

# FORUDSÆTNINGSNOTAT

## SCREENING AF POTENTIALER FOR FJERNVARME

**NORDJYLLAND**  
Jyllandsgade 1  
DK-9520 Skørping

**MIDTJYLLAND**  
Vestergade 48 H, 3. sal  
DK-8000 Århus C

**SJÆLLAND**  
Nørregade 13, 1.  
DK - 1165 København K

Tlf. +45 9682 0400  
Fax +45 9839 2498

[www.planenergi.dk](http://www.planenergi.dk)  
[planenergi@planenergi.dk](mailto:planenergi@planenergi.dk)  
CVR: 7403 8212

**Januar 2023**

## Indholdsfortegnelse

1	Indledning	<b>Fejl! Bogmærke er ikke defineret.</b>	
2	Metode og værktøjer		3
2.1	Varmeetlas og varmegrundlag		5
2.2	GIS software		5
2.3	Leanheat		6
2.4	Udtræk til - og beregninger i Excel		6
3	Forudsætninger		6
3.1	Brændselspriser	<b>Fejl! Bogmærke er ikke defineret.</b>	
3.2	Tariffer		6
3.3	Drifts og vedligehold		7
3.4	Afgifter		7
3.5	Investeringer		7
4	Redegørelse for screeningerne		7
4.1	Undersøgte alternativer		7
4.2	Kapacitet til varmforsyning		9
5	Konsekvensberegninger		10
5.1	Forbrugerøkonomi		10
5.2	Samfundsøkonomi		11

### Bilag 1: Forudsætninger

Notat udarbejdet af:

Jakob Worm

Tlf. + 45 2972 6845

[jw@planenergi.dk](mailto:jw@planenergi.dk)

Tina Hartun Nielsen

Tlf. + 45 2222 5196

[thn@planenergi.dk](mailto:thn@planenergi.dk)

Grethe Hjortbak

Tlf. + 45 2337 6013

[gfh@planenergi.dk](mailto:gfh@planenergi.dk)

Anders M. Odgaard

Tlf. + 45 2094 3525

[amo@planenergi.dk](mailto:amo@planenergi.dk)

# 1 Sammenfatning

Omstilling til fjernvarmesystemer giver en varmforsyning, som er fleksibel og lettere at omstille til andre produktionsformer, som er underløbende udvikling, samt udnytte forskellige energikilder herunder overskudsvarmekilder – selv ved lavere temperaturniveauer ved hjælp af varmepumper. Fjernvarme kræver dog 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 varmeproduktion på individuelle anlæg.

Investeringer og levetider på fjernvarmeanlæg er baseret på priser fra nyeste udgave af Teknologikataloget, der udgives 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 Teknologikataloger. 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.

Der er for hvert område lavet beregninger for forbrugerøkonomi samt 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 eksempelvis 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 som fjernvarmepuljen<sup>1</sup>, afkoblingsordningen<sup>2</sup> eller bygningspuljen<sup>3</sup>.

I nærværende forudsætningsnotat gennemgås de benyttede metoder og forudsætninger.

## 2 Metode og værktøjer

Til screening af potentielle nye fjernvarmeområder er benyttet en række værktøjer:

- GIS er et værktøj, der kan behandle geografisk data
- Leanheat Network er et værktøj, som kan anvendes til hydrauliske analyser og dimensionering af ledningsnet i fjernvarmesystemer
- Excel benyttes til databehandling og generering af resultater

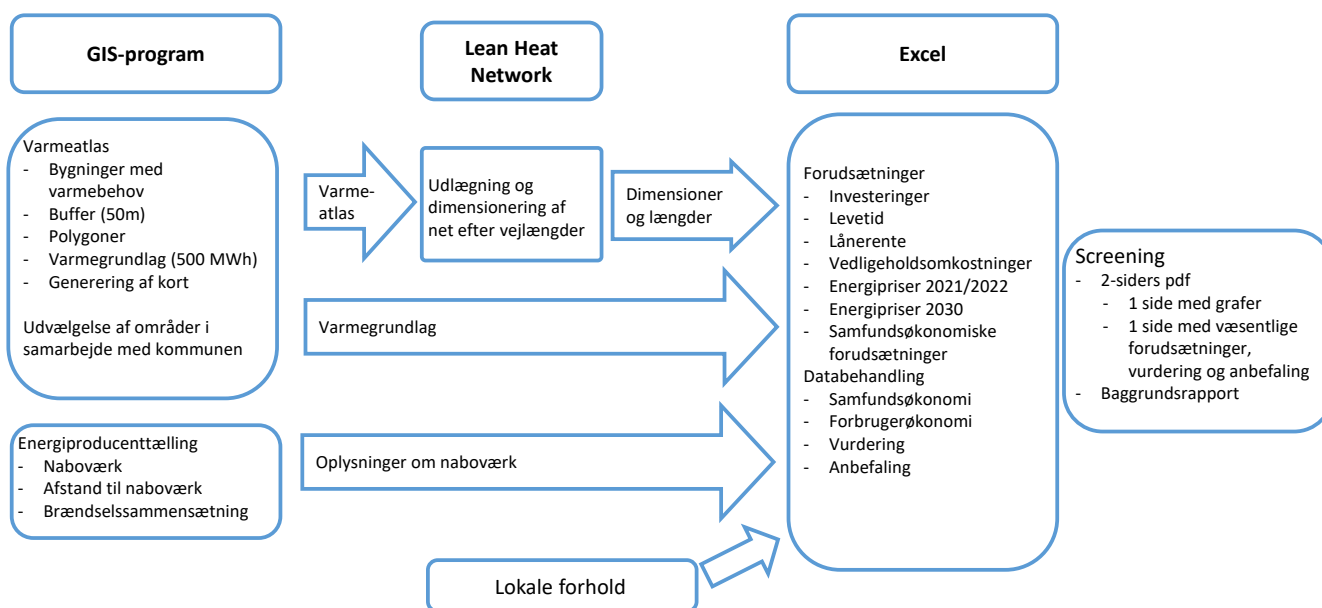
En illustration af den overordnede metode og hvilke data, der benyttes som videre input fremgår nedenfor.

---

<sup>1</sup> <https://ens.dk/service/tilskuds-stoetteordninger/fjernvarmepuljen>

<sup>2</sup> <https://evida.dk/kundeservice/hvis-du-skifter-varmekilde/?afkoblingsordning#0d999c16-46ef-4e33-b992-8d5f961f5246>

<sup>3</sup> <https://ens.dk/service/tilskuds-stoetteordninger/bygningspuljen>



**Figur 1:** Oversigt over metode og anvendte forudsætninger

GIS benyttes til finde bygninger med varmebehov i en given kommune eller 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 tilbageblevne bygninger tilføjes en bufferzone på 50 meter, og såfremt én bufferzone har kontakt med én anden bufferzone, bliver de lagt sammen. På den måde kan områder med bygninger med under 100 meter mellem sig, samles til områder. 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.

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 fx områder med under 50 bygninger, såfremt de ikke ligger umiddelbart op ad eksisterende fjernvarme. Ligeledes er områder, hvor der er projektforslag på vej, eller hvor kommunen vil bede om projektforslag, sorteret fra. De tilbageværende områder screenes herefter for at vurdere, om de har potentiale for fjernvarme.

På baggrund af data fra Energistyrelsens Energiproducenttællingen er brændsels sammensætningen 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 kryds, 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 ny by kan betyde, at der skal laves opdimensioner 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.

De benyttede værktøjer er beskrevet yderligere i de kommende afsnit.

## 2.1 Varmeatlas og varmegrundlag

Varmegrundlaget i de undersøgte områder er baseret på data fra Varmeatlas udviklet af Aalborg Universitet. Varmeatlasset er en GIS-database over bygningers opvarmningsform, opvarmet areal og forventet varmebehov, og er baseret på BBR-data. I BBR-registret er bygningers varmeinstallationstype og opvarmningsmiddel registreret. Derudover oplyses bygningernes areal (herunder bolig- og erhvervsareal), alder og anvendelsesformål. Disse informationer, sammen med nøgletal for specifikke varmebehov per areal ( $m^2$ ) i bygninger afhængig af anvendelse og opførselsperiode, giver det et estimat af bygningernes varmebehov. De specifikke varmebehov er baseret på FIE-data og tidligere SBI-rapporter baseret på energimærkningsrapporter. I Varmeatlasset er BBR-oplysninger georefereret, således bygningernes geografiske placering kan anvendes i GIS. Det anvendte Varmeatlas er baseret på BBR-data fra august 2022.

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 registreret 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 Varmeatlasset viser dog, at Varmeatlasset for større områder i langt de fleste tilfælde giver et retvisende billede. Samtidig vurderes Varmeatlasset at være det bedste datagrundlag, der pt. er tilgængeligt, hvorfor det benyttes i screeningerne.

## 2.2 GIS software

GIS er en forkortelse for geografiske informationssystemer (GIS). GIS gør det muligt at behandle og arbejde med data, som har tilknyttet geografiske egenskaber. I forbindelse med denne analyse er Open Source-værktøjet QGIS benyttet til analyserne.

## 2.3 Leanheat Network

Leanheat Network udviklet af Danfoss er et værktøj til hydrauliske beregninger og analyser. I denne analyse benyttes Leanheat Network til at dimensionere distributionsledninger i de analyserede potentielle fjernvarmeområder. Fjernvarmeledningerne er forudsat til at følge vejmidter mens det dimensionerende effektbehov i bygningerne er baseret på varmebehov fra Varmeatlas. Dimensionerne og de tilhørende længder anvendes i de videre beregninger i Excel, hvor der kan opstilles et investeringsbudget på baggrund heraf.

## 2.4 Excel

Dataudtræk fra de øvrige værktøjer samles i Excel til databehandling og videre beregninger. I Excel udføres således på baggrund heraf beregninger af:

- Forbrugerøkonomi
- Samfundsøkonomi

Beregninger i Excel baseres således på dataudtrækkene fra GIS og Leanheat Network samt på de valgte forudsætninger for bl.a. investeringer, levetid, rente, afgifter, energipriser, tilslutningstakt mv. En mere detaljeret gennemgang af denne proces er gennemgået i nedenstående afsnit om konsekvensberegninger.

# 3 Forudsætninger

De væsentligste forudsætninger er gennemgået herunder, mens de faktiske anvendte forudsætninger fremgår af bilag A.

## 3.1 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 varmeløsnin-ger, som har en lang levetid og derfor også vil påvirkes af energipriserne i 2030.

- 2021/2022: Markedspriser på energi fra 1. august 2021 til 31. juli 2022:
  - Dog er priserne på biomasse behæftet med usikkerhed, da disse ikke handles på åbne børser.
  - Prisstigningen på biomasser i sensommeren 2022, slår ikke fuldt igennem i beregningerne, men er inddraget efter bedste estimat.
- 2030: Energistyrelsens 'Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner 2022' dateret februar 2022.

## 3.2 Tariffer

Der er anvendt elnettariiffer gældende for N1's område per 1. januar 2023. For individuelle varmepumper er anvendt tariffer for C-time, mens der for varmepumper 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.

### 3.3 Drift og vedligehold

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

### 3.4 Afgifter

Der benyttes afgiftssatser for 2023 i alle beregningerne.

### 3.5 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 varmepumper til almindelige boliger, som dog er inklusive den prisudvikling, som er observeret siden priserne blev indsamlet til teknologikataloget jf. notatet 'Prisudvikling for luft-vand varmepumper til enfamiliehuse udarbejdet Ea Energianalyse i maj 2022. Til fjernvarmeunits er benyttet en investering på 16.000 kr. ekskl. moms per styk. For luft-vand varmepumper til fjernvarme er der indført en prisdifferentiering, hvor der for varmepumper op til 1 MW er anvendt investeringspriser fra Teknologikataloget, og for varmepumper over 1 MW op til 4 MW er anvendt erfaringstal.

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  $\varnothing 26$  til ca. 4.500 kr./m for  $\varnothing 219$  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 anlæggelse i ubefæstet areal.

Alle investeringer i beregningerne er angivet eksklusive moms.

## 4 Redegørelse for screeningerne

Hvert potentielt område er analyseret med hensyn til forskellige scenarier for varmforsyningen. Dette er sket grundet kravene Varmeforsyningsloven og Projektbekendtgørelsen, hvoraf det fremgår, at der skal foretages analyser af relevante scenarier.

### 4.1 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 varmpumpe og træpillefyr

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

Med hensyn til termonet er de i screeningerne medtaget som individuelle varmpumper 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 varmpumpe og fælles jordvarme, 100 % tilslutning

#### Individuelle løsninger:

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

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

Fjernvarmeforsyning ved lokal produktion forudsættes at være en luft/vand-varmpumpe, 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. Ved analyse af relativt store områder vil det være muligt at optimere, og dermed sænke prisen for lokal varmeproduktion. Varmeomkostningerne dækker investering i anlæg og bygninger, administrations-, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger.



Varmeomkostningen for fjernvarme via en transmissionsledning er baseret på omkostningerne for etablering af transmissionsledning foruden distributionsnet, samt produktionsomkostninger hos det nærmeste eksisterende fjernvarmeværk. 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. Der er i screeningen ikke taget stilling til ejerskab med hensyn til, om fjernvarmeværkets forsyningsområde udvides, eller sælger varme til et lokalt nyetableret fjernvarmeværk. Fjernvarmenettet er forudsat etableret som serie 3 rør for at minimere ledningstab. Varmeomkostningerne dækker investering i ledningsanlæg (transmission- og distributionsnet), brændselsomkostninger, administrations-, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. Generelt har brændsels sammensætningen stor betydning for omkostningen til fjernvarme, derfor er det vigtigt at resultatet tolkes varsomt, da der ikke er lavet præcise energimodelleringer og analyse af samtlige fjernvarmeværker.

Termonettet er her defineret som et kollektivt jordvarmeanlæg, hvor de enkelte bygninger hver har en varmepumpe forbundet til kollektive jordvarmeslanger. Termonet er mindre afhængige af tilslutningsprocenten, da der ikke er et varmetab, ligesom en større del af investeringen er knyttet til den enkelte bygning. Omkostningerne vil derfor kun variere i mindre grad, hvis tilslutningsprocenten ændres. Det kan dog variere afhængig af, hvilken termonetløsning der etableres, da lavtemperaturvarme i et termonet med uisolerede jordslanger vil have et nettab, og derved vil tilslutningsprocenten få en betydning. Ligeledes har forholdet mellem slanger i vejareal og slanger i mark/ubefæstet areal en betydning for omkostningen – jo større en andel der placeres i vej, jo dyrere bliver termonettet. Der er i beregningerne ikke taget stilling til ejergrænser, og prisen er baseret på produktionsomkostningerne, samt kapitalomkostninger for det samlede anlæg. Alle investeringer er forudsat at være fælles. Udgifter til køb eller leje af areal er ikke medtaget. Termonet er fortsat omfattet af stor usikkerhed vedrørende både lånemuligheder, lovgivning og omkostninger. Omfattes termonet af projektbekendtgørelsen vil der være udfordringer med at få det godkendt, da det typisk ikke vil være samfundsøkonomisk mere fordelagtigt end individuelle varmepumper. Dette gælder med de nuværende beregningsforudsætninger, og kan ændre sig, når der kommer nye beregningsforudsætninger. Termonet vil som oftest etableres på baggrund af et lokalt initiativ. Termonet kan have sine fordele, hvor der er tæt bebyggelse, og kan her være en løsning, hvis der ikke er muligt at sætte luft/vand-varmepumper op, så de overholder støjgrænserne. Termonet kan derfor etableres i mindre områder af en by, hvor der fx er rækkehuse eller anden tæt bebyggelse. Det kan også være en fordel ved kystnære områder, hvor udedelen på en luft/vand-varmepumpe vil have en mere begrænset levetid grundet det korrosive miljø.

## 4.2 Kapacitetsbehov til varmeforsyning

Kapaciteterne til nye fjernvarmeproduktionsanlæg – spidslastbehov – i beregningerne er baseret på varmegrundlaget fra Varmeatlasudtræk for et givent område med en antagelse om 2.860 fuldlasttimer. Dette kapacitetsbehov benyttes i estimeringen af nødvendige investeringer.

## 5 Konsekvensberegninger

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

1. Forbrugerøkonomi
2. 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.

### 5.1 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 bedre 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.

Beregninger er lavet ud fra omkostningsbestemte priser:

- Investeringer i individuelle løsninger antages forrentet med 4,5 % p.a. igennem banklån
- Investeringer i fælles løsninger antages forrentet med 2,5 % igennem KommuneKredit
- For termonet er alle omkostninger antaget kollektive (2,5 % p.a.)
  - Der er dog forsat stor usikkerhed både mht. økonomi, lovgivning og lånemuligheder
- Varmepriis fra naboværk, baseret på brændselsomkostninger
  - Overslag baseret på nuværende brændsels sammensætning
  - Alle ledningsomkostninger og varmetab er medtaget
- Lokale fjernvarmenet:
  - 95 % dækkes af varmepumpe
  - 5 % dækkes af el- eller gaskedel, som spids- og reservelast
  - Reservelastkedlen er dimensioneret (og investeringsmæssigt) stor nok til at dække hele forbruget

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 der ville have krævet en større energimodellering og analyse af de pågældende fjernvarme-

værker. 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.

Termonetberegningerne er behæftet med en vis usikkerhed, da der kun er meget få erfaringspriser på nedgravning af jordvarmeslager i forbindelse med termonet.

## 5.2 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 samfundsøkonomiske mest fordelagtige scenarie.

De samlede omkostninger år for år tilbagediskonteres, hvorved nutidsværdien fremkommer for henholdsvis en situation med reference-situationen og en situation med etablering af fjernvarmen. Det samfundsøkonomiske overskud er beregnet som nutidsværdi med en kalkulationsrente på 3,5 % p.a. Beregningsperioden er 2024-2043.

De vejledende samfundsøkonomiske beregninger antager, at alle får en ny varmforsyning i 2023. For de scenarier, hvor løsningen ikke omfatter alle bygninger, fx 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.

Den samfundsøkonomiske beregning består af prissætning af følgende elementer:

- Investeringer
- Omkostninger til drift og vedligehold
- Køb af brændsler
- Salg af el til nettet
- Køb af el fra nettet
- Forvridningstab, afgifter
- Forvridningstab, tilskud
- CO<sub>2</sub>-omkostninger, brændsler
- CO<sub>2</sub>-omkostninger, el (er indeholdt i el-priserne, og derfor 0 her)
- Øvrige emissioner (SO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- og PM<sub>2,5</sub>), brændsler
- Øvrige emissioner (SO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- og PM<sub>2,5</sub>), el

Samfundsøkonomien er beregnet over en betragtningsperiode på 20 år og de samfundsøkonomiske nutidsværdier er tilbagediskonteret til 2022.

Den samfundsøkonomiske omkostning af CO<sub>2</sub>-emissioner er sat til Energistyrelsens prissætning af CO<sub>2</sub>-emissioner uden for kvotesektoren.

Investeringerne omregnes til årlige kapitalomkostninger jf. vejledningen. Dette sker både i referencen og alternativerne.

**Bilag 1: Anvendte forudsætninger***Ledningsnet:*

	<b>Investeringsomkostninger</b>
Transmissionsledning	3500 kr./m
Distributionsledninger (gns.)	2214 kr./m
Stikledninger	15 m/stk
Termonet, befæstet	1000 kr./m
Termonet, ubefæstet	300 kr./m

	<b>Varmetab</b>
Hovedledninger (gns.)	12 W/m
Stikledninger (gns.)	8 W/m

Investeringsomkostningen til distributions regnes specifik for hvert område, og kan derfor i mindre grad variere for det ovenstående, for andre områder.

*Anlægsinvestering:*

Luft-vand varmepumpe	9.936.000	kr./MW
Gaskedel	446.000	kr./MW
Elkedel	1.116.000	kr./MW
Træpillekedel	5.282.000	kr./MW
Stikledning	25.000	kr./forbruger
Akkumuleringstank	2.500	kr./MWh
Eltilslutning	223.000	kr./MWel

*Vedligehold:*

	<b>Variabel drift</b>	<b>Fast drift</b>
Luft-vand varmepumpe	20 kr./MWh	14.880 kr./år/MW
Gaskedel	8 kr./MWh	14.508 kr./år/MW
Elkedel	7 kr./MWh	7.961 kr./år/MW
Træpillekedel	15 kr./MWh	246.264 kr./år/MW
Fliskedel	20 kr./MWh	
Halm	16 kr./MWh	
Olie	8 kr./MWh	
Affald	58 kr./MWh	
Sol	2	

*Virkningsgrader og levetid:*

	<b>Virkningsgrad</b>	<b>Levetid SØ</b>	<b>Levetid Forbrugeøkonomi</b>
Luft-vand varmepumpe	315%	25	25 år
Gaskedel	105%	25	25 år
Elkedel	99%	20	20 år
Træpillekedel	101%	25	25 år
Fliskedel	114%		
Halm	103%		
Olie	90%		
Affald	106%		
Sol	100%		
Ledningsnet		40	30 år
Stikledning		40	30 år
Akkumuleringstank		40	30 år
Eltilslutning		40	30 år

*Administration og bygninger:*

	<b>Lokalt net</b>	<b>Transmissionsledning Termonet</b>		
Administration og ejendomme	1.500	750	500	kr./forbruger/år
Minimumsgrænse	300.000	150.000	150.000	kr.
Teknikbygning, SRO, mm	1.000.000	500.000	300.000	kr.

For teknikbygningen er der regnet med en levetid på 25 år, både i forbruger- og samfundsøkonomi.

*Renter:*

Kollektive løsninger	2,5%
Individuelle løsninger	4,5%

## Energipriser 2021/2022 med afgifter og tariffer for 2023

alle priser er ekskl. moms

	Kollektive løsninger	Individuelle løsninger
<b>Gas</b>		
Spotpris	9,19	9,19 kr./Nm <sup>3</sup>
Distribution	1,619	1,688 kr./Nm <sup>3</sup>
Afgift	2,95	2,95 kr./Nm <sup>3</sup>
Biogas tillæg	0	0 kr./Nm <sup>4</sup>
Total	13,76269	13,83219 kr./Nm <sup>3</sup>
	<b>1.251,15</b>	<b>1.257,47</b> kr./MWh
<b>Træpiller</b>		
Brændelspris	2375	3500 kr./ton
	136	200 kr./GJ
	<b>488,48</b>	<b>720,00</b> kr./MWh
<b>Flis</b>		
Brændelspris	539	kr./ton
	58	kr./GJ
	<b>209</b>	kr./MWh
<b>Halm</b>		
Brændelspris	725	kr./ton
	50	kr./GJ
	<b>180</b>	kr./MWh
<b>Fyringsolie</b>		
Brændelspris	9,475	11,188 kr./l
Afgifter	2,785	2,785 kr./l
Total	<b>12,260</b>	<b>13,973</b> kr./l
Total	<b>1.231</b>	<b>1.403</b> kr./MWh
<b>Elektricitet</b>		
Spotpris	805,64	805,64 Kr./MWh
Afgift	4,00	8,00 Kr./MWh
Tariffer	457,49	583,49 Kr./MWh
Total	<b>1.267,13</b>	<b>1.397,13</b> Kr./MWh

## Energipriser 2030 med afgifter og tariffer for 2023:

	Kollektive løsninger	Individuelle løsninger
<b>Gas</b>		
Spotpris	<b>5,03</b>	5,03 kr./Nm <sup>3</sup>
Distribution	1,61869	1,68819 kr./Nm <sup>3</sup>
Afgift	2,95	2,95 kr./Nm <sup>3</sup>
Biogas tillæg	0	0 kr./Nm <sup>3</sup>
Total	9,59	9,66 kr./Nm <sup>3</sup>
	<b>872,24</b>	<b>878,56</b> kr./MWh
<b>Træpiller</b>		
Brændelspris	1411	2079 kr./ton
	81	119 kr./GJ
	<b>290</b>	<b>428</b> kr./MWh
<b>Flis</b>		
Brændelspris	505	kr./ton
	54	kr./GJ
	<b>195</b>	kr./MWh
<b>Halm</b>		
Brændelspris	667	kr./ton
	46	kr./GJ
	<b>166</b>	kr./MWh
<b>Fyringsolie</b>		
Brændelspris	3,748	4,426 kr./l
Afgifter	2,785	2,785 kr./l
Total	<b>6,533</b>	<b>7,211</b> kr./l
Total	<b>656</b>	<b>724</b> Kr./MWh
<b>Elektricitet</b>		
Spotpris	390,00	390,00 Kr./MWh
Afgift	4,00	8,00 Kr./MWh
Tariffer	369,93	459,23 Kr./MWh
Total	<b>763,93</b>	<b>857,23</b> Kr./MWh