

SLUTRAPPORT

Elektrificering af varmesystemet i hovedstadsregionen

SEPTEMBER 2025

Udarbejdet af:



PlanEnergi

For:



ENERGI PÅ TVÆRS

Et handlingsfællesskab under:



Analysen er finansieret af:



Udarbejdet af:

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

Og

PlanEnergi
Jyllandsgade 1
9520 Skørping
www.planenergi.dk

For:



ENERGI PÅ TVÆRS

Et handlingsfællesskab under:



Analysen er finansieret af:



Region
Hovedstaden

Indhold

1. Indledning og sammenfatning	4
1.1. Varmesystemet i Region Hovedstaden i dag	7
1.2. Teknologier i elektrificeringen og deres potentiale for udbygning	8
1.3. Udfordringer og muligheder i elnettet	9
1.4. Scenarier for udvikling af fjernvarmesystemerne	10
2. Status for fjernvarmesystemerne i hovedstadsregionen	14
3. Teknologier i elektrificeringen	18
3.1. Typer af varmekilder til varmepumper	18
3.2. Elkedler	21
3.3. Varmelagre	22
4. GIS-analyse og casestudier – lokalisering af nye anlæg	23
4.1. Metode for GIS-analyse	24
4.2. Resultater fra GIS-analyse og casestudier	25
5. Potentialer for udbygning med varmepumper	28
6. Begrænsninger og muligheder i elnettet	32
7. Scenarier og beregningsforudsætninger	35
7.1. Metode og model	35
7.2. Beskrivelse af scenarier	36
7.3. Analysens hovedforudsætninger	37
7.4. Følsomhedsanalyser	40
8. Scenarieresultater	41
8.1. Grundscenarier	41
8.2. Følsomhedsanalyser	51
Bilag 1: Detaljerede scenarieresultater	56

1. Indledning og sammenfatning

Størstedelen af fjernvarmen i hovedstadsregionen produceres i dag med biomasse og affaldskraftvarme. Der er imidlertid et politisk ønske om at reducere biomasseforbruget til fordel for elbaserede og brændselsfrie teknologier. Det hænger sammen med, at der er en stigende erkendelse af, at anvendelsen af biomasse til forbrænding ikke er klimaneutral, når den samlede indvirkning af biomassen i energisektoren og i skoven eller på marken indregnes¹. Desuden er biomasse en begrænset ressource, og det kan have højere værdi at frigøre den til andre energiformål, hvor alternativerne er mindre tilgængelige og har højere omkostninger. Elektrificeringen af fjernvarmen spiller en central rolle i omstillingen fra biomasse til andre alternativer.

På den baggrund har Region Hovedstaden i regi af Energi på Tværs i 2025 gennemført en analyse af muligheder og udfordringer ved elektrificering af varmesystemet i regionen. Formålet med analysen er at give forsyningsselskaber og kommuner et opdateret beslutningsgrundlag, så de kan træffe informerede valg om fjernvarmens elektrificering, når tekniske eller politiske beslutningsanledninger opstår. Analysen skal undersøge, hvordan synergieffekter mellem forsyningsselskaber, kommuner og det samlede energisystem kan udnyttes til at sikre en effektiv elektrificering. Det skal afdækkes, hvordan koordinering på tværs af hovedstadsregionen kan understøtte, at fjernvarmens elektrificering understøtter elnettets udvikling og systemfleksibilitet. Analysen bygger videre på tidligere studier af omstillingsmulighederne i hovedstadsregionens varmesystemer, bl.a. projektet "Fremtidens Fjernvarme i Hovedstaden 2050 (FFH50)".

Belastningen af elnettet er de senere år blevet et væsentligt opmærksomhedspunkt i forbindelse med lokalisering af varmepumper og særligt elkedler. Udbygningen af elektriske varmeproduktionsanlæg bør ske strategisk, hvor der er gode varmekilder til varmepumper, stærke tilslutningsmuligheder til elnettet, nærhed til eksisterende fjernvarmenet og egnede placeringer til produktionsanlæg med et minimum af lokale gener. I denne analyse er der derfor sket en omfattende opdatering og forbedring af de økonomiske og planlægningsmæssige forudsætninger for etablering af elbaserede varmeproduktionsteknologier, i de forskellige dele af hovedstadsregionen. Der er gennemført en dialog med Radius og Energinet om, hvordan fremtidens elnet i hovedstadsregionen forventes at udvikle sig, og hvilke muligheder og omkostninger der er forbundet med at nettilslutte anlæg i regionen. Denne hovedrapport samler op på alle delanalysernes konklusioner på tværs. Flere detaljer om delanalyserne kan findes i analysens seks baggrundsnotater:

- Elektrificering af varmesystemet i hovedstadsregionen – forudsætningsnotat for modelberegninger
- Overblik over tilgængelig varmepumpeteknologi og markedets løsninger
- Kortlægning af varmepumpepotentialer i Region Hovedstaden

¹ Se fx baggrundsnotat nr. 8 "Danmarks forbrug af faste biobrændsler" til Energistyrelsens "Danmarks Globale Klimapåvirkning - Global Afrapportering 2024 (GA24)" eller Ea Energianalyses rapport "Biomasseanvendelse og potentialet for CCS i forsyningssektoren" udarbejdet til CONCITO i 2024.

- Begrænsninger og muligheder i elnettet
- Caseanalyse – placering af varmeproduktionsanlæg
- Økonomiske fordele ved elektrificering – muligheder og gevinster i elmarkedet (færdiggøres i september 2025)

I analysen er der udarbejdet tre scenarier for udvikling af fjernvarme i regionen frem mod 2050. I alle tre scenarier anvendes samme overordnede rammer for energisektoren, som ligger til grund for Energiministeriets Klimafremskrivning KF25. I scenarierne foretages nyinvesteringer efter kriterie om lavest mulige omkostninger til varmeproduktion.

1. **Referencescenarie.** med udgangspunkt i eksisterende planer og forventede tidsplaner for nedlukning af produktionsanlæg. I dette scenarie reduceres biomasseforbrug over tid.
2. **Biomassereduktionsscenario.** Her fremskyndes nedlukning af biomassebaserede varmeproduktionsanlæg.
3. **Målscenarie for biomassereduktion.** Ud over fremskyndet nedlukning, lægges nu også driftsbegrænsninger på tilbageværende biomasseanlæg. Driftsbegrænsninger sikrer, at biomasseforbruget reduceres med 50% i 2030 og med 75% i 2040 sammenlignet med 2025.

CONCITO har i 2021 anbefalet, at Danmark bør reducere biomasseforbruget til el og varme med 50% i 2030 og med 75% i 2040². Med udgangspunkt i anbefalingen fra CONCITO har arbejdsgruppen valgt, at det ambitiøse scenarie i denne analyse undersøger en målsætning om 50% reduktion i 2030 og 75% reduktion i 2040.

Region Hovedstaden har været overordnet ansvarlig for analysens gennemførelse i samarbejde med Gate 21 og Energi på Tværs. Ea Energianalyse og PlanEnergi har været konsulenter på opgaven og har gennemført de faglige analyser. Der har været en bred dialog med kommuner og forsyningsselskaber, herunder drøftelser af beregninger og resultater med arbejdsgruppen bestående af CTR, ARGO, HOFOR, VEKS, Vestforbrænding, Hillerød Forsyning samt Albertslund, Dragør, Frederiksberg, Gladsaxe, Herlev, Roskilde og Københavns Kommuner.

Hovedresultater fra scenarieanalysen

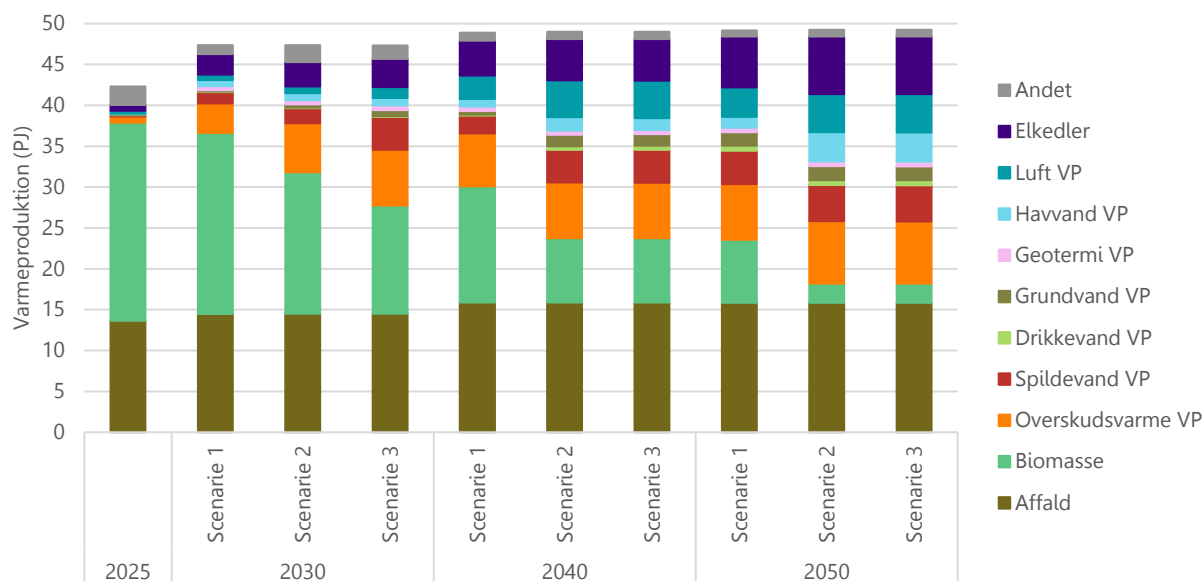
Allerede i scenarie 1 sker en markant forøgelse af overskudsvarme og varmeproduktion fra varmepumper og elkedler (se figuren nedenfor). Elektrificeringen øges yderligere i scenarie 2, hvor eksisterende biomasseanlæg udfases hurtigere end forventet/planlagt. Driftsbegrænsninger for de tilbageværende biomasseanlæg i scenarie 3 medvirker til at sikre, at målet om biomassereduktion i 2030 nås, men har ikke markant betydning fra 2040.

I takt med at de centrale biomasseværker lukker, investeres der i nye varmekilder, hvor særligt varmepumper er pladskrævende. Hvor 85 % af varmen i 2025 produceres på kraftværksgrunde og ved transmissionsknudepunkter i det centrale net, så reduceres det til omkring 50 % i scenarie 2 og 3 i 2040. Det falder

² Denne anbefaling blev opstillet med udgangspunkt i analysen "Optimeret biomasseanvendelse til el- og fjernvarmeproduktion mod 2040" udarbejdet af Ea Energianalyse.

yderligere til 42 % i 2050 i de to scenarier. Det betyder, at varmen i stigende grad kommer fra nye decentrale varmepumper og elkedler i distributionsnettene.

Gennemførelse af det mest vidtgående scenario med indfrielse af en målsætning om 50% biomassereduktion i 2030 og 75% biomassereduktion i 2040 vil kræve en betydelig udbygning med varmepumper og elkedler, og at driftstiden på biomasseværkerne skal begrænses. Frem mod 2050 skal der etableres op mod 1.300 MW varmepumper.



Figur 1. Varmeproduktion på tværs af år og scenarier.

Samlet set går fjernvarmesystemet fra at være nettoeksportør af godt 4 TWh el i 2025 til at være nettoimportør af 3,5 TWh i 2050 i scenarie 2 og 3. Den markante elektrificering vil stille væsentlige krav til udbygningen af elnettet. Vind, sol, ellagre og el-spidslastanlæg erstatter den mistede elproduktion fra biomasseanlæggene. Det er ikke undersøgt, i hvilket omfang reduktionen i elproduktionskapacitet og forøgelsen af elforbruget vil nødvendiggøre nye investeringer i el-spidslastkapacitet, batterier, fleksibelt elforbrug og lignende for at opretholde elforsyningssikkerheden.

Der er betydelige årlige meromkostninger for hele el- og varmesystemet ved en fremskyndet lukning af de biomassefyrede anlæg. I scenarie 2 stiger méromkostningen fra 350 mio. kr./år i 2030 til ca. 620 mio. kr./år i 2050. I scenarie 3 stiger omkostningen yderligere i 2030, hvorefter scenarie 2 og 3 er nogenlunde ens.

Observationer og anbefalinger

Hvis de store biomassefyrede varme- og kraftvarmeanlæg ikke levetidsforlænges, ventes biomasseforbruget at blive halveret mod 2040 og halveret igen mod 2050. En fremskyndelse af denne reduktionssti vil øge de samlede omkostninger til el- og varmeproduktion med ca. 450 mio. kr./år i perioden 2030-2050. Den væsentligste årsag til méromkostninger ved at fremskynde lukning af de biomassefyrede anlæg er at anlæggenes kapitalomkostninger regnes som "sunk costs", der skal betales uanset om de er i drift eller ej. Hertil kommer, at nogle af anlæggene opnår betydelige indtægter i elmarkedet (herunder eltilskud), der

mistes. Der bør foretages en dybere analyse af sunk costs baseret på anlæggenes faktiske gæld, faktiske varmekontrakter og nøjere analyse af forventede omkostninger til drift, vedligehold og reinvesteringer på anlæggenes.

Tværgående koordinering mellem aktører – forsyningsselskaber, elselskaber og myndigheder – er afgørende for, at elektrificeringen skal lykkes. Et elbaseret fjernvarmesystem vil kræve en betydelig udbygning af elnettet, og vil lægge beslag på areal, når varmepumper, elkedler og varmelagre skal placeres.

Ifølge scenarietanalysen skal der frem mod 2030 tilsluttes i alt godt 1 GW, og frem mod 2050 op til 2 GW ny elkapacitet til elkedler og forskellige typer varmepumper. Især på kort sigt kan det være en planlægningsmæssig udfordring for netselskaberne at prioritere. En koordineret udbygningsplan for elektriske varmeproduktionsanlæg i regionen, inklusive overblik over projektstatus, kan derfor med fordel udarbejdes af varmeselskaber og indgå i drøftelserne med elnetselskaberne. Dette kan bidrage til, at varmeselskabernes ønsker prioriteres højt. Placering af de nye anlæg kan med fordel ske på høje spændingsniveauer, tæt på el-knudepunkter (koblingsstationer), og specielt for elkedler, vil tilslutning med begrænset netadgang være attraktiv, da det giver mulighed for at blive tilsluttet hurtigere og til væsentligt lavere omkostninger. Det er altid netselskabet, som på baggrund af en konkret vurdering, anviser tilslutningspunkt.

Traditionelt har fjernvarmen været produceret på de store centrale kraftværker tæt på centrum. Analysen peger på, at det vil være attraktivt at placere en stigende andel af varmeproduktionskapaciteten i omegnskommunerne, hvor der generelt er bedre adgang til overskudsvarme og bedre mulighed for at finde egnede placeringer til luft-vand varmepumper. Varmetransmissionsnettene i hovedstadsregionen vil derfor få en ny rolle ift. udnytte synergier på tværs af selskaber og geografi. Det kan på den baggrund anbefales at øge fokus på temperatursænkning og at genbesøge de eksisterende aftaler for udveksling af varme mellem forsyningsselskaberne. Transmissionselskaberne vil fortsat have en vigtig rolle i at sikre udveksling af varme på tværs af regionen og i at medvirke til at udvikle og etablere større varmeproduktionsanlæg. Distributionsselskaberne vil få en øget rolle i forhold til at etablere varmeproduktionsanlæg lokalt.

Der vil i alle kommuner være en betydelig opgave med at finde egnede placeringer til de nye tekniske anlæg, herunder at koordinere med andre kommuner i regionen for sikre tilstrækkelige arealer samlet set. Som led i projektet er der gennemført en screening af egnede placeringer til luft-vand varmepumper i hele Region Hovedstaden. Kommunerne kan sandsynligvis fortsat drage nytte af en samlet koordineret screening, når varmeselskaberne opdaterer den fælles varmeplanlægning.

Der er et stort potentiale for varmepumper i Region Hovedstaden. For at sikre en omkostningseffektiv elektrificering er det vigtigt, at de bedste varmekilder prioriteres. De mest økonomisk attraktive potentialer er fra industriel overskudsvarme, datacentre, spildevand, grundvand og drikkevand. En vidtgående elektrificering - hvor op mod 2/3 af varmeproduktionen er elbaseret - vil dog kræve en udnyttelse af yderligere varmekilder, hvor der findes store potentialer for havvand, luft og geotermi.

1.1. Varmesystemet i Region Hovedstaden i dag

Fjernvarmen i hovedstadsregionen er præget af flere store og mindre netværk:

- Det største system dækker den centrale, sydlige og vestlige del af hovedstadsområdet (HOFOR, CTR og VEKS, tæt koblet til Vestforbrænding).
- Fra Vestforbrændings kernenet er der forbindelser til Hillerød over Værløse og Farum og helt til Helsingør via Lyngby, DTU, Holte og Hørsholm.

- Derudover findes en række mindre, lokale fjernvarmesystemer i hele Nordsjælland.

Det store, sammenhængende net er domineret af forsyning fra få, større affaldsforbrændingsanlæg hos ARC på Amager, ARGO i Roskilde, Norfors i Hørsholm og Vestforbrænding i Glostrup, og fra større biomassekraftvarmeanlæg på Amagerværket og Avedøreværket samt i Hillerød og Helsingør. Mange af de mindre fjernvarmenet er endvidere forsynet med biomasse anvendt på særligt træfliskedler. Således er en meget stor del af forsyningen i dag baseret på affald og biomasse, op mod 88% af fjernvarmeproduktionen (hhv. 32% affald og 56% biomasse).

1.2. Teknologier i elektrificeringen og deres potentiale for udbygning

Som en del af elektrificeringen af fjernvarmesystemerne i hovedstadsregionen vil der skulle etableres en betydelig kapacitet af nye varmepumper. For alle varmepumper gælder, at der er behov for en varmekilde, som med anvendelse af el kan løftes til den nødvendige fjernvarmetemperatur. Jo højere temperatur af varmekilden og jo lavere temperatur i fjernvarmenettet, jo bedre effektivitet har varmepumperne. Varmepumpens effektivitet måles som COP (Coefficient of Performance), der typisk ligger mellem 2,5 og 5 for store anlæg. Det betyder, at man får 2,5-5 gange så meget varme ud, som den mængde elektricitet varmepumpen forbruger.

Et afgørende element i analysen har bestået i at identificere de bedst egnede varmekilder i regionen og vurdere deres potentiale for varmeproduktion. I analysen er der undersøgt potentiale for følgende varmekilder med mellem- og højtemperatur:

- Industriel overskudsvarme inkl. datacentre
- PtX
- Spildevand
- Grundvand
- Geotermi

Derudover er der mulighed for at anvende luft, havvand og søvand som varmekilder. Her er varmepumpepotentialet typisk ikke begrænset af varmekildens størrelse, men af arealforhold, nærhed til fjernvarmenet og elnet, støj, fysiske begrænsninger mv. (se nærmere i Kapitel 4 omkring faktorer, der påvirker placering af varmepumper).

Kortlægningen viser et væsentligt potentiale for etablering af varmepumper på specifikke lokaliteter med gode varmekilder. Potentialerne er opgjort i MW potentiel varmeproduktion. Til sammenligning udgør hhv. biomasse- og affaldsvarmeproduktionskapaciteten ca. 2.000 MW og 500 MW i dag. Det opgjorte potentiale er det tekniske potentiale ud fra punktkildernes størrelse og vurdering af arealer til rådighed. Den potentielle udbygning vil naturligvis derudover være begrænset af, hvor meget varme der kan afsættes i de relevante fjernvarmenet.

Tabel 1: Oversigt over varmepumpepotentialer i Region Hovedstaden fordelt på varmekilder. Kortlægningen omfatter de tekniske varmepumpepotentialer, der endnu ikke er udnyttet eller endelig planlagt udnyttet. * Det tekniske potentiale for luft-vand varmepumpe er i praksis ubegrænset i kommuner med god adgang til ubebyggede arealer, men omvendt begrænset i de allerede fuldt udbyggede og mest befolknings-tætte områder, herunder i mange af forstadskommuner.

Potentiale type	MW i alt
Industriel overskudsvarme	139
Datacentre	367
Spildevand	265
Grundvand	113
Søvand	5 til 10
Havvand på kraftvarmeanlæg	492
Havvand stand alone anlæg	787
Drikkevand	40
Geotermi	1.050-1.250
Luft	*
PtX (meget usikkert potentiale)	6.220-7.450

En anden teknologi i elektrificeringen er elkedler. Elkedler omdanner elektricitet direkte til varme ved hjælp af elektriske varmeelementer med en virkningsgrad på næsten 100%. Dette gør elkedler simple og effektive til at producere varme uden behov for lavtemperaturvarmekilde. Til gengæld kræver elkedler 2,5-5 gange mere elektricitet end varmepumper for at producere den samme mængde varme. Det betyder samtidig, at elkedler har et større effekttræk på elnettet, hvilket er en udfordring i hovedstadsområdet, hvor elnettet allerede i dag er belastet.

Endelig kan varmelagre kan øge fleksibiliteten. Varmelagre gør det muligt, at varmen produceres, når elpriserne er gunstige, og gemme den til senere brug. Lagring sker i dag almindeligvis i store ståltanke, som overvejende anvendes til korttidslagring. De fleste fjernvarmesystemer i Danmark har etableret denne type varmelagre til fx udligning af døgnudsving og optimering af drift af varmeproduktionsanlæg efter udsving i elpriserne. Foruden akkumuleringstanke er det også muligt at etablere damvarmelagre, som kan anvendes til lagring af varme over en længere tidshorison.

1.3. Udfordringer og muligheder i elnettet

Elektrificeringen af fjernvarmen vil øge belastningen på elnettet og kan forværre de flaskehalse, som kan opstå, når nettet ikke har tilstrækkelig kapacitet til at transportere den ønskede mængde strøm. Flaskehalse kan betyde, at nye elbaserede fjernvarmeproduktionsenheder ikke kan tilsluttes uden omfattende og omkostningstunge netforstærkninger. Forsyningssikkerheden bliver samtidig en kritisk faktor, særligt ifm. et kraftigt stigende elforbrug. For at sikre, at strømmen altid er tilgængelig, også under fejl eller nedbrud, skal elnettet kunne opretholde stabil drift selv ved tab af en komponent – det såkaldte N-1-kriterium.

I Region Hovedstaden forventes et forbrugsdrevet behov for udbygning af elnettet som følge af elektrificering af transport, industri og opvarmning, nye datacentre og eventuelt PtX anlæg. Uden netudbygning er der risiko for systemflaskehalse og driftsforstyrrelser. Fleksible forbrugsløsninger, som kan tilpasses VE-elproduktion og netbelastning, bliver vigtige for at reducere udbygningsbehovet og sikre en stabil elforsyning.

Analysen af elnettet viser, at:

- Man bør planlægge efter, at hovedstadsregionen som hovedregel vil være en forbrugsdomineret zone³, hvor tilslutningsomkostningerne er højere end i produktionsdominerede zoner. I det omfang fjernvarmeselskaber ønsker at 'shoppe' efter områder, som er produktionsdominerede, skal fokus rettes mod zoner, hvor der forventes etableret større produktionsanlæg i fremtiden, fx solcelle- eller vindmølleparker.
- Det kan være fordelagtigt at blive tilsluttet på højere spændingsniveauer, da der her oftere er ledig kapacitet, som vil forkorte tilslutningstiden. Det er altid netselskabet, som på baggrund af en konkret vurdering, anviser tilslutningspunkt.
- Omkring København er der en række store koblingsstationer, der fungerer som centrale knudepunkter i elnettet. Tilslutning direkte til en koblingsstation kan være fordelagtigt, da man kommer "tættere på" netkapaciteten og har bedre adgang til strøm uden at overbelaste lavere netniveauer. Derudover er der oftere fysisk plads omkring koblingsstationerne ligesom der i nogle tilfælde kan være ledige felter (pladser til nye tilslutninger).
- Netselskaberne peger endvidere på tilslutning med begrænset netadgang (BNA) som en mulighed for at opnå en hurtigere og billigere tilslutning mod til gengæld at acceptere visse begrænsninger i elforbruget. Det er især relevant for elkedler, som ikke nødvendigvis har mange årlige driftstimer.
- Direkte linjer – altså elkabler der forbinder en elproducent og en forbruger uden om det kollektive elnet – kan i visse tilfælde være en relevant løsning til elforsyning af fjernvarmeanlæg. Fordele kan være lavere netbetaling, kortere etableringstid og større kontrol over energiforsyningen. Direkte linjer kan desuden være et relevant alternativ i situationer med netbegrænsninger eller lange tilslutningstider i det kollektive net.

1.4. Scenarier for udvikling af fjernvarmesystemerne

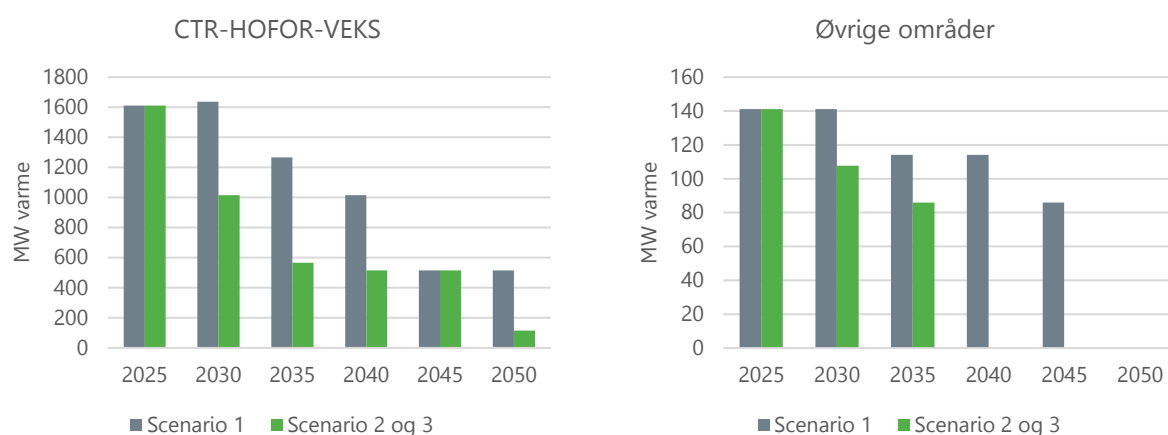
I analysen ses på tre scenarier for elektrificering af varmesystemerne i hovedstadsregionen, hvor der varierer på i hvor stort omfang og hvor hurtigt, nye teknologier indføres, og hvor hurtigt anvendelsen af biomasse reduceres. Som udgangspunkt for denne analyse har arbejdsgruppen opsat et forslag om at undersøge et mål om 50% reduktion af biomasseanvendelsen i 2030 og 75% reduktion i 2040. Målet er baseret på en anbefaling fra CONCITO om, at der bør ske en tilsvarende reduktion af biomasseanvendelsen til el og fjernvarme i hele Danmark.

Der ses i analysen på følgende tre scenarier for udviklingen:

1. **Referencescenariet (scenarie 1)**, hvor der tages udgangspunkt i den nuværende situation, og der tilføjes de besluttede planer for energisystemet. Dette omfatter besluttede, nye varmeproduktionsanlæg, som overvejende vil være nye elkedel- og varmepumpeanlæg. Der inkluderes forventede nedlukninger af eksisterende biomasseanlæg. Dette sker, når varmekontrakter udløber, anlæg er afskrevet og/eller anlæg er teknisk udtjent (anlæggene levetidsforlænges ikke).
2. **Biomassereduktionsscenario (scenarie 2)**. Biomasseforbruget reduceres yderligere ved en fremskyndet lukning af varmeproduktionsanlæg baseret på biomasse. I dette scenarie lukkes flere anlæg, før de er teknisk udtjent og fuldt afskrevet.

³ For produktionsanlæg arbejder Energinet og netselskaberne i dag med geozoner, som tager hensyn til at der er forskel på i tilslutningsomkostninger afhængigt af om området er domineret af forbrug eller produktion. En lignende (ikke godkendt) model er foreslået for forbrugsanlæg.

3. **Målscenarie for biomassereduktion (scenarie 3).** Biomassen reduceres yderligere, så de tentative mål om 50% reduktion i 2030 og 75% reduktion i 2040 nås. Biomasseanlæg lukkes som i scenarie 2, men derudover lægges begrænsninger på driften, så det sikres, at mål om biomassereduktion nås. Det skal bemærkes, at der ikke inden for de nuværende rammer (Varmeforsyningsloven, kontrakter med anlæg) kan lægges driftsbegrænsninger på anlæggene, så det vil kræve ændringer at gennemføre.



Figur 2: Udvikling af varmekapaciteten på biomasse i hhv. CTR-HOFOR-VEKS og øvrige områder.

Scenarierne er gennemregnet med energisystemmodellen Balmorel, der tidligere har været anvendt i en række analyser af udviklingen af fjernvarmesystemerne i regionen, bl.a. FFH50. Forudsætninger om varme- forbrug, eksisterende og planlagt varmeproduktionskapacitet og lagerkapacitet samt netbegrænsninger er opstillet i dialog med forsyningsselskaberne. Øvrige forudsætninger om udvikling af energipriser, teknologiomkostninger mv. er opstillet i dialog med analysens arbejdsgruppe. I alle tre scenarier anvendes samme overordnede rammer for energisektoren, som ligger til grund for Energiministeriets Klimafrem- skrivning KF25.

Scenarieanalysen viser følgende hovedresultater:

- Der sker allerede i analysens **referencescenarie** en markant reduktion af biomasseanvendelsen i fjern- varmesystemerne. Reduktionen af forbruget af biomasse er i dette scenarie ca. 10% i 2030, ca. 45% i 2040 og ca. 75% i 2050. Det hænger sammen med, at flere af de store værker i hovedstadsområdet er gamle og kan forventes at blive taget ud af drift inden for de kommende 10-15 år. Samtidig har flere forsyningsselskaber planer for udbygning med elkedler og varmepumper.
- I **referencescenariet** udbygges frem mod 2030 med ca. 400 MW varmepumper og med ca. 500 MW elkedler. En stor del af disse investeringer er allerede planlagt af forsyningsselskaberne, mens en mindre del er et resultat af modellens optimering. Udbygningen sker dels for at dække den forventede stigning i varmeforbruget, men også fordi det er økonomisk attraktivt at investere i de mest effektive varmepumper. Frem mod 2040 øges den samlede udbygning med varmepumper til i alt 700 MW og udbygningen med elkedler øges til ca. 600 MW. Udbygningen med varmepumper sker særligt i Nord- sjælland og i udkanten af hovedstadsområdet, hvor varmeforbruget stiger med og potentialet for nye varmepumper er størst.

- Der er i **scenarie 2** gennemført modelberegninger med en fremskyndet udfasning af biomasseanlæg, hvor det forudsættes, at to af de store biomasseanlæg (Avedøreværkets blok 1 og Amagerværkets blok 2) lukkes inden 2030, og Avedøreværkets blok 2 lukkes inden 2035. Lukning af små og mellemstore anlæg i Nordsjælland fremskyndes, så lukkes 20 år efter deres etableringsår. I dette scenarie reduceres forbruget af biomasse med 37% i 2030, med 77% i 2040 og med 94% i 2050.
- I **scenarie 2** øges udbygningen med varmepumper, så der frem mod 2030 etableres 600 MW og frem mod 2040 etableres ca. 1.100 MW.
- Beregningerne for scenarie 2 viser, at målet om 75% reduktion af biomasseforbruget i 2040 næsten kan nås ved en fremskyndet nedlukning af biomasseanlæggene. Det er dog ikke tilstrækkeligt til at nå målet om 50% reduktion i 2030. I **scenarie 3** stilles derfor et skarpt krav om at reducere biomasseanvendelsen med 50% i 2030 og med 75% i 2040. Udover lukning af anlæg vil dette også kræve, at driften på biomasseanlæggene begrænses, og i scenariet ses en betydelig reduktion af driften på de eksisterende træflis- og træpilleanlæg i 2030 i forhold til de øvrige scenarier. Der er ikke taget stilling til, hvordan dette kan ske i praksis. Men dette kunne fx ske gennem økonomiske incitamenter (fx afgifter) eller gennem konkrete begrænsninger på biomasseanvendelsen, der vil skulle fastlægges i kontrakter med de enkelte anlæg.
- I regionen er der i dag omkring 9 GWh varmelagerkapacitet, hvoraf ca. 6 GWh er akkumuleringsstanke og 3 GWh er et damvarmelager i Høje Taastrup. Der er planer om yderligere etablering af 2 GWh akkumuleringsstanke frem mod 2030. I takt med at elsystemet udvikles med markant mere sol og vind, og varmesystemet elektrificeres, vil varmelagre få yderligere værdi i kraft af udsvingene i elmarkedet. Driften af varmepumper og elkedler kan på den måde optimeres efter elprisen fremfor at være bundet af, hvornår varmebehovet er. På tværs af scenarierne, viser modelberegningerne en udbygning med yderligere omkring 5,5 GWh varmeakkumuleringsstanke i 2030, med i alt 10 GWh mod 2040 og med i alt 20 GWh mod 2050. Analyserne indikerer dermed, at der kan være værdi i at øge kapaciteten af korttidslagre i regionen til 3-4 kapaciteten i dag.
- Mens investeringer i korttidsvarmelagrene er relativt ens på tværs af scenarierne, så ser investeringerne i damvarmelagre ud til at være stærkt forbundet til graden af elektrificering af varmeforsyningen. I 2030 viser modellen ikke investeringer i damvarmelagre, formentlig fordi kraftvarmekapaciteten stadig er høj, og mængden af varmepumper og elkedler er relativt lav. Det ses afspejlet i meget få investeringer i alle scenarierne. Forskellen mellem scenarierne bliver dog tydelig i 2040, hvor varmekapaciteten fra biomasse i scenarie 1 kun er reduceret med 35 %, mens den i scenarie 2 og 3 er reduceret med 70 %. Sidstnævnte medfører investeringer i damvarmelagre i scenarie 2 og 3 på 25 GWh. I scenarie 1 er der kun ganske få investeringer i 2040. I 2050 udjævnes forskellene delvist, fordi der i alle scenarierne er sket en kraftig reduktion i kraftvarmekapacitet og tilsvarende erstatning med elbaseret varme. Scenarie 1 viser en samlet akkumuleret investering i damvarmelagre på 45 GWh, mens scenarie 2 og 3 har investeringer i damvarmelagre på omkring 55 GWh. For at sætte dette i perspektiv, så har det har for få år siden været undersøgt at etablere et damvarmelager i Roskilde med en størrelse på 10 GWh (200.000 m³). Der er for nuværende ikke konkrete planer for nye damvarmelagre i regionen, men analysen peger altså på, at de tilfører værdi til varmesystemet og hjælper med integrationen af elbaseret varme. Varmelagre til mellemlangt- og langt sigte er altså et vigtigt redskab til at supplere varmepumper og elkedler, hvis kraftvarmekapaciteten samtidig reduceres.

Scenarierne er et resultat af modeloptimeringer, hvor der ikke er indlagt begrænsninger på hastigheden af udbygning med elkedler og varmepumper. Modellen viser en betydelig udbygning af elbaserede

varmeproduktionsanlæg, både varmepumper og elkedler. Det vurderes at være en betydelig udfordring af gennemføre særligt scenarie 2 og 3, men også til dels referencescenariet inden 2030. Dette skyldes, at der kan være udfordringer med udbygning af elnettet i den nødvendige hastighed, med at finde plads til varmepumper mv. Ved en god planlægning og koordineret indsats i regionen vurderes det teknisk muligt at gennemføre alle scenarier i 2040, men det vil kræve en særdeles aktiv indsats af aktørerne i regionen at gennemføre denne omstilling. Der vil desuden være meromkostninger ved en accelereret elektrificering i varmesystemet, men størrelsen af disse er usikre. Dertil kommer, at det kan kræve tiltag i elsystemet at sikre elforsyningssikkerheden, hvis kraftvarmeanlæggene udfases hurtigt, og der etableres et stort forbrug af el fra varmepumper og elkedler.

2. Status for fjernvarmesystemerne i hovedstadsregionen

I Region Hovedstaden findes der en række fjernvarmesystemer, der kan opdeles i to hovedgrupper; større sammenhængende fjernvarmesystemer og separate, mindre fjernvarmesystemer. Fjernvarmen distribueres gennem et netværk af rørledninger, som enten er organiseret i store transmissionsnet med tilhørende distributionsnet, eller i lokale, afgrænsede net, der fungerer uafhængigt.

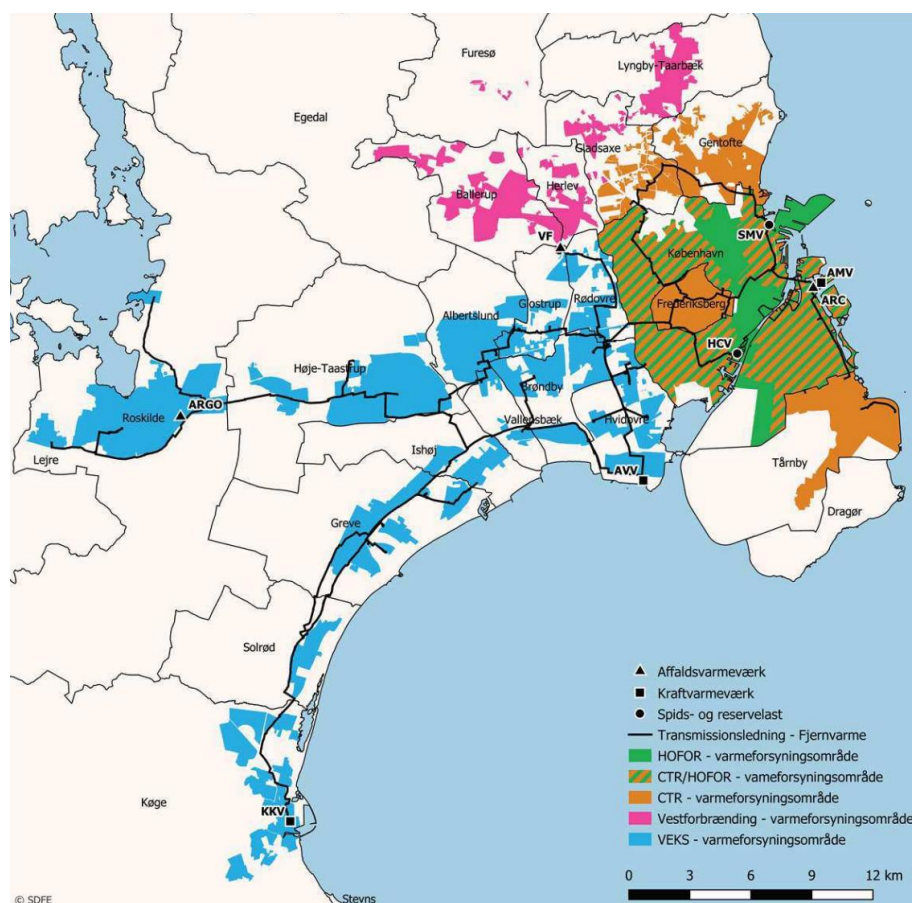
Det største system dækker den centrale og vestlige del af hovedstadsområdet (HOFOR, CTR og VEKS, tæt koblet til Vestforbrænding). Systemet er baseret på en todelt struktur, hvor transmissionsselskaber transporterer varmen over længere afstande, og distributionsselskaber distribuerer varmen videre til slutbrugerne. Transmissionsselskaberne ejer og driver de store hovedledninger og står for varmelevering til de lokale selskaber. Distributionen forestås typisk af kommunale eller forbrugerejede selskaber. De vigtigste aktører er beskrevet nedenfor.

- **CTR (Centralkommunernes Transmissionsselskab)**
CTR ejes af fem kommuner (Frederiksberg, Gentofte, Gladsaxe, København og Tårnby) og driver et transmissionsnet, som forsyner flere lokale distributionsselskaber i disse kommuner.
- **VEKS (Vestegnens Kraftvarmeselskab)**
VEKS ejes af 12 kommuner på Vestegnen og fungerer som transmissionsselskab. VEKS leverer varme til distributionsselskaber, som fx Albertslund Fjernvarme og Hvidovre Fjernvarme, via hovedledningsnettet.
- **HOFOR**
HOFOR er et kommunalt multiforsyningsselskab ejet af Københavns Kommune (og med tilknytning til en række omegnskommuner). HOFOR er ansvarlig for både produktion og distribution af fjernvarme i store dele af København.
- **Vestforbrænding (VF)**
Vestforbrænding ejes af 19 kommuner i og omkring hovedstaden, hvoraf syv bliver forsynet af Vestforbrændings distributionsnet. Vestforbrænding er organiseret som et fælleskommunalt selskab med både affaldsforbrænding, varmeproduktion og varmedistribution.

Hovedstadsområdets fjernvarmesystem er karakteriseret ved, at varmeproduktionen primært er produceret på få store biomasse- og affaldskraftværkerværker, samt at nogle af de store værker er gamle og forventes taget ud af drift inden for de kommende 10 år. En væsentlig flaskehals i fjernvarmesystemet er mulighederne for overførsel af fjernvarme fra Avedøreværket forbi Damhussøen og ind mod det centrale København samt overførsel mellem CTR/VEKS og Vestforbrænding. Vestforbrænding har højere

temperaturer i systemet end CTR og VEKS, hvorfor varmen kun kan overføres fra Vestforbrænding og ikke den modsatte vej.

Figur 3 nedenfor viser fjernvarmesystemet i CTRs, HOFORs, VEKS's og Vestforbrændings områder og angiver placering af de eksisterende, større produktionsanlæg samt transmissionsledninger. Kortet indeholder ikke nyere fjernvarmebygninger, fx Vestforbrændingens udvidelse i Herlev, Ballerup, Furesø, Gladsaxe, Lyngby-Taarbæk og Frederikssund. Her henvises i stedet til kortet på næste side, som viser et opdateret billede af fjernvarmeområderne i Region Hovedstaden.



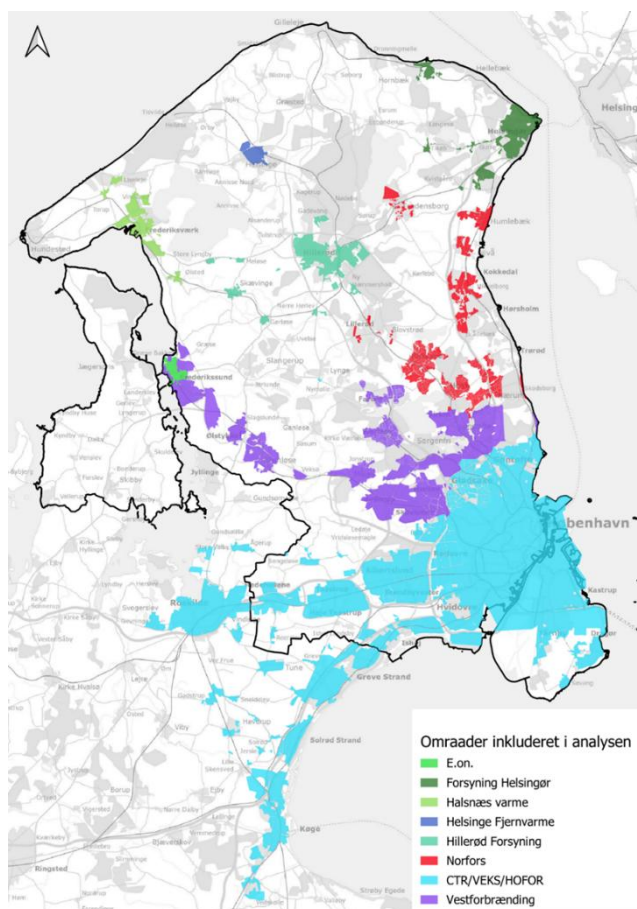
Figur 3: Oversigt over fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet. Kilde: FFH50.

Systemet omkring hovedstadsområdet er forbundet videre mod nord. Fra Vestforbrændings kernenet er der forbindelser til Hillerød over Værløse og Farum og helt til Helsingør via Lyngby, DTU, Holte og Hørsholm (Norfors). Endelige er de mindre fjernvarmesystemer i regionen geografisk og organisatorisk adskilt fra det større sammenhængende net. Disse systemer er typisk organiseret med enten kommunalt ejerskab, forbrugerejerskab eller privat ejerskab med lokal forankring. Der er ingen rørforbindelser mellem disse systemer og de større transmissionsnet, og driften foregår uafhængigt af de store aktører. Systemerne har egne produktionsanlæg og et lokalt distributionsnet.

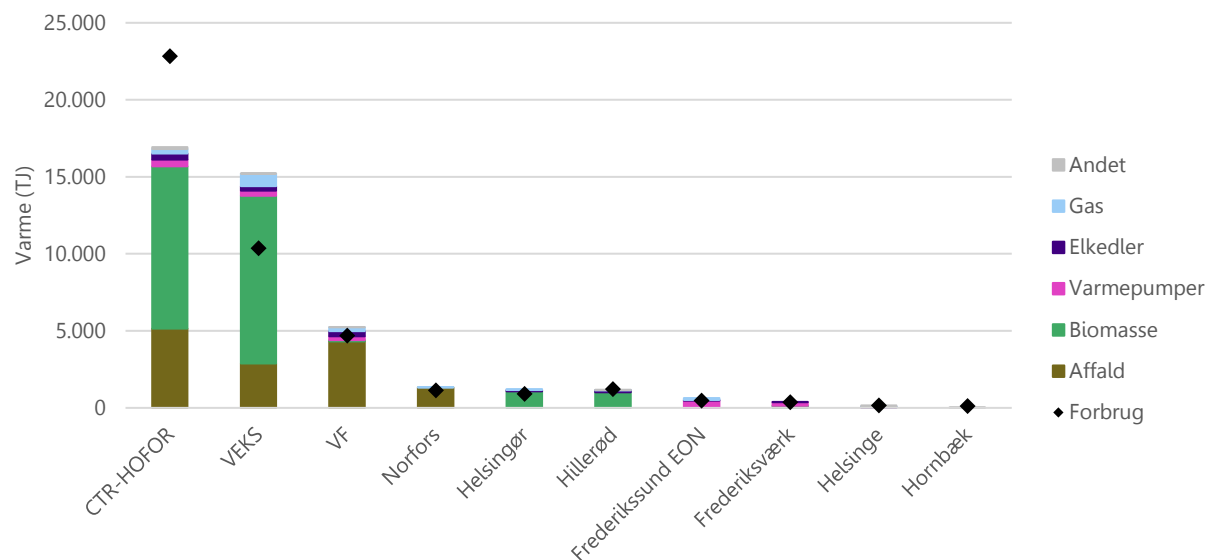
I projektet er alle fjernvarmeselskaber i regionen blevet inviteret til at deltage og levere data til analysen. En stor del af de mindre selskaber har dog valgt ikke at deltage, så analysen dækker primært de store sammenhængende net, og derudover er Frederiksværk og Helsingør også en del af analysen. Områderne i analysen fremgår af figuren til højre.

Samlet for fjernvarmeområderne i Region Hovedstaden (som medtages i analysen) dækker fjernvarme et varmekonsum på 42,3 PJ (2025-tal).

Figuren nedenfor viser fjernvarmeproduktion fordelt på teknologi og på de områder, som medtages i analysen. Fjernvarmeproduktion fra biomasse og affald udgør knap 88% af den samlede produktion (hhv. 56% biomasse og 32% affald).



Figur 4: Oversigt over fjernvarmeområder i Region Hovedstaden, som er inkluderet i denne analyse.



Figur 5. Varmeproduktion og forbrug i 2025 (modelberegning).

3. Teknologier i elektrificeringen

Projektet undersøger mulighederne for, at fjernvarmesystemerne over tid kan omstilles væk fra at en stor del af varmeproduktionen er baseret på biomassekedler og -kraftvarmeværker. I stedet skal varmen produceres med brændselsfrie teknologier, og her er det hovedsageligt elbaserede teknologier, som skal tage over; store eldrevne varmepumper og elkedler. Dette kapitel beskriver de forskellige typer af varmepumper og elkedler, som alle skal sættes i spil, når fjernvarmesystemet skal elektrificeres.

3.1. Typer af varmekilder til varmepumper

Alle varmepumper henter varme fra en kilde – fx sø- eller havvand, spildevand, grundvand, geotermisk varme, industriel overskudsvarme eller udeluft – og hæver temperaturen til det relevante temperaturniveau, her fjernvarmeniveau. Varmepumpens effektivitet måles som COP (Coefficient of Performance), der typisk ligger mellem 2,5 og 5 for store anlæg. Det betyder, at man får 2,5-5 gange så meget varme ud, som den mængde elektricitet varmepumpen forbruger.

Varmepumper har forskellige karakteristika afhængig af, hvilken varmekilde varmepumpen anvender. Virkningsgrader (energieffektivitet), omkostninger, pladskrav og miljøhensyn er bare nogle af de forhold, som kan variere betydeligt. Den bedste økonomi opnås ved at indfri potentialerne for de billigste og mest energieffektive varmepumper – fx overskudsvarme, drikke-, spildevand- og grundvand – før de dyrere alternativer, fx havvand, udeluft og geotermi. Derudover er det vigtigt, at varmepumper leverer varme ved så lav temperatur som muligt for at øge effektiviteten, og placering lokalt i distributionsnettene er derfor mest fordelagtigt. Dette skyldes, at temperaturen i distributionsnettene er væsentligt lavere end i transmissionsnettet.

Store varmepumper til fjernvarme er i dag en velafprøvet og moden teknologi, især når det gælder lavtemperaturanlæg, der leverer fremløbstemperaturer op til ca. 70 °C. Bl.a. er luft-til-vand-, vand-til-vand-, spildevands- og overskudsvarmepumper allerede i drift mange steder i Danmark og udlandet, ofte i størrelser på 1-20 MW. For større anlæg over 20 MW er de første anlægs- og driftserfaringer undervejs på det danske marked. Dette gælder f.eks. havvandsvarmepumper i Esbjerg og Aalborg, geotermianlæg i Aarhus samt luft-til-vand varmepumpe i Silkeborg.

Herunder er en kort gennemgang af de typer af varmekilder, som er undersøgt i analysen.

Industriel overskudsvarmepumpe

Industrielle overskudsvarmepumper opgraderer spildvarme fra produktionsprocesser, køleanlæg eller datacentre til fjernvarmeniveau. Varme fra industrien kan variere i temperatur og tilgængelighed, men hvis kilden er konstant og relativt varm, kan høj COP og rigtig god økonomi opnås. Ofte er varmepumper, som udnytter overskudsvarme nogle af de mest attraktive varmepumper at integrere i fjernvarmesystemet. Udfordringerne er variation i tilgængelighed, mulige forureninger i varmemediet samt behov for tekniske og kommercielle aftaler med industripartneren.

Spilde- og drikkevandsvarmepumpe

Spilde- og drikkevandsvarmepumper udnytter den relativt høje og stabile temperatur i kloak- eller rensed spildevand eller drikkevand. Det giver et stort og ofte konstant varmemængdepotentiale, især i byområder med tætte net og kort afstand til kilden. Fordelene er lokal varmeproduktion tæt på forbrug. Udfordringerne er biofouling⁴, tilstopning fra fedt og slam samt korrosion, hvilket kræver robust forbehandling, filtrering og regelmæssig rengøring af varmevekslere. For drikkevandsvarmepumper kan der også være en energimæssig overvejelse, da det kan være en ulempe at nedkøle drikkevandet ved brug af en varmepumpe, hvis vandet efterfølgende så skal opvarmes mere ude i den enkelte husstand. Energiforbrug til genopvarmning er ikke medtaget i denne analyse.

Havvands-, søvands- eller grundvandsvarmepumpe

Varmepumper, der henter varme fra søer, hav eller grundvand, udnytter store vandmasser, der fungerer som termiske reservoirer med stabile temperaturer. Disse kilder har generelt mere stabile temperaturer end luft, hvilket giver højere effektivitet, især i vinterhalvåret. Der kan dog opstå udfordringer ved længerevarende kolde vinterperioder for havvand og søvand, hvor der skal udarbejdes særlige tekniske foranstaltninger for at bevare tilgængeligheden af varmekilden. Fordelene er muligheder for store centrale kapaciteter og – afhængig af den konkrete placering – begrænset visuel påvirkning. Desuden kan havvandsvarmepumper ofte udnytte eksisterende elinfrastruktur og vandindtag fra kraftvarmeværker. Udfordringerne omfatter miljøhensyn ved indtag og udledning, risiko for biofouling (se fodnote 1), korrosion i saltvand, krav om tilladelser samt førømtalte tilgængelighed i særlige vinterperioder.

Geotermisk varmepumpe

Geotermiske varmepumper udnytter varme fra jord- eller klippelag via lodrette borer. Temperaturen er stabil året rundt, hvilket giver forudsigelig drift og høje årlige COP-værdier. Fordele inkluderer stabil baseload-produktion, lang teknisk levetid og minimal visuel påvirkning. Udfordringerne er høje anlægsomkostninger, behov for geologiske forundersøgelser samt pladskrav til servicering af borer.

Luft-til-vand varmepumpe

Luft-til-vand varmepumper henter varme fra udeluften og kræver ingen borer eller vandindtag, hvilket gør dem relativt hurtige at etablere. Varmen fra udeluften indvindes gennem energioptagere, hvor en række ventilatorer trækker luften forbi en køleflade. Opstillingen af energioptagerne kaldes for en "kølegård". Ved meget store varmepumper, kræves et stort tilgængeligt areal til kølegård. Effektiviteten er stærkt temperaturafhængig, og COP falder markant ved meget lave udetemperaturer. Udfordringer omfatter bl.a. behov for afrimning, støjudbredelse, kuldespredning og et relativt stort areal påkrævet til kølegård.

⁴ Uønsket ophobning af mikroorganismer, planter, alger og dyr på overflader nedsænket i vand.



Figur 6: Luft-til-vand varmepumpe. Kølegård med tilhørende bygning for varmepumpeanlægget. Kilde: Viborg Varme a.m.b.a., Industrivej.

Investeringsomkostninger for varmepumper

Tabellen nedenfor viser analysens forudsætninger om investeringsomkostninger for de forskellige varmepumper. Det antages, at luft, havvand og overskudsvarme kan tilsluttes på enten distributionsniveau eller transmissionsniveau med forskellige antagelser for teknologidata, mens de øvrige varmepumper forudsættes tilsluttet på distributionsniveau.

Som del af analysen har PlanEnergi revurderet de anvendte investeringsomkostninger og virkningsgrader for varmepumper. PlanEnergis vurdering er, at investeringsomkostninger for flere teknologier er 10-20% højere end forudsat i FFH50. Dette hænger bl.a. sammen med de prisstigninger, som er observeret i de senere år i fjernvarmebranchen, ligesom at den store udbygning med varmepumper i Danmark har givet et bedre erfaringsgrundlag for at vurdere omkostningerne. PlanEnergi har yderligere vurderet, at den såkaldte Lorenz-virkningsgrad er ca. 10% lavere end forudsat i fx projektet FFH50. Lorenz-virkningsgraden er mål for den realiserede effektivitet målt i forhold til det teoretiske maksimum. Denne vurdering er også baseret på erfaring med etablering og drift af varmepumper i Danmark gennem de seneste år.

Tabel 2. Oversigt over investeringsmuligheder i varmepumpeteknologier. Angivet i 2024-priser.

Data for 10 MW anlæg		Investering	Lorenz-virkningsgrad
Luftvarmepumpe, distribution	mio. kr./MW varme	10,0	0,50
Luftvarmepumpe, transmission	mio. kr./MW varme	12,0	0,50
Havvandsvarmepumpe, ved kraftvarmeværk, distribution	mio. kr./MW varme	9,4	0,50
Havvandsvarmepumpe, ved kraftvarmeværk, transmission	mio. kr./MW varme	11,4	0,50
Havvandsvarmepumpe, stand alone, distribution	mio. kr./MW varme	11,4	0,50
Havvandsvarmepumpe, stand alone, transmission	mio. kr./MW varme	13,4	0,50
Overskudsvarmepumpe, distribution	mio. kr./MW varme	8,0	0,45
Overskudsvarmepumpe, transmission	mio. kr./MW varme	10,0	0,45
Spildevand, distribution	mio. kr./MW varme	10,0	0,55
Grundvand, distribution	mio. kr./MW varme	10,0	0,55
Drikkevand, distribution	mio. kr./MW varme	10,0	0,55
Geotermi, distribution	mio. kr./MW varme	17,0	0,50
Elkedel, afbrydelig	mio. kr./MW varme	1,0	-
Varmeakkumulator	kr./MWh varme	56000	-
Damvarmelager	kr./MWh varme	26500	-

3.2. Elkedler

Elkedler omdanner elektricitet direkte til varme ved hjælp af elektriske varmeelementer med en virkningsgrad på næsten 100%, da al den tilførte elektriske energi omdannes til varme. Dette gør elkedler simple og effektive til at producere varme uden behov for lavtemperaturvarmekilder eller komplekse systemer. Til gengæld kræver elkedler betydeligt mere elektricitet sammenlignet med varmepumper, da de skal bruge 2,5-5 gange mere elektricitet for at producere den samme mængde varme.

En af de største fordele ved elkedler er deres lave investeringsomkostning og enkle teknologi med få bevægelige og mekaniske dele, hvilket giver minimal vedligeholdelse og høj driftssikkerhed. De kan starte og stoppe hurtigt, hvilket gør dem særligt velegnede til fleksibel drift, hvor de kan tilpasses udsving i elpriser og varmebehov. Elkedler kan derfor fungere som en effektiv spidslastkapacitet, der suppleres med varmepumper, som leverer baseload-varme året rundt. Modularitet i designet gør det muligt at sammensætte kapaciteter efter behov og øger samtidig fleksibiliteten i driften.

Elkedler i kombination med varmelagre kan yderligere øge fleksibiliteten. Varmelagre gør det muligt, at varmen produceres, når elpriserne er lave, og gemme den til senere brug. Det reducerer behovet for øjeblikkelig produktion ved høje elpriser og kan aflaste både elnettet og varmeforsyningen i spidsbelastningsperioder. Store termiske lagre kan dermed fungere som et vigtigt bindeled mellem elkedler og elmarkedet og bidrage til at integrere mere vedvarende energi i energisystemet.

Større elkedler kræver dog en betydelig nettilslutningseffekt, hvilket i nogle tilfælde kan stille krav til opgraderinger af elnettet. Det kan betyde, at det kan tage relativt lang tid at blive tilsluttet, i nogle tilfælde flere år for elkedler at blive tilsluttet visse steder i systemet (se mere i kapitel 5: Begrænsninger og muligheder i elnettet).

Der er allerede i dag etableret flere, større elkedler i hovedstadsregionen (fx i Gentofte, Gladsaxe, på DTU og i Hillerød), og flere elkedler er planlagt eller under etablering.

3.3. Varmelagre

En fordel ved fjernvarmesystemer er, at energien relativt billigt og enkelt kan lagres. Lagring sker i dag almindeligvis i store ståltanke, som overvejende anvendes til korttidslagring. De fleste fjernvarmesystemer i Danmark har etableret denne type varmelagre til fx udligning af døgnudsving og optimering af drift af varmeproduktionsanlæg efter udsving i elpriserne. Derudover findes også flere steder i Danmark damvarmelagre, der baseres på lagring af varme i vand i en nedgravet dam med en membran og isolerende låg. Damvarmelagre er mere arealkrævende og er typisk betydeligt større i volumen end ståltanke. Damvarmelagrene anvendes som oftest til sæsonlagring af varme fra store solfangeranlæg, men er ikke begrænset til denne funktionalitet. I hovedstadsregionen er der fx etableret store ståltanke på Avedøreværket og Amagerværket og et damvarmelager på 70.000 m³ i Høje Taastrup.

4. GIS-analyse og casestudier – lokalisering af nye anlæg

Der er som et element i den samlede analyse gennemført GIS-analyse og casestudier for lokalisering af anlæg. Formålet med denne analyse er at identificere egnede områder til placering af luftvarmepumper og varmelagre i hovedstadsregionens fjernvarmesystem. Analysen har tre formål:

- Bidrage til at identificere potentialet for luftvarmepumper og varmelagre på tværs af hele hovedstadsregionen
- Identificere specifikke egnede placeringer i de udvalgte caseområder:
 - Roskilde Kommune,
 - Hillerød Kommune og
 - Amager
- Demonstrere en enkel og transparent metode til at identificere arealer til energiproduktionsanlæg på udvalgte caseområder med henblik på, at andre caseområder kan få inspiration til en konkret metode til anvendelse i planlægningen

De overordnede resultater fra casestudierne er beskrevet i det følgende. For flere detaljer henvises til det særskilte notat, der beskriver casestudierne nærmere.

Analysen af potentialet på tværs af hele hovedstadsregionen har fokus på at identificere det samlede område, der er egnet til placering af luftvarmepumper og varmelagre. Ud fra arealet estimeres potentialet i MW, som anvendes som input til energisystemanalysen i Balmorel. Resultaterne integreres i Balmorel for at identificere, hvilke varmeområder der har potentialer for luftvarmepumper, og hvor der er arealbegrænsninger. Det kunne f.eks. være områder som København og Frederiksberg, hvor der kun er få ledige arealer. Potentialerne er anvendt som supplement til andre kilder om relevante varmepumpeplaceringer, som er integreret i Balmorelmodellen. I analysen har der været fokus på luftvarmepumper, da de er særligt arealkrævende, og det er derfor afgørende at identificere egnede arealer til denne type varmepumper. For øvrige varmepumpe typer er det i højere grad begrænsninger på varmekilden, som er bestemmende for potentialet. Se mere herom i kapitel 5 og i baggrundsnotat om varmepumpepotentialer. Screeningen af mulige arealer i hovedstadsregionen skal også fungere som input til kommunerne, som kan anvende placeringerne som input til det kommunale planlægningsarbejde.

Analysen af caseområderne har fokus på at identificere specifikke arealer, som er særligt egnede til placering af luftvarmepumper. Caseområderne er Roskilde Kommune, Hillerød Kommune og Amager. Caseområderne er udvalgt med henblik på at undersøge en forskelligartet sammensætning af og by- og landområder, samt områder med forskellige grad af beskyttelse og naturområder. Caseanalysen lægges i højere grad vægten på at udpege konkrete arealer frem for blot at vurdere det samlede egnede areal.

En typisk luftvarmepumpe har et samlet arealbehov på 350 m²/MW⁵. En luftvarmepumpe på 5-10 MW skal derfor bruge et egnet areal på 1.750-3.500 m². Det omfatter areal til varmepumpen, energioptagere og kølegården. Mindre varmepumper kan have et højere arealkrav pr. MW kapacitet. Udover selve grundarealet kan der være behov for afstand til bestemte anvendelser omkring arealet.

Metodetilgangen skal illustrere en enkel og transparent måde til at identificere egnede placeringsmuligheder til energiproduktionsanlæg til inspiration for andre områder. Metoden tager udgangspunkt i en GIS-model udviklet af Ea Energianalyse. Modellen identificerer egnede områder ud fra statslige- og kommunale udpegninger samt placering af infrastruktur og miljøhensyn.

Varmelagre opføres ofte i tilknytning til varmepumper, da det en lagerenhed kan hjælpe med at optimere driften af en varmepumpe. Det er typisk varmeakkumuleringstanke, der etableres i tilknytning til varmepumper. Varmeakkumuleringstanke introducerer særligt udfordringer ved placering ift. selve varmepumpen. En luftvarmepumpe kræver kølegård (energioplagere) med ventilatorer og teknikbygning. Selve kølegården er typisk kun et par meter høj, hvorfor den typisk ikke er så tydelig på lang afstand. Varmeakkumuleringstanke er høje ståltanke, som kan være op til 30 meter høje. En gennemgang af projekter i Danmark viser, at typiske varmelagringstanke opføres mellem 11 og 29 meters højde, hvor en stor andel af projekterne er ca. 20-23 meter høje⁶. Varmeakkumuleringstanke introducerer dermed en særlig planlægningsudfordring, da anlægget fylder markant mere rent visuelt. En anden type varmelagre er damvarmelagre, som er et stort nedgravet vandlager omsluttet af en membran og et isolerende låg. Damvarmelagre har typisk betydeligt større volumen end akkumuleringstanke og er derfor mere arealkrævende. Til gengæld etableres de i jordniveau og har derfor ikke samme visuelle påvirkning som akkumuleringstanke. I denne analyse vurderes det generelt sådan, at arealer identificeret egnede til luftvarmepumpeanlæg almindeligvis også vil kunne anvendes til damvarmelagre. Der er et damvarmelager i Høje Taastrup i dag på 70.000 m³, som har et samlet areal på 11.000 m².

4.1. Metode for GIS-analyse

Caseanalysen foretages som en GIS-analyse med en model, som Ea Energianalyse har udviklet til formålet. Analysen struktureres i to dele på baggrund af forskellige typer af kriterier:

- Hårde kriterier er områdetyper, som defineres ved, at de udelukker placering af luftvarmepumper og akkumuleringstanke i området
- Bløde kriterier er områdetyper, som defineres ved, at de kan have en betydning for placering af luftvarmepumper og akkumuleringstanke, men som ikke nødvendigvis forhindrer opsætning

De hårde kriterier lægges sammen på et udelukkelseskort, som viser, hvor der ikke kan placeres luftvarmepumper og akkumuleringstanke. De resterende områder har umiddelbart potentiale som case-område og vurderes efterfølgende ud fra de bløde kriterier. De bløde kriterier gives point og en samlet score for områderne beregnes. Udover områdets score vurderes områderne kvalitativt. Kriterier og point er blevet fastlagt ud fra en dialog mellem Ea Energianalyse og undersøgelseskommunerne/varmeselskaberne.

⁵ Se vedlagt baggrundsnotat om varmepumpepotentialer

⁶ <https://steeltank.dk/referencer/varmeakkumulering>
<https://www.fw.dk/referencer/4000-m3-varmeakkumuleringstank-til-kraftvaerk>

Analysen tager ikke højde for, at kommune og varmeselskaber kan indgå aftaler med private lodsejere om opkøb og nedlæggende af ejendomme eller evt. ekspropriation for et etablere anlæg. Dermed kan der være andre områder end det som modellen viser, hvis der kan indgås en aftale.

De hårde kriterier omfatter nærhed til infrastruktur, som eksisterende fjernvarmeområder, nye fjernvarmeområder og elinfrastruktur, samt eksklusion af lufthavne, kirkegårde og et afstandskrav til boliger på 100 meter og 25 meter fra industribygninger. De resterende krav er natur- og miljøbeskyttelseskrav. De omfatter fingerplanens grønne kiler, Natura 2000 områder, Bilag IV-arter, Fredede områder, §3-områder, skove og skovbeskyttelseslinjen, strandbeskyttelseslinjen, sø- og åbeskyttelseslinjen, kirkebyggelinjen, fortidsmindebeskyttelseslinjen, BNBO-områder. Slutteligt er transportkorridoren også udelukket helt. I alt er 17 hårde kriterier.

De bløde kriterier omfatter en lang række kriterier, som kan inddeles i fire kategorier. Udpegningerne i kommunernes kommuneplanrammer, udpegninger i kommuneplanen, kulturarv og bevaringsværdier, samt forurening og råstoffer. I alt er der 35 forskellige bløde kriterier.

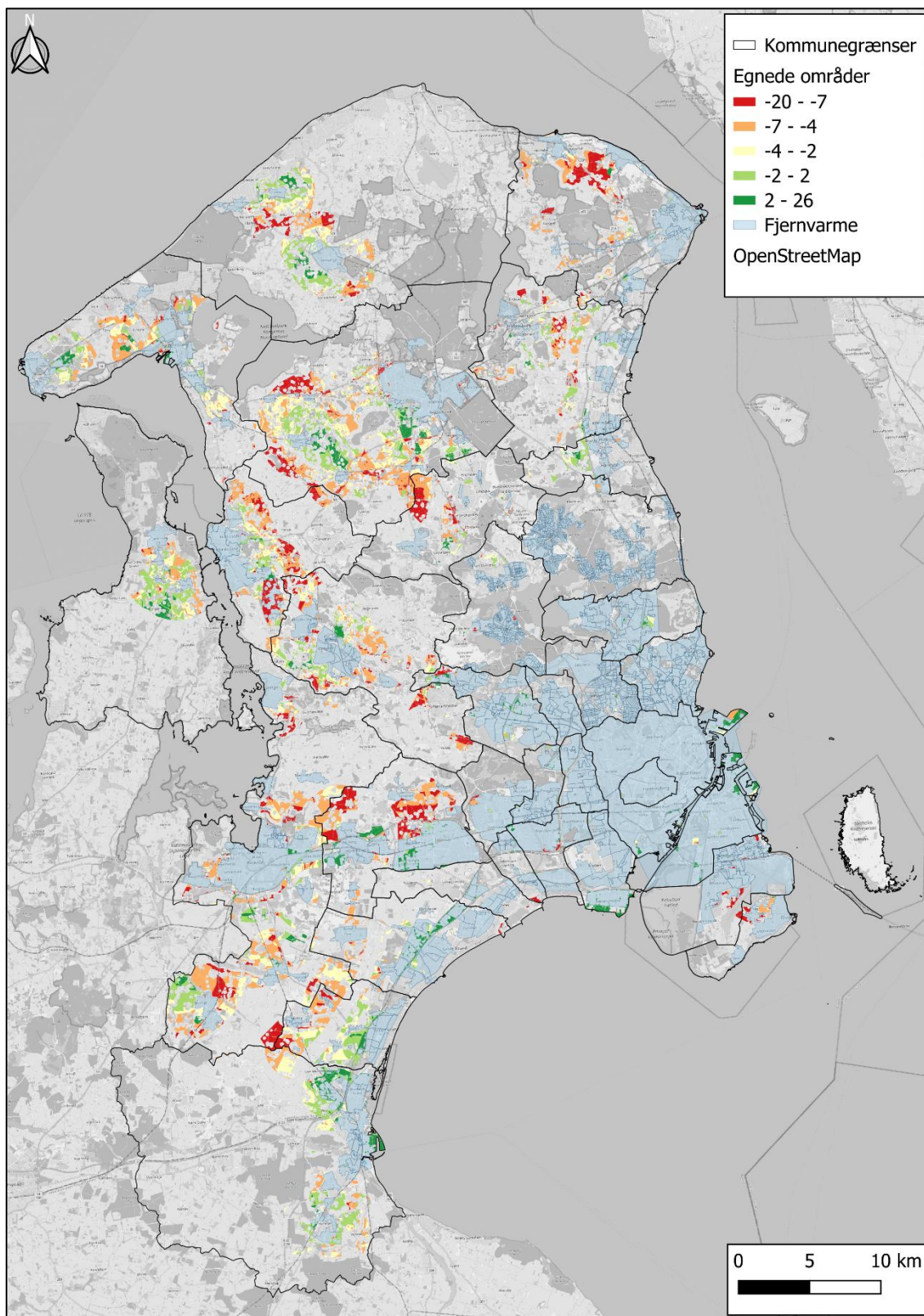
Kriterierne er beskrevet i detaljer i baggrundsnotatet om caseanalysen.

4.2. Resultater fra GIS-analyse og casestudier

Resultaterne for hovedstadsområdet er illustreret på Figur 12. Positive score er bedre placeringer (markeret med grøn) og negative score er værre placeringer (rød markering). Alle de farvede områder er potentielle områder. De resterende arealer uden farve er frasorteret på baggrund af de hårde kriterier.

Undersøgelsen af hele hovedstadsregionen har til formål at skabe et bredt overblik over, hvor luftvarmepumper og varmelagre potentielt kan placeres, og dermed bidrage til en smartere og mere bæredygtig energiforsyning på tværs af regionen. Ved at inddrage både storbyarealer, forstæder og landzoner sikres en mere balanceret kortlægning, hvor både de tætbebyggede kommuner og de mere åbne områder vurderes på lige fod.

Derudover giver kortlægningen mulighed for at synliggøre eventuelle barrierer for implementering, såsom eksisterende planforhold og byggeri, fremtidige byggeprojekter eller hensyn til natur og rekreative områder. På den måde fremhæver analysen ikke kun de tekniske og geografiske muligheder, men også de politiske og sociale hensyn, som skal inddrages i den videre proces. En helhedsorienteret tilgang er afgørende for at opnå størst mulig effekt og undgå potentielle konflikter med andre udviklingsplaner i hovedstadsregionen, hvor efterspørgslen på areal er stor.



Figur 7: Potentielle områder til luftvarmepumper og varmelagre i hovedstadsområdet. Farverne viser de potentielle områders score ud fra de bløde kriterier. En høj score er bedre, mens en lav score er værre. Områder uden farver er ikke egnede grundet de hårde kriterier.

Kortet over hovedstadsregionen med de potentielle områder viser, at potentialerne primært findes uden for København og omegnskommunerne. I København og omegnskommunerne er arealerne, som er egnede til luftvarmepumper yderst begrænsede. De egnede områder, der findes, er typisk boldbaner, grønne arealer (ikke beskyttede) eller arealer nær eksisterende tekniske anlæg. Dialog med casekommunerne peger desuden på, at der ofte planer for at anvende de identificerede områder til andre formål i fremtiden, men at de blot ikke har været udpeget i datagrundlaget. Det er derfor sandsynligt, at en betydelig andel af arealerne i realiteten ikke vil være egnede. Områderne i eller nær København med potentiale omfatter hovedsageligt det sydlige del af Tårnby, Dragør, græsareal nær Femøren metrostation, Avedøre Holme, Prøvestenen og kræftværkshalvøen. Det vurderes Refshaleøen, Fælledby og arealet på Amager nord for Prøvestensbroen, hvor modellen viser potentialer, reelt ikke kan anvendes, da der er langsigtede planer for at lave boliger i områderne. Yderligere konkurrerer luftvarmepumper med andre varmeproduktionsteknologier, der også kræver egnede arealer i Københavnsområdet. Særligt tæt på København, hvor der er stor konkurrence om arealerne, er der behov for at anvende arealerne effektivt, og da luftvarmepumper er mere arealkrævende end f.eks. havvandsvarmepumper. Endeligt valg er arealer i en planlægningsproces bør derfor også tage højde for andre varmeproduktionsteknologier.

Der er større potentialer længere væk fra København og omegnskommunerne. I kommunerne Hørsholm, Allerød, Fredensborg, Helsingør, Hillerød, Gribskov, Halsnæs, Frederikssund, Egedal, Ballerup, Høje Taastrup, Roskilde, Greve, Solrød og Køge viser modelresultaterne flere egnede placeringer til luftvarmepumper og akkumuleringsstanke. Størstedelen af de egnede områder ligger i landzone, mens en mindre andel ligger i industriområder. Potentialer viser at der også er en del større områder ledige hvor der potentielt kan etableres damvarmelagre, særligt uden for københavnsområdet.

Resultaterne viser, at der er gode potentialer for etablering af luftvarmepumper i hovedstadsregionen. Analysen viser samtidig, at der er en markant geografisk skævvridning i potentialerne. I Københavnsområdet og omegnskommunerne er potentialet for luftvarmepumper begrænset, men i de resterende kommuner længere fra København er der store egnede arealer.

I analysen af mulighederne for etablering af luftvarmepumper og akkumuleringsstanke fremgår det, at de geografiske forskelle er væsentlige for potentialet. For caseområderne Roskilde og Hillerød viser vurderingen, at der findes større, velegnede arealer, hvor de bløde kriterier scorer højt. Dette indikerer, at der i disse kommuner er gode forudsætninger for at implementere luftvarmepumper og akkumuleringsstanke i stor skala, især sammenlignet med Københavnsområdet og omegn, hvor potentialet er mere begrænset.

På Amager er der identificeret både mindre og større områder med potentiale, særligt omkring Refshaleøen, Tårnby, græsarealer nær Kastrup Havn og den østlige del af Kastrup ved metrostationen. Dog er mange områder tættere på København frasortet på grund af hårde kriterier, hvilket begrænser udnyttelsesmulighederne. Samlet set peger analysen på, at de største muligheder for luftvarmepumper ligger uden for selve København, med betydelige egnede arealer i byer som Roskilde og Hillerød, mens Amager har enkelte strategisk placerede områder med potentiale.

5. Potentialer for udbygning med varmepumper

For at sikre, at varmepumper kan levere varme effektivt og med lave varmeproduktionsomkostninger, er det afgørende at identificere gode varmekilder. En god varmekilde har typisk en høj og stabil temperatur året rundt, er tilgængelig i tilstrækkelige mængder, og ligger tæt på fjernvarmesystemerne, for at undgå store varmetab og høje omkostninger til udbygningen af fjernvarmenettet. Jo højere og mere stabil kildetemperatur, desto højere bliver varmepumpens COP. For at vurdere om en varmekilde er egnet, bør der foretages en kortlægning af; 1) temperatur og temperaturstabilitet, 2) tilgængelig mængde energi, 3) geografisk placering i forhold til forbrug, og 4) tekniske og økonomiske forhold for tilslutning.

I analysen er der undersøgt potentiale for følgende varmekilder med mellem- og højtemperatur:

- Industriel overskudsvarme, inkl. datacentre. Temperaturer varierer typisk fra 25 til 80 °C afhængigt af proces. Datacentre leverer ofte 25–35 °C med meget høj driftssikkerhed året rundt.
- PtX-processer: Kan afgive varme på 30–80 °C, ofte som kontinuerlig overskudsvarme ved elektrolyse eller andre konverteringsprocesser.
- Spilde- og drikkevand: Spildevand i kloaknettet holder ofte 10–20 °C med relativ stabilitet, mens drikkevand typisk ligger i den lave ende af dette interval.
- Grundvand: Har i Danmark typisk 8–12 °C året rundt og meget høj temperaturstabilitet.
- Geotermi: Afhængigt af dybde kan temperaturen være 40–80 °C eller mere, med ekstrem stabilitet og stort volumenpotentiale.
- Hav- og søvand: Temperaturer varierer med årstiden, typisk 0–20 °C i Danmark. Store volumener gør det velegnet, men temperaturfald om vinteren reducerer COP.
- Luft: Let tilgængelig, men temperaturerne svinger meget (–10 til 30 °C), hvilket giver varierende COP og ofte behov for større dimensionering af varmepumpen.

I baggrundsnotatet *”Kortlægning af varmepumpepotentialer i Region Hovedstaden”* findes en uddybende gennemgang af potentialerne, kortmateriale og en metodisk beskrivelse. Dertil findes også et regneark, hvor alle potentialerne er fordelt på varmekilder og lokaliteter.

Kortlægningen viser overordnet, at:

- Der findes et væsentligt potentiale for etablering af varmepumper på specifikke lokaliteter med gode varmekilder (industriel overskudsvarme, spildevand, drikkevand, grundvand).
- I forhold til tidligere projekter (Fremtidens Fjernvarmeforsyning i Hovedstadsområdet 2050, FFH50), er der identificeret et større potentiale for overskudsvarme i VEKS’ og Vestforbrændings forsyningsområder, særligt pga. udbygning med nye datacentre.
- Potentialer for varmepumper med gode varmekilder er imidlertid mindre end den nødvendige varmeproduktionskapacitet i fjernvarmesystemerne. Derfor vil en stor elektrificering af fjernvarmesystemerne kræve, at der også etableres en betydelig kapacitet på dyrere varmepumper, hvor potentialer til gengæld er stort; luft, havvand og geotermi.

- Potentialet for luftvarmepumper er meget begrænset i den tætbebyggede del af regionen (København og omegnskommuner), mens der er identificeret store potentialer i landkommuner længere fra det centrale København.
- Potentialer for havvand findes overvejende omkring Nordhavn, Amager, Avedøre, i Køge Bugt og i Helsingør.
- Det geotermiske potentiale i regionen er betydeligt, og det er til stede både i tætbebyggede og i mere åbne områder.

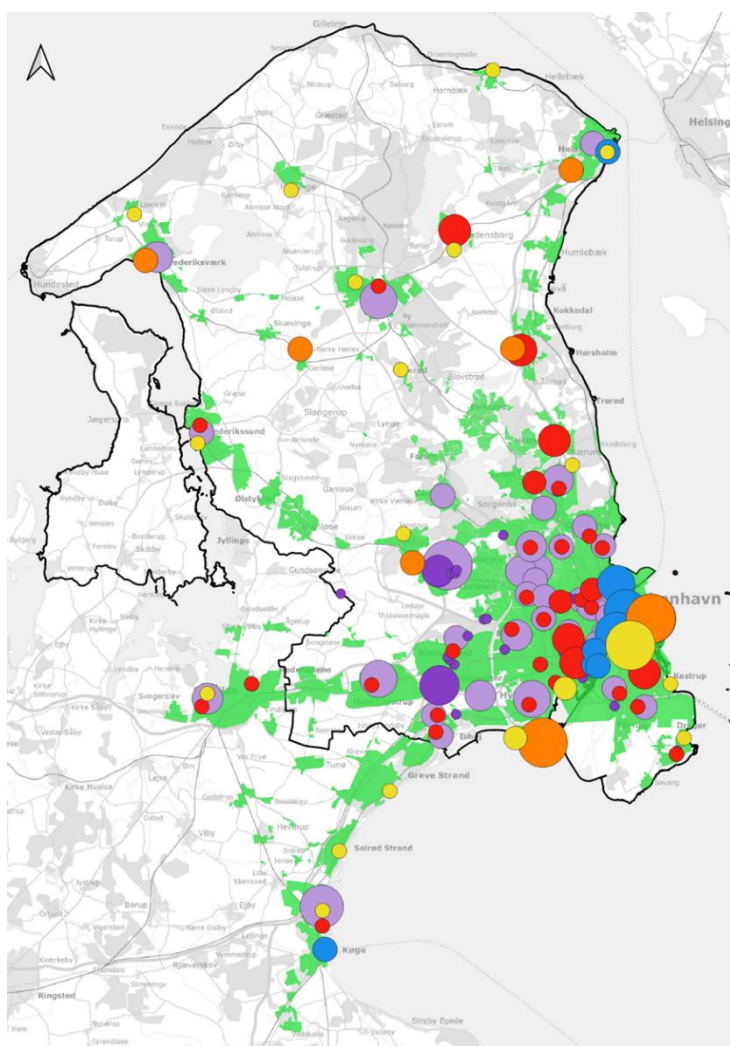
Potentialet er opgjort i MW potential varmeproduktion. Til sammenligning er den eksisterende hhv. bio-masse- og affaldsvarmeproduktionskapacitet ca. 2.000 MW og 500 MW.

Potentiale type	MW i alt
Industriel overskudsvarme	139
Datacentre	367
Spildevand	265
Grundvand	113
Søvand	5 til 10
Havvand på kraftvarmeverker	492
Havvand stand alone anlæg	787
Drikkevand	40
Geotermi	1.050-1.250
Luft	*
PtX (meget usikkert potentiale)	6.220-7.450

* Det tekniske potentiale for luft-vand varmepumpe er i praksis ubegrænset i kommuner med god adgang til ubebyggede arealer, men omvendt begrænset i de allerede fuldt udbyggede og mest befolkningstætte områder, herunder i mange af forstadskommuner.

Figuren til højre viser potentialerne indtegnet på kort. De grønne områder er det eksisterende fjernvarmenet.

- Lilla viser industriel overskudsvarme og datacentre
- Orange viser PtX
- Gul viser spildevand
- Blå viser havvand
- Rød viser geotermi



Industriel overskudsvarme (inkl. datacentre)

Potentialet for industriel overskudsvarme inkl. datacentre er betydeligt. Potentialeanalysen viser et potentiale i Vestforbrændings forsyningsområde på ca. 150 MW, i CTRs forsyningsområde 60 MW, i VEKS' område et potentiale på ca. 270 MW og i HOFORs område 6 MW. Desuden vurderes et overskudsvarmepotentiale på 3-20 MW i Hillerød, 2 MW i Frederikssund (E.on), 5 MW i Halsnæs, samt et mindre potentiale på 0,3 MW i Helsingør. Der er ikke identificeret potentialer for overskudsvarme i Norfors' områder.

Et konsortium bestående af VEKS, Novo Nordisk, Holbæk Kommune, Kalundborg Kommune, Kalundborg Forsyning og Ørsted har taget initiativ til at undersøge mulighederne for at etablere en transmissionsledning, der kan forbinde Kalundborg med varmeforsyningen i hovedstadsområdet⁷. Overskudsvarmeprojektet udgør samlet set mere end 200 MW. Projektet er dog fortsat usikkert, og det er derfor valgt ikke at tage det med i grundanalysen.

CO₂-fangst er en energikrævende proces. Ved etablering af CO₂-fangst på affaldsanlæg vil en del af energien fra affaldsforbrændingen skulle anvendes i CC-processen, og produktionen af el og varme fra selve affaldsanlægget vil derfor reduceres. På den anden side vil CC-anlægget generere overskudsvarme, som kan udnyttes til fjernvarmeproduktion. Hvis den fulde mængde overskudsvarme skal udnyttes, kræver det etablering af varmepumper. Samlet set vil elproduktionen fra affaldsanlæggene dermed blive reduceret, mens varmeproduktionen vil øges. Ved etablering af CCS hos ARC, ARGO og VF øges den samlede varmeproduktion med ca. 90 MW. I opgørelsen af overskudsvarme er det valgt ikke at medtage overskudsvarme fra CO₂-fangst. Den øgede varmekapacitet vises i stedet for en forøgelse af varmekapaciteten (og reduktion af elkapaciteten) på de relevante anlæg i regionen.

PtX

Potentialet for overskudsvarme fra PtX er baseret på undersøgelsen "Forundersøgelse af grundlag og muligheder for udnyttelse af overskudsvarme fra Power-to-X i Region Hovedstaden" fra Aalborg Universitet. Der er identificeret syv mulige placeringer for PtX-anlæg, som er afhængige af CO₂-punktkilder, og potentialet er opgjort ud fra en forudsætning af, at den fulde CO₂-mængde anvendes til produktion af PtX-brændsler. Der er ikke set på potentialet for overskudsvarme fra PtX-anlæg med produktion af brændsler uden kulstof, fx ren brint eller ammoniak, da denne type PtX-anlæg anses for mindre relevante i tilknytning til fjernvarmenet i hovedstadsregionen.

Det vurderes umiddelbart usandsynligt, at meget af potentialet realiseres, bl.a. fordi det forudsætter, at alle biomasseanlæg fortsætter deres drift, og det kan blive svært at få etableret tilstrækkelig elkapacitet til at forsyne elektrolyseanlæggene. Derudover har efterspørgslen efter PtX-brændsler vist sig at udvikle sig langsommere end tidligere forventet, og økonomien i anlæggene er udfordret. Endelig er tidligere planer om PtX i hovedstadsområdet lige nu skrinlagt, da økonomien ikke hang sammen, og risici var for store. Derfor er det som udgangspunkt ikke medtaget i det videre arbejde.

⁷ <https://www.veks.dk/fokus/projekter-og-aktiviteter/kalundborgprojektet>

Spildevand- og drikkevand

Potentialet for udnyttelse af overskudsvarme fra rensning af spildevand vurderes betydeligt. Der er identificeret 19 spildevandsanlæg, som tilsammen har et potentiale på ca. 270 MW, herunder et potentiale på 100 MW hos Lynetten.

Der er endvidere identificeret et potentiale på 40 MW fra drikkevand.

Grundvand

Der er identificeret 17 lokaliteter med potentiale for grundvandsvarmepumper, med en samlet effekt på ca. 120 MW. I VEKS' forsyningsområde er der identificeret 50 MW, mens der i hhv. CTRs og HOFORs områder er identificeret 27 MW og 23 MW. Hos Vestforbrænding, i Hillerød og i Helsingør er der identificeret hhv. 8 MW, 8 MW, og 2 MW.

Geotermi

Region Hovedstaden og det nordøstlige Sjælland er velegnet til geotermi. Der er identificeret 33 områder, med et samlet potentiale på 1.050-1.250 MW.

Hav- og søvand

Der er identificeret både potentialer for havvandsvarmepumper på kraftvarmeværkerne og som stand-alone løsninger. På kraftvarmeværkerne vurderes potentialet til ca. 500 MW, mens potentialet for stand-alone løsninger er vurderet til ca. 800 MW.

Potentialet for varmepumper baseret på søvand er begrænset, men det er vurderet, at der kan være mulighed for udnyttelse af varme fra Furesøen i Farum på 5-10 MW.

Luft

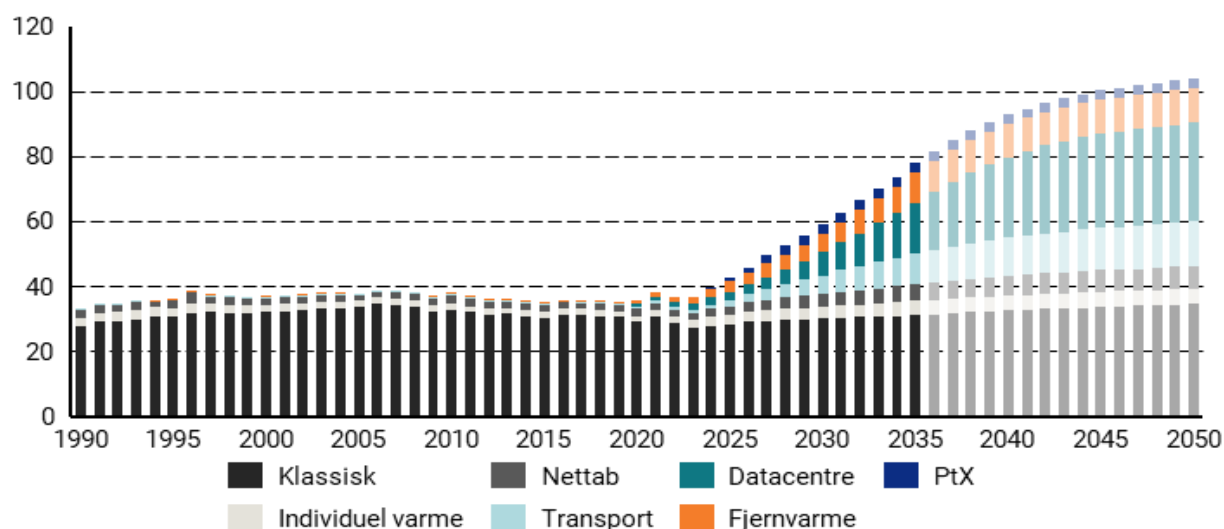
Potentialet for luftvarmepumper afhænger ikke som flere af de øvrige typer af anlæg af en konkret lokalitet med en varmekilde, da varmekilden (luft) er tilgængelig overalt. Da luftvarmepumper er væsentligt mere arealkrævende end de øvrige typer af varmepumper afhænger potentialet i langt højere grad af at finde egnede arealer af den nødvendige størrelse.

Potentialet vurderes i den tættest bebyggede del af hovedstadsområdet til at være begrænset, mens der i flere omegnskommuner er identificeret flere mulige arealer til luftvarmepumper, der i praksis her betyder, at potentialet er ubegrænset i forhold til de arealer, som vil være nødvendige for at forsyne de relevante fjernvarmesystemer med varme.

6. Begrænsninger og muligheder i elnettet

I dette kapitel undersøges elnettets nuværende og fremtidige kapacitetsmæssige begrænsninger og muligheder. Effektiv tilslutning af store elforbrugere kræver tæt koordinering mellem netselskaber, myndigheder og udviklere allerede i de tidlige faser af projektudviklingen. For flere detaljer henvises til analysens særskilte baggrundsnotat om begrænsninger og muligheder i elnettet.

Som det fremgår af figuren nedenfor, forventer Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, at elforbruget i Danmark vil stige markant frem mod 2040 – især som følge af elektrificeringen af varmesektoren, elkøretøjer, Power-to-X og datacentre. Den elbaserede fjernvarmeproduktion udgør en væsentlig del af væksten.



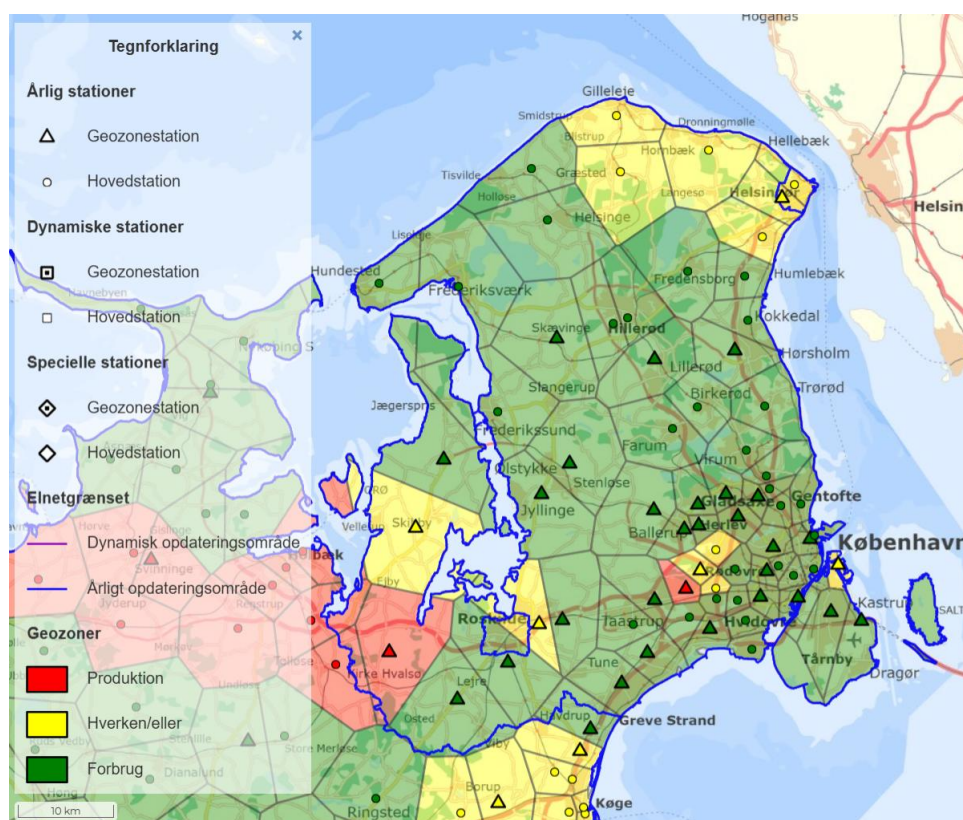
Figur 8: Fremskrivning af udviklingen i elforbrug (TWh) i Danmark, opdelt på sektorer. Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, Klimastatus og -fremskrivning 2025.

Især for hovedstadsområdet, forventes et forbrugsdrevet behov for udbygning af elnettet som følge af elektrificering af transport, industri og opvarmning, nye datacentre og eventuelt PtX anlæg. Uden netudbygning er der risiko for systemflaskehalse og driftsforstyrrelser. I praksis vil dette dog ikke ske, da netselskaber ikke tilslutter nye kunder, hvis der ikke er kapacitet til dem i nettet. Fleksible forbrugsløsninger, som kan tilpasses VE-elproduktion og netbelastning, bliver vigtige for at reducere udbygningsbehov og sikre en stabil elforsyning. Resten af Sjælland oplever mere balanceret vækst i forbrug og produktion med bedre kapacitet til nye forbrugstilslutninger.

Omkostninger og adgang til elnettet

Placering af store elforbrugere i elnettet afhænger grundlæggende af to forhold: hvad det koster at blive tilsluttet, og hvor hurtigt kan en tilslutning etableres?

Green Power Denmark udgav i 2024 en *"Branchevejledning for ny metode for standardtilslutningsbidrag for leveringsomfang til eldistributionsnettet"*. Forslaget – som ikke er godkendt endnu – har til formål at skabe økonomiske incitamenter for placering af store elforbrugsanlæg i områder med overskud af elproduktion. Geozonekortet viser, at størstedelen af hovedstadsområdet er forbrugsdomineret, hvilket indebærer, at forbrugsanlæg vil skulle betale de højeste tilslutningsgebyrer, dvs. kategorien grøn, hvis forslaget gennemføres. Der er enkelte undtagelser med gule – og i enkelte tilfælde røde områder – på Amager, på Vestegnen, langs nordkysten ved Roskilde og omkring Køge.



Figur 9: Geozonekort for produktion per 1. januar 2025. Geozonekortet kan findes her: [GPD-Geozonekortet](#). Kortet bliver opdateret én gang årligt.

Cerius-Radius gør dog opmærksom på, at forholdene i elnettet ikke er statiske. Kapacitetssituationen ændrer sig løbende som følge af planlagte netudvidelser, ændret forbrugsadfærd og afsluttede eller udskudte tilslutningsprojekter. Det betyder, at et område, der i dag er produktionsdomineret, godt kan blive forbrugsdomineret over tid – og vice versa. En enkelt stor tilslutning kan fx ændre forholdene i København. Da Cerius-Radius ikke definerer efterspørgslen på produktion- og forbrugsanlæg, har de ikke mulighed for at oplyse, hvordan selskabet forventer, at geozonekortet vil udvikle sig over tid.

Det er Ea Energianalyses vurdering, på baggrund af dialog med Cerius-Radius og gennemgang af selskabets netudviklingsplan, at man bør planlægge efter, at hovedstadsregionen som hovedregel vil ligge i

grøn zone (grøn produktionszone). Undtagelser kan være det sydligste dele af regionen, omkring Køge. I det omfang fjernvarmeselskaber ønsker at 'shoppe' efter gule eller røde områder, skal fokus rettes mod områder, hvor der forventes etableret større produktionsanlæg i fremtiden, fx solcelle- eller vindmølleparkeer.

I forhold til at sikre en hurtig adgang til elnettet peger netselskaberne på fordelene ved tilslutning til eller tæt på koblingsstationer. Koblingsstationer er centrale knudepunkter i elnettet, hvor spændingen ofte transformeres og – specielt for koblingsstationer - fordeles videre. Tilslutning direkte til en koblingsstation kan være fordelagtigt, da man kommer "tættere på" netkapaciteten og har bedre adgang til strøm uden at overbelaste lavere netniveauer. Derudover er der oftere fysisk plads omkring koblingsstationerne, ligesom der i nogle tilfælde kan være ledige felter (pladser til nye tilslutninger).

Begrænset netadgang

Netselskaberne peger endvidere på tilslutning med begrænset netadgang (BNA) som en mulighed for at opnå en hurtigere og billigere tilslutning mod til gengæld at acceptere visse begrænsninger i elforbruget.

BNA-konceptet bygger på, at elforbruget kan reduceres eller helt afbrydes i perioder med høj belastning på elnettet. Det er derfor særligt relevant for forbrugere, der har fleksible forbrugsmønstre – eksempelvis fjernvarmeselskaber med elkedler eller varmepumper, som kan kobles ud i spidsbelastningsperioder. Netselskaber som Cerius og Radius bruger BNA som et værktøj til at øge fleksibiliteten i nettet og til at udnytte kapaciteten bedre, uden at gå på kompromis med forsyningssikkerheden. BNA-modellen er på det seneste blevet raffineret, så der ikke nødvendigvis sker en fuld udkobling, men derimod en pro-rata nedjustering med fx 10–20% i udvalgte perioder med netfejl eller meget høje belastninger. Når en BNA-aftale indgås, udarbejder netselskabet et uforpligtende estimat for, hvor ofte kunden må forvente at blive afbrudt. Historisk har BNA-kunder typisk oplevet 1–2 afbrydelser om året, men hyppigheden vil formentlig stige i takt med øget belastning på elnettet.

Tilslutningsomkostningen for BNA bestemmes af de faktiske tilslutningsomkostninger og vil derfor variere fra projekt til projekt. Som et groft estimat kan det antages, at en BNA-tilslutning vil koste omkring 20% af fuld netadgang. Det er en betydelig besparelse i forhold til tilslutning med fuld netadgang.

Energinet har anmeldt en metode til Forsyningstilsynet⁸, som giver mulighed for, at forbrugere, der forsynes fra distributionsnettet og er tilsluttet på 10 kV-niveau eller højere, kan opnå tilslutning til distributionsnettet med en betingelse om afbrydelighed i forhold til transmissionsnettet. Det forudsætter, at brugeren allerede er tilsluttet distributionsnettet med afbrydelighed over for distributionssystemet. Til gengæld for denne afbrydelighed betales en reduceret transmissionstarif svarende til 1/3 af omkostningerne relateret til infrastruktur (nettab undtaget), hvilket svarer til en besparelse på ca. 3 øre/kWh.

⁸ Energinet (2024). "Begrænset netadgang i forhold til transmissionsnettet for forbrugsanlæg i distributionsnettet" <https://forsyningstilsynet.dk/Media/638757418083541938/Me-todeanmeldelse%20-%20Begr%C3%A6nset%20netadgang%20for%20forbrug%20i%20DSO-nettet.PDF>

7. Scenarier og beregningsforudsætninger

For at kunne lave en systematisk, sammenhængende analyse af forskellige scenarier for elektrificering af varmen i hovedstadsregionen er der gennemført sammenhængende modelbaserede analyser af el- og fjernvarmesystemet i regionen frem mod 2050. Der er i analyserne set på forskellige scenarier og følsomhedsanalyser for udviklingen af varmesystemet.

7.1. Metode og model

Til at analysere type og placering af nye varmeproduktionsanlæg er el- og varmemarkedsmodellen Balmorel anvendt. Modellen anvendes også til at simulere driften af varmesystemerne, brændselsforbrug, elforbrug, økonomi mv. Ved at anvende dette modelværktøj kan de mange faktorer og komplekse sammenhænge i el- og varmesystemet optimeres og analyseres samlet. Balmorel har tidligere været anvendt til en række analyser af el- og varmesystemet i hovedstadsregionen. Modellen har bl.a. været anvendt i Varmeplan Hovedstaden 1-3 og i Fremtidens Fjernvarme i Hovedstaden 2050 samt til analyse af en række konkrete projekter i fjernvarmesystemerne, fx varmelagre, overskudsvarme og andre varmepumpeprojekter, geotermi, biomasse- og affaldsanlæg og CCS. Desuden har modellen været anvendt til analyse af el- og varmesystemet i hovedstadsregionen i forbindelse med den strategiske energiplan for Energi på Tværs og den efterfølgende regionale fjernvarmeanalyse, der dækkede hele hovedstadsregionen. Denne model er efterfølgende blevet løbende opdateret i forskellige projekter.

Til denne analyse er modellen blevet opdateret med nyeste data for fjernvarmesystemerne og for potentialer for forskellige typer af varmepumper. På basis af de opdaterede forudsætninger gennemføres scenarieberegninger.

Data for fjernvarmesystemerne er opstillet i tæt dialog med de deltagende forsyningsselskaber gennem følgende proces:

- Region Hovedstaden og Gate 21 har kontaktet forsyningsselskaber for at informere om projektet og invitere til deltagelse.
- Ea og PlanEnergi har udarbejdet skabelon for nødvendige data i tabelform / Excel. Hvis muligt har dataskemaer været udfyldt med foreløbige data.
- Tabeller er rundsendt til relevante kontaktpersoner i de selskaber, som har takket ja til at deltage.
- Der er afholdt afklarende møder med nogle selskaber (CTR, HOFOR, VEKS, Norfors, Vestforbrænding)
- Ea og PlanEnergi har herefter samlet data i samlet forudsætningsgrundlag for alle områder og indlagt i Balmorel.

Modellen anvendes til at bestemme type, mængde og placering af ny kapacitet ved en økonomisk optimering:

- Som udgangspunkt indlægges kendte eller scenariospecifikke forudsætninger om lukning og udbygning med varmeproduktionsanlæg. Det gælder fx tidspunkt for lukning af eksisterende produktionsanlæg og kendte investeringsprojekter.
- Ud fra forudsætninger om udvikling af fjernvarmeforbrug og netstruktur og et investeringskatalog for nye varmeproduktionsanlæg og varmelagre optimerer modellen herefter udbygning med produktionsanlæg. Det er ikke her muligt for modellen at lukke eller levetidsforlænge de eksisterende større varmeproduktionsanlæg, og deres kapacitet i de forskellige år er derfor en forudsætning og ikke et resultat af modellens optimering.

7.2. Beskrivelse af scenarier

I analysen ses på forskellige scenarier for elektrificering af varmesystemerne i hovedstadsregionen, hvor der varieres på i hvor stort omfang og hvor hurtigt nye teknologier indføres, og hvor hurtigt anvendelsen af biomasse reduceres. Som udgangspunkt for denne analyse er der opsat et forslag om at undersøge et mål om 50% reduktion af biomasseanvendelsen i 2030 og 75% reduktion i 2040.

Der ses i analysen på følgende tre scenarier for udviklingen:

1. **Referencescenariet (scenarie 1)**, hvor der tages udgangspunkt i den nuværende situation, og der tilføjes de besluttede planer for energisystemet. Dette omfatter besluttede, nye varmeproduktionsanlæg, som overvejende vil være nye elkedel- og varmepumpeanlæg. Der inkluderes besluttede eller forventede nedlukninger af eksisterende biomasseanlæg. Dette sker, når varmekontrakter udløber, anlæg er afskrevet og/eller anlæg er teknisk udtjent (anlæggene levetidsforlænges ikke).
2. **Biomassereduktionsscenario (scenarie 2)**. Biomasseforbruget reduceres yderligere ved en fremskyndet lukning af varmeproduktionsanlæg baseret på biomasse.
3. **Målscenario for biomassereduktion (scenarie 3)**. Biomassen reduceres yderligere, så de tentative mål om 50% reduktion i 2030 og 75% reduktion i 2040 nås. Biomasseanlæg lukkes som i scenarie 2, men derudover lægges begrænsninger på driften, så det sikres, at mål om biomassereduktion nås. Det skal bemærkes, at der ikke inden for de nuværende rammer (Varmeforsyningsloven, kontrakter med anlæg) kan lægges driftsbegrænsninger på anlæggene, så det vil kræve ændringer at gennemføre dette scenario.

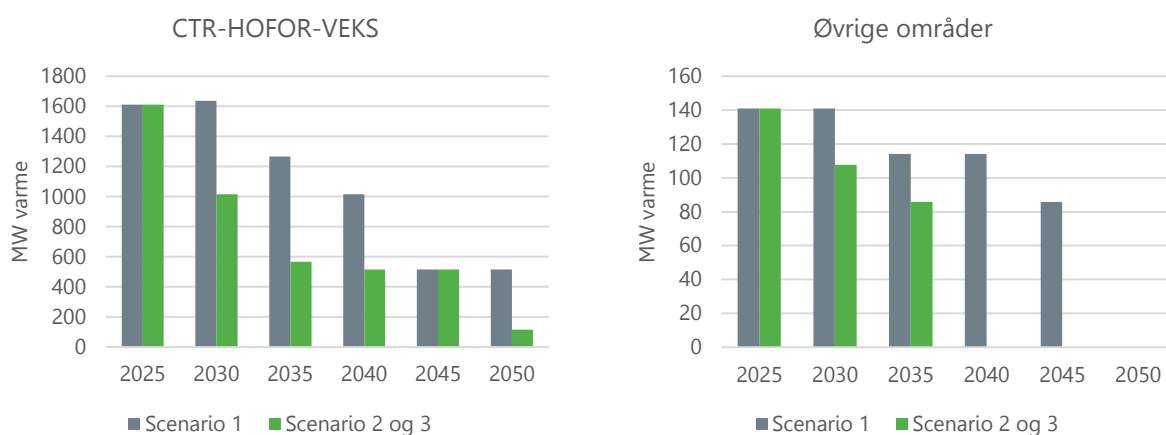
Konkret antages der følgende om de store biomasseanlæg i hovedstadsområdet:

- Scenarie 1: Sidste driftsår for Avedøreværkets blok 1 (AVV1) i 2033, Amagerværkets blok 1 (AMV1) i 2035, Avedøreværkets blok 2 (AVV2) og Køge Kraftvarmeverk (KKV) i 2040 og Amagerværkets blok 4 (AMV4) i 2050. Øvrige anlæg, overvejende i Nordsjælland, antages at have en levetid på 30 år⁹.
- Scenarie 2 og 3: Sidste driftsår for AVV1 og AMV1 inden 2030, AVV2 mellem 2030 og 2035, KKV i 2035 og AMV4 i 2049. Øvrige anlæg antages at have en levetid på 20 år.

⁹ Etableringsåret er taget fra Energistyrelsens Energiproducenttælling, og lukkeåret er bestemt ud fra etableringsår plus den forudsatte levetid.

I scenarie 2 og 3 er der i lukningsforløbet lagt vægt på anlæggenes alder (AVV1 lukkes før AVV2), deres placering i varmesystemet (før 2030 lukkes en blok på Amager og en på Avedøre) og betydning for elsystemet (AVV1 og AMV1 lukkes før AVV2). I modelberegningerne betragtes de oprindelige investeringer i biomasseanlæggene som sunk costs, og der er derfor ikke her taget stilling til, hvordan evt. restgæld i anlæg, der lukkes før tid, skal håndteres. Dette skal der naturligvis tages stilling til, hvis scenariet skal gennemføres.

Den resulterende udvikling af biomassevarmeproduktionskapaciteten i scenarierne er vist i figurene nedenfor. Som det fremgår, er kapaciteten den samme i scenarie 2 og 3, og forskel i biomasseforbruget mellem de to scenarier vil derfor hænge sammen med i hvor høj grad denne kapacitet udnyttes (driftstiden).



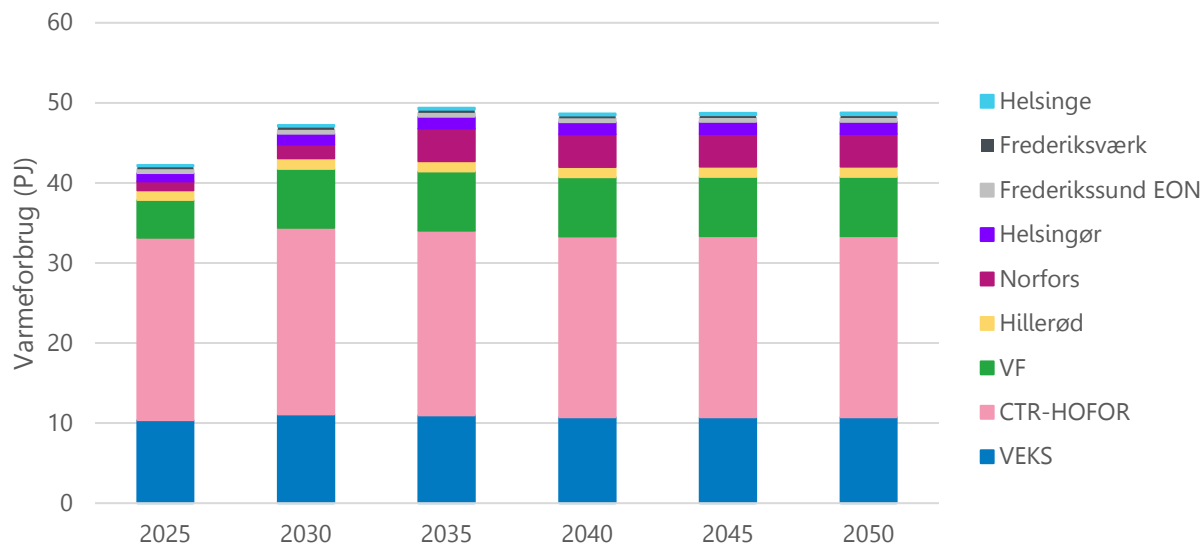
Figur 10: Udvikling af biomassekapaciteten i hhv. CTR-HOFOR-VEKS og øvrige områder.

7.3. Analysens hovedforudsætninger

Der er opstillet en række forudsætninger for analysen om de overordnede rammer (priser, regulering) og om tekniske og økonomiske data for fjernvarmesystemerne og muligheder for investering i nye anlæg. Data er grundigt beskrevet i et særskilt forudsætningsnotat, og de vigtigste er kort beskrevet nedenfor.

Fjernvarmeforbruget og temperaturer i nettet

Udviklingen af fjernvarmeforbruget baseres på forventninger fra de selskaber, som indgår i analysen. Som en del af dataindsamlingsprocessen er selskaberne blevet bedt om at angive deres vurdering af den mest sandsynlige udvikling af fjernvarmeforbruget frem mod 2050, og denne udvikling er anvendt i modelberegningerne. Nedenstående figur viser forbrugsudviklingen opdelt på de forskellige områder i regionen i analysen. Det fremgår, at i CTR's, HOFOR's og VEKS's områder stiger forbruget lidt mod 2030, og det reduceres lidt herefter. Der forventes markant udbygning med fjernvarme i Vestforbrændings og Norfors' områder, hvilket betyder, at fjernvarmeforbruget her forventes at stige betragteligt fra i dag og frem mod 2040.

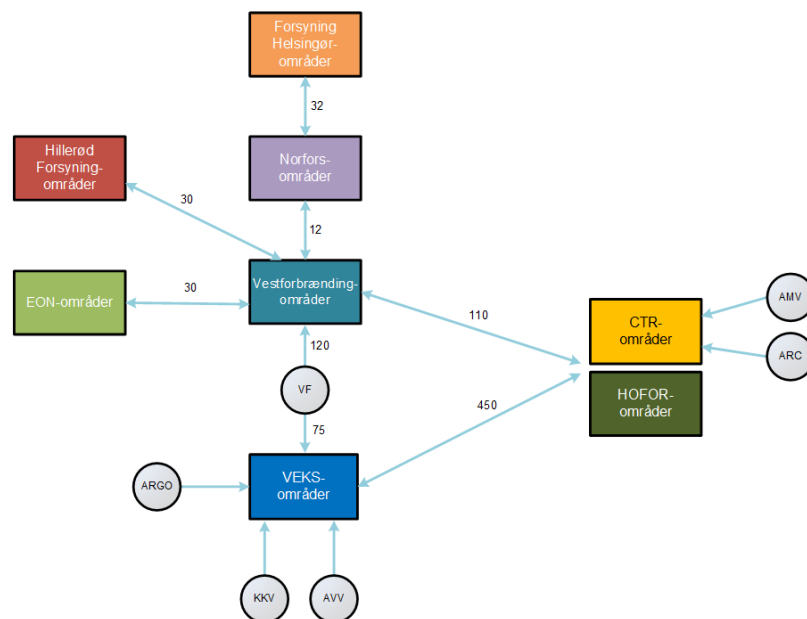


Figur 11: Fremskrivning af fjernvarmeforbruget i de analyserede områder i hovedstadsregionen.

Temperaturerne i nettet er baseret på oplysninger fra de enkelte fjernvarmeselskaber. For CTR, HOFOR og VEKS regnes der med samme forudsætninger som i FFH50. Mange selskaber arbejder på at sænke temperaturer i nettene, og der er derfor for de fleste områder regnet med, at temperaturen reduceres fra 2035 til lavtemperaturfjernvarme. I Vestforbrændings område er planerne mere fremskrevne, og der regnes derfor med, at de sænkes allerede inden 2030.

Fjernvarmenettets struktur

Modellering af fjernvarmenettet baserer sig på forudsætninger opstillet i projektet FFH50 samt på indmeldinger fra selskaberne i forbindelse med dataindsamlingen til denne analyse. Figuren nedenfor viser den helt overordnede struktur for, hvordan fjernvarmenettene er repræsenteret i modellen. De firkantede områder viser forbrugsområder, mens de runde områder er områder med produktionsanlæg. Forbindelser mellem områderne angiver de forudsatte overføringskapaciteter. Foruden de viste områder er der medtaget nogle mindre, separate fjernvarmesystemer i Nordsjælland. Figuren viser som nævnt den overordnede struktur, men i modellen er de enkelte områder yderligere opdelt i en række delområder med forbindelser imellem. Den detaljerede netmodellering er der nærmere redegjort for i forudsætningsnotatet med detaljerede forudsætninger for modelanalyserne. I analysen fastholdes netstrukturen i det store og hele frem mod 2050, og det er derfor ikke analyseret, om der kunne være økonomisk værdi af at investere i øget overføringskapacitet mellem områderne.



Figur 12: Forsimplet nettegning fjernvarmeområder og -forbindelser (angivet i MW) i de sammenhængende områder i Region Hovedstaden. Beregningsmodellen har markant større detaljegråd i form af forbrugsområder, knudepunkter og produktionsområder.

Varmeproduktion fra affald

I hovedstadsregionen er der affaldsforbrændingskapacitet til at afbrænde betydeligt mere affald end de lokale mængder af forbrændingseget affald. Men da analysen som udgangspunkt ikke skal have fokus på affald, er det antaget, at kapaciteten for alle anlæg fastholdes gennem hele analyseperiode, og det er antaget, at der fortsat kan tiltrækkes affald fra resten af Danmark eller fra udlandet. Der anvendes samme forudsætninger på tværs af scenarier. For hvert affaldsanlæg regnes der med, at den indfyrede energi ikke kan overstige de historiske energimængder (gennemsnit i 2021-2023). Varmeproduktion fra affald er forudsat at være prioriteret i lastfordelingen.

CO₂-fangst og -lagring

Flere af energiselskaberne i hovedstadsområdet har planer for etablering af CCS og er prækvalificeret i Energistyrelsens igangværende udbud for etablering af CCS (ARC, ARGØ, HOFOR, Vestforbrænding). På lidt længere sigt er det muligt, at der etableres nye puljer for CCS for at sikre at de danske klimamål kan nås, eller at der kan findes alternativ finansiering til CCS-anlæg (klimakreditter).

Det er derfor sandsynligt, at ét eller flere biomasse- eller affaldsanlæg etablerer CCS i analyseperioden. I samarbejde med analysens arbejdsgruppe er det besluttet, at der over tid etableres CCS på affaldsanlæg, men ikke yderligere CCS-anlæg på biomasseanlæg. Som udgangspunkt har affaldsanlæg større driftstid end biomasseanlæg og har derfor en væsentligt bedre udnyttelsesgrad af investering i CCS. Derudover betyder Grøn Skattereform, at omkostninger ved udledning af CO₂ fra affald øges markant. Derfor vurderes affaldsanlæg at have et særligt stort incitament til at etablere CCS.

Der etableres CCS på Avedøreværkets halmkedel i 2026, og derudover er der antaget etableret CCS på Vestforbrændings anlæg i 2030 og på Amager Bakke og ARGØ's anlæg i 2035. Det er muligt, at alle tre affaldsanlæg vil få CCS allerede fra 2030, hvis de alle vinder det igangværende udbud. Men der er betydelig konkurrence om midlerne, og som en konservativ forudsætning antages derfor, at to af anlæggene

først får etableret CCS fra 2035. Hvem der kommer først, er meget usikkert og svært at forudsige. Her er det valgt at antage, at Vestforbrænding kommer først, da de har udviklet CCS-projektet over længere tid og allerede var med i den første CCS-pulje, der blev afgjort i 2023.

NORFORS er ikke så langt med udviklingen af CCS og har ikke budt ind i Energistyrelsens pulje. Derfor antages det, at der ikke etableres CCS på Usseødværket.

Der anvendes samme forudsætninger om CCS på tværs af de tre scenarier.

7.4. Følsomhedsanalyser

Følgende følsomhedsanalyser gennemføres:

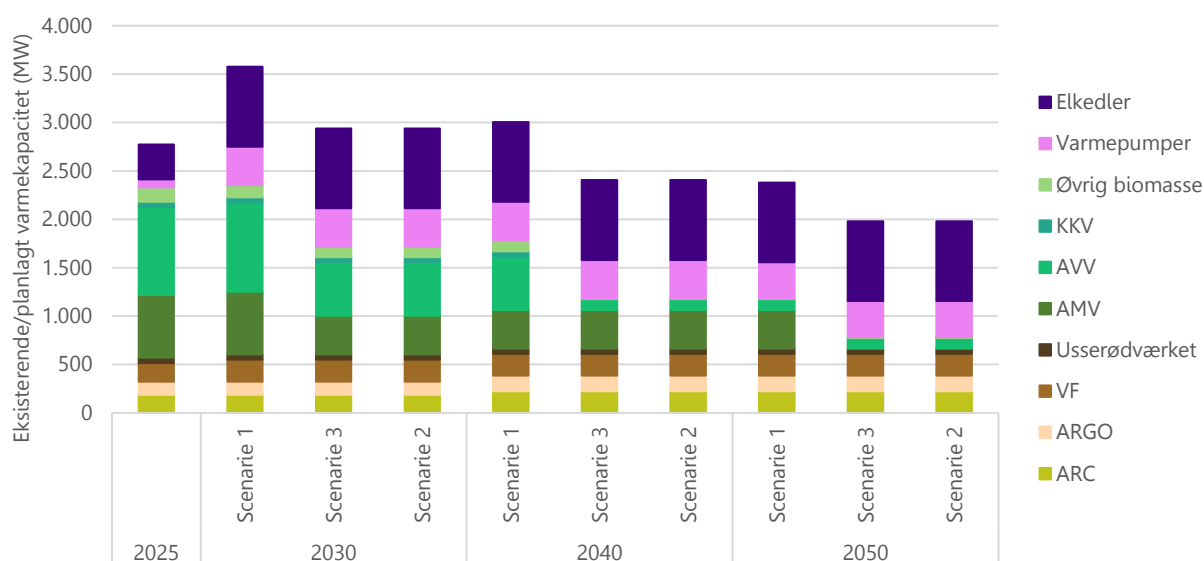
- **Højere biomassepriser.** Der anvendes højere priser for biomasse. Biomassepriserne antages øget med samme tilgang som forudsat i CONCITO-rapporten "Biomasse og CCS i forsyningssektoren" fra 2024. For træpiller og flis betyder dette en prisstigning på ca. 10 kr./GJ i 2030 og en prisstigning på ca. 30 kr./GJ i 2050. Det svarer for træflis til en stigning på ca. 15% i 2030 og ca. 45% i 2050. For træpiller er den relative prisstigning lidt lavere, da træpiller er 10-15 kr./GJ dyrere end træflis. For halm er prisstigningen ca. 5 kr./GJ i 2030 stigende til 10 kr./GJ i 2050.
- **Reduktion af affaldsvarmeproduktion.** Lukning af Usseødværket i 2030 og de to ældste ovne på ARGO og Vestforbrænding i 2035 (lukkede ovne får ikke etableret CCS)
 - Scenariet indeholder lavere varmeproduktion fra affald og vil dermed stille større krav til elektrificering

Den første følsomhedsanalyse er valgt for at vise konsekvenser for udvikling og drift af fjernvarmesystemerne, hvis omkostningen til drift af biomasseanlæggene øges. Den anden følsomhedsanalyse er valgt for dels at illustrere kravene til yderligere elektrificering, hvis varmeproduktionen fra affald viser sig at blive lavere end forudsat i referencescenariet.

8. Scenarieresultater

8.1. Grundscenarier

I det følgende gennemgås resultatet af modelberegninger for varmforsyningen i regionen for de tre udviklingsscenarier. Udgangspunktet er en model af det nuværende varmesystem med de eksisterende værker. Her står i dag 570 MW affaldsvarmekapacitet og omkring 1800 MW biomassevarmekapacitet. Enkelte varmepumper findes allerede i det nuværende system samt 380 MW elkedler. Derudover er der i systemet en række spidslastanlæg, solvarme og andre, mindre produktionsanlæg. I tillæg hertil har varmeselskaberne allerede planlagt investeringer i en række varmeteknologier frem mod 2030, og disse er medtaget i modelberegningerne, såfremt de er vedtaget og med stor sandsynlighed bliver bygget. De konkrete investeringer er baseret på indmeldinger fra de enkelte forsyningsselskaber. Der kan derfor være mere langsigtede målsætninger (eksempelvis om varmepumpekapacitet baseret på havvand i København), som ikke fastlåses i modellen, men som i stedet fremgår som en investeringsmulighed i optimeringen. De tre scenarier indeholder endvidere antagelser om lukning af eksisterende værker. En samlet oversigt over eksisterende og planlagt kapacitet ses i Figur 13. Det udgør en rammebetingelse for modelberegningerne, der simulerer investeringer og drift af varmesystemet i de tre scenarier.



Figur 13. Eksisterende og allerede planlagt varmekapacitet (ekskl. spidslast og mindre anlæg). Scenarie 2 og 3 har samme planlagt varmekapacitet.

Det fremgår af figuren, at der ud fra de planer, som er indmeldt af varmeselskaberne, planlægges projekter, så der i 2030 i alt er installeret ca. 400 MW varmepumpekapacitet og ca. 850 MW elkedler. Desuden ses det, at varmekapaciteten på affaldsanlæggene stiger i takt med, at der investeres i CCS-anlæg på værkerne, og overskudsvarmen fra disse anlæg udnyttes. Endelig ses den gradvise reduktion af biomassekapaciteten, der er indlagt som forudsætning i scenarierne.

Detaljerede resultater for de enkelte selskaber findes i bilag 1.

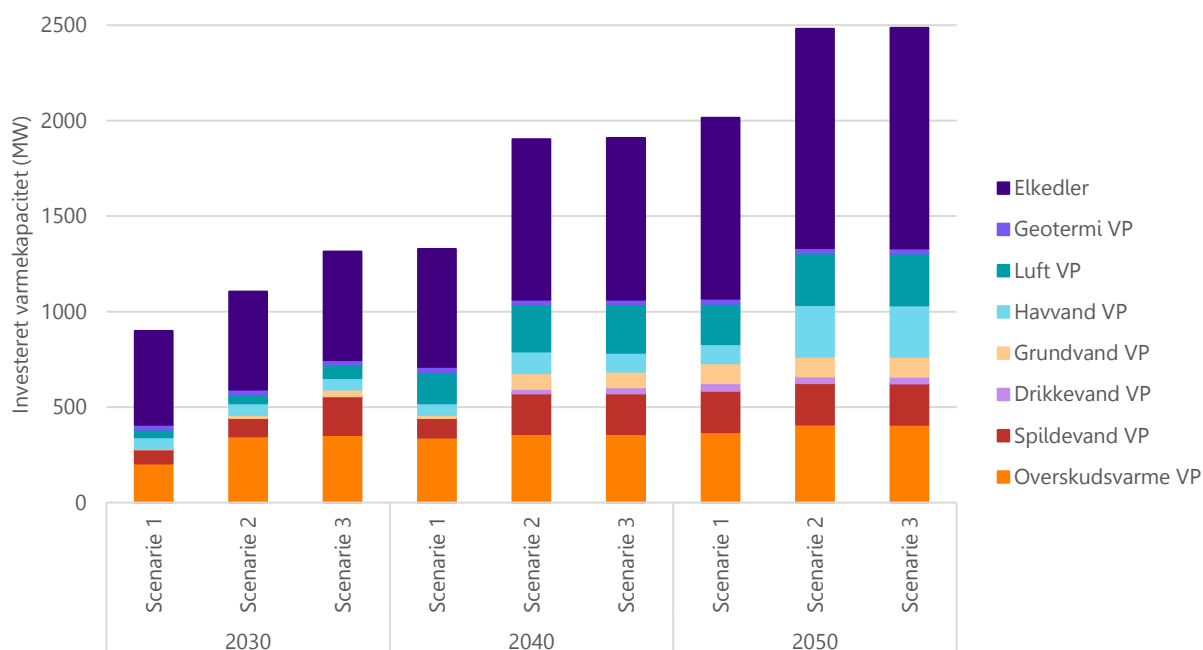
Udbygning med ny varmeproduktionskapacitet i scenarierne

Den samlede udbygning med ny varmeproduktionskapacitet i scenarierne ses af Figur 14. Dette indeholder både planlagte projekter indmeldt af selskaberne og de investeringer, som fremkommer af modeloptimeringen. Frem mod 2030 etableres i alt ca. 400 MW nye varmepumper i scenarie 1, ca. 600 MW varmepumper i scenarie 2 og ca. 750 MW varmepumper i scenarie 3. Heraf er ca. 300 MW allerede planlagt etableret af varmeselskaberne.

Fra 2030 til 2040 investeres yderligere i ny varmepumpekapaciteten, så den samlede udbygning i scenarie 1 er ca. 700 MW, mens den øges til ca. 1100 MW i scenarie 2 og 3. Samlet set ses, at der på langt sigt i scenarie 1 investeres i ca. 1100 MW varmepumper frem mod 2050, mens der i scenarie 2 og 3 investeres i op mod 1300 MW varmepumper.

Modelberegningerne viser, at der i 2030 investeres i ca. 500 MW elkedler på tværs af scenarierne. Frem mod 2050 investeres der i 950 MW elkedler i scenarie 1 og 1250 MW elkedler i scenarie 2 og 3. På grund af den lavere effektivitet har elkedlerne dog lavere drift og bruges fleksibelt i elmarkedet. Der er allerede planlagt enkelte geotermianlæg (26 MW), men grundet høje investeringsomkostninger viser modelberegningerne ikke behov for yderligere investeringer i denne teknologi.

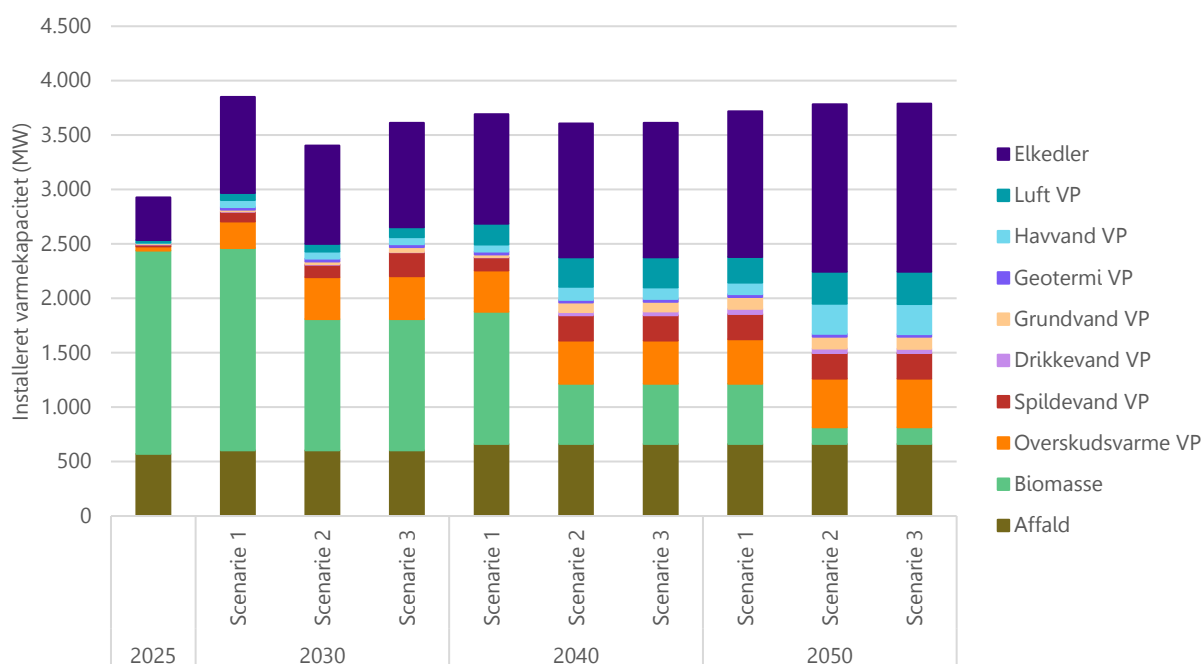
Varmepumper baseret på overskudsvarme er blandt de mest økonomisk attraktive, og langt det meste af potentialet udnyttes derfor i alle scenarierne. Andre varmepumpetyper med høje kildetemperaturer (spildevand, grundvand og drikkevand) udnyttes også i høj grad på tværs af scenarierne. Fælles for disse varmepumper er dog også, at potentialet er begrænset. For at udfase biomassen i scenarie 2 og 3 kræver det derfor udnyttelse af mindre økonomisk attraktive kilder, men som har større kapacitetspotentialer. Reduktionen i biomasse i scenarie 2 og 3 modsvares således helt overordnet af en tilvækst i luftvarmepumper og havvandsvarmepumper.



Figur 14. Samlede, akkumulerede varmeproduktionsinvesteringer i hele området (indeholder både planlagte og modelinvesteringer).

Udbygningen med overskudsvarme sker overvejende i VEKS' område og Vestforbrændings områder. Det er særligt baseret på forventning til udbygning med datacentre i området. I CTRs og HOFORs område udbygges med varmepumper på havvand og spildevand. Herudover udbygges med luftvarmepumper på tværs af regionen, særligt i områderne uden for den tættest bebyggede del af regionen. Det gælder fx i Norfors og Helsingør, i Frederiksværk og i dele af VEKS' område og hos Vestforbrænding.

En udvidet oversigt over investeringer for hvert selskab findes under bilag. Den samlede installerede varmekapacitet ses i Figur 15.



Figur 15. Total installeret varmekapacitet (investeringer og eksisterende anlæg) ekskl. spidslast og mindre teknologier.

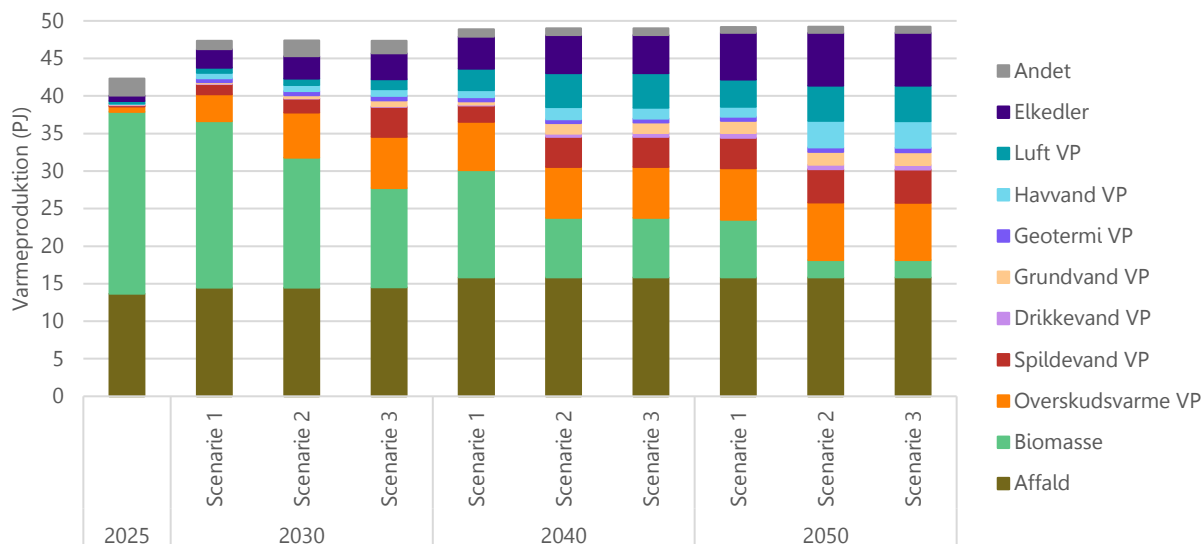
Varmeproduktionens udvikling i scenarierne

I dag dækkes varmeforbruget i hovedstadsområdet helt overvejende af affald og biomasse. I de fremtidige scenarier er varmeproduktionen mere sammensat af forskellige kilder. Dels stiger forbruget i bestemte områder (særligt nord for København) som følge af udvidelse af eksisterende områder. Det kræver i sig selv tilførsel af ny varmeproduktion. Derudover lukkes en række grundlastværker baseret på biomasse i de undersøgte scenarier.

På tværs af scenarierne er det langsigtede billede det samme. Frem mod 2050 vil varmeproduktionen i høj grad blive elektrificeret i form af en række forskellige varmepumper som grund- og mellemlast¹⁰, samt elkedler, der i højere grad bruges som spidslastkapacitet. Der ses dog en hurtigere reduktion af varmeproduktion fra biomasse i scenarie 2 og 3 end i scenarie 1, og indfasningen af produktion fra de nye elbaserede teknologier sker hurtigere i disse to scenarier. I scenarie 3 reduceres varmeproduktionen fra biomasse markant mere end i scenarie 2, da der i modellen er indlagt en begrænsning på anvendelsen af

¹⁰ Grundlastenheder har typisk 4000-8000 fuldstimer, mens mellemlastenheder har 2000-4000 fuldstimer.

biomasse for at leve op til det fastsatte mål om reduktion af biomasseanvendelsen med 50%. Dermed øges varmeproduktionen fra elkedler og særligt varmepumper. I 2040 er målet om 75% reduktion af biomasseforbruget nået i scenarie 2 pga. yderligere udfasning af biomassekapacitet, og der er dermed kun en ret lille forskel på scenarie 2 og 3. Det samme gælder i 2050.

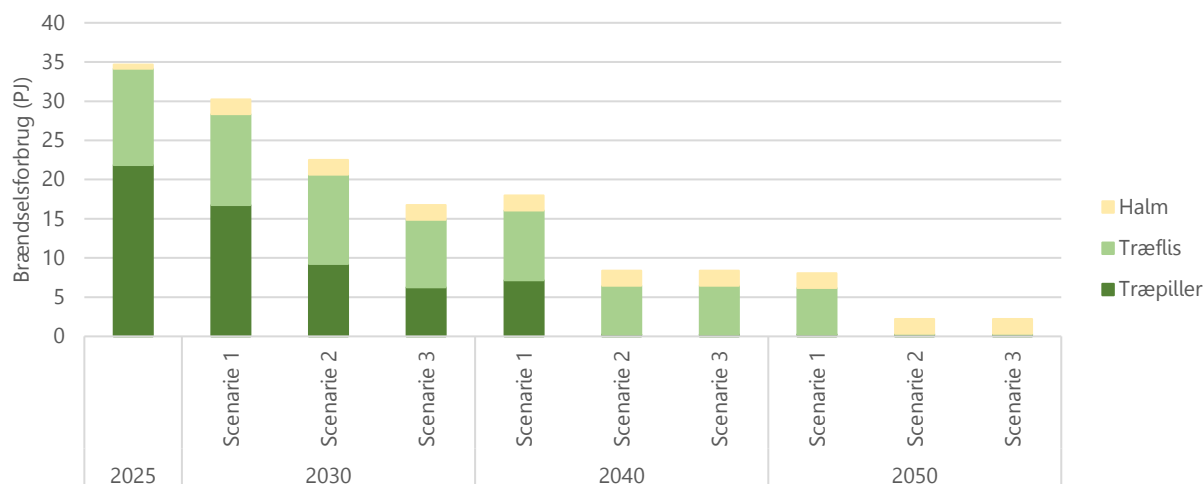


Figur 16. Varmeproduktion på tværs af år og scenarier.

Biomasseforbrug og affaldsvarme

Biomasseforbruget vil på tværs af scenarierne falde betragteligt frem mod 2050. Forskellen består derfor i, hvor hurtigt forbruget bliver reduceret. I scenarie 2 og 3 udfases træpiller mellem 2030 og 2035, mens det i scenarie 1 sker i 2040. Træflisen forsvinder fra systemet, når AMV4 lukker i 2049 (scenarie 2 og 3) eller efter 2050 (scenarie 1). I scenarie 1 er biomasseforbruget i 2030 ca. 10% mindre end i udgangspunktet. Der sker dog en forøgelse af anvendelsen af halm efter etablering af CCS på AVV2, mens anvendelsen af træflis og træpiller reduceres. Mellem 2030 og 2040 udfases flere biomasseanlæg i scenarie 1, og anvendelsen af biomasse reduceres dermed med 48 % i 2040, og i 2050 er biomasseanvendelsen reduceret med 77%. I scenarie 2 fremskyndes lukning af biomasseanlæggene, og i 2030 nås en reduktion af biomasseanvendelsen på 37 % i scenarie 2 i 2030, på 77 % i 2040 og på 94% i 2050.

Hvis målsætningen om 50 % reduktion af biomasseforbruget i 2030 skal nås, kræver det reduktion af driftstiden udover kapacitetsudfasningen i scenarierne. Dette indfries i scenarie 3, hvor selve biomasseforbruget er begrænset. Hvordan en sådan forbrugsbegrænsning i praksis eventuelt skal reguleres, er der ikke taget stilling til i scenariet, men dette kunne fx ske gennem økonomiske incitamenter (fx afgifter) eller gennem konkrete begrænsninger på biomasseanvendelsen, der vil skulle fastlægges i kontrakter med de enkelte anlæg. I 2030 får driftsbegrænsningen væsentlig indvirkning på biomasseanlæggenes drift, og forbruget af biomasse reduceres yderligere med 5 PJ i forhold til i scenarie 2. Modelberegningerne peger på, at driftsændringen primært sker på de tilbageværende træpillefyrede kraftvarmeanlæg. Både scenarie 2 og 3 når målet om 75 % reduktion af biomassen i 2040, og det kan således ske alene med kapacitetsreduktionen og etableringen af tilstrækkelig varmepumpe- og elkedelkapacitet.



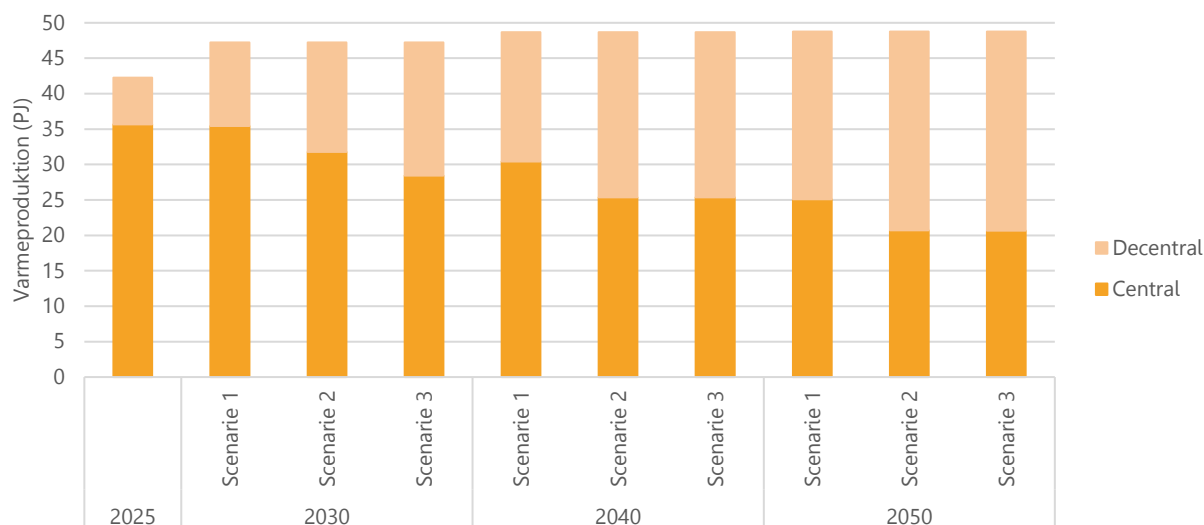
Figur 17. Samlet biomasseforbrug til varme og kraftvarme. Biomasseforbrug til ren elproduktion (kondens) er ikke medtaget.

Affaldsforbruget er antaget at følge det historiske forbrug af affald og affaldsbiomasse fra 2021-2023 i hele perioden frem mod 2050. Desuden antages affald at være prioriteret varme. Samlet set betyder det, at affaldsvarmen også i de fremtidige scenarier har en central rolle i varmesystemet. Dog er der betydelig usikkerhed om affaldsmængderne i fremtiden, hvorvidt værkerne får CCS, og hvorvidt den fulde kapacitet bibeholdes. Nogle af disse usikkerheders indflydelse på affaldsvarmen belyses desuden i en følsomhedsanalyse (se afsnit 8.2).

Varmeudveksling på tværs af regionen

En stor del af fjernvarmesystemet i hovedstadsregionen er allerede i dag tæt forbundet, og der ses også i fremtiden fordele ved at udveksle varme på tværs af regionen. I takt med at de centrale biomasseværker lukker, er der brug for nye varmekilder, hvor særligt varmepumper er pladskrævende. Arealerne i de store forbrugsområder nær København er mere begrænsede, og det største potentiale for overskudsvarme ligger uden for det centrale København. Der kan derfor være systemværdi i at producere varmen uden for bynære områder og udveksle varme på tværs af regionen. Derudover betyder elektrificeringen, at der sker en decentralisering af varmeproduktionen, så varmen i højere grad produceres ude i distributionsnettene frem for på flere, store, centrale anlæg. Det ses af Figur 18, at produktionen i modelberegningerne i stigende grad produceres i de decentrale områder over tid.

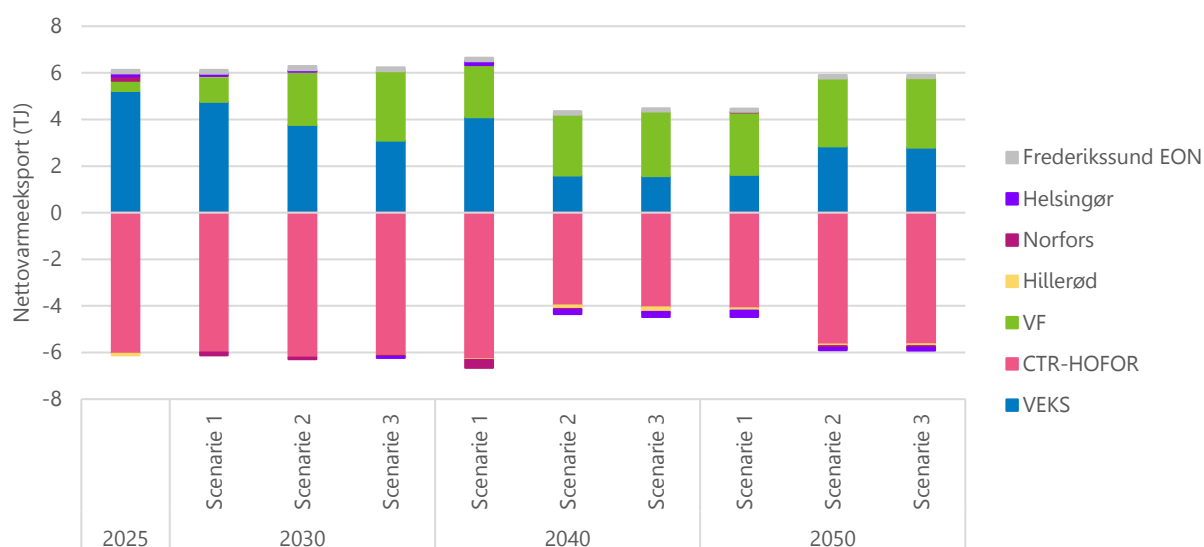
Hvor 85 % af varmen i 2025 produceres på kraftværksgrunde og ved transmissionsknudepunkter i det centrale net, så reduceres det til omkring 50 % i scenarie 2 og 3 i 2040. Det falder yderligere til 42 % i 2050 i de to scenarier. Det betyder samtidig, at varmen i langt højere grad kommer fra nye decentrale varmepumper og elkedler i distributionsnettene. På tværs af scenarierne er det omkring 10-15 % af varmepumpekapaciteten, der installeres på transmissionsnettet (primært i VEKS' område) og omkring 35-45 % af elkedlerne.



Figur 18. Varmeproduktion i hhv. centrale områder (kraftværksgrunde og transmissionsknudepunkter) og decentrale områder (distributionsnet).

Modelberegningen af 2025 viser VEKS som nettoeksportør af godt 5 PJ varme til CTRs og HOFORs områder i det centrale København. Med lukning af anlæggene på Avedøreværket og Køge Kraftvarme falder nettoeksporten til 3 PJ. Reduktionen i kraftværkskapacitet opvejes til en vis grad af de store overskudsvarmepotentialer, der findes i VEKS' område. Med lukningen af blokke på Amagerværket bliver CTR og HOFOR endnu mere afhængige af ny varmeforsyning. Det sker bl.a. ved at udnytte spildevands- og havvandspotentialer i København, der øger selvforsyningsgraden i egne forsyningsområder.

I Vestforbrændings område sker en markant stigning i varmeforbrug, men modsvares samtidig af investeringer, særligt i CCS på affaldsanlægget, varmepumper på overskudsvarme (datacentre) og luftvarmepumper. Det medfører, at området samlet set eksporterer mere, særligt til VEKS, CTR og HOFOR.



Varmelagre

I regionen står i dag et damvarmelager i Høje Taastrup med en kapacitet på 3,5 GWh samt omkring 5,5 GWh korttidsvarmelagre (varmeakkumulatorer). Vestforbrænding har planer om yderligere 2 GWh varmeakkumulatorer, som her regnes med at bliver fordelt over Lyngby, Frederikssund og Farum.

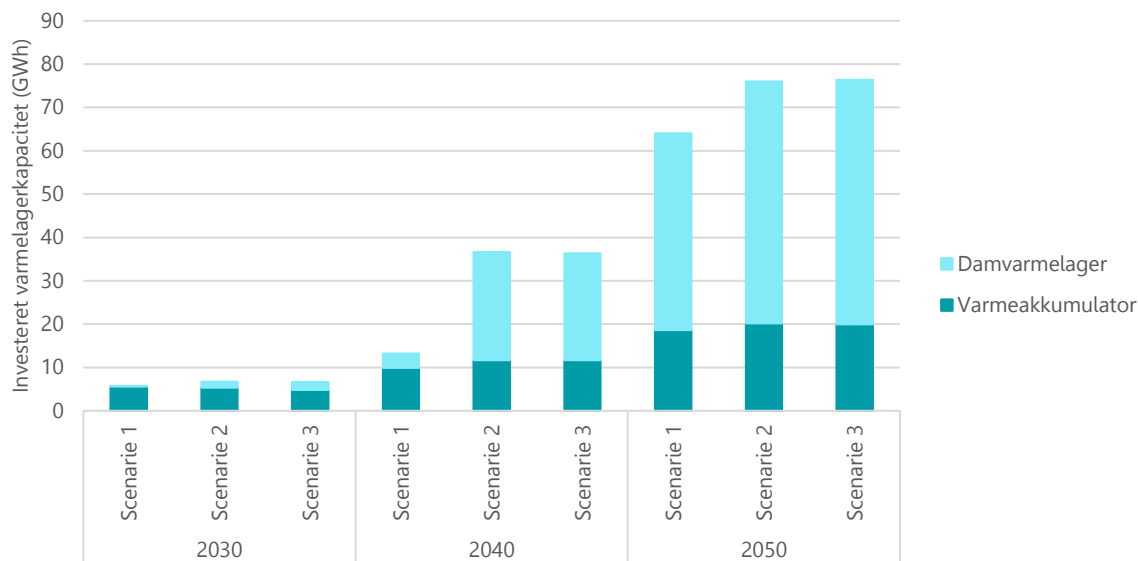
I takt med at varmesystemet elektrificeres, og der kommer mere sol og vind i elsystemet vil varmelagre få yderligere værdi i kraft af udsvingene i elmarkedet. Driften af varmepumper og elkedler kan på den måde optimeres efter elprisen fremfor at være bundet af hvornår varmebehovet er.

På tværs af scenarierne, viser modelberegningerne en udbygning med yderligere omkring 5,5 GWh varmeakkumulatorkapacitet i 2030, hvoraf de 2 GWh som nævnt bygges i Vestforbrændings område. En stor del af denne udbygning er i CTR, HOFOR og VEKS' områder, der i modelresultaterne dækkes ved bl.a. at investere i 2,4 GWh ny lagerkapacitet ved Amagerværket samt knapt 1 GWh ved øvrige kraftværksgrunde rundt om i systemet. Frem mod 2040 er den samlede investering i varmeakkumulatorer på omkring 10 GWh primært i varmeområderne under CTR, HOFOR, VEKS, Vestforbrænding og Norfors. Den totale investerede kapacitet når omkring 20 GWh i 2050 på tværs af scenarierne.

Mens investeringer i korttidsvarmelagrene er relativt ens på tværs af scenarierne, så er investeringerne i damvarmelagre dog stærkt forbundet til graden af elektrificering af varmeforsyningen. I 2030 har damvarmelagre kun en begrænset værdi for systemet, fordi kraftvarmeværkskapaciteten stadig er høj og mængden af varmepumper og elkedler er relativt lav. Det ses afspejlet i meget få investeringer i alle scenarierne. Forskellen mellem scenarierne bliver dog tydelig i 2040, hvor varmekapaciteten fra biomasse i scenarie 1 kun er reduceret med 35 %, mens den i scenarie 2 og 3 er reduceret med 70 %. Sidstnævnte medfører investeringer i damvarmelagre i scenarie 2 og 3 på 25 GWh, hvoraf størstedelen sker i Hørsholm (4,4 GWh), Ballerup (3 GWh), Værløse (4 GWh), Ishøj og Solrød (4 GWh), Roskilde (3,5 GWh). I scenarie 1 er der kun ganske få investeringer i 2040.

I 2050 udjævnes forskellene delvist, fordi der i alle scenarierne er sket en kraftig reduktion i kraftvarmekapacitet og tilsvarende erstatning med elbaseret varme. Scenarie 1 viser en samlet akkumuleret investering i damvarmelagre på 45 GWh, mens scenarie 2 og 3 har investeringer i damvarmelagre på omkring 55 GWh. I sidstnævnte tilfælde fordeler det sig primært mellem VEKS' områder (22,5 GWh), Vestforbrænding (14,5 GWh), Norfors (11 GWh), Helsingør (4,5 GWh) og Hillerød (4 GWh).

Der er for nuværende ikke konkrete planer for nye damvarmelagre i regionen, men analysen peger altså på, at de tilfører værdi til varmesystemet og hjælper med integrationen af elbaseret varme. Varmelagre til mellemlangt- og langt sigte er altså et vigtigt redskab til at supplere varmepumper og elkedler, hvis kraftvarmeværkskapaciteten samtidig reduceres.

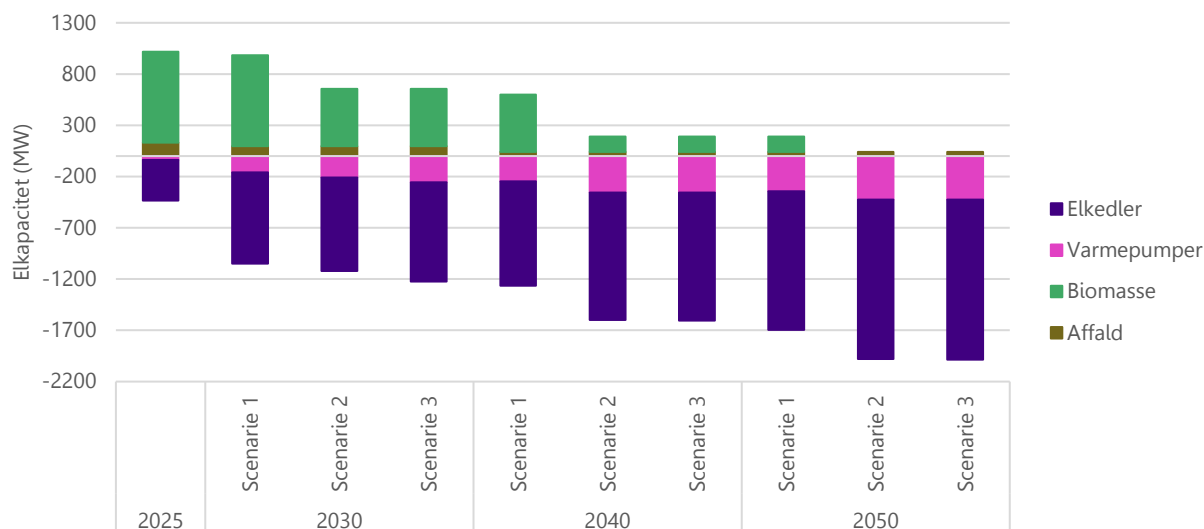


Figur 19. Samlede, akkumulerede investeringer i hele området (indeholder både planlagte og modelinvesteringer).

Varmedforsyningens samspil med elsystemet

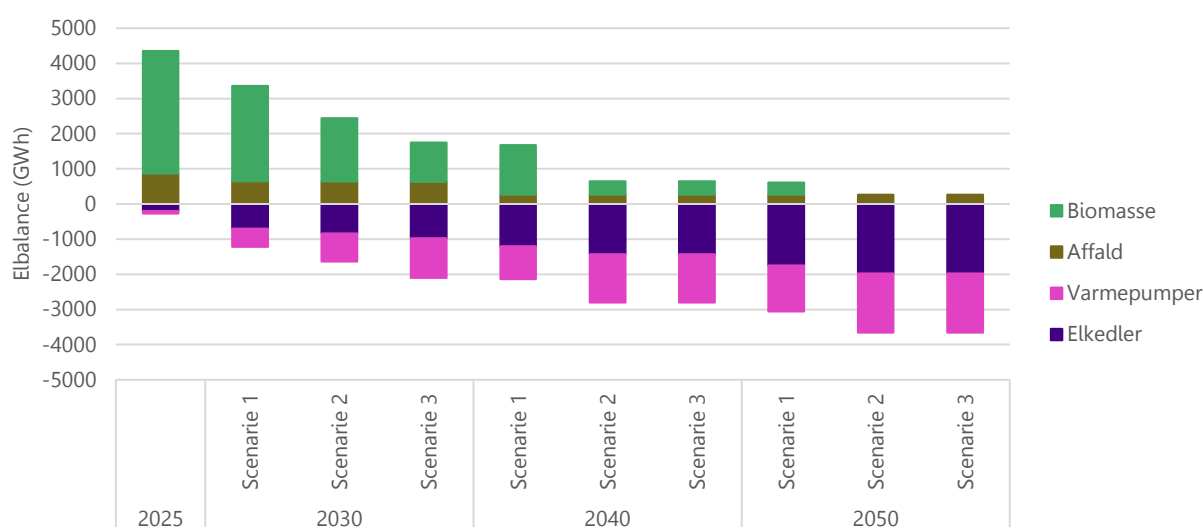
Hvis varmedforsyningen elektrificeres og store kraftvarmeverker lukkes, ændrer det væsentligt i det samspil, der er mellem el- og varmesystemerne. Elkapacitetsbalancen ses i Figur 20 for elkedler, varmepumper og kraftvarmeverker på tværs af de tre scenarier og på tværs af regionen. Det fremgår, at den nye elkapacitet til varmepumper er væsentligt mindre end elkapaciteten til nye elkedler, hvilket hænger sammen med, at varmepumper er betydeligt mere effektive end elkedler.

I 2025 står der i systemet omkring 1000 MW elkapacitet fordelt på 130 MW affaldsværker og knapt 900 MW biomassekraftvarmeverker. Affaldsværkernes elkapacitet falder til 98 MW i 2030 og 41 MW i 2040 i takt med at affaldsværkerne antages at få CCS. I scenarie 1 er elkapaciteten fra biomasse uforandret i 2030, mens den reduceres til 560 MW i scenarie 2 og 3 i takt med at blokkene på Amagerværket og Avedøreværket lukkes. I 2040 er den reduceret til tilsvarende i scenarie 1, mens der i scenarie 2 og 3 kun er 150 MW tilbage fra Amagerværkets blok 4. Den tilbageværende sidste blok antages at lukke før 2050 i scenarie 2 og 3, mens der i scenarie 1 stadig er 150 MW elkapacitet fra biomasse tilbage i systemet.



Figur 20. Elkapacitet til varmepumper og elkedler samt elproduktionskapacitet fra grundlastværker.

Som supplement til effektbalancen, viser Figur 21 elbalancen – selve de energimængder der bliver trukket og tilføjet nettet på årsbasis. Samlet set går fjernvarmesystemet fra at være nettoeksportør af godt 4 TWh el i 2025 til at være nettoimportør af 3,5 TWh i 2050 i scenarie 2 og 3. Elektrificeringen stiller altså væsentlige krav til udbygningen af elnettet og erstatning af den mistede elproduktionskapacitet fra biomasse. Det ses i Figur 21, at elforbruget til elkedler og varmepumper er nogenlunde ligeligt fordelt, hvilket afspejler, at varmepumperne er væsentligt mere effektive og har mere drift. Den fulde elkedelkapacitet vil formentlig kun være nødvendig i korte spidslastperioder, og de antages at blive tilsluttet med begrænset netadgang (om end udkoblingen af elkedlerne pga. pres på elnettet ikke er modelleret i denne analyse).



Figur 21. Elforbrug til varmepumper og elkedler samt elproduktion fra kraftvarmeværker.

Systemøkonomi

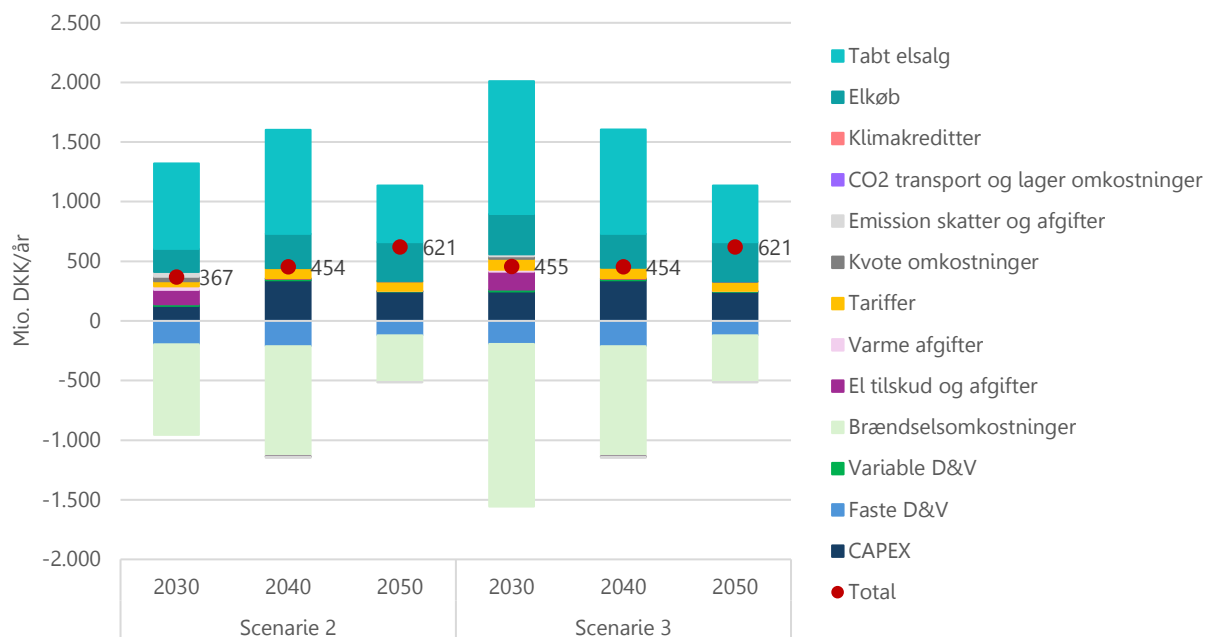
Forskel i årlig systemøkonomi i forhold til scenarie 1 er vist i figuren nedenfor. I systemøkonomien sammenregnes alle omkostninger til el- og varmeproduktion inkl. investeringer samt faste og variable driftsomkostninger- og indtægter. På elsidens er der indregnet udgifter og indtægter i elspotmarkedet, men ikke mulige indtægter fra systemydelse¹¹. Muligheder for indtjening fra systemydelser er behandlet i en særskilt baggrundsrapport, hvor markeder og indtjeningsmuligheder beskrives nærmere. Investeringer i eksisterende anlæg betragtes som sunk costs, og der er derfor ikke her taget stilling til, hvordan evt. restgæld i anlæg, der lukkes før tid, skal håndteres.

De årlige meromkostninger ved en fremskyndet reduktion af biomassevarmeproduktionen vises i Figur 22. De største forskelle består i besparelser af biomassebrændsel, højere elkøb til varmepumper/elkedler, tabt elsalg fra biomasseanlæg samt øgede investeringsomkostninger til nye anlæg. I scenarie 2 er méromkostningen godt 350 mio. kr./år i 2030 og 450 mio. kr./år i 2040 i forhold til scenarie 1. Denne meromkostning hænger sammen med en tidligere nedlukning af de store træpilleanlæg i hovedstadsområdet og nedlukning af mindre, biomassefyrede anlæg i de øvrige områder og erstatning med varmepumper. Det skal bemærkes, at ca. 200 mio. kr. af den forskel i omkostninger skyldes tabet af indtægter ved ren elproduktion ved nedlukning af Avedøreværkets blok 1. Dette anlæg modtager stadig elproduktionstilskud og har bl.a. derfor mulighed for en væsentlig indtjening i elmarkedet ved ren elproduktion. Den mistede indtjening vil være et tab for elproducenten, men vil ikke øge omkostninger til varmeproduktion. Hvis den mistede indtjening ved ren elproduktion ikke medtages, er méromkostningen i 2030 og 2040 ved scenarie 2 ift. scenarie 1 hhv. ca. 180 mio. kr./år og ca. 250 mio. kr./år.

I 2050 er omkostningerne i scenarie 2 væsentligt højere (ca. 620 mio. kr./år) end i scenarie 1. Dette skyldes, at man her lukker det ret billige anlæg AMV4 og erstatter med dyrere varmepumper.

I scenarie 3 øges omkostningerne med yderligere knapt 100 mio. kr. i 2030, men efter 2030 er der ingen væsentlig ændring ift. scenarie 2. Forøgelsen i 2030 skyldes, at der lægges begrænsninger på anvendelsen af de eksisterende biomasseanlæg, og driften skal så i stedet øges på anlæg, der har højere omkostninger. En samlet tabel med absolutte investeringsomkostninger er vedlagt som bilag. Samlet set skal der i scenarie 1 over perioden investeres i ca. 11 mia. kr. i elkedler og varmepumper udover de allerede planlagte investeringer. Dette tal stiger til 15 mia. kr. i scenarie 2 og 3.

¹¹ Som udgangspunkt kan det være svært at vurdere, om de mulige indtægter fra systemydelser er størst i et fjernvarmesystem med en stor andel af kraftvarme eller i fjernvarmesystem med stor andel af elkedler og varmepumper, da alle teknologier kan have gevinst ved at deltage i markederne for systemydelser.



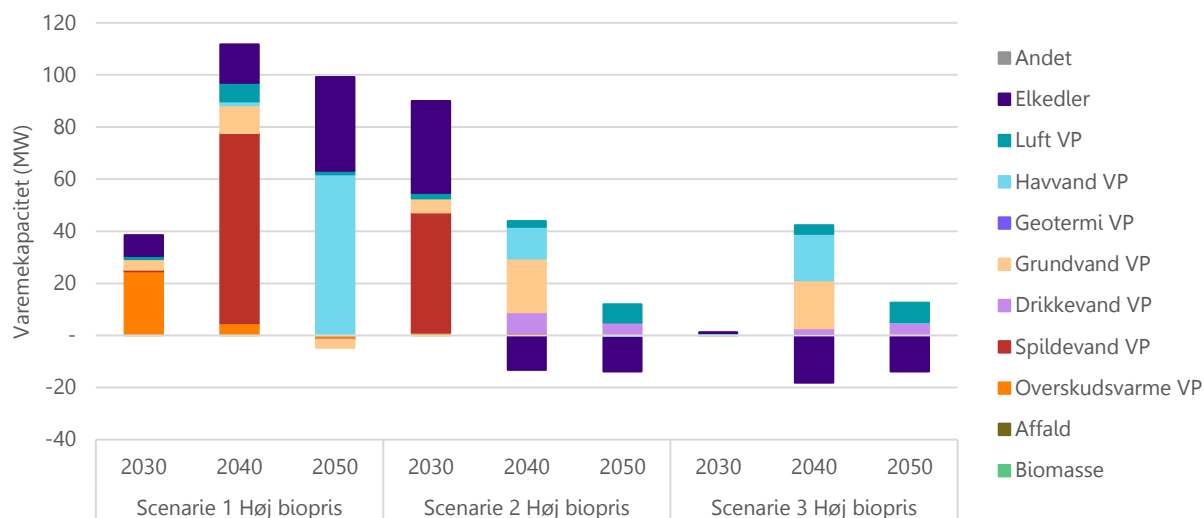
Figur 22. Systemøkonomiske forskelle i forhold til scenarie 1. Positive tal angiver meromkostninger.

8.2. Følsomhedsanalyser

Som tidligere nævnt er der gennemført følsomhedsanalyser for de tre scenarier med hhv. højere biomassepriser og lavere varmeproduktion fra affald. I scenariet med lavere varmeproduktion fra affald er det kun en del af affaldsforbrændingskapaciteten, som forudsættes udfaset, og dermed reduceres varmeproduktionskapaciteten for affald med ca. 200 MW.

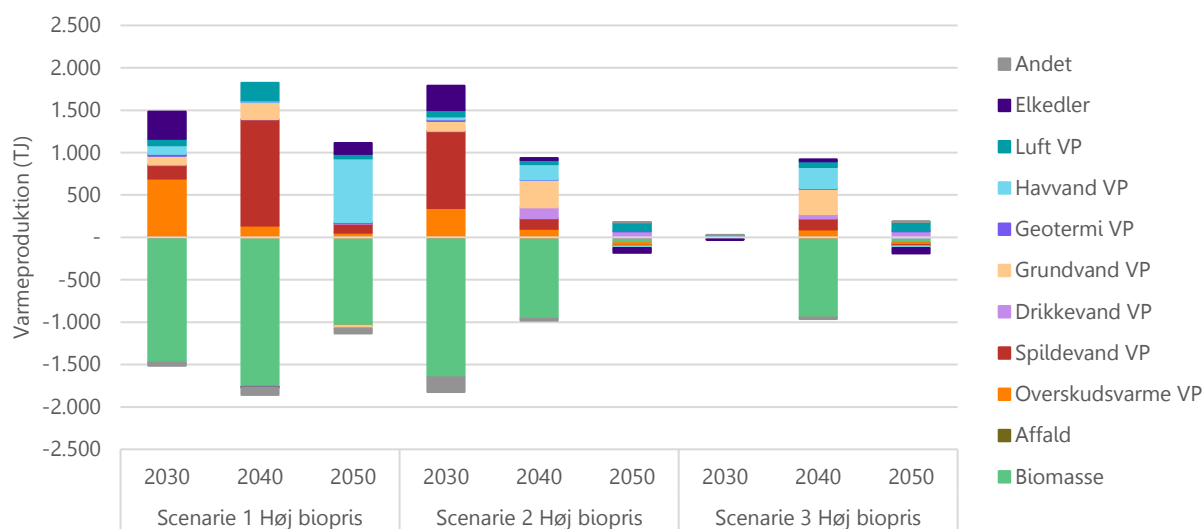
Højere biomassepriser

Det ses af Figur 23, at der ved højere biomassepriser installeres flere varmepumper og elkedler. Den største forskel er i scenarie 1, da dette scenarie er mest afhængigt af biomasse grundet den højere kapacitet. De nye varmepumper er særligt baseret på spildevand i 2040 som bygges ved Vigerslev/Amagerland og havvand i 2050 ved Amagerværket. I scenarie 2 og 3 bygges også flere varmepumper (ved Nordhavn) og elkedler, om end der i de senere år bygges lidt færre elkedler. Det kan skyldes, at nogle af de nye varmepumper fortrænger elkedler i enkelte timer.



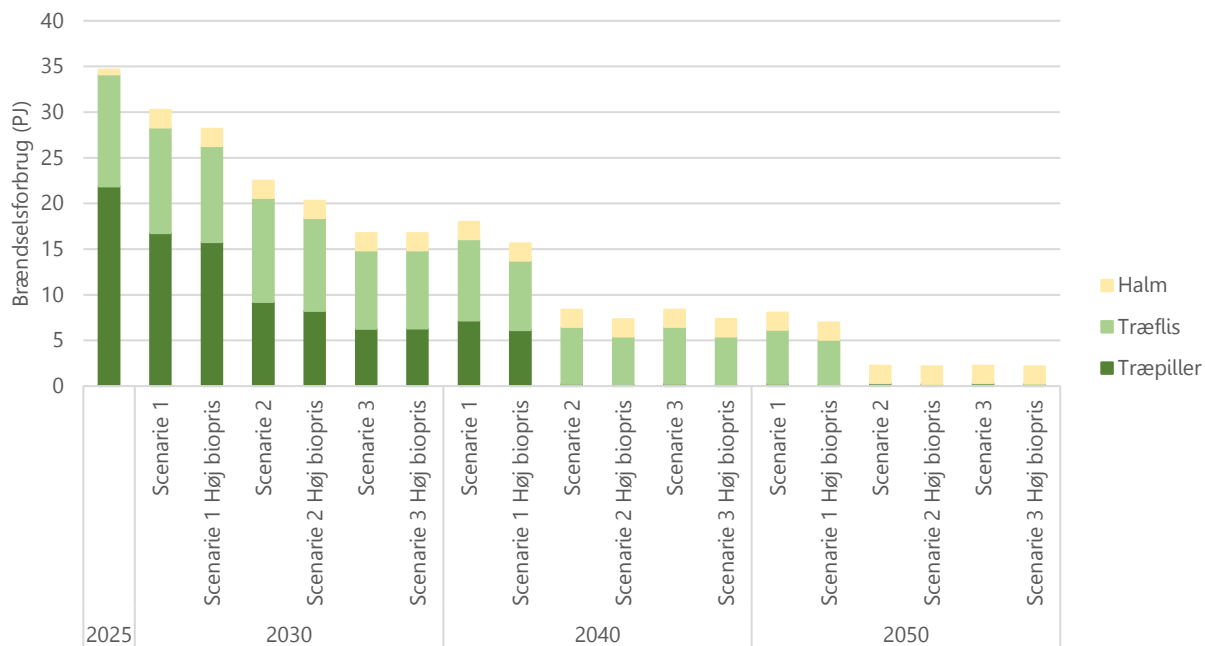
Figur 23. Forskel i installeret varmekapacitet ved høje biomassepriser relativt til grundscenariene.

Varmeproduktionen ses af Figur 27, hvor det ses, at højere biomassepriser kan fortrænge op mod 2 PJ varme fra biomasse (ud af en samlet varmeproduktion på ca. 48 PJ). På samme måde som set for varmekapaciteten, har højere biomassepriser størst indflydelse på scenarie 1, hvor varme fra spildevand erstatter drift på AVV2 og varme fra havvand fortrænger drift på AMV4. Højere biomassepriser har stort set ingen indflydelse på scenarie 3 i 2030, hvor biomassedriften allerede er begrænset. På samme måde er scenarie 2 og 3 næsten upåvirkede i 2050, hvor stort set al biomasse er udfaset.



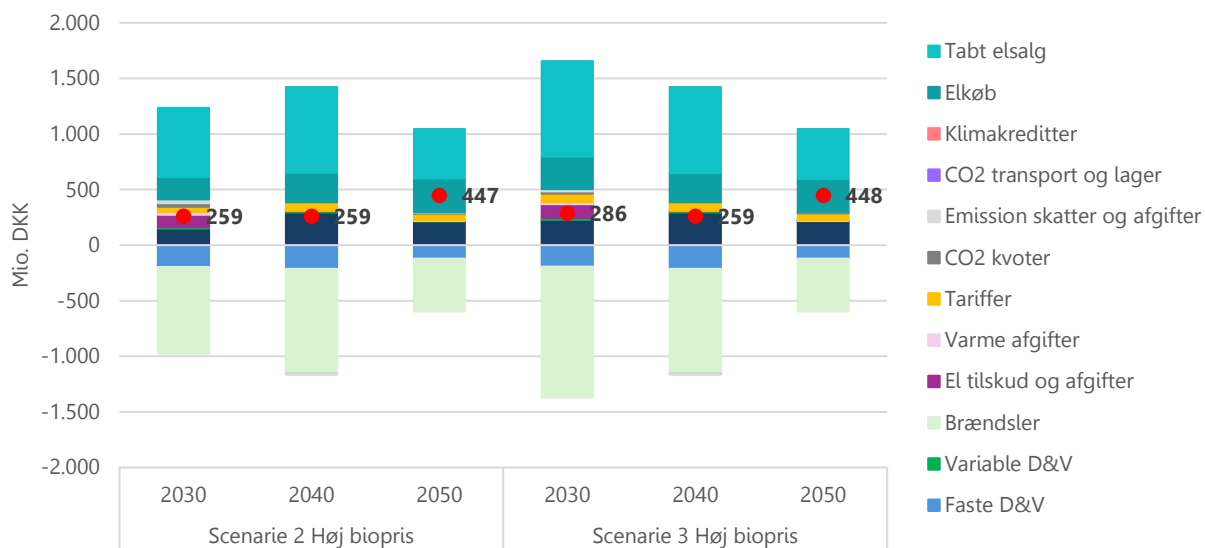
Figur 24. Forskel i varmeproduktion ved høje biomassepriser relativt til grundscenariene.

Figur 25 viser ændringer i biomasseforbruget ved højere biomassepriser. Forbruget i scenarie 1 og 2 falder lidt relativt til grundscenariene (særligt i de tidlige år), men det er ikke noget, der for alvor ændrer på de absolutte mængder. Scenarie 3 er mindst påvirket som konsekvens af, at biomasseforbruget allerede er relativt begrænset.



Figur 25. Biomasseforbrug ved høje biomassepriser.

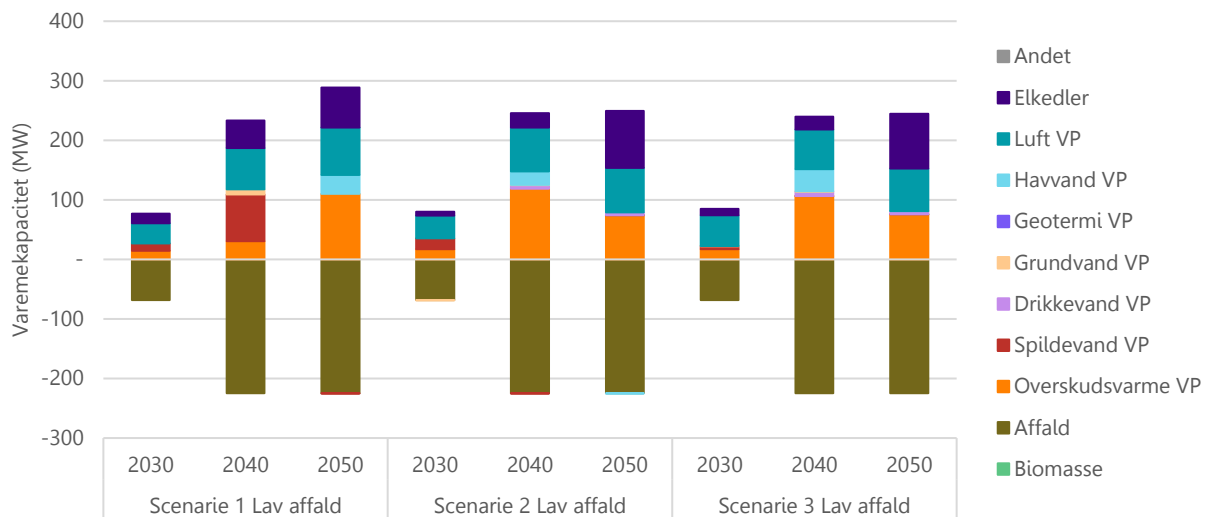
Højere biomassepriser reducerer samlet set meromkostningen ved scenarie 2 og 3 i forhold til scenarie 1, som det ses af Figur 26. Samtidig udlignes forskellen mellem scenarie 2 og 3, således at omkostningsforskellene er udjævnet allerede fra 2030.



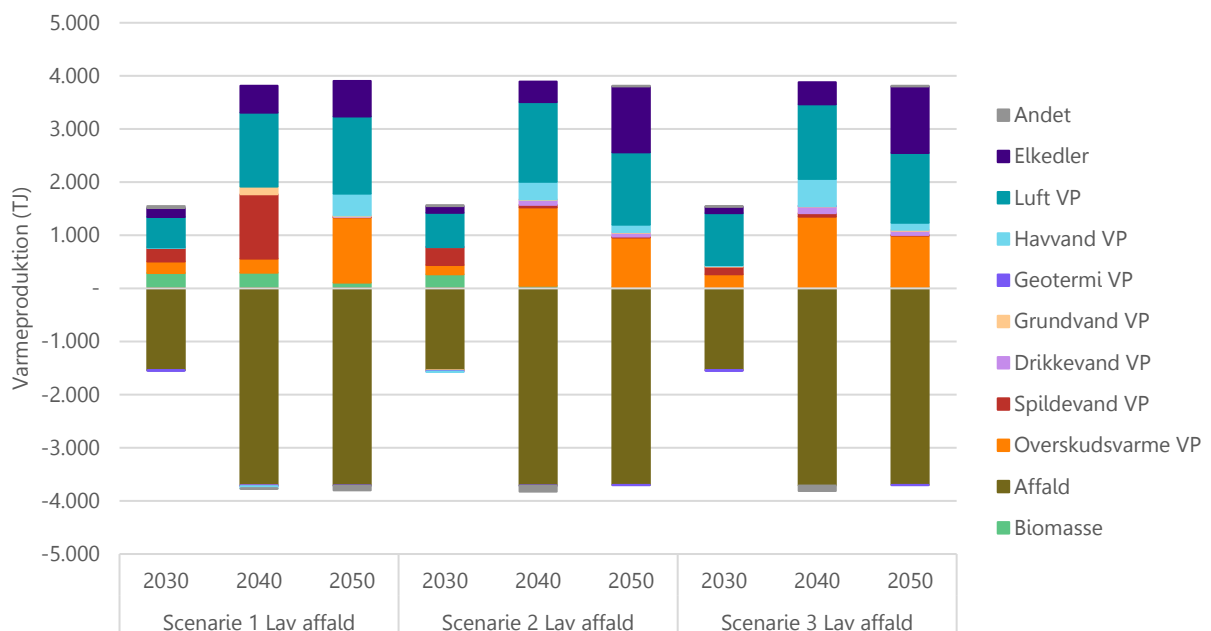
Figur 26. Forskel i systemøkonomi relativt til scenarie 1 ved høje biomassepriser.

Lavere affaldsvarme

Ved reduceret affaldskapacitet bygges der flere varmepumper og elkedler som set af Figur 27. Det gælder bl.a. spildevand ved Vigerslev og Amager og havvandsvarmepumper ved Amagerværket. Som direkte erstatning for den reducerede affaldskapacitet i lokalområdet bygges der flere luftvarmepumper ved Hørsholm, overskudsvarme i Ballerup og Høje Taastrup.



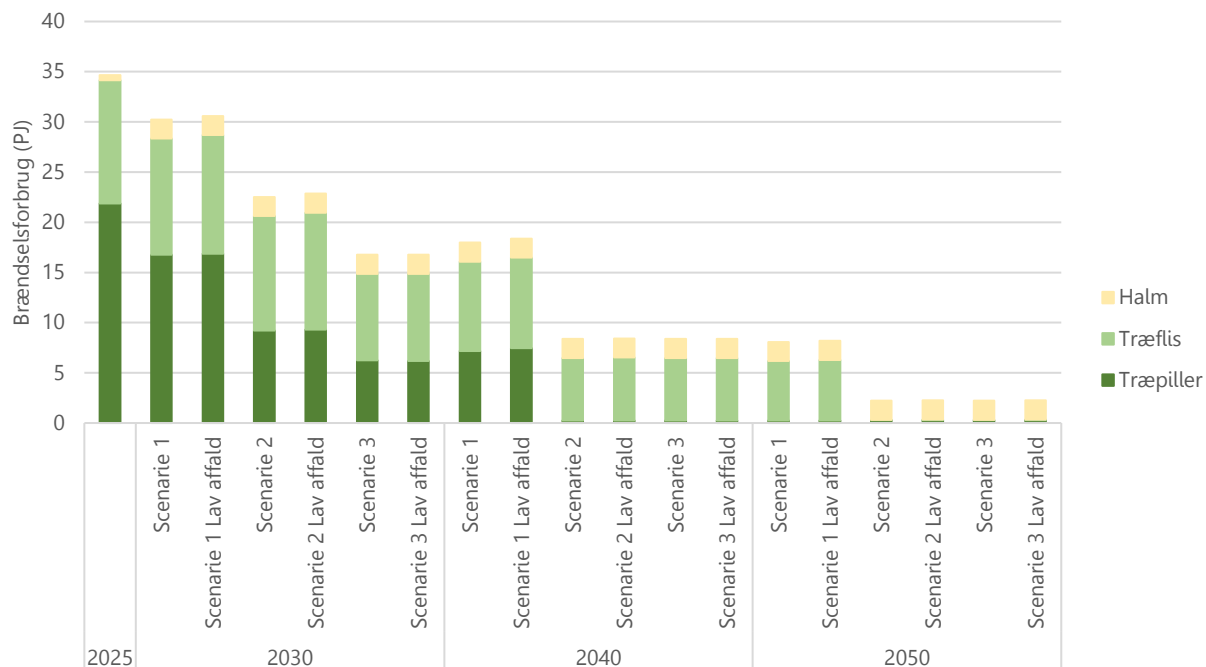
Figur 27. Forskel i installeret varmekapacitet ved lav affaldsvarme.



Figur 28. Forskel i varmeproduktion ved lav affaldsvarme.

Den tabte varmeproduktion fra affald er på ca. 1,5 PJ i 2030 og ca. 4 PJ i 2040 og 2050 som vist i Figur 28. Det modsvares særligt af varme fra luftvarmepumper, spildevand, overskudsvarme og elkedler.

Det ses tilsvarende af Figur 29, at biomasseforbruget er stort set upåvirket af den lavere affaldskapacitet, dog ses der tendens til et lidt højere biomasseforbrug i scenarie 1 og 2 i de tidlige år.



Figur 29. Biomasseforbrug ved lav affaldsvarme.

Bilag 1: Detaljerede scenarieresultater

Yderligere, detaljerede scenarieresultater er vist i bilaget.

Tabel 3. Nettoeksport af varme (TJ/år) i 2025. Negative tal angiver import.

	VEKS	CTR-HOFOR	VF	Hillerød	Norfors	Helsingør	EON	Total
VEKS		5731	-506					5225
CTR-HOFOR	-5731		-328					-6059
VF	506	328		63	-313		-145	439
Hillerød			-63					-63
Norfors			313			-126		187
Helsingør					126			126
EON			145					145

Tabel 4. Nettoeksport af varme (TJ/år) i 2040 i scenarie 2. Negative tal angiver import.

	VEKS	CTR-HOFOR	VF	Hillerød	Norfors	Helsingør	EON	Total
VEKS		2924	-1332					1592
CTR-HOFOR	-2924		-1062					-3986
VF	1332	1062		149	218		-145	2616
Hillerød			-149					-149
Norfors			-218			168		-50
Helsingør					-168			-168
EON			145					145

Tabel 5. Akkumulerede, samlede investeringer i ny varmekapacitet (MW). Indeholder både planlagte og modelinvesteringer.

Selskab	Scenarie	År	Elkedler	Luft	Over-skudsvarme	Spildevand	Havvand	Drikkevand	Grundvand	Geotermi
CTR-HOFOR	1	2030	235	32	11	35	65	5	12	0
		2040	235	32	55	35	65	5	12	0
		2050	235	32	55	135	100	38	58	0
	2	2030	235	32	55	46	65	5	12	0
		2040	235	32	55	135	113	28	37	0
		2050	447	32	55	135	269	38	58	0
	3	2030	235	32	55	135	65	5	12	0
		2040	240	32	55	135	99	36	37	0
		2050	448	32	55	135	269	38	58	0
VEKS	1	2030	300	0	125	11	0	0	0	0
		2040	349	0	170	22	0	0	9	0
		2050	434	64	177	34	7	5	35	0
	2	2030	306	0	165	22	0	0	0	0
		2040	456	54	172	34	7	0	34	0
		2050	461	89	220	34	7	0	35	0
	3	2030	360	7	170	28	1	0	14	0
		2040	468	48	172	33	6	0	34	0
		2050	470	83	218	34	7	0	35	0
VF	1	2030	189	19	78	19	0	0	0	26
		2040	221	19	125	19	0	0	0	26
		2050	271	12	140	19	0	0	8	26
	2	2030	189	26	136	19	0	0	8	26
		2040	244	26	137	19	0	0	8	26
		2050	276	19	137	19	0	0	8	26
	3	2030	193	41	137	19	0	0	8	26
		2040	233	41	137	19	0	0	8	26
		2050	267	29	137	19	0	0	8	26
Hillerød	1	2030	53	0	10	11	0	0	0	0
		2040	54	0	10	12	0	0	0	0
		2050	85	0	10	12	0	0	8	0
	2	2030	53	0	10	12	0	0	3	0
		2040	59	9	10	12	0	0	8	0
		2050	66	11	10	12	0	0	8	0
	3	2030	53	0	10	12	0	0	8	0
		2040	59	7	10	12	0	0	8	0
		2050	70	9	10	12	0	0	8	0
Norfors	1	2030	24	0	0	9	0	0	0	0
		2040	64	116	0	9	0	0	0	0
		2050	141	116	0	9	0	0	0	0
	2	2030	34	0	0	9	0	0	0	0
		2040	111	110	0	9	0	0	0	0
		2050	154	110	0	9	0	0	0	0
	3	2030	30	0	0	9	0	0	0	0
		2040	108	113	0	9	0	0	0	0
		2050	150	113	0	9	0	0	0	0

Selskab	Scenarie	År	Elkedler	Luft	Over- skudsvarme	Spildevand	Hav- vand	Drik- kevand	Grundvand	Geotermi
Helsingør	1	2030	30	0	0	0	0	0	0	0
		2040	32	9	0	17	0	1	2	0
		2050	114	9	0	17	0	1	2	0
	2	2030	33	0	0	1	0	0	0	0
		2040	71	24	0	17	0	1	2	0
		2050	77	31	0	17	0	1	2	0
	3	2030	35	0	0	13	0	0	0	0
		2040	75	21	0	17	0	1	2	0
		2050	83	28	0	17	0	1	2	0
Helsingør	1	2030	11	0	0	3	0	0	0	0
		2040	13	2	0	3	0	0	0	0
		2050	17	2	0	3	0	0	0	0
	2	2030	11	0	0	3	0	0	0	0
		2040	13	2	0	3	0	0	0	0
		2050	17	2	0	3	0	0	0	0
	3	2030	11	0	0	3	0	0	0	0
		2040	13	2	0	3	0	0	0	0
		2050	17	2	0	3	0	0	0	0
Frederiksværk	1	2030	30	12	3	0	0	0	0	0
		2040	30	12	3	0	0	0	0	0
		2050	30	0	8	4	0	0	0	0
	2	2030	30	12	3	0	0	0	0	0
		2040	30	12	6	0	0	0	0	0
		2050	30	0	8	4	0	0	0	0
	3	2030	30	12	3	0	0	0	0	0
		2040	30	12	6	0	0	0	0	0
		2050	30	0	8	4	0	0	0	0
EON	1	2030	10	0	16	3	0	0	0	0
		2040	10	0	16	3	0	0	0	0
		2050	10	0	16	3	0	0	0	0
	2	2030	10	0	16	3	0	0	0	0
		2040	10	1	16	3	0	0	0	0
		2050	10	1	16	3	0	0	0	0
	3	2030	10	0	16	3	0	0	0	0
		2040	10	0	16	3	0	0	0	0
		2050	10	0	16	3	0	0	0	0

Tabel 6. Samlede planlagte og modelinvesteringer i varmeakkumulatorer (MWh).

		VEKS	CTR-HOFOR	VF	Hillerød	Norfors	Helsingør	EON	Frederiks-værk	Helsingø
Scenarie 1	2030	540	2914	2180	0	0	0	0	0	0
	2040	1408	3754	3391	0	1322	0	0	0	23
	2050	3869	4954	4920	257	2729	1203	62	508	124
Scenarie 2	2030	360	2734	2222	0	36	0	0	0	0
	2040	1891	3754	3306	0	2036	456	0	174	23
	2050	4800	4954	6148	209	2664	649	109	508	124
Scenarie 3	2030	341	2144	2286	0	3	0	0	0	0
	2040	1885	3754	3293	0	2017	497	0	174	23
	2050	4800	4954	5886	216	2647	726	102	508	124

Tabel 7. Samlede planlagte og modelinvesteringer i damvarmelagre (MWh).

		VEKS	CTR-HOFOR	VF	Hillerød	Norfors	Helsingør	EON	Frederiks-værk	Helsingø
Scenarie 1	2030	45	0	0	0	0	0	0	0	0
	2040	568	0	640	0	2096	0	0	0	0
	2050	14593	0	10953	4569	10577	4703	0	0	0
Scenarie 2	2030	649	0	749	0	0	0	0	0	0
	2040	9768	0	7056	2222	4493	1442	0	0	0
	2050	22129	0	14631	3463	11523	4122	0	0	0
Scenarie 3	2030	822	0	1081	0	0	0	0	0	0
	2040	9786	0	6726	2218	4576	1422	0	0	0
	2050	22504	0	14451	3788	11302	4391	0	0	0

Tabel 8. Absolutte investeringer der skal foretages i hvert scenarieår (mio. kr.). Bemærk dette omfatter kun modelinvesteringer og ikke selskabernes egne planlagte investeringer.

		VEKS	CTR- HOFOR	VF	Hillerød	Norfors	Helsingør	EON	Frederiks- værk	Helsinge
Scenarie 1	2030	36	189	586	228	132	3	19	0	30
	2035	500	364	244	10	1389	334	0	0	17
	2040	283	98	321	1	149	2	0	0	4
	2045	1779	2456	579	56	108	0	0	41	7
	2050	288	39	187	227	333	318	4	82	8
Scenarie 2	2030	553	713	1317	274	147	22	19	0	30
	2035	1332	2140	195	59	1351	381	10	31	17
	2040	529	39	139	178	282	233	0	5	4
	2045	231	392	123	38	125	155	0	9	7
	2050	1362	1931	418	38	181	32	7	78	8
Scenarie 3	2030	999	1705	1521	328	140	154	19	0	30
	2035	878	994	177	3	1379	240	0	31	17
	2040	484	128	108	154	288	215	0	5	4
	2045	245	308	126	39	118	159	0	9	7
	2050	1338	2074	351	52	177	39	7	78	8

