

BILAGSRAPPORT

VEJLEDNING TIL

GRØN OMSTILLING

AF VARMEFORSYNINGEN

COHEAT 

D2.2 COHEAT Toolbox



**Finansieret af
Den Europæiske Union**



Projektet er:



Finansieret af
Den Europæiske Union



EU LIFE21-CET-PDA-COHEAT2

Udarbejdet af:

Dansk Fjernvarme



Merkurvej 7

6000 Kolding

T: 6039 1716

E-mail: mail@danskfjernvarme.dk

Web: <https://danskfjernvarme.dk/>

PlanEnergi



Jyllandsgade 1

9520 Skørping

T: 9682 0400

E-mail: planenergi@planenergi.dk

Web: www.planenergi.dk

Indhold

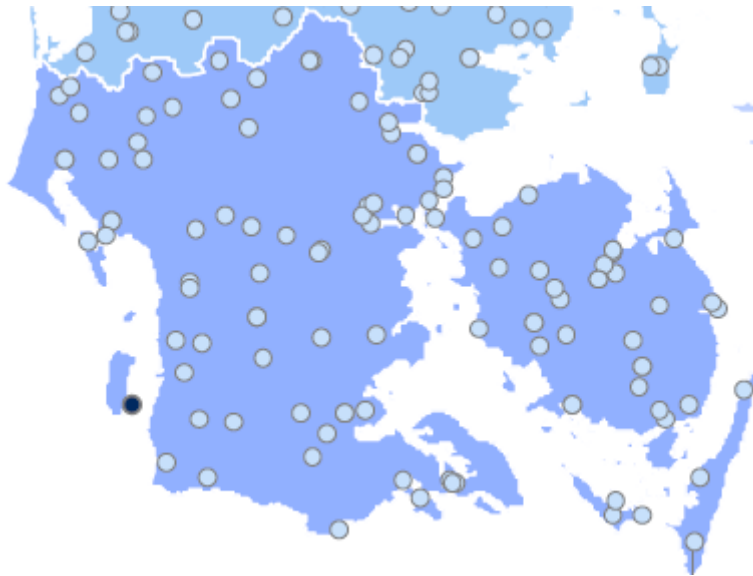
1	Indledning	4
1	Bilag A: Screeninger og vurdering af fjernvarmepotentiale	6
1.1	Metode	6
1.2	Forudsætninger	8
1.3	Undersøgte scenarier	9
1.4	Konsekvensberegninger	10
1.5	Vurderinger	11
2	Bilag B: Analyse af parametre	12
2.1	Kontrol af data	12
2.2	Rentabilitet, ledningslængde og varmetæthed	13
2.3	Tilslutningsprocent	17
2.4	Områdestørrelse – antal bygninger	20
2.5	Afstand til naboværk	21
2.6	Store varmekonsumenter	22
2.7	Økonomiske parametre	23
3	Bilag C: Varmeproduktion og varmedistribution	26
3.1	Fjernvarmesystemer kan opdeles i tre led. Produktion, distribution og forbrug	26
3.2	Varmeproduktion til fælles lokalvarme og Ø-varme	43
3.3	Varmeproduktion til termonet løsning med fælles brine og varmepumpe	43
3.4	Varmeproduktionen ved individuelle varmeløsninger	44

1 Indledning

Danmark er et af de få lande, der har en udbredelse af fjernvarme mere end 65 %, idet omkring 1,8 millioner husstande er tilsluttet fjernvarme, hovedsageligt i byområder. Samtidig er et stort antal offentlige bygninger og erhvervsvirksomheder også tilsluttet fjernvarme. Der er omkring 400 fjernvarmeselskaber i Danmark, som alle er organiseret under COHEAT projektpartneren *Dansk Fjernvarme*. De fleste fjernvarmeselskaber (340 stk.) er almennyttige kooperativer, der ejes af forbrugerne. Omkring 50 fjernvarmeselskaber er aktieselskaber, som er ejet af kommunerne.

Det danske mål er, at alle former for opvarmning skal være CO₂-neutrale i 2030. Fjernvarmesektoren er således nødt til at indstille brugen af fossile brændsler og implementere vedvarende energikilder i den nærmeste fremtid. Desuden er der i dag stadig ca. 500.000 boliger i Danmark, som er opvarmet fra oliefyr, naturgasfyr, biomassefyr og/eller brændeovne. Ud over de boliger som opvarmes med fossile energikilder, er der et stort antal offentlige bygninger (skoler, biblioteker, sportsfaciliteter, kontorer og andre) og private erhvervsbygninger (gårde, SMV'er osv.), som opvarmes med naturgas.

I Region Syddanmark findes der 109 fjernvarmeselskaber¹, se Figur 1, som forsyner en stor del af bygningerne med fjernvarme. Der er dog også ca. 20.000 husstande, der opvarmes med olie og ca. 79.000 husstande, der opvarmes med naturgas. For at disse husstande kan eliminere deres fossilbaserede energiforsyning, kræves der en fælles indsats. I overensstemmelse med den regionale klimastrategi og de nationale klimamål, skal alle disse private og offentligt ejede bygninger omstilles til fossilfri energikilder i det, der kan ses som en grøn omstilling af varmeforsyningen i Danmark.



Figur 1: Placering af fjernvarmeværker i Region Syddanmark (Kilde: Dansk Fjernvarme)

¹ Fjernvarmen nr. 5 – maj 2015, Dansk Fjernvarme

Det overordnede mål med COHEAT i Region Syddanmark og dens 22 kommuner er at demonstrere, hvordan konkrete investeringer i energirenovering af boliger, omstilling til 100 % grøn varmforsyning og CO₂-reduktioner på 70 % frem mod 2030 kan accelereres og implementeres gennem nye forretnings-, teknologi- og replikationsmodeller organiseret i subregionale projektudviklingsenheder (PDU).

COHEAT har til formål at hjælpe kommunerne med at leve op til deres forpligtelse til at sikre den grønne omstilling af opvarmning af bygninger og husholdninger, der i dag ikke er tilsluttet fjernvarmenettet.

Knap 100.000 huse og bygninger i Region Syddanmark skal skifte varmekilde inden 2030. Projektet fokuserer på individuelle varmepumper, lokal opvarmning, hvor flere bygninger forenes i et mindre lokalt varmesystem, samt ved tilkobling til nye eller eksisterende fjernvarmenet. Dette vil blive kombineret med energirenovering af bygninger, så omstillingen til grøn opvarmning også sker via energieffektiviseringer.

En lokal kommunal varmeplanlægningsproces vil sikre, at de relevante løsninger er skræddersyede til lokalsamfundets kontekst og forbundet med eksisterende SECAP².

Formålet med denne vejledning er at være en hjælp til kommunale varmeplanlæggere til at identificere områder med større varmebehov, der kan udlægges til fjernvarme og hvordan processen kan tilrettelægges for etablering af ny fjernvarme. I forskellige områder, også i områder hvor fjernvarme ikke umiddelbart er en rentabel løsning, kan denne vejledning anvendes til at beskrive en række løsninger for fælles varmforsyninger og i hvilke områder og i hvilke situationer de især er anvendelige. Vejledningen består af tre delrapporter, hvor Delrapport 1 har til formål at give et overblik over varmpotentialet i kommunerne, Delrapport 2 er mere dybdegående og slutteligt indeholder Delrapport 3 bilag.

² SECAP = Sustainable Energy and Climate Action Plan = handlingsplan for bæredygtig energi og klima

1 Bilag A: Screeninger og vurdering af fjernvarmepotentiale

Indledende er der foretaget en række screeninger af landsbyer for at vurdere deres fjernvarmepotentiale. Fjernvarme kræver både et vist varmegrundlag og varmetæthed for at være en rentabel og økonomisk robust løsning.

For at kunne lave analyser på potentialer for fjernvarme i nye områder, er der benyttet en lang række forudsætninger for investeringer, levetid, afskrivninger, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger samt energipriser og afgifter. Dette gælder både ved fjernvarmeproduktion og for varme-produktion på individuelle anlæg.

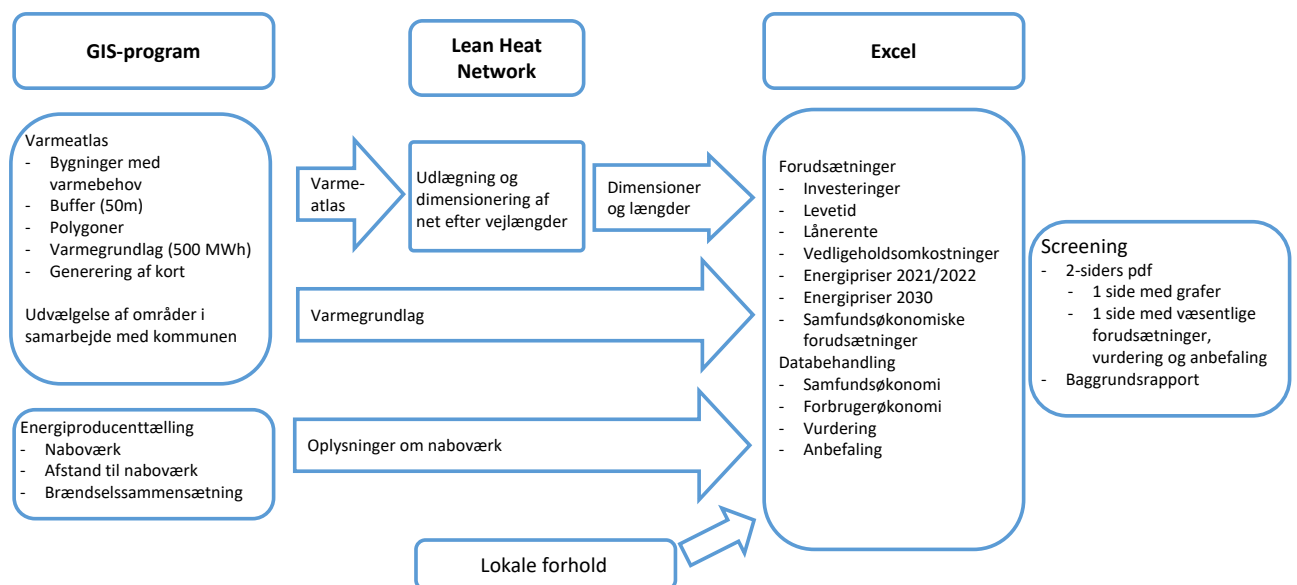
Investeringer og levetider på fjernvarmeanlæg er baseret på priser fra den nyeste udgave af Teknologikataloget, der er udgivet af Energistyrelsen. Ledningspriserne er holdt op imod og tilpasset efter PlanEnergis egne erfaringer på sådanne anlæg. Ligeledes er investeringer i individuelle varmeproduktionsteknologier baseret på tal fra Energistyrelsens nyeste Teknologikataloget. Det betyder dog, at omkostninger samt investeringer i de aktuelle anlæg kan vise sig at være både højere eller lavere ved en realisering, ligesom renteniveauer på finansiering kan afvige.

Der er for hvert område lavet beregninger for forbrugerøkonomi samt en vejledende samfundsøkonomi på de forskellige scenarier for opvarmning. Det er på baggrund af ovenstående derfor vigtigt at understrege, at disse resultater er baseret på de givne forudsætninger og at f.eks. forbrugerøkonomi ikke kun afhænger af forudsætninger, men også af det aktuelle varmeforbrug ved realisering af projekterne. Derudover er der ikke indregnet eventuelle tilskudspuljer fra Energistyrelsen.

Metoden er nærmere beskrevet i det følgende.

1.1 Metode

Figur 2 viser en illustration af den overordnede metode og hvilke data, der benyttes som videre input.



Figur 2: Oversigt over metode og anvendte forudsætninger

GIS (Geografisk Informationssystem) benyttes til finde bygninger med varmebehov i et område på baggrund af Varmeatlas udviklet af Aalborg Universitet. Ud fra det samlede Varmeatlas, hvor alle bygninger fra BBR indgår, sorteres bygninger uden varmebehov fra. De resterende bygninger tilføjes en bufferzone på 50 meter. Såfremt en bufferzone har kontakt med en anden bufferzone, bliver de lagt sammen. På den måde kan områder med bygninger med under 100 meter mellem sig, samles til ét samlet område. Herefter sorteres områder med et varmebehov på under 500 MWh/år fra, da de ikke vil være aktuelle for ny fjernvarme eller andre fælles varmeløsninger. 500 MWh/år er dog et lavt niveau i forhold til at have potentiale for fjernvarme, men grænsen er sat lavt, således to områder, som ligger mindre end 100 meter fra hinanden herefter kan lægges sammen og områder på den måde ikke udelades, da de også kan ligge tæt på eksisterende fjernvarme.

De registrerede opvarmningsformer i Varmeatlas stammer således fra BBR, hvor bygningsejerne selv har ansvar for at oplysningerne opdateres og er korrekte. Der kan på den baggrund være afvigelser fra de aktuelle individuelle forsyningsformer, ligesom der kan være fejl i data. I øjeblikket skifter mange boliger opvarmningsform typisk fra olie eller naturgas til fjernvarme eller varmepumpe. Der forventes derfor en overrepræsentation af oliefyr og naturgasfyr i Varmeatlas, grundet den beskrevne forsinkelse i opdatering, samt at det seneste Varmeatlas er baseret på data fra august 2022. Det skal bemærkes, at bygninger, der skifter til varmepumper, skal være registret med elektricitet som opvarmningsmiddel i BBR, for at kunne opnå den lavere elvarmeafgift – bygningsejere har således kun et økonomiske incitament til at registrere ændringer ved skift til elektricitet som opvarmningsmiddel. Erfaringer fra brugen af Varmeatlas viser dog, at Varmeatlas for større områder i langt de fleste tilfælde giver et retvisende billede. Samtidig vurderes Varmeatlas at være det bedste datagrundlag, der p.t. er tilgængeligt, hvorfor det benyttes i screeningerne.

Dette giver en potentialescreening med tilhørende potentialeliste med angivelse af hvert område ift. antal opvarmede bygninger, samlet varmebehov og opvarmet areal. Denne liste er efterfølgende gennemgået med kommunen og de mindste områder er sorteret fra f.eks. områder med under 50 bygninger, hvis de ikke ligger umiddelbart op ad eksisterende fjernvarme. I nogle af de identificerede områder kan der være projektforslag på vej. Af tilbageværende områder udvælges en række områder, der screenes for at vurdere, om de har potentiale for fjernvarme.

På baggrund af data fra Energistyrelsens Energiproducenttælling er brændselssammensætningen for nærmeste naboværket estimeret, mens ledningslængden på transmissionsledning til naboværket er opmålt i GIS og primært følger vejnettet. I nabobyen med fjernvarme er transmissionsledningen trukket ind til nærmeste store vejkryds, da der som oftest ikke vil være tilstrækkelig kapacitet til rådighed i ledningsnettet i udkanten af forsyningsområdet. Dette er en forudsætning, der kan være forkert, da forsyning af en ny by kan betyde, at der skal laves opdimensionering endnu længere tilbage i det eksisterende fjernvarmenet end forudsat.

Dimensionering af nye fjernvarmeledningsnet er foretaget i Leanheat Network på baggrund af varmebehov fra Varmeatlas, hvorefter oplysninger om dimensioner og ledningslængder sammen med oplysninger om opvarmningsform, antal, varmebehov og opvarmet areal fra Varmeatlas via GIS er anvendt i Excel til beregningen af forbruger- og samfundsøkonomi.

1.2 Forudsætninger

De væsentligste forudsætninger er gennemgået herunder.

Energipriser

Der er regnet på to nedslagsår hhv. 2021/2022 og 2030, da den seneste tid har vist, at energipriserne kan variere meget samtidig med, at der regnes på varmeløsninger, som har en lang levetid og derfor også vil påvirkes af energipriserne i 2030.

Tariffer

Der er anvendt elnettatariffer gældende for N1's område per 1. januar 2023. For individuelle varmpumper er anvendt tariffer for C-time, mens der for varmpumper til lokal fjernvarmeproduktion er anvendt tariffer for B-lav. Kun at anvende tariffer fra N1 for alle screeninger er en forsimpning, dog dækker N1 et meget stort netområde i Jylland og deres tariffer vurderes til at give et retvisende billede af gældende tariffer.

Drift og vedligehold

Omkostninger til drift og vedligehold for varmeproduktion er baseret på Energistyrelsens seneste Teknologikataloger for de pågældende varmeproduktionsenheder for både individuelle teknologier og for enheder til produktion af fjernvarme. Omkostningerne er differentieret i forhold til kapacitet.

Afgifter

Der benyttes afgiftssatser for 2023 i alle beregningerne.

Investeringer

Investeringerne tager udgangspunkt i Energistyrelsens Teknologikatalog for individuelle anlæg for de individuelle løsninger. Eksempelvis er der benyttet en investering på 102.000 kr. ekskl. moms til individuelle luft-vand varmpumper til almindelige boliger, som dog er inklusive den prisudvikling, som er observeret siden priserne blev indsamlet til teknologikataloget jf. notatet 'Prisudvikling for luft-vand varmpumper til enfamiliehuse' udarbejdet af Ea Energianalyse i maj 2022. Til fjernvarmeunits er benyttet en investering på 16.000 kr. ekskl. moms per styk. For luft/vand-varmpumper til fjernvarme er der indført en prisdifferentiering, hvor der for varmpumper op til 1 MW er anvendt investeringspriser fra Teknologikataloget og for varmpumper over 1 MW op til 4 MW er anvendt erfaringstal. Prisen falder således til fra 9,93 mio. kr. ved 1 MW til 7,10 mio. kr. ved 4 MW.

Investeringen i fjernvarmeledninger er baseret på erfaringspriser hos PlanEnergi. Priserne afhænger af dimensionerne på ledningerne og varierer fra ca. 2.000 kr./m for dimensionen Ø26 til ca. 4.500 kr./m for Ø219 i befæstet areal. Stikledninger er forsimplet sat til 1.500 kr./m, hvor data fra LeanHeat bruges til at beregne den totale længde af stikledninger i området. Transmissionsledningernes dimension er ikke beregnet, men investeringen er fastsat til 3.500 kr./m, hvilket også er en forsimpning, men vurderet retvisende for etablering i ubefæstet areal.

Alle investeringer i beregningerne er angivet eksklusive moms.

1.3 Undersøgte scenarier

Følgende alternativer er undersøgt:

- Varme fra lokal fjernvarmeproduktion (Ø-fjernvarme)
- Varmepumpe samt spids- og reservelastkedel på gas eller el
- Varme via transmissionsledning fra naboværk
- Termonet
- Individuelle varmforsyninger med luft/vand-varmepumpe og træpillefyr

Derefter er der regnet på forskellige scenarier indenfor alternativer, hvorved der kan gives et billede af udfaldsrummet for alternativerne.

Fjernvarmeforsyning ved lokal produktion forudsættes at være en luft/vand-varmepumpe, der dækker 95 % af varmebehovet, mens en el- eller gaskedel dækker de resterende 5 % og fungerer som spids- og reservelastkedel. Derudover er der investeret i en mindre akkumuleringstank.

Varmeomkostningen for fjernvarme via en transmissionsledning er baseret på omkostningerne for etablering af transmissionsledning foruden distributionsnet, samt produktionsomkostninger hos det nærmeste eksisterende fjernvarmewærk. Produktionsomkostningerne er baseret på estimerede brændselsomkostninger ud fra den nuværende gennemsnitlige brændselsfordeling. Dette er en forsimpning, hvor kapacitetsbegrænsninger og begrænsninger grundet fuldt udnyttede anlæg ikke medtages.

Med hensyn til termonet er de i screeningerne medtaget som individuelle varmepumper med fælles jordvarmeslager, der placeres i vejareal med samme tracé som fjernvarmealternativet samt i ubefæstet areal (mark), så varmeoptaget bliver stort nok.

For de udvalgte potentielle områder er der regnet på følgende scenarier:

Fælles varmeløsninger:

- Scenarie 1: Fjernvarme med lokal varmeproduktion, 100 % tilslutning
- Scenarie 2: Fjernvarme med lokal varmeproduktion, 80 % tilslutning
- Scenarie 3: Fjernvarme med lokal varmeproduktion, XY % tilslutning
- Scenarie 4: Fjernvarme med transmissionsledning til nabo værk, 100 % tilslutning.
- Scenarie 5: Fjernvarme med transmissionsledning til nabo værk, 80 % tilslutning
- Scenarie 6: Fjernvarme med transmissionsledning til nabo værk, XY % tilslutning
- Scenarie 7: Termonet med individuel varmepumpe og fælles jordvarme, 100 % tilslutning

Individuelle løsninger:

- Scenarie 8: Individuel luft/vand varmepumpe
- Scenarie 9: Individuelt træpillefyr

XY er konvertering af 100 % af bygningerne opvarmet med naturgas eller olie og 50 % af bygningerne opvarmet med biomasse.

1.4 Konsekvensberegninger

For alle potentielle fjernvarmeområder er der udført beregninger på konsekvenserne af projektet for:

- Forbrugerøkonomi
- Samfundsøkonomi

Screeningerne giver en indikation af potentialet for fjernvarme i de analyserede områder. For de områder, hvor der ikke er vurderet at være potentiale for fjernvarme, er der ikke undersøgt om området er egnet til individuel forsyning med hensyn til, om der er kapacitet i elnettet til et øget effektbehov fra individuelle varmepumper.

Forbrugerøkonomi

Forbrugerøkonomien er beregnet ud fra et gennemsnitshus i det pågældende område, og er således baseret på de bygninger, der er med i området. Dette er gjort, da det giver et mere retvisende billede af varmeomkostningerne og deres indbyrdes konkurrenceforhold i forhold til det gennemsnitlige varmebehov. Jo større varmebehov, jo mere konkurrencedygtig er individuelle varmepumper i forhold til fjernvarmeløsninger, da der er en stor investering, der skal forrentes. Derfor er scenarierne et bud på varmeløsningernes konkurrenceforhold, men der kan være variationer bygningerne i mellem, som vil ændre på konkurrenceforholdene.

Forbrugerøkonomien er således et estimat på de omkostninger, der vil være ved at forsyne bygningerne, baseret på nogle forsimplede forudsætninger. Der er ikke for de eksisterende naboværker indregnet omkostninger til ny kapacitet, da det ville have krævet en større energimodellering og analyse af de pågældende fjernvarmeværker. Er ny kapacitet påkrævet, vil det fordyre scenarierne med varme fra naboværket. Ligeledes kan der være begrænsninger på ledig kapacitet på anlæggene, som der ikke bliver taget højde for i screeningerne.

Samfundsøkonomi

Ved beregning af de vejledende samfundsøkonomiske konsekvenser betragtes rentabiliteten i scenarierne, set fra samfundets side, i forhold til referencedrift med individuel opvarmning. Resultaterne er vejledende, da de baserer sig på estimerede brændselsforbrug, og investeringerne ikke er optimerede i forhold til det enkelte område. De giver således en indikation på, om scenarierne for områderne kan opfylde kravet om at være det samfundsøkonomisk mest fordelagtige scenarie.

De vejledende samfundsøkonomiske beregninger antager, at alle får en ny varmeforsyning i 2023. For de scenarier, hvor løsningen ikke omfatter alle bygninger, f.eks. hvor 80 % tilsluttes fjernvarmen, er det antaget, at de resterende opvarmes med individuelle varmepumper.

De samfundsøkonomiske konsekvensberegninger er udarbejdet i henhold til Energistyrelsens 'Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet' dateret juli 2021, samt Energistyrelsens 'Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner' dateret februar 2022.

1.5 Vurderinger

På baggrund af konsekvensberegningerne og evt. andre relevante parametre er områderne kvalitativt vurderet i en af følgende kategorier:

- Fjernvarmepotentiale
- Måske fjernvarmepotentiale
- Ikke fjernvarmepotentiale

Forbrugerøkonomien har været vægtet tungt i vurderingerne. Det der især har haft betydning for forbrugerøkonomien, er forrentningen af de nødvendige investeringer samt tilslutningsprocenten. I vurderingen er der ud over rentabiliteten i en løsning også kigget på den økonomiske robusthed i løsningen, hvorved områder, hvor rentabiliteten er stærkt knyttet til tilslutningsprocenten, er vurderet til at have et lavere potentiale for fjernvarme. En stor afhængighed af få forbrugere kan også have givet en lavere vurdering af potentialet for fjernvarme.

2 Bilag B: Analyse af parametre

Analysen er foretaget på baggrund af 170 screeninger, der er udført i første halvdel af 2023. Screeningerne har primært været anvendt til at vurdere potentialet for fjernvarme i forskellige områder og er nærmere beskrevet i bilag A. Der kan være forskellige grunde til, at en by er vurderet uegnet til fjernvarme og det er ikke muligt i dataanalysen at se hvilke parametre, der har været udslagsgivende for den enkelte vurdering.

I analysen er anvendt data fra Varmeatlas for:

- Antal bygninger i området
- Det samlede varmebehov i området
- Det samlede opvarmede areal i området
- Forsyningsform
- De største forbrugere

For alle områderne er der dimensioneret et ledningsnet, der har givet oplysninger om:

- Længde på distributionsnet
- Længde på stikledninger

Derudover er der indlagt data for:

- Længde til nærmeste eksisterende fjernvarmeforsyning

Data for de enkelte områder er i forbindelse med analysen suppleret med følgende GIS-data:

- Områdets areal
- Den samlede vejlængde i området

Screeningerne er vurderet i tre kategorier, som manuelt er lagt ind i databasen:

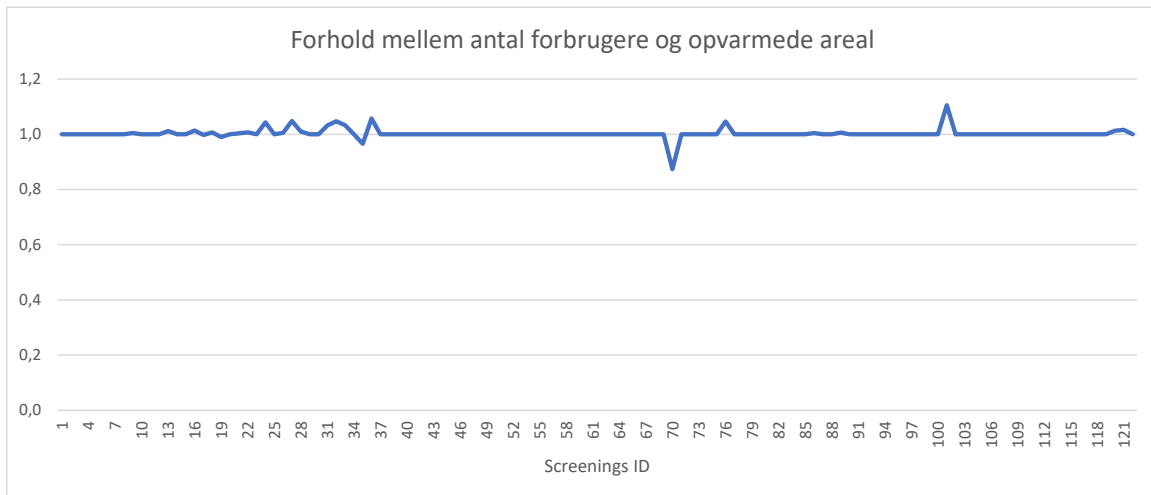
- Fjernvarmepotentiale
- Måske fjernvarmepotentiale
- Ikke fjernvarmepotentiale

Ved vurderingen er der især lagt vægt på forbrugerøkonomien, som er sammenfaldende med forrentning af investeringer samt varmetab og forventet tilslutning, da disse har stor indflydelse på forbrugerøkonomien og dermed om fjernvarme er en rentabel mulighed i forhold til individuelle løsninger. Derudover er der indtænkt, om et område er for sårbart enten på grund af få store forbrugere eller for få forbrugere til at bære de faste omkostninger. En række områder er vurderet til måske at have fjernvarmepotentiale, da det ikke på screeningsniveau har været muligt at have alle parametre belyst tilstrækkeligt præcist.

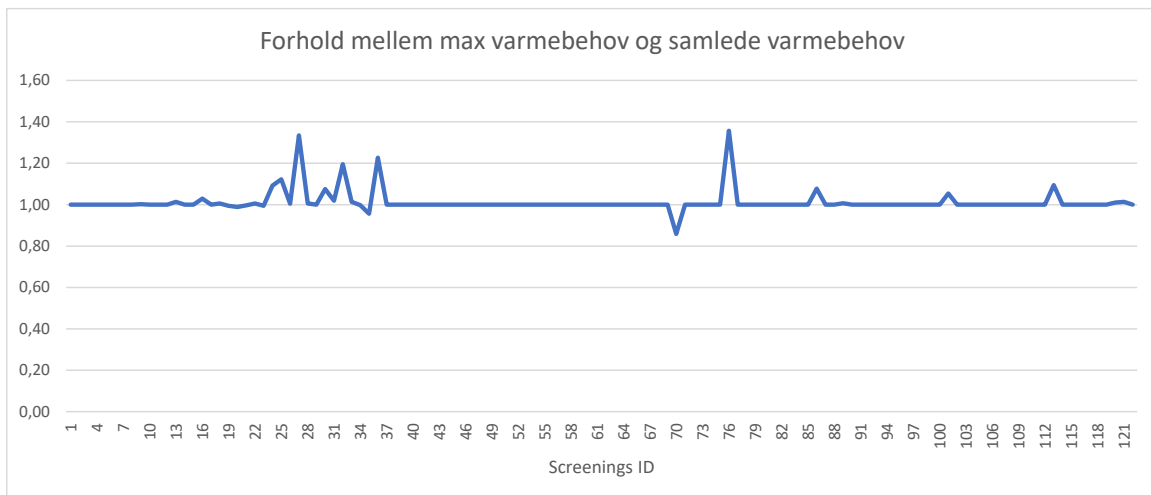
2.1 Kontrol af data

For at sikre en tilfredsstillende datakvalitet er der lavet en kontrol af data fra screeningerne med de efterfølgende data fra GIS-databasen. Derfor er antal bygninger og samlet varmebehov trukket i GIS sammen med datasættene for områdeareal og vejlængder, som så er sammenholdt med data hentet fra screeningerne. Optimalt set skal alle datapunkter have værdien 1 – men

som det fremgår af nedenstående figurer, kan der være afvigelser. Det kan skyldes tilretninger i screeningerne, hvor f.eks. en bygning på den anden side af en jernbane manuelt er frasorteret. Ligeledes kan virksomheder være sorteret fra for at belyse afhængigheden af én storforbruger. Enkelte områder har været håndteret anderledes, hvor afgrænsningen er lavet manuelt. Figur 3 og Figur 4 viser datakollationen, som vurderes at være tilfredsstillende.



Figur 3: Datakontrol af antal forbrugere i screening og GIS-databasen.



Figur 4: Datakontrol af varmebehov i screening og GIS-databasen.

2.2 Rentabilitet, ledningslængde og varmetæthed

Der ses en sammenhæng mellem investeringer i især ledningsnet og vurderingen af, om områder er egnet til fjernvarmeforsyning. Det skyldes, at jo længere ledningsnet per bygning, jo større investering skal den enkelte bygning forrente. En del mindre byer er vurderet "ikke egnet til fjernvarme" på grund af deres størrelse og risiko for, at varmegrundlaget på sigt ikke kan opretholdes. De mindre byer kan også være vurderet "ikke egnet til fjernvarme", da der kan være en stor forekomst af bygninger opvarmet med varmepumper og elvarme i et område og området derfor ikke er vurderet til at have fjernvarmepotentiale. Tabel 1 viser de gennemsnitlige ledningslængder for de tre vurderingskategorier. Der ses en sammenhæng mellem ledningslængder for distributions-

og transmissionsledninger og vurderingen af fjernvarmepotentiale, mens stikledninger ikke varierer i samme grad. Det er ikke muligt i vurderingerne at se, om det er en lokal fjernvarmeløsning eller forsyning via en transmissionsledning, der giver vurderingen, at området har potentiale til fjernvarme. For en række områder kan begge muligheder være interessante at undersøge nærmere.

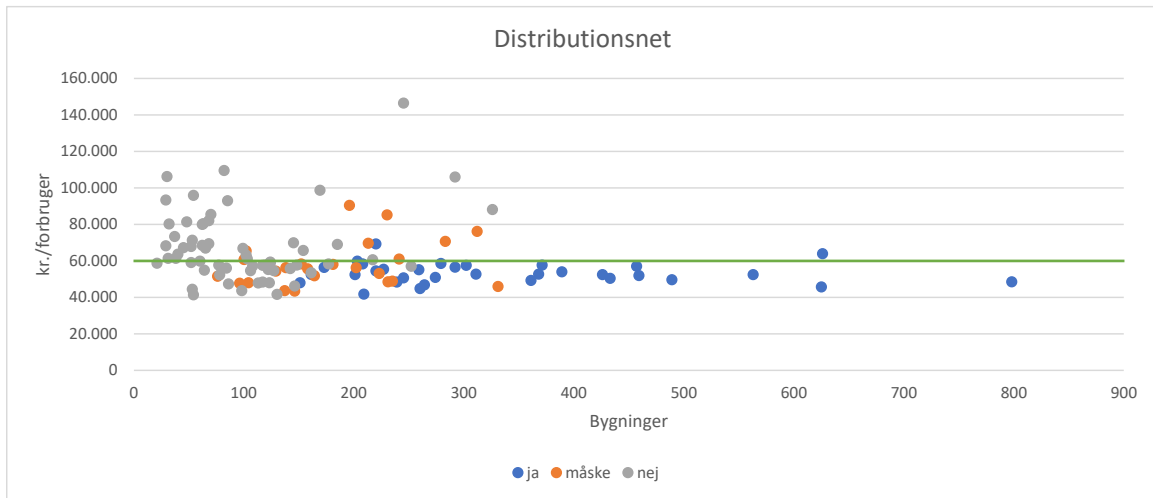
Tabel 1: Oversigt over ledningslængder og deres betydning for vurdering af fjernvarmepotentialet.

	Ledningslængde	Stiklængde	Transmissionsledning
	[m/forbruger]	[m/forbruger]	[m/forbruger]
	Gennemsnit	Gennemsnit	Gennemsnit
Ja	22,1	18,4	15,9
Måske	26,1	19,5	27,9
Nej	29,6	20,5	52,7

Generelt kan det siges, at hvis ledningslængden af distributionsnettet er mindre end 25 m/bygning vurderes et område at have fjernvarmepotentiale, mens hvis ledningslængden er over 30 m/bygning, så vurderes området ikke at have potentiale for fjernvarme.

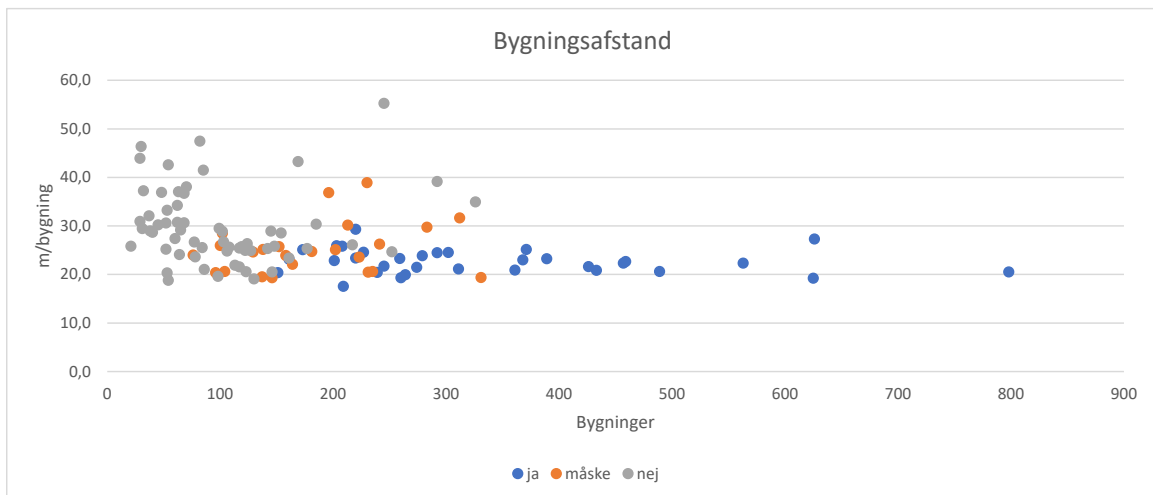
Figur 5 viser investeringen i ledningsnet per bygning som funktion af områdets størrelse. Farverne på prikkerne indikerer, hvilken vurdering området har fået med hensyn til fjernvarmepotentiale. Generelt kan det af grafen tolkes, at ved ledningsinvesteringer under 60.000 kr./bygning er fjernvarme en rentabel løsning. Grafen viser også, at især ved større byer over 300 bygninger kan der næsten altid etableres et ledningsnet for under 60.000 kr./bygning, hvorfor konklusionen ikke kommer til et fremstå helt entydigt. Markeringerne som "måske" ved investeringer over 60.000 kr. er undersøgt nærmere og skyldes, at screeningen dækker over flere mindre områder, der er screenet sammen og der er potentiale for en del af området, så ledningslængden per bygning bliver mindre, da der ikke også skal lægges en forbindelsesledning mellem områderne.

Der er ligeledes lavet en beregning, der viser, at ved en investering på 60.000 kr./bygning er varmeomkostningen ved en fjernvarmeløsning lidt højere end varmeomkostningen ved en individuel varmepumpe ved en "gennemsnits" by.

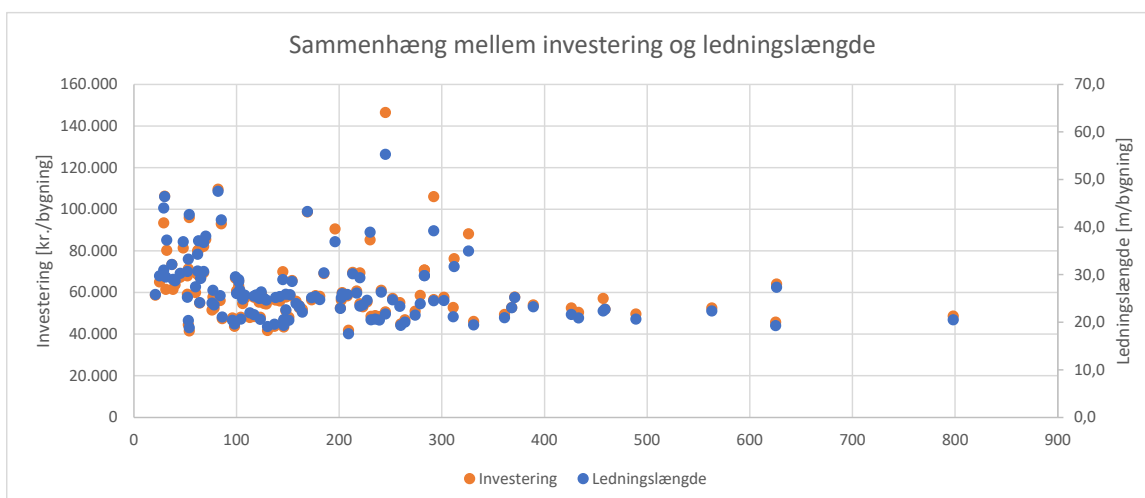


Figur 5: Sammenhæng mellem vurdering af fjernvarmepotentiale og investering i distributionsnet per forbruger.

Sammenhængen mellem fjernvarmepotentiale og investeringer i ledningsnet og sammenhængen mellem fjernvarmepotentiale og meter ledningsnet fremgår af Figur 5 og Figur 6. De to grafer er forholdsvis ens, hvilket Figur 7 også viser. Af Figur 7 kan også udledes en faktorsammenhæng mellem investering og ledningslængde på 2,4, hvilket betyder at en investering på 60.000 kr./bygning svarer til 25 m/bygning, hvilket også var læren fra Tabel 1.

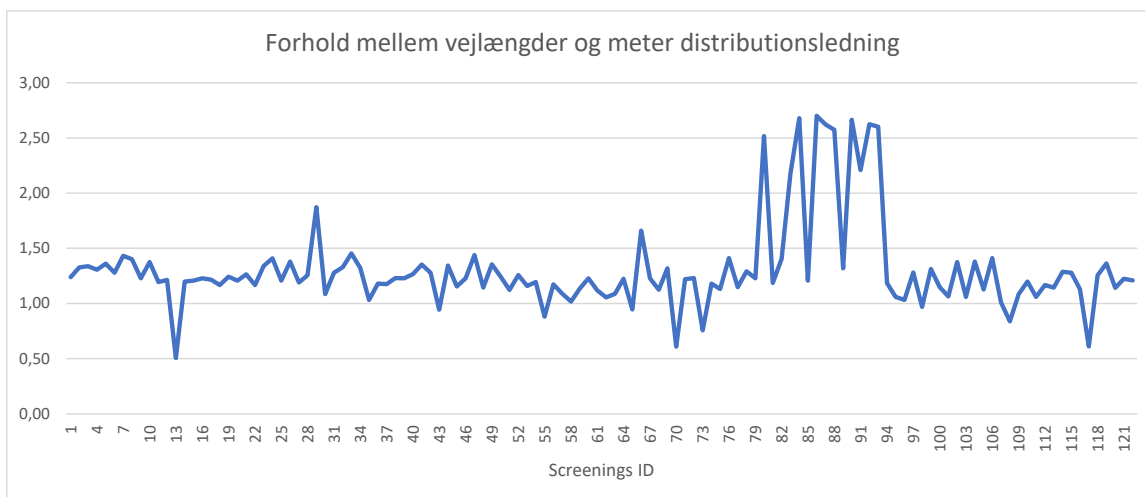


Figur 6: Sammenhæng mellem vurdering af fjernvarmepotentiale og ledningsnet i distributionsnet per forbruger.



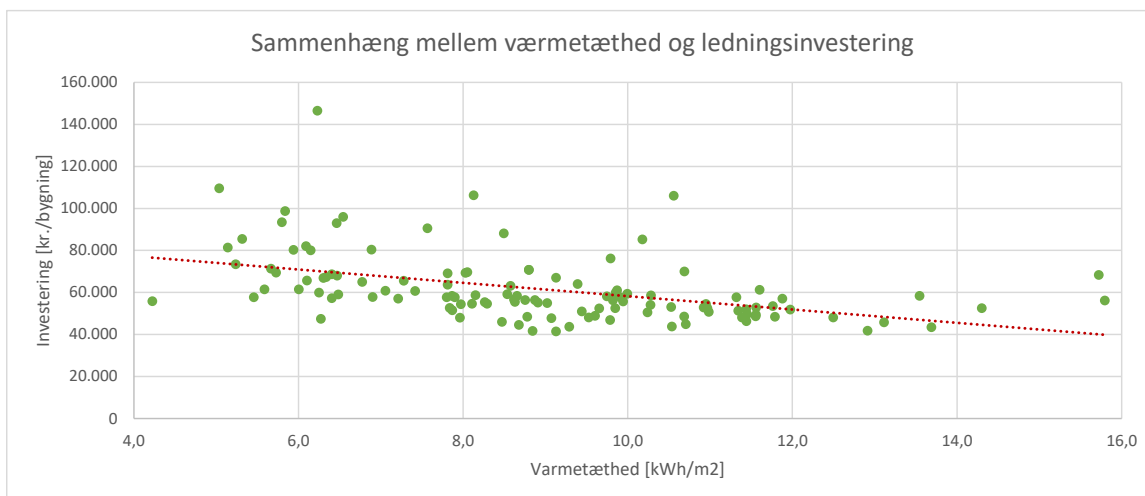
Figur 7: Sammenhæng mellem investeringen og ledningslængden.

Hverken investering eller ledningslængde per bygning er data, der kan frembringes ved hjælp af GIS-analyser. Derfor er der set på, om andre parametre kan anvendes til at vurdere potentialet for fjernvarme. I områderne er vejlængderne kortlagt via GIS-analyse. Disse er derefter sammenholdt med ledningslængderne i screeningerne, der er udlagt ved hjælp af værktøjet LeanHeat-Network af hydraulikere. For mange af områderne er der en sammenhæng mellem vejlængder og ledningsnet på omkring 1,25. Det er dog ikke en sammenhæng, der vurderes at være præcis nok til at den kan anvendes.



Figur 8: Sammenhæng mellem vejlængder og meter ledningsnet i distributionsnettet.

Der er derfor kigget på en sammenhæng mellem varmetæthed i områderne og vurderingen af fjernvarmepotentialet. Her ses en sammenhæng jf. Figur 9, dog ikke entydig, men god nok til, at den kan anvendes til at sortere områder med lav varmetæthed fra i forhold til, om der er et fjernvarmepotentiale.



Figur 9: Sammenhæng mellem varmetæthed og ledningsinvesteringer.

Ud fra Figur 9 udledes, at en varmetæthed på over 9 kWh/m² medfører, at området har fjernvarmepotentiale, da omkostningerne til ledningsnet kan holdes nede. Der kan dog være andre faktorer, som gør, at potentialet ikke forventes at kunne realiseres. En varmetæthed mellem 7 - 9 kWh/m² medfører, at området måske har et potentiale for fjernvarme, men at det er mere usikkert, da rentabiliteten nemt bliver for usikker. Ved en varmetæthed under 7 kWh/m² bliver ledningsnettet for dyrt til, at der er rentabilitet i fjernvarmeløsninger, og løsninger som nærfjernvarme, termonet eller individuelle varmepumper giver bedre brugerøkonomiske resultater.

Datagrundlaget er ikke stærkt nok til, at der kan drages entydige konklusioner, men nøgletallene skal ikke være afgørende for et områdes fremtidige varmeløsning, men en rettesnor for at ressourcer anvendes mest optimalt i den kommunale varmeplanlægning. Der vil altid være områder, hvor særlige forhold gør sig gældende.

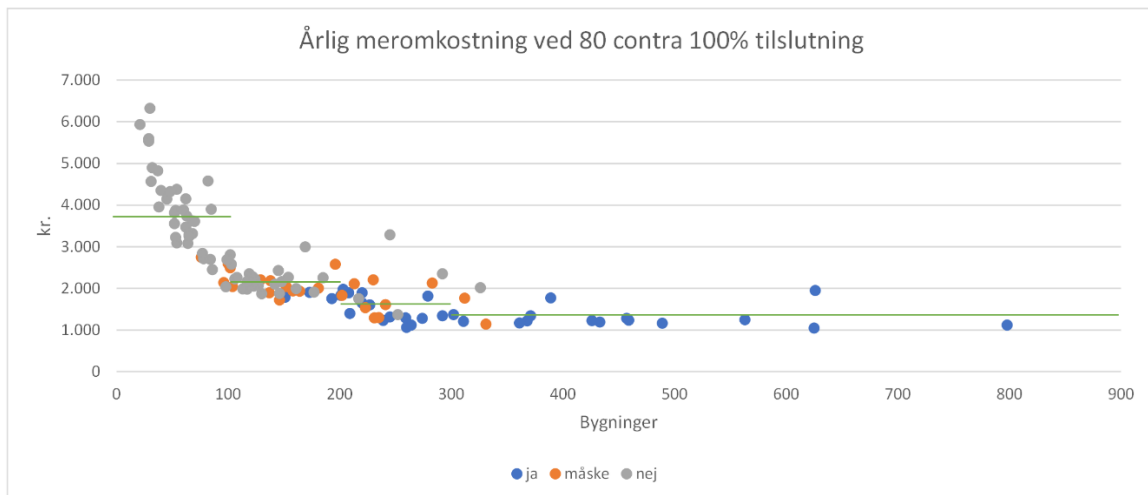
2.3 Tilslutningsprocent

Ud over varmetætheden har tilslutningen stor betydning for, om en fælles varmeløsning er en rentabel løsning. Det skyldes, at hvis tilslutningen er lav, svarer det til en lav varmetæthed, hvor den enkelte bygning skal forrente en stor investering. Tilslutningsprocenten er dog svær at estimere præcist, da det er op til den enkelte bygningsejer at træffe beslutningen. Generelt ses en tendens til, at bygninger opvarmet med olie og naturgas ønsker at indgå i en fælles varmeløsning, hvis det tilbydes og specielt i perioder med høje priser på olie og naturgas. Det samme gælder for en del af bygningerne der opvarmes med biomasse, men her er der en række andre faktorer, som også spiller ind, f.eks. hvilken biomasse der anvendes og hvor nemt det er at skifte over. Bygninger, der opvarmes med individuelle varmepumper, har ofte foretaget investeringen for relativt nylig og er derfor ikke interesseret i en fælles varmeløsning, før deres varmepumpe skal udskiftes, medmindre der er problemer med at opvarme bygningen. Der er stadig en forholdsvis stor andel af bygninger, der opvarmes med elvarme. For at disse bygninger kan indgå i en fælles varmeløsning, kræver det at der installeres et vandbåret varmesystem i bygningerne, hvilket er forholdsvis dyrt. Bygninger med elvarme og individuelle varmepumper kan derfor ikke forventes at tilslutte sig en fælles varmeløsning ved opstart af en fælles varmeløsning. Etableres

en fælles varmeløsning er der en stor sandsynlighed for at bygningerne med elvarme, hvis de på et tidspunkt reoveres, ønsker at blive tilkøbt. Ligeledes vil en række af varmepumperne på sigt evt. blive erstattet med den fælles varmeløsning. Det er dog en usikker parameter og derfor skal en fælles varmeløsning gerne være rentabel uden at forudsætte, at bygninger med varmepumper og elvarme indgår.

Figur 10 viser ændringen i varmeomkostningen for den enkelte bygning, når tilslutningsprocenten ændres fra 100 % til 80 %, hvor 100 % er defineret som alle naturgas- og olieopvarmebygninger samt halvdelen af de biomasseopvarmede bygninger i området. Tilslutningsprocenten er således ekstremt vigtig, da for få tilslutninger relativt øger investeringerne i distributionsnet for de tilbageværende tilsluttede forbrugere.

Af Figur 10 ses en sammenhæng mellem antallet af bygninger og ekstra omkostninger ved faldende tilslutning. De korte grønne streger angiver gennemsnittet per 100 bygninger i områder på op til 300 bygninger og den lange grønne streg angiver gennemsnittet for områder med over 300 bygninger.

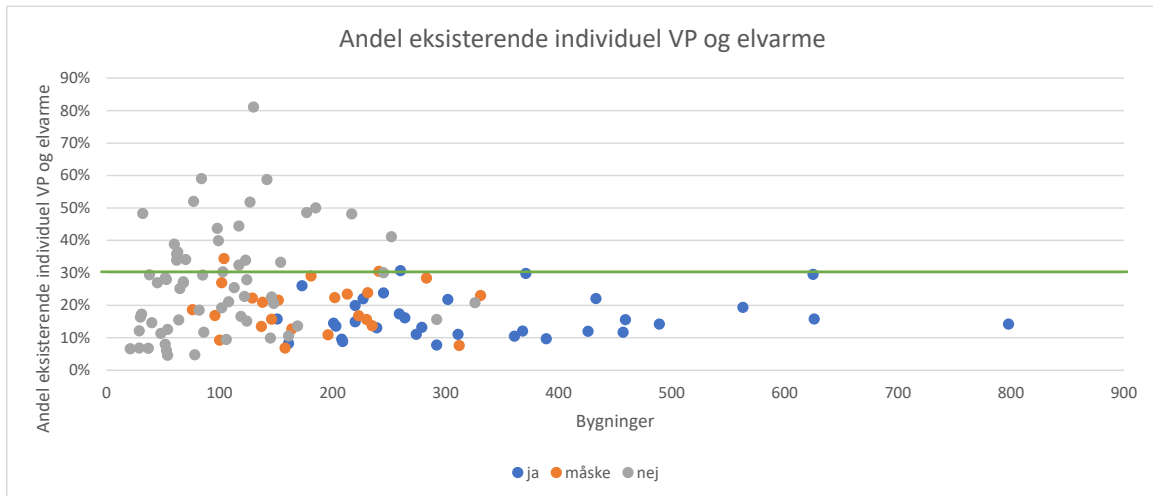


Figur 10: Sammenhæng mellem antallet af bygninger og ekstra omkostninger ved faldende tilslutning fra 100% til 80%, hvor 100% er defineret som alle naturgas- og olieopvarmebygninger samt halvdelen af de biomasseopvarmede bygninger i området.

Den væsentligste årsag til, at omkostninger stiger mere, ved få tilsluttede bygninger i et område, er at de faste omkostninger, der altid vil være ved en fælles varmeløsning, udgør en større andel ved områder med få bygninger og derfor er mere sårbare for en faldende tilslutning. De faste omkostninger kan til dels minimeres ved at flere små områder går sammen om at danne et fælles varmeselskab med en række decentrale produktioner, eller hvis den ny decentrale fælles varmeløsning bliver en del af et eksisterende forsyningsselskab.

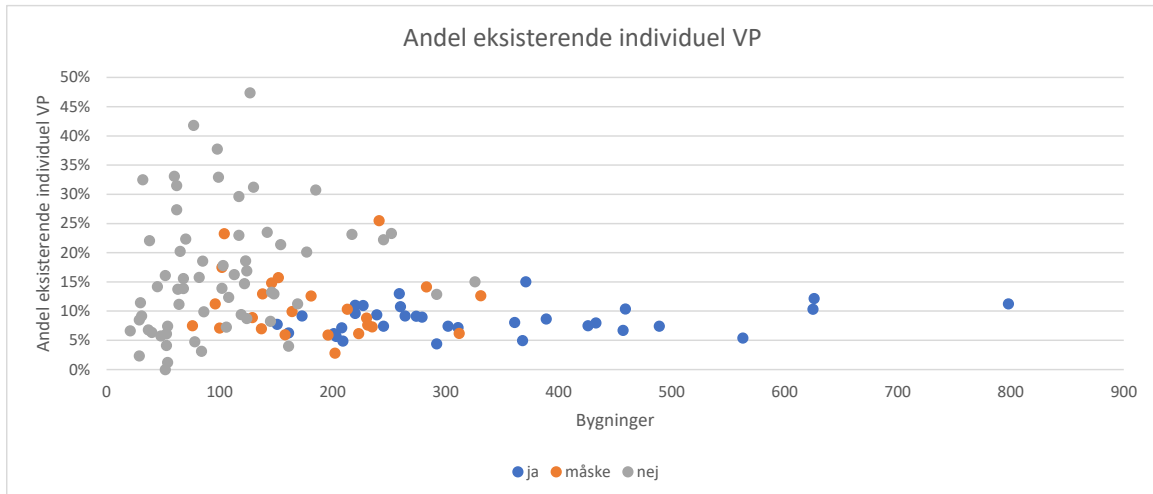
De væsentligste faktorer til en lav tilslutning er antallet af eksisterende individuelle varmepumper og antallet af huse med elvarme. Figur 11 viser andelen af varmepumper og elvarme og vurderingen i forhold til fjernvarmepotentiale. Fjernvarmeløsninger skal generelt set helst have en tilslutning på minimum 70 % afhængig af varmetætheden for, at det er en energieffektiv løsning. Det understøttes af nedenstående Figur 11, hvor områder med en andel af varmepumper og

elvarme på over 30 % medfører, at fjernvarme ikke er rentabelt i forhold til individuelle løsninger ved den forventede tilslutning.



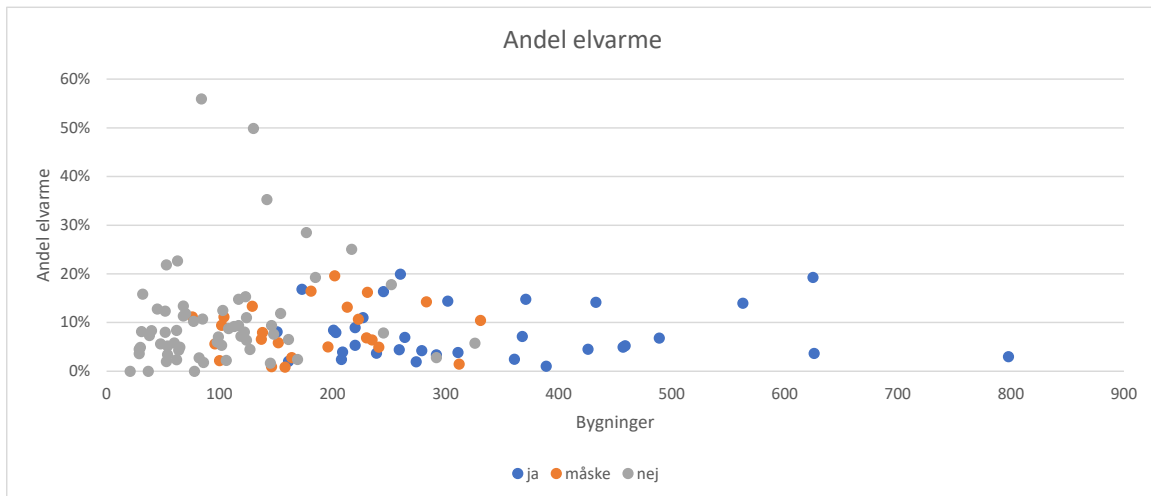
Figur 11: Andel af individuelle varmepumper og bygninger med elvarme i områderne og vurderingen i forhold til fjernvarmepotentiale.

Det ses af Figur 12, at der i de screenede byer er en større andel af varmepumper i de mindre byer, hvoraf en del er betegnet som "olie-byer", hvor der ikke er udlagt naturgas.



Figur 12: Andel af individuelle varmepumper i områderne og vurderingen i forhold til fjernvarmepotentiale.

Figur 13 viser andelen af bygninger, der opvarmes via elvarme. Elvarme er typisk elpaneler, men hvor det må formodes, at mange af bygningerne har suppleret med luft/luft-varmepumper og brændeovn. Som nævnt tidligere har bygningerne som regel ikke et vandbåret varmesystem og kan derfor ikke umiddelbart tilsluttes en fælles varmeløsning. Derfor ses der en tendens til, at bygningerne ikke tilslutter sig en fælles varmeløsning før, at bygningerne gennemgår en større renovering f.eks. ved et salg.



Figur 13: Andel af bygninger med elvarme i områderne og vurderingen i forhold til fjernvarmepotentiale.

Nogle områder har en meget stor andel af bygninger, der opvarmes med elvarme. Disse bygninger opfylder i princippet ønsket om elektrificering af opvarmningen, men har typisk en meget lav energieffektivitet. Disse områder kræver derfor en anden indsats end områder med mange individuelle gasfyr.

Andelen af individuelle varmepumper og bygninger med elvarme skal være under 30 % for, at området har potentiale til fjernvarme, da forrentningen af investeringen for den enkelte bolig ellers bliver for høj. Dette er ud fra en forudsætning om, at bygninger med elvarme og individuelle varmepumper ikke tilslutter sig, så der kan være områder, hvor der skal laves undtagelser.

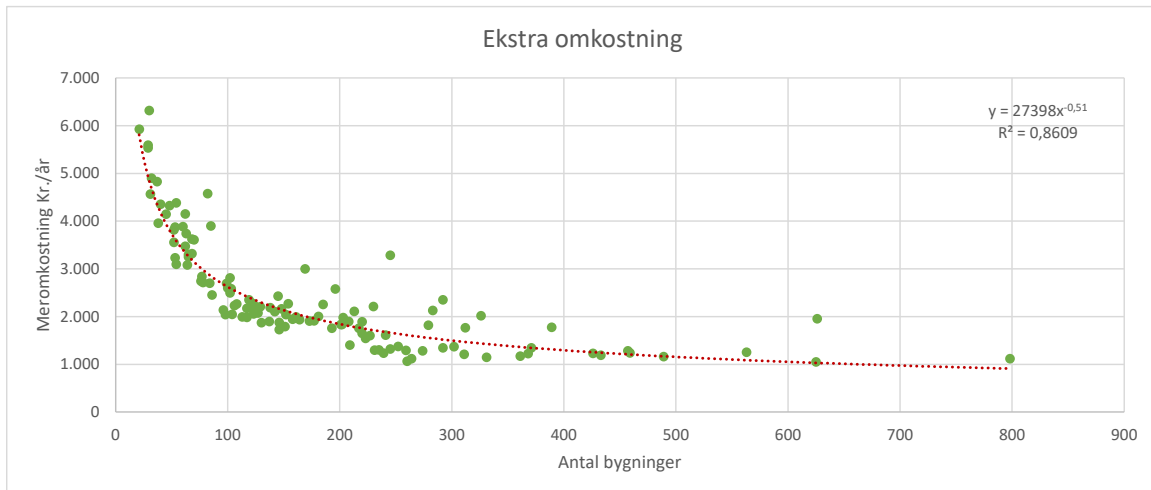
2.4 Områdestørrelse – antal bygninger

I screeningerne er der lagt vægt på, at områderne har haft en tilstrækkelig kritisk masse til at sikre en økonomisk robust fjernvarmeløsning. Derfor er stort set alle områder med mindre end 150 bygninger vurderet til ikke at have fjernvarmepotentiale, medmindre de har ligget tæt på eksisterende fjernvarmeverker. Det skyldes, at de faste omkostninger er vurderet til at være for høje og risikoen for at 10 bygninger kommer til at stå tomme, er for høj i de områder.

Det betyder, at en række af de mindre områder har en varmetæthed, der gør dem egnede til fjernvarme eller andre fællesløsninger, men at de er sårbare over for selv mindre ændringer i området. Disse områder kan med fordel etablere fælles varmeløsninger, hvor de fælles investeringer er lavere end ved fjernvarme f.eks. termonet, eller de kan gå sammen med en række andre områder, så risikoen spredes med nogle flere.

Figur 14 viser sammenhængen mellem antal bygninger i et område, og den økonomiske usikkerhed ved en lavere tilslutning. Usikkerheden er her eksemplificeret ved, at tilslutningen falder fra 100% til 80 % af alle olie- og naturgasforbrugere i området samt halvdelen af biomasseforbrugere. Bygningerne på x-aksen indikerer alle bygninger i området. Der ses en potentiel sammenhæng mellem antal bygninger i et område og den økonomiske robusthed i forhold til tilslutningsprocenten. Ved 100 bygninger begynder kurven at flade ud, mens den over 300 virkelig flader ud.

En erfaring fra øvrige konverteringsprojekter er, at en øget omkostning på mere end 2.000 kr./år begynder at have en betydning for forbrugernes valg. På grafen ses, at en øget omkostning på 2.000 kr./år svarer til et område på 170 bygninger.



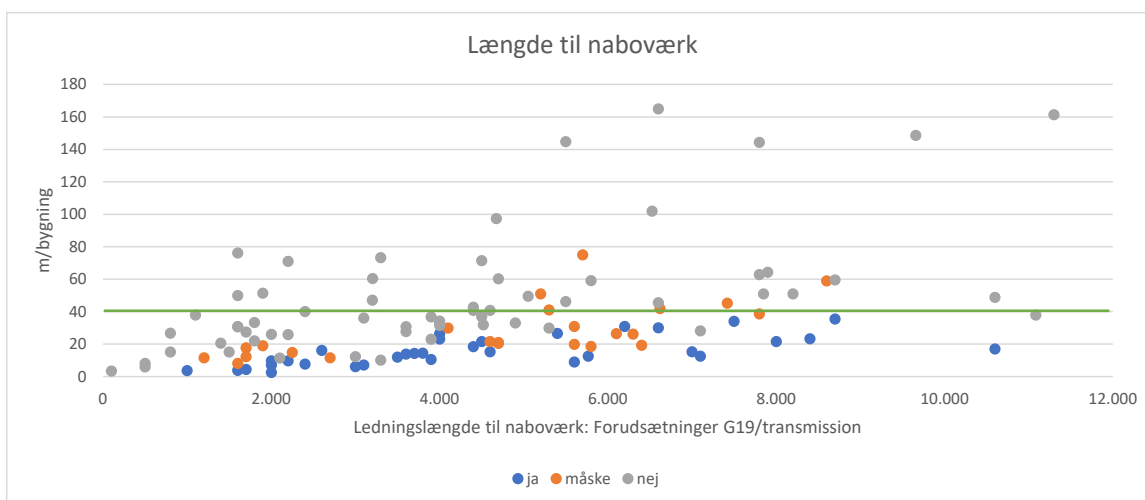
Figur 14: Sammenhæng mellem området størrelse og ekstraomkostningen ved lavere tilslutning.

For områder under 150 bygninger er usikkerheden ved et område så høj, at fjernvarme ikke kan anbefales som et selvstændigt selskab, da den økonomiske robusthed vurderes at være for lille. Disse områder kan fortsat få fjernvarme, men det anbefales at det enten sker under et eksisterende fjernvarmeselskab (enten som satellit eller ledningsbundet), eller at området indgår i fællesskab med en række andre områder, så der kommer en kritisk masse.

2.5 Afstand til naboværk

Mange mindre byer ønsker en forsyning fra nabobyen, der allerede har fjernvarme, hvilket i en række tilfælde er en rigtig god løsning på en fælles varmforsyning i et område. Det kræver dog, at der er ledig kapacitet i nabobyens fjernvarmeanlæg. Derudover kræver det, at områdets varmebehov kan forrente ledningen til nabobyen og varmetabet i ledningen.

Af Figur 15 fremgår vurderingen af fjernvarmepotentialet sammenholdt med den samlede længde af transmissionsledningen og meter transmissionsledning per bygning. Den samlede længde af ledningen har ikke en betydning for fjernvarmepotentialet, det har derimod længden af meter transmissionsledning per bygning. Det er ikke muligt af figuren at se, om et område er vurderet egnet til fjernvarme med lokal varmeproduktion eller forsyning via en transmissionsledning. Det kan dog fastslås, at områder hvor der skal etableres mere end 40 meter transmissionsledning per bygning, ikke er fundet egnet til fjernvarme.

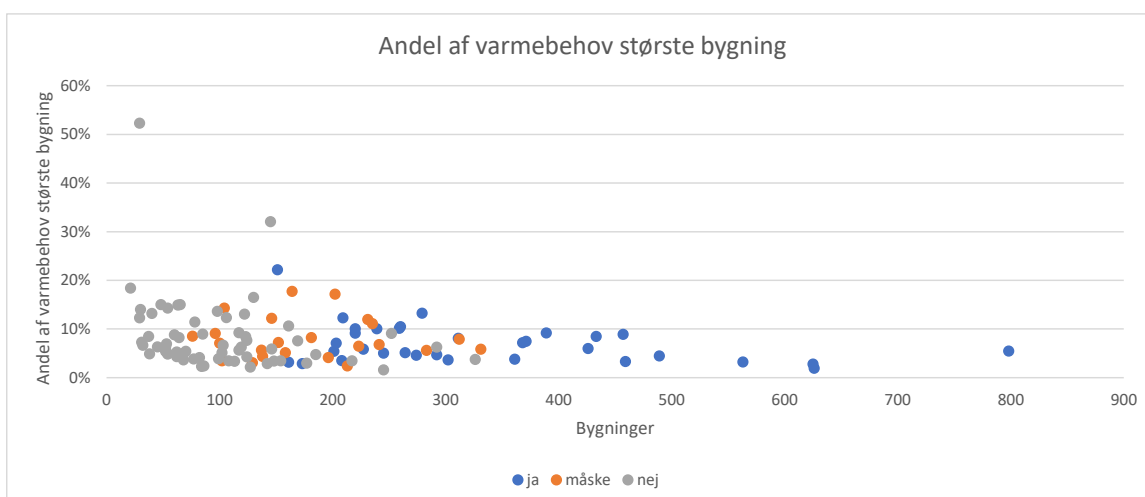


Figur 15: Sammenhæng mellem længden af transmissionsledning til naboværk og vurderingen af potentialet for fjernvarme.

På kortet er de eksisterende fjernvarmeværker markeret samt afstandscirklér på henholdsvis 5 og 10 km. Om det er muligt at koble på andre steder i det eksisterende ledningsnet, kræver en analyse i hvert enkelt tilfælde, men cirklérne kan give en hurtig indikation på afstanden og dermed kan der laves en hurtig beregning ved hjælp af områdets nøgletal for antal bygninger.

2.6 Store varmemeforbrugere

Store forbrugere kan udgøre en betragtelig del af varmebehovet og derfor have en stor betydning for dimensioneringen af en fælles varmeløsning afhængig af, om de deltager eller ej. Risikoen er, at de forlader en fælles varmeløsning, der er designet til, at de er en del af fællesskabet og at de resterende forbrugere lige pludselig står med en løsning, der ikke fungerer, eller har et stort varmetab. Der er dog ikke sammenhæng mellem andelen af varmebehovet for de største varmemeforbrugere og vurderingen af fjernvarmepotentialet.



Figur 16: Sammenhæng mellem den største varmemeforbrugers andel af et samlede varmebehov og vurderingen af fjernvarmepotentiale.

2.7 Økonomiske parametre

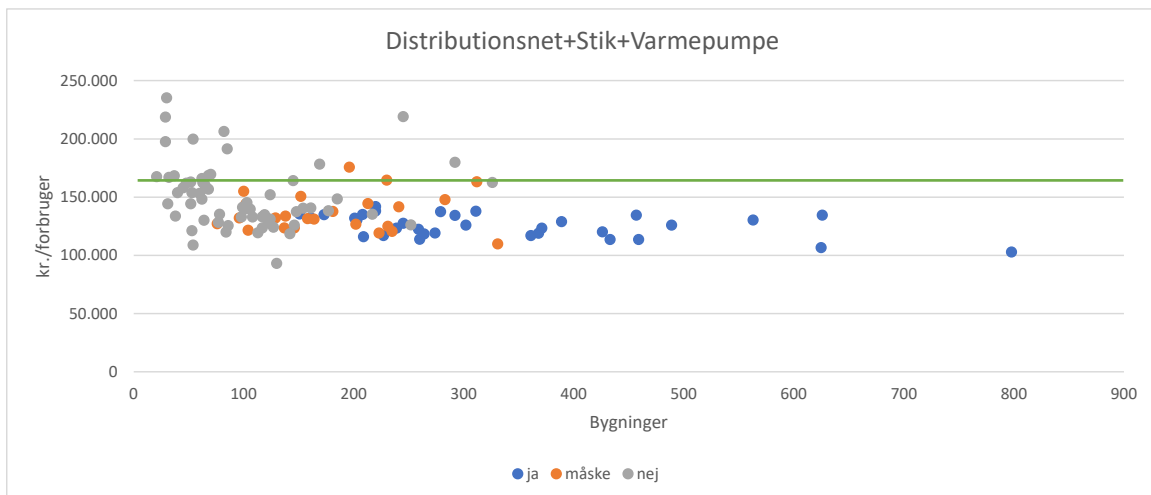
Screeningerne giver ligeledes indikationer på, hvor store investeringer i fjernvarmeløsninger et område kan bære. Det kræver dog, at der foretages forholdsvis detaljerede vurderinger af de forventede investeringer for de enkelte områder.

Figur 17 - Figur 20 viser investeringer i forskellige elementer og deres betydning for muligheden for at etablere en rentabel fjernvarmeløsning. Der er sammenlignet med et scenarie, hvor der alternativt investeres i en individuel varmepumpe til 102.000 kr. ekskl. moms.

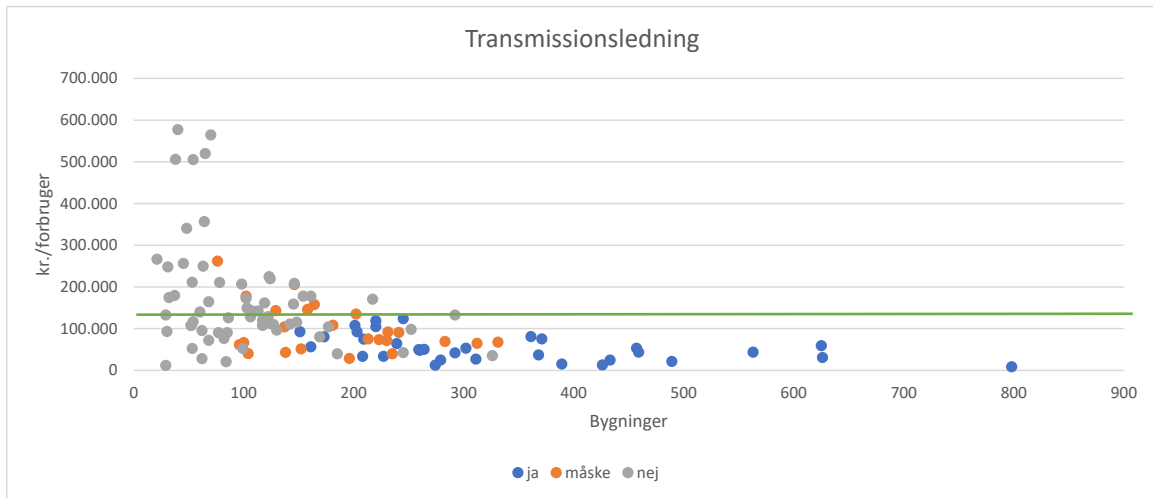
Investeringerne i distributionsnet, stikledninger og en ny lokal varmeproduktionsanlæg primært baseret på en central varmepumpe bør ikke overstige 140.000 kr. per forbruger.

For de enkelte investeringselementer kan der overordnet set konkluderes følgende:

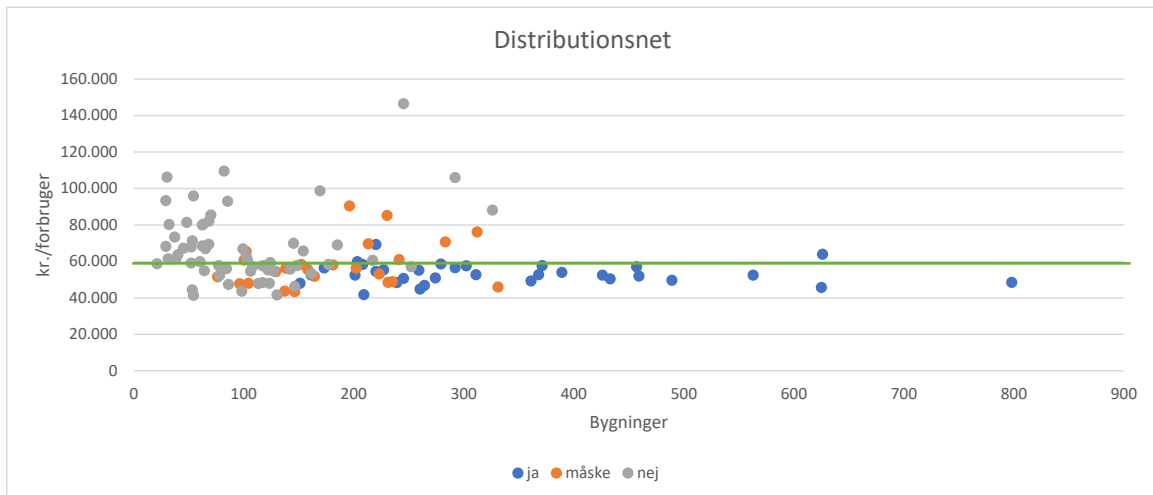
- Transmissionsledning < 100.000 kr./forbruger
- Distributionsnet < 60.000 kr./forbruger
- Ny lokal varmepumpe < 50.000 kr./forbruger



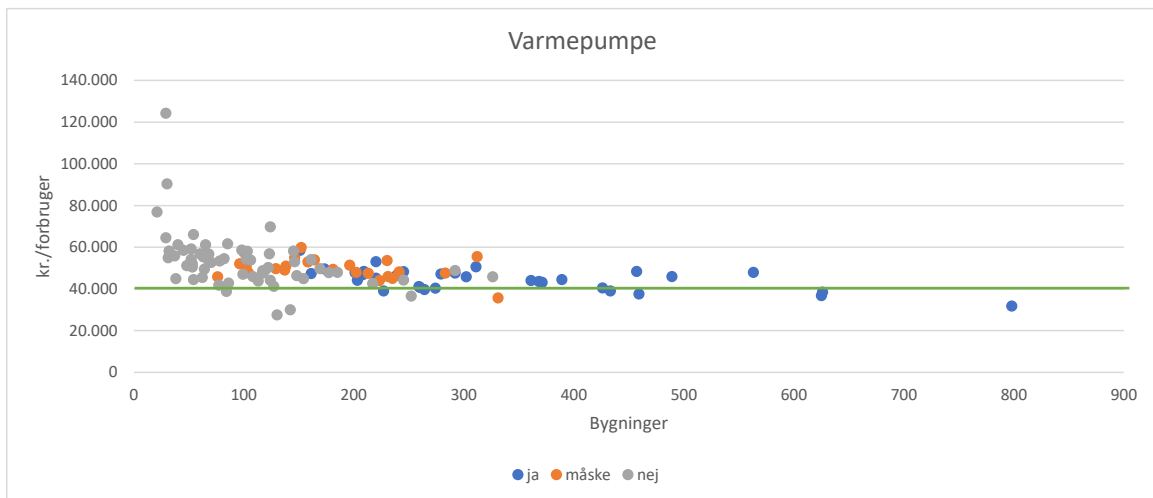
Figur 17: Sammenhæng mellem samlet investering per forbruger i lokal fælles varmeløsning og vurderingen af fjernvarmepotentiale.



Figur 18: Sammenhæng mellem samlet investering per forbruger i transmissionsledning og vurderingen af fjernvarmepotentiale.



Figur 19: Sammenhæng mellem samlet investering per forbruger i distributionsledning og vurderingen af fjernvarmepotentiale.



Figur 20: Sammenhæng mellem investering per forbruger i varmepumpe og vurderingen af fjernvarmepotentiale.

3 Bilag C: Varmeproduktion og varmedistribution

Dette bilag kan anvendes selvstændigt med overblik over muligheder for varmeproduktion. Bilaget kan også læses som forlængelse af *Bilag A: Screeninger og vurdering af fjernvarmepotentiale* og *Bilag B: Analyse af parametre*. Når der med metoderne i Bilag A og B er nået frem til, at der skal udbredes fjernvarme eller anden opvarmning i et område, så melder spørgsmålet sig – hvorfra skal varmen komme?

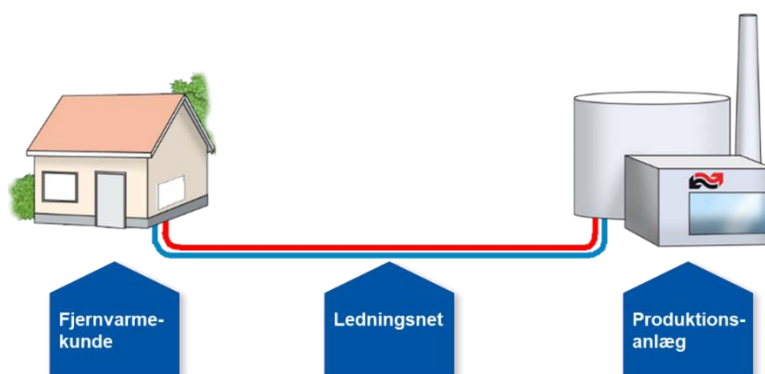
Hvert år øges antallet af bygninger med etagebyggeri i byerne og nye udstykninger til rækkehuse og villaer. Selvom nybyggeri skal overholde det seneste bygningsreglement og derfor også forventes at have et mindre varmeforbrug, så er der stadig behov for varme til brugsvand og rumopvarmning. Det kræver, at der produceres mere varme fra fjernvarme i fjernvarmeområderne og individuelle løsninger, hvor fjernvarme ikke er muligt. Energibesparelser i form af bedre isolering af eksisterende bygninger reducerer varmebehovet og dermed behovet for mindre varmeproduktion. Den helt store ændring frem mod 2030 er udfasning af fossile brændsler som naturgas og olie for op imod 500.000 ejendomme.

Omstillingen til ”grøn varme” med udfasning af naturgas og olie medfører, at der skal produceres varme på en ny måde, også selvom bygningerne bliver bedre isoleret og får et lavere varmebehov. Varmen i fjernvarmesystemer produceres typisk på centrale enheder. Varmen til fjernvarme kan produceres på mange forskellige teknologier og med mange forskellige brændsler. Men også mindre lokale fjernvarmeanheder er blevet en mulighed bl.a. fordi det reducerer de termiske tab i rørforbindelser og tillader fjernvarme i flere områder.

De individuelle løsninger vil ofte være varmepumper, men også her er der forskel på energiforbrug og effektiviteten på forskellige typer.

I dette bilag gennemgås forskellige teknologier og brændsler der kan anvendes til fjernvarme eller individuel varme. Kommunerne skal i deres varmeplanlægning være opmærksom på, at det ikke kun drejer sig om at udlægge gamle eller nye områder til f.eks. fjernvarme. Der skal også tages hensyn til, at der kan produceres varme på nye anlæg baseret på vedvarende energi eller f.eks. overskudsvarme.

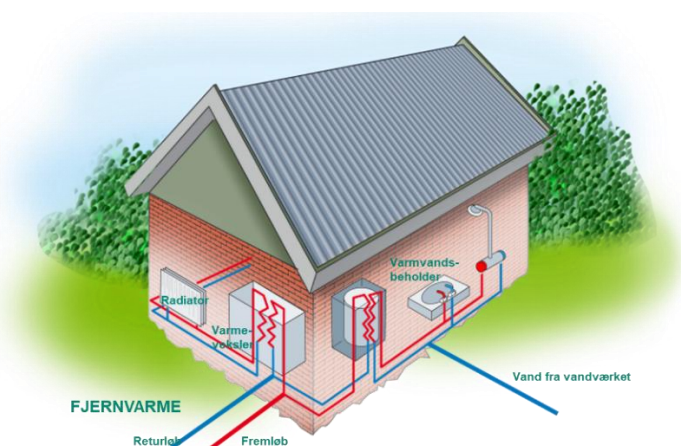
3.1 Fjernvarmesystemer kan opdeles i tre led. Produktion, distribution og forbrug



Figur 21: Simple illustration af fjernvarmesystemets tre led

Fjernvarmelevering til kunden

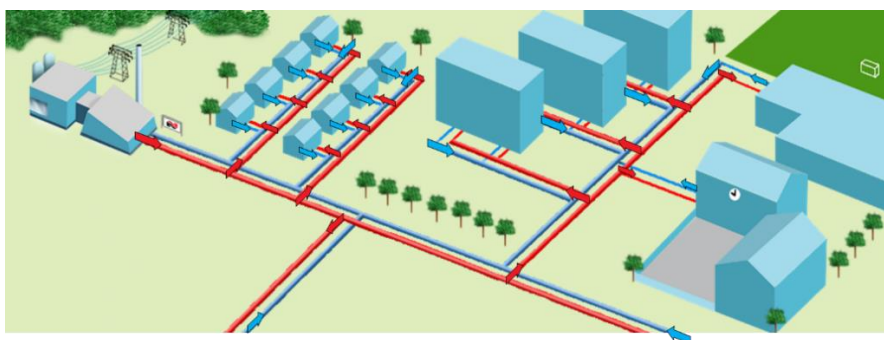
Fjernvarme leveres til kunder i form af enkeltfamiliehuse, etagebyggeri, større og mindre erhverv, offentlige bygninger osv. Fjernvarmen anvendes til rumopvarmning og til opvarmning af varmt brugsvand. Fjernvarmesystemet er lukket. Kunden tapper derfor ikke vand fra fjernvarmesystemet. Det varme brugsvand er vand fra vandforsyningen, som opvarmes. Rumopvarmningen kan ske på to måder. Den direkte, hvor fjernvarmevand cirkulerer rundt i husets radiatorer eller den indirekte metode, hvor der gennem en veksler sker opvarmning af ejendommens eget vand, der så cirkulerer mellem radiatorerne.



Figur 22: Eksempel på ejendom med indirekte rumopvarmning og varmt brugsvand

Fjernvarmedistribution – pænt nedgravet

Fjernvarme distribueres som tryksat varmt vand (70-80 °C ved 6-8 bar tryk) i rør, der er nedgravet. Det er derfor ikke umiddelbart synligt, hvor der er fjernvarmedistribution. Fjernvarme kræver to rør, dels et varmt rør for fremløb (markeres typisk med rød farve), dels et koldt rør for returløb (markeres typisk med blå eller sort farve). Der er termiske tab både fra fremløb og returløb. Jo højere temperatur jo større tab. Derfor arbejdes der med at bringe returtemperaturen så langt ned som muligt – helst under 30 °C. Mange fjernvarmeselskaber har en såkaldt ”motivationsstarif” i form af ekstra betaling, hvis ikke afkølingen er høj nok. Fjernvarmeselskabet hjælper kunderne med at få deres interne anlæg indreguleret optimalt.

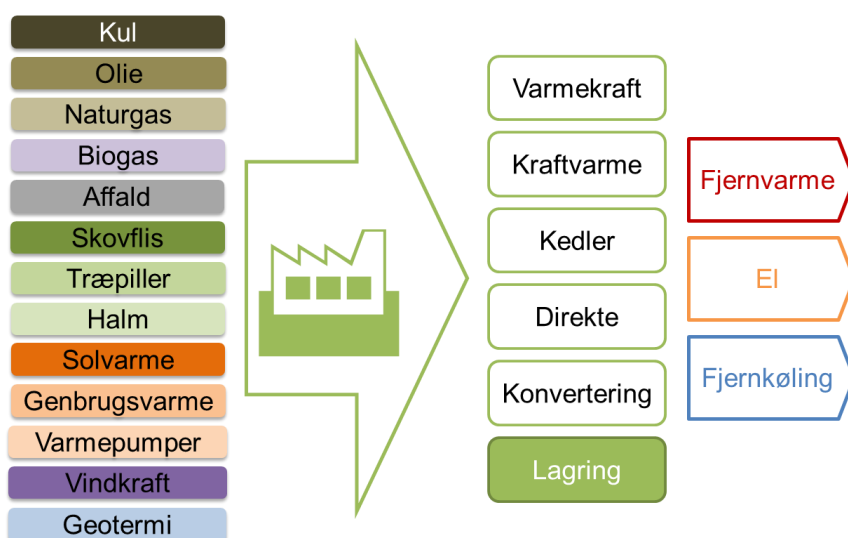


Figur 23: Illustration af en del af en bys fjernvarmesystem

Fjernvarmesystemet kan i en by godt være opdelt i forskellige forsyningsområder. Særligt muligheden for at sænke fremløbstemperaturen i områder med nybyggeri gør det attraktivt at opdele fjernvarmenettet i forskellige områder med forskellige temperaturer. I byer med store højdeforskelle kan der også være fordele ved at opdele i områder og på den måde optimere pumpekraften for at levere tilstrækkeligt tryk.

Varmeproduktionen til fjernvarme – mange teknologier

Fjernvarme kan produceres på mange forskellige teknologier og brændsler, hvilket er en af fjernvarmens helt store fordele. Skiftes der brændsel f.eks. fra naturgas til halm, så sker ændringen alene på de tekniske anlæg på selve fjernvarmeværket. Distributionsnet og installationer hos kunden er uændrede.



Figur 24: Illustration af mange typer brændsler til produktion af fjernvarme, el og fjernkøling ved forskellige teknologier

De fossile brændsler, som kul, olie og naturgas er under hastig udfasning. Der bygges nye anlæg med bl.a. solvarme (termiske solvarmeanlæg – ikke solcelleanlæg til elproduktion), store varmepumper der anvender el som energibærere, overskudsvarme til genbrug som fjernvarme og biomasse.

Fjernkøling er endnu ikke så udbredt i Danmark, men det er på vej. Indtil nu er der kun fjernvarmeselskaber, som har påtaget sig levering af fjernkøling via et datterselskab. Fjernkøling har sin egen lovgivning og regulering og der må ikke ske økonomisk sammenblanding med fjernvarme. Derimod er der gode muligheder for at opnå meget energieffektive løsninger når fjernvarme og fjernkøling produceres i teknisk samarbejde.

I Høje Taastrup leveres fjernkøling til en række erhverv. Det er distribuerede kølemaskiner, der har varme som overskud. I stedet for at bortlede varmen bliver den genbrugt i fjernvarmesystemet. I Bjerringbro leveres både fjernvarme og fjernkøling fra store varme- og kølepumper til byens store industrivirksomhed, Grundfos. Varmen fra fjernkøling bliver til fjernvarme og omvendt. Der er endda sæsonlagring af både varme og køling gennem ATEs-systemer til grundvandet. Det hele styres fra en pumpecentral.

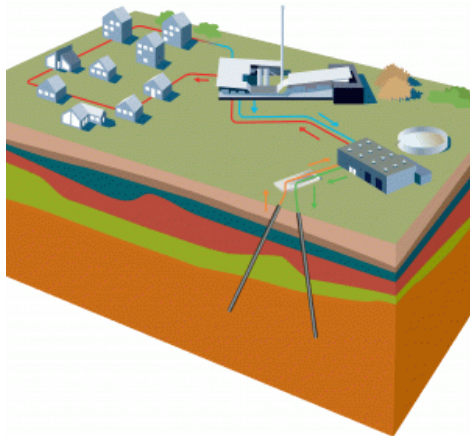


Figur 25: Varmecentralen i Bjerringbro - drevet af Gudenådalens Energiselskab

Fælles for de forskellige varmeproducerende teknologier er, at varmen produceres på et eller flere værker tilsluttet fjernvarmenettet. Værket kan være et kraftvarmeværk med samproduktion af el og varme. Værket kan også bestå af en kedel, der f.eks. anvender biomasse eller biogas til produktion af fjernvarme. Værket kan også bestå af en pumpecentral, der anvender overskudsvarme fra f.eks. en industrivirksomhed, et datacenter, eller et supermarked til genbrug som fjernvarme. Værket kan også have direkte anvendelse af termisk solvarme.

Frem mod 2030 forventes der at ske en udvikling af **geotermi**, hvor varme hentes op fra 2 - 3 km dybde i undergrunden. Thisted Varmeforsyning har i mange år udnyttet geotermi til fjernvarme og udvidede desuden anlægget i 2017. I Aarhus er firmaet INNARGI i gang med at lave prøveboringer og satser på at etablere 15 produktionssteder i byen for af den vej at bidrage med 20% af byens varmebehov fra geotermi.

Også Aalborg og København undersøger muligheder for at udnytte den miljøvenlige geotermiske varme. Der har været arbejdet med geotermi i Sønderborg og i København (Marieholmen på Amager). Udfordringen er, at der skal hentes varme op fra over 2 km dybde. Det sker ved at pumpe vand ned for opvarmning og så pumpe vandet op igen, når det er opvarmet. Det kræver meget stor pumpekraft og derfor også et stort elforbrug. Geotermi er dermed forbundet med store investeringer og store driftsudgifter, der skal stå mål med den varme, som "gratis" hentes op fra undergrunden.



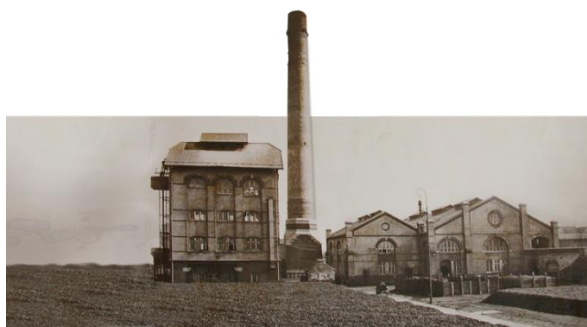
Figur 26: Thisted Varmeforsyning og deres geotermiske anlæg, der blev udvidet i 2017.

Der er undersøgelser i gang i byer som Holbæk, København, Flensborg m.fl. Alle håber på at kunne komme til at udnytte jordens egen varme til fjernvarme.



Figur 27: Aarhus geotermi-projektet mellem Innargi og Kredsløb - specialkøretøjer til at undersøge undergrunden.

Fremtiden kommer til at byde på mange flere måder at producere fjernvarme på uden afbrænding af et brændsel. Fjernvarmen i Danmark startede på Frederiksberg i 1903 med et **affaldsenergi** anlæg. I dag laves der både fjernvarme og el fra afbrænding af den del af affaldet, som ikke kan genbruges.



Figur 28: Affaldsenergianlæg på Frederiksberg i 1903 og i Lisbjerg ved Aarhus i 2023. Lisbjerg er 37 MW el og 77 MW varmekapacitet.

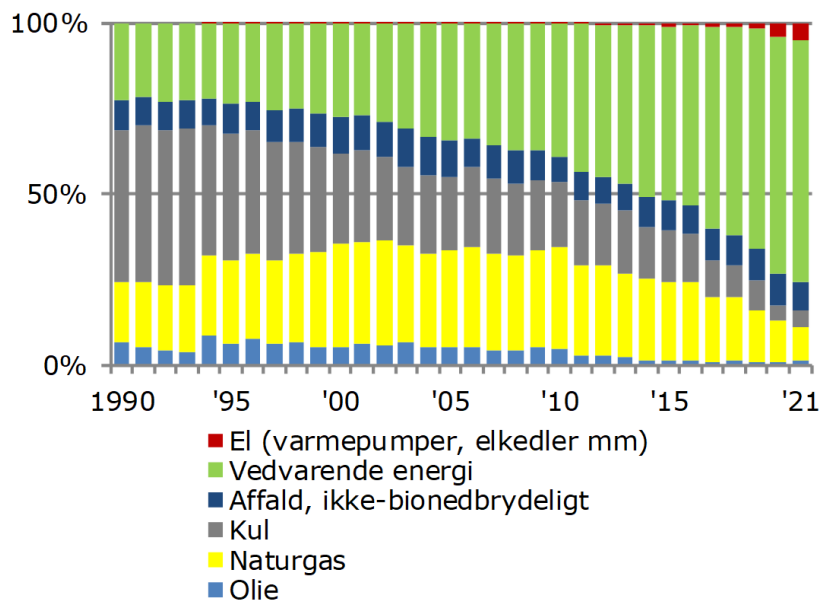
Antallet af affaldsenergianlæg forventes at blive reduceret i de kommende år.

Der er vedtaget politiske beslutninger om, at en tredjedel af affaldsenergiværkerne skal lukkes. Dermed forsvinder også varmeproduktion, som fjernvarmen dermed skal finde erstatning for. Også andre anlæg med afbrænding af brændsler vil i årene efter 2040 gradvist blive udfaset og erstattet af "brændselsfri" energi til fjernvarme.



Figur 29: Fjernvarme produceres på værker for levering ud til varmekunderne – ofte med forbrænding.

Biomasse i form af træpiller, træflis, halm og træaffald anvendes i fjernvarmesektoren som et brændsel, der er klassificeret som vedvarende energi. Biomasse er en overordnet betegnelse for biologisk materiale: Halm er et CO₂-neutralt brændsel med en årscyklus. Skovflis og træpiller er ikke CO₂-neutralt på årsbasis, men da der er krav om genplantning af ny skov for den certificerede træbiomasse, er træbiomasse et vigtigt brændsel i mange år endnu. Biomasse har været grundlaget for hurtig udfasning af fossile brændsler som kul.



Figur 30: Energistyrelsens statistik over brændsler til fjernvarme, biomasse indgår som den væsentligste del af vedvarende energi

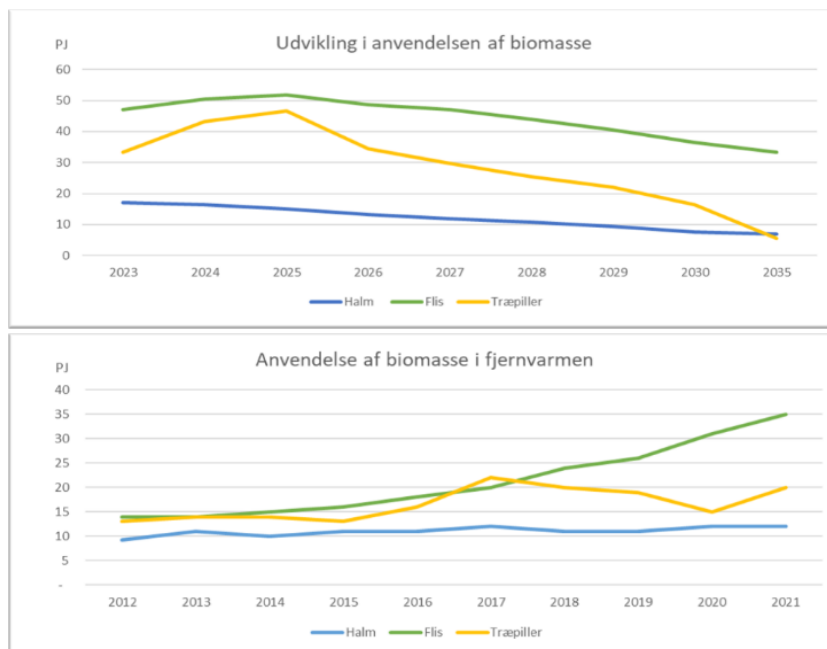
Energistyrelsens statistik over udviklingen i brændsler til fjernvarme siden 1990.

Olie er kun et støttebrændsel, kul er næsten udfaset, mens naturgas fortsat vil være et fleksibelt brændsel til spids-og reservelast. Vedvarende energi er for størstedelen biomasse.

El er som energibærer på vej og vil frem mod 2030 og 2040 blive en voksende del af energien til fjernvarme. Også overskudsvarme vil stige og det er uden brændselsforbrug.

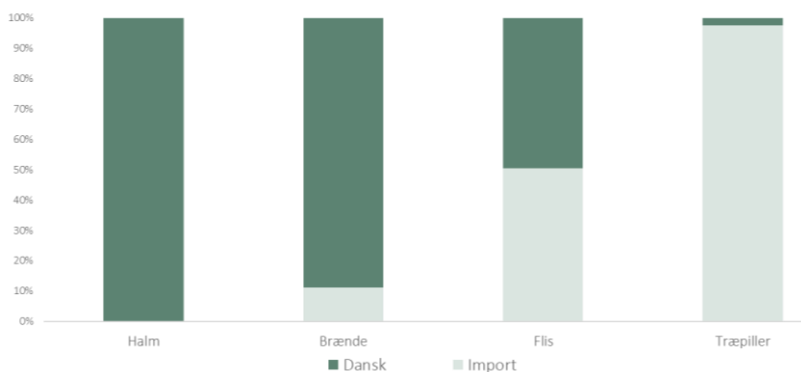
Biomasse anvendes både på de største kraftvarmeværker f.eks. HOFOR Amagerværket og Ørsted Studstrupværket, der anvender træpiller. Træflis og halm anvendes også på de mellemstore og mindste anlæg. Fælles er skærpede krav om dokumentation for, at biomassen er bæredygtig.

Alle værker helt ned til 2,5 MW kapacitet skal årligt rapportere deres forbrug af træbiomasse til Energistyrelsen og for halm er grænsen 20 MW.



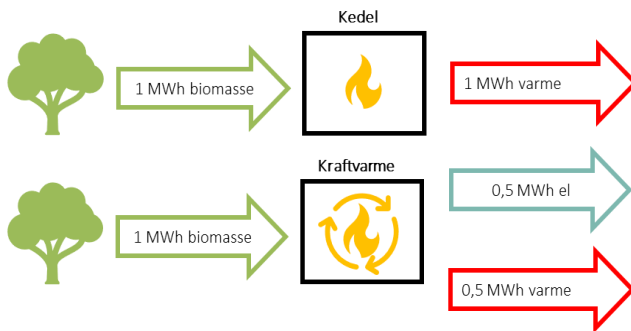
Figur 31: Energistyrelsens opgørelse over anvendelsen af biomasse og anvendelsen af biomasse til fjernvarme

Biomasse til varme og fjernvarme kommer i form af halm 100 % fra danske landmænd. Brænde til private ovne er næsten udelukkende dansk, skovflis til fjernvarme er ca. 50 % dansk. Træpiller er stort set udelukkende importeret. Træaffald og affald fra haver og parker er udelukkende dansk.



Figur 32 Overblik over fire typer biomasse og oprindelse

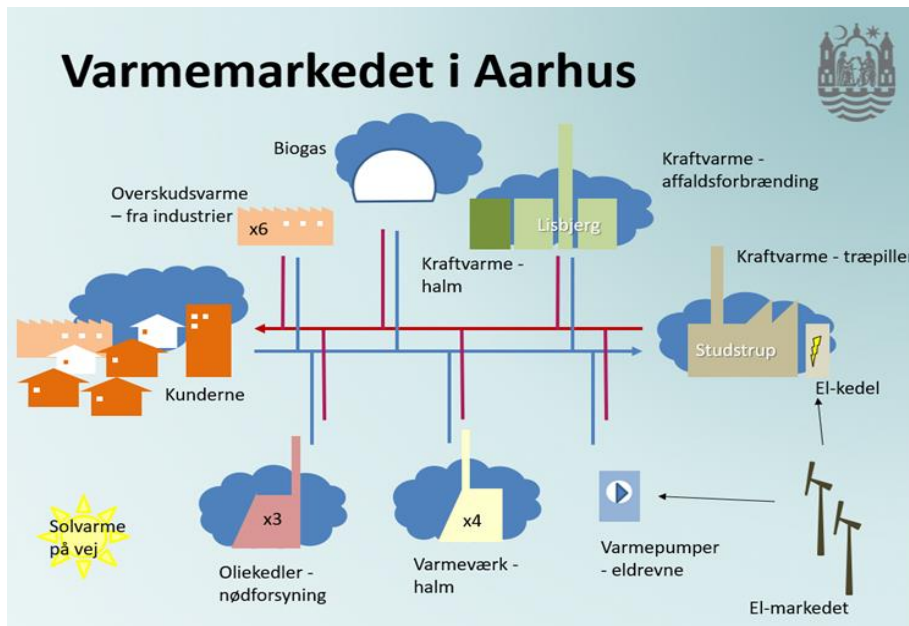
Biomassen opgøres som anvendt til fjernvarmeformål. Det er dog vigtigt at understrege, at biomassen for den største del anvendes til kraftvarmeformål og dermed samproduktion af el og fjernvarme. En udfasning af biomasse som brændsel i energisektoren vil derfor få vidtrækkende konsekvenser for elproduktionen, når der ikke er sol eller vind til rådighed. Anvendelse af biomasse til energiformål vil fortsætte nogle år endnu. EU arbejder på at skærpe kravene til dokumentation og certificering samt måske en afgift på biomasse, som vil omfatte træbiomasse og ikke halm.



Figur 33: Biomasse anvendes som brændsel i kedelanlæg, men for langt hovedparten til kraftvarmeproduktion af el og fjernvarme.

Fjernvarmesystemer har typisk flere **produktionskilder**. Særligt under energi- og priskrisen i efteråret 2022-2023 viste det sig, at fjernvarmeselskaber med mange forskellige teknologier og brændsler klarede sig bedst gennem krisen. Fjernvarmeselskaber med kun et brændsel, f.eks. naturgas blev meget hårdt ramt, da prisen på kort tid gik fra 0,5 kr./Nm³ til 25 kr./Nm³. Nogle havde så investeret i store eldrevne varmepumper og blev ramt, da elprisen steg fra 200 kr./MWh til 6.000 kr./MWh. Selskaber med faste kontrakter på brændsel, f.eks. halm kom bedre gennem krisen. Den største succes var og er der hos selskaber med flere teknologier og brændsler med forskellig prisdannelse. Derudover er forsyningssikkerheden også højest hos disse selskaber.

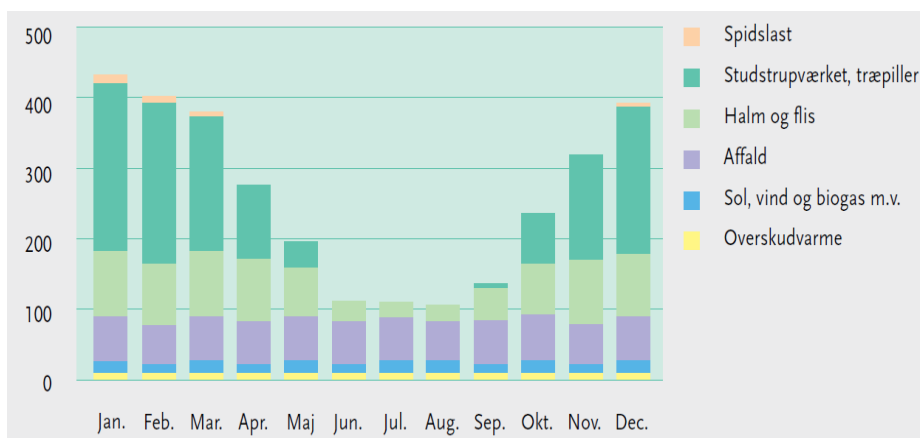
De kommende års store satsning på el-til-varme-løsninger som elkedler og store varmepumper bør derfor suppleres af andre teknologier og brændsler som værn mod perioder med høje elpriser.



Figur 34: Illustration af de mange forskellige energianlæg, der producerer fjernvarmen til hele Aarhus-området.

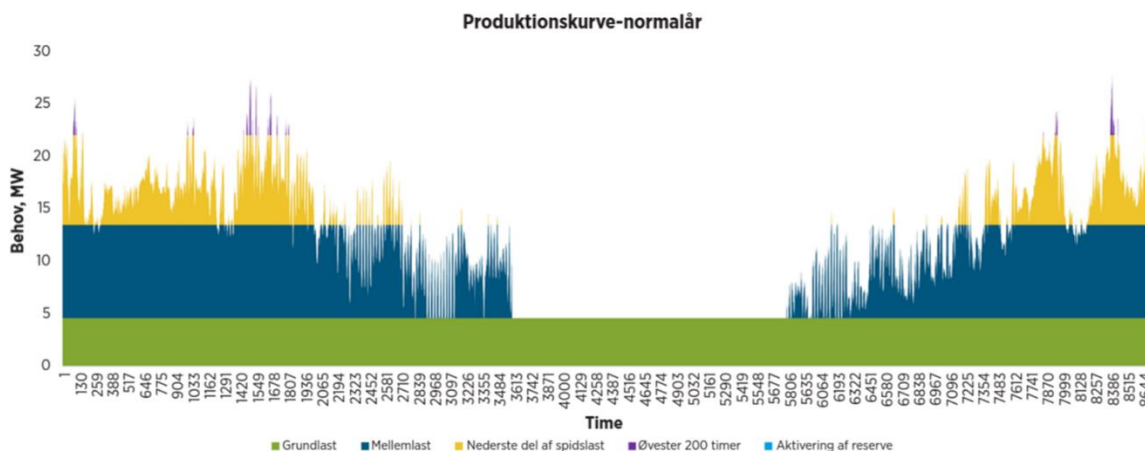
Fjernvarmesystemet i Aarhus har adgang til en del forskellige teknologier og brændsler. Omkring 80% af varmen kommer fra Ørstedes Studstrupværk med træpiller som brændsel. Men kraftvarmeværket skal lukkes, og derfor skal der etableres ny varmeproduktion. Som beskrevet tidligere kan geotermi levere ca. 20 % af varmebehovet. Derudover er overskudsvarme fra Power-to-X anlæg også en mulighed.

De forskellige varmeproducerende teknologier har forskellige opgaver at løse. Fjernvarmebehovet er størst om vinteren og mindst om sommeren. Teknologier der skal have drift i alle årets timer f.eks. affaldsenergianlæg, geotermi og overskudsvarme skal ikke være større end varmebehovet om sommeren, da potentialet herfra ellers ikke udnyttes til fulde. Derimod kan biomasse og store varmepumper dække varmeproduktionen i de kolde måneder. Sidst er der behovet for spids- og reservelast med meget få driftstimer om året f.eks. elkedler og biogaskedler. Der er behov for fordeling af teknologier ud fra lastbehov og **lastfordeling**.



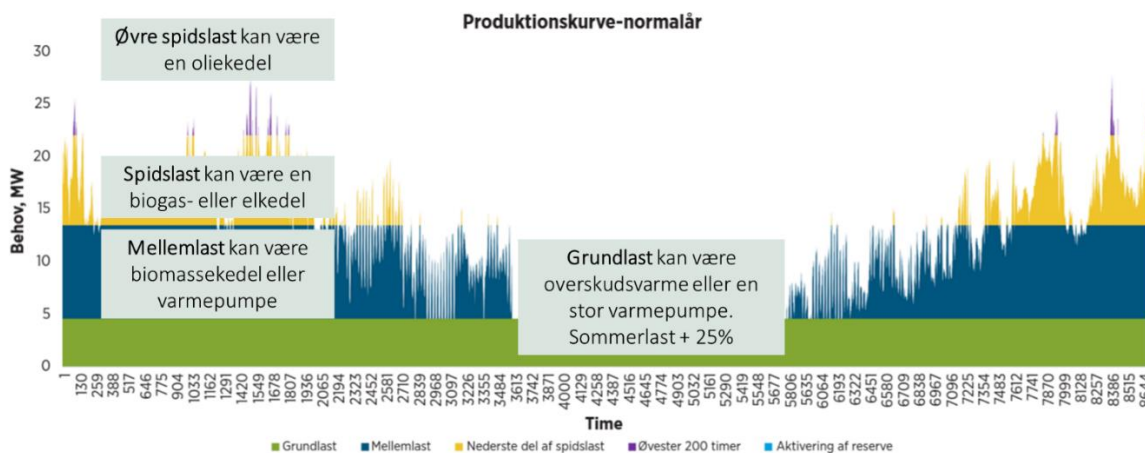
Figur 35: Illustration fra Aarhus om fordelingen af varmeproducerende teknologier sammenholdt med fjernvarmebehovet over året.

Et geotermi-anlæg vil kræve drift hele året og skal derfor være en del af varmebehovet om sommeren. Prisen skal kunne konkurrere med f.eks. affald eller overskudsvarme.



Figur 36: Produktionskurve for et normalt år eksempel med årlig produktion på 100.000 MWh – fordelt mellem forskellige lastformer.

Fjernvarmen har forskellige lastbehov. Grundlasten skal køre alle årets timer og om sommeren levere varme til varmt brugsvand hos kunderne. Mellemlast i efterår og vinter. Nedre spidslast om vinteren og øvre spidslast til spids- og reservelast ved særligt kolde dage. Der er forskellige teknologier, som bedst dækker de forskellige behov og eventuelle nedbrud af andre enheder.



Figur 37: Fordeling af forskellige varmeproducerende teknologier over året og på forskellige typer last.

Grundlast i over 6.000 timer årligt kan komme fra overskudsvarme og varmepumper. De skal dimensioneres til sommerlast + 25%. Mellemlast kan være biomassekedler og flere varmepumper. Spidslast kan være el- og biogaskedler. Øvre spidslast kan være oliekedler med under 200 timer årlig drift.

Termiske lagre med lagring af varmt vand er et billigt og effektivt bidrag til at lave effektiv lastfordeling og på samme tid optimering af andre teknologier. Akkumuleringstanke med varmt vand bruges til at gemme varme fra termisk solvarme om dagen til natten. Akkumuleringstanken kan også bruges til at gemme varme fra kraftvarmeproduktion når elprisen er høj. Omvendt kan varmepumper udnytte timer med lave elpriser og gemme varmen i akkumuleringstanke, indtil der

er et varmebehov. På den måde kan akkumuleringstanke både være med til at optimere fjernvarmesystemet og til at hjælpe med at balancere elsystemet med sol- og vindkraft. Akkumulerings-tanke er isolerede og indeholder varmt vand op til 90 °C. Der findes også meget store termiske lagre kaldet damvarmelagre med mulighed for at gemme varme over længere tid.

Der er damvarmelagre flere steder i landet, ofte sammen med solvarme, da det er en meget billig varme, som kan gemmes i mange dage. I Høje Taastrup er der bygget et damvarmelager på 70.000 m³ for at balancere varmeproduktionen fra et affaldsenergianlæg i forhold til lastbehovet i VEKS varmetransmissionsanlægget.



Figur 38: Akkumuleringstank til fjernvarme og Marstal solvarmeanlæg med damvarmelager på 75.000 m³.

Med el fra sol- og vindkraft er der behov for effektiv energilagring. Lagring som termisk energi til fjernvarme er klart den billigste form for energilagring. Batterier til ellagring er markant mere kostbart. El kan også gemmes som termisk energi ved høj temperatur f.eks. ved opvarmning af granitskærver til 600 °C og dermed mulighed for at kunne lave el igen gennem damp og en turbine på et kraftvarmeværk.



Solceller (PV Photo Voltaic) omsætter solens energi til el gennem særlige silicium paneler. Solceller kan enten bygningsintegreres og/eller opsættes som meget store markanlæg.

Solceller kan bruges i fjernvarmesektoren ved at elproduktionen midt på dagen kan gå til drift af eldrevne varmepumper, hvis elproduktionen midt på dagen ikke kan anvendes andre steder i elsystemet .

Elproduktion fra solceller er allerede nu med en kapacitet på ca. 3.000 MW udfordret ved, at solcellerne nogle dage er med til at presse elprisen ned midt på dagen. Her kan en fastprisaftale med et fjernvarmeværk være en fordel for begge parter. Alternativt kan solcellerne

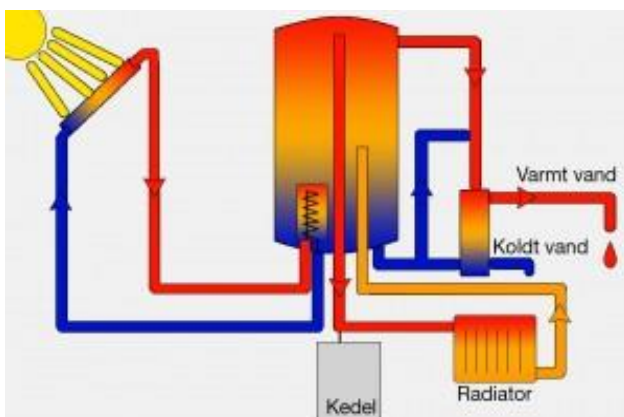
placeres i øst-vest-retning i stedet for syd-retning, hvormed produktionen af el fordeles mere ligeligt over dagen.

Solvarme er en meget miljøvenlig energiform, der passer godt til fjernvarme. De termiske solvarmeanlæg opvarmer vand i særlige solpaneler og anvendes direkte til fjernvarme. Det første store anlæg, der leverede solvarme til fjernvarme, var Marstal på Ærø. I 2007 blev det første solvarmeanlæg i samdrift med kraftvarme åbnet i Brædstrup. Målsætningen var at fortrænge naturgas som brændsel til kraftvarmeværket. I dag er der 142 solvarmeanlæg i drift. Det største er i Silkeborg med 156.000 m², som leverer over 20% af fjernvarmen i Silkeborg. De fleste solvarmeanlæg fortrænger naturgas, men enkelte fortrænger biomasse. Følg produktionen på link: <https://solvarmedata.dk/>



Figur 39: I Legoland Billund er en model af Brædstrup Kraftvarmeværk med det første 5,6 MW solvarmeanlæg på 8.000 m².

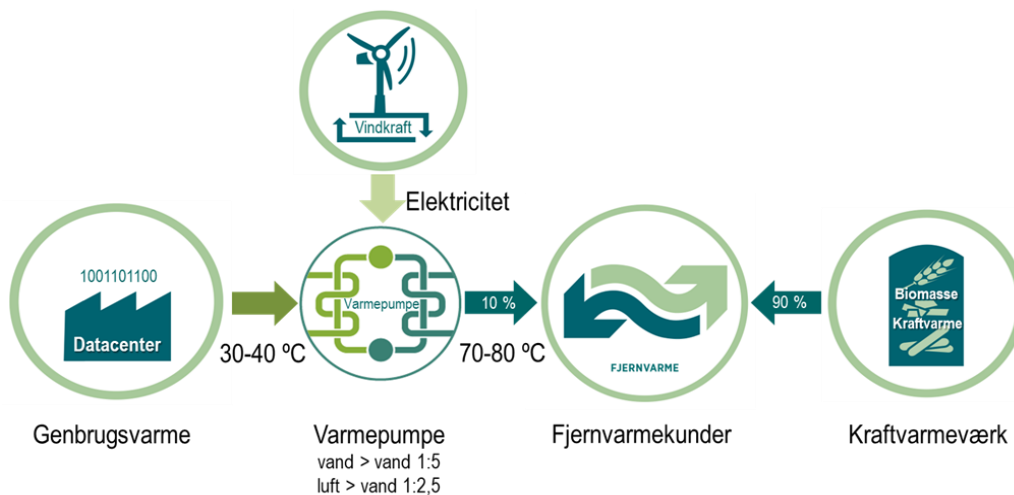
Solvarme er en stor investering, der tjenes hjem over 25 år og med en levetid der er meget længere.



Figur 40: Illustration af, hvordan solens varme bliver til fjernvarme - og luftfoto af verdens største anlæg i Silkeborg.

Overskudsvarme fra forskellige kilder kan genbruges i fjernvarmesystemet. Det gælder alt fra store anlæg som Aalborg Portlands cementfabrik i Aalborg til små anlæg i supermarkeder. Aalborg Portland har store ovne, der brænder cement og i stedet for at udlede overskudsvarmen til Limfjorden bliver varmen leveret til Aalborg Forsyning til genbrug som fjernvarme. Supermarkeder med nye køleanlæg, der har CO₂ som drivmiddel har overskudsvarme i form af 70 °C vand, der kan anvendes til fjernvarme. Mængden af overskudsvarme fra et typisk supermarked svarer til varmebehovet i 20-25 husstande. Til gengæld er potentialet hele 2.600 supermarkeder med en termisk kapacitet på 150-240 kW med en årlig levering på ca. 200 MWh varme til genbrug frem for at blive udledt til kloarken.

Overskudsvarme fra mange forskellige industrier, f.eks. også datacentre vil vokse i de kommende år. Den helt store kilde bliver sandsynligvis Power-to-X-anlæg hvor varmemængden til genbrug bliver meget stor. Politisk har man fjernet en stor bremseklods i form af den tidligere overskudsvarmeafgift. Der er dog stadig et prisloft, der forhindrer en optimal udnyttelse af overskudsvarme.



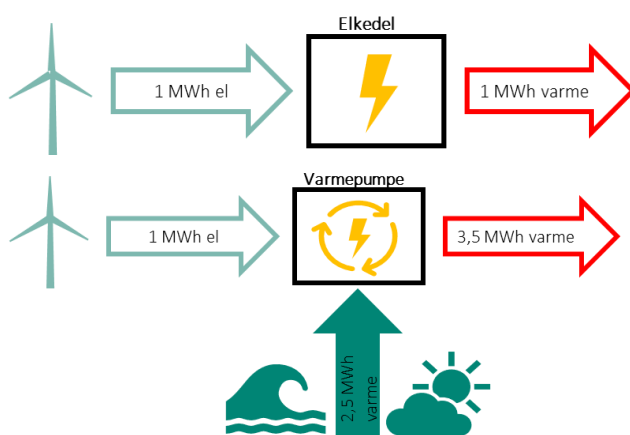
Figur 41: Eksempel på, hvordan overskudsvarme fra et datacenter kan blive til fjernvarme.

I Odense har Fjernvarme Fyn og Facebook (Meta) lavet aftale om, at overskudsvarmen fra det store datacenter kan genbruges til fjernvarmeformål. I byen dækkes omkring 15% af varmebehovet fra denne brændselsfri overskudsvarme. Alternativet til genbrug af varmen vil være bortledning til omgivelserne. Overskudsvarmen har en temperatur omkring 30 °C og skal derfor løftes i temperatur til 70 °C med brug af en eldrevet varmepumpe. Fjernvarmekunderne skal have høj forsyningsikkerhed og derfor skal der være adgang til en anden varmekilde og her anvendes der et kraftvarmeværk på biomasse.

Store eldrevne varmepumper bliver en integreret del af fjernvarmeproduktionen. Der er i de senere år installeret mange varmepumper, primært luft/vand-varmepumper. Der er også vand/vand-varmepumper med højere virkningsgrad. Og der investeres i store havvandsvarmepumper.

El-til-varme-løsninger kan være elkedler og der er allerede installeret over 1.200 MW kapacitet på danske fjernvarmeværker. Elkedler er en relativ lille investering. Nogle af de største elkedler er installeret på Studstrupværket, hvor Kredsløb Varme har installeret 80 MW og 200 MW elkedler. Mange elkedler løser opgaver med balancering af elsystemet og tjener penge på det. Det er dog med under 500 driftstimer om året og derfor ikke den store energiproduktion, da virkningsgraden er 1:1. Derimod er varmepumper med en virkningsgrad (COP-faktor) på 3,5 i stand til at levere mere fjernvarme bl.a. med energi fra luft, vand, havet eller overskudsvarme.

Varmepumper er en relativ stor investering og vil derfor få mange driftstimer, f.eks. over 6.000 timer om året. Netop fordi varmepumper kan være nødvendig for genbrug af overskudsvarme, vil der komme mange nye anlæg. Udviklingen i luft/vand-varmepumper fortsætter også, selvom varmebehovet er størst, når udeluften er koldest.

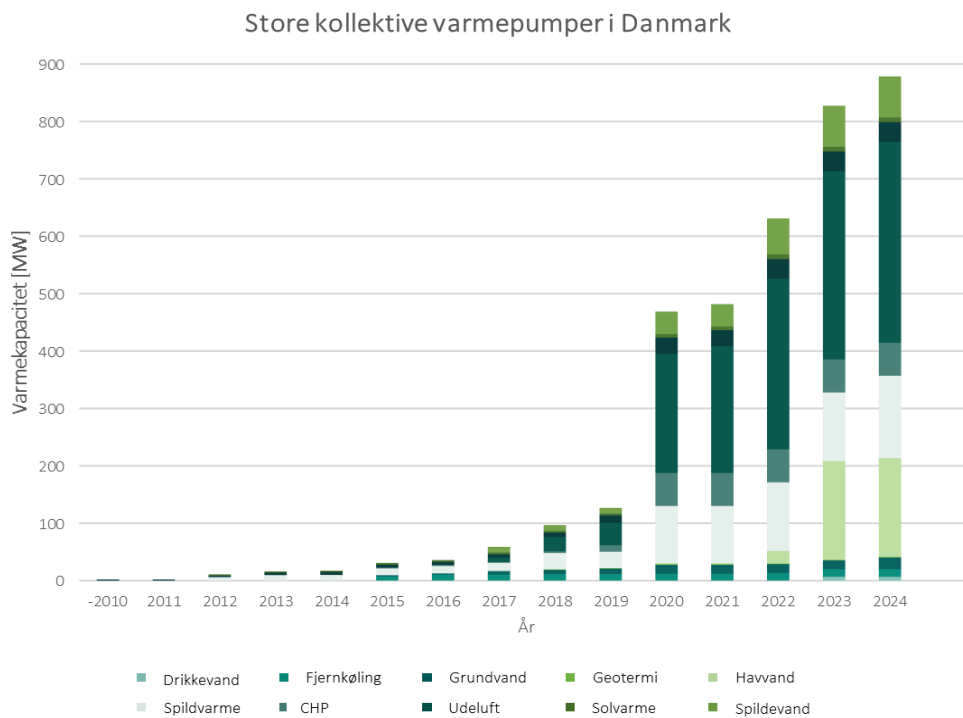


Figur 42: El anvendt i elkedler er 1:1, mens varmepumper er 1:3,5 og er derfor mere energieffektive.

Havvandsvarmepumper er i vækst. Der arbejdes med at benytte havet til varmekilde til meget store varmepumper. MW-kapaciteterne er den termiske kapacitet. På Aarhus Ø har Kredsløb Varme etableret første del af en samlet havvandsvarmepumpe på 15 MW. HOFOR arbejder på et projekt på Nordhavnen, der skal være på 20 MW. DIN Forsyning i Esbjerg har startet et projekt med 50 MW. Aalborg Forsyning planlægger en havvandsvarmepumpe på 100 MW.

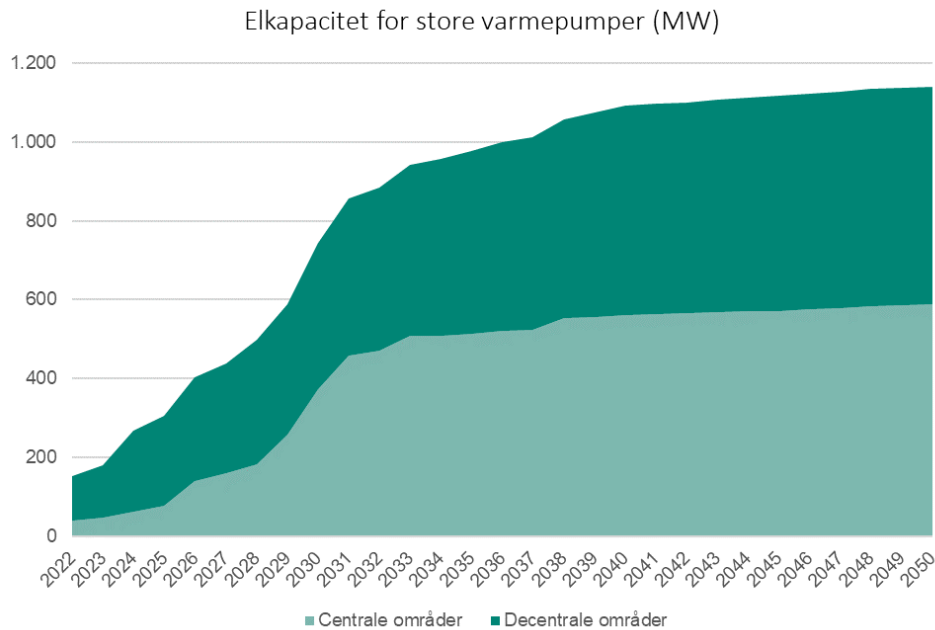


Figur 43: Havvandsvarmepumper er meget store systemer, da der arbejdes med parallelle systemer.



Figur 44: Udviklingen i varmepumper i fjernvarmesektoren har og er med meget stor vækst

Alle varmepumperne er eldrevne. En kapacitet på 1 MW elkapacitet giver 3,5 MW termisk kapacitet (hvis COP=3,5 antages). Den termiske kapacitet i 2024 vil således svare til 250 MW elkapacitet. Energistyrelsen forventer, at der vil komme en voldsom vækst frem til 2024, hvorefter tilvæksten vil flade ud.



Figur 45: Energistyrelsens fremskrivning af elkapaciteten på varmepumper til fjernvarmeformål

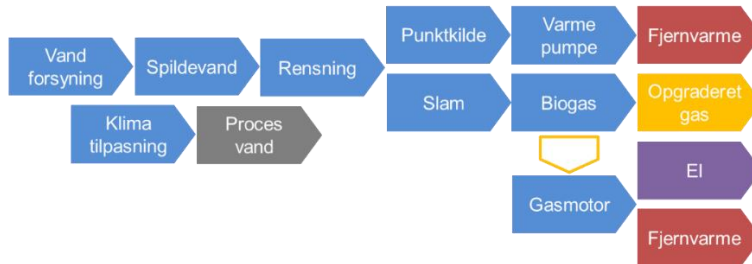
En samlet elkapacitet på 1.000 MW for varmepumper i 2035 vil medføre en stor stigning i elforbruget, som skal dækkes. Fjernvarme kan ved hjælp af akkumuleringstanke og andre lagringsteknologier, flytte deres elforbrug og kan derfor være en aktiv spiller inden for sektorkobling.

Sektorintegration i forsyningssektoren er en oplagt mulighed for at forbedre økonomien og fremme grønne løsninger. Herunder nogle eksempler.

Sektor integration	Mulighed
Vandforsyningen	ATES anlæg for fjernvarme og fjernkøling fra vandmagasiner
Affald indsamling	Brændsel til kraftvarme affaldsenergianlæg
Gassystemet	Brug af opgraderet biogas til spids-og reservelast
Elsystemet produktion	Kraftvarme til elproduktion når VE-anlæg ikke producerer
Elsystemet forbrug	Balancering fra elkedler og varmepumpers forbrug
Brintproduktion	Overskudsvarme fra elektrolyse anlæg
Elanlæg	Varmer fra transformere og andet teknisk udstyr
Biogasopgradering	Overskudsvarme til genbrug i fjernvarme
Spildevandsrensning	Varmt rensset vand til varmepumpe, slam til biogas



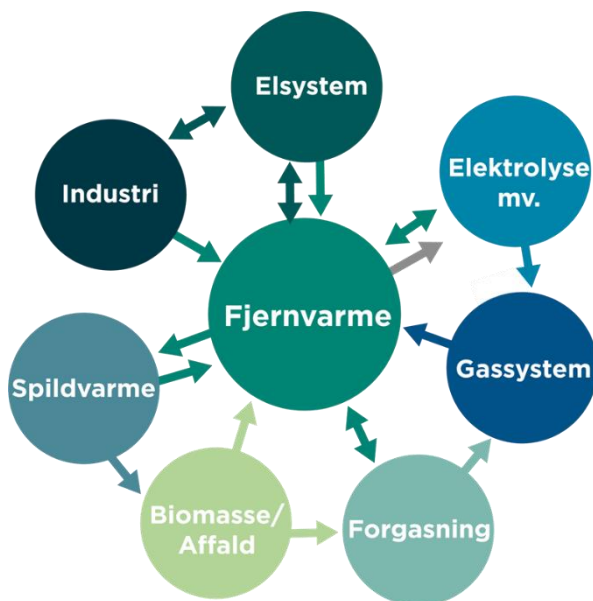
Eksempel: Danmark har 500 spildevandsanlæg



Figur 46: Illustration af spildevandsrensning og sektorkobling - tegning af Vand Center Syd i Odense

Det rensede spildevand er en god punktkilde for en vand/vand-varmepumpe til fjernvarme. Slam fra anlægget kan laves til biogas, som kan leveres til opgradering for gasnettet eller anvendes i en gasmotor, der producerer el og fjernvarme. Også overskudsvand fra klimatilpansningsanlæg (skybrud-magasiner) kan anvendes til procesvand og dermed kan spare drikkevand.

Fjernvarmen kan sektorintegreres med mange forskellige sektorer. Særligt er elektrolyse, Carbon Capture og Power-to-X-produktion nye store punktkilder for fjernvarmesektoren. Elektrolyse har varmeoverskud på ca. 50 % af den anvendte el og kan levere varme ved 70 °C. Carbon Captur har termiske tab på 60 % af anvendt energi og det er ved 80-110 °C. Power-to-X-anlæg vil have termiske tab på 50 % og ligeledes ved 70-80 °C.



Figur 47: Illustration af, hvorledes fjernvarmen kan sektorintegrere med mange andre energisystemet

Fjernvarmen kan balancere elsystemet, produktion fra kraftvarme og forbrug til varmepumper og elkedler.

Industrien har overskudsvarme, men kan også bruge fjernvarme som kilde til højtemperatur varmepumper.

Spildvarme kan være fra spildevandsrensning.

Biomasse og affald kan forgasses (pyrolyse) med stort varmeoverskud.

Gassystemet har brug for kunder til den opgraderede biogas.

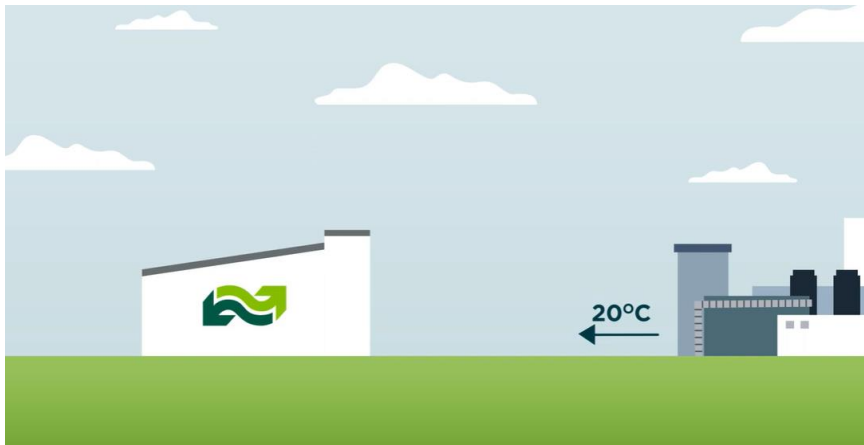
Power-to-X anlæg har hele tre varmebidrag til fjernvarmesystemet. Fjernvarmen har en helt central rolle.

3.2 Varmeproduktion til fælles lokalvarme og Ø-varme

Lokalvarme og Ø-varmeprojekter er "små fjernvarmeprojekter" og derfor er der ikke samme mulighed for stor diversitet i de varmeproducerende teknologier. Økonomien er mindre og investeringerne er begrænsede. De fleste løsninger har en eldrevne varmepumpe som primær energikilde. Dertil kan der være mindre kedler for halm og biomasse, samt en elkedel til spidslast.

Hvis et Lokalvarmeprojekt kan få adgang til overskudsvarme fra erhverv eller f.eks. et supermarked, så kan det være en fordel. Et typisk supermarked kan levere overskudsvarme svarende til 20-25 standardhuse. Det er dog meget vigtigt at understrege behovet for at have reservelast til rådighed. Hvis virksomheden lukker, så stopper overskudsvarmen også og så skal der være en anden varmeproduktion til at tage over. Se nærmere om mulighederne ved overskudsvarme fra projektet Super Supermarkets, se link: <https://supersupermarkets.dk/>

Med adgang til overskudsvarme for varmepumper eller luft-til-vand varmepumper skal opmærksomheden henledes på, at der bliver en høj afhængighed af elprisen. Det taler for at lave løsninger med en god stor akkumuleringstank for tidsforskuet køb af el til varmepumpen og dermed undgå de dyreste timer.



Figur 48: Der er mange kilder med lavtemperatur overskudsvarme, der kan bruges til fjernvarme - med en varmepumpe

3.3 Varmeproduktion til termonet løsning med fælles brine og varmepumpe

Termonet er et stort jordvarmeanlæg. Den enkelte ejendom kan etablere eget jordvarmeanlæg og med en vand-til-vand varmepumpe få en god driftsøkonomi med høj virkningsgrad. Ulempen er at egen have skal graves op. Derfor er Termonet-løsningen en mulighed. Her anvendes en fælles jordvarmekilde f.eks. fra lodrette borer til at levere varme via en brine til ejendommens vand-til-vand varmepumper.



Figur 49: Termonet løsning kan udvides med solceller for elproduktion eller overskudsvarme fra erhverv

Hvis der i lokalområdet er adgang til overskudsvarme fra f.eks. udløb fra en virksomhed, så kan det forbedre økonomien i Termonet, da lodrette borer koster en del.

De individuelle varmepumper hos kunderne skal fortsat købe el, men mindre end ved luft-til-vand varmepumper, da vand-til-vand varmepumperne har en højere virkningsgrad. Økonomien i termonet-løsninger kan forbedres ved, at der tilknyttes solceller i et energifællesskab med egen elproduktion. Da solcellerne har produktion midt på dagen, så vil varmtvandsbeholdere være en fordel for kunderne. Der kan også tilknyttes solvarme paneler.

3.4 Varmeproduktionen ved individuelle varmeløsninger

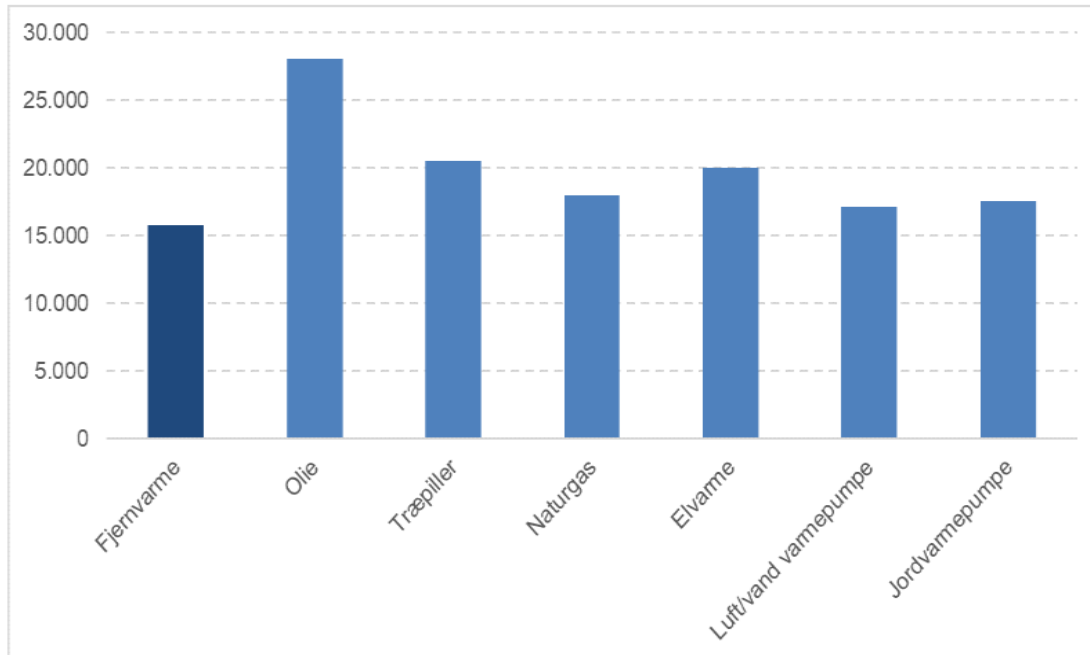
For den enkelte ejendom er der flere muligheder for at have individuelle "grønne" varmeløsninger.

Det mest udbredte er varmepumper. Luft/luft-varmepumper anvendes ofte i sommerhuse. Luft/vand-varmepumper i helårsbeboelse. Vand/vand-varmepumper for helårsbeboelse.

Derudover er der biomasseløsningen med et træpillefyr. Bygninger kan etablere solceller på eller ved bygningen og derved have egenproduktion af el til opvarmningsformål, kaldet elvarme. Bygningerne kan også etablere solvarmepaneler. De er dog markant tungere end solceller og derfor vanskeligt at bygningsintegrere.

For de fleste betyder prisen meget. Herunder er data fra Energistyrelsens Teknologikatalog 2021. Det er året før energipriserne fik meget voldsomme udsving i 2022.

Varmeomkostninger for et standardhus (130 m²/18,1 MWh)



Kilde: Teknologikatalog januar 2021, FSTS Prisstatistik, Energistyrelsens Pris- og Levetidskatalog for danske fjernvarmevirksomheder samt egne beregninger. Note: Figuren viser et øjebliksbillede, og det har ikke været muligt at opgøre priser for alle de øvrige varmekilder for samme periode som fjernvarmeprisen januar 2021.

Figur 50: Energistyrelsens teknologikatalog og priser på varmeløsninger