



Ea Energianalyse

Energisystemanalyse af fremtidens fjern- varme

Marts 2026

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Gammeltorv 8, 6 tv.
1457 København K
www.eaea.dk



Indhold

1. Indledning og formål	4
1.1. Formål	4
2. Opsamling	5
3. Metode og scenarier	7
3.1. Anvendt model og repræsentation af fjernvarme i Danmark	7
3.2. Referencescenario	8
3.3. Alternative scenarier og følsomhedsanalyser	8
4. Analyseforudsætninger	10
4.1. Brændsels- og CO ₂ -priser	10
4.2. Udvikling i elmarkedet	11
4.3. Elnet-tariffer	17
4.4. Reguleringsmæssige rammer	19
4.5. Udvikling af fjernvarmeforbrug i Danmark	20
4.6. Udvikling af nettemperaturer i fjernvarmen	21
4.7. Affald	22
4.8. Data for eksisterende produktionsanlæg	23
4.9. Investeringsteknologier i ny el- og varmeproduktion	24
4.10. Overskudsvarme og potentialer for varmepumper	25
5. Resultater for referencescenariet	27
5.1. Udvikling i referencescenarie	27
5.2. Følsomhedsanalyser	37
6. Alternativscenario: Mulighed for investering i ny biomassekraftvarmekapacitet	49
Bilag	52
Definition af områdegrupperinger i modelberegningerne	52

1. Indledning og formål

Med målsætningerne om klimaneutralitet i 2050 i Danmark og Europa forventes en grundlæggende grøn omstilling af energiforsyningen. Med Mario Draghis rapport om Europas konkurrencedygtighed over for USA og Kina fra september 2024, og med stigende geopolitiske spændinger er der nu også fokus på energipriser og på europæisk energiafhængighed. Der er bred enighed om, at øget energieffektivitet og omfattende elektrificering af samfundet, især baseret på sol og vind, er helt afgørende svar.

Fjernvarme kan her blive en vigtig brik af flere årsager. Fjernvarme giver mulighed for effektiv udnyttelse af overskudsvarme fra industri og erhverv, og fjernvarme kan bidrage til at indpasse store mængder vind og sol. Indpasning sker ved professionel drift af store varmepumper, elkedler og kraftvarme sammenkoblet med adgang til varmelagring. Fjernvarme medvirker også til, at presset på elnettet i boligområder mindskes, og at der er mulighed for struktureret og økonomisk forsvarlig nedskalering af gasnettet.

1.1. Formål

Dansk Fjernvarme har i 2025 gennemført en række analyser af fjernvarmens udvikling mod 2050. En del af grundlaget herfor er modelanalyser med energimarkedsmodellen Balmorel, som er afrapporteret i denne baggrundsrapport.

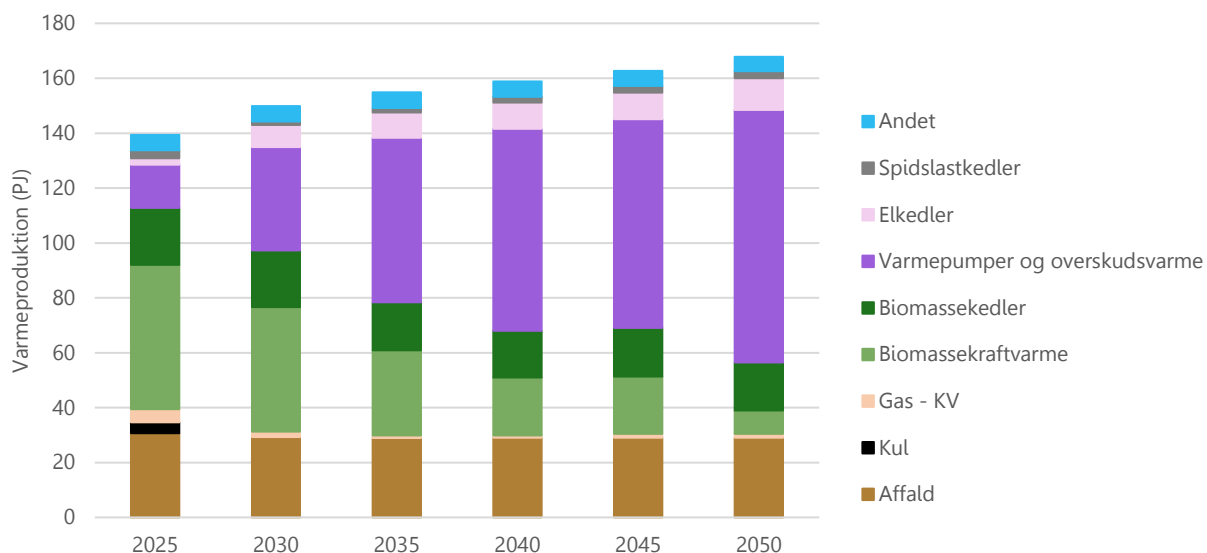
Balmorel analyserne giver bud på, hvilke investeringer, der skal foretages i fjernvarmeproduktion, med fokus på sammenhængen mellem fjernvarmenet og elsystemets udvikling (sektorkobling). Analyserne belyser, hvordan fjernvarme bidrager til grøn omstilling samt til energiafhængighed og robusthed i energisektoren. Der ses på sammenhængen mellem rammevilkår, investeringer, el- og fjernvarmeproduktion og varmeproduktionsomkostninger. Særlige temaer i modelanalyserne er elektrificering, nyttiggørelse af affaldsenergi, udfasning af fossile brændsler, mulighed for CO₂-fangst samt biomassens rolle.

Resultaterne af Balmorel-analyserne anvendes i en række sideløbende og opfølgende analyser udarbejdet af Dansk Fjernvarme. Analyserne vil have fokus på elektrificering af fjernvarmen, herunder også udnyttelse af overskudsvarme og geotermi. Derudover anvendes resultaterne til at belyse affaldsenergiens- og biomassens rolle i fremtidens energisystem og potentialet for CO₂-fangst til at nå danske klimamål. Analysearbejdet er en del af Dansk Fjernvarmes samlede fortælling om fjernvarmens udvikling og værdiskabelse for samfundet.

2. Opsamling

I dette projekt anvendes Balmorelmodellen til at optimere el- og fjernvarmesektoren under givne rammebetingelser. Modellen tager udgangspunkt i det eksisterende energisystem, og modellens optimering peger på, hvilke investeringer der skal foretages for at levere billigst mulig el og fjernvarme under fastlagte rammer for teknologipriser, brændselspriser, vind- og solressourcer, mængden af restaffald, overskudsvarmepotentialer samt afgifter og CO₂-priser.

I analysen er der opstillet et referencescenarie, med "bedste bud" på udvikling af fjernvarmen i Danmark frem mod 2050. Vigtige forudsætninger er, at efterspørgslen efter fjernvarme øges i en række byer, og at en række af de store biomassefyrede kraftvarmewærker lukkes efter udløb af deres tekniske levetid. På el-siden investeres i vind og sol i hele Europa, hvilket i høj grad påvirker de danske elpriser, og dermed hvilke fjernvarmeinvesteringer der er rentable.



Figur 1: Produktion af fjernvarme i Danmark mod 2050.

Hovedresultatet er, at mere end 50% af fjernvarmen i fremtiden forventes at blive produceret på forskellige typer varmepumper, samt at produktionen fra biomasse mere end halveres. Det er særligt mængden af træbiomasse, som reduceres. Biomasseanvendelsen i fjernvarmesektoren har givet mulighed for tidlig udfasning af fossile brændsler som kul, naturgas og olie.

Varmeproduktionen fra affaldsforbrændingsanlæg fastholdes på ca. samme eller lidt lavere niveau end i dag, men da forbruget stiger mod 2050, reduceres affaldsforbrændingens andel af varmeforsyningen lidt. 5%-10% af varmen produceres på elkedler, der driftes meget dynamisk efter svingende elpriser. Solvarme får ikke markant betydning, da bl.a. varmepumper leverer billig varme om sommeren¹. Dybere kig i

¹ Sol er lagt ind under "Andet" i Figur 1.

modelresultaterne viser, at der i mange fjernvarmenet sker en spredning af varmeproduktion på forskellige teknologier. Det antages i modelkørslerne, at varmepumper tilsluttes elnettet med fuld netadgang, imens elkedler tilsluttes med begrænset netadgang. Det antages endvidere, at der ikke er udfordringer med nettilslutning.

På elsiden bliver vind og sol dominerende og vil i høj grad udkonkurrere termiske kraftværker, også i Danmark. Det betyder, at de danske kraft- og kraftvarmeverker i høj grad udfases. I 2050 er der således kun 1,5 GW termisk kraftværkskapacitet i Danmark, hvoraf ca. 1 GW er eksisterende, decentrale, gasfyrede kraftvarmeverker, der kan opretholde driften ved at fokusere produktionen i de relativt få timer med høje elpriser. Danmark bliver derfor i stigende grad afhængig af udlandet for at sikre elforsyningen i timer, hvor solen ikke skinner og vinden ikke blæser.

I det hele taget bliver der mod 2050 udvekslet markant mere el mellem de forskellige budområder i Europa end i dag. Fra ca. 2030, importeres og eksporteres der årligt elektricitet til og fra Danmark, svarende til ca. 10 gange det danske elforbrug. Det kræver yderligere udbygning af transmissionsnettet og gør landenes gensidige afhængighed større end i dag.

Der er gennemført en række følsomhedsanalyser og beregnet alternative scenarier for at vurdere robustheden i referencescenariet. Bl.a. er der set på konsekvens af højere brændselspriser og anstrengte vejrår.

I følsomhedsanalyserne med anstrengt vejrår er konsekvenserne af lav elproduktion fra vind og sol belyst. Vejrdata fra det historiske år 1996 er her anvendt for hele Europa. Analysen viser, at elsystemet er relativt robust, selvom mere end 75% af elproduktionen i Europa er baseret på vind og sol. Dog ses der flere timer med meget høje elpriser, hvilket naturligvis påvirker omkostningerne til produktion af fjernvarme, idet der især flyttes produktion fra elkedler og varmepumper til gasfyrede spidslastanlæg. I et anstrengt vejrår er omkostningerne til el- og varmeforsyning knap 1 mia. kr./år højere end i et normalt vejrår. Risikoen for, og konsekvenserne af forskellige vejrår, bør naturligvis indgå i en samlet strategi for overgang til mere elbaseret fjernvarmeforsyning.

Endvidere er der gennemregnet særlige scenarier. Der er set på et scenarie med fokus på et kapacitetskrav samt et scenarie med fokus på CCS. Disse scenarier er afrapporteret i særskilte notater.

3. Metode og scenarier

3.1. Anvendt model og repræsentation af fjernvarme i Danmark

Til at analysere fremtidens fjernvarme anvendes el- og varmemarkedsmodellen Balmorel. Modellen anvendes til at optimere investeringer og drift af el- og varmesystemerne, brændselsforbrug, elforbrug, økonomi mv. Der foretages i analyserne en selskabsøkonomisk optimering, da denne optimering vurderes bedst at afspejle, hvordan aktørerne tilrettelægger drift og investeringer i fjernvarmesystemet.

Nærværende analyse forholder sig ikke dybdegående til spørgsmål omkring elforsyningssikkerhed. Effektivitetsstrækkelighedsspørgsmål bliver ofte belyst ved brug af såkaldt probabilistiske analyser, som anvendes af bl.a. Energinet og ENTSO-E. Her anvendes Monte-Carlo simuleringer, som siger noget om sandsynligheden for, at efterspørgslen ikke kan dækkes til alle tidspunkter, målt i antal afbrudsminutter. Resultater fra sådanne analyser er typisk i formatet Loss Of Load Probability (LOLP) eller Expected Unserved Energy (EUE). Balmorel, der anvendes i denne analyse, er en deterministisk model. I Balmorel er der en direkte kobling mellem marked/priser og elsystemet, og derigennem kan belyses sandsynligheder for alternativ udvikling af elsystemet og ekstreme hændelser, men ikke f.eks. mængden af afbrudsminutter. Derfor konkluderes der ikke i denne analyse på, om energisystemet kan opfylde de danske kriterier for elforsyningssikkerhed.

Balmorel-modellen indeholder en detaljeret repræsentation af fjernvarmen i Danmark. I modellen er de 45 største fjernvarmeområder modelleret særskilt, mens øvrige, mindre fjernvarmenet er aggregeret i 4 områder.

Foruden en detaljeret repræsentation af fjernvarmen i Danmark indeholder modellen en grundig repræsentation af det samlede el- og fjernvarmesystem i Europa inkl. fremtidig brintproduktion og -forbrug. I dette projekt anvendes den europæiske model til at fastlægge udviklingen i det europæiske elmarked og udvikling i elprisen som ramme for analyser af energisystemet i Danmark. Med den timevarierende elpris som input udføres dernæst detaljerede analyser af fjernvarmesystemerne i Danmark. Gennem denne to-trinsproces sikres, at udviklingen i Danmark sættes ind i den rigtige ramme omkring den forventede udvikling af energisystemet og elprisen i Europa, samtidig med at fjernvarme i Danmark kan modelleres i den nødvendige detaljeringsgrad.

I analyserne beregnes den samlede systemøkonomi for fjernvarmesystemet for at kunne belyse økonomi i scenarier og følsomhedsanalyser. I systemøkonomien sammenregnes alle indtægter og omkostninger til el- og varmeproduktion i fjernvarmenettene. Det inkluderer investeringer samt faste og variable omkostninger til varme- og kraftvarmeanlæg. På elsiden er der indregnet eludgifter til varmepumper og elkedler samt indtægter i elspotmarkedet fra kraftvarmeanlæg (dog ikke mulige indtægter fra systemydelse). Der er betydelig usikkerhed forbundet med at estimere eventuel restgæld og dermed kapitalomkostninger på de eksisterende anlæg i systemet, og den samlede, absolutte systemøkonomi er derfor opgjort med denne usikkerhed. Systemøkonomien giver derfor det mest retvisende billede ved sammenligning af den relative forskel af scenarier og følsomhedsanalyser.

3.2. Referencescenario

I analysen opstilles et referencescenarie, der afspejler et "bedste bud" på udvikling af fjernvarmen i Danmark frem mod 2050. Nogle karakteristika:

- Elsystemets udvikling bestemmes af modeloptimering. Stor elektrificering i Europa og stor udbygning med sol og vind. Udlandsforbindelser iflg. planer og model.
- Fjernvarmeforbrug udvikler sig som i KF25.
- Fossile brændselspriser og CO₂-priser iflg. Ea's fremskrivning. Biomassepriser iflg. KF25
- Affaldskapaciteten fastholdes på nuværende niveau frem mod 2050. Affaldsanlæg kan udnytte kapaciteten med indenlandsk affald eller med importaffald.
- Der etableres ikke CCS på fjernvarmeanlæg udover de allerede kendte beslutninger (Asnæs og Avedøre).
- Større centrale anlæg antages at følge samme lukkeår som KF25.
- Udbygning med fjernvarmeproduktionsanlæg bestemmes ved modeloptimering. Modellen kan etablere elkedler, varmepumper, varmelagre og biomassekedler. Der kan ikke etableres nye kraftvarmeanlæg på biomasse.
- Det antages i modelkørslerne, at varmepumper tilsluttes elnettet med fuld adgang, imens elkedler tilsluttes med begrænset netadgang. Det antages endvidere, at der ikke er udfordringer med nettilslutning.

Detaljerede forudsætninger beskrives i kapitel 4.

3.3. Alternative scenarier og følsomhedsanalyser

I projektet er der gennemført analyse af et referencescenarie samt et antal alternative scenarier og følsomhedsanalyser. Indhold og omfang af de alternative scenarier og følsomhedsanalyser har været drøftet med Dansk Fjernvarme, og på den baggrund er projektets scenarier og følsomhedsanalyser fastlagt. Alternative udviklingsspor (scenarier) kræver ny investeringskørsel i Balmørel, og i scenarierne adskiller investeringsforløb sig fra referencen. I denne rapportudgivelse indgår følgende alternative scenarie:

- **Mulighed for investering i biomassekraftvarme.** Der gives mulighed for investering i ny biomassekraftvarme i Danmark.

Resterende scenarier er rapporteret i særskilte udgivelser.

Følsomhedsanalyserne foretages uden ny investeringskørsel, da det primære formål er at belyse robustheden i det pågældende scenarie. Der ses på følgende følsomhedsanalyser for referencen:

- Højere el- og gaspris.
- Højere biomassepris.
- Anstrengt vejrår.
- Fjernvarmens prispåvirkning.

Både alternative scenarier og følsomhedsanalyser beregnes med samme fem-års intervaller som i referencen, dog med undtagelse af følsomhedsanalysen Fjernvarmens elprispåvirkning, som kun er modelåret

2030. Den præcise metode og indhold af følsomhedsanalyser og scenarier gennemgås under det enkelte scenario eller følsomhedsanalyse længere nede i rapporten.

Tabel 1 giver overblik over denne udgivelses scenarier og følsomhedsanalyser. Det er endvidere angivet i tabellen, hvorvidt de enkelte analyser kræver genkørsel af Balmorel Danmarksmodel, Balmorel Europamodel, eller begge.

Scenarier		Følsomhedsanalyser			
Betegnelse		Højere el- og gaspris  	Højere bio-massepris 	Anstrengt vejrår  	Fjernvarmens prispåvirkning 
Reference	 	Ja	Ja	Ja	Ja
Mulighed for investering i biomasse		Nej	Nej	Nej	Nej

Tabel 1: Oversigt over scenarier og følsomhedsanalyser.  Balmorel Danmarksmodel.  Balmorel Europamodel.

4. Analyseforudsætninger

4.1. Brændsels- og CO₂-priser

Forudsætninger for brændselspriser på biomasse fordelt på træpiller, træflis, halm baseres på KF25. For fossile brændsler og CO₂-kvotepriser anvendes fremskrivninger fra Ea Energianalyse², som er lidt anderledes end priserne fra Energistyrelsen.

De anvendte priser for biomasse og fossile brændsler fremgår i Tabel 2.

Danske priser an forbrugssted (2024-priser, kr./GJ)	2025	2030	2035	2040	2045	2050
An centralt værk						
Halm	64	56	56	57	57	57
Træflis	75	66	66	67	67	68
Træpiller	84	81	81	80	80	80
Kul	30	19	18	17	17	16
Fuelolie	75	81	78	74	72	70
Gasolie	112	118	115	112	110	108
Naturgas	93	58	57	57	57	57
An decentralt værk						
Halm	59	52	52	52	53	54
Træflis	79	69	70	70	71	72
Træpiller	101	97	96	96	96	96
Gasolie	136	143	140	137	135	132
Naturgas	97	61	61	61	61	61

Tabel 2: Danske priser an forbrugssted (2024-priser, kr./GJ). Data for importpriser kommer fra Klimastatus og -fremskrivning 2025 (KF25) udarbejdet af Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, hvor den endelige priser an forbrugssted er justeret ud fra Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2024 (AF24) samt prisfremskrivninger fra Ea Energianalyse.

Den anvendte CO₂-kvotepris fremgår i Tabel 3.

² Ea Energianalyses prisfremskrivning baseres på IEA World Energy Outlook 2024's Announced Pledges Scenario (APS) og Stated Policies Scenario (STEPS).

CO2-kvotepri (2024-priser kr./ton CO ₂)	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ETS1	585	670	745	819	894	968

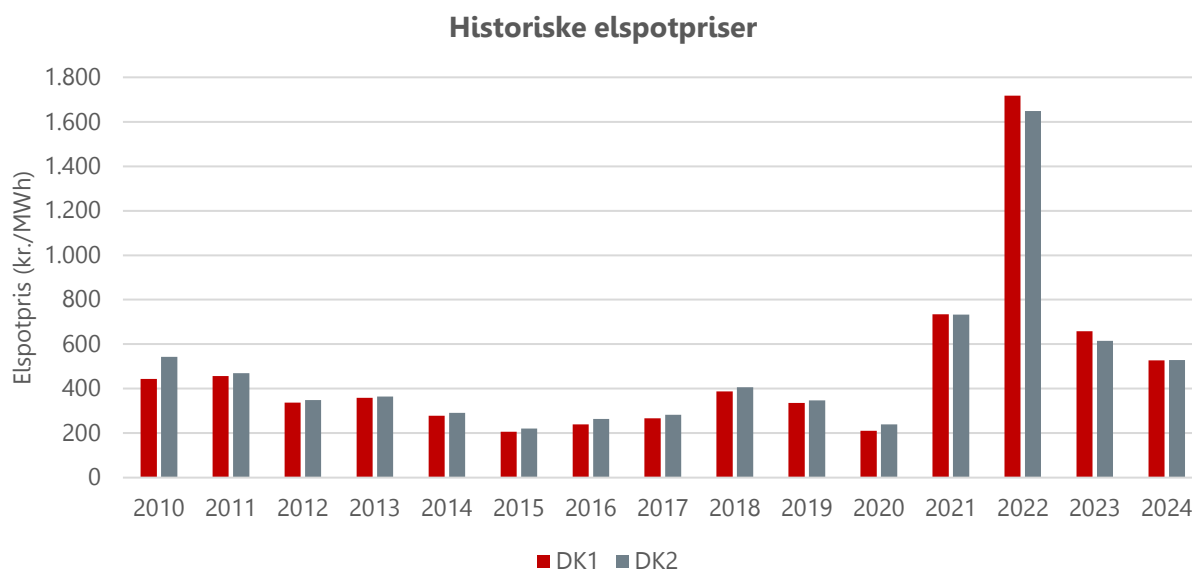
Tabel 3: CO₂-kvotepri, opgjort kr./ton CO₂ i 2024 priser fra Ea Energianalyses prisfremskrivning.

Affald til forbrænding repræsenteres i modellen ved en minimumsmængde for Danmark og en pris for anvendelse herudover. Se mere om dette i afsnittet om affald.

4.2. Udvikling i elmarkedet

Efter liberaliseringen for snart 25 år siden er det danske elmarked i stigende grad integreret i den nord-vestlige region af det sammenhængende europæiske elmarked. Der er foretaget betydelige investeringer i transmissionsforbindelser mellem landene, og reglerne for samhandel er fuldt harmoniseret i EU og Norge. Det betyder, at elpriserne i Danmarks to prisområder er fuldstændig afhængige af prisudviklingen i naboområdet.

Som det ses i Figur 2, har de danske elpriser, målt som årgennemsnit, svinget mellem 200 kr./MWh og 600 kr./MWh i årene frem til og med 2020. Især på grund af krigen i Ukraine, og det unormale gasmarked i optakten til krigen, var elpriserne i 2021 og især i 2022 ekstreme. I 2023 blev cirka 17 % af elproduktionen i EU genereret af naturgasfyrede kraftværker³. Denne andel forventes at blive reduceret markant frem mod 2035.



Figur 2: Elspotprisens udvikling i Danmark for perioden 2010–2024. Angivet i 2024-priser. Elspotpriserne er hentet fra Energinets dataservice⁴.

³ Eurostat. "Energy Statistics - Latest Trends from Monthly Data." European Commission. Tilgået 20. maj 2025. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_latest_trends_from_monthly_data

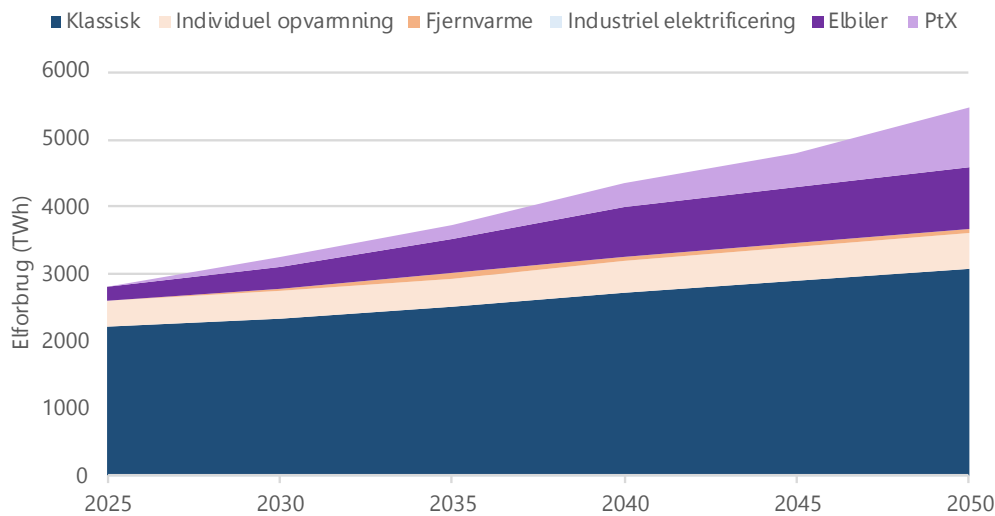
⁴ Energinet. "Elspot Prices." Energi Data Service. Tilgået 20. maj 2025. <https://www.energidataservice.dk/tso-electricity/Elspotprices>

Forudsætninger for udviklingen af det europæiske elmarked

I modelleringen af det europæiske elmarked frem mod 2050 anvendes forudsætninger fra de systemansvarlige selskabers samarbejdsorganisation ENTSO-E (TYNDP's Distributed Energy) som en væsentlig kilde. Ea Energianalyse har dog på baggrund af den seneste udvikling i verden og Europa revurderet forudsætninger om vækst i elforbrug, og der forudsættes derfor følgende om elforbruget:

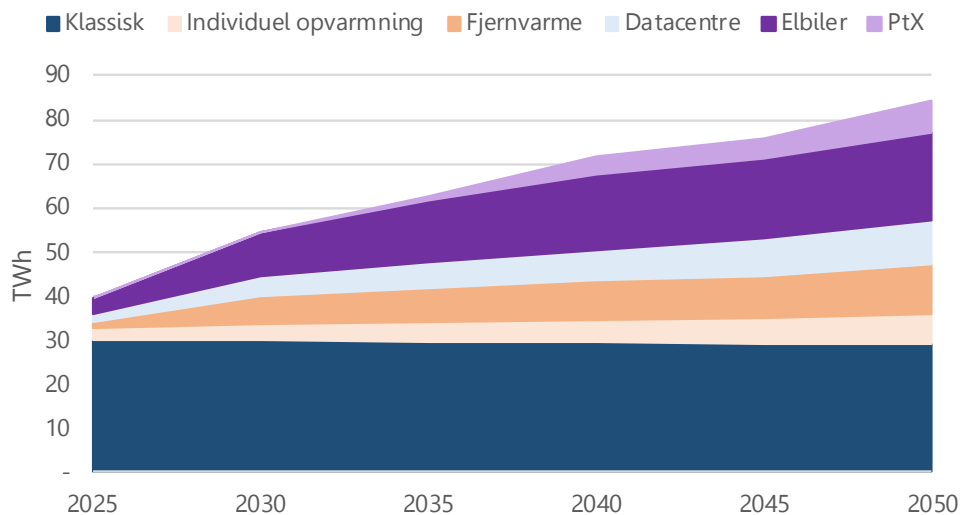
De forventede fremskrivninger afspejler ambitionerne for direkte og indirekte elektrificering frem mod 2050.

- Klassisk elbehov, elbiler og individuel opvarmning
 - Ea-vurdering baseret på TYNDP Distributed Energy scenarie 2024.
 - På kort sigt: Efterspørgslen er reduceret i forhold til TYNDP, da elektrificeringstempoet siden 2020 har været begrænset, hvilket påvirker realiserbare niveauer også for 2030
 - Frem mod 2050: Tempoet forsinket med 10 år i forhold til TYNDP's antagelser
 - Efter 2050: Øget elektrificering i udvalgte sektorer for at afspejle, at direkte elektrificering er mere omkostningseffektiv end indirekte elektrificering (H2 eller PtX). Dette påvirker også Ea's fremskrivning af efterspørgslen efter brint.
- Elforbruget til fjernvarme optimeres i Balmorel
- Efterspørgsel efter brint:
 - Kortsigtet: Vurdering af den realiserbare efterspørgsel, sandsynligvis under de niveauer, der er fastsat i EU-lovgivningen. Niveau i overensstemmelse med "European Commission Staff Working Document Impact Assessment Report published Feb. 2024 (scenario 2)".
 - Langsigtet: Baseret på TYNDP Distributed Energy scenarie 2024 med følgende justeringer:
 - Forsinket med 10 år
 - Højere direkte elektrificering
 - Stor andel (70 %) af brint til flydende brændstoffer, der importeres
 - Brintbaserede brændstoffer udkonkurrerer nogle anvendelser af metan (skibsfart)



Figur 3: Elforbrugets udvikling i EU for perioden 2025–2050. Angivet i TWh.

Det danske elforbrug mod 2030 er baseret på "Klimastatus og -fremskrivning 2025" fra Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (KF25). Derefter baseres forbrugsudviklingen på "Analyseforudsætninger til Energinet 2024" fra Energistyrelsen (AF24), dog med undtagelse af datacentre og brintefterspørgsel, som følger samme metodik som for EU, beskrevet ovenfor.



Figur 4: Elforbrugets udvikling i Danmark for perioden 2025–2050. Angivet i TWh.

Udbygning af eltransmission og brintransmission

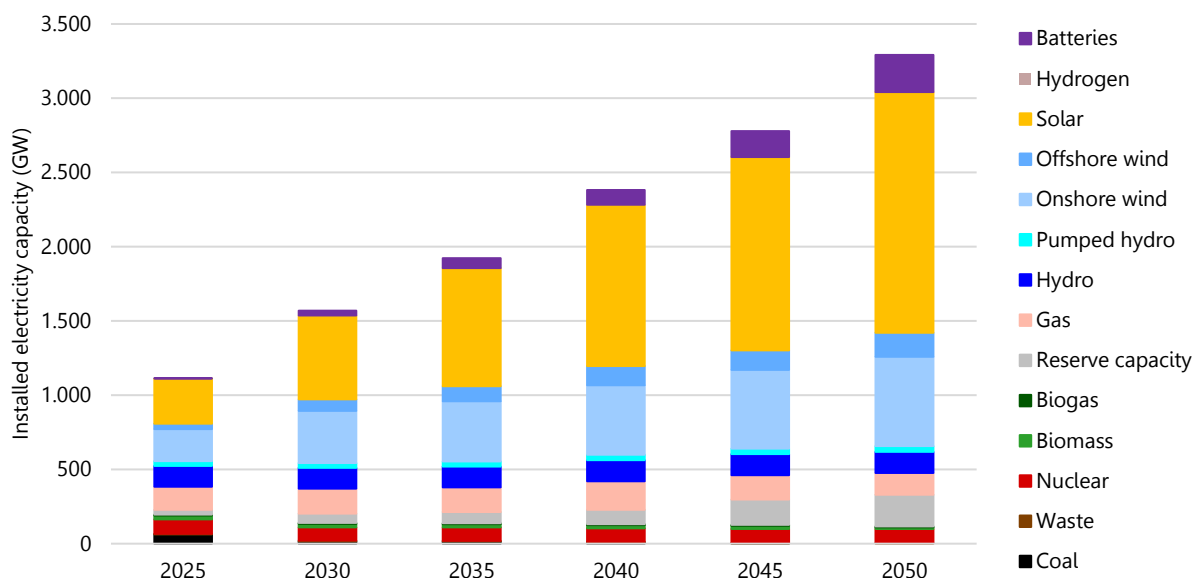
Der tages mod 2030 udgangspunkt i eksisterende og besluttet elinfrastruktur på transmissionsniveau i henhold til offentliggjort materiale fra ENTSO-E. Dette gælder også tilslutning af forudsat

havvindudbygning mod 2030. Fra 2030 til 2050 tillades en begrænset⁵ videre udbygning af elinfrastruktur, såfremt flaskehalsindtægter kan dække TSO'ens omkostninger. Investeringer modelleres i Balmorel. Der er drøftelser i Norge og Sverige om at politisk begrænse infrastrukturudbygning til andre lande. Sådanne politikker er ikke indlagt i referencen.

Der er ikke en eksisterende brintinfrastruktur i Europa. Opbygning af brintinfrastruktur modelleres i Balmorel. Det sikres, at der som minimum etableres brintforbindelse fra Esbjerg til den tyske grænse.

Kapacitet og produktion i fremtidens elsystem

Der skal foretages store investeringer i fremtidens elsystem for at imødekomme det stigende elforbrug. Med politiske målsætninger om et grønnere elsystem, stilles store krav til den fremtidige udvikling og omstilling i produktionsflåden.

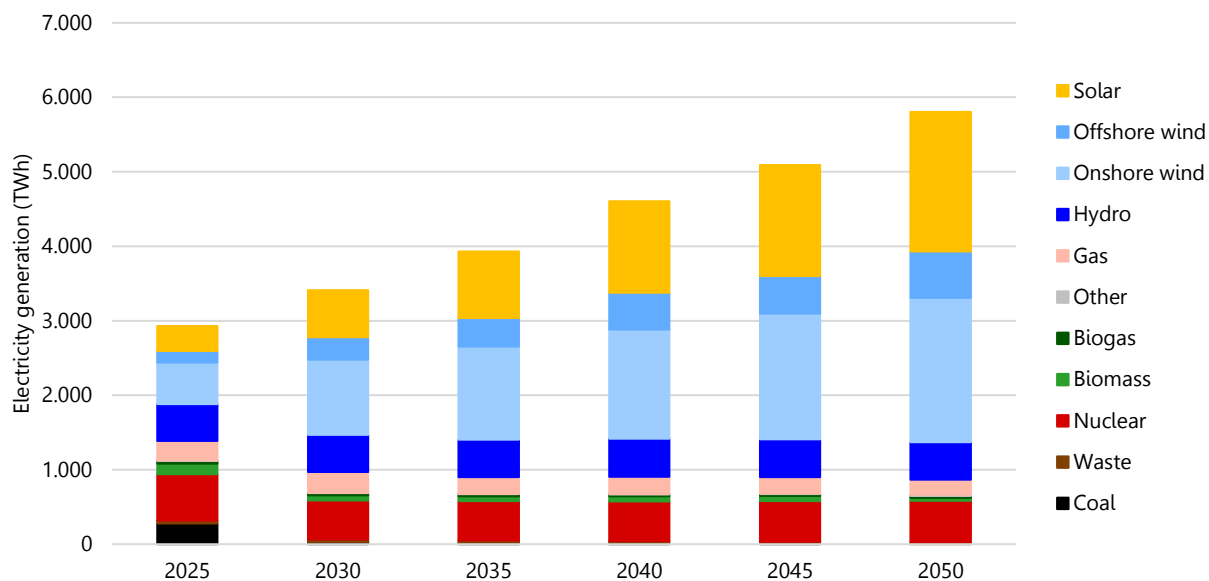


Figur 5. Elproduktionskapacitet i EU for perioden 2025–2050. Angivet i GW.

Med stigende elforbrug er der brug for ny produktionskapacitet, denne kommer primært fra vedvarende energikilder, nemlig sol og vind. I det europæiske system ses en betydelig og hurtig udvikling i VE-andelen, der når ca. 75% i 2030 og over 85% i 2050.

De øgede mængder af variable VE produktion, elektrificering og brintefterspørgsel medfører en stigning i behovet for fleksibilitet. Her vil, blandt andet, batterier spille en rolle. Det udbygges mod 2050 ca. 250 GW batteri effektkapacitet.

⁵ Der tillades investeringer i en række korridorer i Europa, og der indlægges begrænsninger mht. hvor meget der kan investeres pr. femårsperiode.



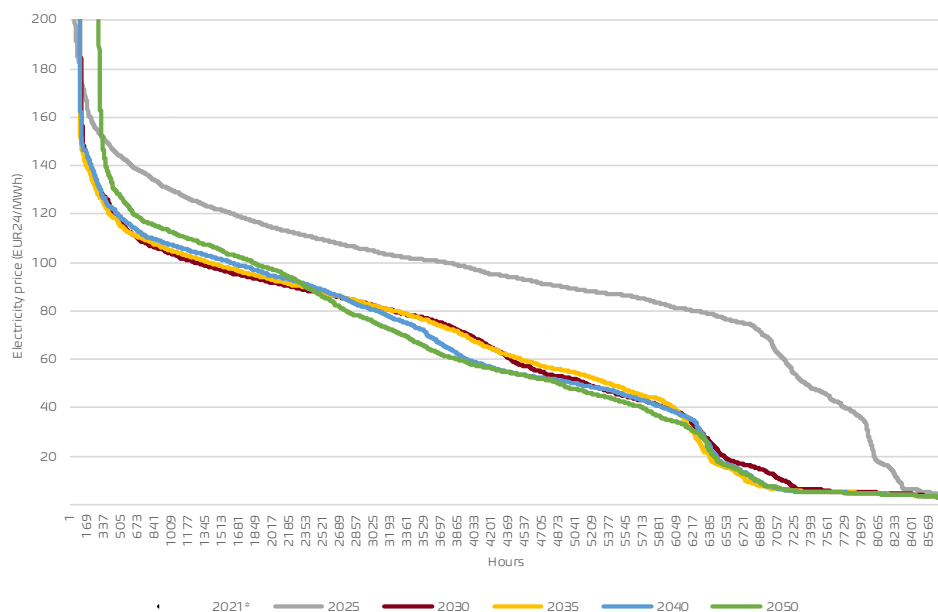
Figur 6: Elproduktion i EU for perioden 2025–2050.

Allerede i 2030 vil vind- og solproduktion udgøre ca. 60% af den samlede produktion, dette stigende til ca. 75% i 2050. Der er dog stadig behov for termisk produktion i form af biomasseværker og gasfyrede enheder.

Elpriser i analysen

Forudsætninger om grundlæggende timeprisudvikling i elmarkedet baseres på modelanalyser med Balmorel med forudsætninger om det europæiske elmarked, det europæiske brintmarked samt udvikling i eltransmission og brintinfrastruktur.

I Figur 6 ses de elpriser, der indgår i scenarieanalyserne, og som er beregnet under forudsætning om fortsat grøn omstilling i Europa samt af fortsat integrerede elmarkeder. Der indgår en betydelig udbygning af vind og sol, samt øget anvendelse af prisfleksibilitet på forbrugssiden. Elkedler, varmepumper, elbiler, produktionsindustri og især fremtidens elektrolyseanlæg spiller her en afgørende rolle, og især efter 2035. For 2025 er priserne baseret på modelkørsler og er ikke de faktiske priser realiseret i markedet.



Figur 7: Fremskrivning af elspotprisens varighedskurve i Danmark (DK1) i 2025, 2030, 2035, 2040 og 2050 sammenlignet med ekstremåret 2021.

Allerede i 2035 forventes elmarkedets afhængighed af fossile brændsler at være markant lavere end i dag, hvorved risikoen for ekstrempriser som følge af knaphed på brændsler bliver lavere. Derimod kan elmarkedet i højere grad end i dag opleve prisudsving som følge af ekstreme vejrår. Sådanne prisudsving ventes dog ikke at være langvarige.

Figuren viser, at der må forventes betydelige elprisforskelle i et klimanormalt år. Der er mange timer med nulpriser og mange timer med priser omkring 1.000 kr./MWh eller højere, hvilket sender signaler til, hvordan en optimal varmforsyning bør dimensioneres og lastfordeles. I modellen antages sol og vind at byde ind med deres variable D&V-omkostninger, der igen er baseret på Teknologikataloget og ligger lidt over nul. I modellen kan sol- og vindkapaciteten lukke ned, når elprisen ikke overstiger de variable omkostninger, og der er ikke i denne kørsel indregnet værdi af grønne certifikater eller støtteordninger, der giver incitament til at køre ved negative priser. Endelig udvikles det fleksible forbrug over tid. Derfor optræder der i modellen ikke negative priser, men kun priser lidt over nul.

De gennemsnitlige danske elpriser er beregnet til henholdsvis 681 kr./MWh i 2025 og 460 kr./MWh i 2050. Det er noget højere end de historiske elpriser frem til 2020, men markant lavere end ekstrem-årene 2021 og 2022. Gennemsnitsprisen falder særligt i perioden frem mod 2030 og 2035, hvilket hænger sammen med en væsentlig reduktion i gasprisen og en kraftig udbygning med sol og vind, som overvejende er markedsdrevet, men også drevet af minimumskrav til udbygningen på kort sigt (bl.a. drevet frem af politiske mål).

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
Gennemsnitlig dansk elpris (uvægtet)	DKK24/MWh	681	473	465	460	481	460

Tabel 4. Elpriser. Angivet i 2024-priser.

Indledningsvis køres Balmorel-modellen for det nordeuropæiske marked for at fastlægge elprisen i nabolandene. Disse elpriser bruges som input til efterfølgende modelkørsler, hvor Danmark simuleres alene med en detaljeret repræsentation af særligt fjernvarmeområderne.

Reserver i elsystemet

Der er behov for en række systemydelse i elsystemet for at opretholde spænding, frekvens og sikker drift. En del af disse reserver – de såkaldte Frequency Regulation Reserves (FRR) anvendes også til håndtering af prognosefejl.

I Energinets seneste behovsanalyse peges der netop på, at prognosefejl ved vind og sol i day-ahead markedet i stigende grad bliver dimensionerende for behovet for FRR. Energinet planlægger derfor at skaffe sig reservekapacitet til opregulering afhængig af day-ahead prognoserne for vind og sol. F.eks. vurderer de – med betydelig usikkerhed – at behovet kan stige til 2.300 MW i 2040, med en installeret vind og sol kapacitet på 65 GW. En simpel oversættelse er, at opreguleringsreserver skal udgøre mindst 3,5% af den forventede produktion fra sol og vind. I princippet kan disse reserver udgøres af regulerbare produktionsanlæg samt af fleksibelt forbrug. Regulerbare produktionsanlæg kan i princippet også potentielt være vind- og solproduktion, der tilbageholdes.

Til denne analyse implementeres et krav tilbageholdelse af dynamiske FRR-reserver på 3,5% af forventet fluktuerende produktion på timebasis. Endvidere indlægges sædvanligt reservehold som minimum.

Kravet til dynamiske FRR-reserver, som skal tilbageholdes, er beregnet ud fra det sædvanlige minimum reservehold i DK1 på ca. 300 MW og ca. 600 MW i DK2 i alle timer. Det er kun, hvis 3,5% af sol- og vindproduktionen overstiger disse (for hvert prisområde), at kravet til reserver stiger yderligere. Forudsætning om de 3,5% til beregning af reserver er baseret på Energinets fremskrivning af behovet for systemydelse. Her antages dog en betydeligt større udbygning med sol og vind end i denne analyse (baseret på AF). Derfor bliver kravet til reserver også mindre i denne analyse. Til beregning af reservekravet medtages kun den offshore vind, som reelt "tilhører DK", dvs. på en energigø er der taget højde for, at hvis forbindelse til Danmark er mindre end den installerede vindkapacitet, så er det også en mindre andel af vinden reservekravet er beregnet ud fra.

I analysen er ikke inkluderet krav til aktivering af balanceringsreserver. Anlæg honoreres derfor ikke for energilevering af regulerkraft og systemydelse til balancering af elforsyningen, som kan have betydning for udviklingen i kapacitet fra f.eks. elkedler og andre anlæg med egenskaber, der indgår i markeder for regulerkraft og systemydelse.

4.3. Elnet-tariffer

I modellen indregnes der tariffer dels på transmissions- og dels på distributionsniveau.

Gældende distributionstariffer

A-lav-kunder er tilsluttet via en 60/10-20 kV transformerstation og får leveret samt målt elektricitet på 10-20 kV spændingsniveau. De er timeaflyste og udgør typisk erhvervs-kunder. B-lav-kunder er tilsluttet via en 10-20/0,4 (0,69) kV transformerstation, hvor 0,69 kV ikke længere tilbydes nye kunder. De får leveret og målt elektricitet på 0,4 (0,69) kV spændingsniveau. Kunderne er timeaflyste og omfatter erhvervsdrivende.

Med Tarifmodel 3.0 er døgnet blevet inddelt i tre kategorier, som for A/B kunder, indeles således:

A/B kunder	00:00-06:00	06:00-21:00	21:00-24:00
Sommer (april-september)	Lavlast	Højlast	Højlast
- Hverdage	Lavlast	Lavlast	Lavlast
- Weekend og helligdage			
Vinter (oktober-marts)	Lavlast	Spidslast	Højlast
- Hverdage	Lavlast	Højlast	Højlast
- Weekend og helligdage			

Tabel 5: Lastperioder.

Distributionstarifferne for N1 og Radius er som vist nedenfor.

Nettarif	A-lav	B-høj
Nettarif (øre/kWh) – Lav/høj/spids		
Radius	1,35/4,04/8,09	2,47/7,41/14,82
N1	0,89/2,67/5,34	2,20/6,60/13,20
Effektbetaling (kr./kW/år)		
Radius	38,88	63,36
N1	16,66	34,65

Tabel 6: Tariffer, ekskl. moms. Tariffer er indhentet i oktober 2025.

Energinets tariffer

Nedenfor vises Energinets elnettariffer for 2025.

Transmissionstarif	6,1 øre/kWh
Systemtarif	7,4 øre/kWh

Tabel 7: Energinets elnettariffer for 2025, eksklusive moms.⁶

Energinet har endvidere meldt ud, at tarifferne reduceres for 2026 med samlet 2,0 øre/kWh, heraf 1,8 øre/kWh på nettariffen.

Tariffer anvendt i modellen

Transmissions- og distributionstariffen opdeles på en energi- og en kapacitetstarif, og der regnes med tidsvarierende distributionstariffer. Der regnes for hele DK1 med tarifferne for N1 og for hele DK2 med tarifferne for Radius.

⁶ Energinet. "Aktuelle Tariffer." *Energinet.dk*. Tilgået 20. maj 2025. <https://energinet.dk/el/elmarkedet/tariffer/aktuelle-tariffer/>

For Energinets tariffer der foretaget nogle antagelser for at fastlægge tarifferne, da den endelige tarifstruktur ikke var fastlagt, da forudsætninger til dette projekt skulle lægges fast. Det antages, at transmissionsnet-tariffen reduceres fra 2026 og frem og omlægges delvis til en fast kapacitetsbetaling. For anlæg med begrænset netadgang antages, at der betales en tredjedel af den faste kapacitetsbetaling på transmissionsniveau⁷. Dette svarer til samme tarifstruktur, som Energinet efterfølgende har implementeret for 2026, dog med en lidt anden fordeling mellem fast og variabel tarif, så der i dette projekt anvendes en lidt højere andel på den faste del af nettartiffen i forhold til Energinets aktuelle tariffer for 2026.

Det antages, at elkedler som udgangspunkt tilsluttes med begrænset netadgang på A-lav mens varmpumper tilsluttes med fuld netadgang på B-høj i mindre områder og A-lav i større områder.

Tarif	Transmission	Distribution, DK1		Distribution, DK2	
		A-lav	B-høj	A-lav	B-høj
Tilslutningsniveau	Alle	A-lav	B-høj	A-lav	B-høj
Systemtarif (kr./MWh)	74,0	-	-	-	-
Net-tarif (kr./MWh) – Lav/høj/spids	18	8,9/26,7/53,4	22,0/66,0/132,0	13,5/40,4/80,9	24,7/74,1/148,2
Kapacitetstarif (kr./MW/år)	125.000	16.660	34.650	38.880	63.360
- Ved begrænset netadgang	41.667	16.660	34.650	38.880	63.360

Table 8. Anvendte nettartiffer.

4.4. Reguleringsmæssige rammer

Det antages, at eksisterende og aftalte niveauer for afgifter og tilskud i Danmark fastholdes i hele analyseperioden. Af særlig betydning er her:

- Energiafgifter (herunder affaldsvarmeafgift og tillægsafgift)
- CO2 afgift
- CO2-e afgift
- Overskudsvarmeafgift
- Elpristilskud til biomasse på en række eksisterende anlæg
- Tilskud til 3 GW havvind
- Risikosikring (tilskud) til brintinfrastruktur til Esbjerg)
- Tilskud til CCS (pågående udbud).
- Tilskud til grønne gasser (biogas og opgraderet biogas)). Vi modellerer tilskuddet indirekte i form af en stigende mængde biogas jævnfør KF25.

⁷ Udformning af tarifstrukturen bygger bl.a. på Energinets konsekvensberegning i notat om metodeanvendelse: <https://energinet.dk/media/k05fg0y1/metodeanmeldelse-nettarif-for-forbrug-i-distributionsnettet-anmeldt-til-fsts.pdf>

Afgift (2% inflation)	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Energiafgift (kr./GJ)	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6
Affaldsvarmeafgift (kr./GJ varme leveret)	16,7	17,9	18,9	19,8	20,7	21,5
Tillægsafgift (kr./GJ varme produceret)	12,1	11,0	9,9	9,0	8,1	7,4
CO ₂ -afgift (kr./ton CO ₂ til rumvarme)	852	852	852	852	852	852
<i>Del af CO₂-afgift:</i>						
CO ₂ -afgift (kr./ton CO ₂ til rumvarme. Efter reduktion med CO ₂ -e afgift)	766	426	426	462	462	462
<i>Del af CO₂-afgift:</i>						
CO ₂ e-afgift (kr./ton CO ₂) (emissionsafgift)	85	426	426	426	426	426
CO ₂ -kvoter (KF25, kr./ton)	585	670	745	819	894	968
Svovlafgift (kr./kg emitteret svovl)	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
NOx afgift (kr./kg emitteret NOx)	6	6	6	6	6	6
Elafgift til varme husholdninger (øre/kWh)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Elafgift til varme erhverv (øre/kWh)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Gratiskvoter affald	30 %	30 %	0 %	0%	0%	0%

Tabel 9: Afgifter.

4.5. Udvikling af fjernvarmeforbrug i Danmark

Den samlede udvikling i fjernvarmeproduktionen følger *Klimastatus og -fremskrivning 2025* (KF25) og forventes at stige med op til 18 % i 2050 i forhold til 2025. Tabel 10 viser de anvendte værdier i analysen.

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fjernvarmeproduktion (PJ)	141,9	149,1	154,1	158,1	162	167
Vækst ift. 2025		5%	9%	11%	14%	18%

Tabel 10. Varmeforbrug antaget i modellen.⁸

I Balmorel-modellen er fjernvarmeområderne opdelt i 133 delområder, hvor enkelte områder er dele af samme net (f.eks. tre områder i Odense og en række forskellige områder i hovedstadsområdet). For at fordele den fremtidige vækst anvendes tre parametre:

⁸ Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet. *Klimastatus og -fremskrivning 2025*. København: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, 2025. Tilgået 20. maj 2025. <https://www.kefm.dk/klima/klimastatus-og-fremskrivning/klimastatus-og-fremskrivning-2025>

- **Gasfyr** – andel af husholdninger med gasfyr i kommunen⁹.
- **Befolkningsfremskrivning** – kommunal vækstprognose¹⁰.
- **Størrelse på eksisterende produktion** – andel af den samlede nuværende fjernvarmeproduktion.

Da to af parametrene er på kommuneniveau, er alle modelområder koblet til deres respektive kommuner og fordelt ligeligt, hvis en kommune dækker flere områder.

Udbygningen af fjernvarmenettet forventes at ske gennem konvertering af gasområder som led i kommunale varmeplaner samt stigende efterspørgsel fra både nye boligområder og fremstillingserhverv. Politisk afsatte midler til udfasning af olie- og gasfyr antages udnyttet fuldt ud, men tempoet afhænger af den faktiske udskiftningshastighed.

Fordelingen af tilvæksten over tid fremgår af Tabel 11. I de første år er udfasningen af gasfyr den primære drivkraft, mens befolkningsvækst og mindre generel udvidelse får større betydning efter 2040.

Fordelingsnøglen for tilvæksten	2030	2035	2040	2045	2050
Gasfyr	75%	75%	50%	0%	0%
Befolkningsfremskrivning:	15%	15%	35%	75%	75%
Størrelse på området	10%	10%	15%	25%	25%

Tabel 11: Fordelingsnøgle for tilvæksten af fjernvarmeproduktionen fra KF25.

4.6. Udvikling af nettemperaturer i fjernvarmen

Temperaturerne i fjernvarmenettene spiller en afgørende rolle i fremtidens varmforsyning, især i takt med den stigende elektrificering og integration af varmepumper.

Varmepumpers effektivitet (COP) afhænger af temperaturforskellen mellem varmekilden og det ønskede temperaturniveau. I fjernvarmesystemer betyder lavere fremløbstemperaturer, at varmepumper kan operere med højere COP-værdier, hvilket forbedrer den overordnede energieffektivitet. Dette er særligt vigtigt i et fremtidigt energisystem, hvor elbaseret varmeproduktion forventes at spille en større rolle.

Høje temperaturer i fjernvarmenettet medfører større varmetab under distributionen. Ved at sænke nettemperaturerne reduceres disse tab, hvilket forbedrer systemets samlede effektivitet. Desuden mindskes belastningen på rørsystemet, hvilket kan forlænge dets levetid og reducere vedligeholdelsesomkostninger.

⁹ Danmarks Statistik. *Boliger efter område, beboertype, anvendelse, opførelsesår, opvarmningsforhold, toiletforhold, badeforhold og køkkenforhold (BOL102)*. København: Danmarks Statistik, n.d. Tilgået 11. august 2025. <https://www.statistikbanken.dk/bol102>

¹⁰ Danmarks Statistik. *Befolkningsfremskrivning 2025 efter kommune, alder og køn (FRKM125)*; Danmarks Statistik, n.d. Tilgået 11. august 2025. <https://www.statistikbanken.dk/statbank5a/SelectVarVal/Define.asp?MainTable=FRKM125&PLanguage=0>

Samlet set er optimering af nettemperaturerne en nøgelfaktor i udviklingen af et mere effektivt og fleksibelt fjernvarmesystem.

I analysen skelnes der mellem temperaturniveauer i små, mellemstore og store områder. Temperaturniveauer i fjernvarmesystemernes distributionsnet regnes som udgangspunkt med at være som vist i tabellen nedenfor. Data er baseret på input fra Dansk Fjernvarme.

	Vinter fremløb / retur [°C]	Sommer fremløb / retur [°C]
Store områder	78/43	71/45
Mellemstore områder	74/40	69/43
Små områder	76/38	70/41

Tabel 12: Forudsatte nettemperaturer i de forskellige typer af fjernvarmeområder.

Der regnes med, at disse temperaturer er uændrede frem mod 2035. Fra og med 2035 regnes der med en sænkning af fremløbstemperaturer på 10 C og returtemperaturer med 5 C. Dog antages det, at fremløbstemperaturen aldrig kommer under 60 C. Denne forudsætning er afstemt med Dansk Fjernvarme.

4.7. Affald

Affaldssammensætningen baseres grundlæggende på modeltal fra Miljøstyrelsens affaldsmodel GREASE og antagelser om individuelle fraktioners andele af fossilt indhold, vand, aske mv. Affaldsmængderne (i ton) på fraktionsbasis inkl. hvilken behandlingsform, som affaldet sendes til, er fra Miljøstyrelsens model. I nærværende analyse fokuseres på den andel, som sendes til forbrænding.

På baggrund af mængderne beregnes brændværdi, energiindhold mv. på baggrund af en række antagelser. Vand-, og askeprocent fastholdes på fraktionsbasis på tværs af år, mens affaldsmængderne pr. fraktion ændrer sig over tid, bl.a. på grund af øget genanvendelse.

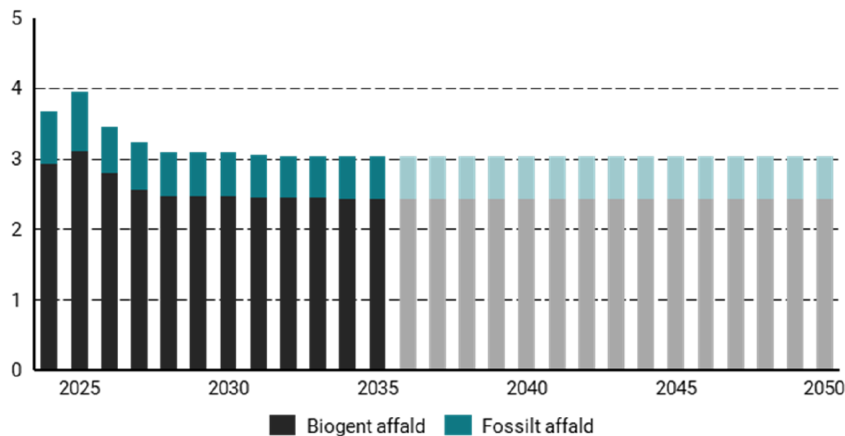
Eas data tilpasses bedst muligt til fremskrivning af affaldsmængder, brændværdi og fossil andel, der ligger til grund for seneste klimafremskrivning (KF25).

I KF25 opgøres den samlede affaldsmængde til danske forbrændingsanlæg i 2030 til 3,1 mio. ton (ekskl. farligt affald) med et energiindhold på 36 PJ og en CO₂ emission på 1,85 mio. ton CO₂. KF25 regner altså med en brændværdi på 11,6 GJ/ton og en fossil emissionsfaktor på 597 kg CO₂/ton. Brændværdi og emissionsfaktorer ændres ganske lidt over tid.

I praksis kan der være betydelig forskel i affaldets sammensætning fra anlæg til anlæg, og nogle aktører har registreret højere brændværdi og højere indhold af fossil CO₂ end gennemsnitsværdier fra KF25.

Fremskrivning af affald til forbrænding og fremskrivning af forbrændingskapacitet

Vi har valgt også på dette punkt at tage udgangspunkt i KF25 data.



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

Kilde: Miljøstyrelsen 2024

Figur 8: Danske forbrændingsegneede affaldsmængder til alm. affaldsforbrændingsanlæg, mio. ton affald. Kilde: KF25 Kapitel 26.

Det er i modellen antaget, at alt dansk affald skal forbrændes i Danmark. Forbrændingen af dansk affald skal endvidere fordeles jævnt mellem årets uger, så der ikke sker unødigt ophobning af fx husholdningsaffald i sommermånederne. Endvidere er det antaget, at maksimalt 50% af det danske affald kan brændes i Østdanmark og maksimalt 70% i Vestdanmark.

Med hensyn til affaldsforbrændingskapaciteten så er det efter aftale med Dansk Fjernvarme antaget, at denne fastholdes frem til 2050 i referenceforløbet.

Ud over danske mængder, kan der være tale om import/eksport. I KF25 regnes der med, at de nye rammer (konkurrenceudsættelse, grøn skattereform og affaldsvarmeprijsloft) betyder, at affaldsmængderne allerede fra 2028 tilnærmelsesvis vil svare til de danske forbrændingsegneede affaldsmængder.

I denne rapport er det dog efter aftale med Dansk Fjernvarme antaget, at der frit kan importeres affald fra andre lande, så affaldsanlæggene kan fylde op med affald og dermed sikre mere driftstid. Det er antaget, at importaffald har samme brændeværdi og CO₂-indhold som dansk affald, og der er regnet med et modtagegebyr på 465 kr./ton an affaldsanlæg.

4.8. Data for eksisterende produktionsanlæg

Den eksisterende kapacitet baseres på data fra nyeste energiproducenttælling, hvor kraftvarmeverker og øvrige varmeproduktionsanlæg i Danmark er opgjort detaljeret.

Dertil kommer, at der i modellen indlægges kendte anlæg, der er truffet beslutning om at etablere eller som allerede er under etablering (f.eks. havvandsvarmepumper i Aalborg, geotermi i Aarhus mv.).

Udover den eksogene udvikling i kapacitet over tid, så er der i alle scenarier mulighed for at lukke kapacitet endogent i modellen. Det gælder dog ikke den fossile spidslast og en række store centrale værker. De antages at have en teknisk levetid svarende til forudsætningerne i KF25, da praktiske udfordringer omkring hurtig lukning af konkrete værker er vanskelige at repræsentere i modeloptimeringen. Tabellen nedenfor giver et overblik over lukningsår for de større anlæg, der som forudsætning antages at lukke inden 2050 i modelberegningerne.

Anlæg	Sidste driftsår	Slutår for støtte til elproduktion
Studstrupværkets blok 3	2030	2031
Skærbækværkets blok 3 – flis	2037	2037
Skærbækværkets blok 3 – naturgas	2037	-
Herningværket	2033	2022
Fynsværkets blok 7	2030	-
Fynsværkets blok 8	2035	2029
Nordjyllandsværket	2028	-
Randersværket	2036	2024
Avedøreværkets blok 1	2033	2031
Avedøreværkets blok 2	2045	2023
Asnæsværkets blok 6	2045	-
Amagerværkets blok 1	2029	2029
Amagerværkets blok 4	2049	2039
Østkraft blok 6	2032	2032

Tabel 13: Sidste driftsår og slutår for støtte til elproduktion for større kraftvarmeanlæg baseret på KF25.

4.9. Investerings teknologier i ny el- og varmeproduktion

Modellen kan etablere ny produktionskapacitet, hvis det er økonomisk attraktivt. Investeringsomkostninger baseres på Teknologikataloget. Der er følgende investeringsmuligheder i fjernvarmesystemerne:

- Varmepumper (med varmekilder baseret på luft, havvand, industriel overskudsvarme og geotermi).
- Solvarme

- Elkedler (antages at være afbrydelige)
- Varmelagre
- Kedler baseret på træflis, træpiller og halm.

Der er fastsat potentialer for den maksimale udbygning af de forskellige teknologier i hvert modelområde. Det tager således hensyn til, at f.eks. solvarme og luftvarmepumper er pladskrævende og kun i begrænset omfang kan etableres nær de større byer. Det er forudsat, at der ikke kan investeres i ny, affaldsfyret kapacitet.

	Investering Mio. kr./MW varme	Teoretisk COP
Luftvarmepumpe	10,0	3,3
Havvandsvarmepumpe	11,4	3,0
Overskudsvarmepumpe	8,0	3,6
Middeltemperaturvarmepumpe (spildevand, grundvand, drikkevand)	10,0	3,3
Geotermi	17,0	4,9
Elkedel, afbrydelig	1,0	-
Træfliskraftvarme	10,8	-
Træfliskedel	4,2	-
Træpillekedel	6,2	-
Halmkedel	7,6	-

Tabel 14. Oversigt over investeringsmuligheder i en række varmeteknologier. Værdierne er angivet for 2030-teknologier som vurderes repræsentative for overordnede teknologikategorier. F.eks. findes varmepumper i forskellige størrelser og til hhv. distributions- og transmissionsniveau. Angivet i 2024-priser.

4.10. Overskudsvarme og potentialer for varmepumper

I modellen indlægges for overskudsvarme og de forskellige typer af varmepumper et potentiale i hvert fjernvarmeområde. I forbindelse med projektet "Energiforsyning 2030" blev der af AAU udarbejdet en potentialeundersøgelse for de forskellige typer af varmepumper, og denne blev omsat til potentialer på varmeområdeniveau. Da der ikke er fundet nyere data tilgængelige på samme detaljeringniveau, anvendes disse data til opgørelse af potentialer for de forskellige typer af varmepumper. I Hovedstadsområdet er der foretaget vurderinger af varmepumpepotentialer i forbindelse med "Fremtidens Fjernvarme i Hovedstaden"¹¹ samt i Energi på tværs¹², som anvendes i dette projekt.

For industriel overskudsvarme og køling er det samlede potentiale opgjort til 263 MW i 2030 og 318 MW i 2050.

¹¹ <https://varmeplanhovedstaden.dk>

¹² <https://gate21.dk/vidensindlaeg/energisystemanalyse-hovedstadsregionen/>

For varmepumper med relativt gode kilder som grundvand, drikkevand og spildevand er det samlede potentiale opgjort til 553 MW i 2030 og 921 MW i 2050.

Det antages, at der kan etableres luftvarmepumper i de fleste områder. I Hovedstadsområdet er der foretaget vurderinger af pladsbegrænsninger til luftvarmepumper i forbindelse ovennævnte analyser. Det udelukker i praksis luftvarmepumper i den tættest befolkede del af hovedstaden, men giver muligheder i en række af forstadskommunerne, der også er en del af det sammenhængende net. I de to øvrige områder med et transmissionsnet med højere temperaturer, Aarhus og TVIS, er der også indlagt begrænsninger på udbygning med luftvarmepumper. I Aarhus er der sat en begrænsning på maksimalt 300 MW luftvarmepumper og i TVIS-området er der begrænsninger på 200 MW. I de øvrige byer er der ikke indlagt begrænsninger på luftvarmepumperne, da det antages i denne analyse, at de i vidt omfang kan placeres i udkanten af de bebyggede områder. Der kan etableres havvandsvarmepumper i alle kystnære byer.

5. Resultater for referencescenariet

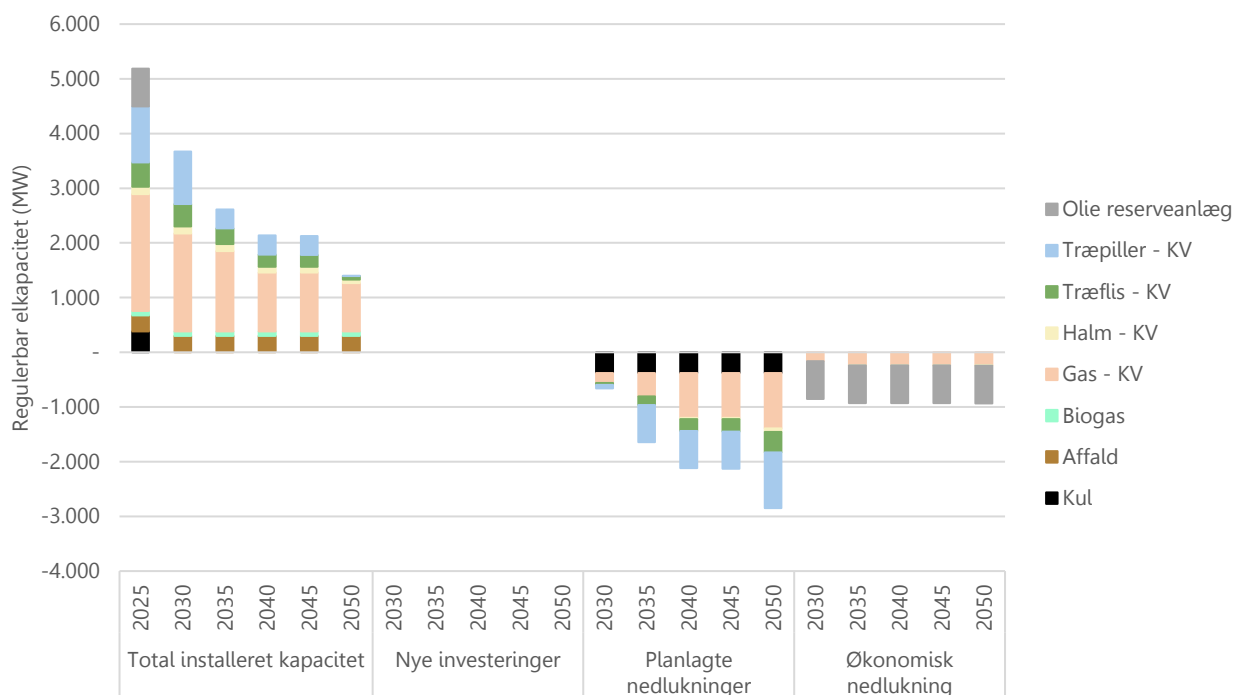
5.1. Udvikling i referencescenarie

I det følgende gennemgås resultaterne af modelberegninger for el- og varmforsyningen i Danmark i referencescenariet. Scenariet er beregnet for perioden 2030-2050 og sammenlignes med udgangsåret 2025. Udgangsåret er også baseret på modelberegninger og kan afvige fra den faktiske energistatistik.

Modelberegningerne har en høj geografisk opløsning med detaljeret modellering af de enkelte sammenhængende fjernvarmenet. Resultaterne er vist både samlet for Danmark og som grupperinger af fjernvarmenet baseret på størrelse (definitionen af grupperingerne kan findes under rapportens bilag).

Ændringer i regulerbar elkapacitet i Danmark

Den regulerbare elkapacitet i Danmark frem mod 2050 ses i Figur 9. Figuren illustrerer den samlede installerede kapacitet samt bidrag fra nye investeringer og kapacitetsnedlukninger. Planlagte nedlukninger er vurderet på baggrund af den tekniske levetid og leveringsaftaler, som er et input til modelberegningerne. Økonomiske nedlukninger sker som følge af den økonomiske optimering i modelberegningerne, og afspejler værker hvor de faste driftsomkostninger er højere end værdien af produktionen.



Figur 9: Ændringer i regulerbar elkapacitet i Danmark

Den samlede, regulerbare elkapacitet falder markant fra 2025 til 2050. I 2025 udgør den regulerbare kapacitet knap 5 GW, mens den i 2050 reduceres til omkring 1,4 GW. Faldet drives primært af udfasning af eksisterende kraftvarmeanlæg baseret på kul, gas og biomasse (særligt træpiller), som vurderes at lukke i takt med de når deres tekniske levetid. Derudover lukkes oliereserveanlæg samt enkelte gasanlæg som følge af manglende økonomisk rentabilitet.

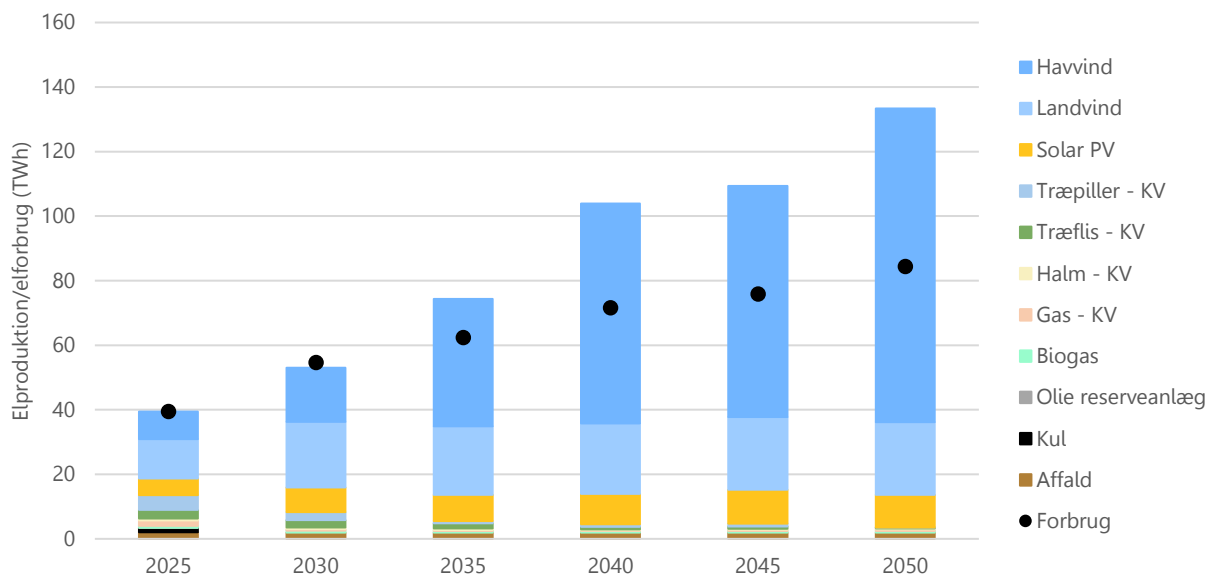
I referencescenariet foretager modellen ikke investeringer i ny, regulerbar elproduktionskapacitet. Det er muligt for modellen at investere i ny elproduktionskapacitet (dog ikke biomasse), men modellen finder det ikke økonomisk attraktivt i optimeringen. Udviklingen i den samlede regulerbare kapacitet bestemmes således udelukkende af lukning af eksisterende anlæg, enten som følge af teknisk levetid eller økonomiske forhold, hvilket medfører et væsentligt lavere niveau af regulerbar kapacitet i slutningen af analyseperioden.

Elproduktion i Danmark

Den samlede elproduktion i Danmark stiger fra 40 TWh i 2025 til 133 TWh frem mod 2050, som vist i Figur 10. Stigningen dækkes af øget produktion fra vedvarende energikilder, særligt havvind, som udgør knapt 75% af den indenlandske elproduktion i 2050. Landvind og sol bidrager ligeledes med stigende produktion, mens elproduktion fra kul, gas og biomasse reduceres betydeligt og stort set udfases mod slutningen af perioden.

Figuren viser samtidig, at regulerbare teknologier kun står for 3 % af elproduktionen i 2050. Elproduktionen i referencescenariet er således i høj grad baseret på variabel vedvarende energi, hvilket skal ses i sammenhæng med den markante reduktion i regulerbar elkapacitet vist i Figur 9.

I de tidlige scenarieår modsvares den indenlandske elproduktion i Danmark af et tilsvarende indenlandsk elforbrug. Fra 2035 og frem er Danmark nettoeksportør til de omkringliggende naboregioner. I 2050 eksporteres netto 50 TWh.

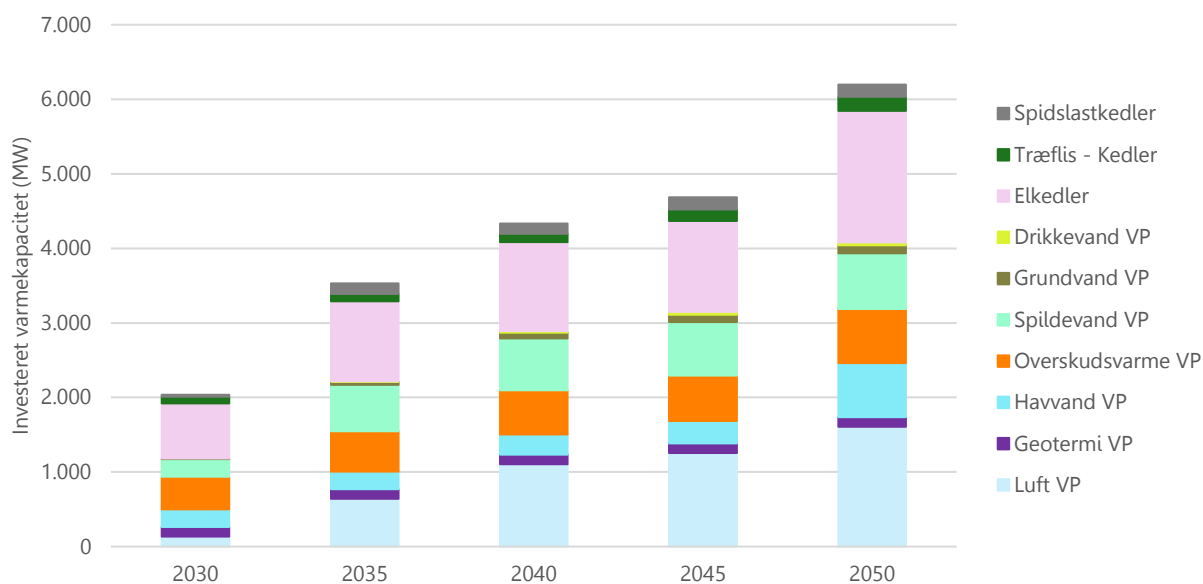


Figur 10: Elproduktion og elforbrug i Danmark

Investeringer i ny varmeproduktionskapacitet i hele Danmark

Investeringer i ny varmeproduktionskapacitet i Danmark frem mod 2050 ses i Figur 11. Figuren omfatter både allerede kendte og planlagte projekter samt nye investeringer foretaget endogent i modellen. Den samlede investerede varmeproduktionskapacitet stiger markant frem mod 2050. Udbygningen domineres af elbaserede teknologier, særligt varmepumper og elkedler, som tilsammen udgør hovedparten af de nye investeringer. Varmepumpeudbygningen sker på tværs af forskellige varmekilder, herunder luft, havvand, spildevand, grundvand og overskudsvarme, mens geotermi bidrager med et mindre kapacitetsbidrag. Der er identificeret en række overskudsvarmepotentialer (særligt fra datacentre omkring hovedstaden), som er attraktive at udnytte grundet lave investeringsomkostninger og høje kildetemperaturer. Geotermi kan være en attraktiv varmekilde i tæt bebyggede områder, da arealaftrykket er lille. Samtidig er kildetemperaturen høj, hvilket sikrer en høj virkningsgrad og tilsvarende lavt elforbrug. Dog er investeringsomkostningen højere end andre varmepumper, og modelberegningerne viser ikke yderligere investeringer udover den allerede planlagte kapacitet. Selvom det lille arealaftryk kan være en fordel i konkrete planlægningsituationer, så viser beregningerne at det er mere økonomisk at udnytte andre arealtætte kilder (særligt overskudsvarme og spildevand) samt at producere varmen uden for de tæt bebyggede områder og udnytte transmissionssystemet.

Investeringer i nye biomassekedler og spidslastkapacitet udgør kun 160 MW af den samlede kapacitetsudbygning. Samlet viser modelberegningerne at udbygningen af varmeproduktionskapacitet i referencescenariet i høj grad baseres på elbaseret varme.

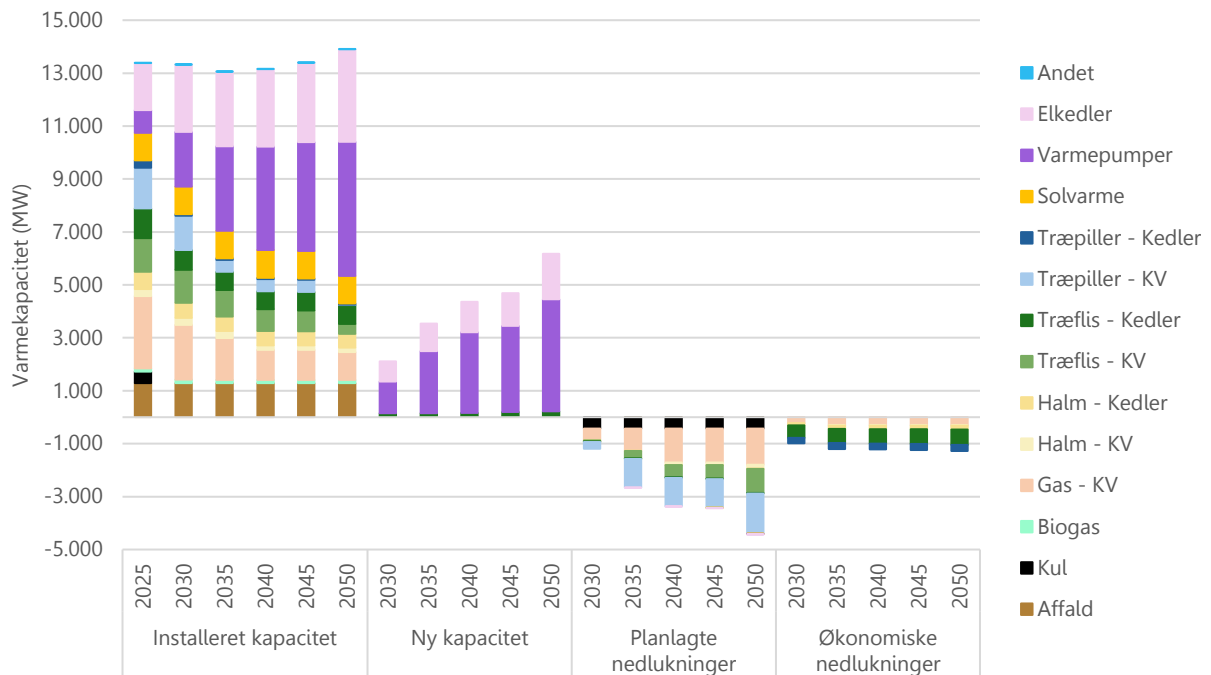


Figur 11: Investeringer i ny varmeproduktionskapacitet i hele Danmark (både planlagte og modelinvesteringer).

Samlet varmeproduktionskapacitet i Danmark

Det samlede overblik over ændringerne i varmeproduktionskapaciteten i Danmark i referencescenariet frem mod 2050 er givet i Figur 12. Her ses den installerede kapacitet samt bidrag fra ny kapacitet, planlagte nedlukninger og økonomisk betingede nedlukninger, fordelt på teknologier. Alle typer af varmepumper (herunder også geotermi og overskudsvarme) er grupperet under en samlet kategori i den

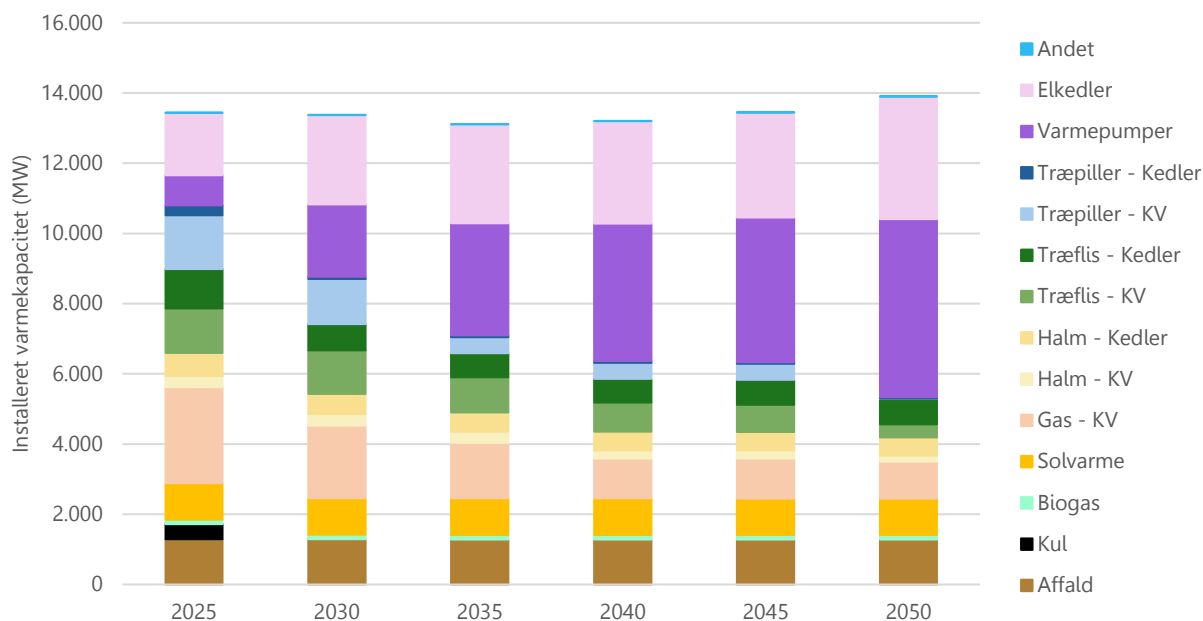
følgende del af rapporten. Figuren illustrerer, at udviklingen i varmeproduktionskapaciteten er resultatet af betydelige forskydninger mellem teknologier, hvor omfattende nedlukning af eksisterende fossile og biomassebaserede anlæg modsvarer af ny kapacitet i form af især elbaserede teknologier.



Figur 12: Ændringer i varmekapacitet i Danmark (ekskl. spidslast og -reservelastanlæg på gas eller olie).

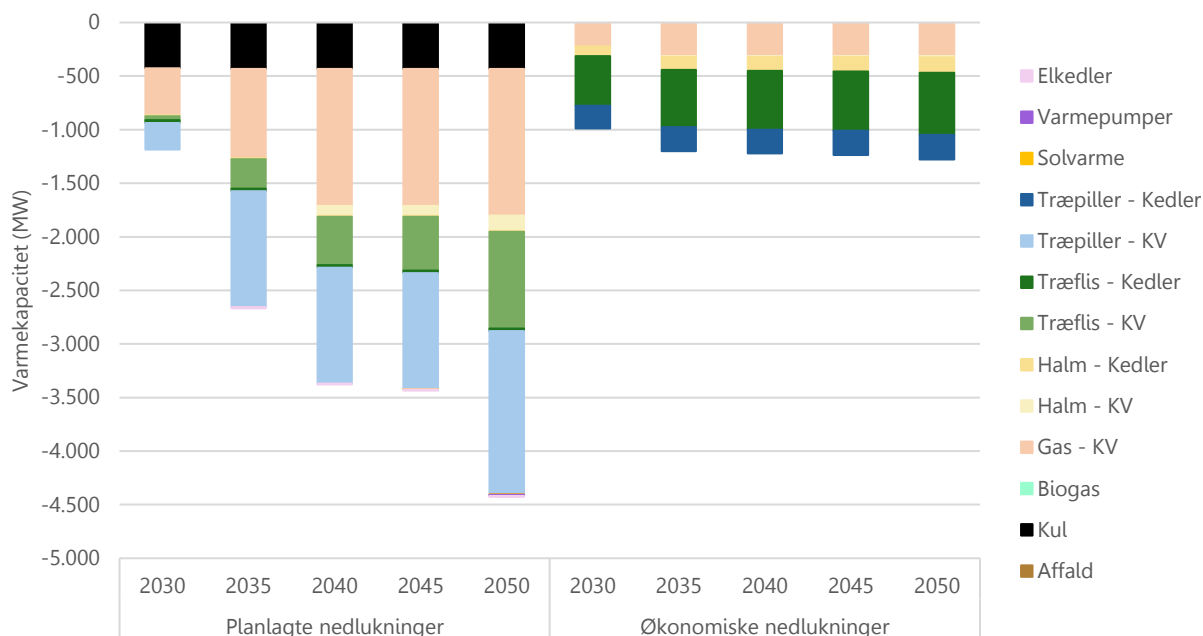
Figur 13 viser udviklingen i den samlede installerede varmeproduktionskapacitet i Danmark i referencescenariet frem mod 2050, fordelt på teknologier. Figuren omfatter både eksisterende kapacitet og ny kapacitet som følge af planlagte projekter og modelinvesteringer.

Den samlede varmeproduktionskapacitet ligger relativt stabilt gennem perioden, men med en markant ændring i teknologisammensætningen. Kapaciteten baseret på fossile brændsler og biomasse reduceres gradvist, særligt kraftvarmekapacitet på gas, kul og biomasse, mens elbaserede teknologier udbygges betydeligt. Varmepumper og elkedler udgør i 2050 en dominerende andel af den samlede kapacitet, mens solvarme og affald fastholder mere stabile bidrag.



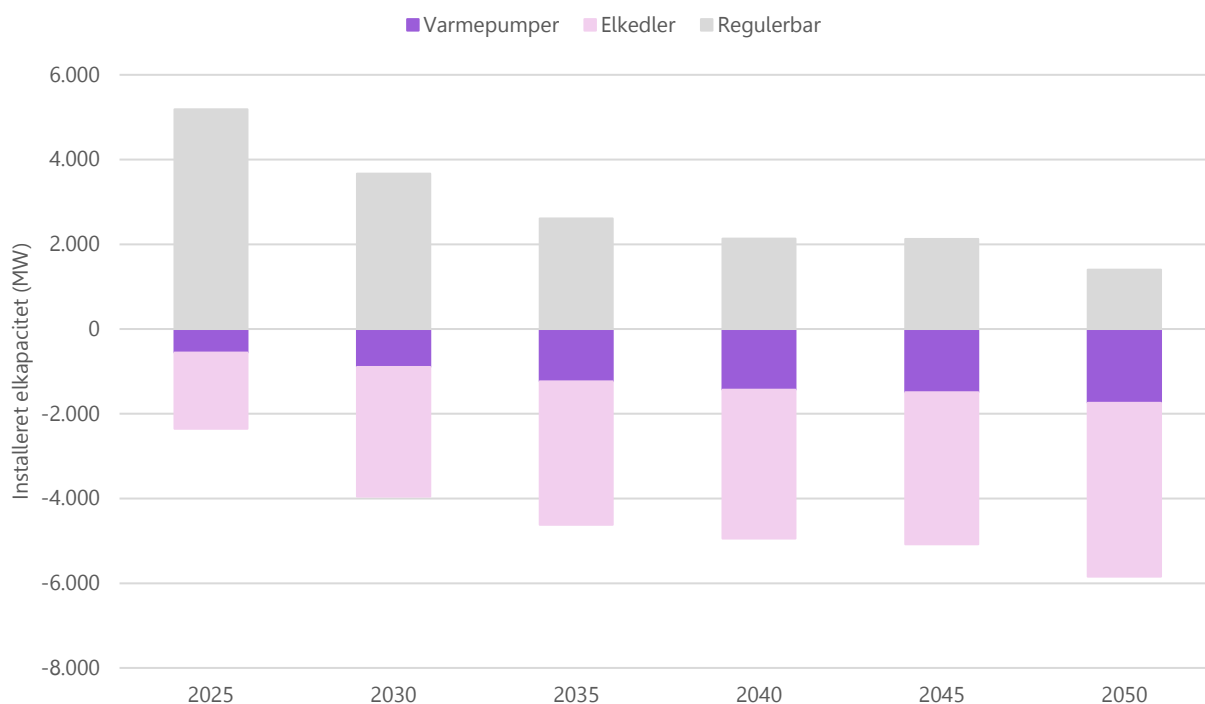
Figur 13: Varmeproduktionskapacitet i hele Danmark

Nedlukningerne af varmeproduktionskapacitet frem mod 2050 er i høj grad drevet af planlagte udfasninger af eksisterende kraftvarmeanlæg baseret på træpiller, træflis og gas, med de største kapacitetsreduktioner omkring 2040–2050. De økonomisk betingede nedlukninger er begrænsede og koncentreret om biomassebaserede anlæg hovedsageligt i de små områder.



Figur 14: Nedlukning af varmeproduktionskapacitet i hele Danmark

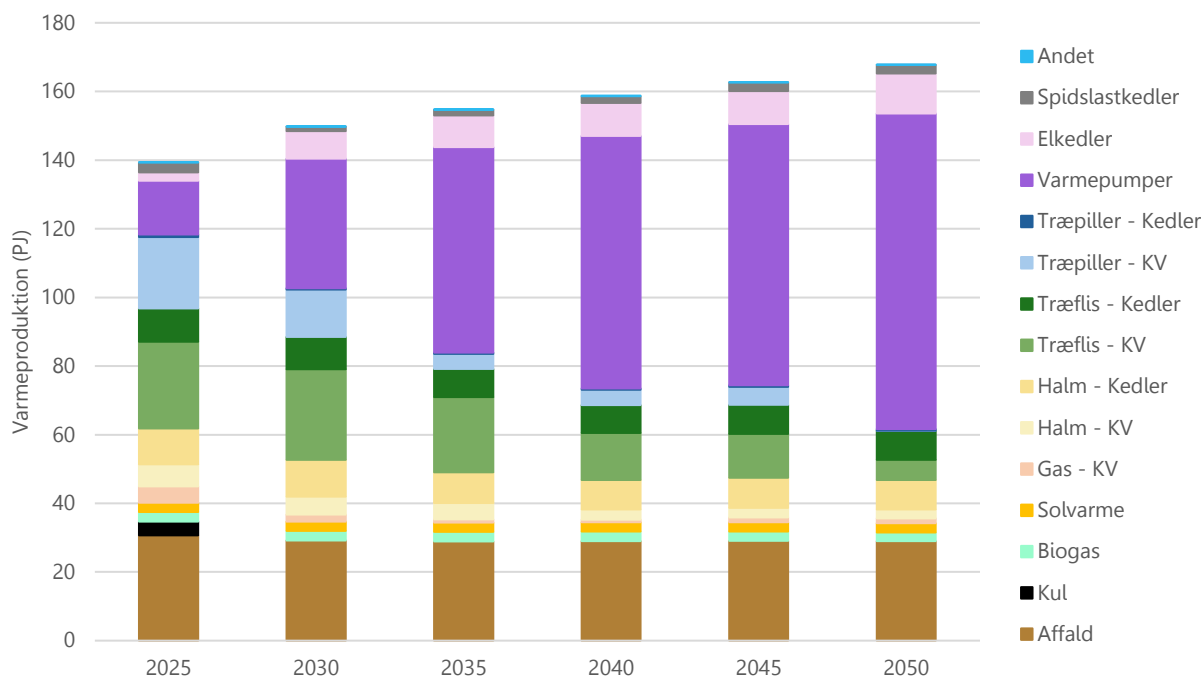
Eleffekten fra varmepumper og elkedler kan i Figur 15 ses i forhold til den regulerbare elkapacitet. Det ses at samspillet mellem el- og varmesystemerne ændres væsentligt frem mod 2050, hvor fjernvarmesystemerne vil have mere elforbrugende kapacitet end producerende kapacitet. Det skal dog bemærkes at grafen ikke viser samtidigheden i forbrug- og produktionseffekt. Elkedeleffekten på 4 GW er i særdeleshed høj, men må vurderes helt overvejende at blive brugt i perioder, hvor elsystemet ikke i forvejen er belastet.



Figur 15. Effektbalance for elforbrugende og elproducerende anlæg i fjernvarmesystemet i Danmark.

Fjernvarmeproduktion i Danmark

På Figur 16 ses, at den samlede fjernvarmeproduktion stiger fra 140 PJ til 165 PJ frem mod 2050. Samtidig sker der en markant ændring i produktionssammensætningen. Varmeproduktionen fra fossile brændsler og biomasse reduceres gradvist, mens varmepumper bliver den dominerende varmekilde fra omkring 2035 og frem. I 2050 leverer elkedler og varmepumper tilsammen godt 60 % af varmen. Affald og solvarme bidrager med relativt stabile mængder gennem hele perioden.

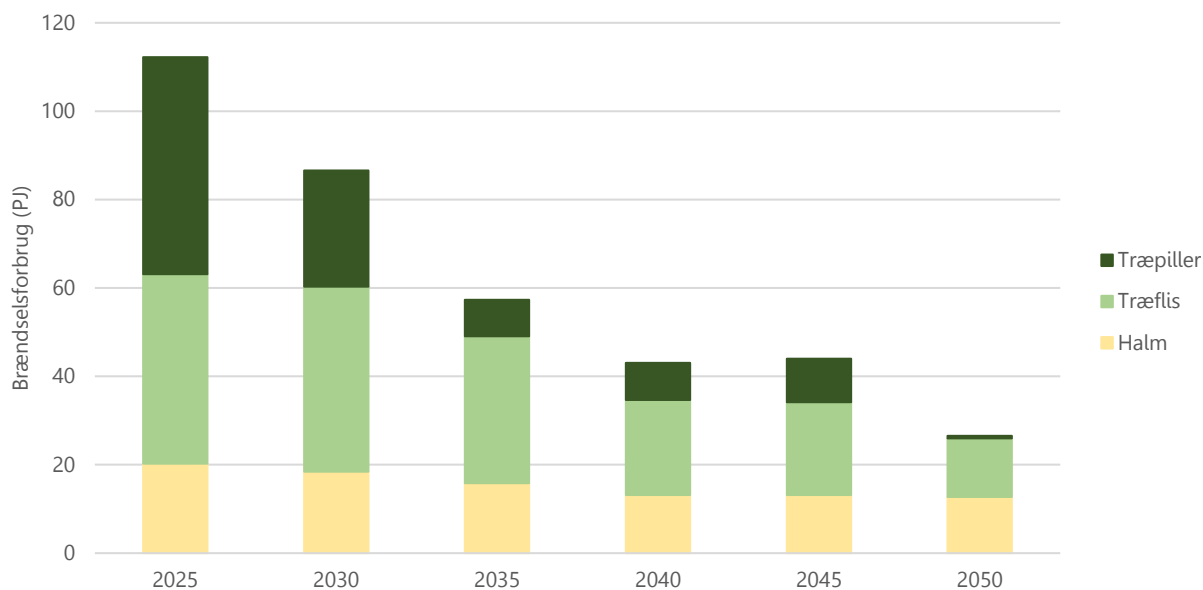


Figur 16: Fjernvarmeproduktion i hele Danmark¹³.

Forbrug af træflis, træpiller og halm i Danmark

På Figur 17 ses udviklingen i det samlede forbrug af træpiller, træflis og halm i Danmark i referencescenariet frem mod 2050. Det samlede biomasseforbrug falder markant gennem perioden fra 112 PJ i 2025 til godt 25 PJ i 2050. Det er primært mængden af træpiller og træflis der reduceres, i takt med lukning af biomassebaserede kraftvarme- og kedelanlæg. Halmforbruget reduceres mere moderat og udgør knapt halvdelen af biomasseforbruget mod slutningen af perioden, hvilket afspejler, at halm i højere grad fastholdes i de mindre byer.

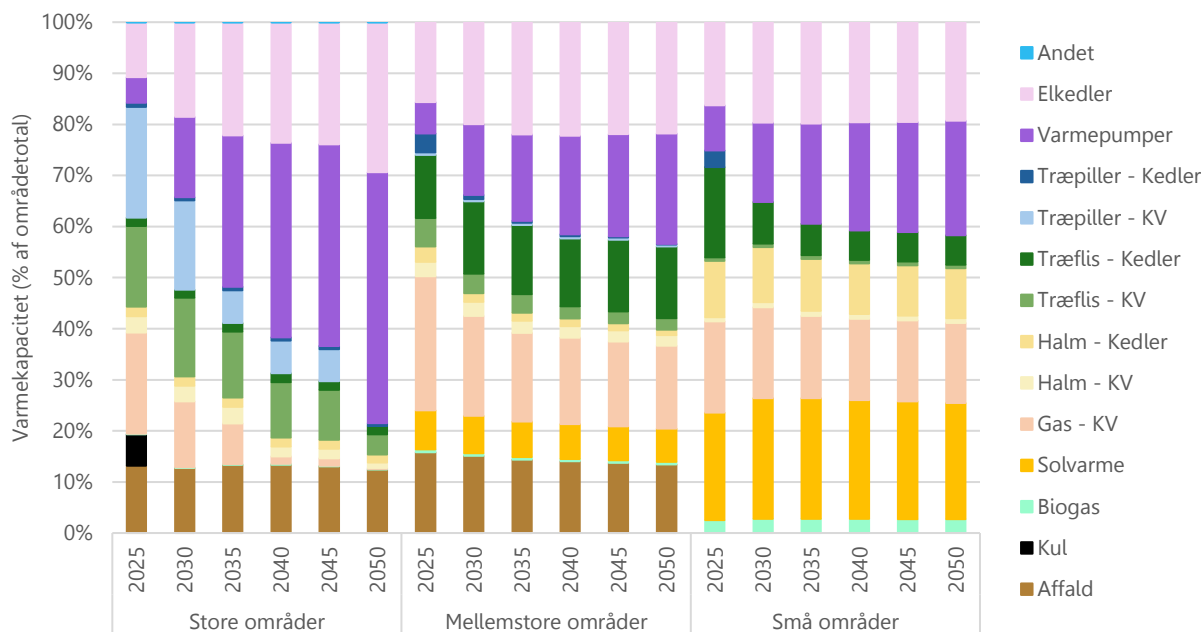
¹³ Den realiserede varmeproduktionen fra elkedler var i 2024 på ca. 6,1 PJ, mens modellen viser et resultat på 2,4 PJ. Dette kan hænge sammen med, at elkedler i modellens optimering primært har drift i forhold til elspotmarkedet, mens de i praksis også har været anvendt til at levere forskellige systemydelser. Derudover ligger modellens elpriser for 2025 højere end de realiserede priser i 2024 (de realiserede priser i 2025 har også ligget højere end i 2024).



Figur 17: Forbrug af træflis, træpiller og halm i hele Danmark

Fjernvarmeforsyningen fordelt på områder

Fordelingen af varmekapacitet på de tre områdetyper ses i Figur 18, mens Figur 19 viser en tilsvarende fordeling af fjernvarmeproduktionen.



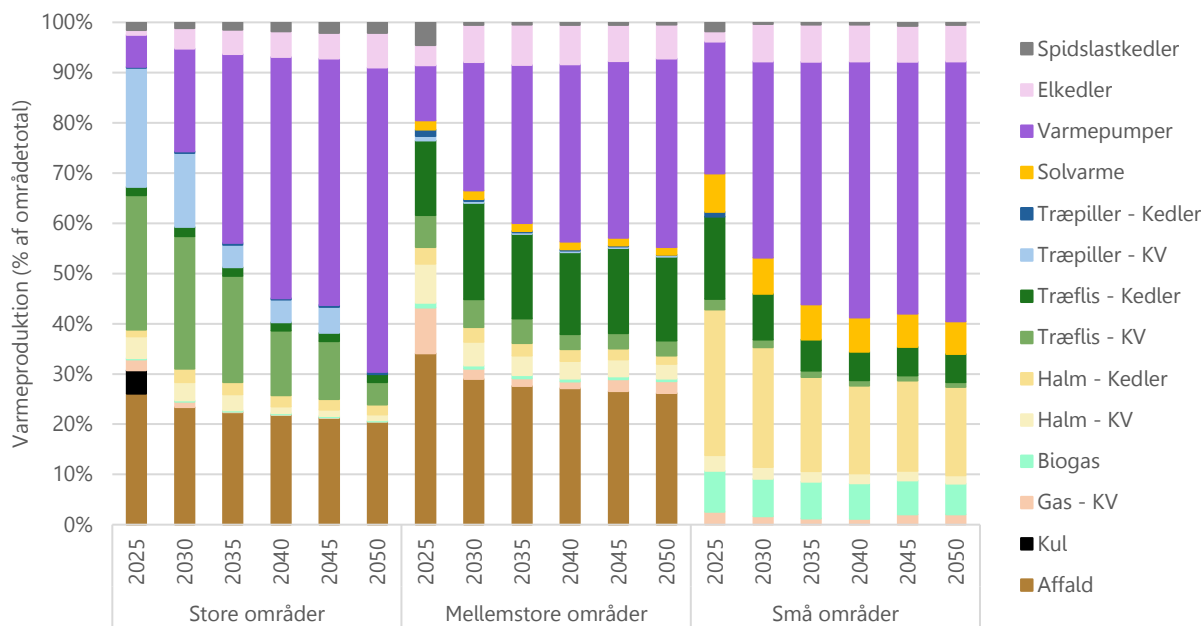
Figur 18: Varmekapacitet fordelt på områdetyper (ekskl. spidslast og -reservelastanlæg på gas eller olie).



I **de store områder** sker der en markant omlægning mod varmepumper, som i stigende grad erstatter kraftvarmeanlæg baseret på biomasse og fossile brændsler. Den samlede varmepumpekapacitet i 2050 (3600 MW) er i høj grad baseret på overskudsvarme (790 MW), havvand (860 MW) og spildevand (350 MW), men også 1300 MW luftvarmepumper, som dog er behæftet med større usikkerhed grundet pladshensyn. Transmissionssystemerne nær de store byer giver dog mulighed for at placere anlæg uden for de tættest bebyggede områder, hvor der i modelberegningerne ikke er begrænsninger på udbygning af luftvarmepumper.

I **de mellemstore områder** ses en mere moderat omstilling, hvor varmepumper kombineres med eksisterende biomassekapacitet. Ud af den samlede varmepumpe kapacitet i 2050 på 580 MW udgør luftvarmepumper 330 MW, mens overskudsvarme og varmepumper på mellemtemperatur (spildevand, grundvand mv.) udgør ca. 120 MW hver især.

I **de små områder** fastholdes særligt halmkedlerne, men alligevel vil varmepumper og elkedler frem mod 2050 udgøre hovedparten af varmeforsyningen. Det er i høj grad luftvarmepumper (400 MW) og spildevandsvarmepumper (300 MW).

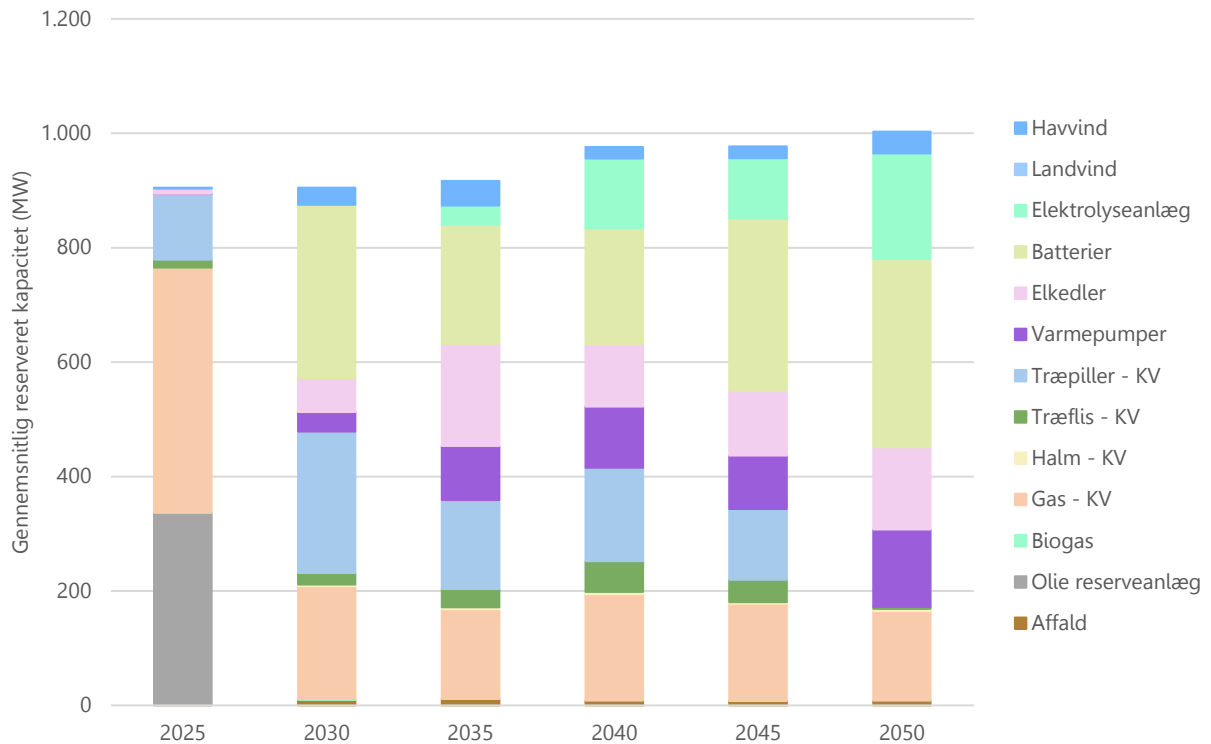


Figur 19: Fjernvarmeproduktion fordelt på områder.

Leverance af driftsreserver i elsystemet

Der er i modellen opsat et kapacitetskrav til opretholdelse af driftsreserver i hver time, og kravet varierer med mængden af sol- og vindproduktion i den pågældende time som tidligere beskrevet. Der er alene set på opregulering. Det er derudover indlagt som forudsætning, hvilke teknologier som kan bidrage i hver time, fx termiske anlæg, elkedler, varmepumper, elektrolyseanlæg og batterier. I optimeringen beregner modellen så, hvilke anlæg der billigst kan anvendes som driftsreserver.

I 2025 er det primært fossil gaskraftvarme og olieanlæg, der leverer reserver, som det ses i Figur 20. Over tid ændres sammensætningen, så nye forbrugs- og produktionsteknologier spiller en langt større rolle. Allerede fra 2030 vil batterier udgøre omkring 30 % af reserverne. Frem mod 2050 er det hovedsageligt batterier, elektrolyseanlæg, elkedler og varmepumper, der leverer reserver til elsystemet.

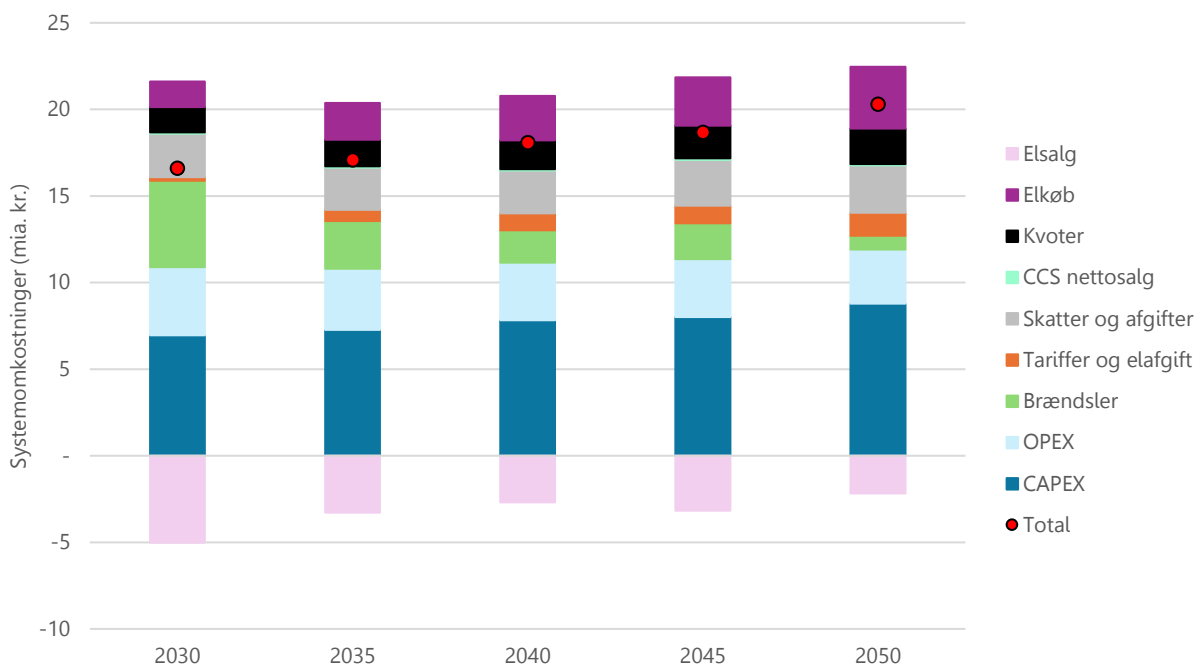


Figur 20. Gennemsnitligt tilbageholdt reservekapacitet per time.

Systemøkonomi for fjernvarmesystemet

Der er gennemregnet en samlet systemøkonomi for fjernvarmesystemet som ses i Figur 21. I systemøkonomien sammenregnes alle indtægter og omkostninger til el- og varmeproduktion i fjernvarmenettene. Det inkluderer investeringer samt faste og variable driftsomkostninger til varme- og kraftvarmeanlæg. På elsidens er der indregnet eludgifter til varmepumper og elkedler samt indtægter i elspotmarkedet fra kraftvarmeanlæg (dog ikke mulige indtægter fra systemydelse).

Der er stor usikkerhed forbundet med at estimere eventuel restgæld og dermed kapitalomkostninger på de eksisterende anlæg. Den samlede systemøkonomi kan derfor kun give en forståelse af størrelsesordenen af de samlede omkostninger til fjernvarmesystemet, der ligger på ca. 20 mia. kr./år. I takt med elektrificeringen i referencescenariet kommer der højere omkostninger til elkøb samt lavere brændselsomkostninger og indtægter fra elsalg fra kraftvarmeanlæggene. De samlede omkostninger stiger over perioden, men skal ses i forhold til det stigende varmeforbrug.



Figur 21. Samlet systemøkonomi for el- og varmeproduktion i fjernvarmenettene. Bemærk at der er stor usikkerhed forbundet med estimeringen af eventuel restgæld på eksisterende anlæg.

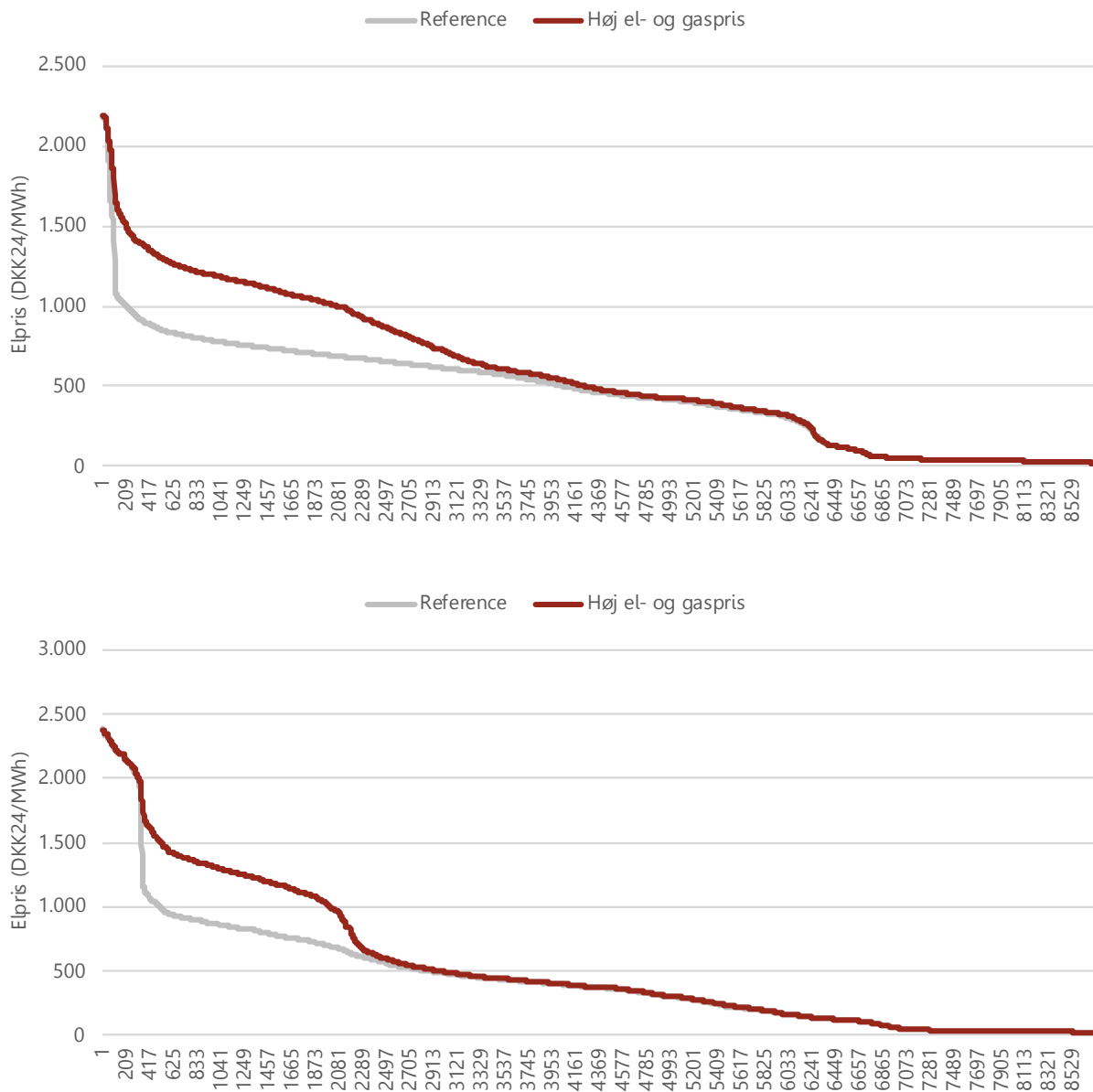
5.2. Følsomhedsanalyser

Der er udført en række følsomhedsanalyser på referencescenariet med højere el- og gaspriser, højere biomassepriser, et anstrengt vejrår og fjernvarmedrift uafhængig af elprisen. Resultaterne vises som en relativ forskel til referencescenariet med standardforudsætningerne som beskrevet. Systemøkonomien viser relative forskelle mellem scenarierne og afspejler dermed meromkostninger eller besparelser i følsomhedsanalyserne i forhold til referencen.

5.2.1. Højere el- og gaspris

Scenariet afspejler konsekvenserne af højere elpriser i et år, hvor brændselspriser bliver høje, eksempelvis som konsekvens af geopolitiske spændinger og forsyningskriser. For at afspejle følgerne af dette, er der i modellen indlagt en højere gaspris.

Med referenceforudsætningerne i modellen falder naturgasprisen fra ca. 12,5 EUR/GJ i 2025 til 7,7 EUR/GJ og er relativt konstant fra 2030 og frem. I følsomhedsanalysen øges naturgasprisen til 16 EUR/GJ fra 2030 (ca. 120 kr./GJ).



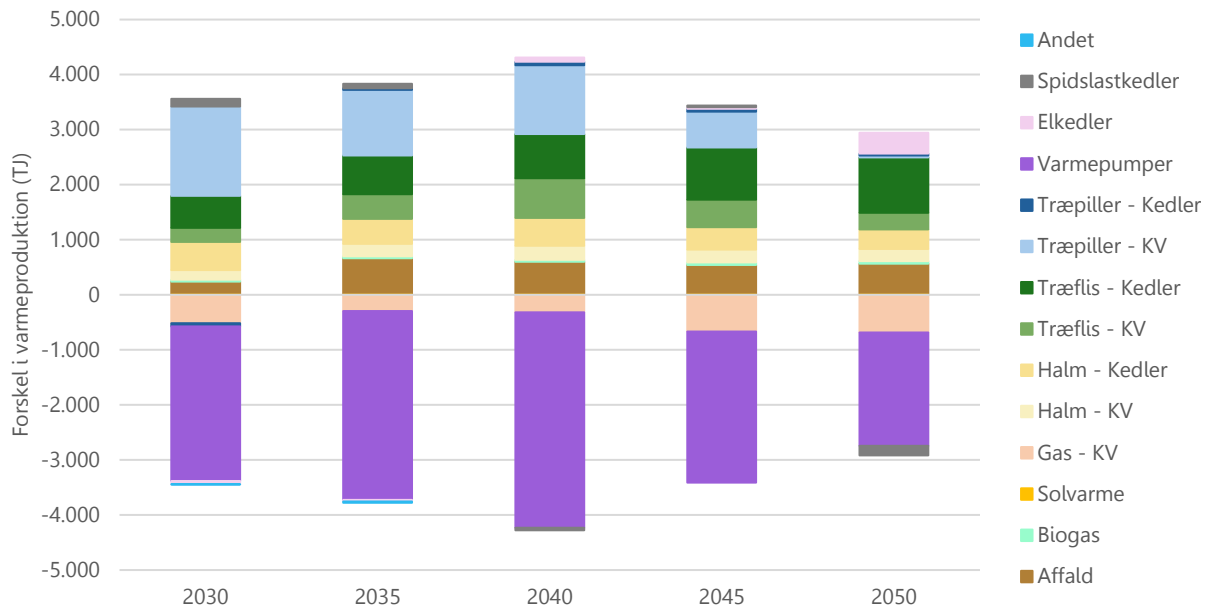
Figur 22. Sammenligning af elpriskurver i 2035 (øverst) og 2050 (nederst) for referencescenariet og følsomheden med høj el- og gaspris.

Europamodellen er genkørt med fastlåste investeringer for at bestemme elprisen (se Figur 22 og Tabel 15). Efterfølgende er Danmarksmodellen genkørt med fastlåste investeringer og den nye elpris for at vise konsekvenserne for dansk el og fjernvarme.

Tabel 15. Sammenligning af den årlige gennemsnitlige elpris (DKK24/MWh) for referencescenariet og følsomheden med høj el- og gaspris.

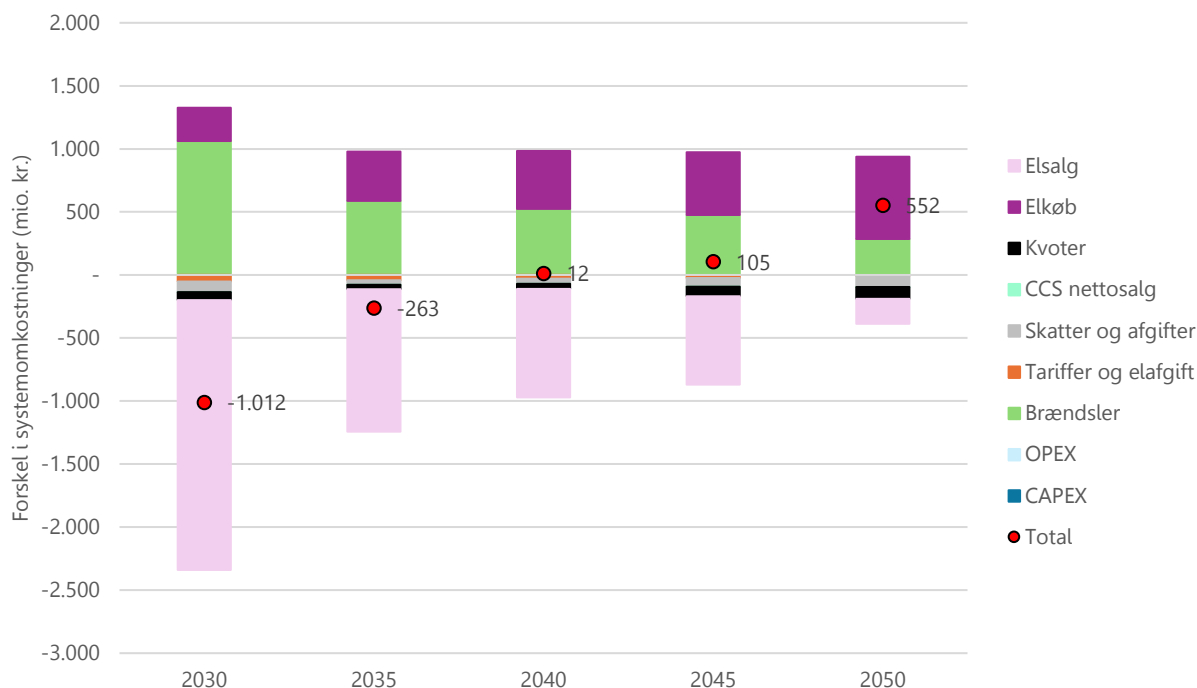
	2030	2035	2040	2045	2050
Reference	473	465	460	481	460
Høj el- og gaspris	615	591	576	586	554

Højere elpriser gør det relativt mere attraktivt at producere fjernvarme baseret på biomasse. Det ses af Figur 23, at der på tværs af scenarieårene forskydes 3-4 PJ varme fra varmepumper til forskellige biomaseteknologier. Gaskraftvarme reduceres også lidt pga. den højere gaspris, men det modvirkes af den højere elpris ved kraftvarmedrift. Der ses ikke nogen nævneværdige ændringer i driften af elkedler, da de i udgangspunktet har relativt få fuldlasttimer.



Figur 23. Forskel i varmeproduktion mellem referencescenariet og følsomhed med højere el- og gaspriser. Positive tal angiver en merproduktion i følsomheden.

Frem til 2035 udgør højere elpriser en systembesparelse på ca. 1 mia. kr./år for varmesektoren, da det medfører højere elsalg fra kraftvarmeværkerne. Denne påvirkning ændrer sig dog til en meromkostning på 550 mio. kr./år i 2050. Det sker som følge af, at varmen i højere grad produceres baseret på el og flere af de elproducerende kraftvarmeværker lukker.



Figur 24. Forskel i systemøkonomi mellem referencescenariet og følsomhed med højere el- og gaspriser. Positive tal angiver en meromkostning i følsomheden.

5.2.2. Højere biomassepris

I denne følsomhedsanalyse regnes der med højere priser på træflis, træpiller og halm.

En sådan stigning i priser kan skyldes en række både regulatoriske og markedsmæssige faktorer. I denne følsomhedsanalyse laves der en antagelse om, at LULUCF-reguleringen vil give et prisgennemslag på biomasseprisen baseret på en analyse udført af Ea Energianalyse for CONCITO¹⁴. Priserne for træbiomasse afspejler, at hvis der sker en værdisætning af den midlertidige CO₂-lagring af restprodukter, der efterlades i skovbunden som alternativ til energiudnyttelse, vil biomassepriserne stige. Det antages, at denne værdi slår igennem på brændselspriserne med en markedseffektivitet på 70%, baseret på analysen udført af Ea Energianalyse for CONCITO. Prisstigningen tager udgangspunkt i CO₂-prisen og emissionsfaktorer for træflis, træpiller og halm på hhv. 30, 27 og 10 kg/GJ¹⁵. Det giver prisstigninger i 2050 på ca. 20 kr./GJ for træflis og træpiller og ca. 7 kr./GJ for halm som vist i Tabel 16.

Resultaterne er frembragt ved at genkøre Danmarksmodellen med fastlåste investeringer for at robsthedstjekke scenariet mod ændrede biomassepriser.

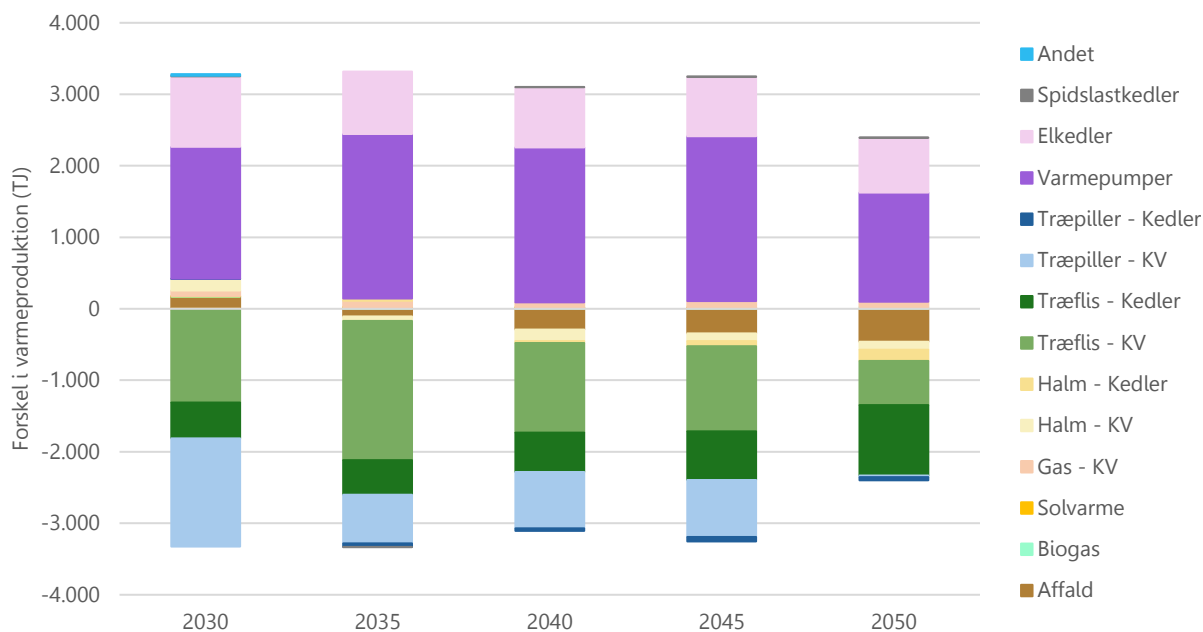
¹⁴ Biomasseanvendelse og potentialet for CCS i forsyningssektoren (2023): <https://concito.dk/udgivelser/biomasseanvendelse-potentialet-ccs-forsyningssektoren>

¹⁵Beregninger af Ea Energianalyse i ovennævnte rapport til CONCTIO baseret på data fra IGN (2022): https://curis.ku.dk/ws/portalfiles/portal/304361854/ForestBioenergy_web.pdf

Tabel 16. Biomassepriser (DKK24/GJ) i referencescenariet og følsomhed med højere biomassepriser.

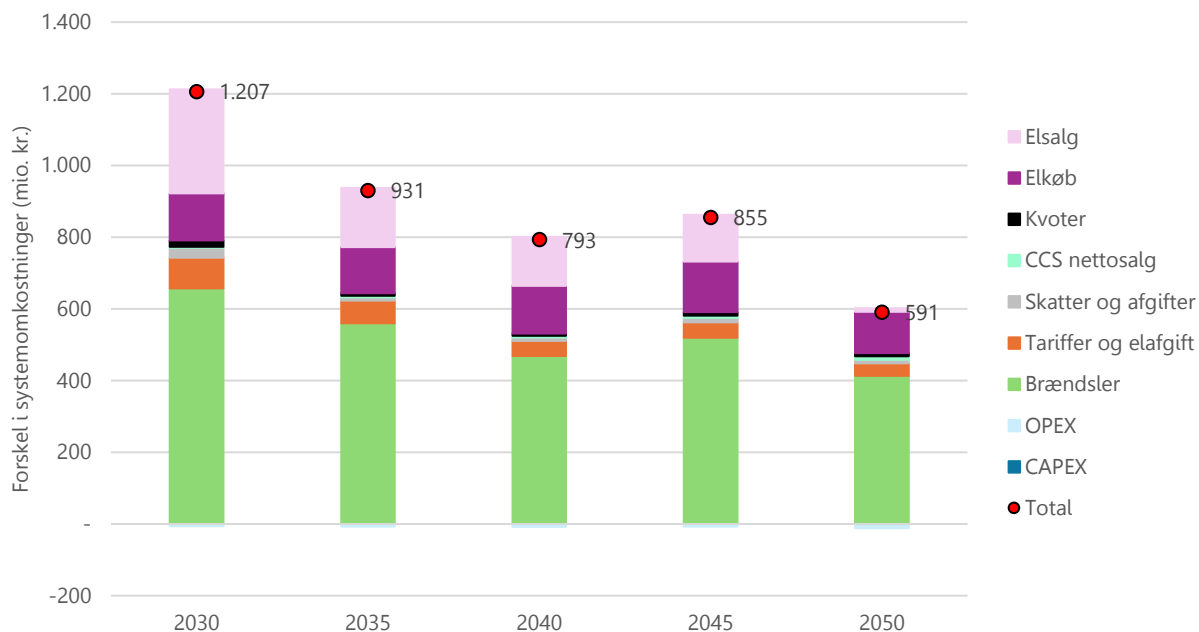
	2030	2035	2040	2045	2050
Halm					
- Reference	56	56	57	57	58
- Højere biomassepris	61	62	62	63	65
Træflis					
- Reference	66	66	67	67	68
- Højere biomassepris	80	82	84	86	89
Træpiller					
- Reference	81	81	80	80	80
- Højere biomassepris	94	95	96	97	98

Højere biomassepriser gør det relativt mere attraktivt at producere fjernvarme med elbaserede teknologier. Det ses af Figur 25, at omkring 3 PJ forskydes fra biomasseanlæg til varmepumper og elkedler. Påvirkningen er mindre i 2050, da langt det meste træpillekapacitet allerede er lukket. Det ses desuden, at affaldsvarmen reduceres 300-400 TJ, da en mindre del af affaldsvarmen produceres på biomasse. I modellen har enkelte affaldsanlæg en miljøgodkendelse for affaldsforbrænding, der ligger under anlæggets samlede forbrændingskapacitet. Disse anlæg har mulighed for at fylde op med lavkvalitetsbiomasse som fx have- og parkaffald, og denne anvendelse ændres med ændrede biomassepriser.



Figur 25. Forskel i varmeproduktion mellem referencescenariet og følsomhed med højere biomassepriser. Positive tal angiver en merproduktion i følsomheden.

Højere biomassepriser vil naturligt give udslag i meromkostninger til varmeproduktion gennem hele perioden, men påvirkningen slår kraftigst igennem i de tidlige år, hvor biomasse udgør en relativt større andel af varmeproduktionen. I 2030 fører det til meromkostninger på ca. 1,2 mia. kr./år, mens den samme prisstigning kun medfører meromkostninger på knapt 600 mio. kr./år i 2050.



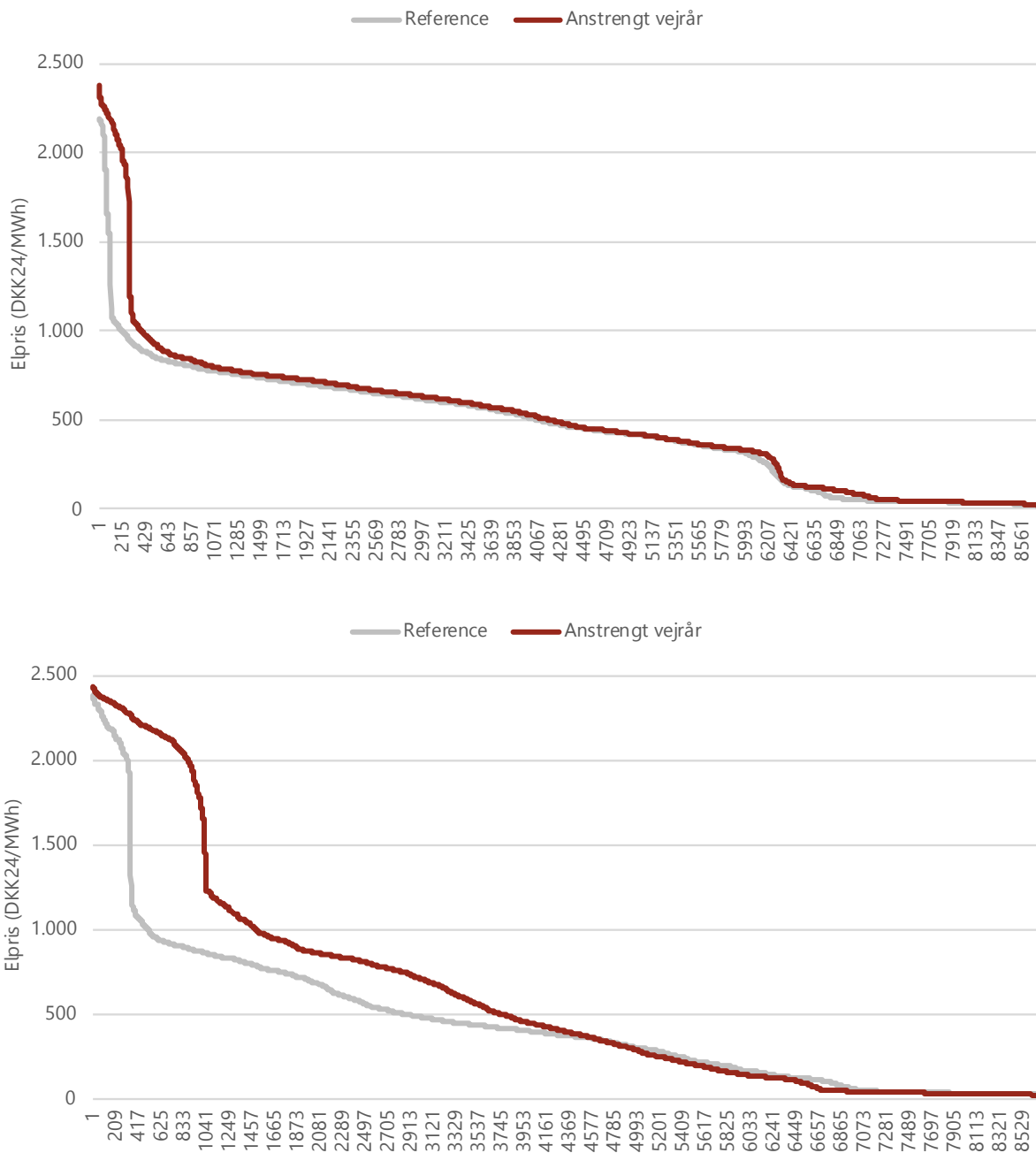
Figur 26. Forskel i systemøkonomi mellem referencescenariet og følsomhed med højere biomassepriser. Positive tal angiver en meromkostning i følsomheden.

5.2.3. Anstrengt vejrår

Vind- og solproduktionen er som bekendt variable over tid. Dels afhænger produktionen af den langvarige klimanormal (typisk gennemsnit over 30 år), og dels afhænger produktionen af udsving i enkelte vejrår. I denne følsomhed undersøges sidstnævnte, da investeringer i vind- og solkapacitet typisk baseres på klimanormalens gennemsnitsproduktion. Udfordringerne for elsystemet kan derfor opstå når den samme kapacitet skal sikre forsyningssikkerhed i enkelte vejrår. Anstrengte vejrår, hvor vind og solproduktionen er væsentligt lavere end i klimanormalen, opstår med jævne mellemrum. Det samme er gældende for vejrår med særligt favorable forhold. I referencescenariet anvendes 2014 som et repræsentativt år for vind og sol i Nordeuropa. Der er udvalgt et andet historisk vejrår (1996) i denne følsomhedsanalyse, hvor elproduktionen er lavere fra sol og vind. Elprisen er genberegnet med fastlåste investeringer i Europamodellen. Som det ses af Tabel 17 og Figur 27, så resulterer det i markant flere timer med høje elpriser (særligt i de senere scenarieår). Dernæst er Danmarksmodellen genberegnet med fastlåste investeringer og den nye elpris fra Europamodellen (se Tabel 17). Det samme historiske vejrår anvendes til alle scenarieår (2030-2050).

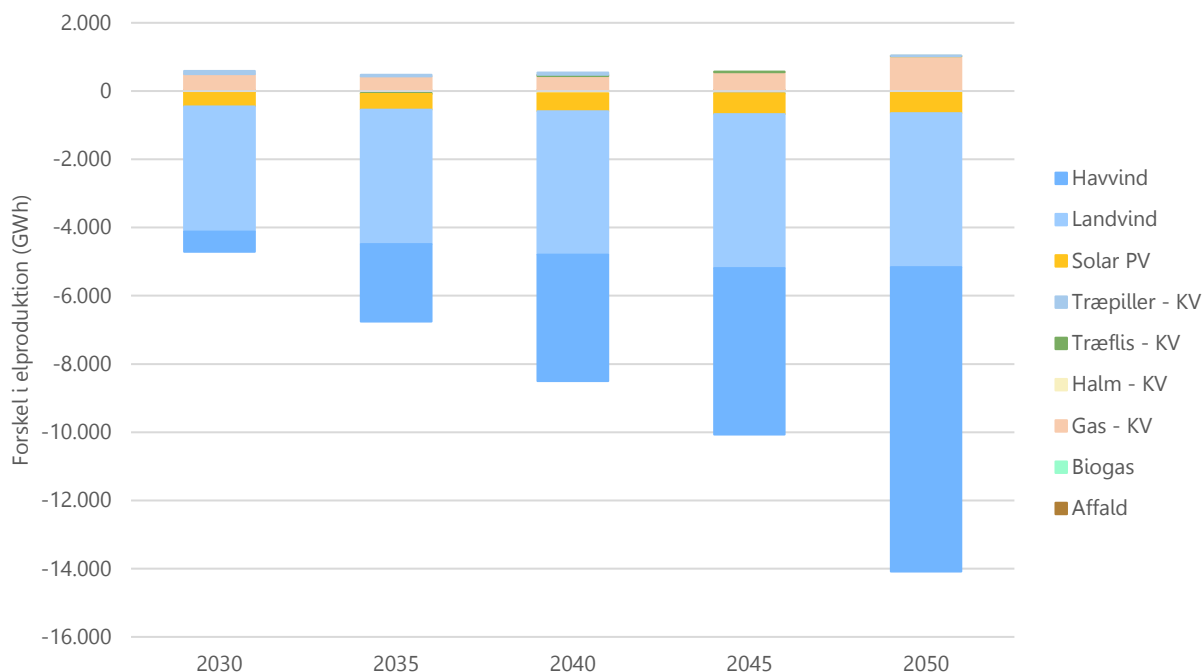
Tabel 17. Sammenligning af den årlige gennemsnitlige elpris (DKK24/MWh) for referencescenariet og følsomheden med et anstrengt vejrår.

	2030	2035	2040	2045	2050
Reference	473	465	460	481	460
Anstrengt vejrår	516	504	509	551	619



Figur 27. Sammenligning af elpriskurver i 2035 (øverst) og 2050 (nederst) for referencescenariet og følsomheden med anstrengt vejrår.

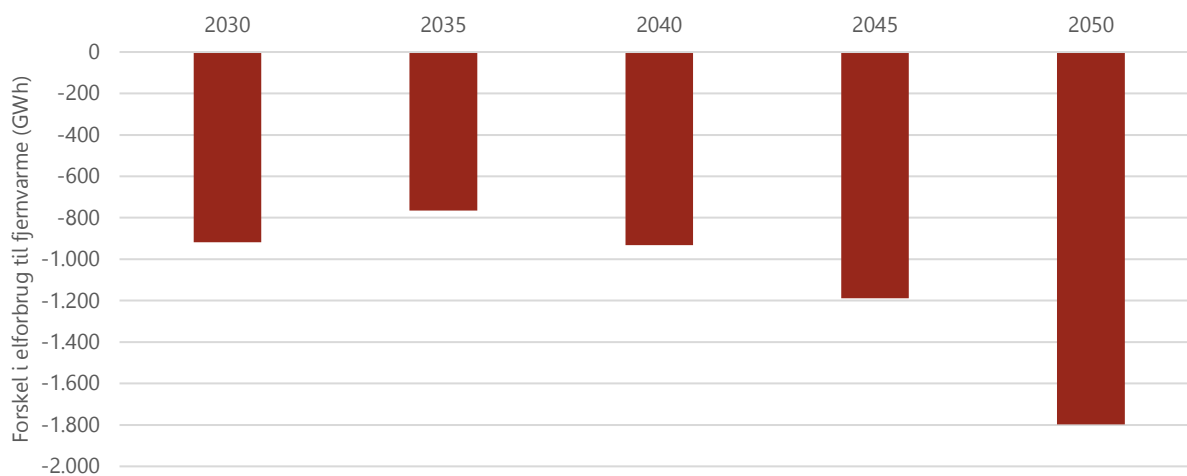
Som det ses af Figur 28, så stiger konsekvenserne af et dårligt vejrår markant i takt med, at produktionen afhænger mere og mere af vind og sol. I scenarieåret 2030 produceres der i Danmark knapt 5 TWh mindre el fra vind og sol, mens der i 2050 produceres 14 TWh mindre end i referencen. Ud af den samlede elproduktion i Danmark svarer det til en reduktion på ca. 8-10% på tværs af scenarieårene. I det valgte vejrår med de fastlåste kapaciteter påvirkes landvind mest i forhold til referenceåret (fald på ca. 20 %), mens sol og havvind påvirkes relativt mindre (fald på 5-9 %). I takt med at havvind over tid udgør en større kapacitet, vil den absolutte forskel derfor være størst fra disse anlæg.



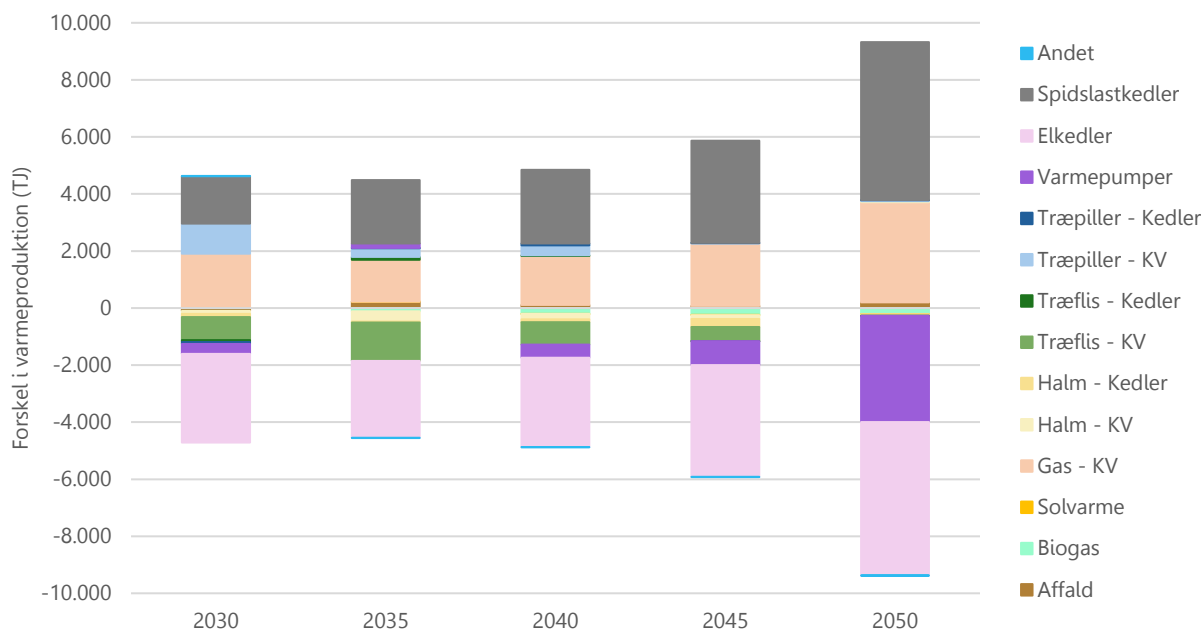
Figur 28. Forskel i elproduktion mellem referencescenariet og følsomhed med højere elpriser som følge af et anstrengt vejrår. Positive tal angiver en merproduktion i følsomheden.

Elforbruget til fjernvarme reduceres i følsomheden med 900 GWh i 2030 i forhold til referencescenariet som det ses i Figur 29. Forskellen er større i 2050 (1.800 GWh), da varmesystemet i stigende grad elektrificeres og elforbruget derfor i udgangspunktet er højere.

Det ses af Figur 30, at 3,5 PJ varme flyttes fra varmepumper og elkedler til andre varmeproduktionsanlæg i 2030 sammenlignet med referencescenariet. I 2050 stiger det til omkring 9 PJ. Det er primært elkedlernes drift, der spares, da de er mere elkrævende end varmepumper. I stedet er det hovedsageligt spidslastkedler og gaskraftvarme, der i stedet leverer varmen.

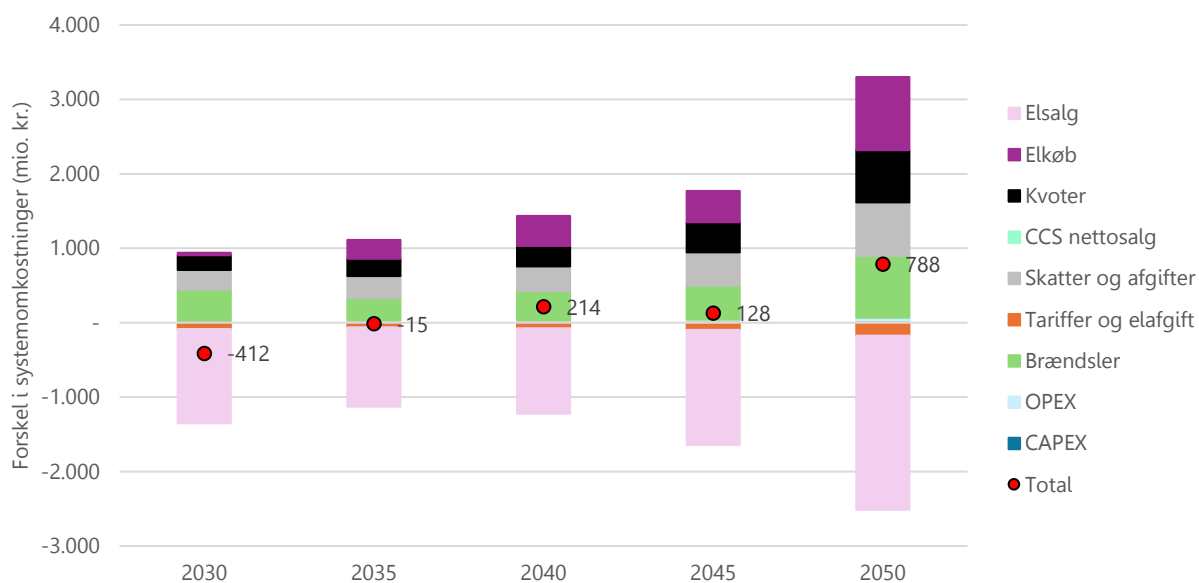


Figur 29. Forskel i elforbrug til fjernvarme mellem referencescenariet og følsomhed med højere elpriser som følge af et anstrengt vejrår. Negative tal angiver en reduktion i følsomheden.



Figur 30. Forskel i varmeproduktion mellem referencescenariet og følsomhed med højere elpriser som følge af et anstrengt vejrår. Positive tal angiver en merproduktion i følsomheden.

Systemøkonomien påvirkes dels af de højere omkostninger til varmeproduktion (drift af spidslastkedler og dyrere elbaseret varme) og dels af de højere elindtægter fra kraftvarmeværkerne. I starten af perioden vejer elsalget tungest og giver en samlet systembesparelse på 400 mio. kr./år. Frem mod slutningen af perioden, spiller elbaseret varme en større rolle i varmesystemet og konsekvenserne ved en anstrengt vejrår med høje elpriser er derfor større. Det ses i højere omkostningerne til el og en merproduktion af alternativ varme fra spidslastkedler. Samlet giver det en meromkostning på knapt 800 mio. kr./år i 2050.



Figur 31. Forskel i systemøkonomi mellem referencescenariet og følsomhed med højere elpriser som følge af et anstrengt vejrår. Positive tal angiver en meromkostning i følsomheden.

5.2.4. Fjernvarmens prispåvirkning

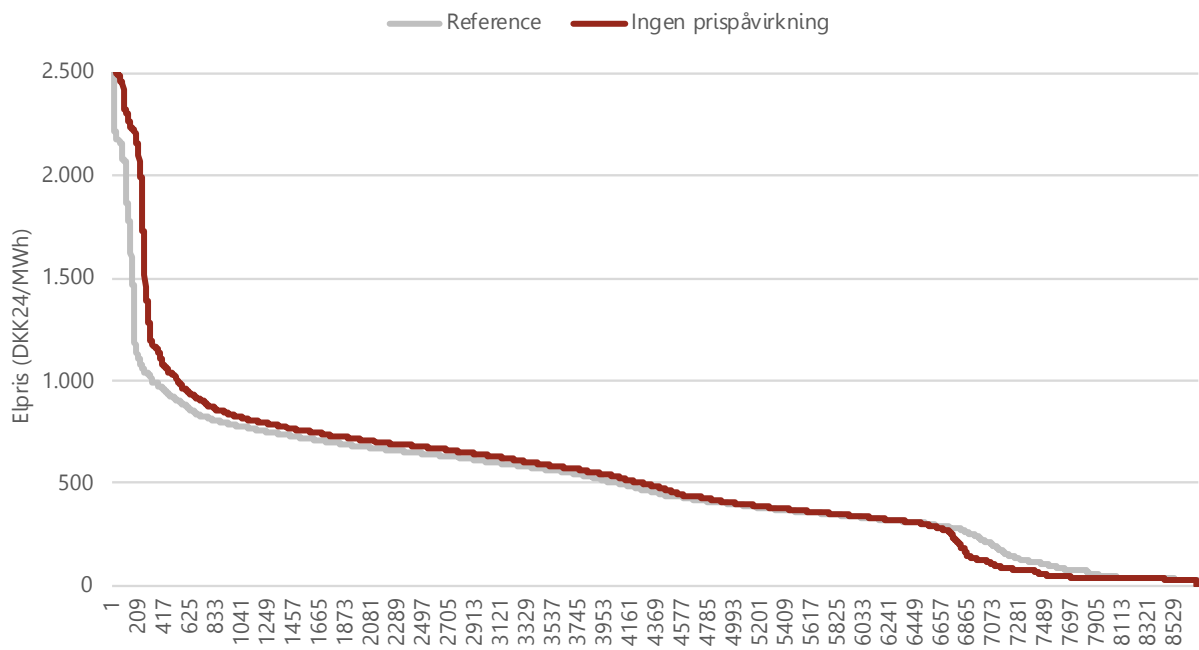
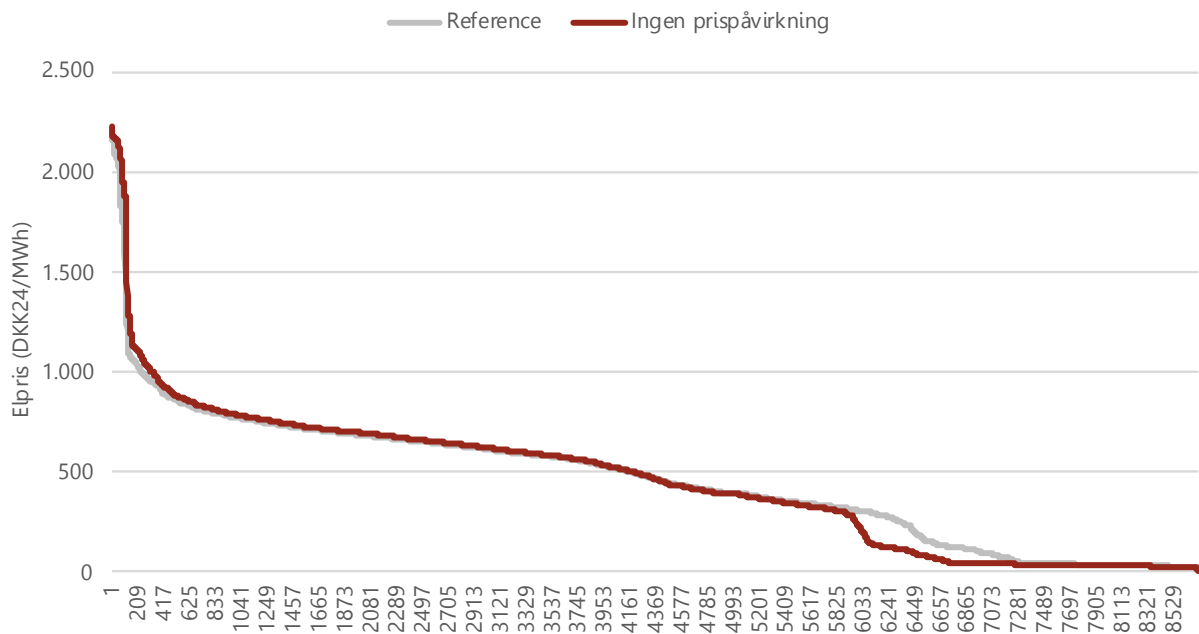
I denne følsomhedsanalyse undersøges det, hvilken påvirkning priselasticiteten i fjernvarmesystemet har på elprisen. Der tages udgangspunkt i referencens investeringer. Modelberegningerne foretages alene med den version af modellen, som dækker hele det europæiske elsystem (Europamodellen). I Europamodellen ændres fjernvarmen i Danmark, så den ikke længere er koblet til elsystemet, men alene antages forsynet af kedler. Der ses dermed på, hvilken påvirkning det har på elpriserne i Danmark, at der er et priselastisk samspil med forbrug og produktion af el i den danske fjernvarme. Der er ikke foretaget ændringer af forudsætninger for andre lande i Europa. Modelberegningerne gennemføres alene for 2030, hvor det danske fjernvarmesystem er karakteriseret ved, at der er sket en betydelig elektrificering, men der også fortsat er en del kraftvarmeanlæg i systemet. Dermed er størrelsesordenen af elforbrug og elproduktion fra fjernvarmen nogenlunde den samme i udgangspunktet. I referencescenariet udgør elproduktionen fra fjernvarmesystemet ca. 15 % af den samlede elproduktion i Danmark i 2030.

En sammenligning af elpriserne i referencescenariet og følsomhedsanalysen ses i Tabel 18 og Figur 32. Det meste af kraftvarmekapaciteten står i DK2, og her bliver det derfor særlig tydeligt, at priserne stiger i den højeste del af varighedskurven, da der ikke længere er kraftvarmeanlæg, som kører ved høje priser og dermed kan give et nedadgående pres på priserne. På årgennemsnit resulterer fjernelsen af prispåvirkningen i scenariet en prisstigning på ca. 30 kr./MWh i DK2.

I DK1 har prispåvirkningen mindre gennemslag, da en mindre del af kraftvarmekapaciteten står her. Dog ses en anden tendens mere tydeligt her. Priserne falder i den lavere del af varighedskurven, da der ikke er elpatroner og varmepumper, som kan anvende el og dermed presse priserne op. På årsbasis giver scenariet uden prispåvirkning i gennemsnit et prispald ca. 5 kr./MWh i DK1.

Tabel 18. Sammenligning af den årlige gennemsnitlige elpris (DKK24/MWh) i 2030 for referencescenariet og følsomheden uden prispåvirkning fra fjernvarmesystemet.

	DK1	DK2
Reference	460	488
Ingen prispåvirkning	453	519



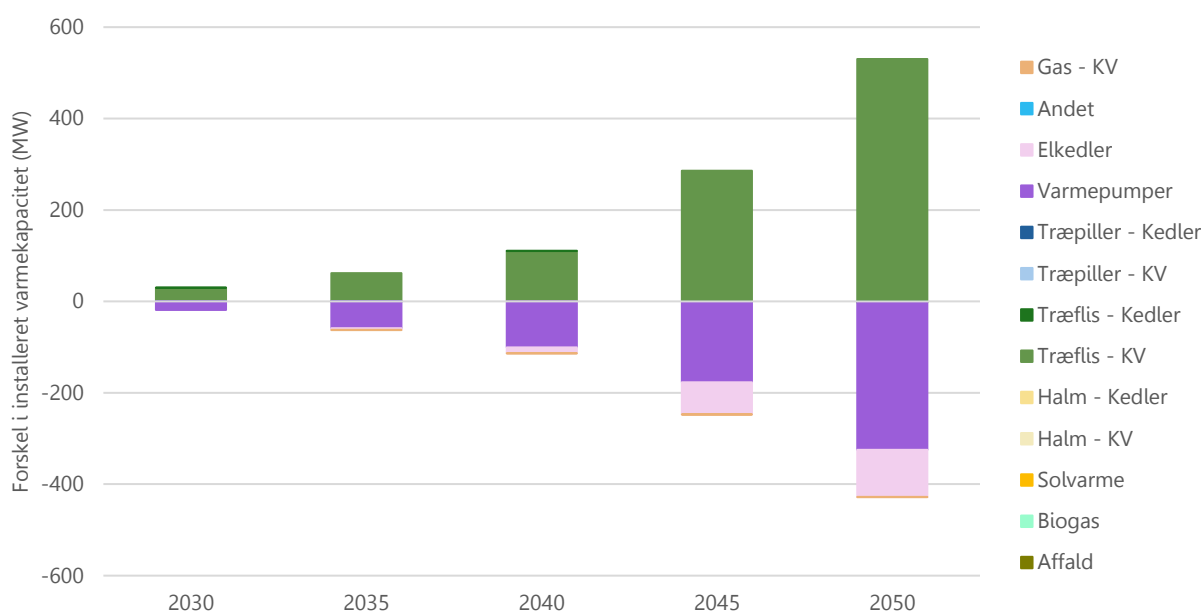
Figur 32. Elpriskurve i 2030 for DK1 (øverst) og DK2 (nederst) i referencescenariet og følsomheden uden prispåvirkning fra fjernvarmesystemet.

6. Alternativscenario: Mulighed for investering i ny biomassekraftvarmekapacitet

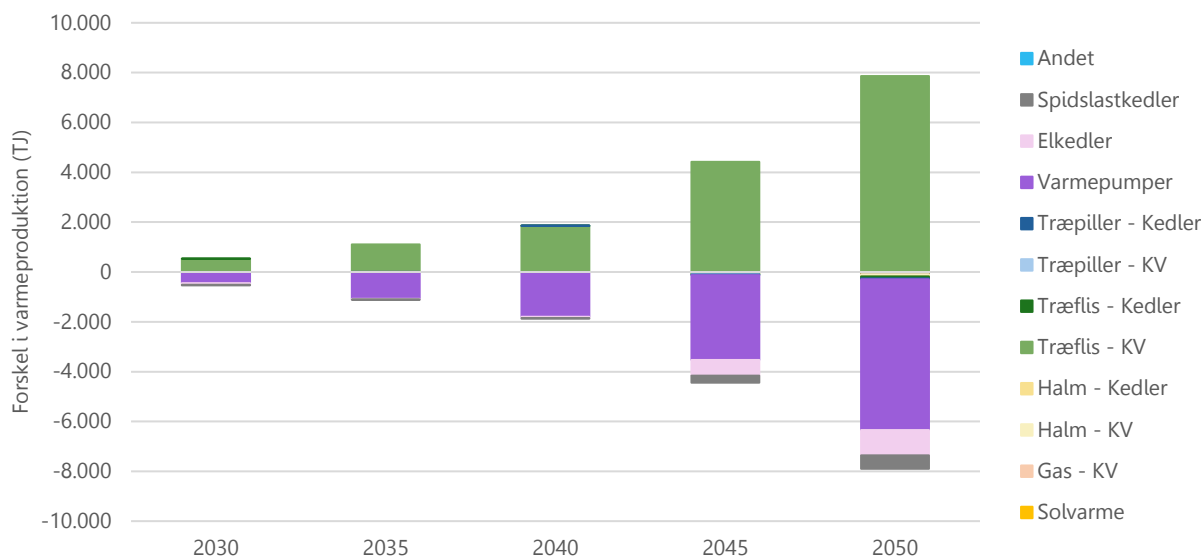
Der er gennemført en alternativ beregning for referencen, hvor der tillades nye investeringer i ny biomassekapacitet baseret på træflis. Der kan etableres kraftvarme og kedler i store og mellemstore områder. For både referencescenariet og det alternative scenarie gælder det at der kan etableres kedler i de små områder.

Frem mod 2050 investeres der i 530 MW ny træfliskraftvarme som vist i Figur 33. Det er fordelt på de store områder i Danmark (hovedsageligt Aarhus, Aalborg og Odense). Det fortrænger investeringer i 150 MW luftvarmepumper, 175 MW havvandsvarmepumper og 100 MW elkedler i forhold til referencescenariet. Størstedelen af udbygningen sker mellem 2040 og 2050. Der bygges i begge scenarier omkring 170 MW træfliskedler i små og mellemstore områder i Danmark.

Den nye træfliskraftvarme fortrænger 2 PJ varmeproduktion fra varmepumper i 2040 som vist i Figur 34. I kraft af den højere kapacitet i 2050, stiger fortrængningen til 8 PJ fra varmepumper og (i mindre grad) elkedler.

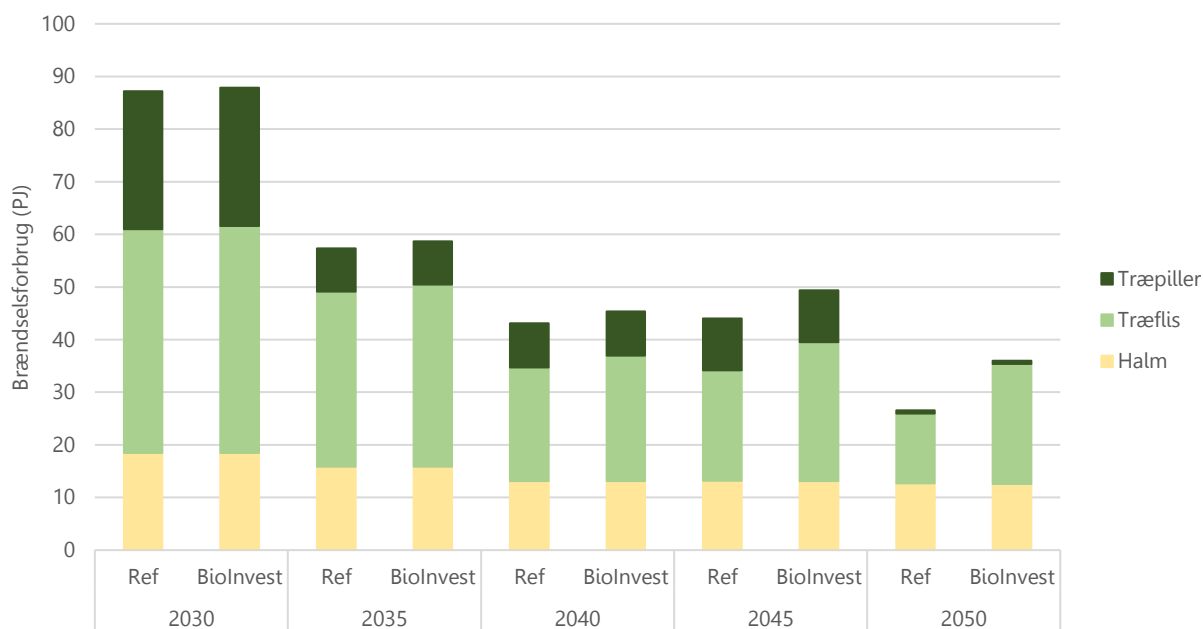


Figur 33. Forskel i varmekapacitet i referencescenariet og alternativt scenarie med nyinvesteringer i biomassekapacitet.



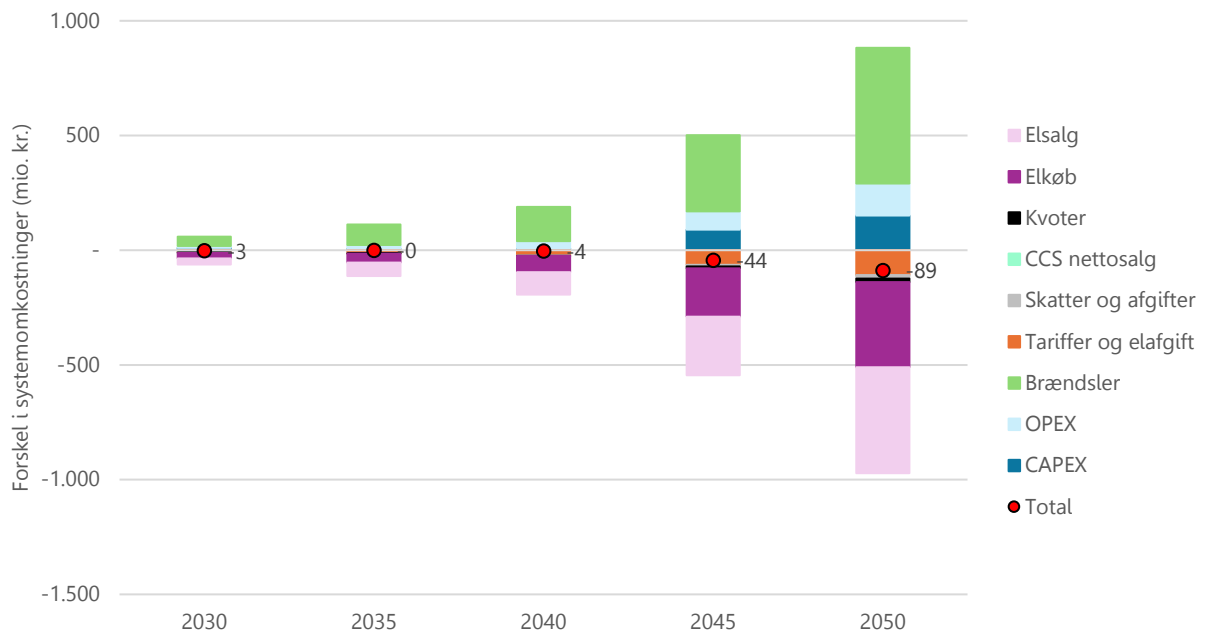
Figur 34. Forskel i varmeproduktion mellem referencescenariet og alternativt scenarie med nyinvesteringer i biomassekapacitet. Positive tal angiver en merproduktion i alternativscenariet.

I 2040 medfører det et merforbrug af træflis på omkring 2,5 PJ sammenlignet med referencescenariet. I 2050 er forskellen på 9 PJ. Som det ses af Figur 35, er der dog i begge tilfælde tale om en absolut reduktion af både træflis og træpiller frem mod 2050.



Figur 35. Brændselsforbrug i referencescenariet og alternativt scenarie med nyinvesteringer i biomassekapacitet

Systemøkonomien afviger ikke markant fra referencen i starten af perioden, som det ses af Figur 36. Dog er der frem mod 2050 en systemmæssig værdi i at investere i ny biomasse på ca. 90 mio. kr./år.



Figur 36: Forskel i systemomkostninger mellem referencescenariet og alternativt scenarie med nyinvesteringer i biomassekapacitet. Positive tal angiver en meromkostning i alternativscenariet.

Bilag

Definition af områdegrupperinger i modelberegningerne

Store områder	Mellemstore områder	Små områder
Aabenrå-Rødekrø-Hjorkær Aalborg Aarhus Esbjerg-Varde Herning-lkast Hovedstadsområdet Kalundborg Odense Randers Rønne TVIS	Aars Brønderslev DTU Holte Frederikshavn Grenå Haderslev Hammel Helsingør Hillerød Farum Hjørring Hobro Holstebro-Struer Hornbæk Horsens Hørsholm Maribo Næstved Nørre Alslev Nyborg Nykøbing Falster Ringsted Rudersdal Silkeborg Skagen Skive Slagelse Sønderborg Svendborg Thisted Viborg	Øvrige områder der ikke er inkluderet i store og mellemstore områder