den sidste års tilvækst, som er større end fremskrevet i KF22, forventes at være ved og medføre en større udbygning på længere sigt. Den relative tilvækst år for år forventes at tilnærme sig de tidligere mere jævnt stigende udbygningsrater med en forventning om, at elpriserne på sigt falder til et lavere niveau.

Som en del af *Klimaaftalen om grøn strøm og varme af 25. juni 2022* er det besluttet at afsætte midler til en ny pulje til vedvarende energi på mindre tilgængelige arealer. Det er ikke besluttet endnu, hvordan puljen og den forventede afledte udbygning fordeles fremadrettet, hvorfor det antages, at udbygningen gennem puljen vil falde under den samlede fremskrivning af solceller. Puljen tiltænkes ikke afgrænset til en specifik teknologi, dog forventes det i KF23 primært at blive udnyttet af solceller. Estimatet er behæftet med usikkerhed, og den medfølgende kapacitetsudbygning vil afhænge af puljens endelige udformning som fortsat afventer politisk stillingtagen.

Markanlæg

Udbygning med nye anlæg

Udbygning med nye markanlæg forventes primært at ske på markedsvilkår, herunder med aftaler om afsætning af hele eller dele af produktionen gennem såkaldte PPA'er (Power Purchase Agreement). Information om PPA'er er vanskelig at få konkret indblik i, fordi der er tale om bilaterale aftaler, der indeholder forretningshemmeligheder fra aktørerne. Det er derfor ikke muligt at estimere en eksakt udbygning som følge af indgåelse af PPA'er, og PPA'er indgår derfor i en samlet vurdering af udbygningen med nye anlæg. Det bemærkes, at vurderinger, der rækker mere end et par år frem i tiden, er forbundet med væsentlig usikkerhed.



Projektøkonomien afhænger dels af de forventede fremtidige teknologiomkostninger samt øvrige omkostninger som eksempelvis arealomkostninger og netomkostninger, dels af den forventede fremtidige indtjening, herunder elprisen i markedet eller opnået gennem PPA'er. Elprisen i markedet, og især den solvægtede elpris (afregningsprisen i de timer hvor solceller producerer), er behæftet med stor usikkerhed.

Udbygning i 2022

Udbygning i 2022 og årene før, dvs. eksisterende projekter, baseres på oplysninger fra stamdataregistret. Der er desuden taget hensyn til konkrete projekter, som blev nettilsluttet i 2022, men som ultimo januar 2023 pga. forskellige årsager ikke er indberettet til stamdataregistret endnu. Det bemærkes i den forbindelse, at 2022 er det første fremskrivningsår i KF23. Sammenlignet med efterfølgende statistikker kan der være afvigelser, da indrapporteringen af etablerede projekter sker bagudrettet og løbende. Kapaciteten fra tabellen tilhører projekter, som allerede er idriftsat. Grundet mængden af projektantal vises kapaciteten i aggregeret form i hhv. DK1 og DK2.

Tabel 7.2: Kapacitet, der antages etableret i 2022

Projektantal	Antagelser – Produktion medregnes fra	Udvikler	Placering	MW
21	2023	diverse	DK1	900
4	2023	diverse	DK2	215

Udbygning på kortere sigt (2023-2029)

Udbygning i 2023-2029 (produktion medregnes fra 2024-2030) er primært baseret på viden om konkrete projekter fra Energistyrelsens og Energinets oversigt over mulige VE-projekter i forskellige planlægningsfaser (henvises herefter til som 'pipeline') for at afspejle den forventede udbygning under de nuværende markedsvilkår.

Med *Klimaaftalen af 22. juni 2020* blev det bl.a. besluttet at indføre lovgivning der muliggør, at netvirksomhederne og Energinet kan opkræve geografisk differentierede tilslutningsbidrag og indfødningstariffer (producentbetaling). Det forventes, at Energinet og netvirksomhederne introducerer producentbetalingen fra 1. januar 2023. Den tidligere usikkerhed omkring niveauerne for tilslutningsbidrag og indfødningstariffer betyder, at endelig beslutning om investering i nye projekter var forbundet med større usikkerhed indtil niveauet for producentbetaling var kendt. På baggrund heraf forventes en midlertidig nedgang i



udbygningen i 2023 grundet den opståede opbremsning af flere projektførløb i løbet af 2022 under regelskiftet, således at udbygningen i 2023 ligger på ca. 700 MW.

Udbygningen i 2023 forventes primært at bestå af projekter, der har indgået bilaterale PPA'ere og dermed har forpligtet sig til nettilslutning uanset den daværende usikkerhed om producentbetaling. Set over årene 2022-2023 forventes således en gennemsnitlig årlig udbygning på ca. 900 MW. Kapacitet fra kendte projekter i pipeline forventes dog etableret på et senere tidspunkt og indgår i den efterfølgende udbygning.

Den samlede fremskrevne udbygning forventes at blive større end i KF22, da det antages at være flere store projekter fremover, som bliver tilsluttet i højere spændingsniveauer, som producentbetalingen bl.a. giver incitament til. Den geografiske opdeling af projekter antages at følge den historiske udbygning på omtrent 70/30 mellem DK1 og DK2.

Tabel 7.3: Udbygning i løbet af 2023. Produktion medregnes fra 2024

Periode	Årlig udbygning DK (MW)	Årlig udbygning DK1 (MW)	Årlig udbygning DK2 (MW)
2023	700	500	200

Den efterfølgende udbygning i årene 2024-2029 (produktion medregnes fra 2025-2030) baseres grundlæggende på en vurdering af øvrige projekter i pipeline ud fra en antagelse om, at udbygningen accelererer med større anlæg, efter niveauet for producentbetaling er fastsat. Desuden antages det, at de forventede stigninger i elforbruget gennem PtX vil have en afledt effekt på udbygningen af yderligere solcellemark anlæg. Udbygningen antages at være større end den samlede mængde af projekter, som forventes baseret på pipelinen under en udbygning *uden* samtidig tilvækst af de store elforbrugere.

På baggrund af de projekter der har en godkendt lokalplan, eller hvor der foreligger et lokalplansforslag, dvs. hvor projektforslag pt. bliver behandlet, er der udarbejdet et overordnet estimat for forventet udbygning af disse (henvises herefter til som projekter i 'det kommunale spor'). Projekter fordeles i DK1 og DK2 efter forekomst i det overordnede estimat fra pipelinen. Kapaciteter glattes ud over den forventede periode, som projekterne bliver nettilsluttet i, som er de efterfølgende tre år, efter niveauet for producenttarifferne blev fastsat ved at tage højde for den forventede etablerings- og byggetid.

Derudover er der ud fra de projekter i pipelinen, der har en underskrevet modningsaftale eller en underskrevet screeningsaftale med et netselskab (henvises herefter til som projekter i 'netspor'), udarbejdet et overordnet estimat for forventet udbygning af disse. Projekter fordeles i DK1 og DK2 efter forekomst i det



overordnede estimat fra pipeline. Kapaciteter bliver fordelt ud over den forventede periode, som projekterne vil blive nettilsluttet i, som er de efterfølgende seks år, efter niveauet for producenttarifferne blev fastsat ved at tage højde for etablerings- og byggetid. Denne etableringsperiode er baseret på historiske observationer fra netselskaberne.

Det forventes, at en større andel af projekterne fra netsporet vil tilsluttes efter projekterne fra det kommunale spor.

Tabel 7.4: Partiel udbygning i løbet af 2024-2029 baseret på VE-pipeline, som regnes med fra primo 2025-2030

Periode	Årlig udbygning (MW)	Årlig udbygning DK1 (MW)	Årlig udbygning DK2 (MW)
2024-2026	950	550	400
2027-2029	1000	700	300

Desuden antages det, at forventede stigninger i elforbruget gennem PtX vil have en afledt effekt på den yderligere udbygning af solcellemark anlæg ud over de projekter, som estimeres direkte baseret på pipeline uden samtidig tilvækst af store elforbrugere. Baseret på fremskrivningen af PtX (som beskrevet i kapitel 4 i sektorforudsætningsnotat Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer) er der blevet udarbejdet et overordnet estimat for den yderligere udbygning af både landvind og solceller, som udbygningen med PtX antages at medføre.

Elforbruget fra PtX antages at ligge på omtrent 5000 fuldlasttimer. For at imødekomme dette elforbrug er den nødvendige kapacitet for landvind og sol regnet ud fra de teknologispecifikke fuldlasttimer fra Energistyrelsens Teknologikatalog. Da det ikke vides, om elforbruget til PtX vil stamme fra landvind- eller solprojekter, er den yderligere kapacitet, som PtX giver anledning til, fordelt 50/50 mellem begge teknologier. Denne yderligere kapacitet kan dækkes af projekter i pipeline, som ellers ikke eksplicit er blevet regnet med i KF23. Den geografiske fordeling følger de overordnede forventninger om fordelingen af PtX-anlæg og baserer sig samtidigt på den historiske udbygning af solceller mellem DK1 og DK2.

Tabel 7.5: Partiel udbygning i løbet af 2024-25 baseret på PtX-kapacitet, som regnes med i den samme periode

Periode	Årlig udbygning (MW)	Årlig udbygning DK1 (MW)	Årlig udbygning DK2 (MW)
2024	400	300	100
2025	400	300	100



Udbygning på længere sigt (fra 2030 og frem)

Udbygningen fra 2030 og frem baseres på en antagelse om, at andelen af elforbruget fra solceller forbliver konstant i den efterfølgende fremskrivning ift. stigningen i elforbruget inklusiv forventede stigninger i elforbruget til PtX. Det antages derfor, at elforbrugsstigningerne efter primo 2030 vil dækkes af tilsvarende stigende mængder elproduktion fra solceller på mark med den grad, som solcellerne har produceret andelsmæssigt i 2030. Stigningen i produktionen fra markanlæg følger derfor disse elforbrugsstigninger. Denne tilgang fører til de udbygningsrater, som vises herunder. Den geografiske opdeling af projekter antages at følge den historiske udbygning på omtrent 70/30 mellem DK1 og DK2.

Tabel 7.6: Udbygningen i løbet af 2030 og frem. Produktion regnes med fra primo 2031

Periode	Årlig udbygning (MW)	Årlig udbygning DK1 (MW)	Årlig udbygning DK2 (MW)
2030-2035	1000	700	300

Udbygning på længere sigt er forbundet med stor usikkerhed, bl.a. da det antages at være elforbrugsstigninger, som er styrende for tilvæksten af yderligere produktion fra solceller. Sammenlignet med KF22 antages der derfor en vedvarende høj udbygning på længere sigt. Det forventes, at det på sigt i højere grad vil være adgangen til areal og net inkl. afsætningsmuligheder af strøm frem for alene projektøkonomien, der er bestemmende for udbygningen, samt herunder muligheden for stigende modstand mod større projekter i lokalområderne i takt med en større total udbygning.

7.3 Kvalificering af KF23 forløbet

7.3.1 Sammenligning med KF22

Figuren herunder viser den samlede solcellekapacitet i hhv. KF23 og KF22. Kapaciteten er opgjort ultimo året, dvs. kapaciteten indgår i det år, den etableres. Produktion indgår i det efterfølgende år, efter den tilsvarende kapacitet bliver etableret.

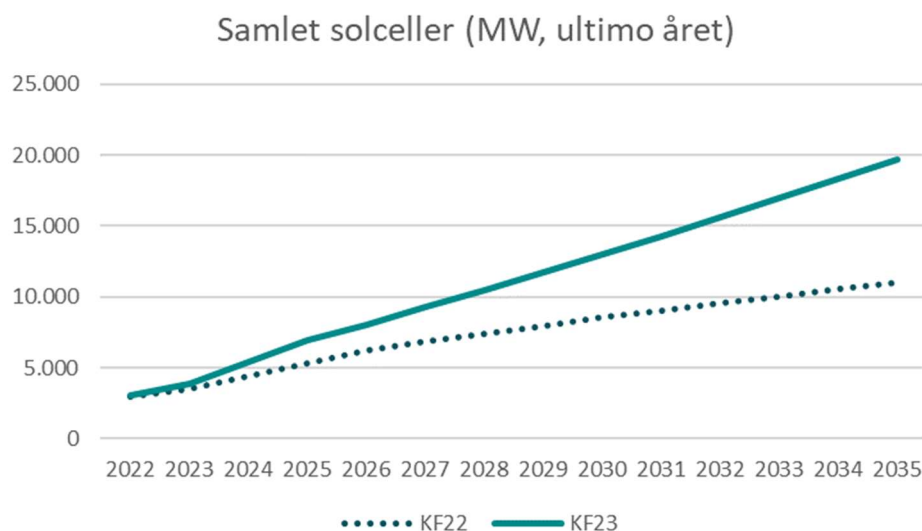
Metoden for vurderingen af udbygning med taganlæg er det samme som i KF22, hvilket dog leder til forskelle mellem KF23 og KF22. Situationen på energimarkedet i løbet af 2022 har ført til en større udbygning med taganlæg i året end tidligere forventet. I den samlede fremskrivning fører dette til større tilvækst sammenlignet med KF22. Tilvæksten i KF23 er i lyset af den nye markedssituation på et højere niveau end i KF22.

Metoden for markanlæg er grundlæggende den samme som i KF22, suppleret med en kobling til forventningerne i PtX-fremskrivningen. Forskellen mellem KF23 og KF22 skyldes en opdateret vurdering af udbygningen baseret på VE-pipelinen, der i



højere grad tager hensyn til markedssituationen med hensyn til introduktionen af producentbetaling fra d. 1. januar 2023. Det forventes, at producentbetalingen bl.a. giver incitament til at etablere større projekter, som nettilsluttes i højere spændingsniveauer. Desuden indgår der en yderligere udbygning med projekter, som antages at være koblet til den antagne PtX-udbygning.

Figur 7.3: Samlet solcellekapacitet i KF22 og KF23 (MW)



7.3.2 Usikkerhed

Udbygningen med især markanlæg er forbundet med usikkerhed, både på kort og lang sigt. Udbygningen med markanlæg har stigende betydning for sammensætningen af elproduktionsmikset i Danmark.

Med *Klimaaftalen om grøn strøm og varme fra d. 25. juni 2022* blev der besluttet tiltag, der bl.a. vedrører styrket vejledning til kommunerne, etablering af et VE-rejsehold, lempelse af arealbegrænsninger, mv., som vil have en understøttende effekt for VE-udbygningen på land fremadrettet. Derudover indeholder aftalen også tiltag om energiparker på land og mulige forpligtende VE-målsætninger for kommunernes arealplanlægning, der endnu ikke kan kvantificeres i KF23. Dette skyldes bl.a., at arbejdet omkring disse er i et for tidligt stadium til at kunne medregne effekten i en frozen-policy tilgang, samt at arbejdet ikke er udmøntet i konkrete virkemidler, der specificerer hvordan tiltagene indfries.

Desuden har en stigning i siliciumpriser, som er en hovedkomponent i de mest udbredte typer af solceller, og andre råvarer på råvaremarkederne ført til en større usikkerhed omkring leveringstidspunkter og en generel usikkerhed om kontraktoverholdelse med flere modulproducenter. Det kan have betydning for projekternes tidsplaner og sandsynlighed for realisering. Situationen på råvaremarkedet antages ikke at ændre sig markant i de næste par måneder, hvilket



kan have betydning for udbygningen på kort sigt. Der er dog ikke blevet analyseret, hvilke evt. flaskehalse der opstår og i hvilken periode.

Prisen på areal kan derudover spille en større rolle i økonomien fremover, idet man allerede nu ser, at lejeaftaler for arealerne er flere gange dyrere for solcelleanlæg sammenlignet med landbrugsaktiviteter, og at der sker en større kommerialisering af arealforpagtninger og lignende, som også kan føre til højere udgifter i takt med evt. genplaceringer af anlæg i forbindelse med de geografisk differentierede tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer.

Faktorer som øget modstand i lokalområdet, eller lavere markedsværdi på elmarkedet, kan også have en negativ effekt på, hvor mange udviklere der kan realisere deres projektportefølje og i hvilket omfang. Den nuværende situation på energimarkedet tyder dog på, at både private og kommercielle aktører på generelt finder udbygning med solenergi mere attraktivt, hvilket kan føre til en højere udbygning på kort sigt. Store elforbrugere som PtX-anlæg kan ligeledes føre til et markedstræk af yderligere VE-anlæg, som kan påvirke fremskrivningens udfald i højere grad fremadrettet.

Ligeledes kan den øgede bevågenhed om klimadagsordenen have en positiv effekt på bl.a. kommunalt niveau, hvor eksempelvis større kommunalpolitisk velvilje til at godkende projekter, kan have en positiv effekt på udbygningen.

Flere eller alternative indtægtsstrømme ud over salget af produktionen på elmarkedet kan være med til at forbedre økonomien i anlæggene. Baseret på de hidtidige indgåede PPA'er i Danmark ser det fortsat ud til, at solceller er mere attraktive for PPA'er end vindmøller, bl.a. grundet deres gennemsnitligt kortere etableringstid, men der er usikkerhed omkring, hvor stort potentialet for PPA-markedet bliver på længere sigt.

7.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet

Energistyrelsen følger udviklingen på solcelleområdet samt på energimarkeder og forventninger om elforbrugsstigninger nøje og vil tage denne med i betragtning forud for metodefastlæggelsen til KF24.

7.4 Kilder

Energistyrelsen, Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme, 2022. Hentet fra:

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh.pdf



Kapitel 8: Termisk produktionskapacitet

8.1 KF23 forløbet frem mod 2035

I dette notat præsenteres metoden og antagelserne, der danner grundlaget for fremskrivningen af den termiske produktionskapacitet i el- og fjernvarmesektoren. Fremskrivningen er delvist betinget af modelkørsler med modellen DH-Invest og modelresultaterne fremlægges i forbindelse med offentliggørelse af den samlede fremskrivning. Notatet beskriver i stedet de væsentligste forudsætninger, der indgår i modellen.

Metoden og antagelserne for affaldsforbrænding indgår ikke i dette notat, men beskrives separat i kapitel 1 i sektorforudsætningsnotatet for affald.

Metoden til fremskrivningen er grundlæggende uændret i forhold til KF22. Den væsentligste ændring i fremskrivningen på kort sigt er, at der frem mod 2024 forventes ca. 14 pct. større kapacitet i varmepumper og ca. 23 pct. større kapacitet i elkedler sammenholdt med fremskrivningen i KF22 på baggrund af Energiproducenttælling 2021 (EPT2021) og sandsynlige projekter (pipelineprojekter). Den langsigtede kapacitetsfremskrivning frem mod 2035 er delvist betinget af modelberegninger med DH-Invest. Se i øvrigt afsnit 8.3.1, og sektornotat 8A Produktion af el og fjernvarme.

8.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet

8.2.1 Generelle antagelser og metode

Der tages udgangspunkt i en samlet fremskrivning af det danske el- og fjernvarmesystem, hvor den forventede udvikling grundlæggende er vurderet således:

- Udgangspunktet for kapacitetsfremskrivningen er den seneste opgørelse for eksisterende kapaciteter lavet på baggrund af EPT2021.
- Den termiske kondenskapacitet³⁴ fremskrives fladt med udgangspunktet i den seneste Energiproducenttælling.
- Der tages højde for kendte projekter, der er etableret siden 2021 eller er under planlægning og har en høj sandsynlighed for at blive gennemført. Dette inkluderer projekter, der har fået nødvendige godkendelser fra

³⁴ Den termiske kondenskapacitet består af de danske værker, som kun kan producere el uden samproduktion af varme. Den termiske kraftvarmekapacitet består derimod af de danske værker, der producerer el i samproduktion af varme. Den termiske kondenskapacitet og den termiske kraftvarmekapacitet udgør tilsammen den termiske elproduktionskapacitet.



kommuner (fjernvarmeprojekter) eller Energistyrelsen (større anlæg med elkapacitet over 25 MW). Denne pipeline af fremtidige projekter dækker udviklingen i perioden 2022-2024.

- For perioden derefter laves en vurdering af, hvilke yderligere investeringer i nye anlæg såvel som lukning af eksisterende anlæg, der kan forventes i fjernvarmesektoren. Til formålet anvendes Energistyrelsens model DH-Invest på både centrale og decentrale fjernvarmeområder. Modelberegninger suppleres i videst mulig omfang med konkret viden om de specifikke områder og eksisterende værker. Dette gælder især de centrale fjernvarmeområder.
- Den forventede drift af systemet modelleres i Energistyrelsens Ramses model, der inkluderer en repræsentation af alle danske fjernvarmeområder³⁵ samt størstedelen af det europæiske elsystem.

DH-Invest og Ramses modellen er yderligere beskrevet i hhv. kapitel 2 og 1. Det følgende afsnit beskriver de anvendte metoder og antagelser for de specifikke dele af fremskrivningen.

Med *Klimaaftale om grøn strøm og varme* af 25. juni 2022³⁶ er det aftalt, at fjernvarmeselskaberne inden udgangen af 2023 skal fremlægge en plan for udfasning af ledningsgas på deres egne rent varmeproducerende anlæg. Aftalens udmøntning er ikke fastlagt endnu, men dette initiativ kan bibringe nye oplysninger til brug for KF24.

8.2.2 Frozen policy antagelser til KF23

Termisk kondenskapacitet

Den termiske kondenskapacitet består af de danske værker, som kun kan producere el uden samproduktion af varme. Det drejer sig primært om reserveværker, som kun bidrager marginalt til den danske elforsyning, men som derimod spiller en vigtig rolle i opretholdelsen af den danske elforsyningssikkerhed. I KF23 fremskrives denne del af den termiske elproduktionskapacitet fladt med udgangspunkt i EPT21, medmindre værksspecifikke planer er kendte. KF23 medtager således ca. 1.000 MW termisk kondenskapacitet, hvoraf ca. 500 MW findes på Kyndbyværket og Masnedøværket, som vist i Tabel 8.1 nedenfor.

³⁵ 32 fjernvarmeområder er repræsenteret direkte (centrale fjernvarmeområder samt decentrale områder med fjernvarmeleverance over ca. 500 TJ/år), mens resten er repræsenteret i form af 28 aggregerede områder.

³⁶ <https://www.regeringen.dk/media/11470/klimaaftale-om-groen-stroem-og-varme.pdf>



Tabel 8.1: Opgørelse af elkapacitet samt antagelse om sidste driftsår i KF23 for danske kondensværker. Centrale kondensværker opgøres individuelt. Under antagelsen om sidste driftsår angives ”-”, hvor værket forudsættes i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden.

Kondensværker i Vestdanmark (DK1)	Elkapacitet (MW)	Antagelse om sidste fulde driftsår i KF23
Studstrupværket blok 5 (SSV5)	14	2030
Øvrige decentrale kondensværker	176	-

Kondensværker i Østdanmark (DK2)	Elkapacitet (MW)	Antagelse om sidste fulde driftsår i KF23
Kyndbyværket blok 21*	260	2023
Kyndbyværket blok 22	260	-
Kyndbyværket øvrige blokke	146	-
Masnedøværket	70	-
Østkraft reserveblokke	62	-
Øvrige decentrale kondensværker	78	-

* Blokken blev taget ud af drift i juni 2020, men lukningen er udskudt til 30. juni 2024 mhp. at sikre den danske elforsyningssikkerhed i vintrene 2022-2023 og 2023-2024³⁷. Det antages, at blokken igen er driftsklar i løbet af efteråret 2022 og at den tages permanent ud af drift pr. 30. juni 2024.

Fremskrivningen af den termiske kondenskapacitet forudsætter implicit, at eksisterende kondensværker vil blive erstattet af nye værker med tilsvarende elkapacitet, når deres levetid er udtjent, og at der ikke udbygges med ny kondenskapacitet i fremskrivningsperioden. Usikkerheden forbundet med denne metode har lille betydning for drivhusgasbalancen i KF23, da kondensværker kun i marginalt omfang bidrager til den danske elforsyning. Den termiske kondenskapacitet har derimod betydning for driften af elsystemet og niveauet af den fremtidige elforsyningssikkerhed i Danmark.

Det bemærkes, at nogle anlæg på de centrale kraftvarmeværker er såkaldte udtagsanlæg, der udover samtidig el- og varmeproduktion også kan virke i kondensdrift og dermed producere el uden samproduktion af varme. Det drejer sig fx om anlæg på Nordjyllandsværket, Skærbækværket og Studstrupværket i Vestdanmark, og Avedøreværket i Østdanmark. Disse anlæg har tilsammen en elkapacitet på ca. 1.850 MW. Forudsætningerne herom beskrives i afsnittet ”Centrale fjernvarmeområder” nedenfor.

³⁷ <https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2022/okt/regeringen-vil-udskyde-lukning-af-tre-kraftvaerker->



Pipelineprojekter

En række konkrete, navngivne projekter, som fra 2022 og frem har indflydelse på produktionskapaciteter i el- og fjernvarmesektoren, er allerede kendte. Kendskabet kan have forskellige niveauer; fra anlæg, der er sat i drift i 2022 og allerede er oprettet i EPTs database, over projekter, der har søgt og fået godkendelser fra offentlige myndigheder, herunder varmeforsyningsprojekter der er indberettet til plandata.dk, til projekter, som Energistyrelsen har fået kendskab til ad andre kanaler, og vurderes tilstrækkeligt sandsynlige til, at de medtages i fremskrivningen. Disse projekter kaldes "pipelineprojekter". Pipelineprojekter dækker perioden 2022-2024.

Kilderne til oplysningerne om projekterne er:

- EnergidataOnline, Energistyrelsens indberetningssystem for bl.a. den årlige Energiproducenttælling, hvor en række anlæg, der er idriftsat i løbet af 2022, allerede er oprettet med henblik på indberetning af driftsdata til Energiproducenttællingen i løbet af foråret 2023.
- Resultater af de to ansøgningsrunder af Etableringsstøtteordningen, der blev afholdt i løbet af 2021, samt ansøgningsrunden fra december 2022
- Øvrig information som Energistyrelsen har fået gennem myndighedskontakt.
- Udtræk fra plandata.dk [1], som indeholder oplysninger om kommunernes godkendelser efter varmeforsyningsloven.
- Bilateral dialog med relevante aktører.

Pipelineprojekterne, der indgår i KF23, fordeler sig på følgende kategorier:

- Varmepumper, med en samlet varmekapacitet på 430 MW
- Solvarmeanlæg, med en samlet varmekapacitet på ca. 25 MW
- Elkedler, med en samlet varmekapacitet på 535 MW
- Biomassekedler (halm- og træflisfyret), med en samlet varmekapacitet på ca. 130 MW

Centrale fjernvarmeområder

Udviklingen i de centrale fjernvarmeområder baseres på specifikke vurderinger for hvert enkelt område. Der er taget udgangspunkt i løbende dialog med de primære aktører og kendskab til lokale vilkår såvel som kvalitative vurderinger af rentable anlægsinvesteringer ud fra kendskab til lokale forhold. Fremskrivningen medtager derfor eksisterende planer og mulige projekter hos fjernvarmeselskaberne i det omfang, de er kendte.

Derudover anvendes modelberegninger i DH-Invest til vurdering af yderligere investeringer på længere sigt. Anvendelsen af modellen skyldes bortfaldet af kraftvarmekravet i de centrale fjernvarmeområder, hvilket muliggør investeringer i



varmeproduktionsteknologier uden samproduktion med el, såsom varmepumper, solvarme, biomassekedler og elkedler. Den resulterende frozen policy udvikling afspejler derfor en sandsynlig markedsudvikling under fravær af nye tiltag, der måtte ændre de nuværende markedsforhold.

En væsentlig forudsætning for fremskrivningen vedrører levetider for de centrale kraftvarmeblokke. Levetiderne afhænger i praksis af mange faktorer, bl.a. udløb af nuværende varmeaftaler, støtte til elproduktion, teknisk levetid, afskrivning af investeringer og øvrig udvikling i fjernvarmesystemer, fx udvikling i affaldsforbrændingskapacitet. Levetiderne vurderes af Energistyrelsen på baggrund af dialog med aktørerne om forventninger til værkernes fremtidige udvikling samt egne modelberegninger med DH-Invest³⁸. I Tabel 8.9 nedenfor angives udløbsdatoerne for de centrale anlæg, hvor det er muligt, samt antagelserne om levetider i KF23. Antagelser om lukninger på kort sigt tager bl.a. højde for den senest truffe beslutning om midlertidig at udskyde lukningen af Esbjergværket blok 3, Studstrupværket blok 4 og Kyndbyværket blok 21 mhp. at sikre den danske elforsyningssikkerhed i vintrene 2022-2023 og 2023-2024³⁹.

³⁸ I rentabilitetsvurdering i DH-Invest tages der ikke højde for eventuelle indtægter fra Carbon Capture (CC), da det antages, at CC vil blive installeret på de værker, der i forvejen har en god driftsøkonomi og dermed en høj sandsynlighed for at være i drift i mange år i fremtiden.

I KF23 ses der også bort fra indvirkningen på anlæggenes tekniske parametre fra CC-anlæg. Denne antagelse vurderes ikke at have stor betydning for udledningsresultatet, da den mindre varmeproduktion pga. CC typisk vil blive kompenseret med installationen af varmepumper, der udnytter overskudsvarmen fra fangstprocessen.

³⁹ <https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2022/okt/regeringen-vil-udskyde-lukning-af-tre-kraftvaerker->



Tabel 8.9: Udløb af varmeaftaler og støtte til elproduktion på centrale kraftvarmeværker og antagelser om sidste driftsår i KF23. (Del 1 af 2)

Værker i Vestdanmark (DK1)	Udløbsdato/ Slutår for varmeaftaler	Slutår for støtten til elproduktion	Antagelse om sidste fulde driftsår i KF23
Studstrupværket blok 3 (SSV3)	31-12-2030	2031	2030
Studstrupværket blok 4 (SSV4)*	31-02-2022	N/A	2023
Esbjergværket blok 3 (ESV3)**	01-04-2023	N/A	2023
Skærbækværket blok 3 - flis	31-12-2037	2037	-
Skærbækværket blok 3 - naturgas	31-12-2037	N/A	-
Herningværket (HEV)	31-12-2033	2022	-
Fynsværket blok 7 (FYV7)	N/A	N/A	2030
Fynsværket blok 8 (FYV8)	31-12-2035	2029	-
Fynsværket blok 9 (FYV9)***	N/A	N/A	-
Nordjyllandsværket	31-12-2028	N/A	2028
Randersværket	31-12-2036	2024	-

Anm.: Slutår for eksisterende varmeaftaler er opgjort pr. februar 2020 og er baseret på ejernes oplysninger. Med "N/A" angives hvor oplysningen ikke er relevant eller tilgængelig. Der vurderes ikke i dette notat levetid efter 2035, og under antagelsen om sidste driftsår angives "-", hvor værket forudsættes i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden.

* Studstrupværket Blok 4 blev taget ud af drift i april 2022. Det antages, at blokken igen kan være driftsklar i løbet af foråret 2023. Lukningen af blokken er udskudt til 30. juni 2024.

** Esbjergværket er godkendt til at blive taget ud af drift i april 2023. Lukningen er udskudt til 30. juni 2024.

*** Blokken forventes idriftsat pr. primo 2023.

Tabel 8.10: Udløb af varmeaftaler og støtte til elproduktion på centrale kraftvarmeværker og antagelser om sidste driftsår i KF23. (Del 2 af 2)

Værker i Østdanmark (DK2)	Udløbsdato for varmeaftaler	Slutår for støtten til elproduktion	Antagelse om sidste fulde driftår i KF23
Avedøreværket blok 1 (AVV1)	31-12-2033	2031	2033
Avedøreværket blok 2 (AVV2)	31-12-2027	2023	-
Asnæsværket blok 6 (ASV6)	31-12-2040	N/A	-
HC Ørstedsværket blok 7 (HCV7)	30-06-2021	N/A	2021
HC Ørstedsværket blok 8 (HCV8)	31-12-2026	N/A	2025
Amagerværket blok 1 (AMV1)	31-12-2029	2029	2033
Amagerværket blok 4 (AMV4)	31-12-2049	2039	-
Østkraft blok 6 (ØKR6)	31-12-2032	2032	-

Generelt antages det, at driften på centrale kraftvarmeblokke vil ophøre efter udløb af de nuværende varmeaftaler og støtte til elproduktion, medmindre dialogen med



aktørerne og modelberegninger har givet anledning til en anden vurdering. Antagelsen skyldes, at levetidsforlængelsen af kraftvarmeblokke generelt er forbundet med højere omkostninger sammenlignet med erstatninger med rent varmeproducerende enheder som fx varmepumper eller biomassekedler. Det forventes derfor, at den kraftvarmebaserede fjernvarmeproduktion afvikles, når nuværende aftaler ophører. Det skal i denne sammenhæng understreges, at antagelser om lukningsår ikke nødvendigvis afspejler en endelig beslutning fra aktørernes side. Antagelserne skal derimod betragtes som Energistyrelsens vurdering af et sandsynligt forløb i el- og fjernvarmesektoren under de nuværende forudsætninger og under fravær af nye tiltag på området.

Særligt i Storkøbenhavnssområdet er vurderingen af levetider behæftet med store usikkerheder. I dag er der fire biomassefyrede kraftvarmeblokke i drift, blok 1 og blok 4 på Amagerværket, blok 1 og blok 2 på Avedøreværket. Med de nuværende forudsætninger tyder modelberegninger på, at der vil være tilstrækkelig økonomi i at beholde kun to ud af de fire blokke i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden. Den ene er Amagerværket blok 4, som blev idriftsat i 2019 og som har en langvarig varmeaftale. Den anden antages på nuværende tidspunkt at være Avedøreværket blok 2, hvis levetidsforlængelse vurderes mest sandsynlig på grund af blokkens højere virkningsgrad.

Udbredelsen af storskala geotermianlæg til fjernvarmeproduktion kan ændre billede af sammensætningen af fjernvarmeproduktion i hovedstadsområdet. Det vurderes dog for nuværende, at geotermiprojekter i Storkøbenhavnssområdet ikke er tilstrækkeligt modne til at blive medtaget i en frozen policy fremskrivning. KF23 medtager til gengæld geotermiprojektet i Aarhus og en samtidig lukning af Studstrupværket blok 3.

Kulforbruget i de centrale kraftvarmeblokke forventes at være udfaset før 2030. Antagelserne herom er de samme som i KF22.

Værkerne, der forudsættes taget permanent ud af drift, forventes at blive erstattet af en kombination af anlægstyper, hvoraf en større andel af varmekapaciteter forventes at være varmepumper. Eksisterende planer og kendte projekter hos fjernvarmeselskaberne er den primære kilde hertil. Modelberegninger med DH-Invest anvendes til at supplere udviklingen med yderligere investeringer og/eller skrotninger på længere sigt.

Decentrale fjernvarmeområder

Udviklingen i de decentrale fjernvarmeområder baseres på modelberegninger med DH-Invest. Modelberegningerne suppleres med konkret viden om fremtidige projekter hos fjernvarmeselskaberne i det omfang, de er kendte. Forudsætningerne i DH-Invest til KF23 beskrives i afsnittet nedenfor.



Forudsætninger i DH-Invest til KF23

Investeringer og lukninger i fjernvarmesektoren er beregnet i DH-Invest. Modellen kan investere i en lang række teknologier, såsom varmepumper, elkedler, solvarme, biomassekedler og kraftvarmeanlæg, såfremt investeringerne er selskabsøkonomisk rentable. Udgangspunktet for teknologiernes økonomiske og tekniske parametre (investeringsomkostninger, vedligeholdelsesomkostninger, virkningsgrader) er den seneste udgave af Energistyrelsens teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme.

Investeringer begrænses i modellen med en vurdering af de tekniske potentialer for hvert fjernvarmeområde. Potentialerne indlægges som en begrænsning for, hvor meget modellen kan investere i for hvert fjernvarmeområde:

- Der er taget højde for, at potentiale for overskudsvarme er begrænset. Data for mængden af uudnyttet industriel overskudsvarme bygger på et studie fra DTU i 2017 [2]. Da datasættet er statisk, justeres potentialet i modellen for at tage højde for nyopførte anlæg, der udnytter overskudsvarme, således at allerede udnyttet potentiale ikke tæller med.

Datacentrene er ikke omfattet i den tilgængelige kortlægning. Udnyttelsen af overskudsvarme fra datacentre indregnes i KF23 via eksisterende såvel som kendte, fremtidige projekter og på baggrund af en generel antagelse om, at der på lang sigt vil blive udnyttet overskudsvarme fra datacentre svarende til 15 pct. af det samlede elforbrug til datacentrenes drift.

Fremtidige PtX-anlæg er en yderligere kilde for overskudsvarme, der kan udnyttes i fjernvarmesektoren. Udnyttelse af overskudsvarme fra produktionen af PtX-produkter er baseret på kendskab til konkrete projekter suppleret af en generel antagelse om, at varmeoutputtet til fjernvarme er 10 pct. af PtX-anlægs eleffekt. Dette potentiale er sat lavere end potentialet angivet i Teknologikataloget for fornybare brændstoffer for at afspejle usikkerheden omkring bidraget til fjernvarmeproduktion fra de forskellige PtX-projekter, der medtages i fremskrivningen.

Der henvises til KF23 sektorforudsætningsnotat for produktion af olie, gas og VE-brændstoffer for en beskrivelse af fremskrivningen af PtX-kapacitet i KF23.

- Investeringer i luftbaserede varmepumper begrænses under antagelsen af, at luftbaserede varmepumper maksimalt kan dække 85 pct. af fjernvarmebehovet i hvert fjernvarmeområde. Begrænsningen afspejler bl.a. udfordringerne med fjernvarmeproduktion på luftbaserede varmepumper i perioder af året, hvor lufttemperaturen og dermed varmepumpens virkningsgrad er lavest. Antagelsen kan variere for specifikke fjernvarmeområder pba. kendskab til lokale forhold.



- Investeringer i solvarme er i modellen begrænset til det estimerede potentiale for kollektive solvarmeanlæg baseret på en GIS-analyse. Der tages udgangspunkt i landbrugsarealer inden for en given radius af fjernvarmenettene, og det er dertil forudsat, at kun 10 pct. af landbrugsarealet kan omlægges til solvarme i hvert fjernvarmeområde.

I investeringsbeslutninger i DH-Invest tages der desuden højde for, at der må forventes mindre risikovillighed fra fjernvarmeselskabsside til investeringer, som ikke har stor betydning for de samlede fjernvarmeproduktionsomkostninger. Dette er typisk tilfældet i fjernvarmeområder, hvor hovedparten af fjernvarmeforbruget i forvejen dækkes af grund- eller mellemlast-anlæg med lave marginale omkostninger. Investeringsbeslutninger, som ikke har stor betydning for de samlede produktionsomkostninger, tages på basis af en forhøjet rente (6 pct.), mens den normale rente er 3 pct.

Ud over tekniske begrænsninger tages der højde for begrænsninger som følge af reguleringen af fjernvarmesektoren.

Med *Klimaaftale om grøn strøm og varme* af 25. juni 2022⁴⁰ blev det besluttet at afskaffe samfundsøkonomikravet til nye investeringer ifm. indførelse af et prisloft på forbrugerpriserne på fjernvarme, som sættes ud fra en individuel VE-varmeforsyningsløsning, fx en varmepumpe. Aftalen er ikke endnu udmøntet i konkrete initiativer og i en konkret model for prisloft, hvorfor aftalen ikke eksplicit kan indregnes i DH-Invest modelkørsler.

Investeringer i ny fjernvarmeproduktionskapacitet beregnes i stedet ved at lade DH-Invest modellen optimere varmeproduktionsmikset frit. Investeringerne bestemmes ud fra minimering af de selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger, hvilket typisk vil ske med investeringer i varmepumper eller biomassekedler. Samfundsøkonomikravet udgør ikke en begrænsning af investeringsmuligheder, da selskabsøkonomi og samfundsøkonomi for disse teknologityper stort set svarer til hinanden.

I investeringsberegningen regnes der med en afskrivningsperiode på 25 år, svarende til levetiden for de fleste investeringsmuligheder, i overensstemmelse med *Klimaaftale om grøn strøm og varme* og med Energistyrelsens teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme.

DH-Invest laver også en selskabsøkonomisk vurdering af eksisterende anlæg med henblik på lukning af ikke-rentabel kapacitet. Anlæg, hvis faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (D&V) overstiger det beregnede driftsmæssige

⁴⁰ <https://www.regeringen.dk/media/11470/klimaaftale-om-groen-stroem-og-varme.pdf>



overskud, kan som udgangspunkt lukkes med en besparelse. For at sikre, at varmeforsyningssikkerheden opretholdes, lukkes anlæg imidlertid ikke, hvis den samlede kapacitet i det pågældende fjernvarmeområde dermed reduceres til under 160 pct. af behovet i spidslasttiden.

Ved beregning af driftsoverskuddet regnes der med indtægter fra salg af varme, salg af el på spotmarkedet og salg af systemydelse. Indtægter fra salg af varme og el regnes endogent i modellen, mens indtægter fra salg af systemydelse tillægges eksogent på basis af input fra Energinet vedr. realiserede rådigheds- og aktiveringsbetalinger i 2018.

Indtægter fra salg af systemydelse medregnes alene for decentrale naturgasfyrede kraftvarmewærker. I praksis er det primært de centrale værker, der tjener på salg af systemydelse. Betydningen af indtægter fra salg af systemydelse i rentabilitetsvurdering i DH-Invest er imidlertid størst for eksisterende decentrale naturgasfyrede værker, og afvikling af kraftvarmekapaciteten i DH-Invest påvirkes mest af antagelserne vedr. de decentrale værker.

Fjernvarmekedler er som i KF22 også omfattet af modelberegnete lukninger. For biomassekedler opjusteres alene de faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, når kedler når deres forventede tekniske levetid på 25 år, ved at antage levetidsforlængelsesomkostninger svarende til 25 pct. af investeringsomkostning med en afskrivningsperiode på 10 år.

8.3 Kvalificering af KF23 forløbet

8.3.1 Sammenligning med KF22

Figur 8.1-8.4 nedenfor viser den kortsigtede udvikling i varmekapacitet på udvalgte fjernvarmeteknologier i Danmark, samt sammenligningen med den tilsvarende udvikling i Klimastatus- og fremskrivning 2022 (KF22).

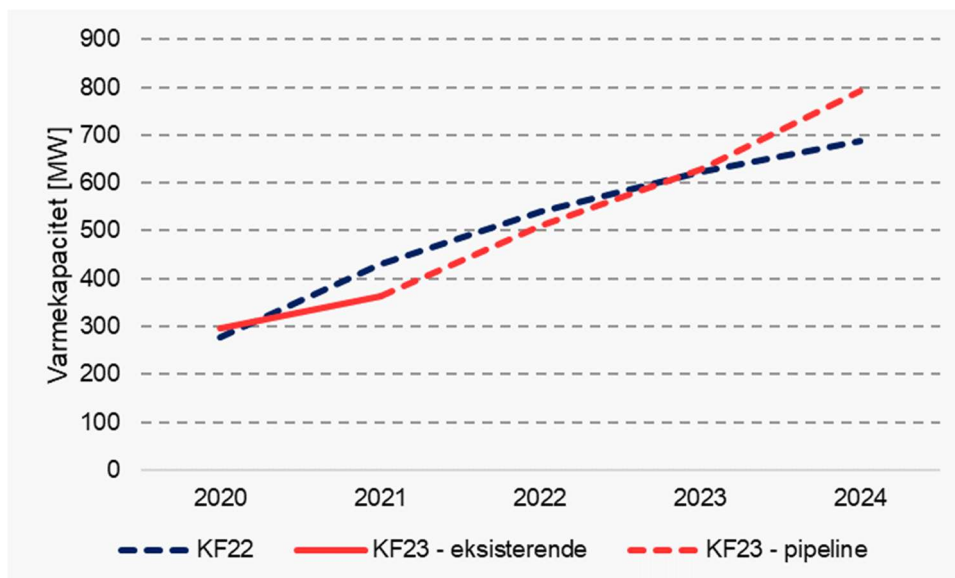
KF23 kapaciteter i 2020 og 2021 stammer fra hhv. EPT2020 og EPT2021, mens udviklingen i den efterfølgende periode udelukkende er baseret på opgørelsen af pipeline projekter. Kapaciteter er opgjort pr. ultimo år.

I 2023 forventes der etableret i alt ca. 790 MW i varmepumper (+100 MW i forhold til KF22), og 1.570 MW i elkedler (+300 MW i forhold til KF22). Prognosen for udviklingen i kapaciteten i solvarmeanlæg og biomassekedelanlæg er grundlæggende uændret i forhold til sidste års fremskrivning, med niveauer på omkring hhv. 1.100 MW og 2.100 MW i 2023.

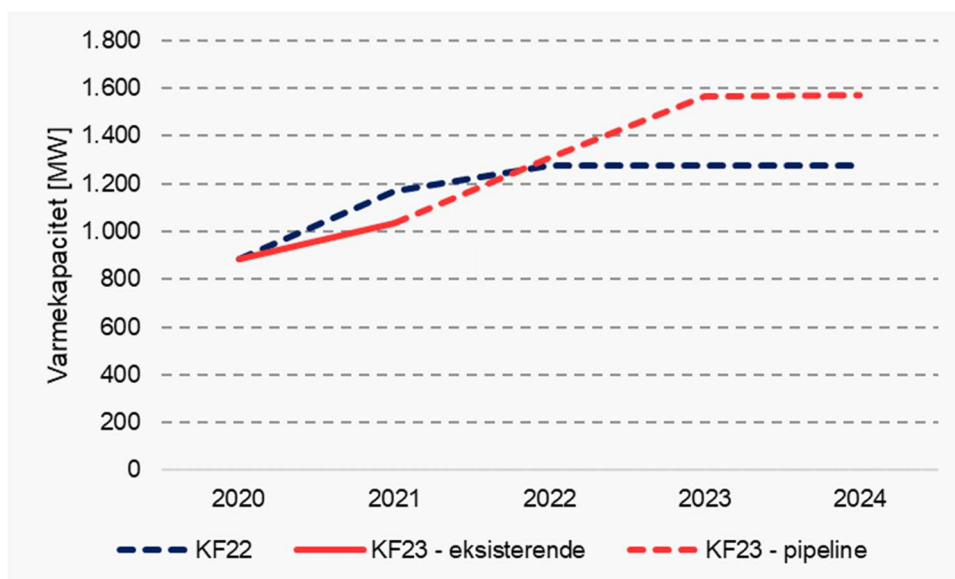


Den langsigtede kapacitetsfremskrivning frem mod 2035 er delvist betinget af modelberegninger med DH-Invest. Metoden til fremskrivningen er grundlæggende uændret i forhold til KF22.

Figur 8.6: Kortsigtet udvikling i varmekapaciteten på varmepumper i KF23 sammenlignet med KF22.

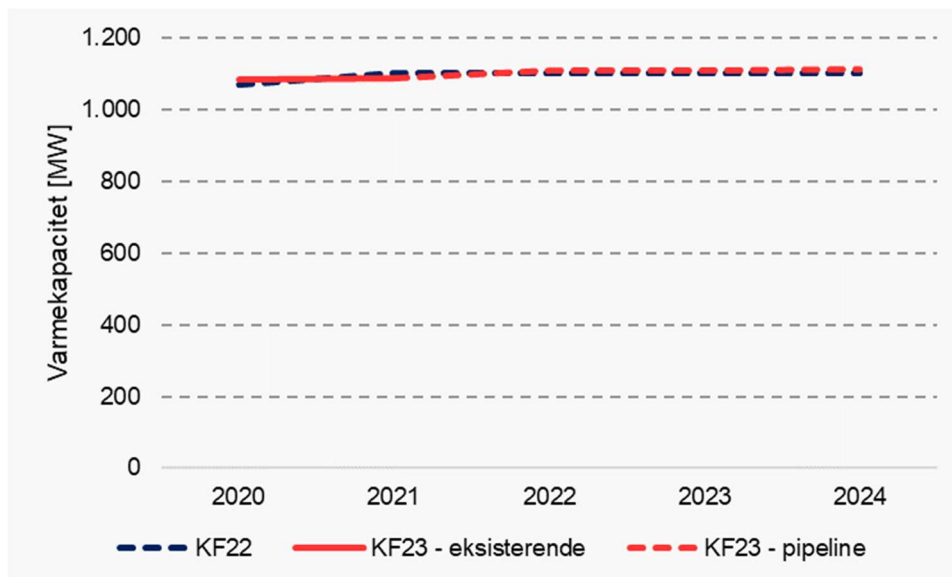


Figur 8.2: Kortsigtet udvikling i varmekapaciteten på elkedler i KF23 sammenlignet med KF22.

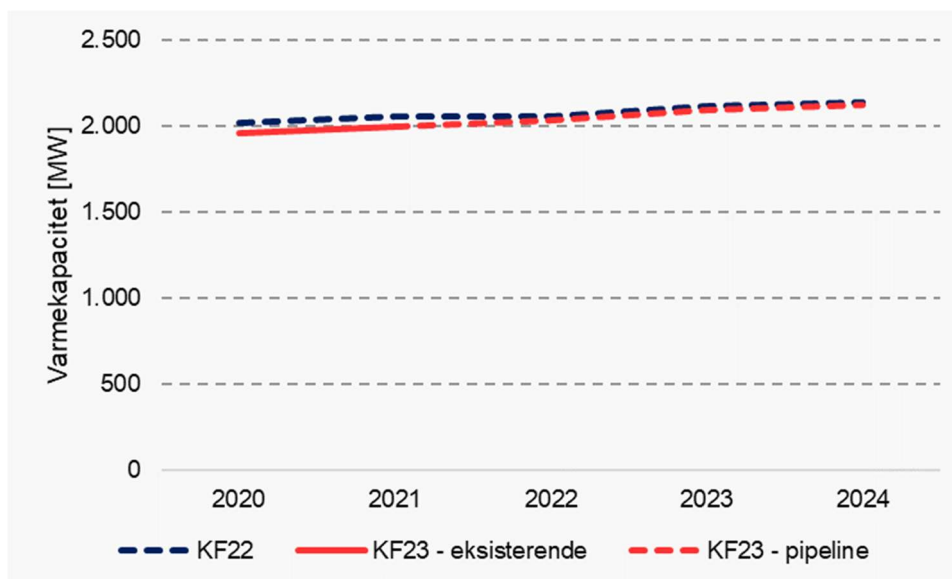




Figur 8.3: Kortsigtet udvikling i varmekapaciteten på solvarme i KF23 sammenlignet med KF22.



Figur 8.4: Kortsigtet udvikling i varmekapaciteten på biomassekedler (halm, træflis, træpiller og træaffald) i KF23 sammenlignet med KF22.



8.3.2 Usikkerhed

Fremskrivningen af produktionskapaciteter er forbundet med store usikkerheder, eftersom den er betinget af beregninger i DH-Invest. De væsentligste usikkerheder i denne forbindelse vedrører brændselsprisprognosen og elprisfremskrivningen, som modellen modtager eksogent fra Ramses. Dertil kommer usikkerheden i teknologidata fra Teknologikataloget.



Modeltekniske begrænsninger i DH-Invest er kilden til yderligere usikkerhed. En af de væsentlige begrænsninger vedrører varmelagrene, som ikke modelleres i DH-Invest, hvilket kan have betydning for investeringer i elkedler.

En væsentlig usikkerhed vedrører den resulterende udbygning med varmepumper og dens realiserbarhed, særligt i centrale fjernvarmeområder og tæt befolkede landsdele, hvor lokale forhold såsom pladsbegrænsninger og temperaturniveau i fjernvarmenettene kan bremse den forventede udvikling, idet de kan medføre en fordyrelse af varmepumper ift. andre fjernvarmeteknologier som fx biomassekedler. Der tages højde for disse begrænsninger i DH-Invest i det omfang, det er muligt, ved fx at nedjustere investeringspotentialet for varmepumper.

Endelig skal der peges på usikkerheden knyttet til levetider af de centrale kraftvarmeblokke og øvrige decentrale kraftvarmeværker. Usikkerheden vurderes ikke at have stor betydning i forhold til udledningsresultatet for el- og fjernvarmesektoren, men den kan have væsentlig betydning for bl.a. biomasseforbruget til fjernvarmeproduktion, samt forsyningssikkerheden for el og fjernvarme.

8.3.3 Planlagt udvikling frem mod KF24

Frem mod Klimafremskrivning 2024 forventes der fortsat at blive arbejdet på datagrundlaget til DH-Invest med henblik på at sikre en forbedret kvalitet i fremskrivningen.

8.4 Kilder

[1] Erhvervsstyrelsen. <https://planinfo.erhvervsstyrelsen.dk/plandatadk>
(tilgået pr. 1. juli 2022)

[2] Bühler, F., Petrovic, S., Karlsson, K. B., & Elmegaard, B. (2017). Industrial excess heat for district heating in Denmark. *Applied Energy*, 205, 991-1001. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.032>