06-12-2021

Analyse af varmelagre og netinvesteringer i Balmorel

Indhold

Indledning 2

Overblik over scenarierne og varmenettet.....4

Analyse af varmelagre.....8

Analyse af behov for investeringer i fjernvarmenettet 16

Bilag 1: Illustration af omfang af nye netinvesteringer 29

Indledning

I projektet Fremtidens fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet 2050 (FFH50) gennemføres analyser af en række scenarier for udviklingen af fjernvarmesystemet mod 2050 for at belyse forskellige udfaldsrum for udviklingen. FFH50-projektet har engageret Ea Energianalyse og PlanEnergi til at udvikle et regnearksværktøj, der på en transparent måde kan gennemregne og vise resultater for scenarierne. Det har desuden været rådgivernes rolle at gennemregne scenarierne med værktøjet og formidle resultaterne. Derudover er der gennemført supplerende analyser i den mere avancerede systemmodel Balmorel for at verificere metode og resultater fra regnearksmodellen og for at analysere særlige emner, som vanskeligt kan belyses i den mere simple regnearksmodel. Dette gælder analyse af varmelagres rolle i fremtidens fjernvarmesystem og analyse af behov for udbygning af fjernvarmenettet. Balmorel indeholder bl.a. de vigtigste begrænsninger i fjernvarmenettet og varmelagre, og modellen kan simulere systemet på timebasis i forhold til variationer i bl.a. elprisen samt havarier på værkerne.

I projektet har det været FFH50's opgave at definere og opsætte scenarierne, ligesom at alle forudsætninger er blevet fastlagt af FFH50 og leveret til rådgiverne. Det gælder fx forudsætninger for brændsels-, el- og CO_2-priser, udvikling af varmeforbrug og begrænsninger i fjernvarmenettet (kun til Balmorel), tekniske og økonomiske data for eksisterende og nye teknologier, potentialer for udbygning med varmepumper mv.

Der er i projektet opstillet seks scenarier for udvikling af systemet i 2030 og 2050, som afspejler meget forskellige udviklingsveje for fjernvarmesystemet. Det har været hensigten at illustrere et muligt udfaldsrum for grundlasten gående fra et scenarie med en stor biomasse- og affaldsvarmekapacitet til et helt elektrificeret scenarie, og herimellem en række scenarier med kombinationer af disse to teknologiveje:

1. **Høj CCS med bio og affald.** Dette er et scenarie, der i vidt omfang baseres på fortsat drift og levetidsforlængelse af de termiske affalds- og biomasseanlæg. Der etableres CCS på en række biomassefyrede anlæg og affaldsforbrændingsanlæg for at opnå størst mulig CO_2-reduktion.
2. **Lav CCS med el, bio og affald.** Dette scenarie kombinerer varmepumper og termiske anlæg, så der opnås en ligelig fordeling mellem de to i 2050. Der etableres CCS på et affaldsanlæg for at sikre, at mål om CO_2-neutralitet nås, men ikke på andre termiske anlæg.

3. **Svingende PtX med el, bio og affald.** Dette scenarie undersøger konsekvenser ved etablering af store mængder PtX overskudsvarme, hvorfra varmeleverancen varierer med elprisen. Dertil kommer en mindre udbredelse af øvrige varmepumper. Scenariet har omtrent samme udbredelse af termiske anlæg som scenarie 2, der her får etableret CO_2-fangst mhp. anvendelse i PtX-processerne (CCU). Et enkelt affaldsforbrændingsanlæg lagrer CO_2'en (CCS).
4. **Stabil PtX med el, bio og affald.** I dette scenarie etableres også PtX overskudsvarme, hvis produktion her forventes at være konstant over året, men betydeligt mindre end i scenarie 3. Til gengæld er der lidt større kapacitet af øvrige varmepumper. Scenariet har samme udbredelse af termiske anlæg med CCU som i scenarie 3, og et enkelt affaldsforbrændingsanlæg med CCS.
5. **El og affald.** I dette scenarie fastholdes en relativt stor produktion fra affaldsforbrændingsanlæg (heraf et enkelt med CCS), mens biomasseværkerne gradvis udfases og erstattes af varmepumper samt en lille andel geotermi.
6. **Elbaseret.** I dette scenarie sker der en gradvis udfasning af både affaldsforbrændings- og biomasseanlæg, som erstattes af varmepumper og en lidt større andel geotermi. I 2050 er scenariet 100 % elbaseret.

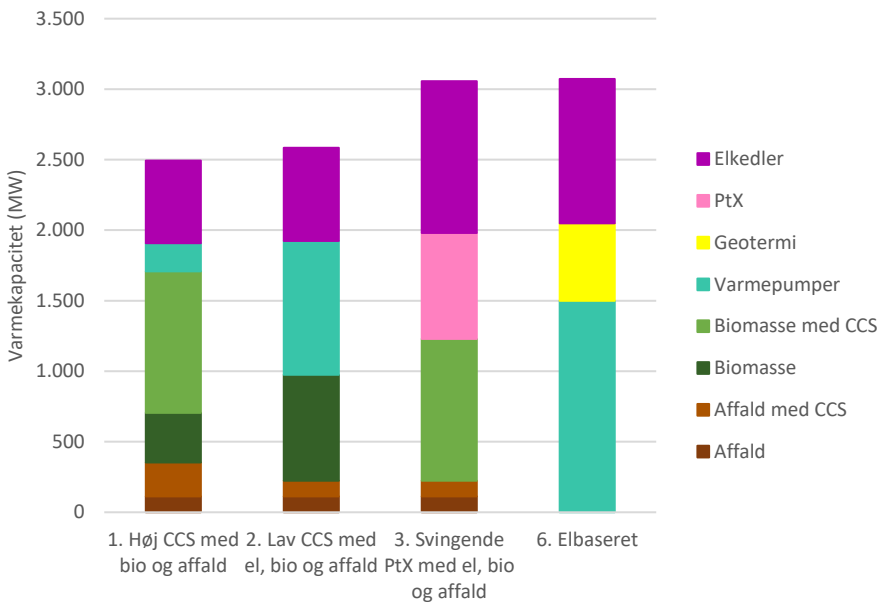
I Balmorel er der fokuseret på fire af disse scenarier: Scenarierne 1, 2, 3 og 6. Scenarierne er udvalgt med henblik på at repræsentere de to teknologimæssige yderpunkter (scenarie 1 og 6) samt kombinationsscenarier med hhv. høj rådighed af grundlasten (scenarie 2) og meget svingende leverancer af grundlastvarme (scenarie 3).

Scenarierne er gennemregnet for 2030 og 2050, og resultaterne er blevet sammenlignet med regnearksmodellen for at verificere resultaterne herfra. Sammenligningen med regnearksmodellen er beskrevet i særskilt opsamlingsnotat om resultater for scenarierne.

I dette notat beskrives de supplerende analyser af varmelagre og behov for investeringer i udbygning af fjernvarmenettet. I disse analyser er det valgt at fokusere på langt sigt, og analyserne gennemføres derfor alene for scenarierne i 2050.

Overblik over scenarierne og varmenettet

For at belyse forskellige udviklingsveje for fjernvarmesystemet er der i FFH50 opstillet scenarier for kapacitetssammensætningen i fjernvarmesystemet. Nedenstående figur viser den overordnede kapacitetssammensætning i 2050 for de fire scenarier, som er gennemregnet i Balmorel.



Figur 1: Kapacitetssammensætning for grundlastanlæg i 2050 i de fire scenarier gennemregnet i Balmorel. Biogas spidslast er ikke vist her.

Ud fra den viste kapacitetssammensætning har Ea Energianalyse og PlanEnergi i samarbejde med Teknologi- og Systemgruppen i FFH50 fordelt kapaciteten på specifikke typer af produktionsanlæg og på de forskellige lokaliteter i fjernvarmenettet i hovedstadsområdet. En væsentlig opgave har været at kortlægge potentialerne for varmepumper med forskellige typer af varmekilder og deres placering i fjernvarmenettet. Det gælder fx varmepumper på luft, havvand, drikkevand, grundvand, overskudsvarme, spildevand og geotermi. Ved placering af varmepumperne i nettet er der udover de tekniske potentialer for størrelse af varmekilden (fx mængden af spildevand eller mængden af industriel overskudsvarme) set på begrænsninger for afsætning i lokale distributionsnet pga. varmeforbrugets størrelse.

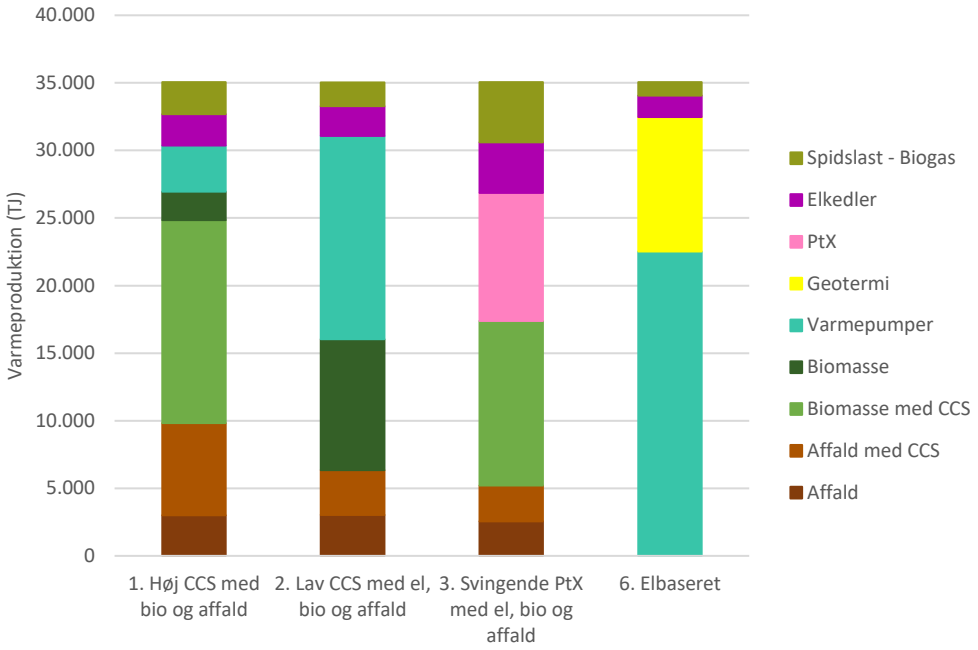
Alle grundlastanlæg er således placeret geografisk i nettet enten på kraftværkspladser eller lokalt i nettet, hvor de fysiske potentialer for varmeproduktion findes. Spidslastanlæggene (elkedler og biogaskedler) er placeret efter et andet princip, idet disse er fordelt i hele varmenettet efter varmebehovet. Den specificerede elkedelkapacitet er fordelt på alle forbrugsområder efter

forbrugets størrelse, mens der for biogaskedler modelteknisk er lagt ”rigelig” kapacitet ind i alle forbrugsområdet for at sikre, at forsyningen altid kan opretholdes. Dette medfører også at der i det elbaserede scenarie indgår biogasspidslast i Balmorel-beregningerne i modsætning til regnearksanalyserne, hvor spidslasten kun består af elkedler. Biogaskedlerne har alene variable omkostninger, så det har ingen betydning for økonomien, at der er lagt mere kapacitet ind i modellen, end der i praksis vil være i varmesystemet.

I varighedskurvemodellen, der er anvendt til gennemregning og afrapportering af alle scenarier i FFH50, indregnes anlæggenes udetid ved at reducere kapaciteten med en fast procentdel hele året. I Balmorel, der regner time for time, er udetid repræsenteret ved fuldt udfald af anlæg i visse timer og fuld kapacitet til rådighed i andre timer. Der regnes med en revisionsperiode om sommeren samt tilfældige udfald i den resterende del af året.

Produktion fra PtX i scenarie 3 følger en helt fast profil, som er fastlagt af FFH50 som input til modelberegningerne. Det er ved fastlæggelse af produktionsprofilen forudsat, at anlægget kører 4.000 timer om året ved fuld last, og at produktionen sker i de timer, hvor elprisen er lavest.

Nedenstående figur viser varmeproduktionen fra de forskellige anlæg i beregningerne for de fire scenarier i 2050. I forhold til regnearksmodellen ses der med Balmorel-modellen en større produktion fra spids- og reservelastanlæggene, der består af elkedler og biogaskedler. Dette skyldes den detaljerede modellering af varmeproduktionen såvel i forhold til elprisens svingninger som havarier på grundlastanlæggene. I 2050 udgør spids- og reservelasten i scenarie 1, 2 og 6 mellem 7 og 13% fordelt ligeligt mellem elkedler og biogas. I scenarie 3 udgør spids- og reservelasten 22%, hvilket indikerer, at systemet formentlig kan optimeres yderligere ved etablering af ekstra grund- eller mellemlastkapacitet.

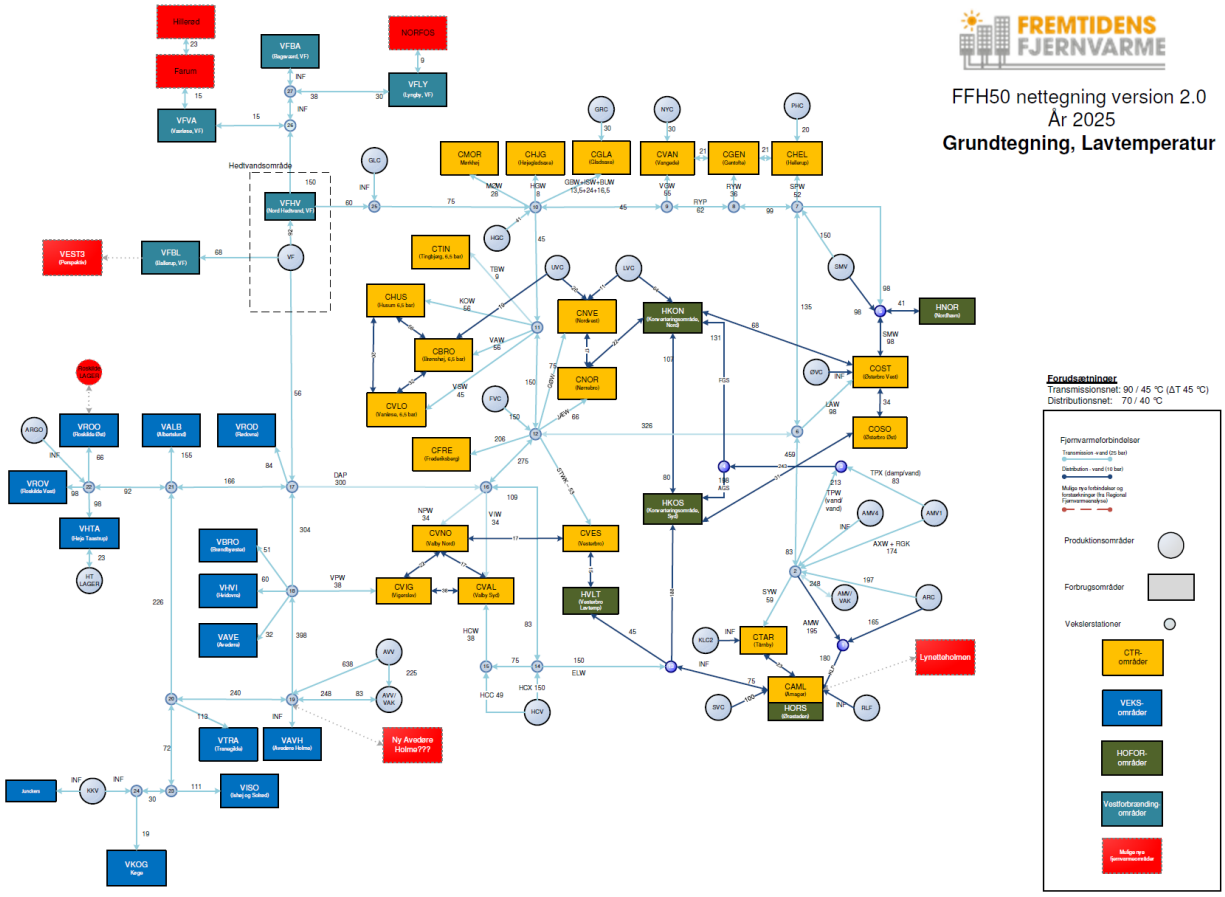


Figur 2: Varmeproduktion i de fire scenarier gennemregnet i Balmorel.

Det samlede fjernvarmesystem i hovedsatsområder dækker ca. 25% af det samlede, danske fjernvarmeforbrug og spreder sig over et stort geografisk område. Fjernvarmenettet er derfor meget omfattende og indeholder både et transmissionsnet og en række lokale distributionsnet. I FFH50 er der opstillet en opdateret model af fjernvarmenettet, som fremgår af figuren nedenfor. Figuren viser overførselskapaciteter i 2050, hvor temperaturerne forudsættes at være sænket til lavtemperaturniveau. Dette betyder, at transmissionsnettets temperaturer sænkes fra 115/55°C (frem/retur) til 90/45°C, og at distributionsnettets temperaturer sænkes fra 90/50°C til 70/40°C. Dermed sænkes temperaturforskellen mellem fremløb og retur med 25%, og det er antaget, at overførselskapaciteten sænkes tilsvarende. Det skal dog bemærkes, at fjernvarmeforbruget også forventes at falde med ca. 10% fra 2030 til 2050, hvilket reducerer behovet for overførsel af varme i systemet. Dog er det sådan, at FFH50's referencescenarie for udvikling af fjernvarmeforbruget er uden det i projektet estimerede, realistiske konverteringspotentiale fra naturgas til fjernvarme, ud over det der er indregnet i grundprognosen.

Det opdaterede fjernvarmenet indeholder samtlige ledningsforbindelser i systemet, herunder visse ledningsforbindelser imellem forskellige distributionsnet, som i normale driftssituationer kan være lukket af med ventiler. Netmodellen afspejler dermed en driftssituation, som ikke har været afprøvet i praksis, og som i virkelighedens verden muligvis kan være hydraulisk udfordret.

Ved at medtage samtlige ledningsforbindelser opnås et optimistisk bud på mulighederne for at flytte varme fra forskellige lavtemperaturkilder rundt i systemet efter behov.



Figur 3: Overblik over fjernvarmenettet i hovedstadsområdet. Overførselskapaciteter er her angivet ved lavtemperaturfjernvarme.

Analyse af varmelagre

For at vurdere behovet for varmelagre i fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet er der foretaget investeringskørsler i Balmorel på timebasis for et fuldt år i 2050 for de fire scenarier. Produktionskapacitet og varmenettet fastholdes, mens der gives mulighed for investering i to typer af varmelagre: damvarmelagre og tryksatte ståltanke. Ved investeringskørslerne optimeres lagerkapaciteten dermed i forhold til den givne produktionskapacitet og i forhold til elspotprisens fluktuationer på timebasis. Der tages i analysen ikke højde for værdien af det evt. reducerede behov for ny varmeproduktionskapacitet gennem bedre udnyttelse af eksisterende kapacitet, eller for værdien af eventuelle indtægter fra salg af systemydelser i øvrige balanceringsmarkeder i elsystemet.

Der er lagt begrænsninger på, hvor der kan investeres i de to typer af varmelagre. For damvarmelagre er det antaget, at der frit kan investeres i nye lagre i mindre tæt bebyggede områder, hvor det vurderes, at der er plads til etablering af damvarmelagre. Det gælder nedenstående områder:

- VFVA (Værløse, VF), VFBL (Ballerup, VF), VROO (Roskilde Øst, VEKS), VROV (Roskilde Vest, VEKS), VHTA (Høje Taastrup, VEKS), VKOG (Køge, VEKS), VISO (Solrød og Ishøj, VEKS).

Der er ikke en øvre grænse for, hvor meget varmelagerkapacitet, som kan etableres, men da damvarmelagrene forudsættes etableret i distributionsnettene, vil varmeforbruget lægge begrænsninger på, hvor meget varme som kan aflades fra lagrene.

For tryksatte ståltanke (VAK'er) er følgende forudsat:

- Mulighed for yderligere 1.200 MWh varmelagerkapacitet på hver af alle eksisterende kraftværkspladser inkl. affaldsforbrændingsanlæg
- På AMV antages det dog, at der er mulighed for yderligere 2.554 MWh
- Samlet set er modellen givet mulighed for, at der kan investeres i yderligere 9.754 MWh VAK-kapacitet

Der er ikke regnet på investeringer i ikke-tryksatte ståltanke i transmissionsnettet eller i distributionsnettene. Dette vil være et oplagt næste skridt i videre analyser af varmelagerkapaciteten i en fremtid, hvor fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet er drevet ved lavtemperatur.

Der er anvendt følgende forudsætninger om investeringsomkostninger for varmelagrene:

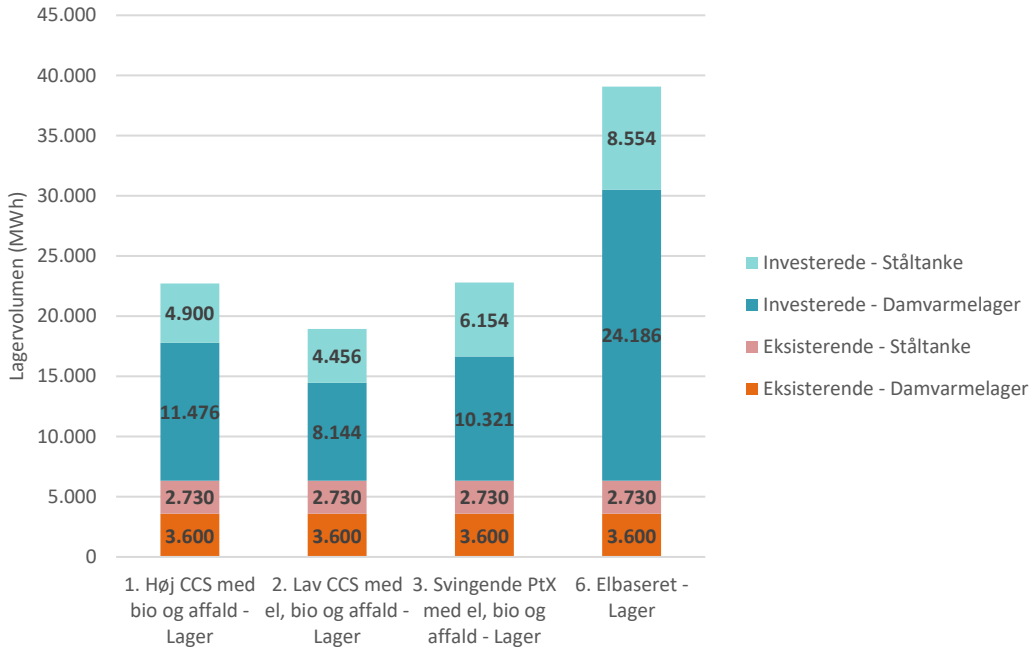
- Damvarmelager: 23.332 kr./MWh (ud fra antaget gennemsnitlig lagerstørrelse på 200.000 m^3), beregnet med udgangspunkt i damvarmeageret i Høje Taastrup, som er under etablering, samt analyse af damvarmelager i Roskilde.
- Ståltank: 50.000 kr./MWh. Forudsætningen er fra HOFOR's analyser af tryksatte ståltanke.

Desuden er der forudsat et fast forhold mellem energiindhold i lagrene og op- og afladningskapacitet. Op- og afladningskapaciteten bestemmes ud fra følgende forudsætninger:

- Damvarmelager: Kan tømmes helt på 1 uge (168 timer)
- Ståltank: Kan tømmes helt på 8 timer

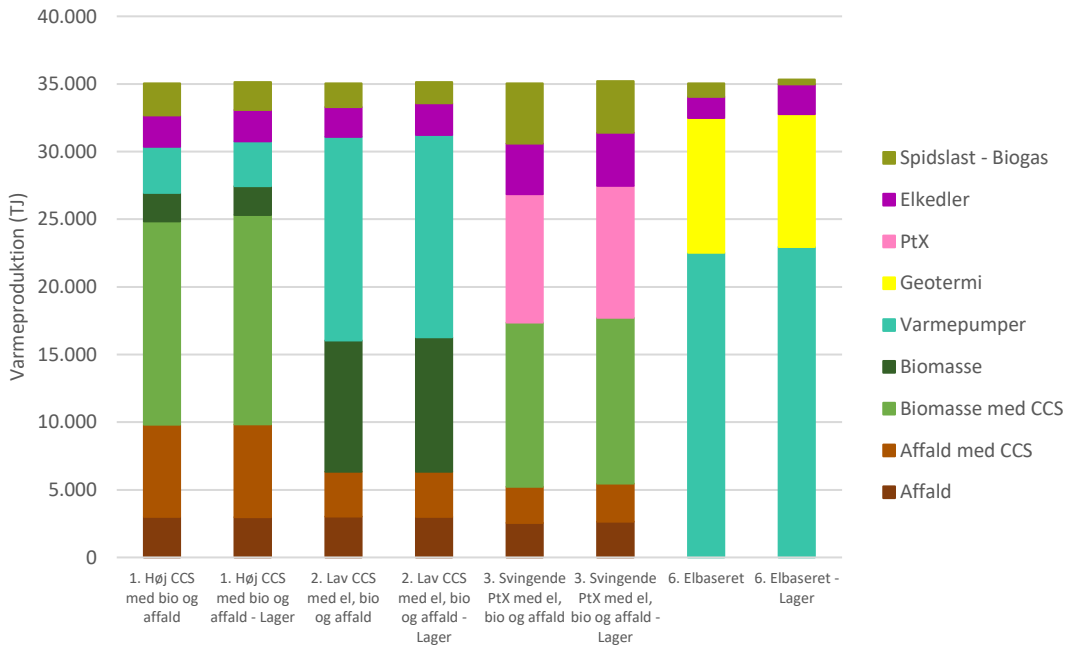
Nedenstående figur viser den eksisterende damvarmelagerkapacitet og ståltanke samt modellens investeringer i nye varmelagre. Det ses, at modellen med de givne forudsætninger peger på, at det er rentabelt at investere i mellem ca. 8.000 MWh og ca. 24.000 MWh ny damvarmelagerkapacitet og i mellem ca. 4.000 MWh og ca. 8.000 MWh nye ståltanke. Dette svarer til, at den eksisterende varmelagerkapacitet øges til 3-6 gange det eksisterende niveau. Der er behov for flest nye lagre i det elbaserede scenarie.

Langt de største modelinvesteringer i ny lagerkapacitet ses i scenarie 6, hvor al grundlastkapaciteten er eldrevet, og lagrene dermed bliver mere afgørende for at sikre fleksibilitet i varmeproduktionen.



Figur 4: Eksisterende og ny varmelagerkapacitet 2050.

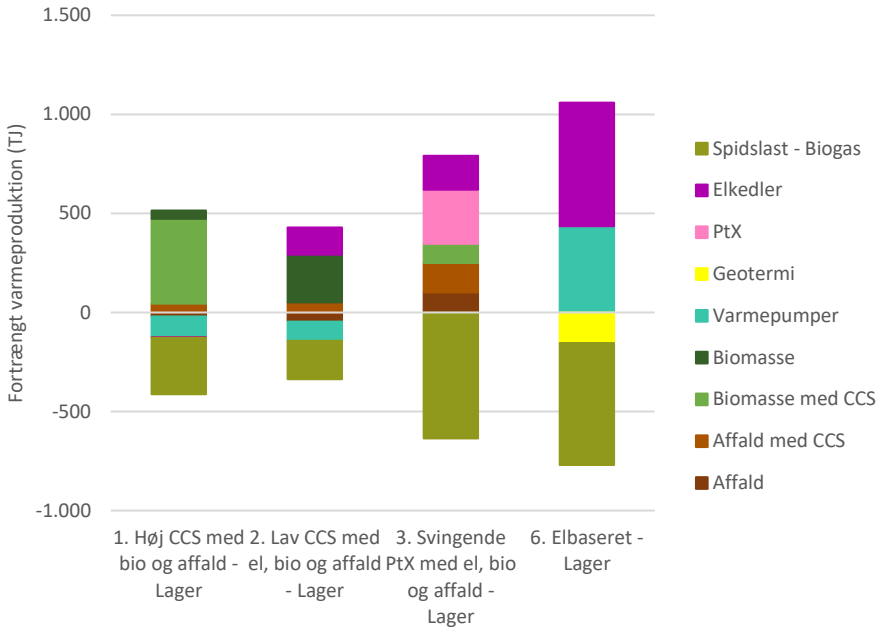
Figuren nedenfor viser varmeproduktionen i scenarierne med og uden varmelager. Overordnet set er der relativt små forskelle på produktionen i scenarierne med og uden ny lagerkapacitet.



Figur 5: Varmeproduktion i scenarierne for 2050 med og uden investeringer i ny varmelagerkapacitet.

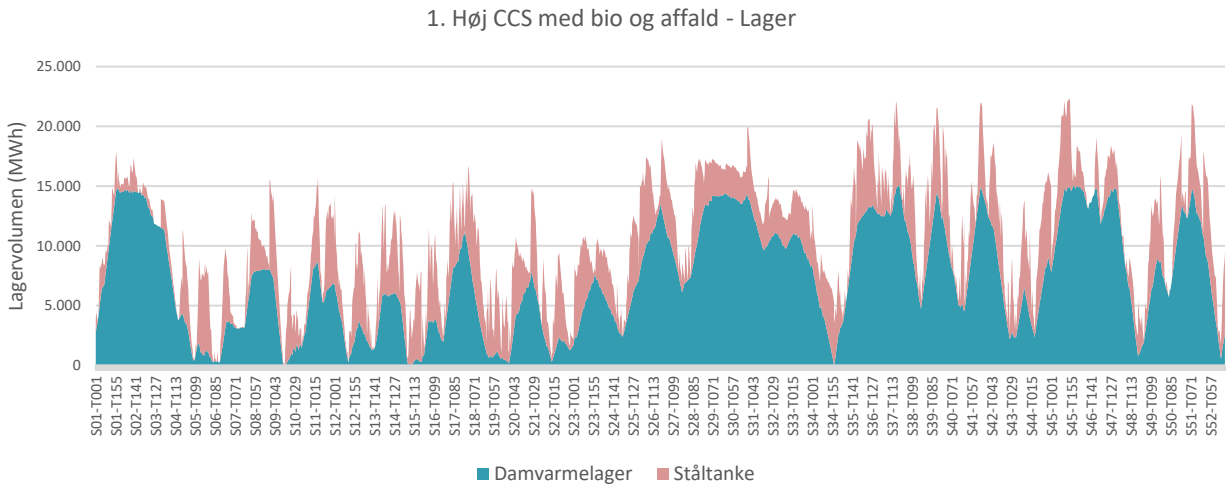
Forskellen kan ses mere tydeligt i nedenstående figur, hvor ændringer ved etablering af lagerkapacitet er vist. Det ses, at lagerkapaciteten kan bidrage til, at produktionen på dyre spidslastanlæg kan reduceres til fordel for produktion på billigere enheder som kraftvarmeanlæg, PtX og varmepumper. I scenarie 1 og 2 er det 11-12% af det biogasbaserede spids- og reservelastforbrug der fortrænges af nye lagre, mens det i det elbaserede scenarie 6 er hele 62%. Scenarie 3 har langt den største produktion fra spids- og reservelastanlæg, men kun 14% af dette fortrænges ved af den nye lagerkapacitet. I scenarie 3 medfører den svingende leverance af PtX-overskudsvarme, at der er forholdsvis mange timer, hvor varmeforbruget er højere end den samlede grundlastkapacitet som er til rådighed. At der er færre timer med overskud af grundlastkapacitet, som kan lagres, sætter grænser for, hvor meget spidslast der kan fortrænges ved hjælp af nye lagre.

Af nedenstående figur ses også, at produktionen på elkedler øges i nogle scenarier, og at dette bidrager til fortrængningen af biogasbaseret spidslast. Dette hænger sammen med, at elkedlerne i højere grad kan producere på tidspunkter med lav elpris, når varmelagerkapaciteten øges. Særligt i scenarie 6, hvor modellen investerer i cirka dobbelt så meget varmelagerkapacitet som i de øvrige scenarier, stiger produktionen fra elkedler betydeligt - med 40%. Foruden flytning af varmeproduktion mellem typer af anlæg sker der også en flytning af produktionen mellem timer på de enkelte anlæg, så driften op mod elprisen kan optimeres.

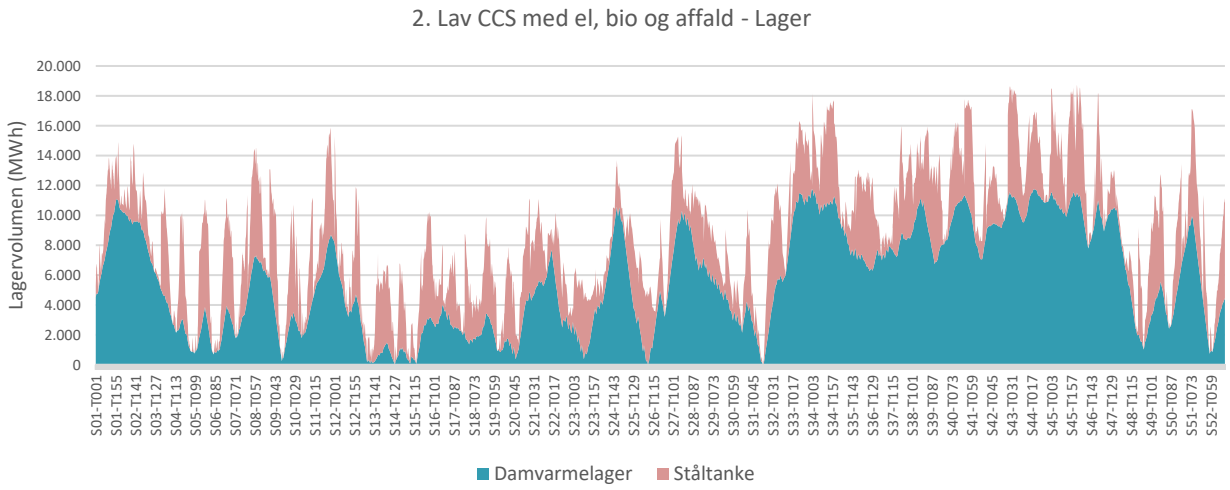


Figur 6: Ændret varmeproduktion 2050 ved investeringer i øget varmelagerkapacitet.

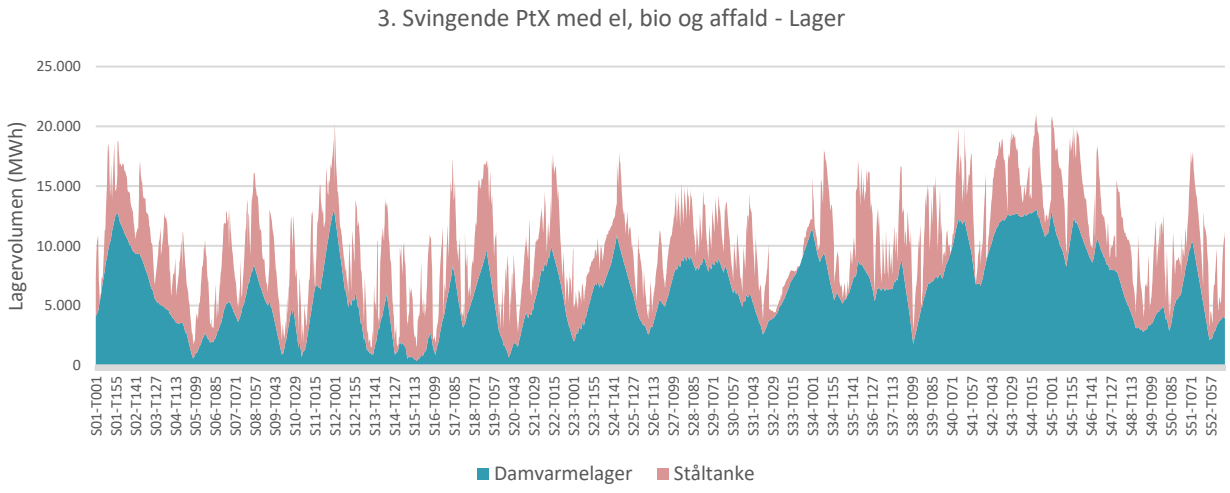
Nedenstående tre figurer viser lagerfyldningen i damvarmelagre og ståltanke i scenarie 1 med stor udbredelse af CCS, i scenarie 2 med en kombination af termiske anlæg og varmepumper og i scenarie 3 med svingende overskuds-varme fra PtX. Det fremgår, at lagrene anvendes meget aktivt til at optimere produktionen op mod elprisens variationer og tømmes og fyldes ofte. Varme-lagrenes drift i modelberegningerne viser, at ståltankene anvendes til op- og afladning inden for timer eller få døgn, mens damvarmelagrene i højere grad fungerer som ugelagre.



Figur 7: Energiindhold i varmelagre i hovedstadsområdet over et år. I scenarie 1: Høj CCS med bio og affald - Lager.

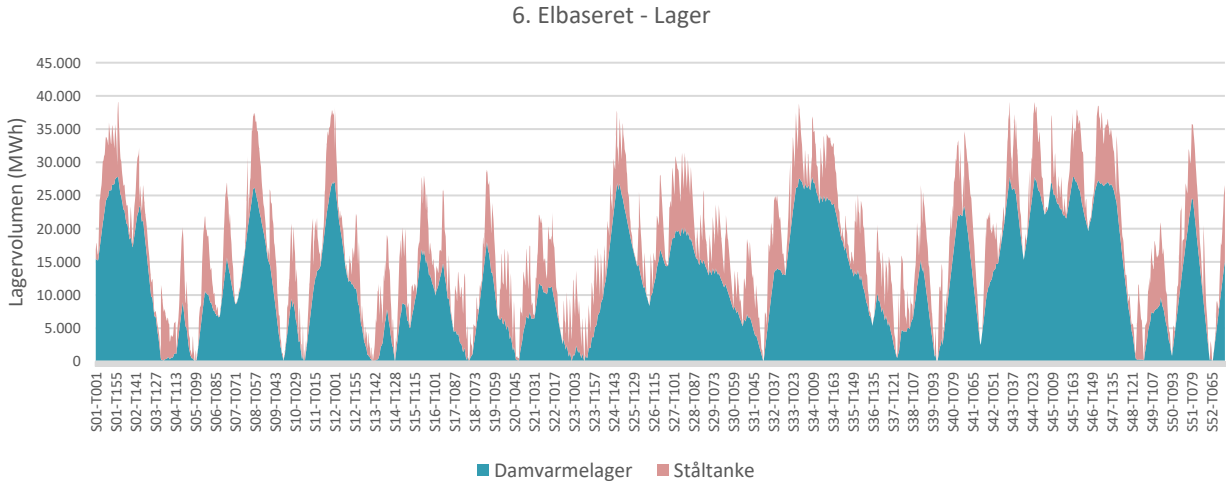


Figur 8: Energiindhold i varmelagre i hovedstadsområdet over et år. I scenarie 2: Lav CCS med el, bio og affald - Lager.



Figur 9: Energiindhold i varmelagre i hovedstadsområdet over et år. I scenarie 3: Svingende PtX med el, bio og affald - Lager.

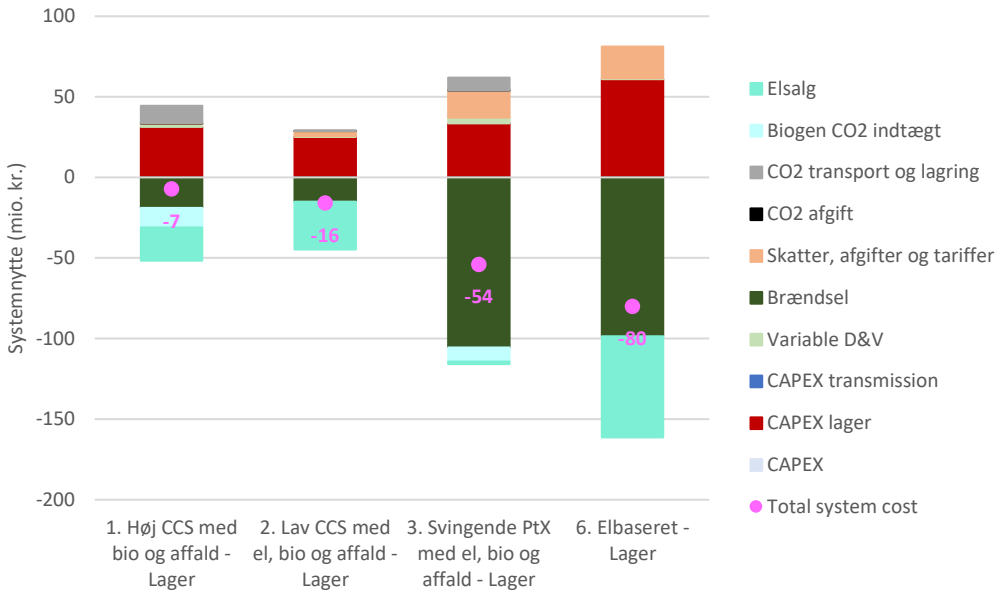
I figuren nedenfor er vist driftsmønstret i det elbaserede scenarie. Det ses, hvordan bevægelserne har samme karakter som i scenarierne vist ovenfor med mange tømninger og fyldninger på et år. Det elbaserede scenarie har langt den største lagerkapacitet, men alligevel ses det også her, at lagrene kun i begrænset omfang anvendes som sæsonlager, hvor der flyttes grundlastvarme fra den mildere del af året til vintersæsonen. Fra omkring uge 41 sker der en gradvis opfyldning af damvarmelagrene, som tømmes helt allerede i den første uge af vinteren (uge 48).



Figur 10: Energiindhold i varmelagre i hovedstadsområdet over et år. I scenarie 6: Elbaseret - Lager.

Endelig viser figuren nedenfor den samlede gevinst for systemet ved at investere i øget varmelagerkapacitet. Det ses, at der er særligt stor værdi af lagrene i scenarierne med svingende PtX-produktion og med elbaseret

varmeproduktion. Her kan etablering af varmelagre reducere systemomkostningerne med 50-80 mio. kr./år I de to øvrige scenarier er værdien lavere og ligger på hhv. 7 og 16 mio. kr./år.



Figur 11: Ændring i systemomkostninger (systemnytte) ved lagerinvestering. Posten "brændsel" inkluderer både omkostninger til køb af brændsel og køb af el.

Opsamling på analyse af varmelagre

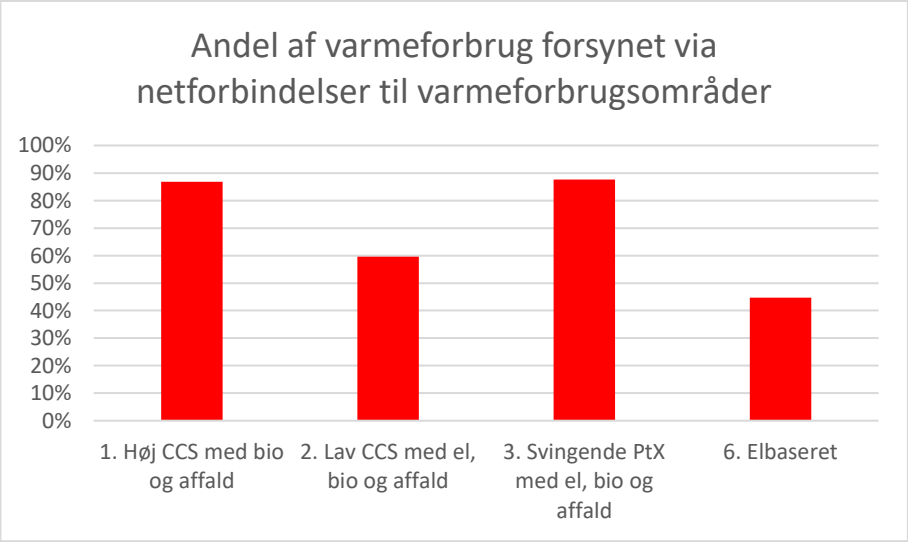
Samlet set peger analysen af varmelagre på at:

- Det er rentabelt at investere i mellem ca. 8.000 MWh og ca. 24.000 MWh ny damvarmelagerkapacitet og i mellem ca. 4.000 MWh og ca. 8.000 MWh nye ståltanke, ud fra de begrænsninger der er anvendt for, hvor der kan etableres varmelagre i modellen. Dette svarer til, at den eksisterende varmelagerkapacitet øges til 3-6 gange det eksisterende niveau. Der er behov for flest nye lagre i det elbaserede scenarie.
- Der er særligt stor værdi af lagrene i scenarierne med svingende PtX-produktion og elbaseret varmeproduktion. Her kan etablering af varmelagre reducere systemomkostningerne med 50-80 mio. kr./år. I de to øvrige scenarier er værdien lavere og ligger på hhv. 7 og 16 mio. kr./år.
- I det elbaserede scenarie udbygges VAK-kapaciten næsten fuldt ud til det maksimalt tilladte potentiale. Det er dermed ikke usandsynligt, at det økonomisk optimale niveau af varmelagre er større end vist her i resultaterne.

Analyse af behov for investeringer i fjernvarmenettet

I projektet opstilles scenarier for 2050, hvor sammensætningen og placeringen af produktionsanlæggene er markant anderledes end i dag. I scenarier med termiske anlæg øges varmeproduktionskapaciteten fra de relevante anlæg pga. udbygning med CO_2-fangst, og der etableres i ét scenarie en betydelig produktion af overskudsvarme fra PtX-anlæg på to centrale kraftværkspladser. I andre scenarier sker en kraftig udbygning med varmepumper decentralt i fjernvarmenettet, så varmepumperne kan placeres ved lavtemperaturvarmekilderne og øge effektiviteten ved at levere varme ved lavere temperaturer i distributionsnettene.

For at få en vurdering af hvordan scenarierne adskiller sig ift. anvendelse af transmissionsnettet i hovedstadsområdet er der for de fire scenarier lavet en opgørelse af, hvor stor en andel af varmeforbruget der leveres via forbindelser til forbrugsområder, og hvor stor en andel af varmeforbruget der leveres af produktionsenheder inden for det enkelte produktionsområde. Figuren nedenfor illustrerer, hvor stor en andel af varmeforbruget, som forsynes via netforbindelser, og kan ses som udtryk for behovet for at anvende transmissionsnettet i scenarierne. Opgørelsen er naturligvis afhængig af, hvordan nettet er repræsenteret i modellen. Det ses tydeligt, at en stor del af varmen forsynes via transmissionsnettet i scenarie 1 og 3 med en central placering af produktionsanlæggene, mens under halvdelen af varmen forsynes via transmissionsnettet i det elbaserede scenarie.



Figur 12: Andel af varmeforbrug forsynet via netforbindelser til varmeforbrugsområder. Opgjort som summen af varme transporteret til forbrugsområder delt med det samlede varmeforbrug.

De opstillede scenarier viser således fremtidige systemer med et meget forskelligt behov for anvendelse af transmissions- og distributionsnet i fjernvarmesystemet. Analysen af behov for investeringer i fjernvarmenettet har derfor fokus på to hovedproblemstillinger:

- Kan varmen effektivt distribueres i systemet i scenarier, hvor varmeproduktion på de centrale anlæg øges og temperaturer i nettet sænkes?
- I det elbaserede scenarie, hvor varmeproduktionen i langt højere grad er placeret decentralt:
    - Kan varmen distribueres effektivt ved lave temperaturer?
    - Kan potentialet for varmepumper på distributionsniveau udnyttes bedre ved netinvesteringer?

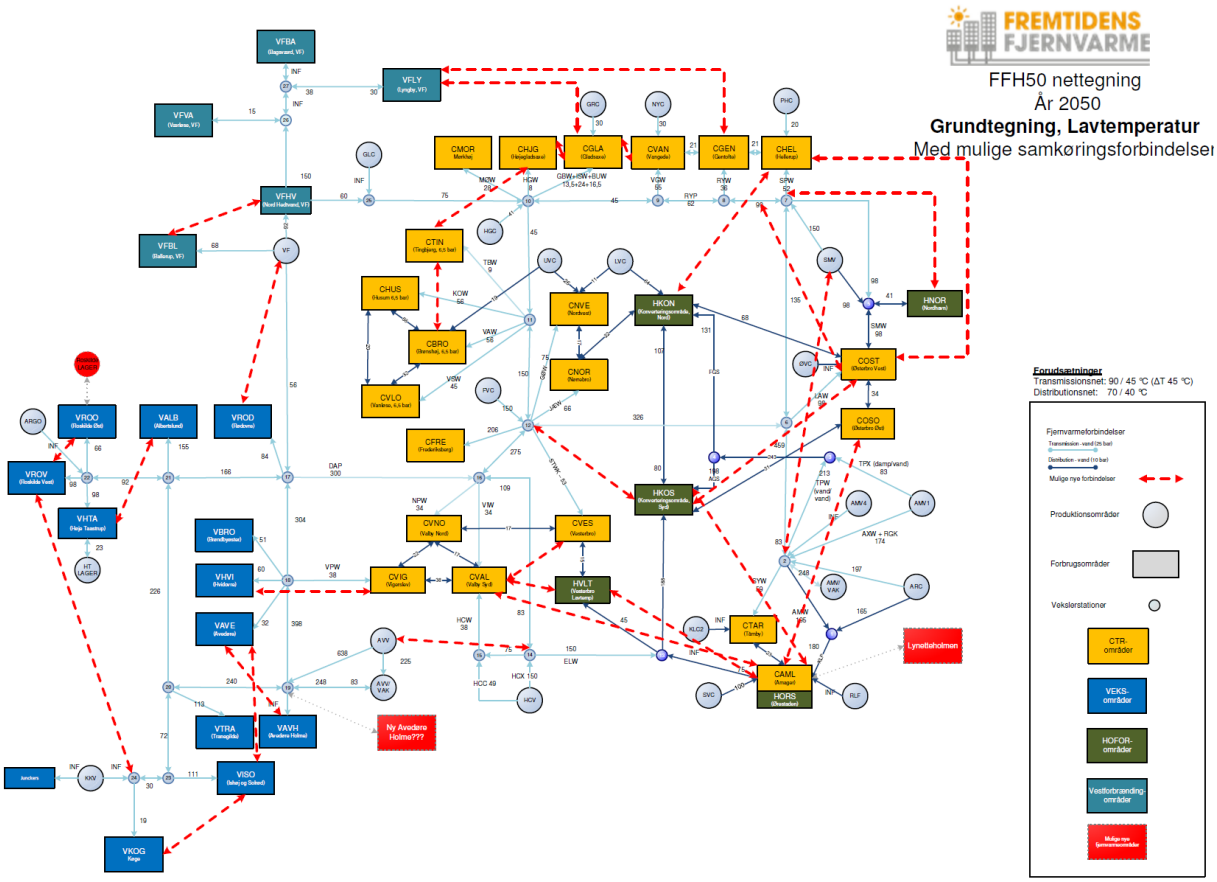
Der søges i modelanalyserne at svare på disse spørgsmål ved at gennemføre beregninger af udbygning af fjernvarmenettet i de fire udvalgte scenarier. I det elbaserede scenarie ses desuden på en kombineret investering i elbaserede varmeproduktionsanlæg og nyt fjernvarmenet.

Analyse af investeringer i varmenet i de fire scenarier

For at belyse muligheder og konsekvenser ved en udbygning af fjernvarmenettet er der udover grundberegningen foretaget to sæt modelkørsler for de fire scenarier i 2050:

- **Net invest**: Timekørsler med mulighed for investeringer i varmenet. Investeringsomkostninger for net leveret af Samkøringsgruppen i FFH50.
- **Frit net**: Timekørsler, hvor alle netbegrænsninger er fjernet. Dette er en teoretisk beregning, der viser, hvordan produktionen kunne udnyttes, hvis der slet ikke var netbegrænsninger.

Data for hvilke forbindelser, som forventes at kunne udbygges, og investeringsomkostningerne forbundet med disse udbygninger er leveret af Samkøringsgruppen i FFH50. For at sikre at der beregningsmæssigt ikke overføres varme fra distribution til transmission, er Balmorel-modellen endvidere udviklet, så der kun kan overføres varme i én retning på forbindelser mellem transmission og distribution (i standard-Balmorel kan varme overføres i begge retninger på nye forbindelser). Nedenstående figur illustrerer de mulige nye investeringer i overførselskapacitet i modelberegningerne. Udover de viste, mulige, nye forbindelser kan modellen også investere i forstærkning af udvalgte, eksisterende forbindelser.



Figur 13: Overblik over fjernvarmenettet i hovedstadsområdet med mulige modellerede netinvesteringer indtegnet. Udover de viste, mulige, nye forbindelser kan modellen også investere i forstærkning af udvalgte, eksisterende forbindelser.

Tabellen nedenfor giver et overblik over omfanget af modellens investeringer i ny varmeoverførselskapacitet i de fire scenarier. Investeringerne er også illustreret på figur af nettet i bilag. Samlet set investeres mellem 152 MW og 327 MW ny overførselskapacitet, mindst i det elbaserede scenarie og mest i scenarie 1 med stor udrulning af CCS. I scenarie 1 og i scenarie 3 med svingende PtX er der særligt brug for investeringer i nettet for bedre at kunne udnytte varmeproduktion fra biomasse- og PtX-anlæg i Glostrup (Vestforbrænding) og på Amagerværket og Avedøreværket, når temperaturerne i nettet sænkes. I scenarie 3 er det som nævnt antaget, at PtX-overskudsvarmen indfødes to forskellige steder i varmenettet. Det ville medføre en betydelig indespærring af varmeproduktionskapacitet, hvis den fulde PtX-varmeproduktion på 750 MW i stedet var placeret på en enkelt lokalitet i varmenettet ved siden af et biomassefyret anlæg, der leverer CO_2 til PtX-produktionen. Hvis PtX-overskudsvarmen fødes ind et enkelt sted i varmenettet, kan behovet for netudbygning i scenarie 3 derfor være større end beregnet i denne analyse. Den samfundsøkonomisk bedste løsning vedr. placering af PtX-anlæggene vil afhænge af de

samlede infrastrukturomkostninger til ikke blot fjernvarmenettet, men også eltransmission og CO_2-, og H_2-infrastruktur.

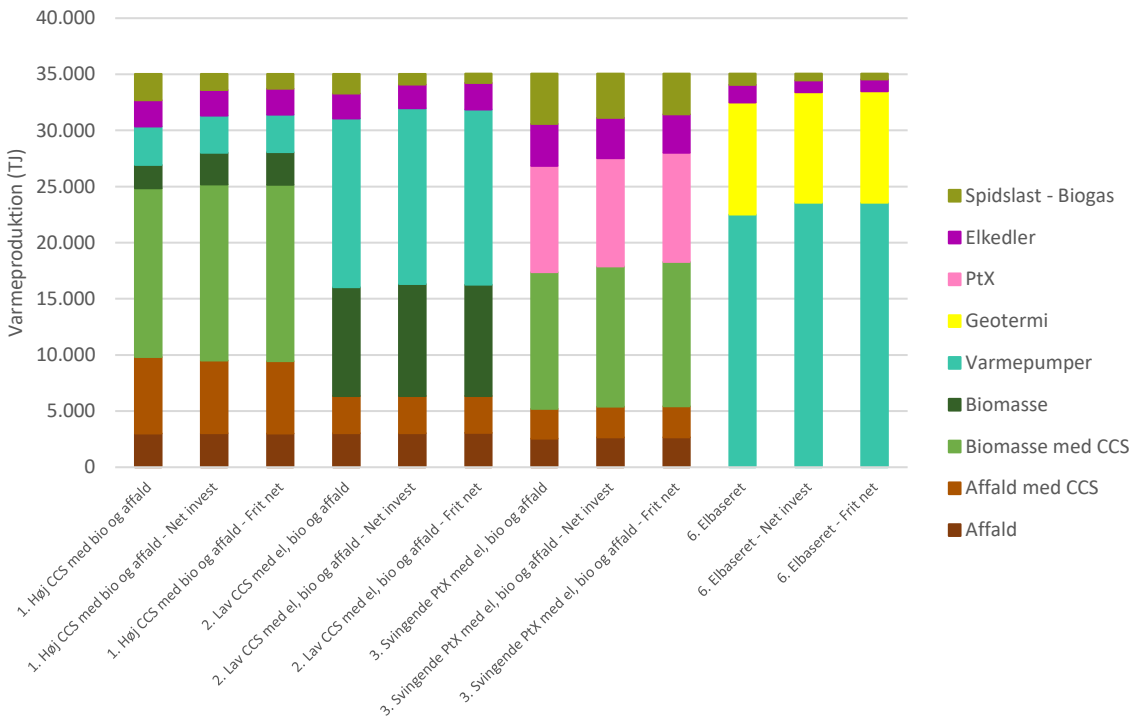
Det skal bemærkes, at nogle af investeringerne sker i meget små forbindelser, og det er ikke sikkert, at det vil være realistisk at gennemføre disse investeringer i virkeligheden. Det skyldes, at modeloptimeringen er lineær, og derfor er der ikke en minimumskapacitet for etablering af forbindelserne. Det kan godt modelleres, men er mere komplekst og kræver betydeligt større regnetid, hvorfor denne tilgang ikke er valgt i projektet. Det betyder, at de beregnede netinvesteringer skal opfattes som indikationer af, hvor nettet bør forstærkes, men at forbindelserne i virkeligheden godt kan få en lidt anden størrelse.

Her kan det også bemærkes, at nye forbindelser ud af Avedøreværket i modellen beregnes til at være relativt små, hvorfor det formentlig i praksis ikke vil være realistisk, at man vil kunne etablere en såkaldt søslange ind til byen (forbindelse fra AVV til V14 på nettegningen).

Investeringer i varmetransmission (MW)					
Fra	Til	1. Høj CCS med bio og affald - Net invest	2. Lav CCS med el, bio og affald - Net invest	3. Svingende PtX med el, bio og affald - Net invest	6. Elbaseret - Net invest
AMV1	V2			84	
AMV1	V3	94			
AVV	V14	30	83	4	38
CHJG	CGLA	1			
CHJG	CTIN	2	3	2	
KKV	V24	5	5	3	5
SMV	V2	58			
V10	V11	3			20
V10	V25	3	3		
V14	V15		38	37	
V16	V17		20		
V20	V23	2			1
V21	V22				37
V23	V24			14	
V6	V7		4		32
VF	V17	59	56		104
VFHV	V25	3	3		
VFHV	VFBL			2	
VFLY	CGEN	2	11		13
VFLY	CGLA	3	5		9
VHTA	HTLAGER	4		8	8
VHVI	CVIG	59	7		5
VROD	VF				23
Total		**327**	**236**	**152**	**294**

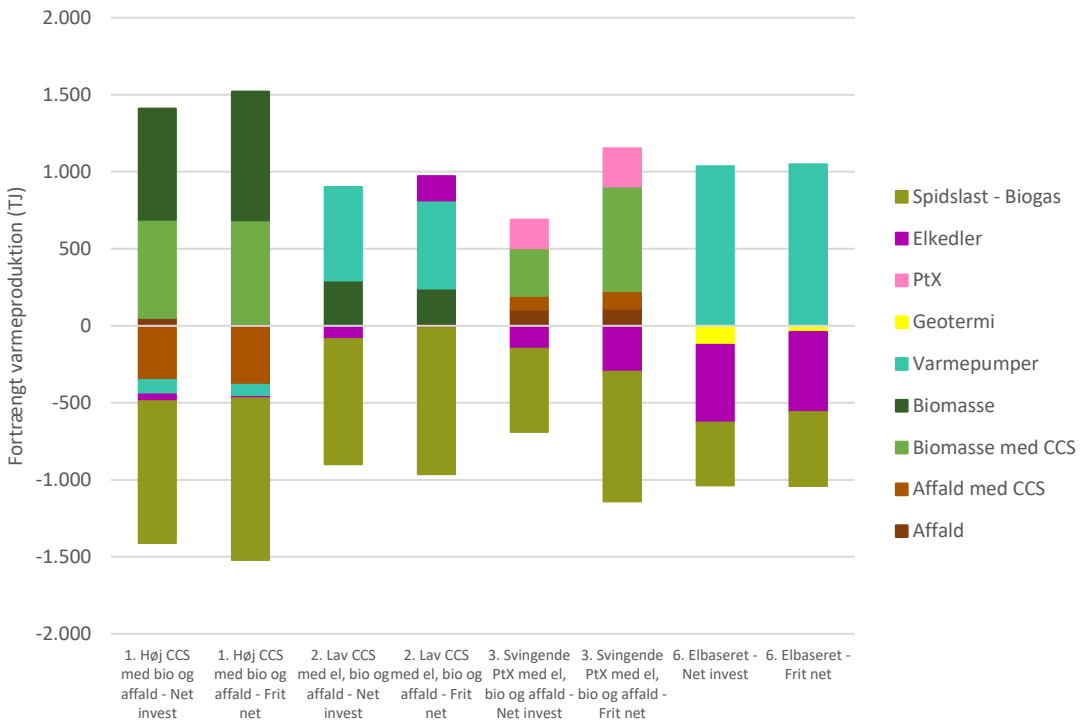
Tabel 1: Overblik over modellens investeringer i ny overførselskapacitet i fjernvarmenettet i de fire scenarier i 2050.

Nedenstående figur viser en sammenligning af varmeproduktionen i de fire scenarier hhv. med eksisterende varmenet, men mulighed for nye investeringer i varmenet, og med helt fri mulighed for varmetransmission og -distribution. Der sker en ændret varmeproduktion, så billigere anlæg kan erstatte dyrere, men overordnet set er ændringerne overraskende små, særligt i scenariet med helt fri transmission. Det tyder på, at anlæggene i scenarierne er placeret hensigtsmæssigt i fjernvarmenettet, så varmeproduktionen kan afsættes uden væsentlige begrænsninger for produktionen pga. netbegrænsninger.



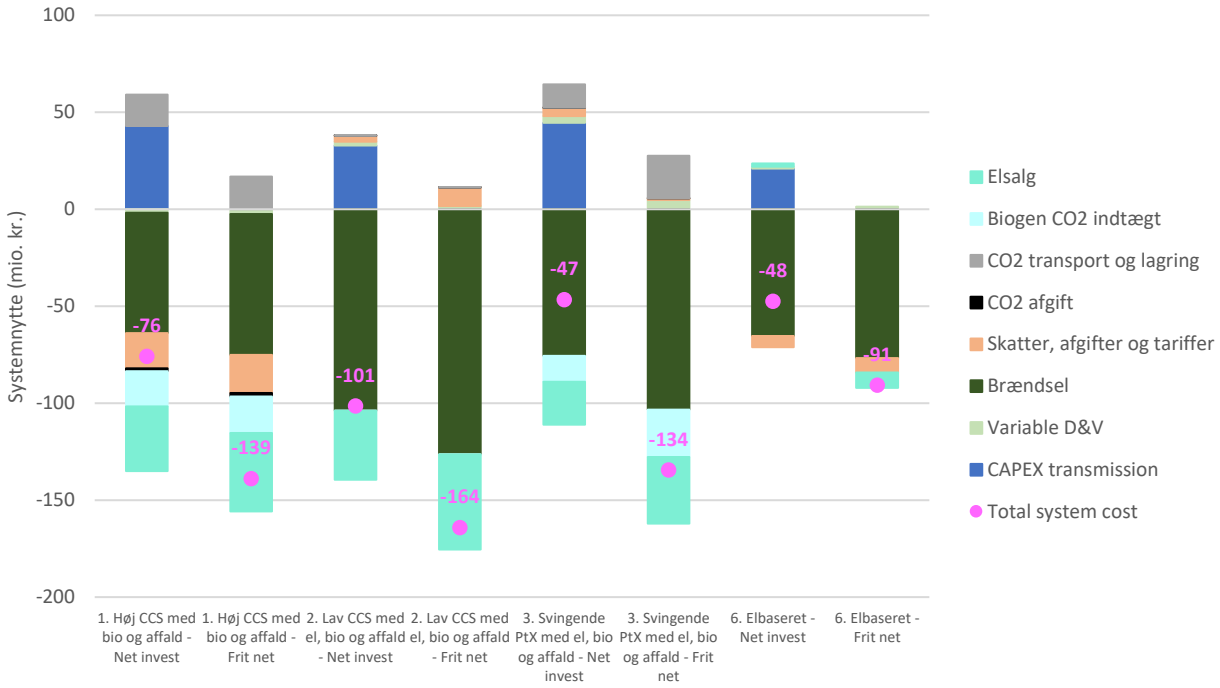
Figur 14: Varmeproduktion i scenarierne for 2050 med investeringer i ny varmetransmissionskapacitet og uden begrænsninger i nettet.

I figuren nedenfor kan ses, hvordan produktionen ændres, når der gives hhv. mulighed for investeringer i ny overførselskapacitet, og hvis begrænsningerne fjernes helt. Generelt ses det, at reducerede netbegrænsninger giver mulighed for at reducere driften på dyre spidlastanlæg og øge varmeproduktionen fra billigere anlæg som kraftvarmeanlæg eller varmepumpeanlæg.



Figur 15: Ændret varmeproduktion i scenarierne for 2050 med investeringer i ny varmetransmissionskapacitet og uden begrænsninger i nettet.

Figuren nedenfor viser den samlede, årlige, økonomiske gevinst for fjernvarmesystemet ved at investere i ny overførselskapacitet i fjernvarmesystemet. I beregningen med modelbaserede investeringer i fjernvarmenettet er der inkluderet investeringer i fjernvarmenettet, der er omregnet til en årlig omkostning med en rente på 3,5% og en levetid på 40 år. Det ses, at der i scenarierne med modelbaserede investeringer kan spares mellem ca. 50 mio. kr./år og ca. 100 mio. kr./år i det samlede system ved udbygning af fjernvarmenettet. Dette kan øges til 90-160 mio. kr./år, hvis begrænsninger i nettet fjernes helt. Sidstnævnte inkluderer dog ikke investeringer i nettet, og i praksis vil besparelsen derfor være væsentligt lavere.



Figur 16: Ændring af systemomkostninger (systemnytte) ved netinvesteringer i de fire scenarier. Posten "brændsel" inkluderer både omkostninger til køb af brændsel og køb af el.

Analyse af samtidige investeringer i varmenet og produktionsomkostninger i det elbaserede scenarie

Det elbaserede scenarie i 2050 er det scenarie, hvor placeringen af produktionen i systemet ændres mest i forhold til i dag. Alle eksisterende affaldsforbrændingsanlæg og kraftvarmeværker forudsættes lukket, og varmeforsyningen baseres alene på elbaseret varmeproduktion og lidt spidslast på biogas. Da de tekniske potentialer for varmepumper i vidt omfang er placeret andre steder end på de eksisterende kraftværkspladser, og da varmepumperne i videst muligt omfang skal placeres i distributionsnettene for at opnå højest mulig effektivitet, er produktionen langt mere decentraliseret end i dag. I udgangspunktet er fordelingen af varmepumperne på typer og placering sket ud fra nogle overordnede analyser af potentialer og mulighed for varmeafsætning i distributionsnettene. Med opstilling af forbrug for hvert delområde, netbegrænsninger, teknologidata og varmepumpepotentialer i Balmorel er der mulighed for en mere avanceret, modelbaseret analyse af den bedst mulige placering af anlæggene.

Med dette udgangspunkt undersøges følgende spørgsmål:

- Hvordan fordeles den elbaserede varme bedst på både type og placering?

- Kan potentialet for varmepumper på distributionsniveau udnyttes bedre ved netinvesteringer?

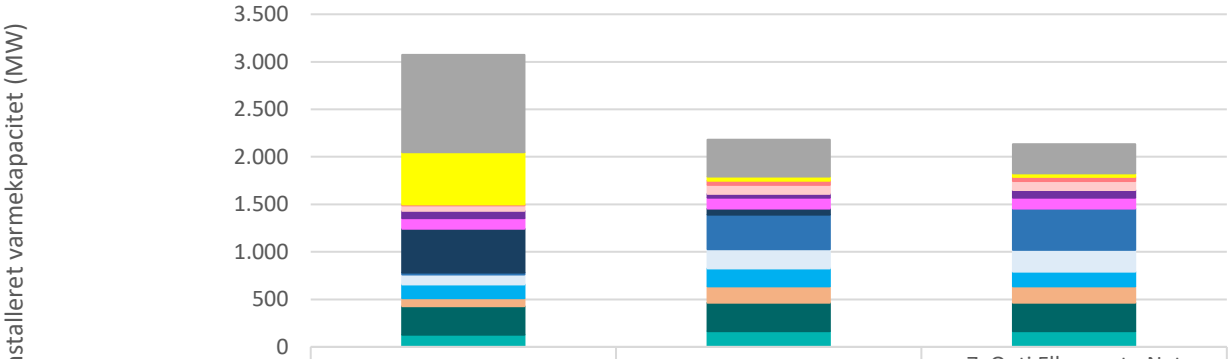
Der er derfor gennemført tre kørsler på timeniveau i 2050:

- **6. Elbaseret**: FFH50-scenariet.
- **7. Opti Elbaseret**: Modeloptimering af al produktionskapacitet underlagt de i projektet fundne varmepumpepotentialer i hvert område, dog med bibeholdelse af spidslast på biogas som i alle andre scenarier. Investeringsmuligheder udgøres af teknologier fra "6. Elbaseret"-scenariet (dvs. varmepumper, geotermi og uafbrydelige elkedler).
- **7. Opti Elbaseret – Net invest**: Som "7. Opti elbaseret", med dertil mulighed for investeringer i varmenettet.

Nedenstående figur viser investeringerne i varmeproduktionskapacitet i de tre gennemregnede variationer af det elbaserede scenarie. Der ses følgende observationer:

- Mængden af uafbrydelige elkedler reduceres markant i de modeloptimerede scenarier. Det er forudsat, at der er etableret en rigelig mængde af biogasfyrede kedler til spids- og reservelast i systemet, uden investeringsomkostninger. Under denne forudsætning peger modelberegningerne på, at der er betydeligt mindre behov for at etablere elkedler end forudsat i grundberegningen af det elbaserede scenarie.
- Det samlede omfang af varmepumper reduceres fra ca. 2.000 MW til ca. 1.800 MW.
- I modelberegningerne investeres kun i meget begrænset omfang i geotermi. Dette hænger sammen med, at denne teknologi er betydeligt dyrere end de øvrige varmeproduktionsteknologier, og potentialet for de øvrige typer af varmepumper er tilstrækkeligt til at dække varmebehovet.
- Der sker en forøgelse af kapaciteten af særligt havvands- og spildevandsvarmepumper samt i mindre grad af andre varmepumpetyper.
- Der sker en betydelig forøgelse af varmepumpekapaciteten på distributionsniveau for andre typer af varmepumper end geotermi. Dette hænger sammen med, at geotermi reduceres, men peger også på, at mulighederne for indplacering af især havvandsvarmepumper på distributionsniveau er større. I alt etablerer modellen omkring 600 MW havvandsvarmepumper på distributionsniveau. Dette indebærer, at modellen i særligt høj grad udnytter ledningsforbindelserne imellem distributionsnettene, så fx havvandsvarme flyttes fra de kystnære net

til andre net inde i landet. Det kan være værd at efterprøve om dette lader sig gøre hydraulisk.



	6. Elbaseret	7. Opti Elbaseret	7. Opti Elbaseret - Net invest
Elkedler	1.022	385	306
Geotermi	550	44	37
Drikkevand VP - Dist	12	43	43
Grundvand VP - Dist	55	95	96
Overskudsvarme VP - Trans	80	40	80
Overskudsvarme VP - Dist	108	114	115
Havvand VP SA - Trans	464	63	
Havvand VP SA - Dist	19	363	434
Havvand VP KV - Dist	104	203	229
Havvand VP KV - Trans	146	190	156
Spildevand VP - Dist	84	172	172
Luft VP - Trans	300	300	300
Luft VP - Dist	128	165	165

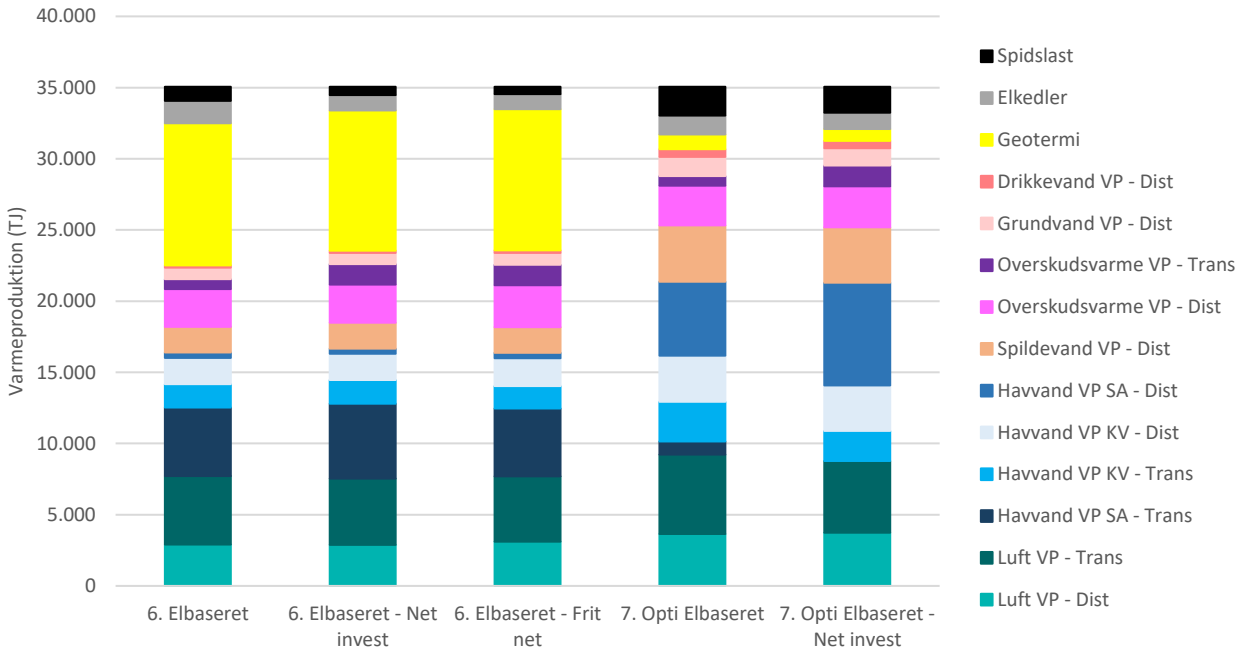
Figur 17: Varmeproduktionskapacitet i det elbaserede scenarie for 2050 i grundkonstellationen, i variation med modelbaserede investeringer i elbaseret varmeproduktionskapacitet og i variation med kombinerede investeringer i ny varmeproduktionskapacitet og ny varmetransmissionskapacitet.

I nedenstående tabel er kapaciteten af hhv. elkedler og varmepumper på distribution og transmission vist. Her fremgår det tydeligt, at modeloptimering af produktions- og netinvesteringer giver en lavere samlet kapacitet af varmepumper, og samtidig ændrer fordelingen mellem varmepumper på distributions- og transmissionsniveau, så varmepumpernes effektivitet optimeres.

Varmekapcitet (MW)	6. Elbaseret	7. Opti Elbaseret	7. Opti Elbaseret – Net invest
Elkedler	1.022	385	306
Varmepumper, distribution	1.060	1.200	1.291
Varmepumper, transmission	990	593	536
Varmepumper, i alt	2.050	1.793	1.827

Tabel 2: Varmeproduktionskapacitet i det elbaserede scenarie for 2050 i grundkonstellationen, i variation med modelbaserede investeringer i elbaseret varmeproduktionskapacitet og i variation med kombinerede investeringer i ny varmeproduktionskapacitet og ny varmetransmissionskapacitet.

Figuren nedenfor viser fordelingen af varmeproduktion på de forskellige varmeproduktionsteknologier i modelberegningerne. Det ses tydeligt, at geotermi fylder væsentligt mindre i scenarierne med fri investering i produktionsanlæg. Desuden fylder luftvarmepumper og havvandsvarmepumper en væsentlig større del af produktionen. Med mulighed for udbygning af fjernvarmenettet, så udvides produktionen fra varmepumper på distributionsnettet, specielt på havvand.



Figur 18: Varmeproduktion i det elbaserede scenarie i 2050 i grundkonstellationen, i variation med modelbaserede investeringer i varmenet, uden netbegrænsninger, i variation med modelbaserede investeringer i elbaseret varmeproduktionskapacitet og i variation med kombinerede investeringer i ny varmeproduktionskapacitet og ny varmetransmissionskapacitet.

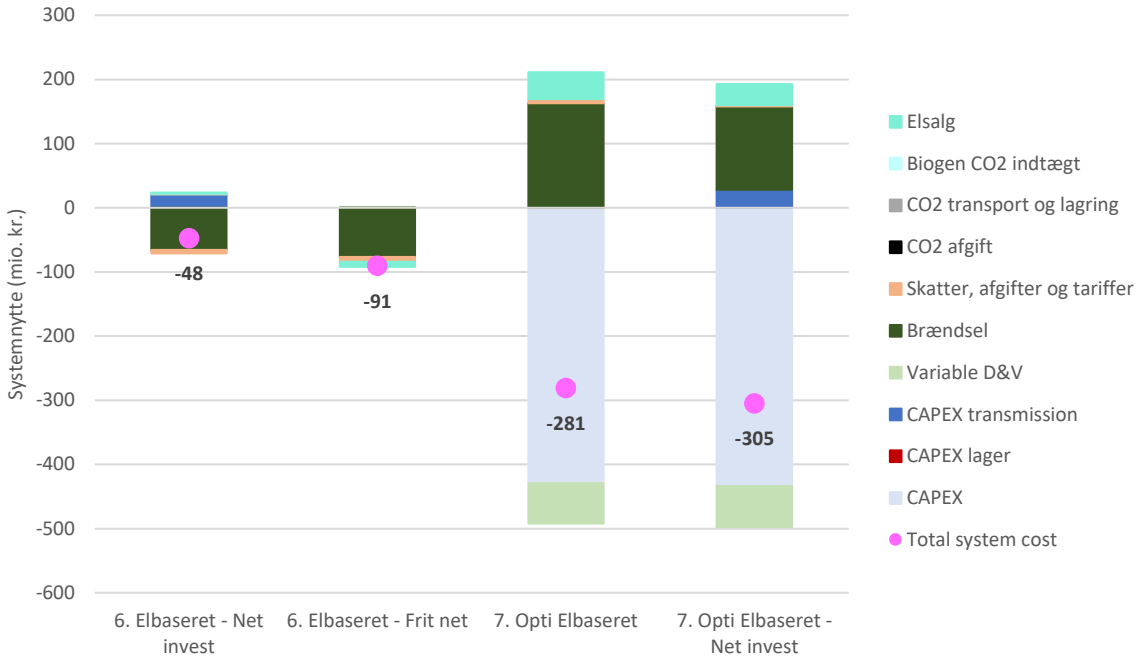
Tabellen nedenfor viser modellens investeringer i ny overførselskapacitet i nettet. Investeringerne er også illustreret på figur af nettet i bilag. Det fremgår, at de samlede netinvesteringer øges fra 152 MW til 234 MW, og at der er

betydelig forskel på, hvor der sker forstærkninger i fjernvarmenettet i de to scenarier. Modelberegningerne indikerer, at der både kan være behov for investeringer på transmissionsniveau (mellem VEKS og CTR: AVV til V14 og V16 til V17 samt internt i VEKS: V20 til V23) og på distributionsniveau (fx fra VFLY til CGEN og mellem områder i VF og CTR).

Investeringer i varmetransmission (MW)		7. Opti Elbaseret	7. Opti Elbaseret – Net invest
Fra	**Til**		
AMV1	V2	84	
AMV1	V3	4	
AVV	V14		46
CHJG	CGLA		2
CHJG	CTIN		8
KKV	V24		1
SMV	V2	2	2
V10	V11		3
V10	V25	3	
V14	V15		3
V16	V17	37	38
V20	V23		47
V21	V22	14	
V23	V24		8
V6	V7		3
VF	V17	2	8
VFHV	V25		1
VFHV	VFBL	8	6
VFLY	CGEN		59
Total		**152**	**234**

Tabel 3: Overblik over modellens investeringer i ny overførselskapacitet i fjernvarmenettet i det elbaserede scenarie i 2050. Der er vist investeringer i nettet med og uden mulighed for samtidig investering i ny varmeproduktionskapacitet.

Figuren nedenfor viser reduktionen i systemomkostninger ved en optimering af type og placering af den elbaserede produktionskapacitet. Samlet set kan omkostningerne reduceres med 281 mio. kr./år, hvis kapacitet, type og placering af varmepumper optimeres. Systemomkostningerne reduceres yderligere med 24 mio. kr./år, hvis der samtidig gives mulighed for at investere i nettet, så placering og drift af den elbaserede produktion kan optimeres yderligere.



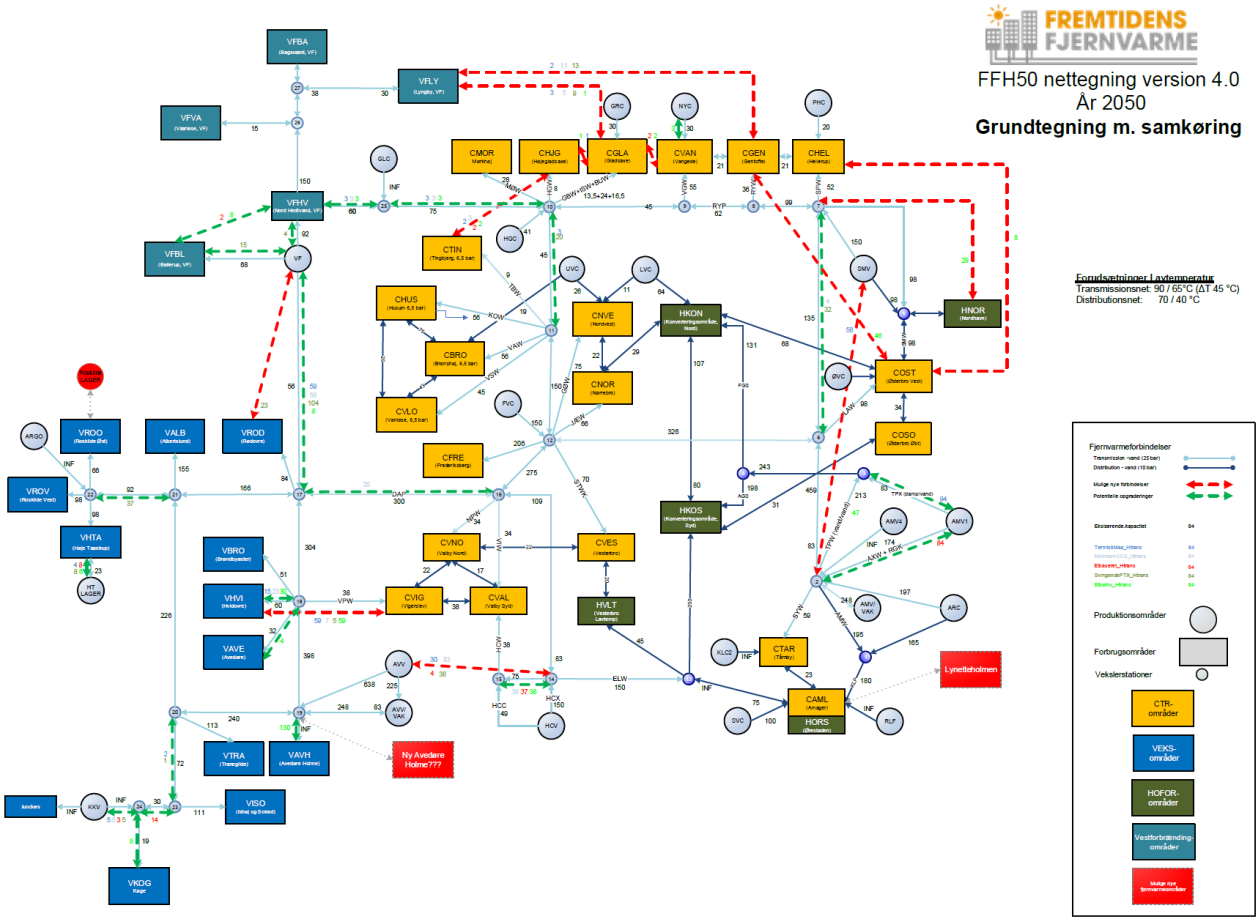
Figur 19: Ændring i systemomkostninger (systemnytte) ved ændrede net- og produktionsinvesteringer. Posten "brændsel" inkluderer både omkostninger til køb af brændsel og køb af el. Resultaterne er vist i variation med modelbaserede investeringer i varmenet, uden netbegrænsninger, i variation med modelbaserede investeringer i elbaseret varmeproduktionskapacitet og i variation med kombinerede investeringer i ny varmeproduktionskapacitet og ny varmetransmissionskapacitet.

Opsamling på analyse af netinvesteringer

Samlet set peger analysen af netinvesteringer på:

- Der er betydelig forskel på, hvor stor anvendelsen af transmissionsnettet er i de fire analyserede scenarier. I scenarie 1 og 3 forsynes op mod 90% af varmen af forbindelser til varmeforbrugsområderne, mens dette reduceres til ca. 45% i det elbaserede scenarie.
- Generelt ser placeringen af varmeproduktionsanlæg i de fire scenarier ud til at være velafbalanceret i forhold til placering af varmeforbrug og muligheder for overførsel i varmenettet. Dette gælder selv om netkapaciteterne er sænket med ca. 25% pga. forudsætning om temperatursænkninger i fjernvarmenettet (lavtemperatur).
- Modelberegninger viser dog, at der med fordel kan investeres i udbygning af mellem ca. 150 MW og ca. 320 MW ny varmenetkapacitet afhængig af det konkrete scenarie. I scenarie 1 og scenarie 3 er der særligt brug for investeringer i nettet for bedre at kunne udnytte varmeproduktion fra anlæg på kraftværkspladserne i Glostrup (Vestforbrænding), på Kraftværkshalvøen (Amagerværket) og på Avedøre Holme (Avedøreværket). Alt i alt er det således fordelagtigt i en vis

grad at investere i udbygning, hvis der er produktionskapaciteter, som dermed kan udnyttes bedre.

- En modelbaseret optimering af udbygning med varmeproduktionskapacitet i det elbaserede scenarie viser, at der udbygges med andre typer af varmepumper på andre placeringer end i grundscenariet. Særligt viser modelberegningerne, at andre typer af varmepumper erstatter geotermi. Derudover kan den totale grundlastkapacitet reduceres med ca. 200 MW, ligesom investeringerne i uafbrydelige elkedler kan reduceres betydeligt, hvis der er biogasbaseret spidslast i systemet. Samlet kan systemomkostningerne reduceres med ca. 280 mio. kr./år ved at optimere investeringer og drift af den elbaserede varmeproduktion.
- Mulighed for samtidig investering i net og produktion kan yderligere optimere placering og drift af den elbaserede produktion. Dermed kan potentialet for varmepumper på distributionsniveau udnyttes lidt bedre ved samtidig mulighed for netinvesteringer.

Bilag 1: Illustration af omfang af nye netinvesteringer