



UDVIKLINGEN I KAPACITET PÅ TERMISKE VÆRKER

Analyse frem mod 2040

Oktober
2022

 **ENERGYLAB**
MODELLING LAB

Indhold

Hovedkonklusioner	3
Introduktion	7
Scenarie 1 – Referencescenariet	9
<i>Meget mere grøn strøm til transport og PtX.....</i>	9
<i>Danmark opnår ikke sine klimamål uden yderligere tiltag.....</i>	11
<i>Hurtig udfasning af termiske værker</i>	11
<i>CO₂-fangst forventes at bidrage til økonomien i termiske værker</i>	14
<i>Fremtidens fjernvarme kommer primært fra varmepumper og overskudsvarme.....</i>	15
<i>Systemydelse kan skifte mod vind, PtX og batterier i fremtiden.....</i>	17
<i>Risikabelt med et ensporet energisystem</i>	19
Scenarie 2 – Lav PtX udbygning	20
<i>En lavere PtX udbygning end forventet</i>	20
<i>Konsekvens 1: Kraftværker og el-baserede varmekværker skal levere mere på systemydelsesmarkedet.....</i>	21
<i>Konsekvens 2: Mindre overskudsvarme.....</i>	22
Scenarie 3 – Udfasning af biomasse	24
<i>En tvungen udfasning af biomasse i el- og varmesektoren</i>	24
<i>Konsekvens 1: Et omgående stop for nye investeringer.....</i>	25
<i>Konsekvens 2: Stigende energipriser reducerer biomasseforbruget uanset krav.....</i>	26
<i>Konsekvens 3: Biomassen erstattes af varmepumper og handel.....</i>	27
<i>Konsekvens 4: CO₂-fangst bliver dyrere.....</i>	28

Rammer for analysen

Denne analyse giver et bud på udviklingen i den termiske el- og varmeproduktionskapacitet under gældende rammevilkår, kendte politiske initiativer og udviklingsplaner for det øvrige energisystem samt en række antagelser vedrørende teknologiudvikling og prisudviklingen for brændsler, CO₂-kvoter, elpriser i udlandet m.v. Dertil belyses forskellige udfaldsrum for udviklingen gennem en række udvalgte scenarier.

Modellen er en optimeringsmodel, der ud fra en given efterspørgsel på økonomisk udvikling, befolkningsvækst, transportbehov osv. beregner efterspørgslen på bl.a. el og varme og finder den billigste løsning og investeringsbehov i hele energisystemet ud fra et stort antal teknologiske muligheder frem mod 2050. Modellen inkluderer 156 tidsskridt for hvert år, som hver især repræsenterer forskellige situationer for energisystemet, hvor efterspørgslen efter ovennævnte produkter varierer afhængig af vejret, tidspunkt på dagen, årstid, m.v. Efterspørgslen er desuden dynamisk og afhænger således af de priser, som modellen beregner for levering af hhv. el, varme, transport m.m. i hvert tidsskridt. Den fremskrivning af energisystemets udvikling, som modellen beregner, er således optimeringsmodellens løsning på et matematisk problem, hvor efterspørgslen altid skal kunne dækkes i hvert tidsskridt.

Modellen er dog ikke en simuleringsmodel, der simulerer driften af energisystemet kontinuert inden for et driftsår og tager hensyn til uforudsete udfald på forskellige typer anlæg, herunder f.eks. elproduktionsanlæg og interkonnektorer. Derfor kan modellens resultater i sig selv ikke bruges til at drage konklusioner om forsyningssikkerheden i systemet, da der i virkelighedens verden jævnligt forekommer uforudsete hændelser, som kan påvirke forsyningssikkerheden.

Analysens resultater skal derfor suppleres af en konkret analyse af forsyningssikkerheden, herunder eksempelvis effektilstrækkeligheden i elsystemet, hvis man vil vurdere, om den fremskrevne udvikling er tilstrækkelig til at sikre et ønsket niveau af forsyningssikkerhed. Det kan eksempelvis gøres gennem en Monte Carlo model, der simulerer driften af systemet inklusive uforudsete udfald på anlæg. Dette er ikke inkluderet i nærværende analyse.

Modellen medtager behovet for reguleringsreserver og systemydelse og optimerer dermed både et kapacitetsmarked, hvor den nødvendige reguleringskapacitet sikres, og et aktiveringsmarked, hvor selve op- og nedreguleringen leveres. Modellen sikrer, at der for hvert tidsskridt står elproduktionskapacitet til at dække udfald af største enhed i transmissionsnettet (N-1). I modellen øges N-1 i takt med, at der etableres større vindmølleparker. Desuden sikrer modellen, at der i hvert tidsskridt står kapacitet, som kan aktiveres, når der er ubalance. Modellen sikrer udelukkende, at der står den kapacitet, som f.eks. Kontrolrummet i Energinet kan aktivere ved behov for op- og nedregulering, men modeller medtager ikke selve aktiveringen. Det øgede eller reducerede brændselsforbrug ved aktiveringerne er derfor ikke medregnet i modellen og modellen regner derfor heller ikke den indtjening fra systemydelse, som hver aktør opnår ved at deltage på energiaktiveringsmarkedet. I modellen er det antaget, at der opstår flere ubalancer jo mere vedvarende energi der kommer ind i systemet. I modellen er kapaciteten til både kapacitetsmarkedet og energiaktiveringsmarkedet placeret i Danmark. Da kapacitetsmarkederne for både manuelle og automatiske reserver bliver nordiske og energiaktiveringsmarkederne bliver

europæiske, kan modellen over- eller underestimere behovet for kapaciteten til systemydelser i Danmark.

Hovedkonklusioner

Den danske el- og varmesektor er i rivende udvikling både ledt på vej af åbningen af elmarkedet, økonomiske incitamenter og den grønne omstilling.

Denne analyse gennemgår tre mulige fremtidsscenerier for udviklingen af el- og varmesektoren frem mod 2040. Det første scenarie tager udgangspunkt i en markedsdrevet fremskrivning, hvor markedet og allerede vedtagne regulatoriske rammevilkår styrer, hvordan Danmarks fremtidige energibehov dækkes. En stor del af fremtidens fjernvarme og balancering af elnettet forventes her at komme fra overskudsvarme fra Power-to-X-anlæg (PtX). I det andet scenarie granskes derfor konsekvenserne af en reduceret udbygning af PtX for at afdække et muligt udfaldsrum for udviklingen. I det tredje scenarie undersøges konsekvenserne af en forceret udfasning af biomasse.

Hovedkonklusionerne i rapporten er:



Termisk kapacitet udfases hurtigere end Energistyrelsens fremskrivninger

Der er en meget lav investering i nye termiske værker, og eksisterende værker udfases i takt med, at værkernes levetid og varmeaftaler ophører. Affaldsforbrænding og en mindre andel biomasseværker fortsætter, men primært til varmeproduktion med CO₂-fangst (CC).



Stor risiko for lukning af yderligere termisk kapacitet

2/3 af den termiske kapacitet vil stå med meget lav udnyttelsesgrad og er derfor i stor risiko for at lukke. Man kan ikke forvente, at disse termiske værker fremover vil stå til rådighed i en fremtidig krisesituation under nuværende markedsrammer.



Et system med lav diversitet kommer med en risiko

Forsyningssikkerheden i fremtidens el- og varmesystem baserer sig på elektricitet som primære energikilde. Denne reduktion i diversitet i systemet kommer med en risiko for den fremtidige forsyningssikkerhed.



Hvis udbygningen af PtX ikke skales, vil der være behov for større termisk kapacitet til systemydelse og fjernvarme

PtX-anlægs evne til at op- og nedregulere produktionen spiller en central rolle på fremtidens marked for systemydelse. Hvis PtX ikke udrulles så hurtigt, som forventet, må kraftværker levere disse systemydelse. Overskudsvarme fra PtX-anlæg kan dække 10% af fjernvarmebehovet i 2030. I en situation med mindre PtX vil varmepumper overtage dette varmebehov.



Stigende brændselspriser vil reducere biomassen i el- og varmeproduktionen
Stigende priser på energi og CO₂-kvoter samt den danske CO₂ afgift vil i højere grad få industrien til at se mod biomasse til de processer, der er vanskelige at elektrificere. Den stigende efterspørgsel vil drive priserne på biomasse op og skaber et incitament i el- og varmesektoren til at skifte over til billigere alternativer, som vedvarende energi og varmepumper.



Fremtidens fjernvarme kommer primært fra varmepumper og overskudsvarme
Halvdelen af fjernvarmen vil i fremtiden komme fra elektriske varmepumper og en fjerdedel fra overskudsvarme, primært fra PtX-anlæg og datacentre.

Introduktion

Åbningen af elmarkedet og den grønne omstilling har markant ændret incitamenterne for etablering og opretholdelse af termisk elproduktionskapacitet i Danmark. Siden åbningen af elmarkedet i 1999 og 2000 er en betydelig del af den termiske elproduktionskapacitet taget ud af drift.

Energinets Redegørelse for Elforsyningssikkerhed og øvrige udviklingsplaner bygger på analyseforudsætninger udarbejdet af Energistyrelsen. Flere elproducenter har tilkendegivet, at fremskrivninger af elproduktionskapaciteten baseret på disse forudsætninger er for optimistiske under de nuværende rammer for elmarkedet.

Denne analyse er finansieret af Dansk Fjernvarme med formålet at etablere et kvalificeret grundlag for fremskrivningen af den termiske elproduktionskapacitet under de nuværende og planlagte rammer for elmarkedet samt øvrige kendte regulatoriske rammevilkår for det øvrige energisystem. Fremskrivningen fokuserer på den kommende 10-årsperiode, men der gives et bud for op mod en 20-årig horisont. Analysen behandler ikke konkrete produktionsmønstre eller afbrudsminutter for den stående termiske kapacitet. Dette ville kræve en selvstændig analyse.

Analysens scenarier er baseret på resultater fra optimeringsmodellen TIMES-DK og input fra Dansk Fjernvarmes medlemmer. Modellen er bygget på en struktur udviklet af Det Internationale Energiagentur (IEA), og den danske udgave er udviklet i et samarbejde mellem Energistyrelsen og Danmarks Tekniske Universitet (DTU) og videreudviklet af Energy Modelling Lab.

Hele flowet af energi gennem samfundet

Modellen omfatter flowet af energi i samfundet, fra raffinering af råstoffer hele vejen til slutforbrug i husstande og erhverv. For at få et retvisende billede af energibehovet indeholder modellen alle sektorer lige fra el- og varme, transport og industri til husholdninger og landbrug. Alle sektorerne påvirker hinanden, for eksempel kan en ændring i landbruget påvirke mængden af tilgængelig biomasse i energisektoren og en ændring i transportsektoren kan ændre efterspørgslen på syntetiske brændsler og antallet af Power-to-X anlæg. Modellen er en optimeringsmodel, der ud fra en given efterspørgsel på el, varme, transportbehov osv. finder den billigste løsning ud fra et katalog af eksisterende og fremtidige teknologier. Modellen tager udgangspunkt i et perfekt marked, der altid finder den billigste løsning ud fra givne priser, teknologier, afgifter, støtteordninger, tekniske levetider og sektor specifikke afkastkrav. Modellen køres op til 2040 med 5 års fremsyn.

Antagelserne i modellen er primært baseret på Energistyrelsens teknologikataloger, Klimafremskrivningen 2022, oplysninger fra Energinet og bidrag fra Dansk Fjernvarmes medlemmer. En grundig gennemgang af modellen kan findes i det vedlagte forudsætningsnotat.

I dette projekt er særligt fjernvarmesektoren modelleret i høj detaljeringsgrad. Ud af de i alt 370 fjernvarmeområder er 23 områder modelleret individuelt. De resterende områder er inddelt i fire kategorier: små områder og mellemstore områder i henholdsvis Vest- og Østdanmark. På denne måde kan de lokale forskelle i kapacitet og tilgængelige ressourcer fanges i modellen.

Figur 1: De i alt 370 fjernvarmeområder er blevet delt op så 23 områder er modelleret individuelt, mens de resterende er grupperet i små og mellemstore fjernvarmeområder i hhv. Vest- og Østdanmark



Som en del af analysen udarbejdes tre scenarier, der er udvalgt i samarbejde med Dansk Fjernvarme:



Scenarie 1 – Referencescenariet

Referencescenariet giver et indblik i de udviklinger der sker, hvis markedet får lov til at agere frit inden for de nuværende politiske rammer – et såkaldt frozen policy scenarie. Referencescenariet er et udgangspunkt, der kan bruges til at vurdere effekten af hvert enkelt scenarie.



Scenarie 2 – Lav PtX-udbygning i 2030

En stor del af ændringerne i energisystemet drives af udbygningen af PtX. I dette scenarie undersøges konsekvensen af en lav PtX-udbygning mod 2030. Udbygningen af PtX i dette scenarier reduceres til 2 GW.



Scenarie 3 – Forceret udfasning af biomasse

I dette scenarie antages det, at der kommer en politisk stramning ift. forbruget af biomasse i el- og varmesektoren. Scenariet undersøger en betydelig politisk stramning af forbruget af træbiomasse med minimum 50 % reduktion i 2030 og 90 % i 2040 i forhold til 2020 niveau.

Scenarie 1 – Referencescenariet

Referencescenariet tager udgangspunkt i den nuværende verden per 1. juli 2022 med de politiske aftaler, der er indgået frem til denne dato såsom introduktion af ny CO₂-afgift og 12,9 GW havvindsudbygning. De fremtidige udviklinger, man ser i scenariet, er baserede på forventet teknologisk udvikling og økonomiske vækst. De bagvedliggende efterspørgsler, der driver udviklingen, er primært baseret på Danmarks Konvergensprogram, Energistyrelsens klimafremskrivning og teknologikataloger¹.

I referencescenariet får man indblik i hvilke teknologier, der dominerer markedet i en situation, hvor de nuværende incitamentsstrukturer bevares.

Meget mere grøn strøm til transport og PtX

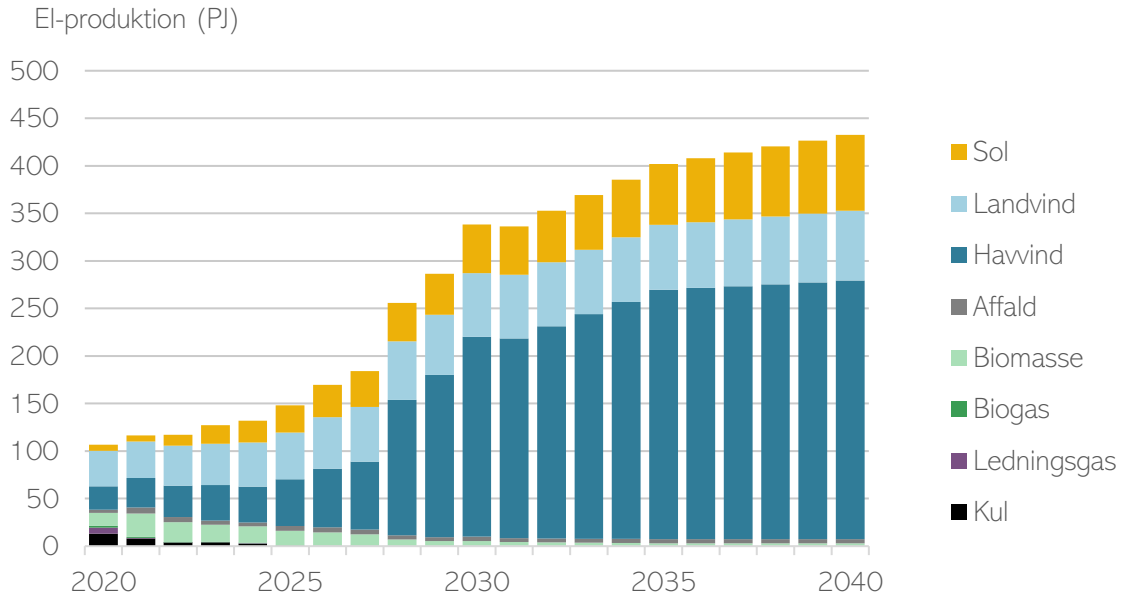
Referencescenariet fremskriver en betragtelig udvikling inden for især sol- og vindenergi, en gradvis reduktion af biomasse og en hurtig udfasning af fossile energikilder til elproduktion i Danmark. Den betydelige udbygning af havvind både før og efter 2030 sikrer både el-leverance til den kommende elektrificering inden for transport, husholdninger, industrien etc. i Danmark og eksport.

Elforbruget til husholdninger og industrier forventes at have en svag stigning som følger af en øget elektrificering af bl.a. individuel opvarmning. Mod 2030 og frem opstår en betragtelig forøgelse af elforbrug til nye teknologier, som elbiler, PtX-anlæg, datacentre og el-baserede varmepumper til både husholdninger og store varmegærdere. Fremtidens elforbrug forventes i højere grad end i dag at kunne tilpasse sig den fluktuerende produktion fra vind- og solenergi. I 2030 anses 37 % af elforbrug for at være fleksibelt elforbrug, i 2040 er det tal steget til 47 %².

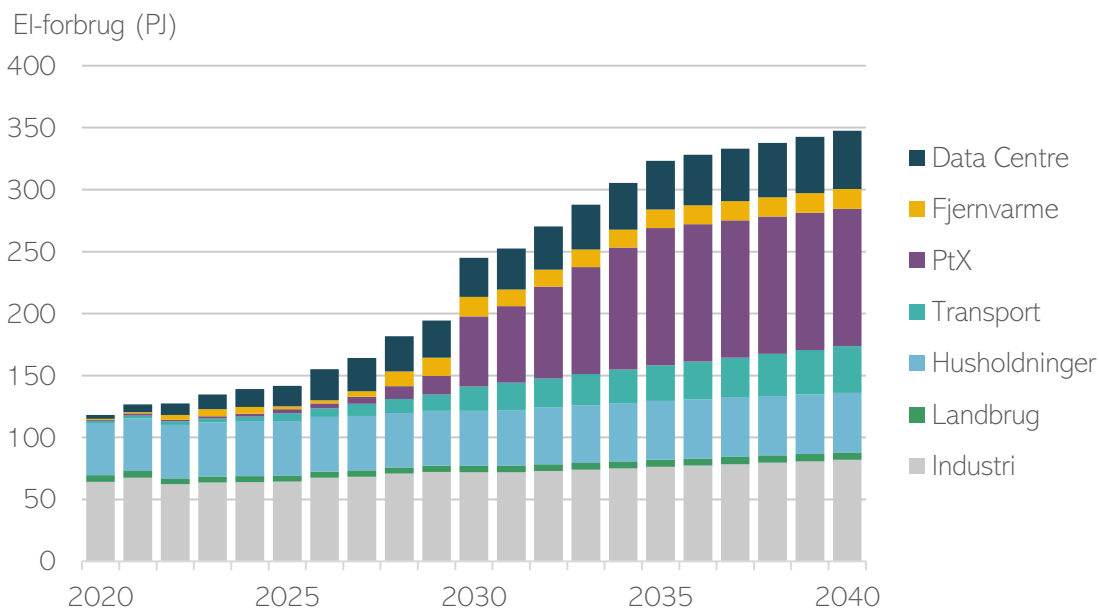
¹ Alle forudsætningerne kan findes i et separat forudsætningsnotat.

² PtX, el opvarmning i fjernvarmesektoren og batteridrevet transport anses som værende fleksibelt elforbrug, dog med mulighed for fleksibilitet inden for forskellige tidshorisonter. Batteridrevet transport kan f.eks. delvist agere på spotmarkedet inden for et dagsniveau.

Figur 2: Den primære årsag til at kapaciteten falder på de termiske værker er, at elproduktionen vil udkonkurreres af store mængder vind og sol. Kul og gas i elproduktionen udfases allerede i første halvdel af 2020'erne. Ledningsgas er et blandingsprodukt af naturgas og syntetisk naturgas. Hen mod 2040 falder andelen af fossil gas i ledningsgassen.



Figur 3: Stigningen i efterspørgslen på el kommer i høj grad fra PtX-anlæg og til dels fra elektrificeringen af landtransporten. PtX inkluderer både produktionen af brint og afledte brændsler. Fjernvarme inkluderer el-patroner og store varmepumper i fjernvarmesektoren.

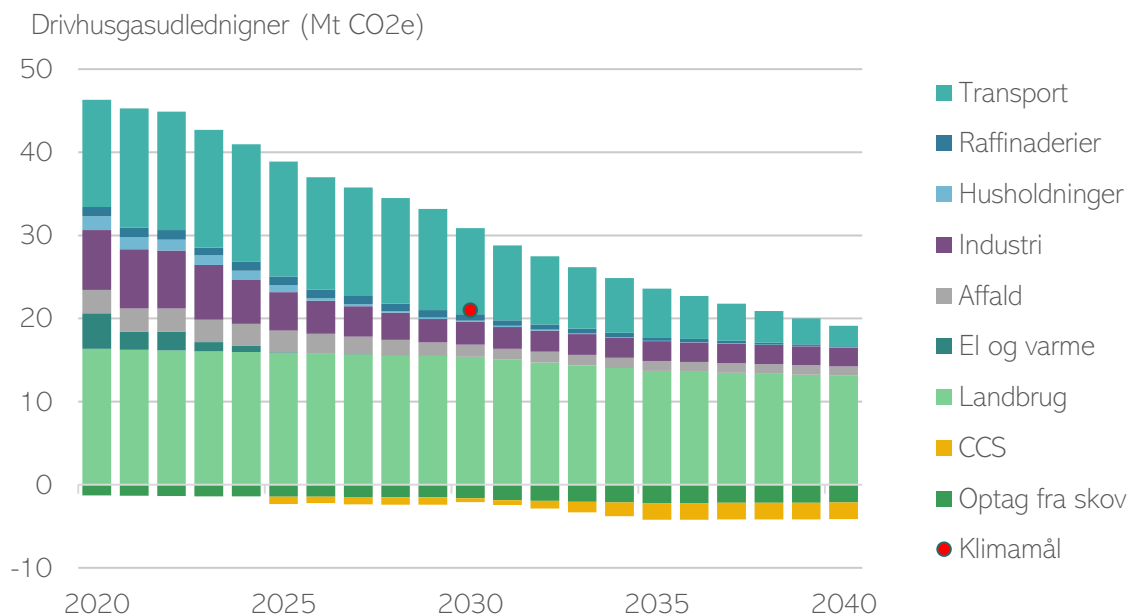


Danmark opnår ikke sine klimamål uden yderligere tiltag

Da referencescenariet blot repræsenterer nuværende lovgivning, lykkes det ikke i dette scenarie at opfylde de danske klimamålsætninger. Især landbruget mangler betydelige tiltag for at opnå den langsigtede målsætning om klimaneutralitet.

Hvis landbrugets udledninger skal kompenseres, kan det ske via yderligere skovrejsning eller ved at investere CO₂-fangst og lagring (CCS). CO₂-fangsten kan enten ske som direct air capture eller ved biogene punktkilder i industrien eller energisektoren. Dette kan have indflydelse på økonomien og udviklingen inden for termiske værker.

Figur 4: I referencescenariet, der er baseret på de nuværende politiske aftaler, når Danmark ikke sine klimamål. Især landbrugets udledning kræver enten kraftige reduktioner eller kompensation via yderligere CO₂-fangst og lagring.



Hurtig udfasning af termiske værker

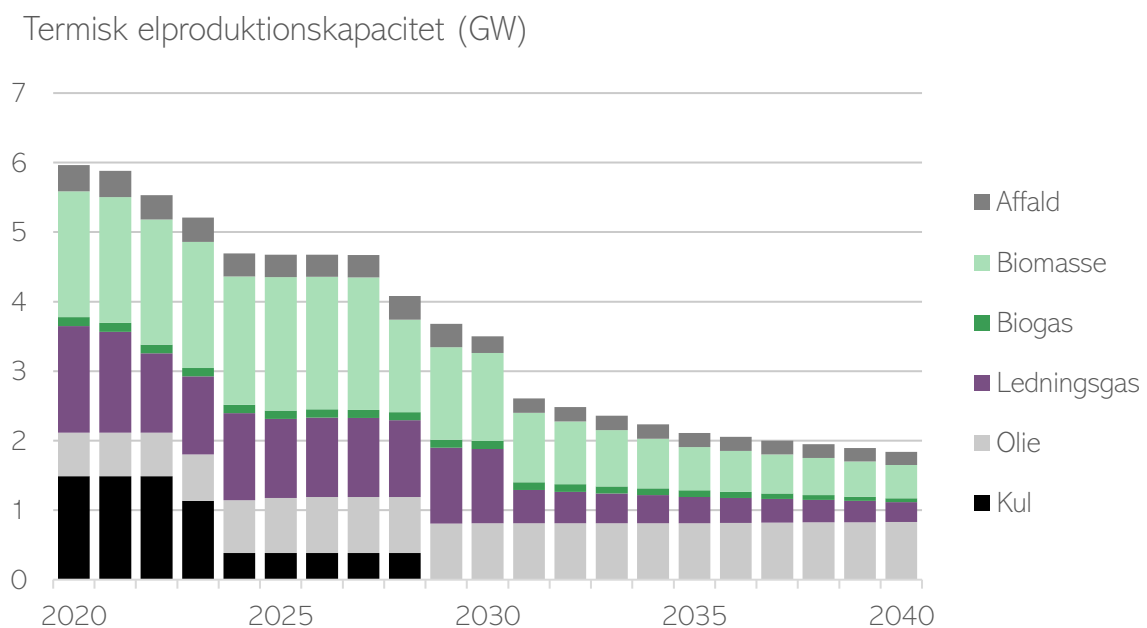
Sol og vind overtager elproduktionen, hvilket medfører et fald i elproduktion på termiske værker, hvorfor en stor del af kapaciteten også vil udfases over de næste år. Værkerne lukker ned når de har opbrugt deres levetid, eller deres varmekontrakter udløber, idet der ikke er økonomi i at forlænge deres levetid eller investere i hverken nye fossile eller biomasseværker.

Der sker en udfasning af kul og naturgas i elproduktionen allerede fra midten af 2020'erne, som følge af lukningen af den eksisterende kraftvarmeverkskapacitet samt stigende brændsels- og CO₂-priser. Affaldsværker og til dels biomasseværker overgår i større omfang til varmeproduktion og en reduceret el-kapacitet, som følge af mere variable elpriser og installationen af CO₂

fangst. Dertil kommer en investering i termisk kapacitet udelukkende med henblik på systemydelses markedet. Det er usikkert om balancekapaciteten i fremtiden vil komme via internationale forbindelser eller danske olie- og gaskraftværker.

Levetiderne på de danske kraftværker er baseret på Analyseforudsætninger til Energinet 2021, Energiproducenttællingen 2020 og Dansk Fjernvarmes medlemmers konkrete udviklingsplaner.

Figur 5: Kapaciteten på de termiske værker falder til under 30% af den nuværende kapacitet.



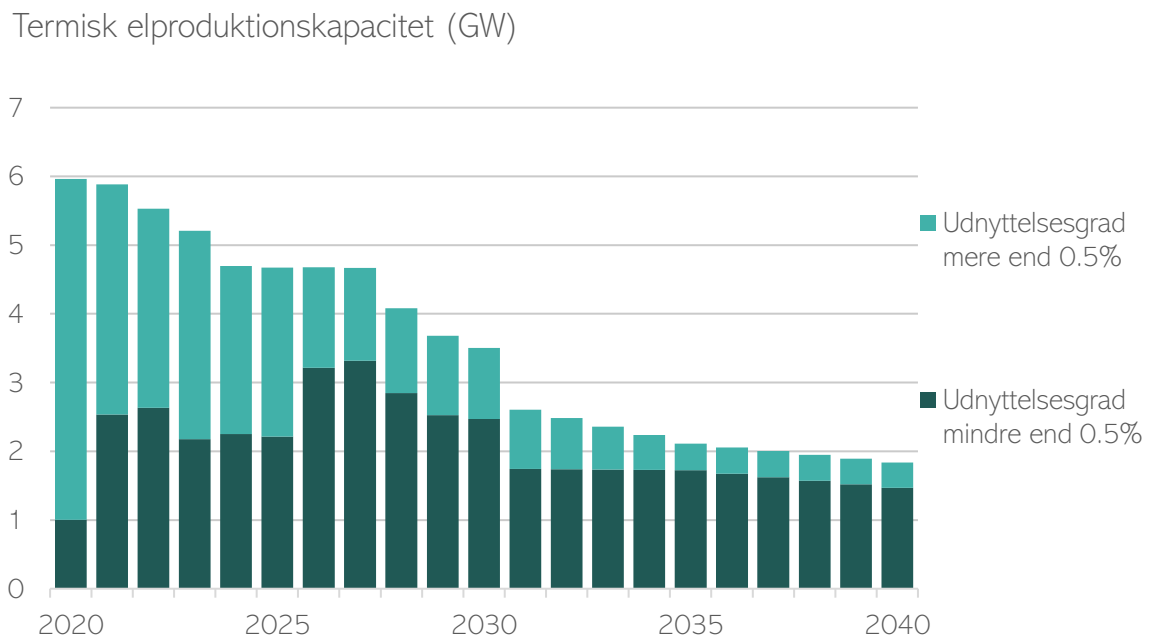
En stor del af de termiske værker har lav udnyttelsesgrad

Der er stor usikkerhed omkring mængden af driftsklar kapacitet på termiske værker i fremtiden, som følge af mere volatile elpriser. På Figur 6 er et overblik over, hvor stor en andel af de termiske værker, der har en udnyttelsesgrad under 0,5% og dermed under 50 fuldlasttimer om året. Med udviklingsplaner for el-forbindelser til udlandet, der overstiger det danske klassiske elforbrug, vurderes det at der er yderligere risiko for at værker med under 50 fuldlasttimer årligt vil kunne erstattes af nedregulering af fleksibelt elforbrug og udveksling på de internationale forbindelser.

Modellen vurderer, hvornår et værk lukker ud fra en økonomisk kalkule. Den lukker først værker, hvis omkostningerne ved at lade dem stå driftsklar overstiger indtægterne og prisen for at afvikle værket, og eftersom modellen arbejder med tilbagediskonterede værdier, lader den ofte værker stå, også selvom aktiviteten på værkerne er meget begrænset.

Det er værd at bemærke, at selvom værkerne har en lav udnyttelsesgrad, så er de nødvendige for at modellen kan dække energibehovet i de mest ekstreme timer.

Figur 6: En stor del af kapaciteten på de termiske værker bliver stort set ikke brugt på spotmarkedet, og disse værker vurderes at være i høj risiko for at lukke.



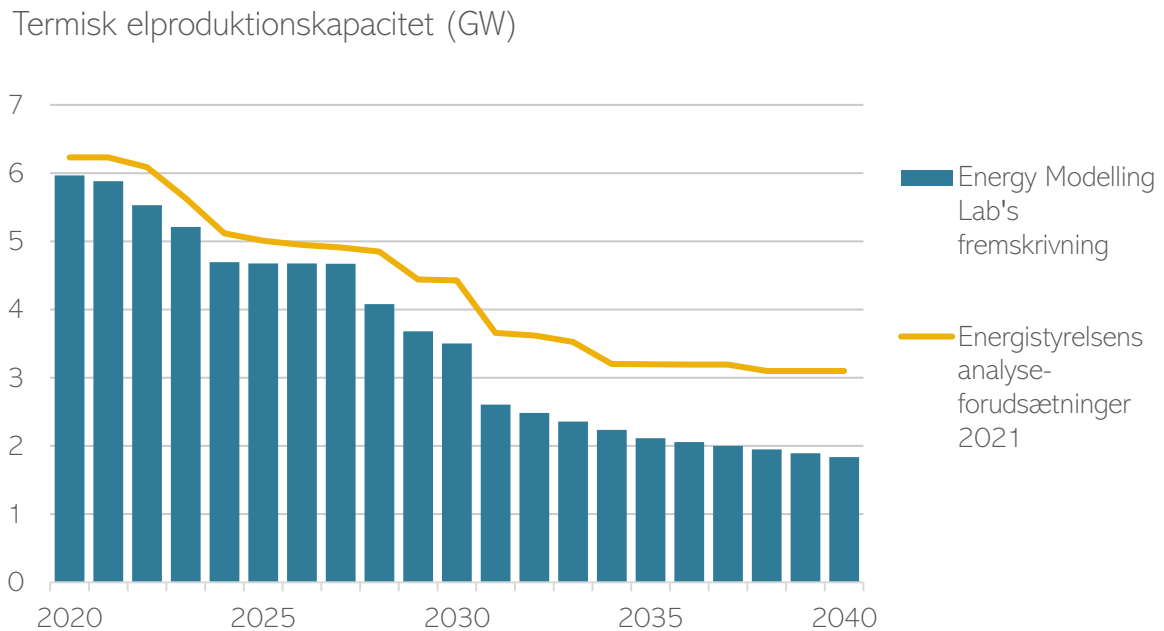
Reduktionen i udnyttelsesgraden af elkapaciteten i spotmarkedet skyldes i høj grad de stigende gas- og CO₂ priser, hvilket drastisk reducerer udnyttelsen af de mindre effektive el-producerende værker med enten biogas eller naturgas som brændsel.

En hurtigere udfasning end tidligere fremskrivninger

I Energistyrelsens årlige Klimafremskrivning fra 2022 og Analyseforudsætningerne 2021, fremskrives en betydeligt større kapacitet på termiske værker, end denne analyse fremskriver. Det kan blandt andet skyldes at CO₂-afgiften, der blev vedtaget af Folketinget i juni 2022 er med i denne analyse og ikke i de tidligere.

Forskellen findes især for de fossile olie- og gasværker. Ifølge denne analyse er der en meget begrænset økonomi i at forlænge disse værkers levetid, og forskellen kan skyldes at denne analyse hviler på mere opdaterede og detaljerede data for de enkelte værkers levetid.

Figur 7: Energistyrelsen fremskriver at 50% af den nuværende termiske kapacitet fortsat er driftsklar i 2040. Ifølge denne analyse er det et meget optimistisk bud³.



CO₂-fangst forventes at bidrage til økonomien i termiske værker

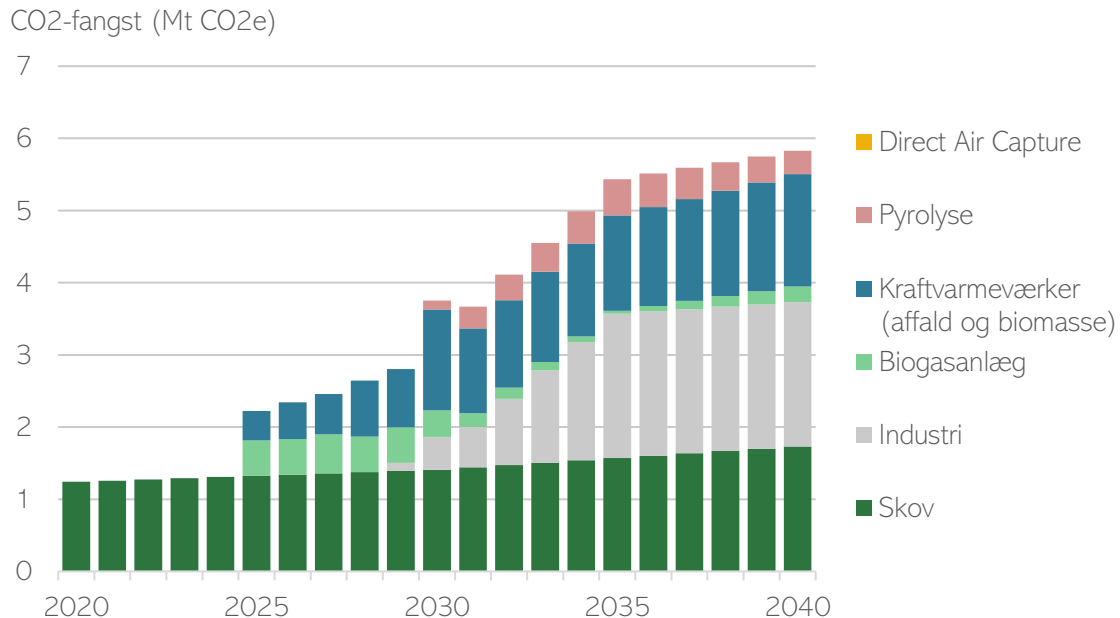
Fangst, lagring og anvendelse af CO₂ er en vigtig brik i indfrielsen af Danmarks klimapolitiske mål. Den opfangede CO₂ har en rolle at spille ift. lagring og dermed negative drivhusgasudledninger, men CO₂'en er også en vigtig brik i produktionen af de syntetiske brændsler, der skal få skibs- og flybranchen til at opnå deres klimamål.

Biogen CO₂ bliver derfor en værdifuld vare i fremtiden og kan skabe en økonomisk gevinst til de termiske værker. I referencescenariet investerer modellen i CO₂-fangst i både industrien og på affaldsværker og enkelte biomasseværker. Under anvendte forudsætninger skal værkerne være en vis størrelse og køre op mod 6.000 – 8.000 fuldlasttimer før det kan betale sig at investere i CO₂-fangst.

Som det ses på Figur 8 sker der nogle store ryk i implementeringen af CO₂-fangst, når de store termiske værker eller industrianlæg investerer i CO₂-fangst.

³ Der eksisterer en mindre forskel mellem Energistyrelsens og denne analyses udgangspunkt. Dette skyldes, at denne analyse følger Analyseforudsætningerne 2021, hvor en af Kyndbyværkets blokke ikke længere er i drift. Dette fald i kapacitet er ikke med i Energistyrelsens fremskrivning.

Figur 8: Skov er en naturlig CO₂-optager, men i fremtiden vil CO₂-fangst også blive relevant i industrien og på termiske værker. Især store affaldsværker og til dels biomasseværker vil med fordel kunne investere i CO₂-fangst. På biogasanlæg kan der med fordel også blive installeret CO₂-fangst anlæg allerede fra 2025. Der ses ingen Direct Air Capture i resultaterne.



Fremtidens fjernvarme kommer primært fra varmepumper og overskudsvarme

Analysen viser en generel tendens til et lavere varmebehov pga. øget efterisolering af boligmassen. Derudover sker et skift væk fra private fossile varmekilder såsom gas- og oliefyr. I tyndt befolkede områder skiftes til private varmekilder såsom varmepumper, mens husstande i tættere beboede områder primært skifter til fjernvarme.

Derfor viser analysen en øget tilslutning til fjernvarmenettet, og dermed en øget efterspørgsel på fjernvarme.



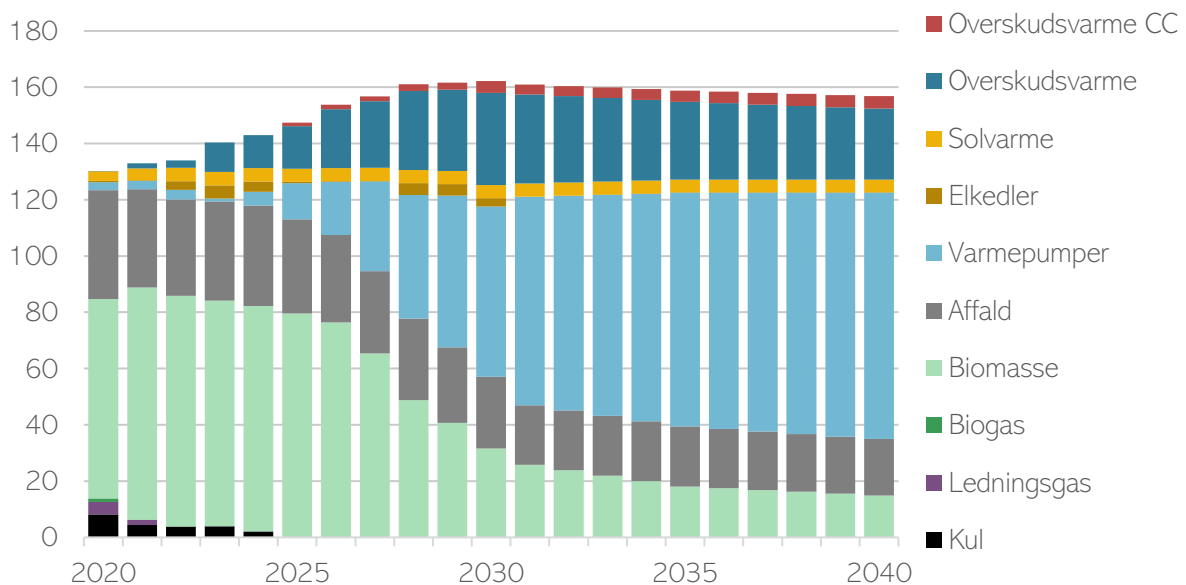
I løbet af de næste tyve år vil fjernvarmeproduktionen blive overtaget af primært varmepumper. Det inkluderer luftbaserede varmepumper, havvandsvarmepumper og varmepumper, der kører på overskudsvarme fra PtX-anlæg, datacentre og lignende.

Der vil dog stadig produceres noget varme på affaldsværker, og i lav grad på biomasseværker.

Figur 9: Varmepumper overtager store dele af fjernvarmeproduktionen. Affaldsværker og biomasseværker vil stadig spille en rolle i fremtidens fjernvarmenet, mens fossile værker bliver udfaset allerede i første halvdel af 2020'erne.

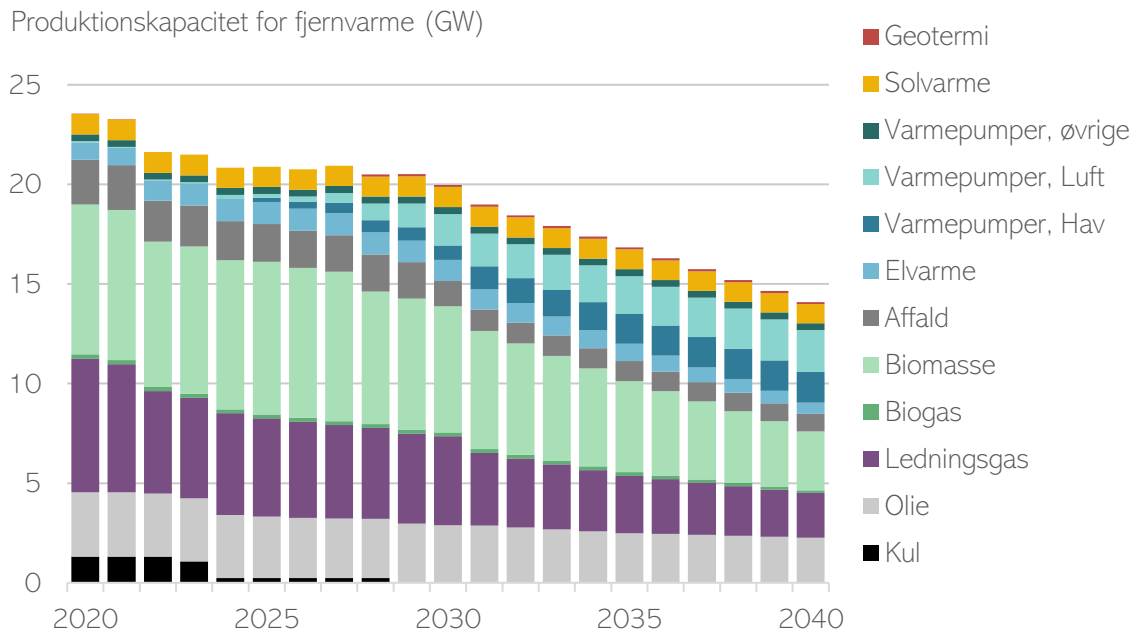
Overskudsvarme fra CC står for Carbon Capture – altså CO₂-fangstanlæg.

Fjernvarme-
produktion (PJ)



Kapaciteten til fjernvarmeproduktion har historisk været stor, da omkostninger til vedligehold af eksisterende kedler er lave. Dermed kan værker med kun meget få driftstimer opretholdes til at levere ved peak, eller i ekstra kolde perioder. Denne analyses resultater viser også at der fastholdes en stor kapacitet på biomasse, gas og olie selvom varmepumper og overskudsvarme i stigende omfang vil levere den primære fjernvarmeproduktionen.

Figur 10: På trods af en stigning i fjernvarmeproduktionen ses et fald i kapacitet. Dette skyldes at overskudsvarme dækker en del af varmebehovet. Aktiveringen på de termiske værker er meget lav, og de fungerer primært som back-



Vindkraft, PtX og batterier leverer stigende andel af systemydelse

Modelberegningerne viser, at fleksibelt elforbrug i stigende grad overtager leveringen af reguleringsreserver og systemydelse. Modellen optimerer både kapacitetsmarkedet, hvor den nødvendige reguleringskapacitet sikres, og aktiveringsmarkedet, hvor selve op- og nedreguleringen leveres.

I referencescenariet overtager eldrevne varmepumper og kedler og PtX-anlæg en stor andel i kapacitetsmarkedet, mens udlandshandel og nedregulering af vind- og solkraft også bidrager i aktiveringsmarkedet. Udviklingen skyldes den meget betydelige vækst i det fleksible elforbrug fra primært varmepumper og PtX anlæg. Modellen etablerer frem mod 2040 en samlet kapacitet på ca. 10 GW indenfor disse kategorier.

I systemet findes desuden en stor potentiel fleksibilitet fra den batteridrevne transport med en samlet batterikapacitet på op mod 200 GWh alene i bilparken. Realiseringen af dette potentiale vil imidlertid kræve ændringer inden for både ladeinfrastruktur og elleveringsaftaler, hvorfor det ikke er medtaget i denne analyse.

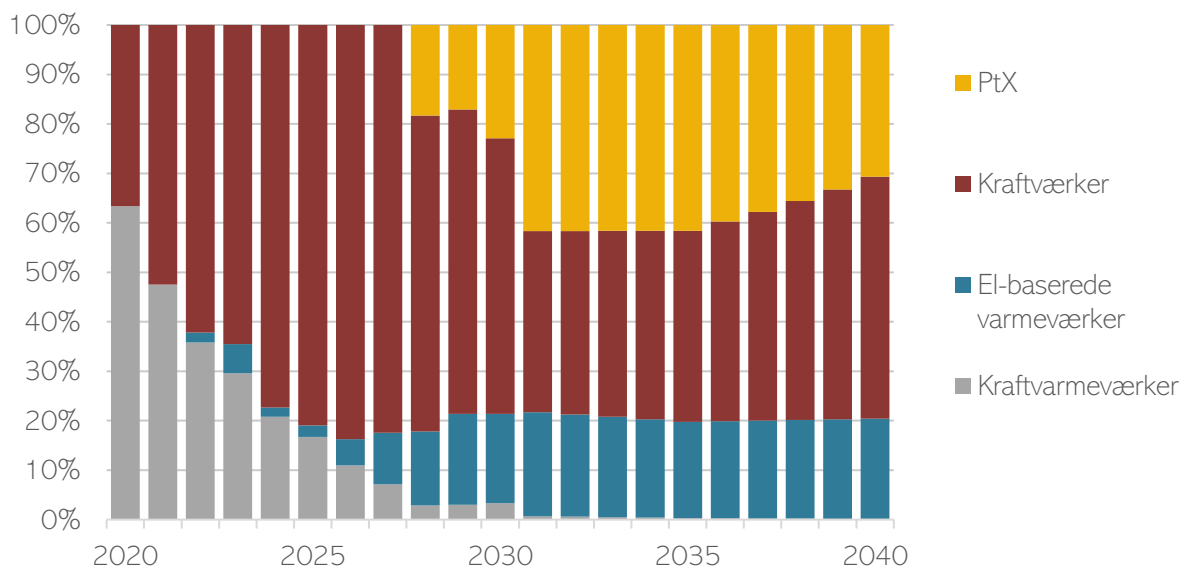
Behovet for reguleringsreserver og systemydelse fra den termiske kraftværkskapacitet opstår primært i perioder med høje elpriser og dermed lavt elforbrug hos de fleksible elforbrugere, der i disse perioder ikke kan levere kapacitet og opregulering ved at reducere forbruget. Termiske kraftværkers deltagelse i kapacitetsmarkedet må i perioder med høje elpriser ske på bekostning

af attraktiv indtjening i spotmarkederne, og prisen for kapacitet og opregulering vil stige betydeligt.

Markederne for reguleringsreserver og systemydelser bliver i fremtiden mere internationale. Kapacitetsmarkederne for både automatiske og manuelle reserver bliver nordiske, mens aktiviseringsmarkederne bliver europæiske. Udviklingen vil alt andet lige øge konkurrencen og sandsynligvis føre til lavere priser på systemydelser.

Figur 11: I referencescenariet ses det, at PtX-anlæg og el-baserede varmegærker, det vil sige el-patroner og varmepumper, overtager størstedelen af kapacitetsmarkedet for systemydelser. Kraftværkerne i figuren kan potentielt erstattes af transmissionskapacitet til udlandet.

Teknologimix der leverer til kapacitetsmarkedet for systemydelser (Index)

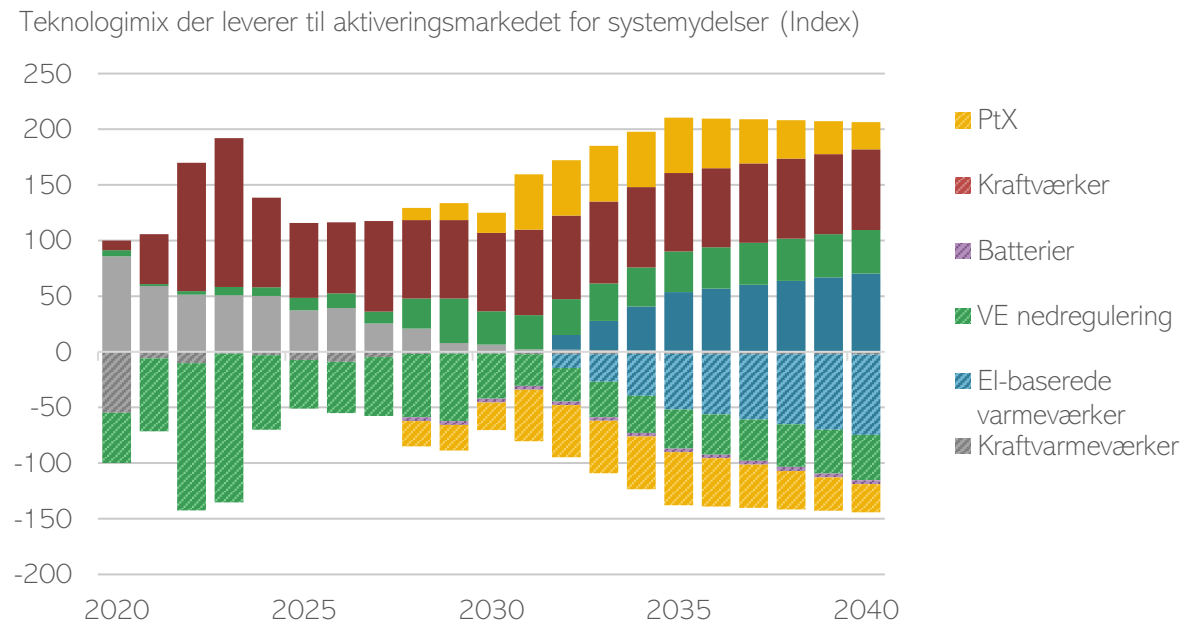


Også i aktiveringen af systemydelserne ses en betydelig ændring, som det fremgår af Figur 12. I takt med reduktionen af kraftvarmegærkernes elkapacitet og udbygningen med varmepumper, PtX, vind- og solkraft ses en overgang mod levering af systemydelser fra disse anlægstyper. Vind- og solkraft kan levere nedregulering, mens udlandshandel og termiske kraftværker må bidrage til opreguleringen i timer med højere elpriser, hvor det fleksible elforbrug ikke kan.

Reduktionen i kraftvarmegærkernes levering af kapacitet til systemydelser (grå søjler i Figur 11) skyldes desuden et øget fuldlastbehov i forbindelse med CO₂-fangst og dermed levering af damp til CO₂-fangsten.

Modellen finder eksempler på at en reinvestering i kraftkapacitet på et oliefyret kraftværk er økonomisk rentabelt, dette skyldes lave vedligeholdelses- og investeringsomkostninger. Det vil kræve specifikke analyser af de enkelte værker for at vurdere businesscasen i reinvestering i gas- og oliefyrede kraftværker.

Figur 12 I referencescenariet ses det, at PtX-anlæg, el-baserede varmegværker og nedregulering af VE overtager en betydelig større andel af aktiveringsmarkedet for systemydelser. De fyldte søjler repræsenterer opregulering, mens de



Risikabelt med et ensporet energisystem

I referencescenariet - med eksisterende og vedtaget lovgivning samt indgåede politiske aftaler – vil el i betydeligt omfang erstatte fossile brændsler i varme- og transportsektorerne. Samtidig vil elproduktionen i meget høj grad blive baseret på sol og vind med deraf følgende reduktion i udnyttelsen af den termiske elproduktionskapacitet. Med væsentlig færre driftstimer må det forventes, at en stor del af den termiske elproduktionskapacitet lukkes og dermed ikke længere kan levere fleksibilitet og udgøre reserver i perioder, hvor effektbalancen udfordres af manglende sol og vind eller udfald af produktionsanlæg og udlandsforbindelser.

Omlægning til vedvarende energi medfører et energisystem, der i meget høj grad er baseret på el fra få energikilder og anlægstyper. Den reducerede diversitet medfører mindre fleksibilitet og robusthed. Perioder med lave vind- og soltimer vil kunne udfordre energisystemets mulighed for at producere den efterspurgte energi, og der vil tillige opstå situationer, hvor betydelig overproduktion ikke kan udnyttes. Udvidelsen af lagre og international handel med især brint kan reducere usikkerheden for regionale ubalancer i energiproduktionen.

Vindkraftproduktion langt fra forbrugscentre øger behovet for transmissionsnet, og manglende rettidig udbygning af transmissionsnettet kombineret med en reduceret termisk kapacitet vil øge risici for ubalancer.

Scenarie 2 – Lav PtX udbygning

Power-to-X (PtX) er en vigtig brik i den grønne omstilling. Disse anlæg kan producere brint til tunge industrier og bæredygtige brændsler til langdistancetransport, hvor elektrificering ikke er en mulighed. PtX giver en mulighed for at udbygge en alternativ brændselsproduktion, der samtidig kan forbruge elektricitet mere fleksibelt i takt med udbygningen af vind og sol. Danmark har selv et stort behov for brændsler til både internationale skibe og fly og står samtidig til at være en central spiller i den fremtidige forsyning af vedvarende brændsler til Europa og på grund af den store vindressource.

PtX målsætningen i Danmark spænder fra 4 GW til 6 GW elektrolysekapacitet i 2030. Opfyldes denne målsætning, vil PtX udgøre mere end det nuværende danske elforbrug og blive en betydelig faktor for fleksibiliteten af det danske elforbrug, da anlæggene kan skrue op og ned for produktionen efter behov. Derudover vil der være en del overskudsvarme fra PtX-anlæggene der kan udnyttes i fjernvarmenettet. En reduktion af PtX-udbygningen vil derfor påvirke energisystemet betragteligt med både et reduceret behov for vindmøllekapacitet, mindre overskudsvarme og mindre fleksibilitet til at deltage på systemydelsesmarkedet.

Flere faktorer spiller ind i udbygningen af PtX i Danmark blandt andet placeringen af PtX-anlæg i udlandet, øget elektrificering og dermed en reduceret efterspørgsel på brint, eller en reduktion i efterspørgslen af energi pga. økonomisk nedgang eller energieffektivisering.

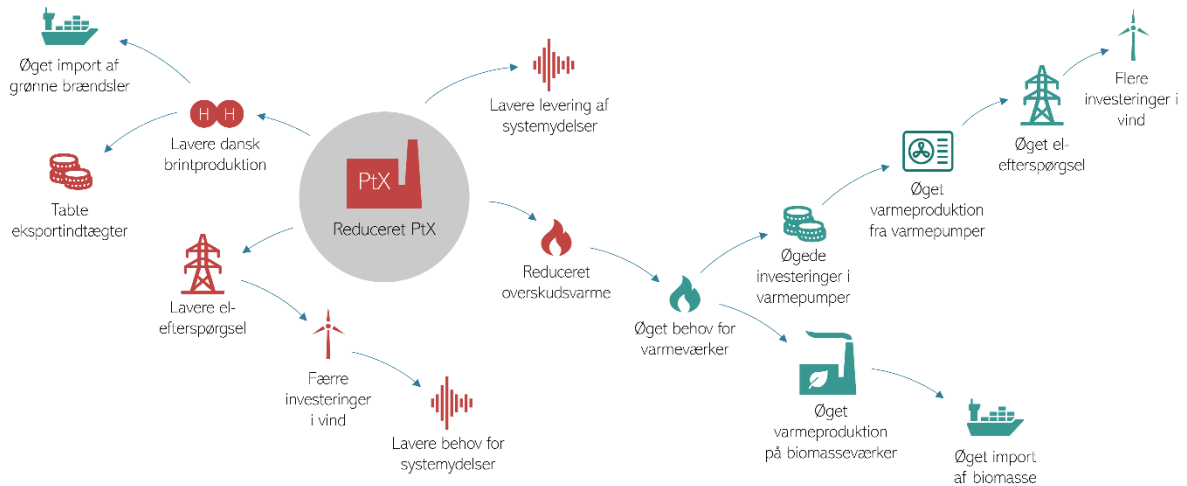
En lavere PtX udbygning end forventet

Referencescenariet indeholder et krav om egenproduktion af syntetisk brændstof til fly og skibsbranchen, for at opfylde branchernes egne målsætninger i 2050 i modellen, hvilket medfører, at modellen investerer massivt i PtX-anlæg til brintproduktion. Disse anlæg leverer både store mængder overskudsvarme og agerer på markedet for systemydelser. I dette scenarie undersøges det, hvad der ville ske, hvis der bliver udbygget med en lavere PtX kapacitet end forventet.

Scenariet bygger på referencescenariet med disse to ændringer:

1. Max opsætning af 2 GW PtX i Danmark
2. Intet krav om egenproduktion af syntetisk brændstof til at dække det danske behov

Figur 13 Illustrering af effekten i TIMES-DK modellens energiflow som følge af en reduceret PtX udvikling

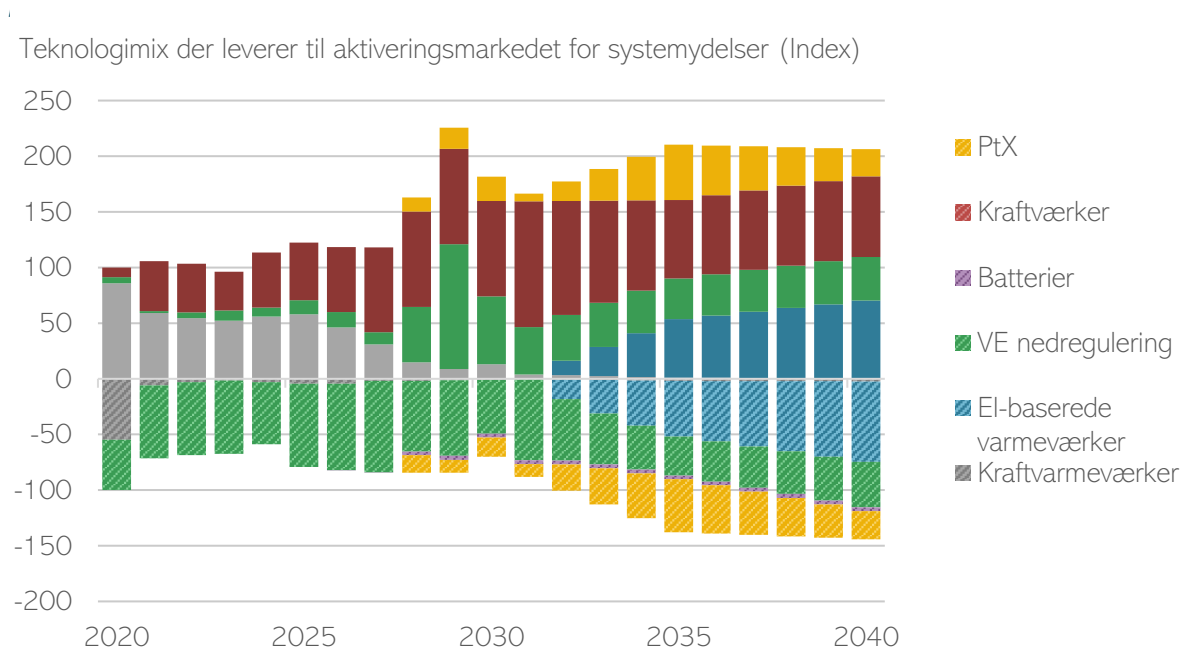


Konsekvens 1: Kraftværker og el-baserede varmekværker skal levere mere på systemydelsesmarkedet

En af fordelene ved PtX er fleksibiliteten i produktionen og i forhold til referencescenariet ser vi, at en reduceret PtX kapacitet reducerer anlæggenes levering i systemydelsesmarkedet. Disse systemydelse skal i stedet leveres på kort sigt fra kraftværker og via udlandsforbindelser og på langt sigt el-baserede varmekværker og nedregulering af vind- og sol-kraft.

Analysen viser, at den samme PtX-kapacitet på sigt vil blive bygget bare med en forsinkelse. Dette påvirker placeringen af anlæggenes, der nu i højere grad placeres på de nyetablerede energi-øer frem for på dansk jord. I modellen er det antaget, at PtX-anlæggenes på energiøerne ikke kan deltage på systemydelsesmarkedet i Danmark.

Figur 14: Aktiveringsmarkedet for systemydelser ændres i scenariet med lavere udbygning af PtX. Det skyldes en reduceret elektrolyseudbygning, hvor elektrolyseanlægs levering af systemydelser reduceres til fordel for kraftværker



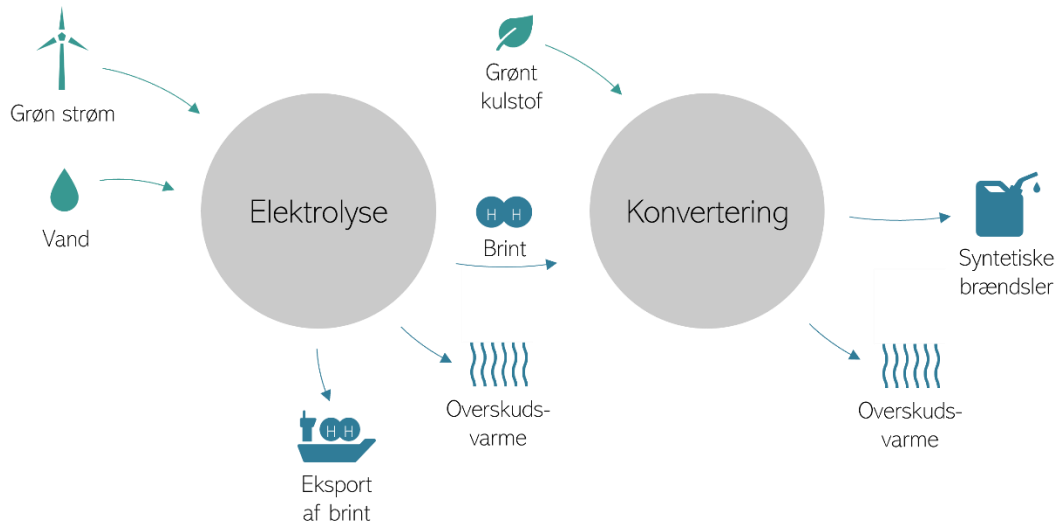
Konsekvens 2: Mindre overskudsvarme

I referencescenariet bidrager overskudsvarme fra PtX-anlæg med omkring 4,5% af den totale fjernvarme, og af disse udgør elektrolyse-processen knap en tredjedel af overskudsvarmen, mens konverteringen fra brint til ammoniak, olie- og gasprodukter står for godt to tredjedele.

Analysen viser, at selvom PtX kapaciteten reduceres og elektrolyseanlæggene i højere grad bliver bygget senere og ude på energiøer, så er der stadig en væsentlig mængde overskudsvarme at hente fra konverteringsprocessen. Det skyldes, at konverteringsanlæggene i høj grad kommer til at forblive på fastlandet, og at den reducerede brintproduktion først og fremmest går ud over eksporten, og i mindre grad konverteringsanlæggene. Derfor vil 4,3% af fjernvarmen stadig blive dækket af overskudsvarme fra PtX, selvom elektrolysekapaciteten er nede på 2 GW i 2030.

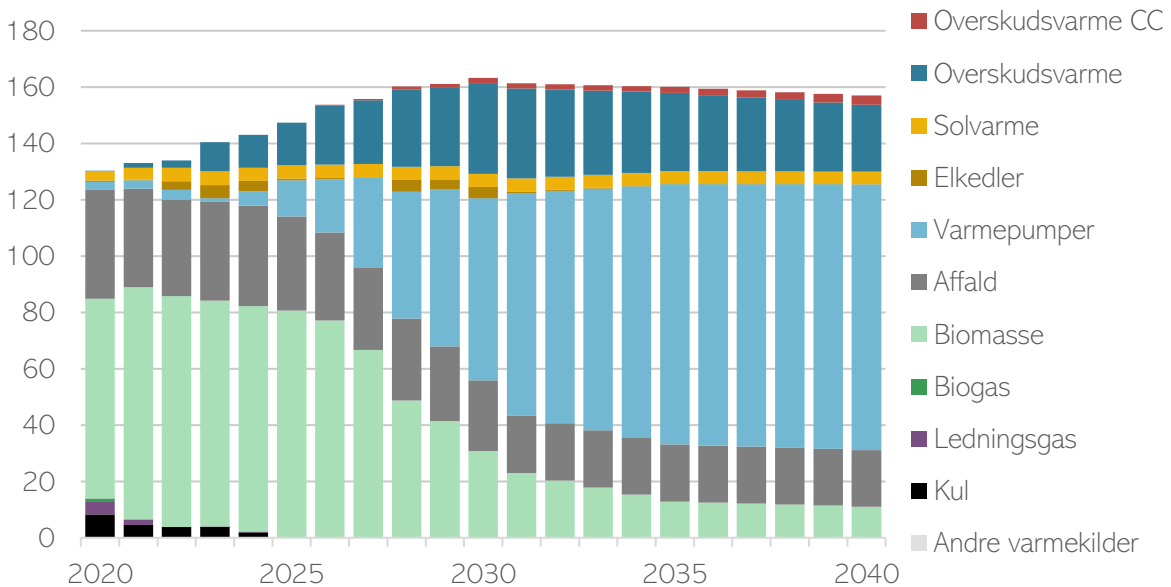
Derudover kan en langsommere indfasning af PtX kan skabe en øget konkurrence på varmemarkedet på lang sigt. Det skyldes, at hvis der ikke er PtX-anlæg, der kan levere overskudsvarme, vil varmepumper overtage den del af den nuværende varmekapacitet, der står til at skulle udskiftes inden 2030. Hvis der efterfølgende anlægges et PtX-anlæg i fjernvarmeområdet skal varmepumperne konkurrere med overskudsvarmen fra PtX-anlægget.

Figur 15: Power-to-X proces. Både elektrolyseprocessen og konverteringsprocessen skaber overskudsvarme, dog kommer langt den største del af overskudsvarmen fra konverteringen af brint til olie- og gasprodukter. I scenariet med en lavere PtX kapacitet er det primært eksporten af brint der bliver reduceret, mens konverteringen fra brint til syntetiske brændsler stadig finder sted. Derfor er der stadig et relativt stort potentiale for overskudsvarme, selv i et scenarie med en lavere brintproduktion.



Figur 16: Fjernvarmeproduktion i scenariet med en lavere PtX kapacitet. Overskudsvarme fra PtX-anlæg dækker 4,3% af fjernvarmebehovet i 2030 (hvilket er en reduktion fra 4,5% af fjernvarmen i referencescenariet). Fjernvarmebehovet dækkes i stedet af varmepumper.

Fjernvarmeproduktion (PJ)



Scenarie 3 – Udfasning af biomasse

Den politiske dagsorden har i stigende grad fokuseret på udfasningen af biomasseafbrænding. Det sker til dels på grund af usikkerhed om den reelle CO₂-udledning fra biomassen og usikkerheden omkring bæredygtigheden af især 1. generation biomasse og træbiomasse fra områder med omfattende skovfældning.

Både i Danmark og EU diskuteres bæredygtighedskrav til især 1. generation biomasse. Der er blevet luftet ideer om delvist at inddrage biomasse i det europæiske kvotesystem, såfremt bæredygtighedskrav ikke kan dokumenteres eller alternativt at indføre energiafgifter på biomasse. Begge dele vil have en betydelig indflydelse på den træbaserede biomasses rolle i el- og varmesektoren.

Inden for det sidste år er der dog sket den modsatte udvikling: På grund af de historisk høje energipriser er forbruget af biomasse på danske kraftvarmeværker steget og ikke faldet, som politikerne ønsker.

En tvungen udfasning af biomasse i el- og varmesektoren

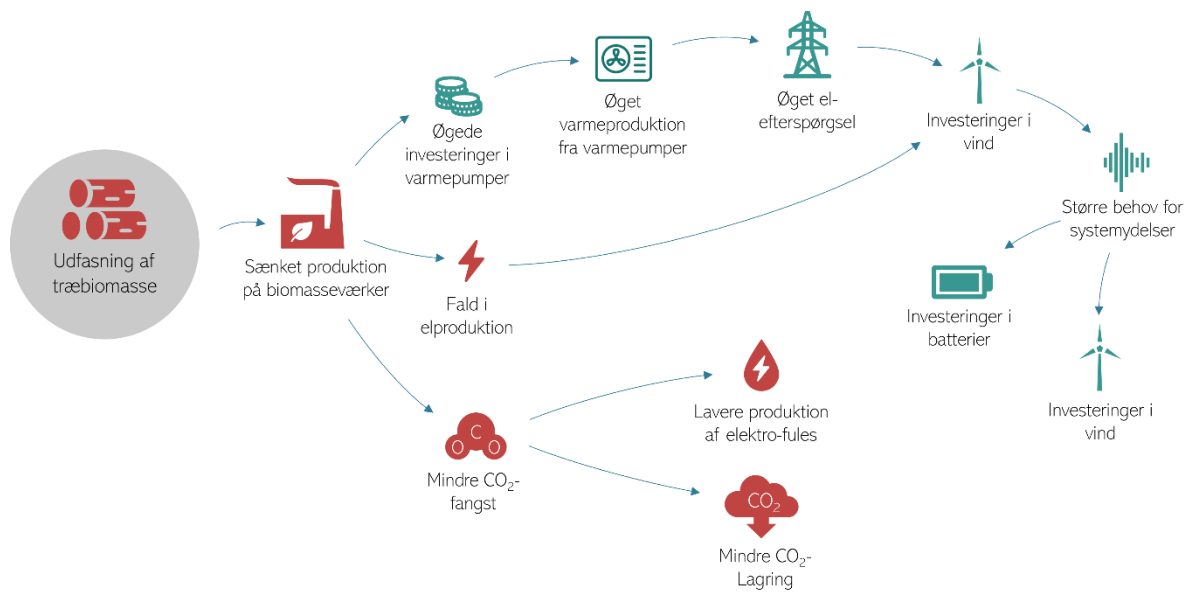
For at afdække de usikkerheder, der kan være forbundet med biomasseforbrug til el og fjernvarme produktion, vil dette scenarie analysere konsekvenser af en politisk stramning i forhold til forbruget af træbaseret biomasse i energiforbruget. I en analyse foretaget af EA Energianalyse for Dansk Energi og Dansk Fjernvarme fra september 2020 var konklusionen at biomasseforbruget forventes at falde med knap 30% i 2030 og 70% i 2040 uden politisk indgriben.

I dette scenarie analyseres effekten af en forceret udfasning af træbiomassen fra el og varmesektoren, med særligt fokus på udfasningen af træpiller, hvor Danmark går fra et højt biomasseforbrug til en drastisk reduktion. Følgende antagelser er inkluderet i analysen:

1. Forbruget af træpiller og træflis i el- og varmesektoren skal reduceres med 50% i 2030 i forhold til 2020 niveauet.
2. Forbruget af træpiller og træflis i el- og varmesektoren skal reduceres med 90% i 2040 i forhold til 2020 niveauet.
3. Importen af træpiller udfases helt i 2040.

Scenariet bygger ovenpå referencescenariet, så man kan få et indblik i, hvor stor en kapacitet fra andre teknologier, der er brug for i et scenarie med en begrænset adgang til biomasse.

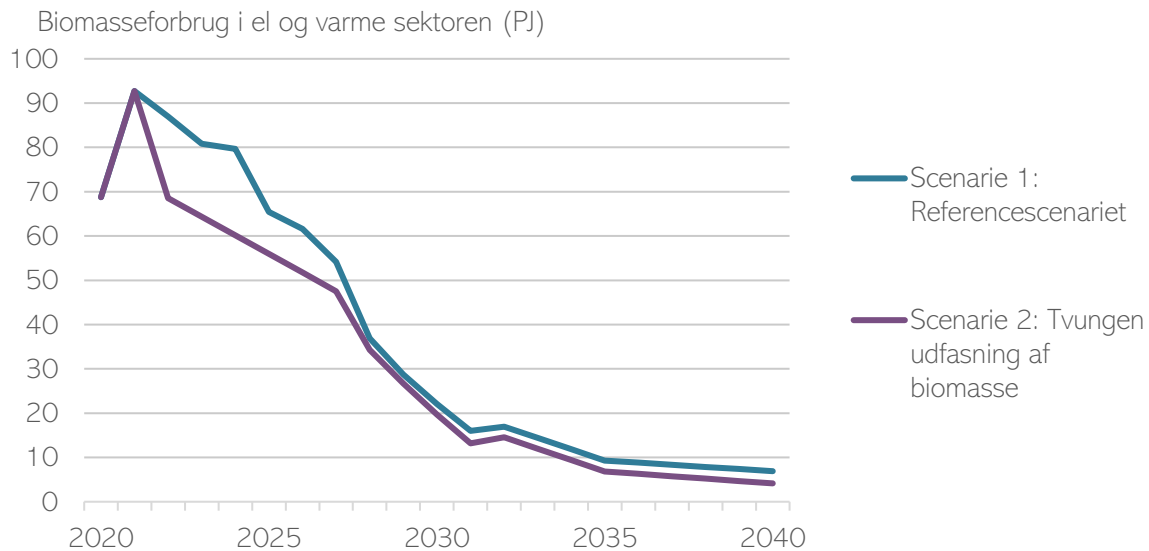
Figur 17 Illustrering af effekten i TIMES-DK modellens energiflow som følge af et reduceret træbiomasse forbrug i el- og varmesektoren



Konsekvens 1: Et omgående stop for nye investeringer

Med indførelsen af en mere restriktiv politik om brug af biomasse i el- og varmesektoren, ses en betydelig ændring af biomasseforbruget mod 2025, hvor især udbygningen af ny biomassebaseret varmekapacitet tilbageholdes. Eftersom modellen ser et fremtidig krav til reduktion af biomasseforbruget i 2030, giver det ikke mening at foretage nye investeringer.

Figur 18 Biomasseforbruget forventes at falde tidligere med indførelsen af en restriktiv biomassepolitik, men langsigtet reduceres biomasseforbruget i alle scenarier grundet en øget konkurrence med andre sektors interesse for biomasse.



Konsekvens 2: Stigende energipriser reducerer biomasseforbruget uanset krav

Allerede i referencescenariet ses en betydelig udfasning af biomassens rolle i fjernvarme og el-produktionen, som vurderes at være betydeligt under den, Ea Energianalyses analyse fra september 2020 fremsætter⁴.

Det betydelige fald i biomasseforbruget i el- og varmesektoren skyldes flere faktorer, herunder forventningerne til energipriser og CO₂ kvotemarkedet, samt en politisk ændring af CO₂ afgiften.

De stigende priser på fossile brændsler, blandt andet ledningsgas, tilskynder industrien til omstilling fra et fossilt energiforbrug til el og biomasse. Det stigende forbrug af biomasse i industrien driver biomassepriserne op og skaber et incitament i el- og varmesektoren til at skifte over til billigere alternativer, såsom vedvarende energi og varmepumper.

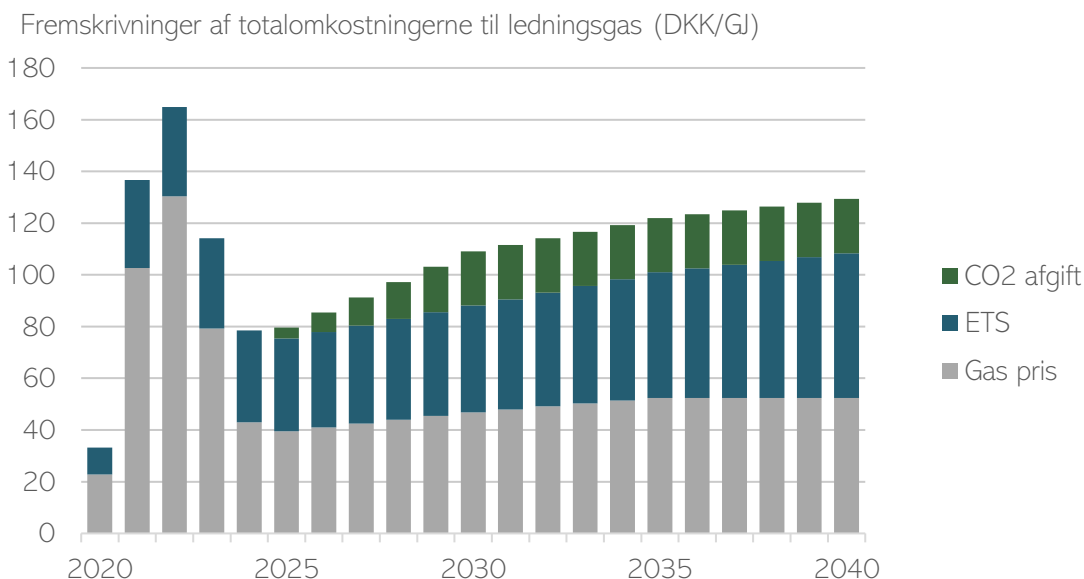
Modsat den danske el- og varmesektor er industrien stadig i høj grad afhængig af forbrændingsprocesser, og selvom flere virksomheder tidligere kiggede mod gas som erstatning for kul og olie, ser biomasse ud til at blive det mest attraktive alternativ for industrien. De langsigtede

⁴ Afvigelse fra EA Energianalyses analyse skyldes til dels, at denne analyse indeholder mere detaljeret information om de nuværende kraftværkers levetid.

forventninger til omkostningerne af fossil energi er nemlig blevet betragtelig højere som følger af en stigning i kvotemarkeder og introduktionen af danske CO₂ afgifter til industrien.

Som eksempel er totalomkostningerne til gas steget betydeligt mellem 2020 og i år (2022), og selv med en normalisering af energipriserne forventes den totale omkostning til gas fortsat at være en faktor 3 højere i 2030 i forhold til 2020-niveauet. (Se Figur 19 med Energistyrelsens fremskrivning af gasprisen).

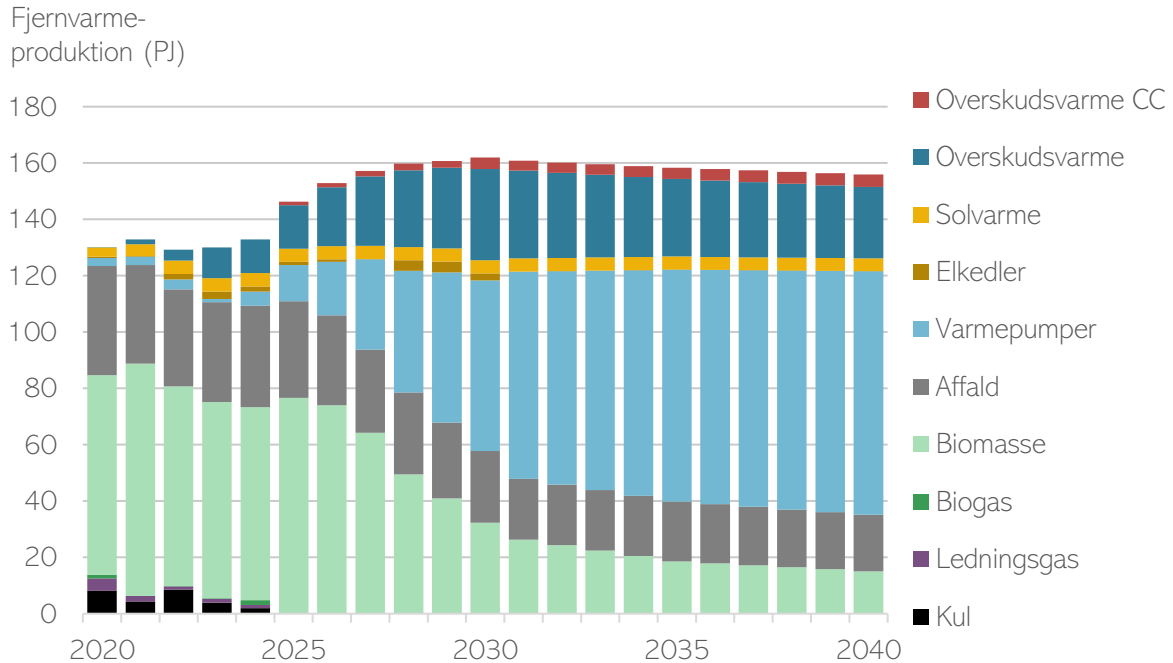
Figur 19: I Energistyrelsens Analyseforudsætninger (2021) forventes de samlede omkostninger til ledningsgas ikke at falde ned på niveauet fra 2020 igen. De høje priser skyldes fremskrivninger for højere priser på kvotemarkedet og de kommende danske CO₂ afgifter. På grund af Ruslands invasion af Ukraine må det forventes at gaspriserne vil være endnu højere end Energistyrelsens fremskrivning.



Konsekvens 3: Biomassen erstattes af varmepumper og handel

Som konsekvens af det reducerede træbaserede biomasseforbrug, ses en hurtigere omstilling til varmepumper samt en stigning af halmforbruget allerede i 2025. Den reducerede elproduktion kompenseres af et mindre fald i nettoeksporten af el.

Figur 20: Det er kun i de første få år, man kan se en lille forskel i fjernvarmeproduktionen mellem referencescenariet og scenariet med forceret udfasning af biomasse. Allerede fra 2027 er fjernvarmeproduktionen i de to scenarier ens



Konsekvens 4: CO₂-fangst bliver dyrere

En betydelig reduktion i biomasseforbruget til især store el- og varmegværker vil påvirke prisen for yderligere tiltag inden for CO₂-fangst, lagring og anvendelse, da en større andel af biomassen forbruges i mindre industrielle værker med højere omkostninger til CO₂ fangst.

Der er dog behov for yderlige analyser for at belyse den konkrete effekt af en reduceret biomasse forbrug på opnåelse af den danske klimamålsætning, i forhold til det formodede behov for CO₂ lagring såfremt andre sektorer ikke kan opnå netto-nul drivhusgasudledning i 2050.

Forkortelser og ordforklaring

Forkortelse	Forklaring
EML	Energy Modelling Lab
PtX	Power to X – Anlæg der omdanner el til andet oftest brint, ammoniak og syntetiske brændsler
CC, CCS, CCU	Carbon Capture / CO₂ fangst – Anlæg der opfanger og lagre CO ₂ enten direkte fra luften men som oftest fra punktudledninger Carbon Capture and Storage – Hvor den indfangede CO ₂ lagres, for at sikre nul eller negative emissioner. Carbon Capture and Utilization – Hvor den indfangede CO ₂ bruges i forskellige processer, f.eks. til at producere syntetisk brændstof.