

Til
Vestforbrænding

Dokumenttype
Rapport, Bilag 2 til Vestforbrændings indstilling til Bestyrelsen

Dato
Februar 2022

VESTFORBRÆNDING VARMEPLAN 2030 VER. 1



VESTFORBRÆNDING VARMEPLAN 2030 VER. 1

Projekt navn **Varmeplan 2030**
Projekt nr. **1100048307**
Modtager **Vestforbrænding**
Dokumenttype **Rapport**
Version **OQA_FPB**
Dato **2022-02-25**
Udarbejdet af **AD,ERKR,FPB**
Kontrolleret af **AD,FPB**
Godkendt af **PMO**
Beskrivelse **Vestforbrændings Varmeplan 2030 er udarbejdet af Rambøll for Vestforbrænding i samarbejde med Vestforbrænding og kommunerne. Den indgår som Bilag 2 til indstilling til Vestforbrændings bestyrelse.**

Rambøll
Hannemanns Allé 53
DK-2300 København S

T +45 5161 1000
<https://dk.ramboll.com/energi>

INDHOLD

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 1. | Forord | 6 |
| 2. | Resume | 8 |
| 2.1 | Baggrund | 8 |
| 2.2 | Varmeplan 2030 | 9 |
| 2.2.1 | Varmeplanens forslag | 9 |
| 2.2.2 | Varmeplanens fordele for lokalsamfundet | 14 |
| 2.2.3 | Varmeplanens betydning for samfundet | 15 |
| 2.2.4 | Virkemidler | 16 |
| 3. | Vestforbrænding Strategi 2030 | 18 |
| 4. | Strategiske tiltag & principper | 21 |
| 4.1 | Tiltag der kan igangsættes i 2022 | 21 |
| 4.1.1 | Strategisk planlægning og projektforslag for konvertering | 21 |
| 4.1.2 | Drift, vedligehold og administration | 21 |
| 4.1.3 | Anlægsprojekter og projektforslag for produktion | 22 |
| 4.2 | Tiltag på mellemlang sigt 2023-2025 | 23 |
| 4.3 | Tiltag på lang sigt 2025-2030 | 23 |
| 4.4 | Tiltag på lang sigt 2030-2040 | 24 |
| 5. | Konsolidering og effektivisering | 25 |
| 5.1 | Fjernvarmesystemet | 25 |
| 5.2 | Hydrauliske forudsætninger | 26 |
| 5.3 | Vekslere, shunte og trykreduktion | 26 |
| 5.4 | Spids- og reservelast | 28 |
| 5.4.1 | Reservelastkriterie | 28 |
| 5.4.2 | Lokale spidslastcentraler | 28 |
| 5.4.3 | Behov for kapacitet ved maksimal belastning | 29 |
| 5.5 | Grundlastdækning | 30 |
| 5.6 | Afkøling | 30 |
| 5.7 | Effektive kundeforhold | 31 |
| 6. | Maksimal konvertering til fjernvarme | 33 |
| 6.1 | Det samlede potentiale i kommunerne | 34 |
| 6.1.1 | Forsyningskommunerne | 34 |
| 6.1.2 | Fjernvarmeudbygning | 35 |
| 6.1.3 | Udbygning med fjernvarmenet | 36 |
| 6.1.4 | Udbygning med kundeinstallationer | 38 |
| 6.2 | Ballerup Kommune | 39 |
| 6.2.1 | Oversigtskort | 39 |
| 6.2.2 | Lokalkendskab | 39 |
| 6.2.3 | Byudviklingsplaner | 40 |
| 6.2.4 | Potentielle varmemarkeder for konvertering | 40 |
| 6.2.5 | Netudbygning | 40 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 6.2.6 | Potentielle varmeproduktionskilder | 41 |
| 6.3 | Herlev Kommune | 43 |
| 6.3.1 | Varmeplandistrikter | 43 |
| 6.3.2 | Lokalkendskab | 43 |
| 6.3.3 | Byudviklingsplaner | 43 |
| 6.3.4 | Potentielle varmemarked for konvertering | 44 |
| 6.3.5 | Netudbygning | 44 |
| 6.3.6 | Potentielle varmeproduktionskilder | 45 |
| 6.4 | Gladsaxe Kommune, nordlige del | 46 |
| 6.4.1 | Oversigtskort | 46 |
| 6.4.2 | Lokalkendskab | 46 |
| 6.4.3 | Byudviklingsplaner | 46 |
| 6.4.4 | Potentielle varmemarked for konvertering | 47 |
| 6.4.5 | Netudbygning | 47 |
| 6.4.6 | Potentielle varmeproduktionskilder | 48 |
| 6.5 | Furesø Kommune, sydlige del | 49 |
| 6.5.1 | Oversigtskort | 49 |
| 6.5.2 | Lokalkendskab | 49 |
| 6.5.3 | Byudviklingsplaner | 51 |
| 6.5.4 | Potentielle varmemarked for konvertering | 51 |
| 6.5.5 | Netudbygning | 51 |
| 6.5.6 | Potentielle varmeproduktionskilder | 52 |
| 6.6 | Lyngby-Taarbæk Kommune | 54 |
| 6.6.1 | Oversigtskort | 54 |
| 6.6.2 | Lokalkendskab | 54 |
| 6.6.3 | Byudviklingsplaner | 54 |
| 6.6.4 | Potentielle varmemarked for konvertering | 55 |
| 6.6.5 | Netudbygning | 55 |
| 6.6.6 | Potentielle varmekildeproduktionskilder | 56 |
| 6.7 | Frederikssund Kommune | 60 |
| 6.7.1 | Oversigtskort | 60 |
| 6.7.2 | Lokalkendskab | 60 |
| 6.7.3 | Byudviklingsplaner | 60 |
| 6.7.4 | Potentielle varmemarked for konvertering | 61 |
| 6.7.5 | Netudbygning | 61 |
| 6.7.6 | Potentielle varmeproduktionskilder | 62 |
| 6.8 | Egedal Kommune | 63 |
| 6.8.1 | Oversigtskort | 63 |
| 6.8.2 | Lokalkendskab | 64 |
| 6.8.3 | Byudviklingsplaner | 64 |
| 6.8.4 | Potentielle varmemarked for konvertering | 64 |
| 6.8.5 | Netudbygning | 64 |
| 6.8.6 | Potentielle varmeproduktionskilder | 65 |
| 6.9 | Områder uden mulighed for kollektiv forsyning | 66 |
| 7. | Kapacitetsbehov og varmeproduktion | 67 |
| 7.1 | Varmesalg i alt | 67 |
| 7.2 | Kapaciteter | 68 |
| 7.3 | Varmeproduktion | 73 |
| 8. | Investeringer og finansiering | 76 |
| 9. | Økonomisk analyse | 80 |
| 9.1 | Samfundsøkonomi | 81 |

| | | |
|------------|--|-----------|
| 9.2 | Selskabsøkonomi og brugerøkonomi som nutidsværdi | 82 |
| 9.3 | Selskabsøkonomi med konsekvenser for budgetfremskrivningen | 83 |
| 9.4 | Brugerøkonomi det første år | 84 |
| 9.5 | Følsomhedsanalyse og robusthed | 88 |
| 9.5.1 | Hvis vigtige forudsætninger ændres til ugunst | 88 |
| 9.5.2 | Hvis Vestforbrændings investeringer stiger 500 mio.kr. | 89 |
| 9.5.3 | Hvis anlægget for CO ₂ fangst ikke etableres | 89 |
| 9.5.4 | Hvis halvdelen af varmepumperne ikke etableres | 91 |
| 9.5.5 | Robusthed | 91 |
| 10. | Appendix 1 simulering af varmeproduktion | 92 |

TABEL OG FIGURFORTEGNELSE

| | |
|--|----|
| Tabel 2-1 Investeringer i varmeplanen og i referencen med varmepumper over 20 år | 10 |
| Tabel 2-2 Finansiering af Varmeplan 2030 | 13 |
| Tabel 5-1 Eksempel på valg af dimension | 31 |
| Tabel 6-1 Det potentielle varmemarked | 34 |
| Tabel 6-2 Investeringer i fjernvarmenet og stik | 37 |
| Tabel 6-3 Kundeinstallationer og individuelle varmepumper i varmeplanen | 38 |
| Tabel 6-4 Enhedspriser for kundeinstallationer og individuelle anlæg | 38 |
| Tabel 6-5 Nøgletal for distrikterne i Ballerup Kommune | 40 |
| Tabel 6-6 Investeringer i fjernvarmenet og stik i Ballerup kommune | 41 |
| Tabel 6-7 Nøgletal for distrikterne i Herlev Kommune | 44 |
| Tabel 6-8 Investeringer i fjernvarmenet og stik i Herlev Kommune | 44 |
| Tabel 6-9 Nøgletal for distrikterne i Gladsaxe Kommune | 47 |
| Tabel 6-10 Investeringer i fjernvarmenet og stik i Gladsaxe Kommune | 47 |
| Tabel 6-11: Boligprognose Furesø Kommune 2021-2032 | 51 |
| Tabel 6-12 Nøgletal for distrikterne i Furesø Kommune | 51 |
| Tabel 6-13 Investeringer i fjernvarmenet og stik i Furesø Kommune | 52 |
| Tabel 6-14 Nøgletal for Lyngby-Taarbæk Kommune | 55 |
| Tabel 6-15 Investeringer i fjernvarmenet og stik i Lyngby-Tårnbæk Kommune | 55 |
| Tabel 6-16 Nøgletal for distrikterne i Frederikssund Kommune | 61 |
| Tabel 6-17 Investeringer i fjernvarmenet og stik i Frederikssund Kommune | 61 |
| Tabel 7-1 Affaldsvarmekapaciteter | 69 |
| Tabel 7-2 Blandingstemperatur med og uden lokal afsætning | 70 |
| Tabel 7-3 Elkedler og gaskraftvarme | 71 |
| Tabel 7-4 Varmepumper, kapacitet og seneste anlægs år | 72 |
| Tabel 7-5 Varmeakkumulatorer | 72 |
| Tabel 7-6 Spids- og reserveanlæg, kapacitet og seneste anlægsår | 73 |
| Tabel 8-1 Samlet investering | 76 |
| Tabel 8-2 Investering og finansiering af anlæg | 77 |
| Tabel 9-1 Samfundsøkonomi, nutidsværdi i beregningspriser | 81 |
| Tabel 9-2 Selskabs- og brugerøkonomi, nutidsværdi, 1% 20 år | 82 |
| Tabel 9-3 Brugerøkonomi for typiske kunder | 84 |
| Tabel 9-4 Sammenligning af omkostninger ved fjernvarme og varmepumper | 85 |
| Tabel 9-5 Sammenligning af pris ved fjernvarme og gaskedler | 86 |
| Tabel 9-6 Sammenligning af pris ved fjernvarme og varmepumper, ny bebyggelse | 87 |
| Tabel 9-7 Følsomhedsanalyse | 88 |
| Tabel 9-8 Alternativ til CO ₂ fangst | 90 |
| Tabel 9-9 Følsomhed for at store varmepumper ikke etableres | 91 |
| Tabel 10-1 Kapaciteter | 92 |
| Tabel 10-2 Varmebehov | 92 |
| Tabel 10-3 Varmelager | 92 |
| Tabel 10-4 Overføringskapaciteter i EnergiPro modellen, variant 1 | 93 |
| Tabel 10-5 Eldistributionstariffer i EnergiPro modellen | 94 |

| | |
|--|-----|
| Figur 2-1 Investeringsplan | 11 |
| Figur 2-2 Varmeproduktion til nye kunder | 11 |
| Figur 2-3 Varmeproduktion til Varmeplan 2030 | 12 |
| Figur 3-1 Vestforbrænding Strategi 2030 | 18 |
| Figur 3-2 Vestforbrænding Strategi 2030 - CO ₂ neutral fjernvarme | 18 |
| Figur 3-3 Varmeplanens tre parallelle spor | 20 |
| Figur 6-1 Områder i forsyningskommunerne | 34 |
| Figur 6-2 Fjernvarmeudbygning i alle kommuner | 35 |
| Figur 6-3 Den samlede fjernvarmeforsyning i alle kommuner | 36 |
| Figur 6-4 Oversigtskort Ballerup Kommune | 39 |
| Figur 6-5 Måløv Rens | 42 |
| Figur 6-6 Oversigtskort Herlev Kommune | 43 |
| Figur 6-7 Oversigtskort over den nordlige del af Gladsaxe Kommune | 46 |
| Figur 6-8 Oversigtskort Furesø Kommune | 49 |
| Figur 6-9 Måløv Rens, tæt ved de potentielle områder i Furesø Kommune | 53 |
| Figur 6-10 Oversigtskort Lyngby-Taarbæk Kommune | 54 |
| Figur 6-11 Vestforbrændings anlæg på DTU kan udbygges yderligere | 56 |
| Figur 6-12 Mølleåværket og erhvervsområde på grænsen til Rudersdal Kommune | 57 |
| Figur 6-13 Oversigtskort Frederikssund Kommune | 60 |
| Figur 6-14 Oversigtskort Egedal Kommune | 63 |
| Figur 7-1 Varmesalg til egne kunder og selskaber | 67 |
| Figur 7-2 Opbygning af produktionskapacitet | 69 |
| Figur 7-3 Varmeproduktion i alt | 74 |
| Figur 7-4 Varmeproduktion til nye net | 75 |
| Figur 8-1 Samlede investering hos Vestforbrænding og kunder pr. år | 78 |
| Figur 8-2 Samlede investeringer i fjernvarmenet og kundeanlæg pr år | 78 |
| Figur 8-3 Samlede investeringer i produktion og lager pr. år | 79 |
| Figur 8-4 Samlede omkostninger ekskl. kapitalomkostninger pr. år | 79 |
| Figur 9-1 Langsigtet gæld og samlet gæld med akkumuleret overskud | 83 |
| Figur 9-2 Budgetfremskrivning ved ekstra 500 mio.kr. | 89 |
| Figur 10-1 Optimeringskurve for produktion i forhold til el-prisen med lav gaspris | 94 |
| Figur 10-2 Optimeringskurve for produktion i forhold til el-prisen med høj gaspris | 95 |
| Figur 10-3 EnergiPro model til simulering af produktion | 96 |
| Figur 10-4 Fordeling af den samlede varmeproduktion 2022 | 97 |
| Figur 10-5 Fordeling af den samlede varmeproduktion 2026 | 97 |
| Figur 10-6 Fordeling af den samlede varmeproduktion 2030 | 98 |
| Figur 10-7 Vestforbrændings respons på elprisen over et år | 99 |
| Figur 10-8 Vestforbrændings respons på elprisen time for time | 99 |
| Figur 10-9 Brug af varmeakkumulator | 100 |

1. FORORD

Den foreliggende Varmeplan 2030 er Vestforbrændings forslag, til hvordan 30.000 boliger i kommunerne Ballerup, Herlev, Gladsaxe, Lyngby-Taarbæk, Furesø, Frederikssund og Egedal kan omstilles fra olie- eller gasforsyning til grøn fjernvarme.

Varmeplanen, der er udarbejdet i samarbejde med kommunerne, er dermed et bidrag fra Vestforbrænding til kommunernes arbejde med Varmeplanlægning i henhold til Varmeforsyningsloven.

Med udgangspunkt i Varmeplanen vil Vestforbrænding fortsætte dialogen med kommunerne og øvrige aktører i området og udarbejde mere detaljerede projektforslag i perioden 2022-2025 med henblik på at implementere varmeplanen inden 2030. Varmeplanen vil løbende blive opdateret i denne periode for at forbedre det fælles grundlag for projektforslagene.

De detaljerede projektforslag, som Vestforbrænding vil fremsende til de respektive Kommuner i medfør af Varmeforsyningsloven, vil blive baseret på de lokale forhold, herunder opbakning til fjernvarmen, samt gældende beregningsforudsætninger fra Energistyrelsen.

Hvis der bliver godkendt projektforslag, som implementerer hele Varmeplan 2030, vil det have følgende konsekvenser:

- Der vil blive udfaset individuelle naturgas- og oliefyr svarende til 130.000 tons CO₂ årligt
- Vestforbrændings afsætning til egne kunder vil i kraft af planen stige fra et nuværende niveau på 900.000 MWh/år til ca. 1.600.000 MWh/år, hvilket kræver investering i nye, grønne produktionsenheder – primært store varmepumper
- Den samlede investering for nå disse mål er beregnet til 5,6 mia. kr.

Planen forudsætter, at disse investeringer af ressourcehensyn realiseres i perioden 2022 – 2030.

De økonomiske analyser viser, at gennemførelsen vil give et overskud på 800 mio. kr. som nutidsværdi. Det betyder, at taksterne for såvel fjernvarme som affaldsmodtagelse kan reduceres på længere sigt, da Vestforbrændings økonomi skal hvile i sig selv.

Varmeplan 2030 er således en plan for, hvordan grøn omstilling går hånd i hånd med sund selskabs- og brugerøkonomi.

Baggrund

Vestforbrænding har siden anlægget i Glostrup blev etableret i 1970 arbejdet på at udnytte affaldets ressourcer. Derfor etablerede Vestforbrænding et fjernvarmenet, der kunne forsyne omkringliggende etageboliger og Herlev Hospital med overskudsvarme.

Nettet blev udbygget i forbindelse med varmeplanlægningen i 80'erne til den tætte bebyggelse i Herlev og Ballerup.

Med Varmeplan 2010 i 2006 og Varmeplan 2015 i 2010 blev der skabt ramme for, at varmeafsætningen kunne øges fra 300.000 MWh årligt til 900.000 MWh, som den er i dag. Dette

har betydet, at ikke alene fjernvarmetaksten, men også taksten på modtagelse af affald har kunnet sættes ned løbende.

I 2021 var der bred enighed i Folketinget om at fremskynde den grønne omstilling. Blandt virkemidlerne til denne grønne omstilling var, at individuelle gas- og olieforbrænding skal udfases inden 2030 ved at konvertere til fjernvarme eller individuelle varmepumper.

På denne baggrund udarbejdede Vestforbrænding i foråret 2020 "Energiplan 2035", der angav en vision om, hvordan Vestforbrænding kan støtte kommunerne i den grønne omstilling.

Hovedpunkterne i denne vision er:

- Omstilling af 30.000 villakunder i kommunerne Ballerup, Herlev, Gladsaxe, Lyngby-Taarbæk, Furesø, Frederikssund og Egedal fra olie- eller gasforsyning til fjernvarme.
- Levere CO₂-neutral varme fra anlægget i Glostrup ved hjælp af CO₂-fangst
- Udbygge kommende produktionskapacitet ved at udnytte store varmepumper.

Varmeplan 2030

Varmeplan 2030 bygger på ovennævnte tre hovedpunkter, men ikke afhængig af, og belyser efter dialog med kommunerne og øvrige aktører, hvordan visionen i Energiplan 2035 kan udmøntes i praksis.

Varmeplan 2030 er dermed ligesom Varmeplan 2010 og 2015 Vestforbrændings tilbud til kommunerne om, at Vestforbrænding vil fortsætte samarbejdet om varmeplanlægningen som udgangspunkt indenfor rammerne af Varmeplan 2030.

Det vil ske ved, at Vestforbrænding løbende opdaterer Varmeplan 2030 i samarbejde med kommunerne og ud fra de forudsætninger, der meldes fra Energistyrelsen samt, at Vestforbrænding udarbejder projektforslag i henhold til Varmeforsyningsloven for fjernvarmedistributionsnet og fjernvarmeproduktionsanlæg, der bygger videre på Varmeplan 2030.

Tidsplan

De mange projektforslag, der skal implementere Varmeplan 2030, vil blive udarbejdet startende i 2. kvartal 2022. Dermed vil kommunerne kunne godkende de første projektforslag i 3. kvartal 2022, og de første kunder i et delområde under denne indstilling kan tilsluttes i efteråret 2023.

Projekter omfattet Varmeplan 2030 forventes fuldt udbygget inden udgangen af 2030, og det enkelte delprojekt indenfor fem år fra kommunens godkendelse af projektforslaget.

2. RESUME

2.1 Baggrund

Vestforbrænding har siden anlægget i Glostrup blev etableret i 1970 arbejdet på at udnytte affaldets ressourcer. Derfor etablerede Vestforbrænding også et fjernvarmenet, der kunne forsyne omkringliggende etageboliger og Herlev Hospital med overskudsvarmen. Hovednettet, der blev udlagt med relativt høje temperaturer af hensyn til Herlev Hospital, er stadig i fin stand og danner ryggraden i den nuværende fjernvarmeforsyning.

Da varmeplanlægningen startede i 1980, var Vestforbrænding allerede i gang med at udbygge fjernvarmen, men med normale temperaturer til den tætte bebyggelse i Herlev og Ballerup, hvor det var fordelagtigt. Udbygningen blev imidlertid bremset, da Folketinget havde besluttet, at naturgasprojektet skulle have første prioritet i Københavns nordlige forstæder for at sikre hurtig oliefortrængning og afsætning af dansk gas. Da produktionen af affaldsvarme var stigende, blev overskydende varme derfor leveret til CTR og VEKS.

Siden de nye kraftvarmeanlæg blev etableret omkring år 2000, har Vestforbrænding øget indsatsen med at vejlede kunderne i at udnytte fjernvarmen effektivt med lavere temperatur, så fjernvarmen kan distribueres og produceres for lavere omkostninger.

Da der i 2006 var bred enighed i Folketinget om, at Danmark på lang sigt skal være uafhængig af fossile brændsler, og da økonomien i naturgasprojektet desuden var sikret, genoptog Vestforbrænding udbygningen med fjernvarme til større kunder, hvor det var samfundsøkonomisk fordelagtigt i samarbejde med kommunerne. Dermed var Vestforbrænding og kommunerne på forkant med udviklingen, da Energiministeren i et brev til alle kommuner i 2009 opfordrede kommunerne til at genoptage arbejdet med varmeplanlægning for at udfase gas til større kunder, hvor det var samfundsøkonomisk fordelagtigt.

For at forbedre beslutningsgrundlaget for Vestforbrændings bestyrelse og Kommunerne som varmeplanmyndighed og bygningssejer, udarbejdede Vestforbrænding Varmeplan 2010 i 2006 og Varmeplan 2015 i 2010. De belyste, hvordan det eksisterende fjernvarmenet med økonomisk fordel kunne udbygges til at konvertere tættere bebyggelser fra gas til fjernvarme, herunder i Gladsaxe, Lyngby-Tårnbæk og Furesø Kommuner. Disse planer er stort set implementeret, hvorved varmesalget til egne kunder er øget fra 300.000 MWh til op mod 900.000 MWh ved at effektivisere og bygge videre på den eksisterende infrastruktur samt supplere med enkelte anlæg til spidslast og reserveforsyning.

I 2021 var der bred enighed i Folketinget om at fremskynde den grønne omstilling væk fra fossile brændsler og reducere udledningen med klimagasser til 70% allerede i 2030. Samtidig blev der sat gang i nogle af de vigtigste virkemidler til at opnå målet, herunder:

- At vindenergi skal udgøre Danmarks primære energikilde og udbygges i takt med behovet for el
- At de individuelle gas- og oliefyr skal udfases inden 2030 ved at konvertere til fjernvarme eller individuelle varmepumper således, at det resterende forbrug af gas fra nettet svarer til produktionen af biogas og e-gas, der er produceret ud fra vindenergi og CO₂
- At forbruget af gas som primær varmekilde i fjernvarmen skal erstattes af varme, der er uafhængig af fossile brændsler, herunder store el-baserede varmepumper, der kan afbrydes, når der ikke er nok vindenergi eller kapacitet i el-nettet

- At der skal udvikles og etableres anlæg, der kan producere både flydende og gasformige brændsler ud fra vindenergi og CO₂, om muligt inden 2030, så disse anlæg kan bidrage til, at Danmark når målsætningen på den mest samfundsøkonomiske måde

Vestforbrænding har i de sidste to år forberedt sig på at udnytte sit potentiale til at bidrage til denne omstilling i samarbejde med ejerkommunerne og øvrige aktører i Hovedstadsområdet:

- Vestforbrænding har deltaget i analysearbejdet om Fremtidens Fjernvarme i Hovedstadsområdet, FFH50, i samarbejde med CTR, VEKS og HOFOR
- Vestforbrænding har udarbejdet sin egen Energiplan 2035, der belyser muligheder for at effektivisere forsyningen yderligere og udbygge fjernvarmenettet til at konvertere alle de resterende individuelle olie- og gasfyr i de tilstødende byområder i forsyningskommunerne samt i Frederikssund. Energiplanen er baseret på den eksisterende produktionskapacitet samt store afbrydelige varmepumper, der udnytter lokal overskudsvarme fra industrielle processer og køling, samt enkelte anlæg til spidslast og reserve
- Vestforbrænding har deltaget i udviklingsarbejdet med CO₂ fangst fra røggassen, bl.a. i C4 – Carbon Capture Cluster Copenhagen, og forventer at etablere et fuldskalaanlæg til CO₂ fangst på anlægget Glostrup i 2026

2.2 Varmeplan 2030

Varmeplan 2030 bygger på ovennævnte tre tiltag, og belyser med bidrag fra kommunerne og øvrige aktører, hvordan visionen i Energiplan 2035 kan udmøntes i praksis under hensyntagen til, at der etableres et fuldskalaanlæg til CO₂ fangst. Varmeplan 2030 kan dermed ligesom Varmeplan 2010 og 2015 være Vestforbrændings tilbud til kommunerne om, at Vestforbrænding vil fortsætte samarbejdet om varmeplanlægningen som udgangspunkt indenfor rammerne af Varmeplan 2030. Det vil ske ved, at Vestforbrænding løbende opdaterer Varmeplan 2030 i samarbejde med kommunerne og ud fra de forudsætninger, der meldes fra Energistyrelsen samt, at Vestforbrænding udarbejder projektforslag i henhold til Varmeforsyningsloven for fjernvarmedistributionsnet og fjernvarmeproduktionsanlæg, der bygger videre på Varmeplan 2030.

Varmeplan 2030 viser, at der er et potentiale for at opbygge en økonomisk fordelagtig, robust og miljøvenlig fjernvarmeforsyning af alle bygninger indenfor Varmeplanens område, men det forudsætter, at hele forsyningskæden fra bygningsinstallationer til varmeproduktion inddrages. Varmeplan 2030 belyser desuden fordelene og de virkemidler, der skal til for at alle varmeforbrugere i varmeplanens område opnår de fælles fordele.

2.2.1 Varmeplanens forslag

Vestforbrændings fjernvarme udbygges til at forsyne mod 30.000 individuelt forsynede bygninger til fjernvarme i de områder, der i en indledende screening er udpeget som egnede til fjernvarme. Udbygningen med fjernvarmenet tilstræbes at forløbe nogenlunde jævnt i alle forsyningskommunerne, Ballerup, Herlev, Gladsaxe, Lyngby-Taarbæk, Furesø og Frederikssund og forudsættes afsluttet i 2030. Det forventes, at der vil være en vis eftertilslutning til de udlagte net efter 2030, ligesom nettet vil kunne forsyne ny bebyggelse.

Det kan ifølge Varmeplanen ske ved, at de eksisterende fjernvarmenet udbygges effektivt og suppleres med strategisk, placerede store varmepumper, elkedler, spidslastcentraler og varmeakkumulatorer. I Frederikssund planlægges dog et helt nyt fjernvarmenet og en ny energicentral med store varmepumper, varmelager og spidslastkedler.

Desuden indgår i varmeplanen, at Vestforbrænding i samarbejde med Egedal Fjernvarme etablerer en hovedledning, som forbinder den nuværende energicentral i Måløv med energicentralen i Frederikssund og tilsluttes Egedal Fjernvarmes net og produktionsanlæg. Det giver mulighed for at optimere udbygning og drift af varmeproduktionen fra de tilsluttede anlæg samt kommende gunstige varmekilder langs ledningen.

De samlede investeringer i fjernvarme er beregnet til 6,1 mia.kr. hvis alle kunder tilslutter sig og 5,6 mia.kr. med den forventede tilslutning. Heri er indregnet 0,18 mia.kr. til afprobning af gasstik, som ventes finansieret med tilskud i både varmeplanen og reference.

| Investeringer, resume, mio. kr. | Varmeplan 20 år | Reference 20 år |
|---|--------------------|--------------------|
| Investering i fjernvarmestik, maksimal udbygning | 1.308 | |
| Investering i gade- og hovednet | 2.348 | |
| Investering i produktion og lager | 810 | |
| Investering i fjernvarmebrugerinstallation maksimal | 1.321 | |
| Investering i individuelle varmepumper maksimal | | 4.026 |
| Investering i alt maksimal | 5.788 | 4.026 |
| Investering i alt realiseret | 5.320 | 3.565 |
| Hovedledning til Frederikssund via Egedal | 126 | |
| Afprobning af gasstik, maksimalt | 182 | 182 |
| Investering i alt, Maksimal | 6.095 | 4.207 |
| Investering i alt, Realiseret | 5.606 | 3.725 |

Tabel 2-1 Investeringer i varmeplanen og i referencen med varmepumper over 20 år

Til sammenligning vil de ca. 30.000 potentielle varmekunder skulle investere 4,2 mia.kr.

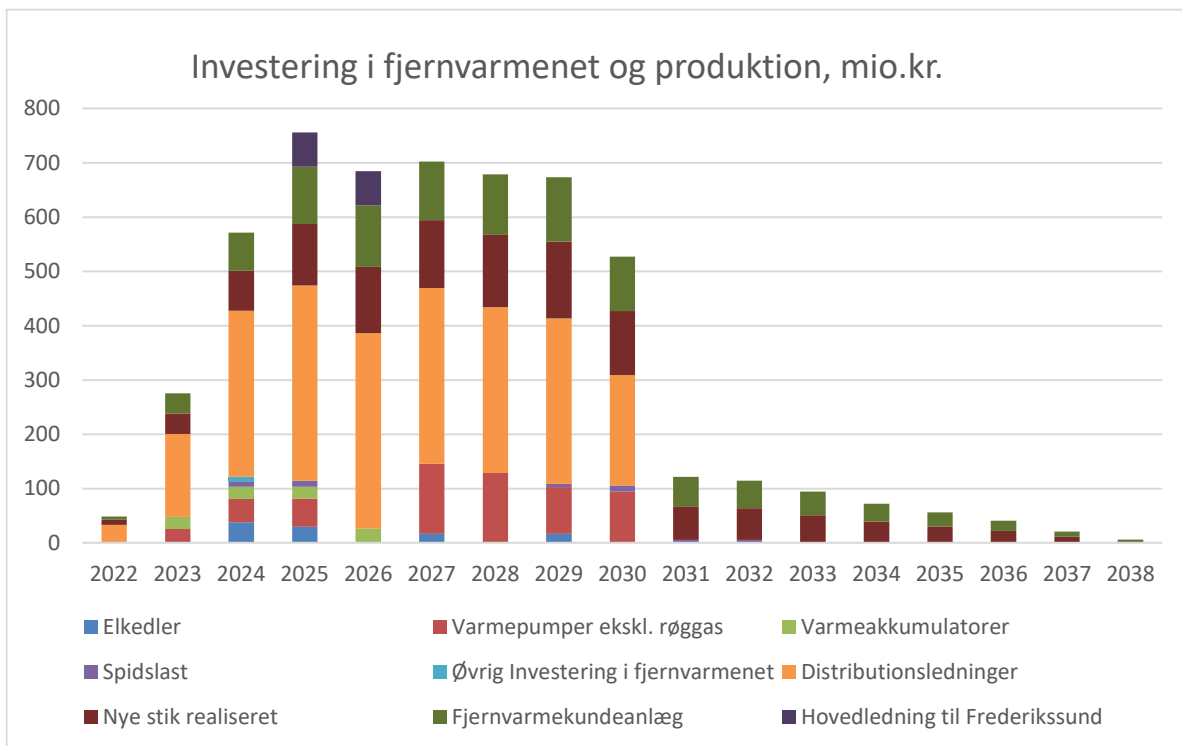
Når man sammenligner investeringerne i varmeplanen og i referencen, skal man være opmærksom på, at de fælles anlæg i fjernvarmen, der gør det mulige at udnytte de effektive varmekilder, har en levetid på omkring 60 år, mens investeringerne i individuelle varmepumper i referencen har en levetid på omkring 17 år. Desuden har investeringerne i fjernvarmen en væsentlig mindre importandel end de individuelle varmepumper. Set over 40 år skal der investeres dobbelt så meget i referencen som i varmeplanen.

Det er vigtigt, at de samlede investeringer fordeles jævnt over en årrække af hensyn til de samlede ressourcer. I hver kommune skal Kommunens varmeplanlæggere og Vestforbrænding samarbejde om at prioritere denne udbygning i de kommende projektforslag og sikre, at der er lokal produktionskapacitet nok til spidslast og reserve, så der er tilstrækkelig forsyningssikkerhed til alle kunder.

Vestforbrænding skal desuden sikre, der etableres varmepumper og spidslastanlæg tids nok til, at der er produktionskapacitet til alle kunder i nettet som helhed. Nedenfor er vist investeringerne i en mulig udbygningstakt for fjernvarmenet, produktionsanlæg og lagre, som resulterer i en rimelig fordeling af ressourcerne.

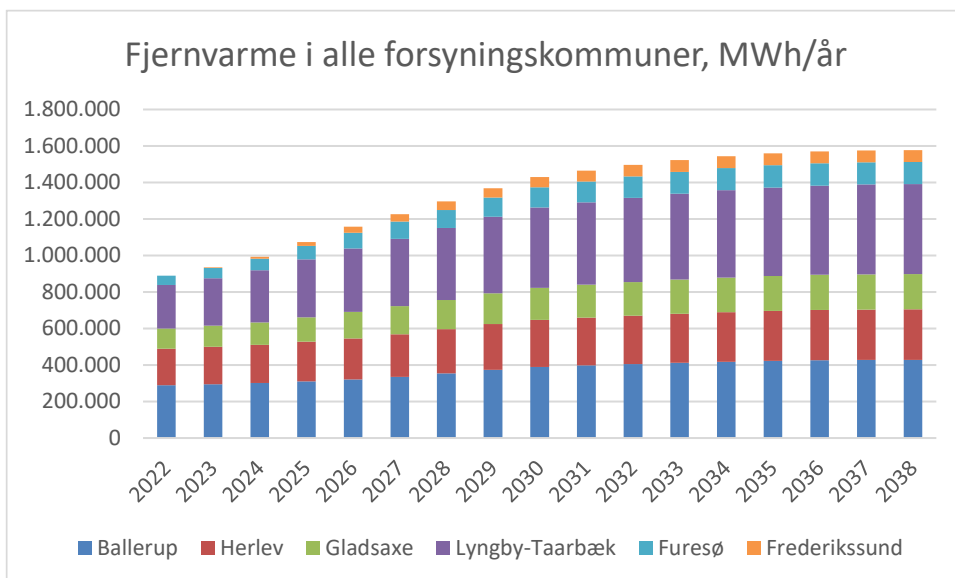
Varmen til de nye kunder tilvejebringes primært ved at udnytte mere overskudsvarme, dels ca. 40 MW ekstra fra det potentielle anlæg for CO₂ fangst på affaldsforbrændingsanlægget i Glostrup, dels fra omkring 10 decentralt placerede afbrydelige varmepumper på i alt 65 MW, der primært vil udnytte overskudsvarme fra datacentre, industrier og køling samt varme fra spildevand. Det

betyder, at den overskydende varme, som Vestforbrænding kan eksportere til andre selskaber om sommeren stort set vil være uændret. Dertil kommer 120 MW elkedler og flere varmelagre, der vil effektivisere varmeproduktionen og fjernvarmens samspil med el-systemet.



Figur 2-1 Investeringsplan

Udbygningen betyder, at Vestforbrændings nuværende varmesalg til egne kunder i de 6 forsyningskommuner næsten fordobles fra 900.000 MWh til 1.600.000 MWh.

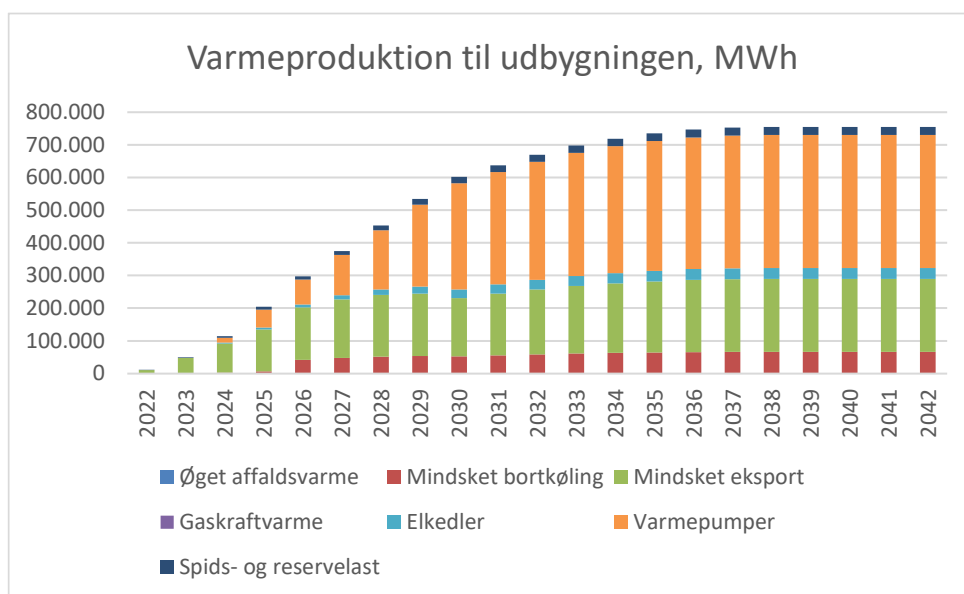


Figur 2-2 Varmeproduktion til nye kunder

Samlet set betyder det, at en stor del af varmeproduktionen vil komme fra varmekilder med markant lavere temperaturer end hidtil. De nye store fleksible varmepumper, der udnytter overskudsvarme og varme fra spildevand mv. vil, som det ses af figuren nedenfor, bidrage med størstedelen af varmen til de nye kunder.

Når anlægget til CO₂ fangst, som bl.a. inkluderer store varmepumper, er etableret, vil kapaciteten af affaldsvarmen som nævnt øges med ca. 40 MW, men det medfører, at 75 MW af den samlede kapacitet fra anlægget i Glostrup kun kan levere en fremløbstemperatur på 75 °C.

Omlægningen af varmeproduktionen til at indeholde et stort bidrag fra varmepumper betyder, at fjernvarmen i varmeplanen skal optimeres yderligere, så kunderne får fjernvarme med tilstrækkelig temperatur, og der skal gøres en ekstra indsats for at hjælpe varmekunderne med at nedbringe returtemperaturen og kravet til fremløbstemperatur, så temperaturen i nettet kan sænkes.



Figur 2-3 Varmeproduktion til Varmeplan 2030

Det ses, at Varmeplan 2030 i 2026 bidrager til at udnytte mere lavtemperaturvarme fra anlægget til CO₂ fangst, som ellers skulle bortkøles.

I Varmeplan 2030 er i grundberegning anslået på den sikre side, at der vil kunne overføres op mod 100 MW til andre selskaber i hele sommeren. Hvis der mere realistisk lægges begrænsninger på varmeoverførslen, vil udbygningen til egne kunder være lidt mere fordelagtig.

Der er med andre ord indlagt en vis reserve i analysen for at tage hensyn til, at der kan leveres overskydende varme om sommeren til de øvrige 6 fjernvarmeselskaber, som Vestforbrænding skal udbygge samarbejdet med i de kommende år. Der drejer sig om: VEKS, CTR, Farum Fjernvarme, Hillerød Fjernvarme (via Farum Fjernvarme), Holte Fjernvarme (og NORFORS), Egedal Fjernvarme, Smørum Kraftvarme, og EON. Derudover planlægger Vestforbrænding af udveksle mindre varmeleverancer med Gentofte-Gladsaxe Fjernvarme i samarbejde med CTR.

Varmeplanen medfører, samlet set, at Vestforbrænding får behov for at investere omkring 5,6 mia.kr. hvis varmeplanen gennemføres i alle områder og med en realistisk antagelse om tilslutning på i gennemsnit 89%. Heraf er 0,9 mia.kr. allerede bevilget, dels til det godkendte projektforslag C1 i Lyngby, dels til projektforslaget i Frederikssund. Tabellen nedenfor indeholder en detaljeret opgørelse over de enkelte hovedposter, herunder opdelingen af kundeinstallationer ud fra grænsen på 40 MWh.

Anlægsinvesteringer, der realiseres med forventet tilslutning

| Anlægsinvesteringer, realiseret | Varmeplan 2030 |
|--|-----------------------|
| | mio.kr |
| Elkedler | 102 |
| Varmepumper overskudsvarme | 559 |
| Varmeakkumulatorer | 92 |
| Spidslast | 49 |
| Øvrig Investering i fjernvarmenet | 8 |
| Distributionsledninger | 2.348 |
| Afprobning af gasstik | 160 |
| Nye stik realiseret | 1.152 |
| Kundeanlæg realiseret | 1.010 |
| Hovedledning til Frederikssund | 126 |
| Investeringer i alt, realiseret | 5.606 |

Finansiering

| Finansiering af forventede investeringer | Varmeplan 2030 |
|---|-----------------------|
| Vestforbrænding finansierer | mio.kr |
| Elkedler | 102 |
| Varmepumper overskudsvarme | 559 |
| Varmeakkumulatorer | 92 |
| Spidslast | 49 |
| Øvrig Investering i fjernvarmenet | 8 |
| Distributionsledninger | 2.348 |
| Afprobning af gasstik | 0 |
| Nye stik realiseret | 1.152 |
| Kundeanlæg > 40 MWh, realiseret | 136 |
| Tilslutningsafgifter | -365 |
| Hovedledning til Frederikssund | 126 |
| I alt | 4.208 |

| Kunderne finansierer | mio.kr |
|---------------------------------|---------------|
| Kundeanlæg < 40 MWh, realiseret | 874 |
| Tilslutningsafgifter | 365 |
| I alt | 1.238 |

| Tilskudsordning finansierer | mio.kr |
|---|---------------|
| Afprobning af gasstik realiseret | 160 |

| | |
|---------------------------|--------------|
| Finansiering i alt | 5.606 |
|---------------------------|--------------|

Tabel 2-2 Finansiering af Varmeplan 2030

2.2.2 Varmeplanens fordele for lokalsamfundet

Varmeplan 2030 har følgende fordele for Vestforbrænding, som repræsenterer alle de eksisterende kunder og de nye kunder, som kan tilsluttes fjernvarmen, når Varmeplan 2030 realiseres.

- Vestforbrænding kan tilbyde fjernvarme til de nye kunder til samme fordelagtige varmepris, som tilbydes de eksisterende kunder, da Vestforbrændings selskabsøkonomi udviser et overskud, der kan tilbageføres til kunderne i god tid indenfor anlæggenes forventede levetid.
- Den selskabsøkonomiske gevinst for Vestforbrænding er anslået til **0,8 mia.kr.** i nutidsværdi med 1% i diskonteringsrente over en tidshorizont på 20 år, svarende til en intern forrentning på **2,6 %**. Som i samfundsøkonomien er det forudsat, at anlægget til CO₂ fangst etableres uafhængigt af varmeplanens projekter. Fjernvarmens eventuelle betaling for overskudsvarmen fra anlægget vil således være konstant og uafhængig af varmeplanens projekter. Derimod inkluderer varmeplanen omkostninger til den netudbygning, der gør det muligt at udnytte den ekstra lavtemperaturvarme
- Den samlede gevinst for de nye kunder udgør **1,0 mia.kr.** i nutidsværdi med 1% i diskonteringsrente over en tidshorizont på 20 år set i forhold til, at de alternativt skulle investere i en luft-baseret varmepumpe. Alle kundernes samlede omkostninger beregnet som nutidsværdi reduceres med **15%** ved at vælge fjernvarme frem for varmepumper.
- Den samlede gevinst for lokalsamfundet, dvs. Vestforbrændings eksisterende og nye kunder tilsammen, er således **1,8 mia.kr** i nutidsværdi, og den interne forrentning er **7%**.
- Kundernes umiddelbare besparelse ved at vælge fjernvarme udgør i gennemsnit det første år **23 %** set i forhold til, at de alternativt skulle etablere en varmepumpe og forudsat en elpris, der svarer til niveauet inden den øjeblikkelige energikrise.
- Vestforbrændings varmepris vil være relativ stabil, da den bygger på eksisterende anlæg og en flerstrengt fleksibel og effektiv varmeproduktion. Den vil kun være lidt afhængig af priserne på gas- og el i modsætning til de individuelle gaskedler og varmepumper.
- Varmeproduktionen vil være skånsom for det lokale miljø med en samlet relativ lille miljøbelastning i forhold til den alternative forsyning med små varmepumper eller gaskedler.
- Vestforbrænding vil udnytte lokal overskudsvarme fra industrier og dermed bidrage til, at den nuværende støjbekæmpelse i industriområder nedbringes
- Varmeproduktionen fra store afbrydelige varmepumper, elkedler og det eksisterende gasfyrede kraftvarmeværk i Lyngby vil blive optimeret i forhold til elpriserne og dermed bidrage til at udnytte den fluktuerende vindenergi. Allerede i dag nyder det fælles varmeregnskab godt af, at forbrugerne i fællesskab via fjernvarmen kan øge elforbruget med elkedlen, når elprisen er lav og vende forbrug til produktion med kraftvarmeværket, når elpriserne er høje. Varmeplanen vil udbygge denne fleksible produktion ved at udbygge med flere elkedler og varmelagre i optimeringen.

- Kunder, der lægger vægt på bæredygtig varmeforsyning, vil kunne se en fordel i at tilslutte sig fjernvarmen frem for at vælge individuel forsyning på matriklen ud fra en samlet afvejning af økonomisk, miljømæssig og social bæredygtighed. Det fremgår umiddelbart af, at tilslutning til det anlagte net både vil være særdeles fordelagtig for samfundet, heri indregnet den samfundsøkonomiske værdi af CO₂ og skadesemissioner, og bidrage til lavere varmeomkostninger for alle de øvrige kunder.
- Kunder, der har overskudsvarme, som bortkøles fra køleprocesser og lignende vil få mulighed for at få dette potentiale udnyttet samfundsøkonomisk optimalt i samarbejde med Vestforbrænding, så fordelene både kommer kunden og fællesskabet til gode.
- Både fjernvarmen fra Vestforbrænding og individuelle varmepumper har i dag et meget lavt og ligeværdigt CO₂ aftryk, hvis det opgøres ud fra de normative metoder, men efter at anlægget for CO₂ fangst er etableret, vil fjernvarmens CO₂ aftryk være lavere. Hvis CO₂ aftrykket mere korrekt beregnes under hensyntagen til det fleksible elforbrug, der stopper, når elprisen er høj og baseret på fossile brændsler, og til gengæld øges, når vindenergien ellers ville gå til spilde, vil fjernvarmen få en yderligere fordel i forhold til individuelle løsninger.
- Den CO₂ emission, der kommer fra alle de olie- og gasfyr, der planlægges konverteret, udgør **128.000 tons CO₂/år**. Denne besparelse vil kunne opnås både med fjernvarme og med de alternative individuelle varmepumper, og både fjernvarmen og de individuelle varmepumper har samme lave emission. Varmeplanen betyder således, at kommunerne får et godt bidrag til at nedbringe klimabelastningen indenfor kommunegrænsen idet de med varmeplanlægningen og fjernvarmeudbygningen fremmer udfasningen af de fossile brændsler til opvarmning.

2.2.3 Varmeplanens betydning for samfundet

Varmeplan 2030 har følgende betydning for samfundet:

- Den samfundsøkonomiske analyse er baseret på de beregningsforudsætninger, som Energistyrelsen sendte i høring i slutningen af 2021. De endelige forudsætninger skulle være udmeldt januar 2022, men Energistyrelsen har udmeldt, at de vil udkomme senere, og korrigerer for de øjeblikkeligt høje el- og gaspriser. Det må derfor påregnes, at der kan komme en vis prisstigning på el og gas på kort sigt.
- Den samfundsøkonomiske gevinst er med de valgte forudsætninger for planen som helhed ca. **0,6 mia.kr.** og den interne rente er **5,5 %**. Nogle delprojekter med gunstige forhold vil kunne opnå en højere forrentning og nogle vil formentlig kun kunne opnå en forrentning omkring mindsterenten på 3,5%. Det skyldes, at den foreløbige områdeafgrænsning er valgt således, at alle de områder, der har en neutral samfundsøkonomi med en intern rente omkring 3,5% er medtaget. Det er her forudsat, at anlægget til CO₂ fangst etableres uafhængigt af varmeplanens projektforslag og derfor vil være med i referencen.
- Den samfundsøkonomiske forrentning af delprojekter vil imidlertid også afhænge af, om der kan opnås meget høj tilslutning fra starten og tilvejebringes gunstige vilkår for anlægsarbejderne, så de meget dominerende investeringer i fjernvarmenet og stikledninger nedbringes.

- Varmeplanens samfundsmæssige betydning for det fleksible elforbrug er kun delvist medtaget i form af energiprisfaktorer, der tager højde for, at den gennemsnitlige elpris for en stor varmepumpe i fjernvarmen, der afkobler ved høje elpriser, er lavere end for en individuel varmepumpe uden alternativ forsyning. Den gevinst, som samfundet får ved,
- Belastningen på det overordnede elnet reduceres, som følge af, at det fleksible elforbrug er ikke medtaget i samfundsøkonomien. En stor erhvervskunde uden reserveforsyning som modtager el på højspændingsnet, skal eksempelvis i samfundsøkonomien indregnes med samme bidrag til nettet, som en fleksibel varmepumpe i fjernvarmen, der aftager el fra samme net.
- Varmeplanens omkostning til CO₂ i forhold til referencen er baseret på Energistyrelsens gennemsnitsværdier på årsbasis og tager derfor ikke højde for, at elforbruget til elkedler og fleksible varmepumper i varmeplanen har en lavere CO₂ belastning end de individuelle varmepumper, der ikke kan afkoble når elprisen er høj og den el, de forbruger i markedet kommer fra de dyreste kondensværker fyret med fossile brændsler. Det kan være, at dette ikke ses den nationale opgørelse, men for EU og den globale klimabelastning gør det en forskel.
- Varmeplanens robusthed over for kommende energikriser, økonomiske såvel som politiske, er ikke fuldt ud tilgodeset i de samfundsøkonomiske forudsætninger. De individuelle løsninger med el og gas uden fleksibilitet efterspørger energi til opvarmning hver dag. Det er især kritisk i de koldeste perioder, hvor behovet er størst, og hvor de luft-baserede varmepumper skifter til elvarme. Det er med til at gøre Danmark og EU mere sårbar overfor importeret energi. Vestforbrændings varme er baseret, dels på stabil varmeproduktion fra behandlingen af affaldet, dels på en kombination af varmelagre og spidslastanlæg med forskellige brændsler. Ved moderate elpriser kan elkedler levere kapaciteten. Ved knaphed på el, kan de gasfyrede centraler, der kort tid efter 2030 vil udnytte biogas og e-gas, overtage forsyningen. Ved knaphed på gas i EU som følge af en forsyningskrise, vil gaskedlerne ved hjælp af kombinationsbrændere kunne skifte til langtidsholdbar olie, der er baseret på el fra vind og CO₂ fra bl.a. Vestforbrændings anlæg til CO₂ fangst. Det vil formentlig være samme slags olie, som til den tid formentlig benyttes af indenrigsfly. Olien vil være dyr, men værdien af, at alle får varme i krisesituationer, er stor, og det får kun ringe betydning for den samlede økonomi, da der er tale om relativt små mængder.

2.2.4 Virkemidler

Sideløbende med varmeplanen arbejder Vestforbrænding på at effektivisere den samlede varmeforsyning for alle eksisterende og potentielle kunder med henblik på at fremme en robust, miljøvenlig og økonomisk opvarmningsform for alle varmeforbrugere i forsyningsområdet.

Et af midlerne er varmeplanen i sig selv, men dertil kommer en række tiltag, for både den eksisterende forsyning og varmeplanen.

Kommunernes rolle

Kommunerne kan bidrage med meget i den grønne omstilling, herunder:

- Som varmeplanmyndighed at vurdere kommende projektforslag fra Vestforbrænding og andre aktører på grundlag af helhedshensyn, som bl.a. fremgår af Varmeplan 2030
- Som planmyndighed at inddrage varmeforsyningen i kommuneplanlægningen, byudviklingsplaner og lokalplaner, så forsyning, arealanvendelse og byggeri koordineres,

og bygherren kan se fordelene ved fjernvarme, hvor det er samfundsøkonomisk fordelagtigt

- Som planmyndighed at inddrage kølebehov og overskudsvarme i kommuneplanlægningen, byudviklingsplaner og lokalplaner, så det fremmer udbygning med fjernkøling og varmepumper, der udnytter overskudsvarmen, hvor det er samfundsøkonomisk fordelagtigt
- Som bygningsmyndighed at arbejde i byggesagsbehandlingen for, at bygningsreglementet ikke modarbejder Varmeforsyningsloven og samfundsøkonomiske hensyn
- Som miljømyndighed at arbejde for, at udnytte grundvand til varme og køling ud fra helhedshensyn, så det ikke skader grundvandsressourcen, men måske tvært imod bidrage til at afhjælpe grundvandsforurening.
- Som ejendommejer at tilslutte alle kommunale ejendomme til fjernvarmen og i øvrigt arbejde for at effektivisere forsyningen, herunder optimale investeringer i klimaskærm og lavtemperaturvarmeanlæg, så man undgår unødvendig belastningen af fjernvarmenettet.
- Som Kommunalbestyrelse, at arbejde for, at det støttede byggeri følger kommunens eksempel
- Som formidler, at bidrage til at formidle oplysninger om varmeforsyningen og den mest bæredygtige grønne omstilling til varmeforbrugerne

Dialog med store bygningsejere.

Vestforbrænding vil styrke dialogen med større bygningsejere for at effektivisere formidlingen om varmeforsyningen og bæredygtighedskriterier og dermed fremme en samlet fælles bedste løsning for de enkelte store bygningsejere og alle øvrige varmekunder

Fjernvarme på abonnement

Vestforbrænding arbejder på at udforme en abonnementsordning for kunder under 40 MWh, hvor Vestforbrænding vil flytte forsyningsgrænsen til efter kundeinstallationen. Det indebærer, at kunden tilsluttes uden tilslutningsafgift og uden udgift til kundeinstallation mod at skulle betale et årligt fast beløb.

Vejledning i at spare på varmen og sænke returtemperaturen

Vestforbrænding vil intensivere arbejdet med at vejlede kunderne i at undgå varmespild og sænke returtemperaturen.

Sæsontariffer

Vestforbrænding overvejer at indføre sæsonafhængige tariffer for at signalere til kunderne, at omkostningerne til at producere en MWh varme er meget lavere om sommeren end om vinteren, for at mindske risikoen for at kunder forledes til at investere i urentable anlæg.

Formidlingstjenesten

Vestforbrænding vil indarbejde Varmeplan 2030 i det informationsmateriale, der benyttes i formidlingstjenesten og dermed nå ud til mange af de op mod 30.000 husstande, der vil kunne tilsluttes.

3. VESTFORBRÆNDING STRATEGI 2030

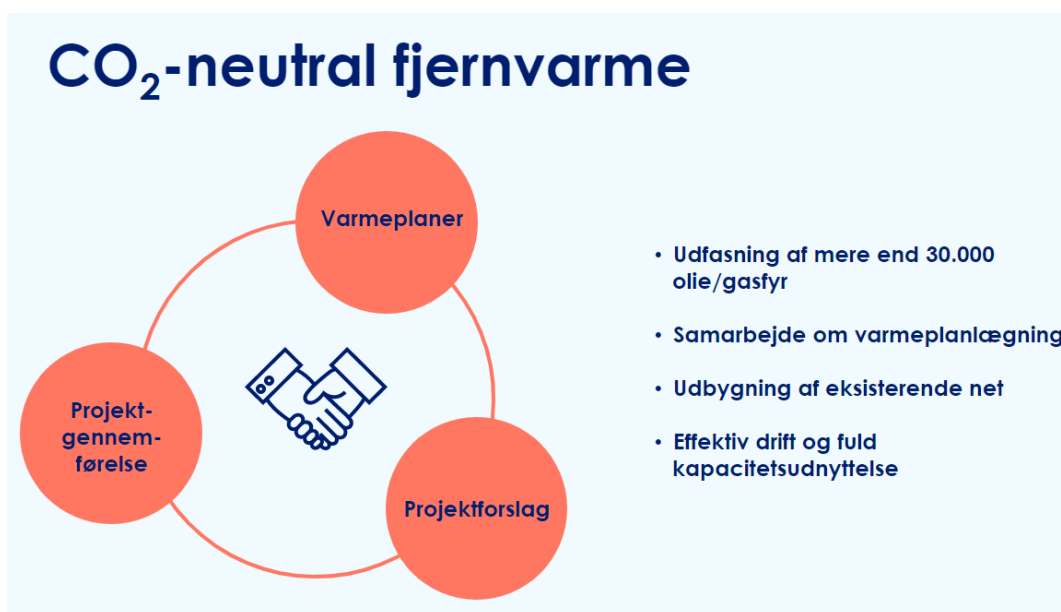
Vestforbrænding har iværksat en strategi frem mod 2030 med tre hovedindsatser, se Figur 3-1.

Strategiske hovedindsatser 2030



Figur 3-1 Vestforbrænding Strategi 2030

Varmeplan 2030, version 1, har fokus på de to sidste hovedindsatser af strategien, og arbejder for at erstatte olie og naturgas med CO₂-neutral fjernvarme, samt at bidrage til et CO₂-neutralt Vestforbrænding i 2030. Den sidste hovedindsats indebærer også, at Vestforbrænding sideløbende med Varmeplan 2030 arbejder på at etablerer et anlæg til fangst af CO₂ om muligt allerede i 2026. Dette anlæg indgår i referencen for varmeplanen, og varmeplanen vil belyse, hvordan overskudsvarmen fra denne proces bedre kan udnyttes, hvis fjernvarmeforsyningen udbygges med fokus på lavere temperaturer.



Figur 3-2 Vestforbrænding Strategi 2030 - CO₂ neutral fjernvarme

Varmeplan 2030, version 1, er udgangspunkt for at Vestforbrænding i de kommende 8 år kan udbygge massivt med fjernvarme i Vestforbrændings forsyningskommuner, hvor det er samfundsøkonomisk fordelagtigt og fordelagtigt for varmekonsumenterne i ejerkommunerne.

Varmeplanen danner dermed et ensartet grundlag for, at Vestforbrænding effektivt kan planlægge og fremlægge projektforslag til forsyningskommunerne samt indgå aftaler om udveksling af varme og kapacitet med øvrige selskaber frem mod 2030. Det er tanken at Varmeplan 2030 løbende skal opdateres med nye versioner i de kommende år, så der altid ligger et ajourført grundlag for Vestforbrænding og øvrige beslutningstagere.

Ved Vestforbrændings 6 "forsyningskommuner" forstås i denne sammenhæng:

- Ballerup Kommune
- Herlev Kommune
- Gladsaxe Kommune (nordlige del)
- Lyngby-Taarbæk Kommune
- Furesø Kommune (sydlige del)
- Frederikssund Kommune (Vinge samt en del af Frederikssund)

Dertil kommer, at Vestforbrænding har muligheder for at intensivere samarbejdet med øvrige selskaber. Varmeplan 2030 belyser, hvordan dette samarbejde med fordel kan udbygges, herunder:

- At Vestforbrænding kan tilbyde Egedal Fjernvarme og Smørum Kraftvarme et samarbejde om varmeproduktionen, idet de to selskaber selv står for distributionen af fjernvarme i Egedal Kommune.
- At Vestforbrænding kan effektivisere udvekslingen af overskydende varme til VEKS og CTR, dels ved at effektivisere overførslen via de eksisterende vekslere, dels ved at etablere direkte forsyning til distributionsnet, hvor det er muligt
- At Vestforbrænding fortsat kan levere overskydende varme til Farum Fjernvarme og Hillerød Forsyning via forbindelsen fra Værløse
- At Vestforbrænding fortsat kan samarbejde med Holte Fjernvarme om udveksling af varme gennem hovedledningen (tidligere ejet af DTU-HF), ved forsyning af områder i grænsen mellem Rudersdal Kommune og Lyngby-Taarbæk Kommune
- At Vestforbrænding kan samarbejde med Gentofte-Gladsaxe Fjernvarme om gensidig forsyning over kommunegrænserne, hvor selskaberne har berøringspunkter

Varmeplan 2030 består af tre parallelle spor:

- Varmeplan til kommunerne, der viser hvor det kan være fordelagtigt med fjernvarme, og hvor der kan etableres effektive produktionsanlæg
- Produktionskapacitet og anlægsp portefølje, der imødekommer varmebehovet
- Temperaturstrategi, der fremmer samspillet mellem kundernes anlæg og fjernvarmen, så fjernvarmenettet kan overføre den effektive kapacitet og udnytte de effektive varmekilder

| Ekstern plan | Intern plan | |
|---|---|---|
| <p>Varmeplan 2030</p> <ul style="list-style-type: none"> • Oversigt over udbygningspotentialet for hver enkelt kommune i prioriteret rækkefølge • Giver borger og kommuner svar på, hvor der vil komme projektforslag for fjernvarme, og hvor individuelle løsninger er bedst • Retningsgivende for Vestforbrænding's strategi mod CO2 neutralitet og udbygning til 30.000 kunder | <p>Temperaturstrategi</p> <ul style="list-style-type: none"> • Angiver konkrete tiltag for at opnå målsætningen om udbygning og CO2 neutralitet • Inkludere tiltag for at udnytte varme fra CCS og udnyttelse af industriel overskudsvarme • Skal ske i sammenspil med kundeprogram og tarifstruktur • Skal forankres bredt i Vestforbrænding's organisation | <p>Anlægsportefølje og økonomi</p> <ul style="list-style-type: none"> • Giver overblik over hvor, hvordan og hvornår der er behov for udbygning med net til nye områder og med produktionskapacitet i nettet • Angiver konkrete projekter som er nødvendige for at opnå målsætningen om udbygning og CO2 neutralitet, herunder forstærkninger af det eksisterende net • Skal forankres bredt i Vestforbrænding's organisation |

Figur 3-3 Varmeplanens tre parallelle spor

4. STRATEGISKE TILTAG & PRINCIPPER

Det følgende kapitel, følger op på strategiske tiltag, som enten er igangsat, eller som har været anbefalet igangsat i Energiplan 2035.

Tiltagene er inddelt i intervaller frem mod 2030, hvor Vestforbrænding har sine strategimålsætninger.

4.1 Tiltag der kan igangsættes i 2022

4.1.1 Strategisk planlægning og projektforslag for konvertering

- Vestforbrænding fortsætter aktivt samarbejdet med CTR, VEKS og HOFOR om Fremtidens Fjernvarme i Hovedstadsområdet i FFH50 <https://varmeplanhovedstaden.dk/>
- Vestforbrænding kan udvide samarbejdet med CTR, VEKS og HOFOR i Varmelast og arbejde for, at der udveksles prissignaler mellem selskaberne, som fremmer fælles fordelagtig og produktionsudveksling af varme
- Vestforbrænding undersøger mulighederne for at etablere et fjernkøleselskab og udvikle ekspertise indenfor fjernkøling, varmpumper og grundvandskøling
- Vestforbrænding kan etablere fjernvarmeforsyning af individuelle områder som et tilbud til interessentkommunerne og særligt i de områder, der indgår i den langsigtede strategi for udbygningen, hvor der tilbydes prisudligning. Alternativt baseres det på hvile-i-sig-selv princippet.
- Vestforbrænding fortsætter dialogen med kommunerne i fortsættelse af arbejdet med Energiplan 2035 med henblik på at deltage i kommunernes arbejde med strategisk energiplanlægning i medfør af Varmeforsyningsloven. Det kan eksempelvis ske, når der er behov for det, samt ved kontaktmøder med kommunernes varme- og klimaplanlæggere. Herunder kan eksempelvis drøftes spørgsmål om resttilslutning af eksisterende byggeri, energieffektivisering med lavere returtemperatur, fjernkøling samt langsigtet planlægning af forsyning med varme og køl til ny bebyggelse.
- Vestforbrænding vil ud fra varmeplanernes prioritering fremsende mindst et projektforslag for konvertering af områder fra gas til fjernvarme i hver af de 6 forsyningskommuner

4.1.2 Drift, vedligehold og administration

For at effektivisere driften yderligere vil Vestforbrænding ved bl.a.:

- Implementere fjernaflæste målere i et register, der kan danne grundlag for tidstarif og returtemperatortarif samt aktiv energiledelse for alle kunder
- Arbejde for at tilbageføre ejerskab af kundeinstallationer over 40 MWh, som Vestforbrænding har etableret og overdraget til kunderne, for derved bedre at kunne servicere kunderne og optimere fremløbstemperatur i forhold til kundernes aktuelle set-punkter

- Arbejde for at kunder under 40 MWh kan vælge at få fjernvarme på abonnement, hvor Vestforbrænding etablerer og ejer kundeinstallationen og tilbyder fjernvarmen uden tilslutningsomkostninger mod at kunden betaler et årligt gebyr, der justeres, så ordningen i det væsentlige hviler i sig selv på lang sigt
- Tilbyde blokvarmecentraler med eget ledningsnet at overtage nettet, så Vestforbrænding leverer varme direkte til hver bygning baseret på en aftale til fælles fordel
- Arbejde for at reducere returtemperaturen ved optimal drift af kundeinstallationerne og valg af fremløbstemperatur samt ved målrettede besøg hos kunder med varmeanlæg, der har høje set-punkter for fremløbstemperatur og/eller høj returtemperatur
- Udskifte vekslere mellem transmission og distribution med trykreduktionsanlæg og shunt som alternativ til at renovere veksleranlæg ud fra princippet om, at der på lang sigt højst bør være én veksler mellem transmissionsnettet fra Vestforbrænding og kundernes hedeblader
- Samarbejde med ejere af blokvarmenet om at levere fjernvarme direkte til hver bygning som alternativ til at renovere blokvarmenet
- Give fjernvarme og fjernkøling en større rolle i skoletjenesten og på Vestforbrændings hjemmeside
- Styrke arbejdet med målrettet vedligeholdelse og statistikker for væsentlige parametre for fjernvarmenettet, herunder: vandtab, varmetab, antal præørers alarmer, antal skader, termografi, uranin-kampagner for lækageovervågning mv.
- Styrke arbejdet vedligeholdelse af øvrige anlægskomponenter

4.1.3 Anlægsprojekter og projektforslag for produktion

For at implementere varmeplanen med anlægsprojekter vil Vestforbrænding:

- Gennemføre projektforslag B3 og C1 i Lyngby-Taarbæk Kommune og forberede projekterne for udbygning med fjernvarme til alle tilstødende områder.
- Indarbejde den planlagte tryksatte varmebuffertank på Vestforbrænding i driftsoptimeringen
- Arbejde aktivt for at få godkendt relevante projekter, der udnytter overskudsvarme i fjernvarmesystemet.
- Udvikle et koncept for fjernkøling med samproduktion af varme og køl i samspil med køleakkumulering, ATES og udnyttelse af overskudsvarme eller omgivelsesvarme
- Afprøve konceptet på etape 1 for Lautrupparken i samarbejde med større bygningsejere og med supplerende udnyttelse af bortkølet varme på Interxion, KMD eller evt. LeoPharma som alternativ til varmepumper på de to industrier, der kun udnytter overskudsvarme og derfor ikke er rentable med de lave varmepriser

- Udvikle et koncept for fjernvarme og fjernkøling til ny bebyggelse med forsyning af bygningen som en kunde eller med forsyning til hver sektion eller lejlighed i bygningen efter kundens ønske.
- Etablere opdimensioneret ledning i Vintappervej til at forsyne Gentofte Fjernvarmes Projekt for fjernvarme til Gentofte Kommunes materielgård mv.
- Fremme varmeudnyttelse i konceptet for CO₂ opsamling på anlægget i Glostrup

4.2 Tiltag på mellemlang sigt 2023-2025

På mellemlang sigt indgår følgende hovedaktiviteter i planen:

- Vestforbrænding fremsender ud fra varmeplanernes prioritering de resterende projektforslag i den første fase for konvertering af områder fra gas til fjernvarme i Ballerup, Herlev, Gladsaxe, Lyngby-Taarbæk, Furesø og Frederikssund Kommuner
- Vestforbrænding udarbejder projekter for varmepumper, der udnytter overskudsvarme og evt. fjernkøling i form af varmepumper med ATES, der også kan levere køl, når kunden ønsker i alle større erhvervsområder, herunder:
 - NOVO Måløv
 - Lautrupparken
 - Lyngby Storcenter mv
 - Lyngby Magasin mv.
 - DTU og Novozymes mv.
 - Herlev Station
- Vestforbrænding etablerer større tryksektionerede varmeakkumulatorer på strategiske steder med henblik på at effektivisere lastfordelingen
- Vestforbrænding vælger strategisk placerede spids- og reservelastcentraler, der kan indgå i den kommende projektforslag som hybridløsninger med varmepumpe og gaskedel med kombinationsbrænder, herunder gunstig kobling til elnettet
- Sideløbende med varmeplan 2030 forudsættes etableret et fuldskaalanlæg til opsamling af CO₂ på anlægget i Glostrup med henblik på drift i 2026. Dette arbejde pågår uafhængigt af Varmeplan 2030, og overskudsvarmen vil som udgangspunkt skulle leveres til det fjernvarmesystem, der eksisterer i 2022. I Varmeplan 2030 redegøres for, hvordan fjernvarmenettet kan udbygges og effektiviseres, så overskudsvarmen fra anlægget kan udnyttes

4.3 Tiltag på lang sigt 2025-2030

På lang sigt indgår følgende hovedaktiviteter i planen:

- Vestforbrænding fremsender ud fra varmeplanernes prioritering de resterende projektforslag for konvertering af områder fra gas til fjernvarme i Ballerup, Herlev, Gladsaxe, Lyngby-Taarbæk, Furesø og Frederikssund Kommuner

- Vestforbrænding arbejder med fjernkøling og tilbyder fjernkøling på kommercielle vilkår til alle større kunder med aktivt kølebehov for at fremme effektiv samproduktion af varme og køl

4.4 Tiltag på lang sigt 2030-2040

I en perspektivering af planen vil Vestforbrænding bl.a. kunne:

- Arbejde for udbygning med fjernvarme i de energidistrikter, som ikke er konverteret endnu, og hvor der kan opnås positiv samfundsøkonomi, herunder arbejde videre med lokale spids- og reservecentraler. Evt. undersøge muligheden for, at Vestforbrænding kunne tilbyde at stå for at etablere hybridløsninger med kombination af varmepumper og gaskedler for kunder over 40 MWh eller evt. alle kunder
- Arbejde med fjernkøling i alle områder med erhverv og institutioner med henblik på, at alle kunder, der også har et kølebehov, kan få tilbudt fjernkøling på kommercielle vilkår eller som minimum at Vestforbrænding etablerer en varmepumpe hos kunden, som kan udnytte overskudsvarme fra køleprocessen

5. KONSOLIDERING OG EFFEKTIVISERING

I dette afsnit belyses, hvordan Vestforbrændings og kundernes eksisterende anlæg kan effektiviseres og udbygges på den mest fordelagtige måde.

5.1 Fjernvarmesystemet

Vestforbrændings fjernvarmenet er udbygget over en periode på næsten 50 år. De ældste hovedledninger i tryktrin 25, der blev designet til hedtvandstemperatur, er stadig i drift, men fremløbstemperaturen optimeres nu i forhold til kapacitetsbehovet, kundernes behov og produktionsomkostningerne og er derfor på vej nedad.

Siden 1980 er stort set alle nye ledninger etableret som varmtvandsledninger med maksimal designtemperatur på 110 °C og i tryktrin 16, med enkelte undtagelser:

- enkelte hedtvandsledninger og varmtvandsledninger, der er koblet til 25 bar nettet, herunder Bagsværd frem mod Skoleparken og forbindelsen til Værløse
- enkelte mindre net, der er etableret som 6 bar med direkte tilslutning af bygningerne uden vekslere

I de seneste 17 år er nettet udbygget, så Vestforbrændings forsyning til egne kunder er vokset fra 300 GWh til ca. 900 GWh uden væsentlige forstærkninger af de ledninger, der allerede var etableret. Det har været muligt primært ved at øge vandhastigheden og ved at etablere boosterpumper på nye ledninger og lokal spidslast.

Der er et yderligere potentiale for at øge kapaciteten i nettet, hvis kunderne effektiviserer deres anlæg og sænker returtemperaturen, så det er muligt at øge afkølingen. Der er imidlertid også behov for at sænke kravet til fremløbstemperatur for at forbedre økonomien i kommende produktionsanlæg med store varmepumper. Af hensyn til kapaciteten vil fremløbstemperaturen i transmissionsnettet i det væsentlige kun kunne sænkes i takt med, at returtemperaturen sænkes. I nye udbygningsområder til primært enfamiliehus og til ny bebyggelse er der dog mulighed for lokalt at udlægge og drive distributionsnet med lavere fremløbstemperatur, eksempelvis 75-80 °C frem og 40 °C retur, så de kan udnytte lokale varmepumper uden væsentlig temperaturboostning.

Varmeplanen belyser et potentiale for at udbygge nettet yderligere med mindst 700 GWh til op mod 30.000 enfamiliehus kombineret med en udbygning på mindst 200 MW kapacitetsbehov. En del dækkes af de eksisterende og planlagte anlæg, herunder 40 MW fra anlægget til CO₂ fangst. Dertil kommer ca. 65 MW fra store centralt og lokalt placerede varmepumper og kapacitet fra lokale spidslastanlæg og varmelagre. En del af de kommende anlæg vil skulle placeres, hvor det er hensigtsmæssigt forhold til nettets kapacitet og ressourcerne, mens nogle anlæg vil skulle placeres på anlægget i Glostrup.

Den supplerende netudbygning, der skal designes for, at man kan forsyne kunderne økonomisk optimalt fra de mulige fremtidige anlæg, er således meget kompleks.

Udfordringen i den kommende fjernvarmeudbygning er at minimere de samlede omkostninger som nutidsværdi over en periode på 20 år med indregning af scrapværdi til:

- Investeringer i nye fjernvarmenet
- Investeringer i at forstærke eksisterende fjernvarmenet
- Investeringer i produktionskapacitet

- Udgifter til varmeproduktion med grundlast og spidslast
- Investeringer og driftsudgifter i vekslere og trykreduktion
- Investeringer i kundernes anlæg for at sænke returtemperaturen og kravet til fremløbstemperatur

Nedenstående designprincipper og forudsætninger for den hydrauliske analyse skal ses i dette lys.

5.2 Hydrauliske forudsætninger

Der regnes som udgangspunkt med følgende forudsætninger:

Alle nye ledningsnet anlægges som varmtvandsnet med maksimal temperatur på 110 °C i tryktrin 16.

- Tryktrin 16 er valgt, da kundeinstallationer til små anlæg, som er klart dominerende i udbygningen, koster det samme i 10 og 16 bar, mens de er markant dyrere i 25 bar.
- 110 °C er valgt, fordi det er normal standard for alle fjernvarmeanlæg.

Hvor enkelte kunder har behov for højere temperatur til proces, eksempelvis Toms, kan en kedel eller varmepumpe booste fjernvarmetemperaturen.

Denne maksimale designtemperatur må ikke forveksles med designtemperaturen for veksleranlæg og driftstemperaturen, der optimeres i løbet af året, eksempelvis ved maksimal belastning, ved maksimal grundlast og ved sommerlast.

Det udelukker heller ikke, at der lokalt etableres lukkede net med direkte tilslutning via vekslere til bygningerne i 6 bar og med ledninger, der har en lavere designtemperatur.

5.3 Vekslere, shunte og trykreduktion

Af hensyn til anlægs- og driftsøkonomi bør der på lang sigt kun være én veksler mellem hovednettet og kundernes radiatorer.

De sidste vekslere mellem transmissionsnettet og distributionsnettene bør således omlægges til trykreduktionsstationer, som det eksempelvis er sket på Lundebjerg, og skift af tryktrin bør ske ved tryksektioneringer, som det er sket på Skoleparken.

Veksleren på Lyngby Kraftvarmeværk, som adskiller Vestforbrændings net nord og syd for kraftvarmeværket, bør derfor omlægges, så den i stedet sektionerer den trykløse akkumulatortank, kraftvarmeværket, gaskedlerne og elkedlen fra 16 bar nettet (som det er beskrevet i udkast til projektforslag B1)

I udkastet til projektforslaget var det forudsat, at tanken, kraftvarmeværket, elkedlen og gaskedlerne var sektioneret fra 16 bar nettet med en tryksektionering, men det forslag blev ændret til en veksler mellem Vestforbrænding og DTU-HF. En sådan tryksektionering er fortsat mulig, men da veksleren er etableret, er det formentlig billigere at bruge den til at adskille de to net.

Der bliver formentlig behov for at udvide mange eksisterende vekslerstationer de lokale net, herunder i Herlev, og det bør derfor overvejes om ikke det er bedre at ombygge dem til trykreduktion og shunt.

Det bør ligeledes overvejes om ikke veksleren til Værebros bør omlægges til en trykreduktion fra 25 til 16 bar og shunt i forbindelse med, at det lokale net kan benyttes til at forsyne det nærmeste villaområde i Hareskoven, Gladsaxe og Furesø Kommune. Den hydrauliske analyse er indtil videre gennemført, som om det er et lokalt net fra én forsyningskilde, der kan være veksler eller trykreduktion.

En af udfordringerne i den kommende massive udbygning bliver at finde den optimale grænse mellem transmissionsnettet med hedtvand og 25 bar og de nye lokale net med varmt vand og 16 bar.

Transmissionsnettet med hedtvand og 25 bar, som har betydning for kapaciteten til Lyngby og Farum bør afgrænses og videreføres som 16 bar varmt vand, eksempelvis med følgende anlæg:

- Ledning til Glostrup Forsyning, der i dag veksles to gange, fra Vestforbrænding til VEKS og fra VEKS til Glostrup bør også kunne forsynes direkte fra en varmekilde på Glostrupanlægget, der leverer varme ved lav temperatur (typisk 80 °C maks.) (eksempelvis fra CCU-anlægget)
- Villaområdet umiddelbart vest for Glostrup anlægget i Ballerup Kommune kan forsynes fra samme varmekilde.
- Vekslerne i Herlev ændres til trykreduktion og shunt
- Der etableres en trykreduktion og shunt lige efter veksler til den ældre del af Herlev Hospital inden varmen føres videre mod Lille Birkholm. En varmepumpe på Herlev Hospital kan levere varme til nettet og mindske behovet for at shunte. Det samordnes med, at Lille Birkholm energirenoverer deres kundeinstallationer
- Villaområdet i Gladsaxe lige øst for Bagsværdshunten forsynes med et tre-benet stik fra Trekantområdets returledning fra Grundejerforeningens energicentral (ledig plads ved siden af dampkedel og veksler, hvor gasturbinen har stået)
- Ved Bagsværd Bypark etableres en afgrening og en trykreduktion og shunt, så større dele af Bagsværd, der i dag forsynes med 25 bar fra hovedledningen mod Lyngby i stedet forsynes med 16 bar fra ledningen mod Værløse
- Veksleren på Værebros udskiftes med trykreduktion og shunt, så det interne net i Værebros samkøres med hovednettet og udnyttes til at føre varmen videre til det store villaområde syd for Hareskoven, der omfatter områder i både Gladsaxe og Furesø Kommune.
- Der etableres en tryksektionering og shunt et strategisk sted i Værløse med henblik på at forsyne nye områder

Der er tilsvarende eksempler på, at der er vekslerne mellem hovednettet, (16 bar varmtvand) og lokale net, som burde fjernes eller omlægges for at effektivisere og sænke returtemperaturen, eksempelvis:

- Veksleren på Lyngby Kraftvarmeværk bør som nævnt ovenfor omlægges, så den sektionerer tanken med tilhørende produktionsanlæg (turbine, elkedel og gaskedler) fra hovednettet, således at hovednettet kan føres ubrudt igennem helt op til Holte Fjernvarmes centraler.
- Veksleren på Hedegårdens varmecentral nedlægges, da det lokale net og vekslerne mod lokale varme anlæg skulle være opgraderet, der kan leveres 16 bar direkte til kundeinstallationer i hver bygning

- Ledningsnettet i Hjortespring bør opgraderes til 16 bar, så veksleren mellem nettene kan nedlægges.

5.4 Spids- og reservelast

Den kommende kapacitet til samlet spidslastkapacitet, lokal spidslastkapacitet og reservelastkapacitet skal fastlægges ud fra følgende principper:

- Der fastlægges kapacitet, som tilgodeser reservekriteriet
- Der fastlægges yderligere lokal spidslastkapacitet, som tilgodeser det lokale spidslastbehov
- Der fastlægges yderligere behov for spidslastkapacitet, som kan placeres vilkårligt og alene ud fra de muligheder, der er til rådighed, herunder hvor Vestforbrænding kan overtage en eksisterende kedelcentral

5.4.1 Reservelastkriterie

Vestforbrænding tilstræber, at ingen kunder må være uden varme i mere end 24 timer.

Vestforbrænding tilstræber ligeledes, at ingen større områder må være helt uden varme i mere end få timer, ligesom der skal være mulighed for at afbryde forsyningen ved indgreb på ledningerne.

Hvor et område forsynes via en ledning, der er etableret som underboring, (som under S-banen i Skovlunde, under motorvejen ved DTU eller under Klampenborgvej ved Firskovvej), hvor det vil tage mere end 24 timer at udbedre en evt. skade, skal der således placeres en reservekapacitet til området med aktiv trykholdning.

Det skal vurderes konkret i hvert tilfælde, hvor stor en del af den maksimale kapacitet, der skal kunne dækkes med lokal spidslast. (eksempelvis svarende til behovet en typisk vinterdag med 0 °C). Denne vurdering afhænger af, om der er kritiske forbrugere og, hvor meget Vestforbrænding vil investere i ekstra forsyningssikkerhed (det er en politisk vurdering).

I mindre områder kan man nøjes med en ventilbrønd og en parkeringsplads, der er forberedt og testet til en mobil oliekedel, der kan sættes ind som reserve med mindre end 24 timers varsel.

Varmecentralen i Måløv er et godt eksempel på en central, der er reserve for hele området nord for S-banen Skovlunde, og hvor der blev brug for kapaciteten fordi det utænkelige skete.

Den kommende central på ca. 10 MW på Sorgenfri Vang er et eksempel på, at et stort område som Virum Sorgenfri ikke må være uden varme i mere end få timer. Den er desuden nødvendig til at dække det lokale spidslastbehov, for at villaområderne i Virum-Sorgenfri kan konverteres til fjernvarme.

Ventilbrønden ved Novozymes øst for motorvejen ved DTU er et eksempel på, at installationerne til en midlertidig central til byggevarme med fordel bevares for at kunne fungere som reserve ved udfald af ledningen under motorvejen i en periode indtil der etableres alternativ kapacitet.

5.4.2 Lokale spidslastcentraler

Den hydrauliske analyse viser, hvor der er behov for lokal spidslastkapacitet ud over den kapacitet, der skal etableres lokalt for at sikre det lokale reservekriterie.

Denne kapacitet skal afvejes i varmeplanlægningen i forhold til prisen på boosterpumper og prisen på større dimensioner eller længere ledninger.

Ud fra et hydraulisk kriterie kan det nye net udnytte et givent pumpeløft til at forsyne hele området ved at øge dimensionen på ledningerne. Det vil normalt ikke være optimalt. Derfor indlægges i den hydrauliske analyse et kriterie om, at tryktabet som hovedregel ikke må være lavere end 10 mm/m i nye ledninger. Når man med 10 mm/m når frem til, at et område ikke kan forsynes, vil den økonomiske vurdering af alternativer vise, hvad der giver de laveste omkostninger:

- en lokal spidslast,
- en boosterpumpe,
- en ringledning eller evt.
- en større dimension på en delstrækning.

Hvis man kender alle fremtidige driftstilfælde, og hvis der er et stort differenstryk på en hovedledning, kan man reducere dimensionen på afgreninger ved at bruge det til rådighed værende tryk til at forcere vandhastigheden og øge tryktabet. Denne finesse kan spare investeringer, men skal dog bruges med varsomhed.

Der bliver således behov for at udpege disse lokationer til lokal spidslast, med fokus på eksisterende varmecentraler, som Vestforbrænding kan overtage og erhvervsområder, hvor der kan etableres et anlæg.

Lokale spidslastcentraler kan være

- Elkedler helst i kombination med en lagertank
- Gaskedler med eller uden kombinationsbrænder
- Oliekedler, der efter 2030 principielt vil kunne benytte flybrændstof produceret med brint fra elektrolyse og CO₂, der stammer fra CC anlægget i Glostrup (e-olie)

Ved en kombination af elkedler med olie- eller gaskedler kan man formentlig opnå, at elkedlen leverer størstedelen af spidslastenergien samtidig med, at den kan afkobles, når der opstår kapacitetsproblemer i el-nettet eller, når elprisen overstiger prisen på gas eller e-olie.

Gaskedlerne vil i stigende omfang udnytte den dansk producerede biogas og omkring 2035 forventes, at både olie og gas til spidslastkedler kan være VE-baseret ved brug af elektrolyse (P2X).

5.4.3 Behov for kapacitet ved maksimal belastning

Behovet for maksimal kapacitet i en given ledning afhænger af de kunder, der forsynes under hensyn til samtidighed.

Kravet til maksimal kapacitet kombineret med udetid for en del af forsyningen er et politisk og ikke et teknisk begrundet valg, da forsyningssikkerhed skal afvejes i forhold til pris.

Vestforbrænding måler jævnlige det faktiske varmebehov time for time i forhold til vejrdata og bestemmer på det grundlag benyttelsestiden, som sætter det maksimale behov i forhold til det samlede tilsluttede varmebehov.

Der regnes med, at den største af de tilsluttede produktionsenheder kan være ude den koldeste dag.

Det samlede kapacitetsbehov for produktion den koldeste dag bestemmes ud fra en benyttelsestid på 3.200 timer, og der regnes med 100% reserve for største enhed.

Det bør overvejes, om der også skal være 100% reserve for alle anlæg, der benytter el, eller som minimum at sikre, at Vestforbrænding som helhed ikke er nettoforbruger af el i perioder med ekstremt høje elpriser og forsyningskrise i elnettet, som vi ser netop i vinteren 2021-2022.

Til sammenligning bruger CTR 3.200 timer for spidslastkapaciteten.

Ved design af stikledninger og små distributionsledninger skal kapaciteten bestemmes ud fra det installerede behov ved kundeinstallationer med gennemstrømningsvandvarmere under hensyntagen til samtidighedsforhold

Til de økonomiske analyser er regnet med, at kundeinstallationer har en kapacitet svarende til ca. 1.500 timers benyttelsestid, dog således at gennemstrømningsvandvarmerne skal kunne forsynes.

Ved de største ledninger regnes med 2.500 timer.

5.5 Grundlastdækning

Kravet til en vis grundlastdækning er økonomisk begrundet, idet det tilstræbes, at al den billige grundlast, der er til rådighed for Vestforbrænding udnyttes, inden der indsættes spidslast, som er markant dyrere.

En tommelfingerregel siger, at grundlasten helst skal dække en kapacitet svarende til 5.000 timers benyttelsestid, hvorved der typisk kun bliver behov for, at 5-10% af produktionen kommer fra spidslast.

Er der meget stor forskel i prisen på grundlast og spidslast, vil det være optimalt med højere dækning, svarende til 4.000 timers benyttelsestid, som tilstræbes af eksempelvis CTR.

5.6 Afkøling

Afkølingen, der skal forudsættes i den hydrauliske analyse, afhænger af den realistiske returtemperatur og den fremløbstemperatur, der er mulig, herunder begrænsninger med varmepumper.

Siden Energiplanen 2035 blev udarbejdet, er perspektiverne for grundlast ændret som følge af planer om CC-anlæg på affaldsforbrændingen. Der skal derfor lægges mere vægt på at kunne dække grundlasttilfældet med lavere fremløbstemperatur i alle de nye villaområder.

Den hydrauliske kapacitet baseres derfor på følgende forudsætninger for afkøling og tryktab i nye områder som hovedregel:

Grundlasttilfældet ved 100% tilslutning:

- tryktab 10 mm/m
- benyttelsestid 5.000 timer
- afkøling 35 °C, svarende til 40 °C retur og 75 °C frem

Spidslasttilfældet ved 100% tilslutning

- Indregning af samtidighedsfaktorer i forhold til kundemassen der forsynes
- Tryktab max. 10 mm/m
- Afkøling 55 °C, svarende til eksempelvis 40 °C retur og 95 °C frem

I eksisterende ledninger kan dog regnes med væsentlig større trykfald, da det vil være mere optimalt end at forstærke ledningen. Af hensyn til vandhastigheder og støj bør trykfaldet ikke overstige 30 mm/m.

I nye ledninger, hvor der med sikkerhed altid vil være ledig pumpekapacitet, kan det overvejes at øge trykfaldet gennem ledninger til mere end 10 mm/m frem for at drøve.

Nedenfor ses et eksempel på, hvordan kombinationer af benyttelsestid afkøling og gradient påvirker valget af dimension.

| | | | | | | |
|----------------|------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Varmebehov | MWh | 20.000 | 20.000 | 20.000 | 20.000 | 20.000 |
| Benyttelsestid | h | 5.000 | 4.000 | 3.000 | 2.000 | 2.000 |
| Kapacitet | MW | 4,0 | 5,0 | 6,7 | 10,0 | 10,0 |
| Afkøling | oC | 35 | 35 | 55 | 55 | 55 |
| Flow | m3/h | 99 | 123 | 104 | 157 | 157 |
| Gradient | mm/m | 10 | 18 | 13 | 7 | 28 |
| Ca.dimension | DN | 150 | 150 | 150 | 200 | 150 |

Tabel 5-1 Eksempel på valg af dimension

Som en grov tilnærmelse kan vi se, at de to sæt kriterier for benyttelsestid og afkøling fører nogenlunde til valg af samme dimension. Valg af 35 °C og 5.000 timer fører til et rimelig robust net, der er forberedt for lokal lavtemperatur varme.

5.7 Effektive kundeforhold

Returtemperaturen i Vestforbrændings net er fortsat usædvanlig høj set i forhold til andre fjernvarmeselskaber i Danmark. Det skyldes særligt tre forhold:

- Mange kunder har anlæg, der blev designet ud fra, at de forsynes med hedtvand
- Vestforbrænding har i de sidste 15 år tilsluttet mange nye større kunder, som har varmeanlæg, der er dimensioneret ud fra, at de forsynes med en oliekedel eller gaskedel uden røggaskondensering og derfor har små radiatorer, enstrengede anlæg eller mangler termostatstyring
- Vestforbrænding har endnu ikke indført motivationstarif, da mange kunder ikke ønsker strafstarif

Disse forhold gør, at Vestforbrænding ikke vil være i stand til at udnytte kommende overskudsvarme fra CC-anlægget på en effektiv måde med mindre, der gøres en aktiv indsats.

Strategien om effektivisering vedrører således i høj grad kundernes anlæg.

Vestforbrænding vil i samarbejde med kunderne fortsætte det igangværende og implementere nye tiltag. Særligt kan fremhæves:

- Målrettet energistyring og information af kunderne om forbrug:
 - de fjernaflæste målere benyttes til at udregne middel returtemperaturen hver måned, og kunderne informeres om deres temperatur
 - de fjernaflæste målere benyttes til månedsvist afregning og kunderne informeres om deres forbrug, evt. i forhold til normalt forbrug
 - for kunder med kendt areal udregnes kWh/m² og sammenlignes med gennemsnitstal for bygninger med samme kategori og alder
 - de fjernaflæste målere benyttes til at vurdere, om kundens forbrugsprofil jævnt nok eller, om der er uhensigtsmæssige udsving, eksempelvis natsænkning og morgenforcing, som øger returtemperaturen og måske slet ikke er nødvendige eller fordelagtige for kunden
- Motivationstarif som en bonus for hver grad den gennemsnitlige returtemperatur er under eksempelvis 50 °C eller indtil videre 55 °C for at flere kan nå målet
- Tilbud om abonnement, hvor Vestforbrænding ejer og driver kundeinstallationen og hjælper kunden med at sikre, at det ikke er kundeinstallationen, der er skyld i en evt. høj returtemperatur
- Målrettede kundebesøg hos de kunder der har den højeste returtemperatur og det største varmebehov, hvor Vestforbrænding finder løsninger, der kan effektiviseres hos kunden alene eller i samarbejde.
- Ud fra disse kundebesøg iværksættes tiltag, som kan gennemføres i samarbejde med kunden, eksempelvis:
 - Vestforbrænding overtager kundens blokvarmenet
 - Kundens installation kobles med nettet eller kommende tilslutninger med 3-benet stik på frem- eller returledning.

6. MAKSIMAL KONVERTERING TIL FJERNVARME

I det følgende kapitel vil varmeplangrundlaget for udbygning af Vestforbrændings fjernvarme i de 6 forsyningskommuner, Ballerup, Herlev, Gladsaxe, Furesø, Lyngby-Taarbæk og Frederikssund, blive præsenteret. For hver kommune vil nøgletal og kortillustrationer vise, hvordan udbygningen af fjernvarme kan realiseres og i hvilke områder. Vestforbrændings målsætning er inden 2030 at forsyne alle områder, hvor forsyningen er samfundsøkonomisk fordelagtig og kan bidrage til den samlede økonomi i forsyningskommunerne på lang sigt. Desuden inkluderes potentialet i Egedal Fjernvarmes forsyningsområde. Det indgår her, at Egedal Fjernvarme selv står for netudbygningen, mens Vestforbrænding står for at tilvejebringer varmeproduktion og kapacitet til udbygningen.

Derudover vil Vestforbrænding iværksætte flere initiativer for at gøre fjernvarmen mere fordelagtig og CO₂-neutral i 2030. Det betyder, at kommunerne vil få konkurrencedygtig, grøn og stabil varme leveret.

Kommunerne har været involveret i processen omkring varmeplanen og har bidraget med input til byudviklingsplaner, opmærksomhedspunkter og mulige placering til lokal produktion af varme fra store varmepumper og spidslastanlæg. Kommentarer og spørgsmål fra denne proces vil blive behandlet for hver enkel kommune.

Begrebet "*priotal*" bliver anvendt, som en indikator til at rangere varmedistrikterne i forhold hinanden. Priotallet viser sammenhængen mellem varmebehovet og de nødvendige investeringer i ledningsnet til at forsyne området. Der er flere andre faktorer, som er afgørende for udbygningen af fjernvarme, men det er en god første indikator i varmeplanlægningsprocessen.

Priotal omkring 4-5.000 kr./MWh og under vil med stor sandsynlighed kunne realiseres under de nuværende forudsætninger. Der skal i højere grad sammenlignes med individuelle varmepumper end individuelle gasfyr jf. Projektbekendtgørelsen.

Varmedistrikterne er rangeret for hver enkelt kommune, og der er opstillet en udbygningsplan som viser hvilke områder, der forventes at blive konverteret i perioden 2022-2030.

Kommunerne kan således forberede den politiske behandling af modtagne projektforslag, samtidig med, at borgerne kan for svar på, hvornår der forventes at komme fjernvarme til dem med forbehold for Kommunens sagsbehandling i medfør af Varmeforsyningsloven.

Der forventes et massivt anlægsarbejde parallelt i alle Vestforbrændings 6 forsyningskommuner frem mod 2030 for at imødekomme strategien, og der bliver et stort behov for at koordinere anlægsarbejderne og udveksle erfaring mellem kommunernes med henblik på, hvordan projekterne kan planlægges og gennemføres effektivt og uden unødvendige omkostninger.

Kommunerne vil ud over rollen som varmeplanmyndighed få en vigtig rolle som formidler af erfaring i samarbejde med Vestforbrænding med hensyn til eksempelvis:

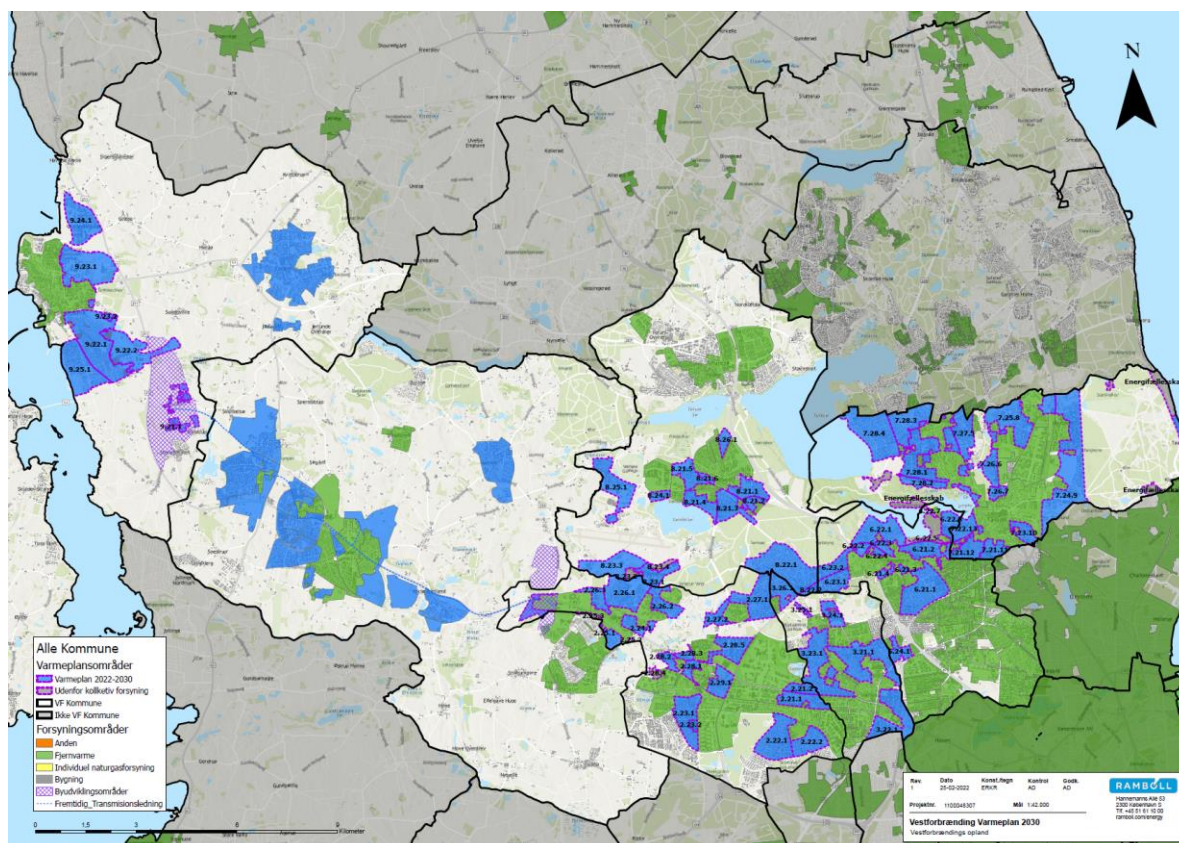
- Myndighedsbehandling af projektforslag i samarbejde med berørte aktører
- Dialog med borgere og virksomheder, som inddrages i arbejdet
- Informationsmateriale
- Erfaringer med ledningsanlæg i vejarealer
- Erfaringer med indpasning af energianlæg i kommuneplanlægningen

6.1 Det samlede potentiale i kommunerne

Det potentielle varmebehov og behov for ledningsudbygning i forsyningskommunerne fremgår af dette resumeafsnit. I de efterfølgende afsnit gennemgås udbygningen i hver kommune.

6.1.1 Forsyningskommunerne

Nedenstående kort og tabel viser områderne med eksisterende fjernvarme (grønne områder) og planlagt fjernvarme (blå områder) i de 6 forsyningskommuner samt Egedal Fjernvarmes område.



Figur 6-1 Områder i forsyningskommunerne

| Energiområde | Kunder i alt | Olie- gas kunder | Olie- gas kunder | Behov i alt | Tilslutning | Behov pr hus | Tilslutning | Investering net og stik | Priotal tilsluttet | Gas og olie CO2 |
|--|---------------|------------------|------------------|----------------------------|----------------|--------------|-------------|-------------------------|--------------------|-----------------|
| | stk | stk | % | MWh | MWh | MWh/hus | % | 1000 kr | kr/MWh | 1.000 tons/år |
| Ballerup | 7.793 | 6.677 | 86% | 151.546 | 135.134 | 20 | 89% | 810.767 | 6.000 | 28 |
| Herlev | 4.373 | 3.975 | 91% | 81.671 | 73.222 | 18 | 90% | 414.910 | 5.666 | 15 |
| Gladsaxe | 4.096 | 3.658 | 89% | 89.889 | 79.791 | 22 | 89% | 415.703 | 5.210 | 16 |
| Lyngby-Taarbæk | 9.237 | 8.479 | 92% | 216.412 | 193.301 | 23 | 89% | 932.997 | 4.827 | 40 |
| Furesø | 4.014 | 3.474 | 87% | 81.883 | 69.274 | 20 | 85% | 448.543 | 6.475 | 14 |
| Frederikssund | 3.579 | 3.062 | 86% | 78.297 | 65.123 | 21 | 83% | 468.874 | 7.200 | 11 |
| Lyngby-Taarbæk C1 | 394 | 394 | 100% | 59.518 | 56.542 | 144 | 95% | 149.121 | 2.637 | 1 |
| Resttilslutning | 100 | 100 | 100% | 16.000 | 16.000 | 160 | 100% | 15.210 | 951 | 3 |
| I alt direkte fra VF | 33.586 | 29.819 | 89% | 775.217 | 688.388 | 23 | 89% | 3.656.126 | 5.311 | 128 |
| Egedal Fjernvarme | 5.417 | 4.876 | 90% | 116.073 | 104.466 | 21 | 90% | | | 21 |
| I alt fra VF | 39.004 | 34.695 | 89% | 891.290 | 792.853 | 23 | 89% | | | 149 |
| Udvikling, anslået | 200 | 0 | 0% | 20.000 | 20.000 | 100 | 100% | | | |
| Udvikling Vinge | 70 | 0 | 0% | 7.000 | 7.000 | 100 | 100% | | | |
| I alt inkl. udvikling | 39.274 | 34.695 | 88% | 918.290 | 819.853 | 24 | 89% | | | 149 |
| Gennemsnitligt behov kWh/m ² | | 114 | | Gennemsnitligt nettab, i % | | 9% | | | | |
| <i>Behov og antal kunder i udviklingsområder er et meget forsigtigt skøn</i> | | | | | | | | | | |

Tabel 6-1 Det potentielle varmemarked

Tabellen viser et resume af det potentielle varmemarked i nye områder mv. for hver af de 6 forsyningskommune samt det allerede godkendte projektforslag i C1 i Lyngby-Taarbæk og resttilslutningen i de godkendte områder. Desuden vises de områder, der kan forsynes fra Egedal Fjernvarme og om muligt blive forsynet af Vestforbrænding fra en hovedledning mellem Måløv og Frederikssund.

Tabellen viser det samlede varmemarked og priotal mv. for områder i de 6 forsyningskommuner. Det ses, at den resterende tilslutning indenfor de godkendte fjernvarmeområder har det laveste priotal. Det er et udtryk for, at det vil være meget fordelagtigt for de øvrige forbrugere at få de sidste potentielle kunder konverteret til fjernvarme. Derfor vil Vestforbrænding i samarbejde med alle kommunerne i 2022 igangsætte en kampagne for tilslutning.

6.1.2 Fjernvarmeudbygning

Udbygningen med fjernvarmenet til de ca. 30.000 potentielle kunder vil være meget ressourcekrævende og påtænkes derfor fordelt med parallelt forløbende projekter i alle 6 forsyningskommuner og udstrakt over perioden 2022-2030. Indenfor hver kommune prioriteres områderne i forhold til prioriteringstal og beliggenheden i forhold til forsyningen.

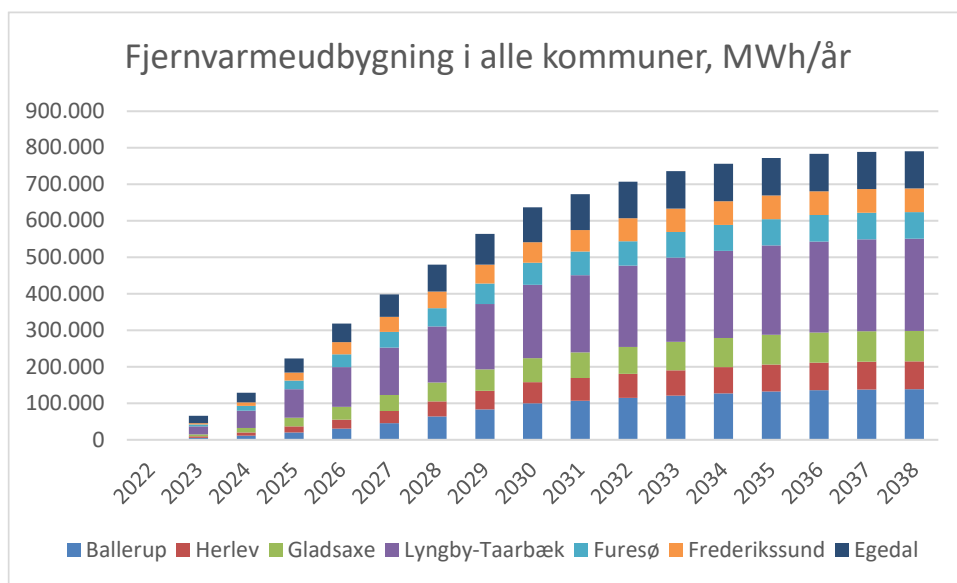
I hver kommune forudsættes udbygning med fjernvarme at forløbe som følger:

- 2022 Projekter, der er godkendt i 2021 eller tidligere
- 2023-2026 De gunstigste områder som forventes godkendt i 2022-2023
- 2027-2030 De øvrige fordelagtige områder, som forventes godkendt senest 2026

Tilslutningen i hvert område forudsættes i beregningerne at forløbe som følger:

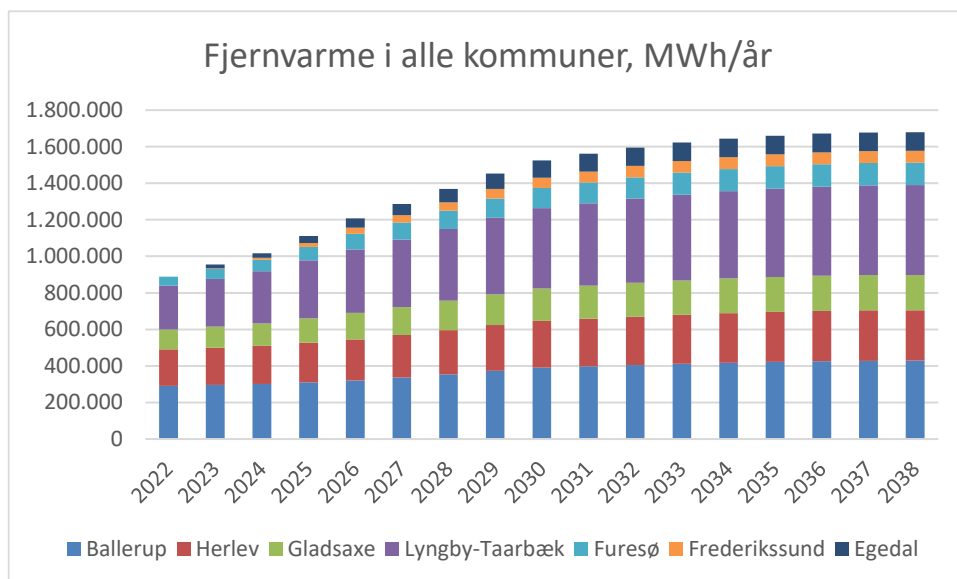
- 50% start tilslutning op til den %-andel, der svarer til andelen af olie og gasfyr
- Jævn tilslutning fra start- til slutttilslutning over en periode på 8 år efter anlæg af ledning

Det resulterer i nedenstående fjernvarmeudbygning i perioden i de 6 forsyningskommuner. Desuden vises udbygningen i Egedal Fjernvarmes forsyningsområde. Denne udbygning i Egedal Kommune indgår dog ikke i de økonomiske analyser i Varmeplan 2030.



Figur 6-2 Fjernvarmeudbygning i alle kommuner

Derved fås den efterfølgende samlede fjernvarmeforsyning opdelt på kommuner.



Figur 6-3 Den samlede fjernvarmeforsyning i alle kommuner

Det ses, at den relative tilvækst er meget forskellig. Tilvæksten i Ballerup, Herlev og Gladsaxe er relativt beskeden, da der er meget fjernvarme fra Vestforbrænding i forvejen, mens den er markant i de øvrige.

Det ses, at Vestforbrændings fjernvarmesalg til egne kunder i forsyningskommunerne forventes fordoblet på 10 år. Det betyder, at Vestforbrænding vil kunne udnytte en større del af den overskudsvarme, som ellers går til spilde om sommeren, hvor der i forvejen er overskydende varme hos CTR og VEKS.

6.1.3 Udbygning med fjernvarmenet

Den samlede potentielle udbygning til at konvertere ca. 30.000 individuelle kunder i de 6 forsyningskommuner kan gennemføres, hvis der etableres ca. 500 km fjernvarmeledninger og ca. 360 km stikledninger.

Den samlede investering beløber sig til 3,7 mia.kr. fordelt på 2,3 mia.kr. til distributionsledninger og 1,3 mia.kr. til stikledninger, hvis alle kunder tilsluttes, som det ses af nedenstående tabel.

Det bemærkes, at der er en overvægt af små dimensioner under DN100 og kun få meter i dimensioner over DN200. Det er helt modsat den udbygning, som Vestforbrænding har gennemført de seneste 15 år, som var præget af store ledninger til store kunder.

I de efterfølgende delafsnit gennemgås potentialet for udbygning og behov for ledningsnet separat for hver kommune samt forhold, der er helt specifikke for kommunerne.

Nettabet er relativt beskeden og er ikke afgørende for den samlede økonomi. Det er relativt beskeden som følge af den store varmetæthed i de ældre forsyningsområder, og fordi der udbygges med nye præisolerede fjernvarmerør med god isoleringsstandard og lav temperatur.

- Nettabet udgjorde i 2022, 85 GWh svarende til 8,7% af produktionen til egne kunder eller 6,1 % af den samlede produktion til egne kunder og selskaber.

- Nettabet til nye net udgør ved fuld udbygning 65 GWh, eller 8,8% af produktionen til de nye kunder
- Nettabet i alt ved fuld udbygning udgør 152 GWh, svarende til 8,8 % af produktionen til egne kunder eller 6,5 % af den samlede produktion til egne kunde og selskaber

I takt med at kunderne sænker deres returtemperatur, og det bliver muligt at sænke fremløbstemperaturen yderligere, vil nettabet falde omkring 1 procentpoint.

| Dimension | Enhedspris | Distribution | Stik | Distribution | Stik | Investering |
|--|-------------------------------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|
| DN | kr/m | m | m | 1.000 kr | 1.000 kr | 1.000 kr |
| DN20 | 3.343 | 78.063 | 0 | 260.983 | 0 | 260.983 |
| DN25 | 3.582 | 69.574 | 360.157 | 249.197 | 1.289.988 | 1.539.184 |
| DN32 | 3.750 | 103.119 | 0 | 386.726 | 0 | 386.726 |
| DN40 | 3.888 | 36.720 | 3.202 | 142.771 | 12.450 | 155.221 |
| DN50 | 4.158 | 70.992 | 1.000 | 295.211 | 4.158 | 299.370 |
| DN65 | 4.539 | 41.598 | 0 | 188.812 | 0 | 188.812 |
| DN80 | 5.068 | 19.694 | 0 | 99.805 | 0 | 99.805 |
| DN100 | 5.847 | 37.415 | 0 | 218.766 | 0 | 218.766 |
| DN125 | 6.877 | 15.799 | 0 | 108.651 | 0 | 108.651 |
| DN150 | 7.946 | 19.497 | 0 | 154.917 | 0 | 154.917 |
| DN200 | 9.929 | 14.137 | 0 | 140.365 | 0 | 140.365 |
| DN250 | 12.956 | 6.517 | 0 | 84.443 | 0 | 84.443 |
| DN300 | 15.588 | 125 | 0 | 1.953 | 0 | 1.953 |
| DN350 | 18.151 | 109 | 0 | 1.973 | 0 | 1.973 |
| DN400 | 19.737 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| I alt | | 513.360 | 364.359 | 2.334.574 | 1.306.596 | 3.641.169 |
| Korrektion for trace i projektforslag C1 | | | | 13.416 | | 13.416 |
| I alt | Stik til større kunder er med i net | | | 2.347.990 | 1.306.596 | 3.654.586 |

| Område | Distribution | Stik | Distribution | Stik | Investering |
|-------------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|
| | m | m | 1.000 kr | 1.000 kr | 1.000 kr |
| Ballerup | 117.720 | 85.724 | 503.728 | 307.040 | 810.767 |
| Herlev | 57.660 | 48.103 | 242.617 | 172.292 | 414.910 |
| Gladsaxe | 56.598 | 45.056 | 254.325 | 161.379 | 415.703 |
| Lyngby-Taarbæk | 127.433 | 101.607 | 569.067 | 363.930 | 932.997 |
| Furesø | 68.124 | 44.154 | 290.395 | 158.148 | 448.543 |
| Frederikssund | 67.294 | 31.603 | 355.680 | 113.194 | 468.874 |
| Lyngby-Taarbæk C1 | 18.531 | 4.112 | 132.178 | 16.943 | 147.581 |
| Resttilslutning | 0 | 4.000 | 0 | 15.210 | 15.210 |
| I alt | 513.360 | 364.359 | 2.347.990 | 1.308.136 | 3.654.586 |

Tabel 6-2 Investeringer i fjernvarmenet og stik

I de følgende kapitler ses på udbygningen i den samlede varmeproduktion, som er fælles for alle 6 forsyningskommuner.

6.1.4 Udbygning med kundeinstallationer

Ud af den samlede kundedatabase for alle ca. 30.000 kunder er beregnet investeringer i kundenlæg og tilslutningsafgifter.

I projektforslagene beregnes disse beløb samt kundens udgifter til fjernvarme og individuelle løsninger for hver eneste kunder. I Varmeplan 2030 er beregningen baseret på gennemsnitsstørrelser i de to grupper hhv. under og over 40 MWh. Denne grænse er valgt, fordi Vestforbrænding tilbyder gratis kundeinstallation og tilslutning for kunder over 40 MWh.

Denne metode er en god tilnærmelse, da lange størstedelen af kunderne i varmeplanen er under 40 MWh, som det fremgår af tabellen.

| Kommuner | Gennemsnit varmebehov pr. kunde | Kapacitet | Middel investering iKundanlæg fjernvarme | Middel investering i Varme-pumper | Investering i Kundanlæg fjernvarme | Tilslutnings-afgift | Investering i Varme-pumpe | Investering, under/over 40 MWh i % af total |
|---|---------------------------------|-----------|--|-----------------------------------|------------------------------------|---------------------|---------------------------|---|
| | MWh/år | kW/stk | kr/stk | kr/stk | 1000.kr | 1000.kr | 1000.kr | % |
| Kunder under 40 MW/år | | | | | | | | |
| Ballerup | 17 | 10 | 31.200 | 95.600 | 227.729 | 91.238 | 697.784 | 95% |
| Herlev | 17 | 10 | 31.200 | 95.600 | 131.851 | 52.825 | 404.006 | 93% |
| Gladsaxe | 19 | 10 | 31.200 | 95.600 | 120.619 | 48.325 | 369.590 | 87% |
| Lyngby-Taarbæk | 20 | 10 | 31.200 | 95.600 | 270.067 | 108.200 | 827.514 | 84% |
| Furesø | 17 | 10 | 31.200 | 95.600 | 126.298 | 50.600 | 386.989 | 90% |
| Frederikssund | 13 | 10 | 31.200 | 95.600 | 106.142 | 42.525 | 325.231 | 85% |
| Sum | 18 | | | | 982.706 | 393.713 | 3.011.113 | 89% |
| Kunder Over 40 MW/år | | | | | | | | |
| Ballerup | 66 | 39 | 69.312 | 344.965 | 11.991 | 0 | 59.679 | 5% |
| Herlev | 56 | 33 | 63.756 | 295.287 | 9.372 | 0 | 43.407 | 7% |
| Gladsaxe | 65 | 38 | 68.815 | 340.368 | 17.341 | 0 | 85.773 | 13% |
| Lyngby-Taarbæk | 71 | 42 | 72.231 | 372.572 | 51.934 | 0 | 267.879 | 16% |
| Furesø | 105 | 62 | 87.799 | 537.260 | 14.662 | 0 | 89.722 | 10% |
| Frederikssund | 150 | 88 | 105.544 | 760.636 | 18.365 | 0 | 132.351 | 15% |
| Sum | 80 | | | | 123.666 | 0 | 678.811 | 11% |
| Alle kunder med gennemsnitsværdier | | | | | | | | |
| Ballerup | 18 | | 32.082 | 101.374 | 239.720 | 91.238 | 757.463 | |
| Herlev | 19 | | 32.294 | 102.313 | 141.223 | 52.825 | 447.413 | |
| Gladsaxe | 22 | | 33.502 | 110.579 | 137.961 | 48.325 | 455.362 | |
| Lyngby-Taarbæk | 24 | | 34.347 | 116.842 | 322.001 | 108.200 | 1.095.393 | |
| Furesø | 20 | | 33.442 | 113.099 | 140.960 | 50.600 | 476.711 | |
| Frederikssund | 20 | | 34.817 | 127.959 | 124.507 | 42.525 | 457.582 | |
| Sum | 21 | | | | 1.106.372 | 393.713 | 3.689.925 | |

Tabel 6-3 Kundeinstallationer og individuelle varmepumper i varmeplanen

Der er regnet med enhedspriser som vist med eksempler i tabellen nedenfor.

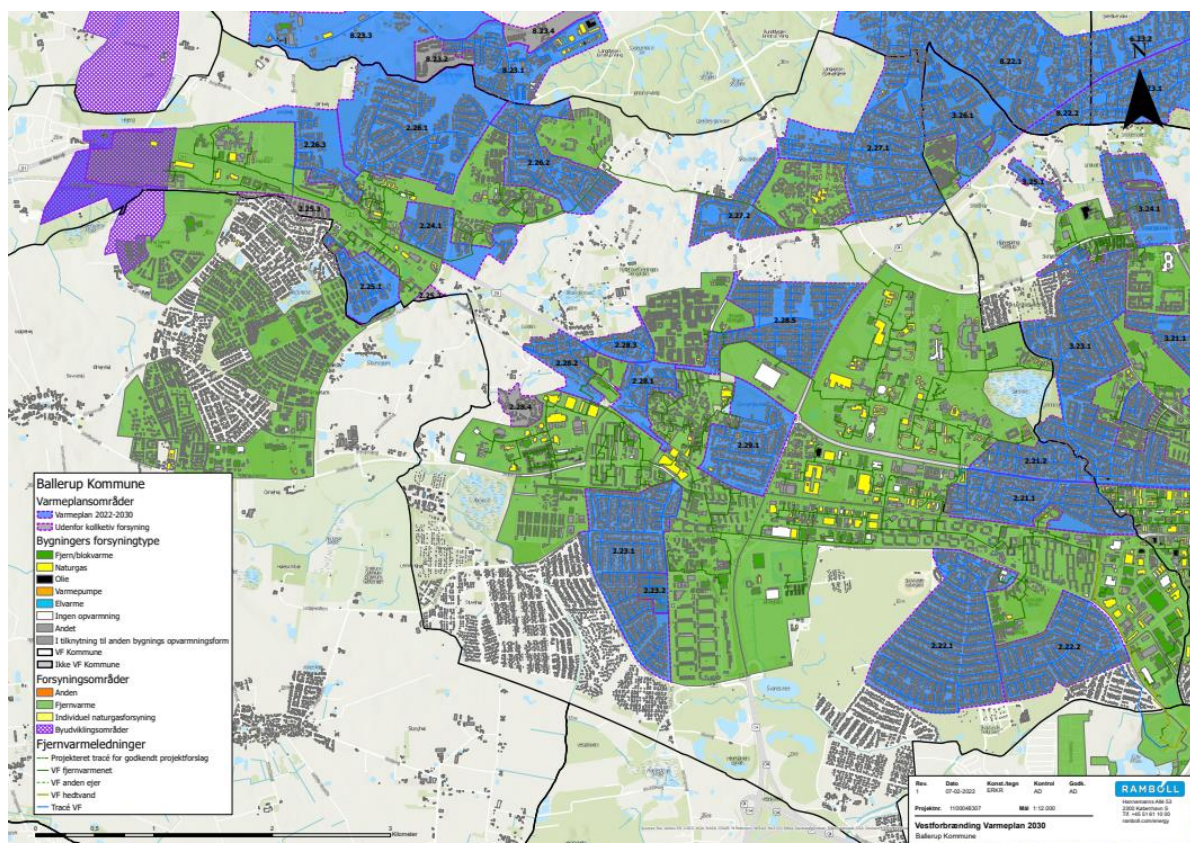
| Varmebehov og kapacitet | | Fjernvarmeinstallation | | Individuel naturgaskedel | | Individuel varmepumpe | |
|-------------------------|-------|------------------------|---------|--------------------------|-----------|-----------------------|------------|
| MWh/år | kW | kr/kW | kr | kr/kW | kr | kr/kW | kr |
| 8 | 10 | 3.120 | 31.200 | 4.368 | 34.000 | 9.560 | 95.600 |
| 17 | 10 | 3.120 | 31.200 | 4.368 | 34.000 | 9.560 | 95.600 |
| 85 | 50 | 1.578 | 78.892 | 2.209 | 110.449 | 8.789 | 439.446 |
| 170 | 100 | 1.123 | 112.339 | 1.573 | 157.274 | 8.562 | 856.169 |
| 850 | 500 | 510 | 255.231 | 715 | 357.324 | 8.255 | 4.127.616 |
| 1.700 | 1.000 | 363 | 363.437 | 509 | 508.811 | 8.182 | 8.181.718 |
| 8.500 | 5.000 | 165 | 825.722 | 231 | 1.156.010 | 8.083 | 40.412.861 |

Tabel 6-4 Enhedspriser for kundeinstallationer og individuelle anlæg

6.2 Ballerup Kommune

6.2.1 Oversigtskort

Ballerup Kommune er inddelt i 21 distrikter, som er samlet i 15 varmeplandistrikter. Dette er med henblik på at rangere og styre en konvertering af naturgasområderne til fjernvarme. Figur 6-4 herunder viser distrikterne i Ballerup Kommune. De grønne områder er i dag forsynet med fjernvarme, mens de blå områder ønskes konverteret fra naturgas til fjernvarme.



Figur 6-4 Oversigtskort Ballerup Kommune

6.2.2 Lokalkendskab

Der er stort politisk fokus på udrulning af fjernvarme og på vedvarende energi i Ballerup Kommune, herunder gerne lokal energiproduktion.

Ballerup Kommune angiver, at der generelt er stor efterspørgsel på fjernvarme i kommune, men fremhæver specielt efterspørgsel ved:

- Skovlunde i område 2.22.1 og 2.22.2.
- De gamle villakvarterer i Egebjerg i område 2.27.2
- Pige kvarteret i 2.21.1
- Området 2.29.1 i Ballerup by er lige blevet separatkloakeret, og har derfor ekstra udgifter ved at blive tilsluttet fjernvarme.

6.2.3 Byudviklingsplaner

Der er planlagt flere større byudviklingsprojekter i Ballerup Kommune, dels i nye bydele, dels ved en ikke uvæsentlig byfortætning. Alle byudviklingsprojekterne er placeret i områder, der allerede er forsynet med fjernvarme eller er godkendt til fjernvarme, og de bør derfor tilsluttes fjernvarme. Det drejer sig om:

- Kildedal – en by for livet, med 10.000 arbejdspladser og 2.000 boliger.
- Jonstruplejren mellem 200-350 boliger.
- Lautrup – Forventet boligudbygning, men først om nogle år.
- Baltorplænen ca. 600 boliger.

Kildedal er dog udvidet med et lille område syd for jernbanen, i forhold til det område nord for jernbanen, der allerede er godkendt til fjernvarme. Det drejer sig om, at det bebyggede areal er udvidet med 29.000 m² fra 233.000 m², der er godkendt til fjernvarme, til 262.000 m².

Udvidelsen omfatter en bystruktur, der er særdeles egnet til fjernvarme, og er inkluderet i det potentiale, der belyses i Varmeplan 2030. Vestforbrænding vil udarbejde projektforslag for fjernvarme til området i god tid i forhold til byggemodningen.

6.2.4 Potentielle varmemarked for konvertering

Der er ca. 6.700 naturgas- og oliefyr registret i BBR, med et varmebehov på ca. 135.000 MWh, som potentielt kan konverteres til fjernvarme.

| Nr. | Ballerup | Kunder i alt | Olie- gas kunder | Olie- gas kunder | Behov i alt | Behov olie gas | Behov pr hus | Tilslutning | Investering net og stik | Priotal tilsluttet | CO2 fortrængt | Invest pr. tons CO2 |
|--------|---|--------------|------------------|------------------|----------------------------|----------------|--------------|-------------|-------------------------|--------------------|---------------|---------------------|
| | Energiområde | stk | stk | % | MWh | MWh | MWh/hus | % | 1000 kr | kr/MWh | Tons | kr./ton CO2 |
| 2.21 | Skovlunde N | 746 | 675 | 90% | 14.819 | 13.337 | 20 | 90% | 78.017 | 5.849 | 2.137 | 36.514 |
| 2.22 | Skovlunde V og Ø | 1.825 | 1.614 | 88% | 30.820 | 27.257 | 17 | 88% | 168.085 | 6.167 | 4.367 | 38.494 |
| 2.23 | Ballerup S | 857 | 792 | 92% | 16.572 | 14.915 | 19 | 90% | 89.918 | 6.029 | 2.389 | 37.633 |
| 2.24 | Måløv S | 195 | 182 | 93% | 2.696 | 2.427 | 13 | 90% | 17.163 | 7.072 | 389 | 44.147 |
| 2.25.1 | Søndergård | 155 | 153 | 99% | 2.242 | 2.018 | 13 | 90% | 16.617 | 8.235 | 323 | 51.407 |
| 2.26.1 | Måløv | 737 | 699 | 95% | 10.561 | 9.505 | 14 | 90% | 74.830 | 7.873 | 1.523 | 49.144 |
| 2.26.2 | Måløv Ø | 396 | 349 | 88% | 7.217 | 6.361 | 18 | 88% | 40.135 | 6.310 | 1.019 | 39.386 |
| 2.26.3 | Gershøj og Kildedal | 601 | 148 | 25% | 20.634 | 18.570 | 125 | 90% | 87.747 | 4.725 | 2.975 | 29.495 |
| 2.27.1 | Egebjerg | 789 | 682 | 86% | 14.575 | 12.598 | 18 | 86% | 86.071 | 6.832 | 2.018 | 42.646 |
| 2.27.2 | Egebjerg V | 269 | 238 | 88% | 4.723 | 4.179 | 18 | 88% | 23.731 | 5.679 | 669 | 35.448 |
| 2.28.1 | Toftehaven | 137 | 121 | 88% | 2.734 | 2.415 | 20 | 88% | 15.282 | 6.328 | 387 | 39.502 |
| 2.28.2 | Bispevangen | 135 | 123 | 91% | 2.372 | 2.135 | 17 | 90% | 14.145 | 6.627 | 342 | 41.367 |
| 2.28.3 | Nyvangen | 98 | 88 | 90% | 1.855 | 1.666 | 19 | 90% | 11.310 | 6.790 | 267 | 42.386 |
| 2.28.5 | Digterparken | 537 | 517 | 96% | 10.985 | 9.886 | 19 | 90% | 57.206 | 5.786 | 1.584 | 36.120 |
| 2.29.1 | Ballerup N | 316 | 296 | 94% | 8.740 | 7.866 | 27 | 90% | 30.511 | 3.879 | 1.260 | 24.212 |
| | Ballerup | 7.793 | 6.677 | 86% | 151.546 | 135.134 | 20 | 89% | 810.767 | 6.000 | 21.649 | 37.451 |
| | Gennemsnitligt behov kWh/m ² | | 114 | | Gennemsnitligt nettab, i % | | 10% | | | | | |

Tabel 6-5 Nøgletal for distrikterne i Ballerup Kommune

Der er ikke medtaget alle byudviklingsområder indenfor de eksisterende fjernvarmeforsynede områder, da byfortætningen vil modsvares af varmebesparelser i eksisterende bebyggelse.

6.2.5 Netudbygning

Hvis alle distrikter konverteres, skal der etableres ca. 118 km distributionsledning og ca. 86 km stikledninger til en samlet investering på ca. 811 mio. kr.

| Dimension | Enhedspris | Distribution | Stik | Distribution | Stik | Investering |
|----------------------|-----------------------------|----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| DN | kr/m | m | m | 1.000 kr | 1.000 kr | 1.000 kr |
| DN20 | 3.343 | 21.864 | 0 | 73.096 | 0 | 73.096 |
| DN25 | 3.582 | 22.673 | 85.724 | 81.209 | 307.040 | 388.248 |
| DN32 | 3.750 | 18.417 | 0 | 69.071 | 0 | 69.071 |
| DN40 | 3.888 | 9.506 | 0 | 36.962 | 0 | 36.962 |
| DN50 | 4.158 | 17.888 | 0 | 74.386 | 0 | 74.386 |
| DN65 | 4.539 | 7.265 | 0 | 32.975 | 0 | 32.975 |
| DN80 | 5.068 | 3.802 | 0 | 19.268 | 0 | 19.268 |
| DN100 | 5.847 | 5.808 | 0 | 33.959 | 0 | 33.959 |
| DN125 | 6.877 | 3.847 | 0 | 26.455 | 0 | 26.455 |
| I alt | | 117.720 | 85.724 | 503.728 | 307.040 | 810.767 |
| Korrektion for trace | | | | | | 0 |
| I alt | Med opdimensionering | | | | | 810.767 |

Tabel 6-6 Investeringer i fjernvarmenet og stik i Ballerup kommune

6.2.6 Potentielle varmeproduktionskilder

De store virksomheder i Ballerup Kommune herunder datacentre, LEO Pharma, Interxion og Novo har proceskøling, som via en varmepumpe kan udnyttes i fjernvarmen. Desuden er der mange bygninger med komfortkølebehov, som kan udnyttes til fjernvarme via fjernkøling.

Det er særligt i områderne omkring Lautrupparken og Industriparken, at der er et stort potentiale.

Der er mange virksomheder er interesserede i at udnytte disse muligheder.

Der er planer om at renseanlægget, Måløv Rens, der ejes af NOVAFOS, indenfor en 10-årig periode skal nedlægges, men det kan overvejes, om der kan etableres en varmepumpe, som udnytter spildevand, så længe det er muligt og efterfølgende nedkøler grundvand og/eller udeluft. Den vil umiddelbart kunne levere grundlast til det potentielle net i området umiddelbart øst for anlægget og til et evt. net i det tilstødende område i Furesø Kommune lige nord for renseanlægget.

Der behandles årligt omkring 4 mio.m³ spildevand. Ved at nedkøle spildevandet ca. 8 °C vil der kunne etableres en varmepumpe med en varmekapacitet på 5-6 MW.

I forbindelse med Kildedal projektet vil det være interessant at undersøge, om der er mulighed for at etablere et ATES anlæg i kombination med den eksisterende afværgeboring fra en gamle Cheminova-grund.

Novafos skal bygge et nyt vandværk, det kan undersøges om det er muligt at indarbejde en varmepumpe til varmeudnyttelse i det projekt.

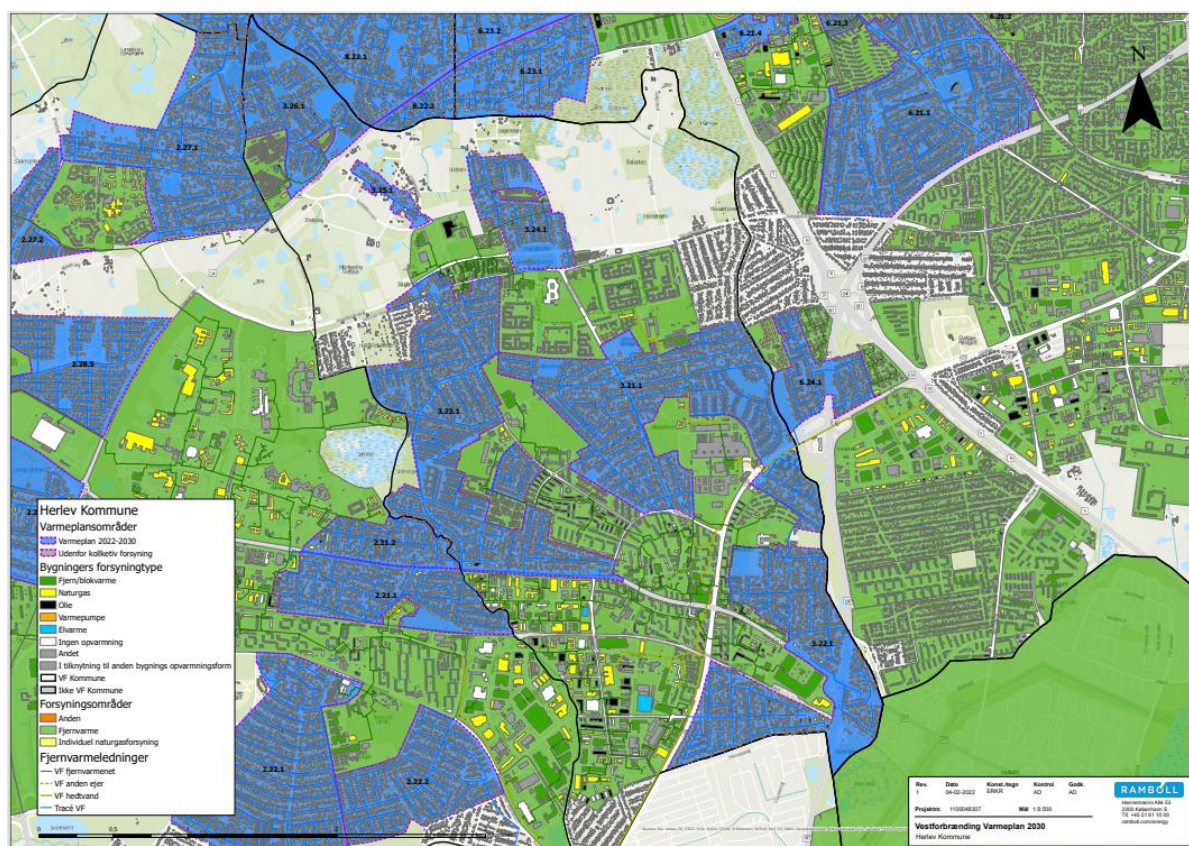


Figur 6-5 Måløv Rens

6.3 Herlev Kommune

6.3.1 Varmeplandistrikter

Herlev Kommune er inddelt i 6 varmeplandistrikter. Dette er med henblik på at rangere og styre en konvertering af naturgasområderne til fjernvarme. Figur 6-6 herunder viser distrikterne i Herlev Kommune. De grønne områder er i dag forsynet med fjernvarme, mens de blå områder ønskes konverteret fra naturgas til fjernvarme.



Figur 6-6 Oversigtskort Herlev Kommune

6.3.2 Lokalkendskab

Herlev Kommune er ved at udarbejde en varmeplan som forventes færdig i løbet af 2022. Denne plan skal danne grundlag for udbygningen af energiforsyningen i Herlev. Herlev Kommune har derfor endnu ikke yderligere input til Vestforbrændings Varmeplan.

Vestforbrænding har bistået Herlev Hospital med at forsyne det nye afsnit af hospitalet med fjernvarme på en særlig effektiv måde, ved at hospitalet er tilsluttet nettet, så det for en stor del kan forsynes fra den høje returtemperatur, der er fra de øvrige kunder.

6.3.3 Byudviklingsplaner

Kommuneplanstrategien – Fremgang i Fællesskab 2019¹ – viser fremtidens Herlev.

Endvidere er Visionsplan for Erhvervscenteret² relevant at være opmærksom på. Generelt sker der ikke ny udlæg i kommunen, men primært omdannelse af erhvervscenteret, det i forvejen er dækket med fjernvarme. Der er ingen planer om byudvikling i områder, forsynet med naturgas i

¹ https://herlev.dk/sites/default/files/debatoplæg_kb.pdf

² <https://herlev.viewer.dkplan.niras.dk/plan/25#/>

dag.

Det igangværende arbejde med kommuneplanen vil endvidere kunne give perspektiver på arealdisponeringen. Kommuneplanen forventes vedtaget ultimo 2022.

Det samme vil den kommende klimaplan i regi af DK2020.

Arbejdet med Letbanen er i gang, og der kommer sandsynligvis en BRT-løsning langs Ring 4.

6.3.4 Potentielle varmemarked for konvertering

Der er ca. 4.000 naturgas- og oliefyr registret i BBR, med et varmebehov på ca. 73.000 MWh, som potentielt kan konverteres til fjernvarme.

Tabel 6-7 herunder viser nøgletalene for hvert enkelt distrikt.

| Nr. | Herlev | Kunder i alt | Olie- gas kunder | Olie- gas kunder | Behov i alt | Behov olie gas | Behov pr hus | Tilslutning | Investering net og stik | Priotat tilsluttet | CO2 fortrængt | Invest pr. tons CO2 |
|-----------------------------|----------------|--------------|------------------|----------------------------|---------------|----------------|--------------|-------------|-------------------------|--------------------|---------------|---------------------|
| Energioråde | | stk | stk | % | MWh | MWh | MWh/hus | % | 1000 kr | kr/MWh | Tons | kr./ton CO2 |
| 3.21.1 | Hjortespring | 1.290 | 1.181 | 92% | 24.715 | 22.244 | 19 | 90% | 126.883 | 5.704 | 3.563 | 35.607 |
| 3.22.1 | Musikkvartert | 896 | 809 | 90% | 18.949 | 17.054 | 21 | 90% | 85.013 | 4.985 | 2.732 | 31.117 |
| 3.23.1 | Tvedvangen | 1.477 | 1.341 | 91% | 25.216 | 22.694 | 17 | 90% | 134.336 | 5.919 | 3.636 | 36.950 |
| 3.24.1 | Gammelgårdsvej | 264 | 226 | 86% | 4.522 | 3.871 | 17 | 86% | 23.961 | 6.190 | 620 | 38.638 |
| 3.25.1 | Skinderskov | 32 | 25 | 78% | 703 | 549 | 22 | 78% | 3.512 | 6.392 | 88 | 39.901 |
| 3.26.1 | Hækmosen | 414 | 393 | 95% | 7.566 | 6.809 | 17 | 90% | 41.205 | 6.051 | 1.091 | 37.773 |
| Herlev | | 4.373 | 3.975 | 91% | 81.671 | 73.222 | 18 | 90% | 414.910 | 5.666 | 11.730 | 35.371 |
| Gennemsnitligt behov kWh/m2 | | | 114 | Gennemsnitligt nettab, i % | | | 10% | | | | | |

Tabel 6-7 Nøgletal for distrikterne i Herlev Kommune

6.3.5 Netudbygning

Hvis alle distrikter konverteres, skal der etableres ca. 58 km distributionsledning og ca. 48 km stikledninger til en samlet investering på ca. 415 mio. kr.

| Dimension | Enhedspris | Distribution | Stik | Distribution | Stik | Investering |
|----------------------|-----------------------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| DN | kr/m | m | m | 1.000 kr | 1.000 kr | 1.000 kr |
| DN20 | 3.343 | 7.234 | 0 | 24.185 | 0 | 24.185 |
| DN25 | 3.582 | 10.978 | 48.103 | 39.319 | 172.292 | 211.611 |
| DN32 | 3.750 | 9.259 | 0 | 34.726 | 0 | 34.726 |
| DN40 | 3.888 | 4.701 | 0 | 18.276 | 0 | 18.276 |
| DN50 | 4.158 | 10.736 | 0 | 44.643 | 0 | 44.643 |
| DN65 | 4.539 | 4.931 | 0 | 22.383 | 0 | 22.383 |
| DN80 | 5.068 | 1.841 | 0 | 9.327 | 0 | 9.327 |
| DN100 | 5.847 | 6.208 | 0 | 36.299 | 0 | 36.299 |
| DN125 | 6.877 | 588 | 0 | 4.044 | 0 | 4.044 |
| DN150 | 7.946 | 1.185 | 0 | 9.415 | 0 | 9.415 |
| DN200 | 9.929 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| I alt | | 57.660 | 48.103 | 242.617 | 172.292 | 414.910 |
| Korrektion for trace | | | | | | 0 |
| I alt | Med opdimensionering | | | | | 414.910 |

Tabel 6-8 Investeringer i fjernvarmenet og stik i Herlev Kommune

6.3.6 Potentielle varmeproduktionskilder

Herlev Hospital er ved at renoverer deres køleanlæg i forbindelse med udbygningen af det nye hospital. Der vil være en mulighed for at opstille en varmepumpe, der kan udnytte overskudsvarme fra køleproduktionen. Der kan være udfordringer med temperaturen i det omkringliggende fjernvarmenet. Derfor bør det overvejes, om Vestforbrænding kan modtage varmen på ledningen mod Lille Birkholm efter den afgrening, der forsyner de ældre anlæg på sygehuset, som kræver høj fremløbstemperatur.

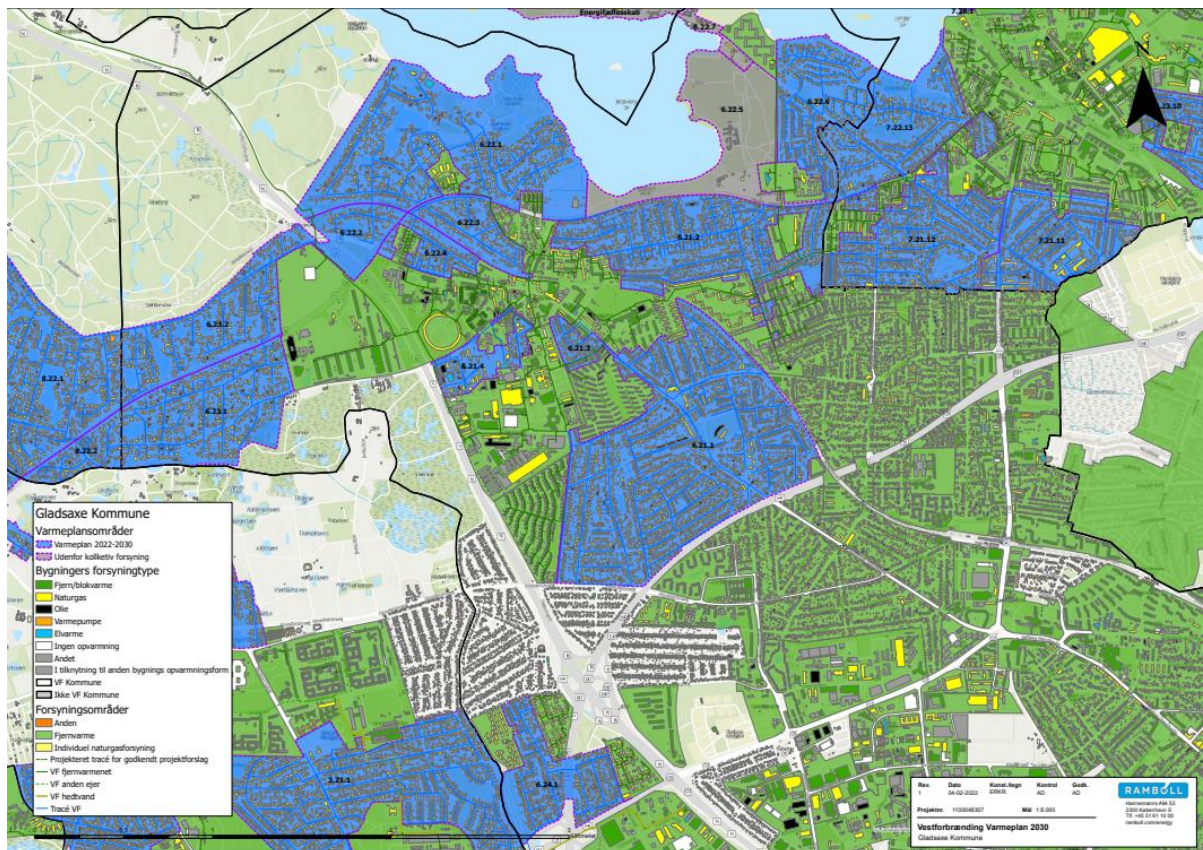
6.4 Gladsaxe Kommune, nordlige del

6.4.1 Oversigtskort

Vestforbrænding og Gladsaxe Fjernvarme samarbejder om at udbygge fjernvarmen i Gladsaxe Kommune på den mest samfundsøkonomisk fordelagtige måde. Senest er forbindelse med Gladsaxe Fjernvarmes projektforslag for konvertering fra gas til fjernvarme bestemt en grænse, der forløber langs Ringvejen, S-banen og de områder, som Vestforbrænding allerede forsyner ved Stengården.

Oversigtskortet viser, at de potentielle områder for fjernvarme i den nordlige del af Gladsaxe desuden har fælles berøringsflader med tilsvarende områder i Furesø og Lyngby-Taarbæk Kommuner.

Der bliver derfor behov for at flere projektforslag, i de viste områder, koordineres med nabokommuner og Gladsaxe Fjernvarme. De grønne områder er i dag forsynet med fjernvarme, mens de blå områder ønskes konverteret fra naturgas til fjernvarme.



Figur 6-7 Oversigtskort over den nordlige del af Gladsaxe Kommune

6.4.2 Lokalkendskab

Vestforbrænding og Grundejerforeningen Smørmosen samarbejder om at udnytte områdets potentiale for at effektivisere forsyningen og samtidig udnytte potentialet for overskudsvarme.

6.4.3 Byudviklingsplaner

Gladsaxe Kommune har et særligt byudviklingsprojekt i Bagsværd Bypark, i forbindelse med, at et ældre industriområde omdannes til meget tæt og stationsnær beboelse. Byfortætningen i området

og omkringliggende områder er påbegyndt, og Vestforbrænding har i forbindelse med forsyningen af Solhusene i en første etape af Bagsværd Bypark planer om hvordan området kan forsynes med fjernvarme.

6.4.4 Potentielle varmemarked for konvertering

Der er ca. 3.700 naturgas- og oliefyr registret i BBR, med et varmebehov på ca. 80.000 MWh, som potentielt kan konverteres til fjernvarme.

| Nr. | Gladsaxe | Kunder i alt | Olie- gas kunder | Olie- gas kunder | Behov i alt | Behov olie gas | Behov pr hus | Tilslutning | Investering net og stik | Priotal tilsluttet | CO2 fortrængt | CO2 omkostning |
|--------|---|--------------|------------------|------------------|----------------------------|----------------|--------------|-------------|-------------------------|--------------------|---------------|----------------|
| | Energiområde | stk | stk | % | MWh | MWh | MWh/hus | % | 1000 kr | kr/MWh | Tons | kr./ton CO2 |
| 6.21.1 | Stengården | 1.539 | 1.377 | 89% | 31.737 | 28.396 | 21 | 89% | 137.294 | 4.835 | 4.549 | 30.181 |
| 6.21.2 | Bagsværd Ø | 631 | 560 | 89% | 13.882 | 12.320 | 22 | 89% | 54.458 | 4.420 | 1.974 | 27.593 |
| 6.21.3 | Tordisvej | 71 | 64 | 90% | 1.288 | 1.161 | 18 | 90% | 4.581 | 3.946 | 186 | 24.634 |
| 6.21.4 | Erhvervsvarteret | 65 | 56 | 86% | 2.603 | 2.243 | 40 | 86% | 9.355 | 4.171 | 359 | 26.038 |
| 6.22.1 | Bagsværd V | 415 | 358 | 86% | 10.738 | 9.264 | 26 | 86% | 49.642 | 5.359 | 1.484 | 33.451 |
| 6.22.2 | Højgårdsvænge | 43 | 40 | 93% | 1.301 | 1.211 | 30 | 93% | 4.010 | 3.313 | 194 | 20.679 |
| 6.22.3 | Bagsværd S | 89 | 78 | 88% | 2.256 | 1.977 | 25 | 88% | 9.669 | 4.891 | 317 | 30.528 |
| 6.22.4 | Højgårds allé | 68 | 63 | 93% | 1.998 | 1.851 | 29 | 93% | 7.617 | 4.114 | 297 | 25.681 |
| 6.22.5 | Sejlkubberne | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6.22.6 | Nybrokvarteret | 351 | 332 | 95% | 8.331 | 7.880 | 24 | 95% | 35.688 | 4.529 | 1.262 | 28.271 |
| 6.22.7 | Nybrokvarteret N | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6.22.8 | Harreskov | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6.23.1 | Værebrokvarteret | 279 | 249 | 89% | 5.858 | 5.228 | 21 | 89% | 32.724 | 6.260 | 837 | 0 |
| 6.23.2 | Skovdiget | 250 | 221 | 88% | 5.448 | 4.816 | 22 | 88% | 34.321 | 7.126 | 772 | 44.481 |
| 6.24.1 | Kagsåkvartret | 295 | 260 | 88% | 4.449 | 3.921 | 15 | 88% | 28.501 | 7.269 | 628 | 45.373 |
| | Gladsaxe | 4.096 | 3.658 | 89% | 89.889 | 80.267 | 22 | 89% | 407.860 | 5.081 | 12.859 | 31.718 |
| | Gennemsnitligt behov kWh/m ² | | 114 | | Gennemsnitligt nettab, i % | | 10% | | | | | |

Tabel 6-9 Nøgletal for distrikterne i Gladsaxe Kommune

6.4.5 Netudbygning

Hvis alle distrikter konverteres, skal der etableres ca. 57 km distributionsledning og ca. 45 km stikledninger til en samlet investering på ca. 416 mio. kr.

| Dimension | Enhedspris | Distribution | Stik | Distribution | Stik | Investering |
|----------------------|-----------------------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| DN | kr/m | m | m | 1.000 kr | 1.000 kr | 1.000 kr |
| DN20 | 3.343 | 9.626 | 0 | 32.181 | 0 | 32.181 |
| DN25 | 3.582 | 8.493 | 45.056 | 30.419 | 161.379 | 191.798 |
| DN32 | 3.750 | 9.324 | 0 | 34.967 | 0 | 34.967 |
| DN40 | 3.888 | 3.919 | 0 | 15.239 | 0 | 15.239 |
| DN50 | 4.158 | 7.331 | 0 | 30.484 | 0 | 30.484 |
| DN65 | 4.539 | 5.662 | 0 | 25.700 | 0 | 25.700 |
| DN80 | 5.068 | 2.501 | 0 | 12.672 | 0 | 12.672 |
| DN100 | 5.847 | 4.367 | 0 | 25.535 | 0 | 25.535 |
| DN125 | 6.877 | 1.717 | 0 | 11.806 | 0 | 11.806 |
| DN150 | 7.946 | 994 | 0 | 7.898 | 0 | 7.898 |
| DN200 | 9.929 | 2.532 | 0 | 25.138 | 0 | 25.138 |
| DN250 | 12.956 | 24 | 0 | 313 | 0 | 313 |
| DN300 | 15.588 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| DN350 | 18.151 | 109 | 0 | 1.973 | 0 | 1.973 |
| DN400 | 19.737 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| I alt | | 56.598 | 45.056 | 254.325 | 161.379 | 415.703 |
| Korrektion for trace | | | | | | 0 |
| I alt | Med opdimensionering | | | | | 415.703 |

Tabel 6-10 Investeringer i fjernvarmenet og stik i Gladsaxe Kommune

6.4.6 Potentielle varmeproduktionskilder

Vestforbrænding har som led i samarbejdet med Grundejerforeningen Smørmosen set muligheden for at etablere en varmepumpe, der udnytter proceskølevarme fra NNIT's datacenter og fra Grundejerforeningens spildevandsanlæg, og føder varmen ind på hedtvandsledningen.

Det har den fordel, at varmepumpen kan levere ved en lav temperatur uden, at det forringer forsyningen for de øvrige forbrugere.

Spildevandet skal neutraliseres for kemikalier, og det har en højere temperatur end normalt spildevand, da en del af vandet kommer fra anlæg, der er rensat med damp. Der er derfor et vist potentiale for at udnytte varmen i spildevandet, og det vil være en fordel for behandlingen af spildevandet.

Vestforbrændings hovedledning til at forsyne de eksisterende større kunder er en højtryksledning på op til 25 bar, helt frem til trykreduktionen på Skoleparken, hvor trykket reduceres til højst 16 bar. Det skyldes, at varmen skal pumpes til Lyngby og Værløse. Den første del af nettet frem til Bagsværd er et hedtvandsnet og den maksimale temperatur reduceres til 110 °C med "Bagsværdshunten".

Udbygningen til villaområderne skal imidlertid af økonomiske grunde primært ske fra et 16 bar net med varmt vand, der ikke overstiger 110 °C. Desuden planlægger Vestforbrænding, at disse net skal kunne forsynes med endnu lavere temperaturer, typisk maksimalt 75 °C. Det vil normalt være muligt i typiske villaområder, hvor alle bygninger kan forsynes ved denne temperatur eller endog lavere.

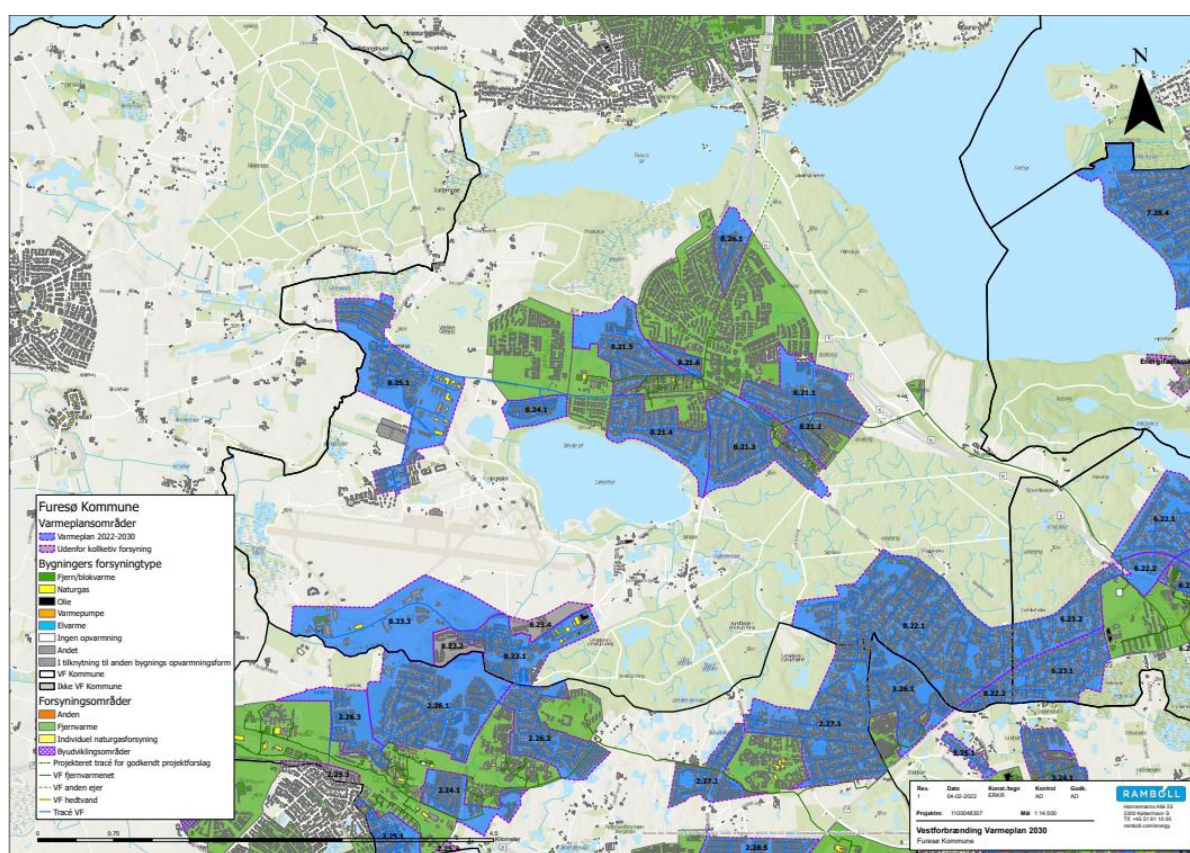
Der skal derfor tages hensyn til disse forhold i udbygningen, herunder at de nye villaområder kan bidrage til at efterafkøle returvandet fra eksisterende kunder med høj returtemperatur.

6.5 Furesø Kommune, sydlige del

6.5.1 Oversigtskort

Furesø Kommune er inddelt i 15 varmeplandistrikter. Dette er med henblik på at rangere og styre en konvertering af naturgasområderne til fjernvarme. Figur 6-8 herunder viser distrikterne i Furesø Kommune. De grønne områder er i dag forsynet med fjernvarme, mens de gule områder er forsynet med naturgas. Forsyningen med fjernvarme i den nordlige del af kommunen varetages af Farum Fjernvarme, og Farum Fjernvarme kan modtage varme fra Vestforbrænding i begrænsede mængder gennem den eksisterende transmissionsledning, når det er fordelagtigt.

Varmeplandistrikterne grænser op til nabokommunerne Gladsaxe og Ballerup, og der bliver derfor behov for at koordinere projektforslag til disse områder. De grønne områder er i dag forsynet med fjernvarme, mens de blå områder ønskes konverteret fra naturgas til fjernvarme.



Figur 6-8 Oversigtskort Furesø Kommune

6.5.2 Lokalkendskab

Furesø Kommune har stor interesse i udbygning af fjernvarmen i alle byområder hvor der vurderes hensigtsmæssigt. Furesø Kommune er i gang med at lægge en plan for afvikling af gasfyr i de kommunale ejendomme. Derfor er varmeplanen afgørende for at afklare, hvor der kommer fjernvarme og hvornår, således at der ikke sættes varmepumper op, steder hvor der er potentiale for fjernvarme i fremtiden.

Kommunens ejendomsafdeling har oplyst følgende adresser i forhold til områder, hvor Furesø Kommune har særlig interesse i fjernvarme. Furesø Kommune ønsker som udgangspunkt at konvertere alle de kommunale bygninger fra gas til fjernvarme.

Distrikt 8.22.1: Hareskov By

- Månedalsstien 6 og 8
- Poppel Allé 6, 11, 13, 14 og 19
- Birkevang 14 og 15.

Distrikt 8.23.X: Jonstrup

- Jonstrupvangvej 150 og 159
 - Alle Egeskolens 4 gamle bygninger har gas (3 bygninger er markeret som fjernvarme/blokvarme, aftager reelt varme fra bygning 1's gasfyr Jonstrupvangvej 150D)
- Storkekrogen 1
- Bringetoften 26
- Perimetervej 16
 - Vingesus på 3.500 m² har gas (Bygningen er markeret uden varmforsyning på kortet)
 - Der er desuden flere bygninger markeret uden varmforsyning langs Perimetervejen. Disse bygninger vil også kunne aftage fjernvarme

Distrikt 8.25.1: Kirke Værløse

- Lejrvej 21
- Sandet 2
- Bygaden 27

Distrikt 8.21.X: Værløse

- Lille Værløsevej 77 og 91-93
- Stiager 6
- Skovlinien 23
- Dalgården 107-109
- Tornekrogen 64

Furesø Kommunes erhvervskonsulent mener, at det umiddelbart vil være relevant at se på erhvervsområderne, da der tidligere har været forespørgsler fra nogle af bygningsejere i områderne.

Erhvervsområder:

- Lejrvej
- Walgerholm
- Sydlejren – Flyvestationen

I starten af 2022 gennemfører Furesø Kommunes erhvervsafdeling møder i følgende erhvervsområder:

- Walgerholm
- Farum Erhvervspark
- Sydlejren

Hvor det er oplagt også at drøfte varmeplan samt mulig efterspørgsel.

6.5.3 Byudviklingsplaner

Furesø Kommunes planafdeling har oplyst, at der ikke er planlagt for nye områder i den sydlige del af Kommunen.

Tabel 6-11 viser planlagt byggeri, som endnu ikke er realiseret. Årstallene angiver, hvornår der forventes indflytning i boligerne.

| Boligprognose for indflyttede nye boliger 2021 til 2032 | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---------------------------------|------------------------------------|-----------|-----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Område, Lokalplan, navn, bygherre | Ca. etageareal i m ² | Muligt indenfor eks. plangrundlag? | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
| Tæt-lav | | | | | | | | | | | | | | |
| Jonstrup, LP 119, omr. B | 2.970 | Ja | | 15 | 15 | | | | | | | | | |
| Jonstrup, LP 119, omr. D | 3.300 | Ja | 13 | 13 | | | | | | | | | | |
| Sydlejren, LP 121, Filmhusene, Bonava | 7.900 | Ja | | 15 | 15 | | 32 | | | | | | | |
| Sydlejren, LP 121, Udsigtshusene, Bonava | 3.600 | Ja | | | | | | | 30 | | | | | |
| Tæt-lav i alt | 14.170 | | 13 | 43 | 30 | 0 | 32 | 0 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Etageboliger | | | | | | | | | | | | | | |
| Værløse, LP 132.1, Spejdergrunden, Atlas A/S | 2700 | Ja | | 7 | 7 | | | | | | | | | |
| Sydlejren, LP 121, Skovhusene, Nordiq Group | 3.746 | Ja | | 20 | 20 | | | | | | | | | |
| Sydlejren, LP 121, Skovhusene, KAB | 3.660 | Ja | | 25 | 25 | | | | | | | | | |
| Etageboliger i alt | 10.106 | | 0 | 52 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabel 6-11: Boligprognose Furesø Kommune 2021-2032

Furesø Kommune har oplyst, at der ikke er planer om nye større infrastrukturprojekter inden for de kommende år. Der er en række vejrenoveringer, ombygning af Farum station og ombygning af Williams plads i løbet af 2022.

6.5.4 Potentielle varmemarked for konvertering

Der er ca. 3.500 naturgas- og oliefyrrer registret i BBR, med et varmebehov på ca. 69.000 MWh, som potentielt kan konverteres til fjernvarme i den sydlige del af Furesø Kommune.

| Nr. | Furesø / Værløse | Kunder i alt | Olie- gas kunder | Olie- gas kunder | Behov i alt | Behov olie gas | Behov pr hus | Tilslutning | Investering net og stik | Priotal tilsluttet | CO2 fortrængt | Invest pr. tons CO2 |
|--------|---|--------------|------------------|------------------|----------------------------|----------------|--------------|-------------|-------------------------|--------------------|---------------|---------------------|
| | Energiområde | stk | stk | % | MWh | MWh | MWh/hus | % | 1000 kr | kr/MWh | Tons | kr./ton CO2 |
| 8.21.1 | Værløse | 380 | 313 | 82% | 6.416 | 5.285 | 17 | 82% | 37.799 | 7.152 | 847 | 44.645 |
| 8.21.2 | Værløse | 140 | 133 | 95% | 2.628 | 2.365 | 18 | 90% | 10.790 | 4.562 | 379 | 28.478 |
| 8.21.3 | Værløse | 520 | 493 | 95% | 8.932 | 8.039 | 16 | 90% | 51.091 | 6.355 | 1.288 | 39.671 |
| 8.21.4 | Værløse | 276 | 253 | 92% | 5.821 | 5.239 | 21 | 90% | 34.982 | 6.678 | 839 | 41.683 |
| 8.21.5 | Værløse | 259 | 227 | 88% | 4.985 | 4.369 | 19 | 88% | 27.057 | 6.193 | 700 | 38.657 |
| 8.21.6 | Værløse | 52 | 41 | 79% | 977 | 771 | 19 | 79% | 6.526 | 8.470 | 123 | 52.869 |
| 8.22.1 | Hæskoven | 1.246 | 1.126 | 90% | 25.671 | 23.104 | 21 | 90% | 131.144 | 5.676 | 3.701 | 35.432 |
| 8.22.2 | Hæskoven | 93 | 83 | 89% | 1.670 | 1.491 | 18 | 89% | 8.560 | 5.742 | 239 | 35.843 |
| 8.23.1 | Jonstrup | 298 | 224 | 75% | 8.047 | 6.049 | 27 | 75% | 39.817 | 6.582 | 969 | 41.089 |
| 8.23.2 | Jonstrup | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8.23.3 | Jonstrup | 27 | 11 | 41% | 2.200 | 896 | 81 | 41% | 10.673 | 11.908 | 144 | 74.335 |
| 8.23.4 | Jonstrup | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8.24.1 | Dalsø Park | 125 | 59 | 47% | 1.988 | 938 | 16 | 47% | 13.230 | 14.102 | 150 | 88.026 |
| 8.25.1 | Kirke Værløse | 502 | 433 | 86% | 10.654 | 9.190 | 21 | 86% | 63.648 | 6.926 | 1.472 | 43.232 |
| 8.26.1 | Værløse N | 96 | 78 | 81% | 1.893 | 1.538 | 20 | 81% | 13.226 | 8.602 | 246 | 53.693 |
| | Furesø / Værløse | 4.014 | 3.474 | 87% | 81.883 | 69.274 | 20 | 85% | 448.543 | 6.475 | 11.098 | 40.418 |
| | Gennemsnitligt behov kWh/m ² | | 114 | | Gennemsnitligt nettab, i % | | 10% | | | | | |

Tabel 6-12 Nøgletal for distrikterne i Furesø Kommune

6.5.5 Netudbygning

Hvis alle distrikter konverteres, skal der etableres ca. 68 km distributionsledning og ca. 44 km stikledninger til en samlet investering på ca. 449 mio. kr.

| Dimension | Enhedspris | Distribution | Stik | Distribution | Stik | Investering |
|----------------------|-----------------------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| DN | kr/m | m | m | 1.000 kr | 1.000 kr | 1.000 kr |
| DN20 | 3.343 | 14.803 | 0 | 49.490 | 0 | 49.490 |
| DN25 | 3.582 | 10.519 | 44.154 | 37.675 | 158.148 | 195.823 |
| DN32 | 3.750 | 9.271 | 0 | 34.768 | 0 | 34.768 |
| DN40 | 3.888 | 5.161 | 0 | 20.065 | 0 | 20.065 |
| DN50 | 4.158 | 8.122 | 0 | 33.774 | 0 | 33.774 |
| DN65 | 4.539 | 5.853 | 0 | 26.567 | 0 | 26.567 |
| DN80 | 5.068 | 3.040 | 0 | 15.408 | 0 | 15.408 |
| DN100 | 5.847 | 8.031 | 0 | 46.957 | 0 | 46.957 |
| DN125 | 6.877 | 1.256 | 0 | 8.640 | 0 | 8.640 |
| DN150 | 7.946 | 1.756 | 0 | 13.956 | 0 | 13.956 |
| DN200 | 9.929 | 312 | 0 | 3.095 | 0 | 3.095 |
| DN250 | 12.956 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| I alt | | 68.124 | 44.154 | 290.395 | 158.148 | 448.543 |
| Korrektion for trace | | | | | | 0 |
| I alt | Med opdimensionering | | | | | 448.543 |

Tabel 6-13 Investeringer i fjernvarmenet og stik i Furesø Kommune

6.5.6 Potentielle varmeproduktionskilder

Furesø Kommune peger på potentialet for udnyttelse af varme fra sø- og drikkevand ved Søndersø og Furesø.

I forhold til placering af VE-anlæg som fx varmepumper er Furesø Kommune opmærksom på behovet for udpegning af egnede arealer, selvom det kan være en udfordring at finde plads.

I forhold til at kunne melde tilbage om mulige placeringer/arealer må det bero på videre dialog, herunder om anlægstype, -størrelse mv. Furesø Kommune vil meget gerne samarbejde om at udpege egnede arealer og sikre den mest hensigtsmæssige placering.

Kommunens ejendomsafdeling peger på, at en varmepumpe ved henh. Perimetervej og Lejrvej evt. kan være relevant.

Kommunens erhvervsafdeling vurderer, at der sagtens kan være virksomheder i erhvervsområderne, der producerer overskudsvarme, som kan anvendes på anden måde.

Vestforbrænding vil desuden se på muligheden for at etablere en varmepumpe, der udnytter varme fra NOVAFOS' renselanlæg, Måløv Rens i Ballerup Kommune, lige syd for Filmbyen. Der er potentiale for at etablere en varmepumpe på 5-6 MW, som vil kunne supplere Vestforbrændings grundlast fra affaldsvarme og bidrage med grundlast og spidslastkapacitet til udbygningsområder i både Ballerup og Furesø Kommuner.

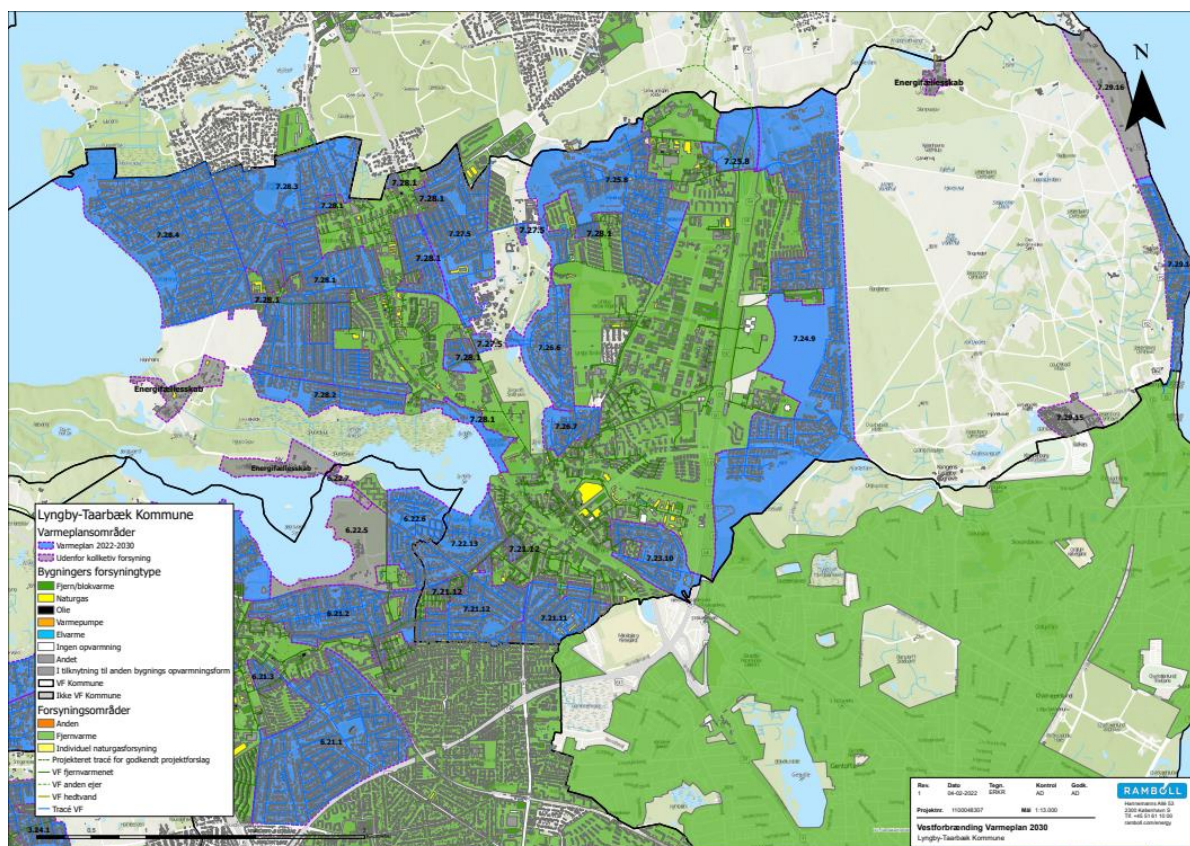


Figur 6-9 Måløv Rens, tæt ved de potentielle områder i Furesø Kommune

6.6 Lyngby-Taarbæk Kommune

6.6.1 Oversigtskort

Lyngby-Taarbæk Kommune er inddelt i 15 varmeplandistrikter. Dette er med henblik på at rangere og styre en konvertering af naturgasområderne til fjernvarme. Figur 6-10 herunder viser distrikterne i Lyngby-Taarbæk Kommune. De grønne områder er i dag forsynet med fjernvarme, mens de blå områder ønskes konverteret fra naturgas til fjernvarme.



Figur 6-10 Oversigtskort Lyngby-Taarbæk Kommune

6.6.2 Lokalkendskab

Lyngby-Taarbæk har stor fokus på udbygning af fjernvarme. Der er et stort potentiale for at konverterer områderne, men også et behov for etablering af nye varmeproduktionskilder for at forsyne områderne. Lyngby-Taarbæk Kommune har et godt kendskab til mulige placeringer og energikilder til mulig lokal varmeproduktion, se under afsnit "Potentielle varmekildeproduktionsmuligheder".

6.6.3 Bygudviklingsplaner

Der er ikke nogen planer om udbygning af boliger eller erhverv i øjeblikket. Følgende større anlægsprojekter kan have betydning for planlægningen af fjernvarmeudbygningen.

- Letbanen
- Anlæg af rundkørsel ved Virum Torv (C1), i 2022-2023
- Fæstningskanalen, Klimatilpasning af det centrale Lyngby.

6.6.4 Potentielle varmemarked for konvertering

Der er ca. 8.500 naturgas- og oliefyr registret i BBR, med et varmebehov på ca. 198.000 MWh, som potentielt kan konverteres til fjernvarme.

| Nr. | Lyngby-Taarbæk | Kunder i alt | Olie- gas kunder | Olie- gas kunder | Behov i alt | Behov olie gas | Behov pr hus | Tilslutning | Investering net og stik | Priotal tilsluttet | CO2 fortrængt | CO2 omkostning |
|---------|-----------------------------|--------------|------------------|------------------|----------------|----------------|--------------|-------------|-------------------------|--------------------|---------------|----------------|
| | Energiområde | stk | stk | % | MWh | MWh | MWh/hus | % | 1000 kr | kr/MWh | Tons | kr./ton CO2 |
| 7.21.11 | Ulrikenborg øst | 367 | 347 | 95% | 13.904 | 13.147 | 38 | 95% | 36.214 | 2.755 | 2.106 | 17.195 |
| 7.21.12 | Ulrikenborg vest | 544 | 489 | 90% | 13.100 | 11.776 | 24 | 90% | 53.211 | 4.519 | 1.886 | 28.207 |
| 7.22.13 | Digterkvarteret | 263 | 237 | 90% | 7.054 | 6.357 | 27 | 90% | 25.275 | 3.976 | 1.018 | 24.820 |
| 7.23.10 | Jægersborgkvarteret | 290 | 263 | 91% | 8.569 | 7.771 | 30 | 91% | 27.332 | 3.517 | 1.245 | 21.956 |
| 7.24.9 | Hjortekær | 1.112 | 990 | 89% | 23.579 | 20.992 | 21 | 89% | 123.185 | 5.868 | 3.363 | 36.631 |
| 7.25.8 | Lundtofte | 811 | 753 | 93% | 15.861 | 14.727 | 20 | 93% | 85.676 | 5.818 | 2.359 | 36.316 |
| 7.26.6 | Fuglevad | 283 | 262 | 93% | 7.605 | 7.040 | 27 | 93% | 29.733 | 4.223 | 1.128 | 26.362 |
| 7.26.7 | Bondebyen | 159 | 131 | 82% | 3.688 | 3.039 | 23 | 82% | 17.899 | 5.891 | 487 | 36.771 |
| 7.27.5 | Brede | 901 | 829 | 92% | 20.459 | 18.824 | 23 | 92% | 79.940 | 4.247 | 3.016 | 26.509 |
| 7.28.1 | Virum Landsby og Fru | 2.066 | 1.961 | 95% | 44.758 | 42.483 | 22 | 95% | 164.125 | 3.863 | 6.806 | 24.116 |
| 7.28.2 | Hummeltofte | 255 | 242 | 95% | 5.338 | 5.066 | 21 | 95% | 25.423 | 5.018 | 812 | 31.325 |
| 7.28.3 | Kollelev Mose | 667 | 590 | 88% | 15.220 | 13.463 | 23 | 88% | 70.055 | 5.204 | 2.157 | 32.481 |
| 7.28.4 | Furesøkvarteret | 1.144 | 1.068 | 93% | 24.280 | 22.667 | 21 | 93% | 133.430 | 5.886 | 3.631 | 0 |
| 7.29.14 | Taarbæk | 375 | 317 | 85% | 12.997 | 10.987 | 35 | 85% | 43.894 | 3.995 | 1.760 | 24.938 |
| 7.29.15 | Bakken | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Lyngby-Taarbæk | 9.237 | 8.479 | 92% | 216.412 | 198.338 | 23 | 92% | 915.393 | 4.615 | 31.774 | 28.810 |
| | Gennemsnitligt behov kWh/m2 | | 114 | | | | | 10% | | | | |

Tabel 6-14 Nøgletal for Lyngby-Taarbæk Kommune

6.6.5 Netudbygning

Hvis alle distrikter konverteres, skal der etableres ca. 127 km distributionsledning og ca. 102 km stikledninger til en samlet investering på ca. 933 mio. kr.

| Dimension | Enhedspris | Distribution | Stik | Distribution | Stik | Investering |
|----------------------|-----------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| DN | kr/m | m | m | 1.000 kr | 1.000 kr | 1.000 kr |
| DN20 | 3.343 | 21.520 | 0 | 71.947 | 0 | 71.947 |
| DN25 | 3.582 | 16.450 | 101.607 | 58.920 | 363.930 | 422.850 |
| DN32 | 3.750 | 23.559 | 0 | 88.352 | 0 | 88.352 |
| DN40 | 3.888 | 7.296 | 0 | 28.366 | 0 | 28.366 |
| DN50 | 4.158 | 19.460 | 0 | 80.920 | 0 | 80.920 |
| DN65 | 4.539 | 11.508 | 0 | 52.236 | 0 | 52.236 |
| DN80 | 5.068 | 4.368 | 0 | 22.138 | 0 | 22.138 |
| DN100 | 5.847 | 9.389 | 0 | 54.898 | 0 | 54.898 |
| DN125 | 6.877 | 4.487 | 0 | 30.859 | 0 | 30.859 |
| DN150 | 7.946 | 6.485 | 0 | 51.528 | 0 | 51.528 |
| DN200 | 9.929 | 2.911 | 0 | 28.904 | 0 | 28.904 |
| DN250 | 12.956 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| I alt | | 127.433 | 101.607 | 569.067 | 363.930 | 932.997 |
| Korrektion for trace | | | | | | 0 |
| I alt | Med opdimensionering | | | | | 932.997 |

Tabel 6-15 Investeringer i fjernvarmenet og stik i Lyngby-Taarbæk Kommune

Det bemærkes, at område 7.29.14, Taarbæk, planlægges forsynet af Vestforbrænding, som en del af Varmeplan 2030, men Vestforbrænding køber varmen af Gentofte Fjernvarme ved kommunegrænsen.

6.6.6 Potentielle varmekildeproduktionskilder

Datacentre

Microsoft og DTU har datacentre med overskudsvarme. Datacentrene på DTU forsynes sammen med det øvrige kølebehov fra DTU's interne fjernkølenet. Den planlagte varmepumpe på DTU's varmecentral vil kunne udnytte denne overskudsvarme.

Kølebehov i Microsofts bygninger vil kunne indgå i et fjernkølenet i Kgs. Lyngby, som kan forsynes med en varmepumpe omkring Lyngby Storcenter.

Det bør også undersøges om Novozymes og Hempel (under udvidelse) har lokale datacentre. Det er kendt at Novozymes har kølebehov.

Overskudsvarme fra vaskeri

De Forenede Dampvaskerier på Nørgaardsvej 24 benytter naturgas som procesenergi. En mulig grøn omstilling kunne være til biogas, elektricitet er umiddelbart ikke egnet da der kræves meget høje temperaturer. Der må være en del varmespild ifm. et dampvaskeri, som evt. kan udnyttes med en varmepumpe.

Overskudsvarme fra eksisterende anlæg og kølenet på DTU

Vestforbrændings anlæg på DTU i Lyngby udgør allerede i 2022 en vigtig forsyningskilde til fjernvarmenettet i Lyngby. Kraftvarmeværket på 30 MW producerer el, når elprisen er høj. Elkedlen på 40 MW udnytter el til meget lave priser, som alternativ til, at vindmøllerne stopper. Begge anlæg kan derfor i samspil med fjernvarmenettet og den 8.000 m³ store akkumuleringstank producere varme til en konkurrencedygtig pris ved at udnytte de fluktuerende el-priser og desuden levere systemydelser til elnettet. Den gasfyrede varmecentral på 33 MW, der udnytter varmen fra røggassen, bidrager med spidslast og reserve til Lyngbyområdet.



Figur 6-11 Vestforbrændings anlæg på DTU kan udbygges yderligere

DTU har parallelt med det interne blokvarmenet, der forsynes fra Vestforbrænding etableret et kølenet, der opsamler overskudsvarme fra mange anlæg på campusområdet, ligesom det vil kunne levere komfortkøl til nyt byggeri. I dag bortkøles overskudsvarmen.

Vestforbrændings og DTU's anlæg vil med stor fordel kunne udbygges i takt med udviklingen af DTU. Der er et potentiale for at etablere endnu en varmeakkumuleringstank, en køleakkumuleringstank og varmepumper, der udnytter overskudsvarmen til fjernvarme.

Kølebehov og potentiale for nye lokale kølenet

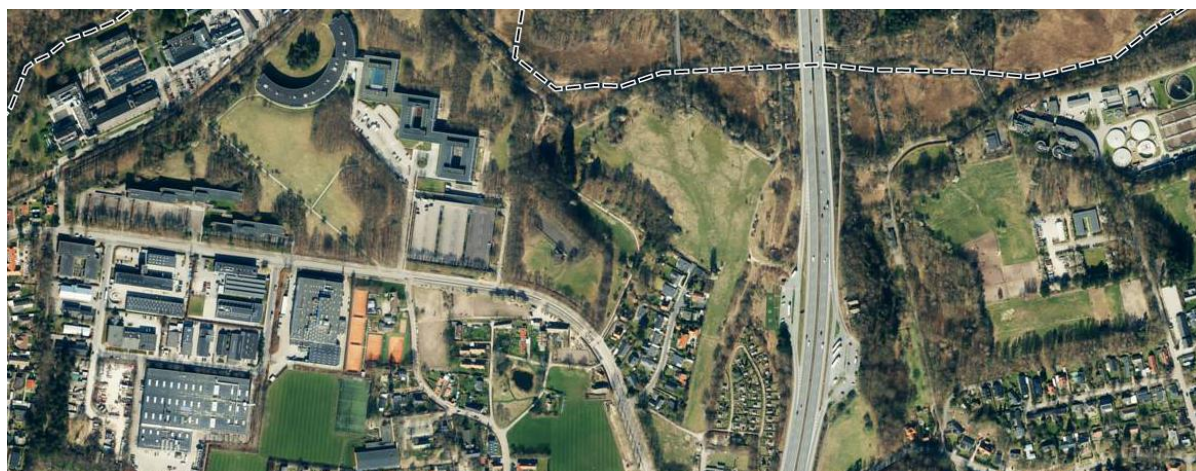
Der er en del butiksområder i kommunen, som har behov for køling. Dette kan udnyttes til fjernvarmeproduktion, enten med en varmepumpe i mindre skala til hver bygning eller med et fælles fjernkølenet, hvis det er fordelagtigt. Her kan nævnes:

- Magasin og Lyngby Storcenter (og evt. anden udbygning som følger efter parallelopdrag for Kongens Lyngby <https://www.ltk.dk/erhverv/by-og-erhvervsudvikling/fremtidens-kongens-lyngby/fra-vision-til-projekter>)
- Virum Torv (Føtex, Meny, Fakta og Rema1000 har alle et kølebehov) https://dokument.plandata.dk/20_3112794_1515576672517.pdf
- Den kommende Sorgenfri Bymidte <https://www.ltk.dk/borger/byplanlaegning/helhedsplaner/ny-helhedsplan-sorgenfri-bymidte>

Spildevandsanlæg

Mølleåværket modtager hvert år omkring 10 millioner m³ spildevand fra et opland på knapt 150.000 personer i Lyngby-Taarbæk, Gladsaxe, Rudersdal og Gentofte kommuner.

Vestforbrænding samarbejder med Lyngby Forsyning om at udnytte varmen fra spildevandet med en varmepumpe på op mod 10 MW, som forudsætter, at bygning og køleakkumulator kan indpasses i anlægget og omgivelserne. Der er her mulighed for at udnytte synergier mellem spildevand og køling i det nærliggende erhvervsområde.



Figur 6-12 Mølleåværket og erhvervsområde på grænsen til Rudersdal Kommune

Drikkevandsboringer

Der er 9 aktive drikkevandsboringer i kommunen. GEUS har data på drikkevandsboringerne (borerapporter). Link til alle 9 boringer er her:

<https://data.geus.dk/JupiterWWW/borerapport.jsp?dgunr=194.759>

<https://data.geus.dk/JupiterWWW/borerapport.jsp?dgunr=194.727>

<https://data.geus.dk/JupiterWWW/borerapport.jsp?dgunr=194.761>

<https://data.geus.dk/JupiterWWW/borerapport.jsp?dgunr=201.11663>

<https://data.geus.dk/JupiterWWW/borerapport.jsp?dgunr=201.11664>
<https://data.geus.dk/JupiterWWW/borerapport.jsp?dgunr=201.569>
<https://data.geus.dk/JupiterWWW/borerapport.jsp?dgunr=201.566>
<https://data.geus.dk/JupiterWWW/borerapport.jsp?dgunr=201.5698>
<https://data.geus.dk/JupiterWWW/borerapport.jsp?dgunr=201.1680>

Eksisterende ATES anlæg

ATES anlægget ved Bredebo. Anlægget er sat i drift i 2015/2016. Det er DAB der står for den daglige drift af anlægget, og Orbicon/WSP, der står for den årlige opsamling og afrapportering af data for DAB. Anlægget på Bredebo anvendes både til varme og køling. Det har en tilladelse på 100.000 m³/år.

Oppumpning fra Lyngby Storcenter p-kælder

Der oppumpes ca. 100.000 m³/år fra p-kælderen under Lyngby Storcenter (5-10.000 m³/måned) for at undgå oversvømmelse. Vandet ledes i dag til kloak, men Forsyningen har planer om at anvende det i Fæstningskanalprojektet til spejlbassinet i Kanalparken. Der kan være en god mulighed for at anvende dette vand i en varmepumpe eller i et lokalt fjernkølesystem, der også udnytter varme fra datacentrene og køling. Den mulige kapacitet afhænger lidt af kravene til afgangstemperatur.

Afværgeboringer

Der er i kommunen kun to igangværende afværgeoppumpninger på hhv. Nørgaardsvej 24 og på Kongevejen 155. Begge ejes begge af RegionH.

Der findes indvindingsmængderne på disse link:

<https://data.geus.dk/JupiterWWW/anlaeg.jsp?anlaegid=106543>
<https://data.geus.dk/JupiterWWW/anlaeg.jsp?anlaegid=107063>

Ved den gamle Hempel grund (Lundtoftevej 150-160) er der ikke igangværende oppumpninger. Grundene er registeret som en generationsforurening og RegionH er ved at afgrænse forureningen og vurderer evt. fremtidige afværgeforanstaltninger. Det bør undersøges, om afhjælpningen af forureningen kan koordineres med, at der etableres en varmepumpe på grunden i tilknytning til Vestforbrændings varmecentral med forbindelse til ATES og/eller afværgevand samt til DTU's fjernkølenet.

Blokvarmecentraler

Der er en del blokvarmecentraler (varmeproduktionsenheder på over 0,25 MW) i Lyngby-Taarbæk Kommune, kan være egnede til etableres spids- eller grundlastkapacitet, evt. med en elkedel.

Heraf blev følgende fremhævet af deltagerne på workshop om varmeplan den 6. oktober 2021:

- Nybrogård Kollegiet i Gladsaxe Kommune men tæt på områder i Lyngby-Taarbæk kommune
- Vejlesøparken i Rudersdal Kommune, tæt på kommunegrænsen
- Eremitageparken
- Virum Skole
- Sorgenfrivang II
- Geelsgårdskolen

De sidste tre er allerede udset til spidslastcentraler i det netop godkendte projektforslag C1 for fjernvarme til Virum-Sorgenfri. Der påtænkes etableret 10 MW gasfyret kapacitet i det

eksisterende fyrrum samt en mindre elkedel. Virum Skole og Geelsgårdskolen er i C1 forberedt til at rumme en mindre kapacitet til den fortsatte udbygning i villaområderne.

Vejlesøparken forsynes fra Holte Fjernvarme, og Vestforbrænding ser muligheder for sammen med Holte Fjernvarme at etablere en varmepumpe og udnytte både den og spidslastkapacitet i fællesskab.

Nybrogård Kollegiet i Gladsaxe Kommune har en varmecentral, som vil kunne udnyttes til spidslastkapacitet til netudbygning i Gladsaxe og tilgrænsende områder i Kgs. Lyngby.

Det har i projektforslaget for fjernvarme til bl.a. Eremitageparken været overvejet, om den skal bevares som spidslastkapacitet, og det er blevet en aktuel mulighed for at styrke kapaciteten til det omkringliggende villaområde. Det skal dog ses i sammenhæng med, at der planlægges grundlastkapacitet på Mølleåværket.

Jordvarme, vertikal boring

Det er især relevant for Virum, hvor der mangler kapacitet til næste udvidelse. Det kan undersøges om der kan foretages vertikale boringer på fodboldbanerne ved

- Virum Skole
- Hummeltofteskolen
- Fuglsanggårdsskolen/ Virum Svømmehal
- Lyngby Svømmehal/ Idrætsbyen

Der er blokvarmecentraler på alle disse lokationer, hvor selve varmepumpen og varmevekslerne potentielt ville kunne opsættes.

Søvarme

Lyngby Sø, evt. placering ved nuværende blokvarmecentral på Nybrogård Kollegiet, afhængigt af arealbehov.

Furesøen, mulig placering af søvarmepumpe afklares i dialog med Rudersdal Kommune. Evt. Vejlesø ved et samarbejde med Rudersdal Kommune.

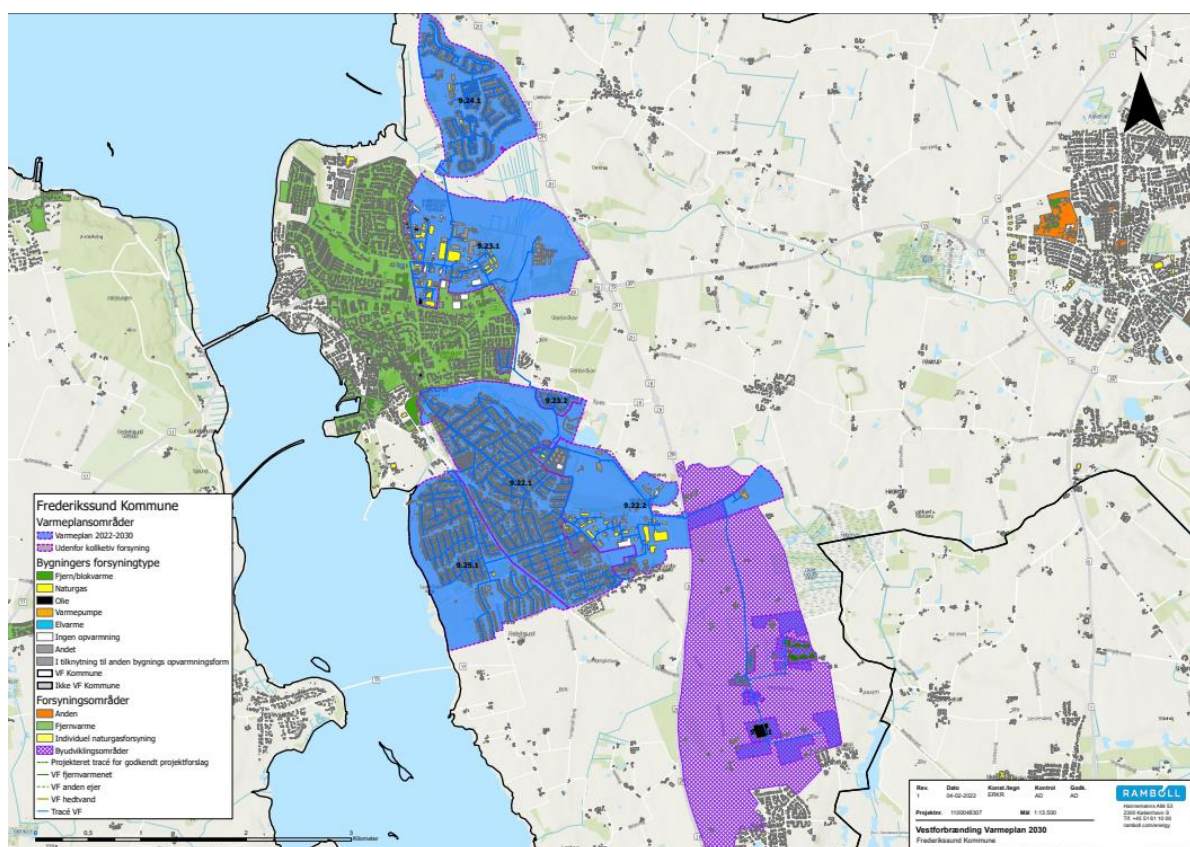
Der er aftalt møder mellem Vestforbrænding, Lyngby-Taarbæk og Rudersdal kommune omkring mulighederne for udnyttelse af søvarme.

6.7 Frederikssund Kommune

6.7.1 Oversigtskort

Frederikssund Kommune er inddelt i varmeplandistrikter. Dette er med henblik på at rangere og styre en konvertering af naturgasområderne til fjernvarme. Figur 6-13 herunder viser distrikterne i Frederikssund Kommune. De grønne områder er i dag forsynet med fjernvarme fra E.ON. De blå områder er de 7 områder, som er medtaget i Varmeplan 2030. De fremgår af nedenstående tabel. De 6 førstnævnte af disse områder er allerede inkluderet i Vestforbrændings projektforslag, der er fremsendt til Frederikssund Kommune, november 2021. Det syvende område, 9.25.1, Villaområde SV, kan inkluderes i et efterfølgende projektforslag, hvis det er fordelagtigt.

Det lille område viser udstrækningen af byudviklingsområdet Vinge, der vil kunne forsynes fra projektforslagets hovedledning. De positive økonomiske konsekvenser af denne udbygning er dog ikke medtaget i den økonomiske analyse.



Figur 6-13 Oversigtskort Frederikssund Kommune

6.7.2 Lokalkendskab

Vestforbrænding har i forbindelse med varmeplanarbejdet i Frederikssund været i dialog med Haldor Topsøe, Topsil og NOVAFOS om potentialet for overskudsvarme samt med Frederikssund Kommune og byudviklingselskaberne omkring byudviklingen i Vinge.

6.7.3 Byudviklingsplaner

Der arbejdes hele tiden på at udvikle Vinge. Der er taget udgangspunkt i vedtagne lokalplaner og tilføjet forventede udviklinger derudover, men der arbejdes netop nu på en ny rammelokalplan, der vil dække et større areal og være byggeretsgivende for nogle arealer. Når den er vedtaget, vil

der være lidt større klarhed over Vinges udvikling i de nærmeste år. Der er endvidere solgt flere grunde til boliger og erhverv og flere er på vej. En eksisterende virksomhed Topsil samt flere af de planlagte eller forventede nye virksomheder har overskudsvarme, der vil blive nyttiggjort til fjernvarme.

6.7.4 Potentielle varmemarked for konvertering

Der er ca. 3.000 naturgas- og oliefyr registret i BBR, med et varmebehov på ca. 65.000 MWh, som potentielt kan konverteres til fjernvarme.

| Nr. | Frederikssund | Kunder i alt | Olie- gas kunder | Olie- gas kunder | Behov i alt | Behov olie gas | Behov pr hus | Tilslutning | Investering net og stik | Priotal tilsluttet | CO2 fortrængt | Invest pr. tons CO2 |
|--------|-----------------------------|--------------|------------------|------------------|----------------------------|----------------|--------------|-------------|-------------------------|--------------------|---------------|---------------------|
| | Energiområde | stk | stk | % | MWh | MWh | MWh/hus | % | 1000 kr | kr/MWh | Tons | kr./ton CO2 |
| 9.21.1 | Vinge Syd Ny bebyg. | 42 | 1 | 2% | 4.544 | 4.089 | 4.089 | 90% | 48.189 | 11.784 | 655 | 73.557 |
| 9.22.1 | Villaområde SØ | 1.442 | 1.228 | 85% | 26.360 | 22.448 | 18 | 85% | 107.228 | 4.777 | 3.596 | 29.818 |
| 9.22.2 | Erhvervsområde Syd | 98 | 69 | 70% | 10.873 | 7.655 | 111 | 70% | 68.648 | 8.967 | 1.226 | 55.976 |
| 9.23.1 | Erhvervsområde Nord | 113 | 104 | 92% | 14.930 | 13.437 | 129 | 90% | 53.271 | 3.964 | 2.153 | 24.747 |
| 9.23.2 | Rækkehuse | 95 | 94 | 99% | 1.178 | 1.060 | 11 | 90% | 25.530 | 24.078 | 170 | 150.299 |
| 9.24.1 | Græse Bakkeby | 1.036 | 1.019 | 98% | 9.246 | 8.321 | 8 | 90% | 64.410 | 7.741 | 1.333 | 48.319 |
| 9.25.1 | Villaområde SV | 753 | 547 | 73% | 11.167 | 8.112 | 15 | 0% | 101.597 | 12.524 | 1.300 | 0 |
| | Frederikssund | 3.579 | 3.062 | 86% | 78.297 | 65.123 | 21 | 83% | 468.874 | 7.200 | 10.433 | 44.943 |
| | Gennemsnitligt behov kWh/m2 | | 114 | | Gennemsnitligt nettab, i % | | 11% | | | | | |

Tabel 6-16 Nøgletal for distrikterne i Frederikssund Kommune

Det bemærkes at hovedparten af de ovenfor nævnte områder, er med i det projektforslag, som Vestforbrænding har fremsendt til Frederikssund Kommune ultimo 2021. Eventuel forsyning af område 9.25.1, Villaområde SV, skal vurderes efterfølgende.

6.7.5 Netudbygning

Hvis alle distrikter konverteres, skal der etableres ca. 67 km distributionsledning og ca. 32 km stikledninger til en samlet investering på ca. 469 mio. kr.

| Dimension | Enhedspris | Distribution | Stik | Distribution | Stik | Investering |
|----------------------|-----------------------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| DN | kr/m | m | m | 1.000 kr | 1.000 kr | 1.000 kr |
| DN20 | 3.343 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| DN25 | 3.582 | 0 | 31.603 | 0 | 113.194 | 113.194 |
| DN32 | 3.750 | 32.258 | 0 | 120.978 | 0 | 120.978 |
| DN40 | 3.888 | 4.139 | 0 | 16.095 | 0 | 16.095 |
| DN50 | 4.158 | 5.507 | 0 | 22.899 | 0 | 22.899 |
| DN65 | 4.539 | 4.891 | 0 | 22.200 | 0 | 22.200 |
| DN80 | 5.068 | 2.990 | 0 | 15.153 | 0 | 15.153 |
| DN100 | 5.847 | 3.007 | 0 | 17.579 | 0 | 17.579 |
| DN125 | 6.877 | 3.177 | 0 | 21.850 | 0 | 21.850 |
| DN150 | 7.946 | 2.804 | 0 | 22.280 | 0 | 22.280 |
| DN200 | 9.929 | 4.651 | 0 | 46.180 | 0 | 46.180 |
| DN250 | 12.956 | 3.744 | 0 | 48.515 | 0 | 48.515 |
| DN300 | 15.588 | 125 | 0 | 1.953 | 0 | 1.953 |
| DN350 | 18.151 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| DN400 | 19.737 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| I alt | | 67.294 | 31.603 | 355.680 | 113.194 | 468.874 |
| Korrektion for trace | | | | | | 0 |
| I alt | Med opdimensionering | | | | | 468.874 |

Tabel 6-17 Investeringer i fjernvarmenet og stik i Frederikssund Kommune

6.7.6 Potentielle varmeproduktionskilder

Det indgår i Vestforbrændings projektforslag for fjernvarme til Frederikssund og Vinge, at varmepumperne i energicentralen på Vestforbrændings matrikel vil udgøre den vigtigste varmekilde til effektiv grundlast til de konverteringsområderne og til ny bebyggelse i Vinge.

Der er plads til, at der kan opstilles energifangere, og det er tanken, at de skal suppleres med grundvandskøling eller grundvandsslanger, som overfører overskudsvarme fra sommer til vinter. Dernæst er det planen at etablere en køleledning, der opsamler overskudsvarme fra Topsil på 1 MW og kommende virksomheder med kølebehov i den nordlige del af Vinge, herunder en kommende virksomhed Liqtech, som har overskudsvarme i samme størrelsesorden.

Dernæst kan Vestforbrændings projektforslag udnytte overskydende varme, som ikke kan udnyttes i E.ON's eksisterende fjernvarmenet i sommerhalvåret.

I få timer i de varmeste måneder vil der være overskydende varme fra den eksisterende kapacitet med højtemperatur overskudsvarme, som Haldor Topsøe leverer til E.ON.

I øvrige sommermåneder vil der være varme til overs fra to nye varmepumper:

- en varmepumpe på 4 MW, som Haldor Topsøe kan etablere på egen matrikel for at udnytte lavtemperatur overskudsvarme
- en varmepumpe på 2,5 MW som E.ON vil etablere på NOVAFOS's eksisterende spildevandsanlæg i henhold til et særskilt projektforslag, der behandles af Frederikssund Kommune.

Disse mulige leverancer via E.ON's net vil samlet set højst udgøre 4 MW og kun i de varmeste måneder, da de eksisterende fjernvarmekunder i Frederikssund vil kunne aftage hele den kapacitet, der er til rådighed, det meste af året.

Dernæst er Vestforbrændings projektforslag forberedt for, at det kan aftage den kapacitet, der kan komme fra en spildevandsvarmepumpe på NOVAFOS's kommende spildevandsanlæg ved Roskilde fjord omkring år 2030. Den forventede kapacitet på ca. 15 MW vil kunne fødes ind på den hovedledning, som forløber fra Energicentralen til Vinge Centrum, og videre mod Egedal Fjernvarme som en del af den planlagte hovedledning mellem Måløv og Frederikssund.

Disse fremtidsperspektiver er som tidligere nævnt ikke inkluderet i den økonomiske analyse, men investeringerne i hovedledningen fra Måløv og det potentielle varmebehov i Egedal Fjernvarmes forsyningsområde er vist på de summariske opgørelser over varmebehov og investeringer.

Der er en væsentlig synergi mellem projektet i Frederikssund og projekterne i bl.a. Egedal og Ballerup da de indbyrdes forbindelser sikrer optimal udnyttelse af de store potentialer for overskudsvarme fra virksomheder m.v. i Frederikssund.

6.8 Egedal Kommune

Egedal Kommune er som nævnt ikke en af Vestforbrændings 6 forsyningskommuner, men Vestforbrænding vil gerne indgå i et samarbejde om udveksling af varme og kapacitet. Konverteringen fra gas til fjernvarme i Egedal Fjernvarmes områder er medtaget i de samlede opgørelser i varmeplanen, men indgår ikke den økonomiske analyse.

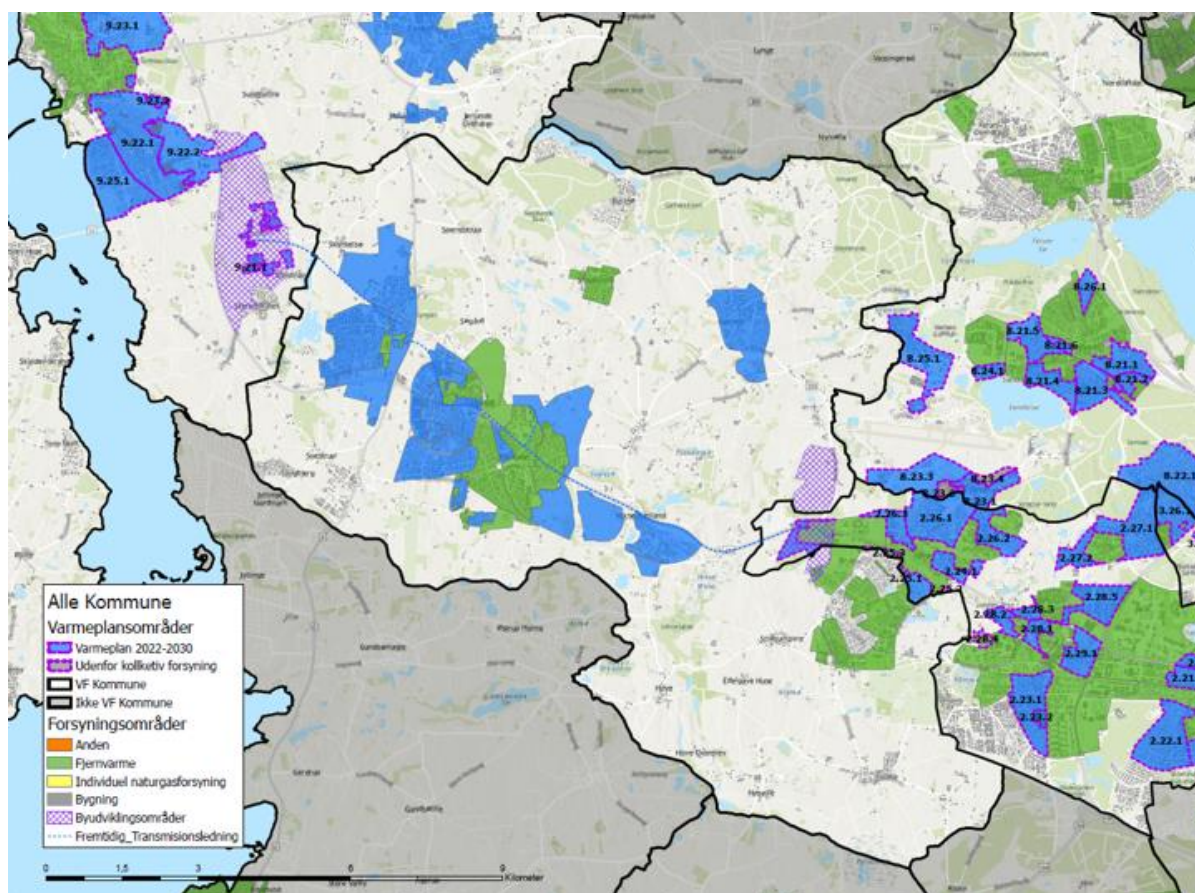
6.8.1 Oversigtskort

Egedal Kommune forsynes med fjernvarme fra tre fjernvarmeselskaber.

- Egedal Fjernvarme forsyner områder i Stenløse og Ølstykke
- Smørum Kraftvarme forsyner Smørum og
- Slagslunde Fjernvarme forsyner Slagslunde

Vestforbrænding har derfor ingen forsyningspligtområder i Egedal Kommune, men der er områder i Kildedal Nord og i Veksø, som kunne forsynes fra Vestforbrænding som en naturlig forlængelse af forsyningen i Måløv og fra afgreninger fra den planlagte hovedledning.

Desuden er der muligheder for at samkøre Egedal Fjernvarme og Smørum Kraftvarme med Vestforbrændings Vestnet i Ballerup og Måløv. Slagslunde Fjernvarme har etableret egen varmepumpe og vil derfor næppe med fordel kunne tilkøbes Egedal Fjernvarme på grund af afstanden. Potentialet i Ganløse er ikke inkluderet i opgørelsen som følge af afstanden fra transmissionsledningen.



Figur 6-14 Oversigtskort Egedal Kommune

6.8.2 Lokalkendskab

Vestforbrænding har ikke kendskab til de særlige forhold i Egedal Kommune, men vil gerne bistå Egedal Kommune i arbejdet med varmeplanlægningen i samarbejde med fjernvarmeselskaberne i kommunen.

6.8.3 Byudviklingsplaner

Der er igangsat flere byudviklingsplaner i Frederikssund fingeren, som følge af S-banen og den nye motorvej samt planer om, at den skal føres videre til Frederikssund, først og fremmest:

- Kildedal Nord og Kildedal Bakke
- Egedal by ved Egedal station og
- Vinge ved Vinge station.

Området ved Kildedal udvikles, dels i Ballerup Kommune, dels i Egedal Kommune. Størstedelen af byudviklingsområdet i Måløv er allerede en del af Vestforbrændings godkendte forsyningsområde, men der planlægges mere i Ballerup Kommune, som vil danne et sammenhængende byområde med Kildedal i Egedal Kommune.

Der bliver behov for at afklare, hvordan Kildedal i Egedal Kommune område bedst kan forsynes af Vestforbrænding, Smørum Kraftvarme og Egedal Fjernvarme. Kildedal Nord kan eksempelvis forsynes af Egedal Fjernvarme, som køber varmen af Vestforbrænding, eller det kan forsynes direkte af Vestforbrænding.

Veksø kan tilsvarende forsynes af et af de to selskaber, hvis der etableres en hovedledning mellem Måløv og Frederikssund.

Området omkring Egedal Station og alle øvrige områder i Stenløse og Ølstykke forsynes med fjernvarme fra Egedal Fjernvarme

Vinge er en del af Vestforbrændings projektforslag for at forsyne Vinge og dele af Frederikssund.

Vestforbrænding forventer, at byområderne med tiden vil smelte sammen og, at det derfor kan være fordelagtigt at koble dem sammen med en fjernvarmeledning allerede nu i forbindelse med konverteringsprojekterne.

Vestforbrænding har i arbejdet med varmeplanlægningen skitseret en mulighed for at etablere en DN250 ledning mellem Vestforbrændings varmecentral i Måløv og Vestforbrændings planlagte energicentral i Frederikssund via Kildedal, Veksø, Stenløse, Ølstykke og Vinge.

6.8.4 Potentielle varmemarked for konvertering

Der er store potentielle områder for konvertering i Stenløse og Ølstykke, som varetages af Egedal Fjernvarme. Dette varmemarked er medtaget i Varmeplan 2030 i opgørelsen af varmebehov, men er ikke med i opgørelsen af nødvendig produktionskapacitet og i de økonomiske analyser

Der er i alt et potentiale på 5.000 bygninger og et varmebehov på ca. 100.000 MWh, som kan konverteres i Egedal Fjernvarmes prognose.

6.8.5 Netudbygning

Forsyningsområderne i kommunen udbygges primært af Egedal Fjernvarme og Smørum Kraftvarme.

Vestforbrænding vil i samarbejdet tilbyde at etablere hovedledningen og sørge for at koordinere varmeproduktion og kapacitetsbehov. Investeringen i hovedledningen mellem Måløv og Frederikssund er anslået til 126 mio.kr.

Vestforbrænding vil som nævnt tilbyde at stå for udbygningen i Kildedal Nord og Veksø direkte eller indirekte via forsyning fra hovedledningen til Egedal Fjernvarme.

6.8.6 Potentielle varmeproduktionskilder

Vestforbrænding kan levere affaldsvarme i sommerhalvåret og spidslastkapacitet fra varmecentralen i Måløv, mens Egedal Fjernvarme kan supplere med mellemlast fra den eksisterende biomassekedel.

Vestforbrænding har vurderet, hvor meget affaldsvarme og kapacitet, der er til overs og vil kunne leveres til Egedal Kommune som følge af hydrauliske begrænsninger i nettet og kundernes aftag i Ballerup Kommune.

- Der vil til Smørum Kraftvarme kunne leveres ca. 10 MW grundlast via en planlagt samkøringsforbindelse og formentlig modtages op mod 15 MW spidslast fra Smørum Kraftvarme
- Der vil kunne leveres op til ca. 15 MW kapacitet til den planlagte hovedledning i Måløv, dog kun mellem 4 og 11 MW affaldsvarme, (11 MW om sommeren, 7 MW i overgangsperioden og 4 MW en typisk vinterdag). Når planerne i Varmeplan 2030 om nye store varmepumper, der udnytter overskudsvarme og samproduktion med køl i Lautrupparken og Måløv realiseres, vil der formentlig kunne overføres omkring 11 MW grundlast i hovedledning til Egedal Fjernvarme.

Vestforbrænding vil i løbet af få år mangle spidslastkapacitet, når den planlagte udbygning skal gennemføres.

Smørum kraftvarme har overskydende spidslastkapacitet og har kun delvis grundlastdækning med en varmepumpe. Det bør derfor undersøges, om det er fordelagtigt at udveksle varme og kapacitet, så Vestforbrænding leverer affaldsvarme til Smørum Kraftvarme i sommerhalvåret og, at Smørum Kraftvarme leverer spidslastkapacitet til Vestforbrænding, som derefter via Vestnettet alt andet lige kan sende en tilsvarende kapacitet videre til Egedal Fjernvarme.

6.9 Områder uden mulighed for kollektiv forsyning

For hver kommune er områdeinddelingen og de forskellige energidistrikters udbygningstakt vurderet. Områder, der er vurderet som ikke egnede til kollektiv forsyning med de nuværende forudsætninger, er markeret under de enkelte kommuner.

Ud fra ovenstående kriterier, er det med den nuværende bygningsmasse, anlægsforhold og forventet tilslutning ikke selskabs- og samfundsøkonomisk fordelagtigt at udlægge fjernvarme indenfor de grå områder.

Hvis forholdene imidlertid ændres til gunst for fjernvarme, herunder stor lokal opbakning, kan det blive aktuelt at inkludere områderne i de kommende projektforslag.

Hovedparten af de udlagte energidistrikter planlægges konverteret, da det ud fra de foreløbige beregninger synes fordelagtigt med fjernvarme.

7. KAPACITETSBEHOV OG VARMEPRODUKTION

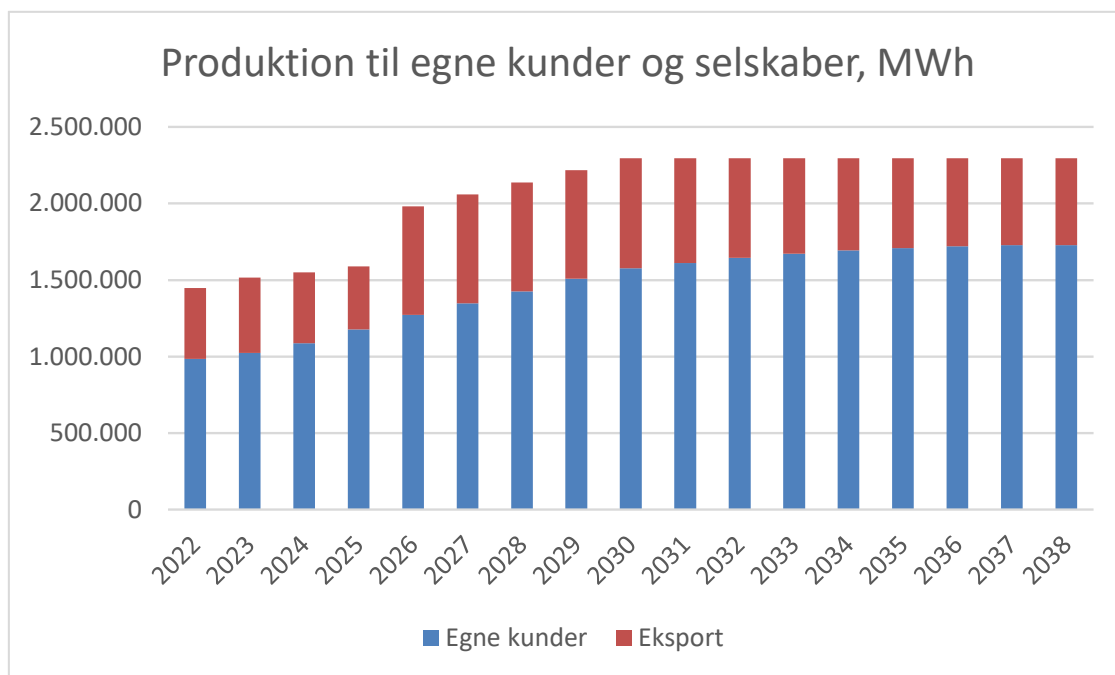
7.1 Varmesalg i alt

Da det samlede varmesalg til egne kunder vil stige markant i henhold til prognosen for tilslutning. Da varmebesparelser i den eksisterende kundegruppe forventes udlignet med byfortætning, vil det samlede varmebehov stige tilsvarende.

Det betyder, at der bliver mindre affaldskraftvarme til overs, som kan sendes til andre selskaber. Til gengæld vil anlægget til CO₂ fangst øge den samlede varmekapacitet fra affaldsbehandlingen, og der vil komme et stort bidrag fra de nye varmepumper, der planlægges etableret for at skaffe kapacitet og effektiv grundlast til det stigende varmebehov. En del af varmepumpernes produktion medgår til at forsyne de nye kunder, mens resten med fordel kan leveres til de andre selskaber, alt afhængig af elprisen og prisen på den alternative marginale varmeproduktion.

Samlet set betyder det, at der vil være en næsten uændret varmeleverance til de andre selskaber, som det ses af nedenstående graf. Det ses, at anlægget til CO₂ fangst som ventes sat i drift i 2026, vil øge leverancen til de øvrige selskaber betydeligt i forhold til leverancen i dag.

Der er ikke medtaget nye produktionsanlæg efter 2030, men der vil være et potentiale for at etablere yderligere kapacitet til at udnytte overskudsvarme, som kan sendes videre til andre selskaber efter 2030.



Figur 7-1 Varmesalg til egne kunder og selskaber

I de følgende afsnit redegøres nærmere for de produktionskapaciteter, der vil levere den samlede varmeproduktion.

7.2 Kapaciteter

For at sikre optimal grundlastdækning og tilstrækkelig spidslast og reservekapacitet er forudsat følgende omkring opbygning af kapaciteten fra status i 2022 til fuld udbygning i 2042.

Varmebehov til nettet beregnes som det samlede salg plus nettab, som er næsten konstant 9%

Det tilstræbes, at der udbygges med en økonomisk optimal grundlastdækning, og det sikres, at der en maksimal installeret kapacitet med rimelig reserve for hele systemet og for kritiske delsystemer, der kan afskæres fra hovedforsyningen. Der medregnes kapaciteterne som følger:

Optimal grundlast

- Optimal grundlast svarende til ca. 5.000 timer
- Affaldskraftvarme 100%
- Gas Kraftvarme 25% af maksimum, idet det afhænger af elprisen
- Elkedler 25% af maksimum, idet det afhænger af elprisen
- Varmepumper 100% idet stort set ingen er afhængig af udeluft

Maksimal kapacitet i den koldeste time med udfald

Behov den koldeste time givet ved:

- Maksimale behov svarende til 3.200 timer (bør verificeres med lineær regression)
- Reserve for største enhed 100 MW
- Reserve for kritisk elforsyning 52 MW, udfald af 50% elkedler og varmpumper

Anlæg til rådighed uden udfald ved fuld udbygning den koldeste time

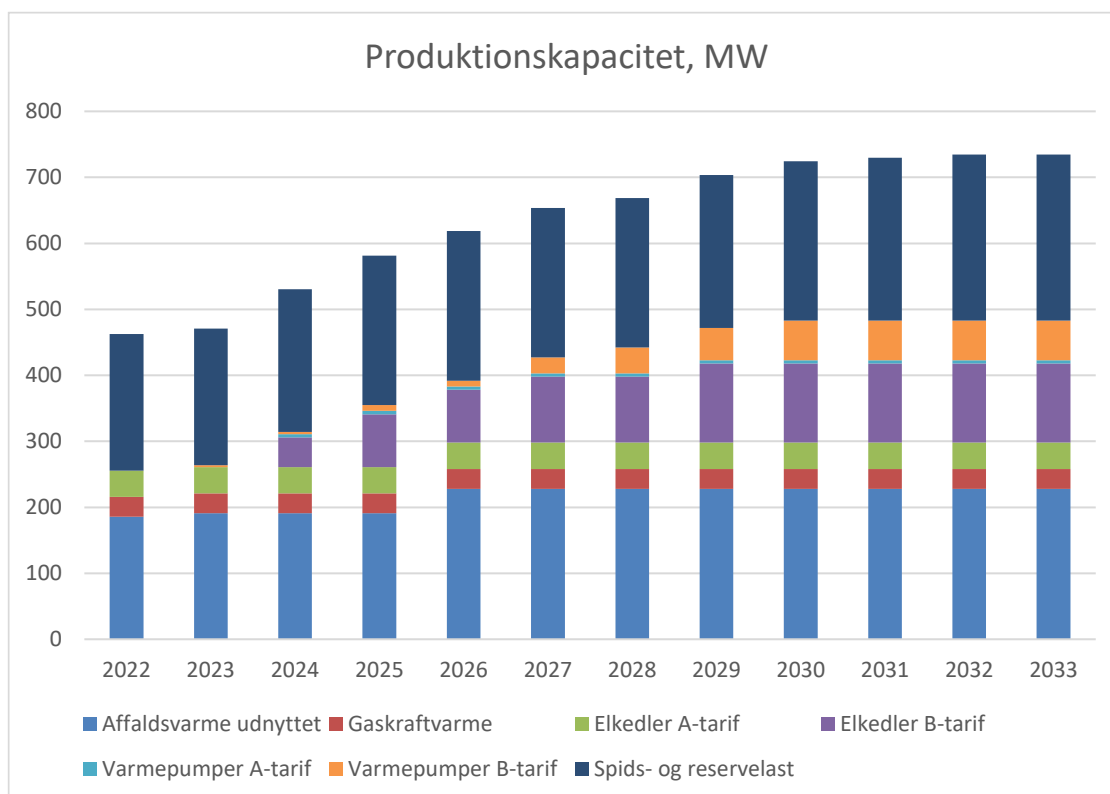
- Affaldsvarme 228 MW, fra 2026
- Gas kraftvarme 8 MW, 25% af kapaciteten
- Elkedler 40 MW, 25% af kapaciteten
- Varmepumper 65 MW, 100% af kapaciteten
- Akkumulator udjævner med 15% af kapaciteten i det lokale forsyningsområde

Det bør her overvejes, om der skal være yderligere back-up kapacitet for elforbrug til varmpumper og elkedler fra gas og oliekedler, som i 2030 principielt vil kunne fyres med e-brændsler baseret på brint fra elektrolyse. Det vil afhænge af forsyningen i det overordnede elsystem. Hvis der viser sig at være behov for at reducere det ikke-afbrydelige elforbrug, bør det udmøntes i rabatter for afbrydelighed. Vestforbrænding vil derefter kunne tilbyde at levere back-up for denne kapacitet.

For at tilgodese disse kriterier for grundlast og spidslast er forudsat nedenstående opbygningstakt for produktionsanlæg.

En del af udbygningen kan gennemføres ved at udnytte den eksisterende kapacitet maksimalt, men det bliver som det ses behov for at investere i ny kapacitet.

Det er en afgørende forudsætningen for, at der kan konverteres fra gas til fjernvarme som forudsat, at der skaffes plads til de nødvendige anlæg på hensigtsmæssige steder i kommunerne. Det er særligt den nye grundlast fra varmpumper, der kræver plads, da varmpumper pr. MW fylder markant mere end gaskedler og elkedler, selv uden energifangere.



Figur 7-2 Opbygning af produktionskapacitet

Der er ikke indregnet yderligere produktionskapacitet efter 2031.

Affaldsvarme og lavtemperaturvarme fra CO₂ fangst

Der er forudsat følgende kapaciteter på affaldsbehandlingsanlægget i Glostrup.

| Affaldsvarmekapacitet i MW | 2023-2025 | 2026- |
|---|------------|------------|
| Anlæg 5 | 80 | |
| Anlæg 6 | 81 | |
| Røggaskondensering | 30 | |
| Affaldsvarme med CO ₂ fangst | | 228 |
| Affaldsvarme i alt | 191 | 228 |
| Heraf varmt vand op til 75 °C | | 75 |
| Heraf hedtvand op til 165 °C | 191 | 153 |

Tabel 7-1 Affaldsvarmekapaciteter

Frem til 2025 vil affaldskraftvarmen i princippet have tre driftstilstande som afhænger af elprisen.

- | | | |
|-----------------------|-----------------|--------------------------|
| 1. Høje elpriser: | Kraftvarmedrift | Ingen røggaskondensering |
| 2. Moderate elpriser: | Kraftvarmedrift | Røggaskondensering |
| 3. Lave elpriser: | Turbine by-pass | Røggaskondensering |

Røggaskondenseringen er drevet af absorptionsvarmepumper, men nettovirkningen af dem svarer til, at de kan indgå i produktionssimuleringen, som el-baserede med en COP-faktor på 5.

Turbine-bypass nedregulerer elproduktionen, når det er fordelagtigt, men nettovirkningen af dem svarer til, at de kan indgå i produktionssimuleringen, som elkedler med kapacitet som turbinen.

Den samlede kapacitet fra affaldsforbrændingen inkl. røggaskondensering udgør ca. **191 MW** med begge røggaskondenseringsanlæg i drift, og hele kapaciteten kan leveres ved den hedtvandstemperatur, der er behov for i nettet.

Når det planlagte anlæg for CO₂ fangst går i drift i 2026, vil den samlede kapacitet udgøre **228 MW**, hvoraf **76 MW** vil blive leveret som varmt vand ved ca. 75 °C og **152 MW** som hedtvand.

Derfor planlægges nettet udbygget således, at størst mulig kapacitet til de omkringliggende områder kan leveres som lavtemperaturvarme ved 75 °C størstedelen af året og evt. boostes til en højere temperatur de koldeste dage. Hvis op mod 25 MW af lavtemperaturvarmen kan afsættes lokalet, vil de resterende ca. 50 MW ved 75 °C skulle blandes med hedtvand, hvorved der kan opnås en blandingstemperatur, som gerne skulle være tilstrækkeligt til alle kunder.

I tabellen nedenfor ses forskellige kombinationer af returtemperatur, hedtvandstemperatur og lokal afsætning. Resultatet er en blandingstemperatur på hedtvandsledningen.

I tabellen er det tilstræbt at blande vandet, så der opnås en temperatur på mindst 108 °C med forskellige antagelser om returtemperatur, varmtvandstemperatur og lokal afsætning.

Det ses, at man kan opnå denne temperatur, hvis hedtvandstemperaturen varierer mellem 138 °C og 155 °C, når returtemperaturen varierer mellem 45 °C og 55 °C. Hvis der ikke var lokal afsætning på 25 MW, ville det ikke være muligt at udnytte hele kapaciteten.

| | Enhed | Lokal afsætning | | | Ingen lokal afsætning | | |
|-------------------------|-------|-----------------|------------|--------------|-----------------------|------------|--------------|
| | | Lav retur | Middel | Høj hedtvand | Lav retur | Middel | Høj hedtvand |
| Returtemperatur | oC | 45 | 50 | 55 | 45 | 50 | 55 |
| Varmt vand | oC | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 |
| Hedtvandstemperatur | oC | 138 | 144 | 154 | 150 | 160 | 165 |
| Kapacitet i alt | MW | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 |
| Effekt varmt vand | MW | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 |
| Afsat lokalt | MW | 25 | 25 | 25 | 0 | 0 | 0 |
| Varmt vand til blanding | MW | 51 | 51 | 51 | 76 | 76 | 76 |
| Hedtvand til blanding | MW | 177 | 177 | 177 | 152 | 152 | 152 |
| Varmtvand | m3/h | 1.466 | 1.759 | 2.198 | 2.184 | 2.621 | 3.276 |
| Hedtvand | m3/h | 1.641 | 1.623 | 1.541 | 1.248 | 1.191 | 1.191 |
| Blandingstemperatur | oC | 108 | 108 | 108 | 102 | 102 | 99 |

Tabel 7-2 Blandingstemperatur med og uden lokal afsætning

Det ses også, at returtemperaturen har stor betydning. Hvis den kan reduceres 5 °C, vil den resulterende nødvendige hedtvandstemperatur kunne sænkes endnu mere.

Der er behov for i den efterfølgende version af varmeplanen at analysere mulighederne ved at se samlet på produktionsanlægget og mulighederne i fjernvarmenettet.

Gasfyret kraftvarme og elkedler

Det gasfyrede kraftvarmeværk og elkedlen i Lyngby samt yderligere elkedler vil få en vigtig rolle med flere funktioner:

- Systemydelse for op og nedregulering mv.
- Leverer varme ved hhv. meget lave elpriser og meget høje elpriser
- Leverer spidslast og reservekapacitet, dog med begrænsninger idet elkedler skal være afbrydelige

I opgørelsen over vejledende grundlastandel og behov for samlet kapacitet regnes med følgende anlæg på i alt 190 MW installeret kapacitet i de økonomiske analyser.

I de efterfølgende projektforslag vil placering, størrelse og anlægsår blive optimeret yderligere.

| Gaskraftvarme og elkedler | Grundlastværdi | MW | Drift senest |
|-----------------------------------|---------------------|------------|--------------|
| Gas CC, Lyngby Kraftvarmeværk | 25% | 30 | 2021 |
| Gas CC, Novo Bagsværd | | | 2021 |
| Elkedel Lyngby Kraftvarmeværk | 25% | 40 | 2021 |
| Elkedel, Glostrup og Vestnettet | 25% | 70 | 2024 |
| Elkedel, Frederikssund | 25% | 10 | 2023 |
| Elkedel, Virum | 25% | 20 | 2026 |
| Elkedel, Lautrupparken | 25% | 20 | 2028 |
| Gas kraftvarme og elkedler | Bidraget med | 48 | |
| Gas kraftvarme og elkedler | Maks. Effekt | 190 | |

Tabel 7-3 Elkedler og gaskraftvarme

Da det imidlertid ikke er fordelagtigt at have elkedel og gaskraftvarme i drift samtidig og, da prisen på varmen fra elkedlerne og gaskraftvarmen kun er fordelagtig ved de høje eller lave elpriser, kan man ikke medregne dem som fuldgod grundlast på samme tid. Der regnes med, at deres grundlastbidrag og spidslastbidrag udgør 25% af deres kapacitet. Dette bidrag bruges i den summariske opgørelse af kapacitet til dækning af grundlast svarende til benyttelsestiden 5.000 timer, og det benyttes i kapacitetsopgørelsen.

Ved at placere elkedler i tilknytning til varmeakkumulatorer bliver det i højere grad muligt at udnytte dem med økonomisk fordel til grundlast og spidslast og til systemydelse. I et døgn med lave temperaturer og høje elpriser er der ud fra erfaringerne fra den nuværende energikrise, stor sandsynlighed for, at elkedlen vil kunne producere varme om natten til relativt lave priser og dermed via akkumulatoren bidrage til at levere varme de koldeste timer i løbet af dagen.

Varmepumper

Den primære forsyning med grundlast til de nye områder vil være store varmpumper, der udnytter lokal overskudsvarme fra industrier, datacentre og køleprocesser samt gunstig omgivelsesvarme fra spildevand og placeres gunstigt i forhold til omgivelserne og elnettet.

Varmepumper på DTU og på anlægget i Glostrup vil kunne tilsluttes med A-tariffer, da der er adgang til 50 kV nettet. Øvrige vil blive tilsluttet med B-høj tarif på 10 kV nettet.

Der vil eksempelvis kunne udbygges med store afbrydelige varmpumper som vist i nedenstående tabel:

| Varmepumper | MW | Drift senest |
|--|-----------|---------------------|
| VP Frederikssund | 12 | 2023 |
| VP DTU | 5 | 2024 |
| VP Mølleåværket | 10 | 2028 |
| VP Lyngby Storcenter mv. | 2 | 2027 |
| VP Lyngby Firskovej | 2 | 2027 |
| VP Lyngby Hempel | 5 | 2030 |
| VP Novo Bagsværd, senest fase 2 | 6 | 2025 |
| VP Lautrupparken, KMD mv | 0 | |
| VP Måløv Rens | 5 | 2029 |
| VP Lautrupparken, datacenter, LEO Pharma mv | 5 | 2027 |
| VP Interxion | 5 | 2029 |
| VP Novo Måløv | 6 | 2027 |
| VP Herlev Hospital | 2 | 2028 |
| VP Dagrofa | 0 | |
| VP Værløse Sønderød | 0 | |
| VP Restbehov 20 MW efter 2032 er ikke medtaget | 0 | 2032 |
| Varmepumper el, i alt | 65 | |

Tabel 7-4 Varmepumper, kapacitet og seneste anlægs år

I de efterfølgende projektforslag vil placering, størrelse og anlægsår blive optimeret yderligere.

Disse varmpumper vil kunne få lang benyttelsestid, da de er meget fordelagtige i forhold til de gasfyrede varmecentraler og, da de ved moderate elpriser er konkurrencedygtige med de øvrige produktionsenheder i det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem. Vestforbrænding vil på denne måde levere nyttig grundlast til CTR i den nordlige del af nettet, der forsyner Gladsaxe og Gentofte, ved at etablere ekstra varmpumper gunstige steder i forsyningsområdet, eksempelvis i Lautrupparken, hvor der er overskudsvarme

Det vil samtidig være muligt at drive varmpumperne optimalt i forhold til elprisen, så de afkobler i selv lange perioder med høje elpriser.

Varmeakkumulatorer

Det forudsættes, at der etableres flere varmeakkumulatorer, og det antages, at de kan bidrage med den viste udjævning af belastningen, som svarer til 15% af den maksimale kapacitet ved fuld udbygning. Den øjeblikkelige afladepacitet er dog flere gange større.

| Varmeakkumulatorer | Kapacitet, MW | Volumen, m3 | I drift |
|---------------------------|----------------------|--------------------|----------------|
| VAK Lyngby Kraftvarme | 13 | 8.000 | 2021 |
| VAK DTU | 16 | 10.000 | 2025 |
| VAK Måløv | 16 | 10.000 | 2026 |
| VAK Ikke placeret | 16 | 10.000 | 2027 |
| VAK Ikke placeret | 19 | 12.000 | 2028 |
| I alt | 80 | 50.000 | |

Tabel 7-5 Varmeakkumulatorer

I de efterfølgende projektforslag vil placering, størrelse og anlægsår blive optimeret yderligere.

Spidslast- og reserveanlæg

Der vil eksempelvis kunne udbygges med spids- og reserveanlæg som vist i nedenstående tabel:

| Spids- og reservelastanlæg, e-gas /e-olie | MW spidslast | Drift senest |
|--|--------------|--------------|
| Vestforbrænding Glostrup 3 x 20 | 60 | 2021 |
| Turbine by-pass | 0 | 2021 |
| Vestforbrænding Hedegården 2 x 20 | 40 | 2021 |
| Vestforbrænding Måløv 2 x 14 | 28 | 2021 |
| Vestforbrænding DTU 3 x 11 | 33 | 2021 |
| Novo Bagsværd, dampveksler | 15 | 2021 |
| Hempelkedel | 7 | 2021 |
| Værløse Varmeværk | 10 | 2021 |
| Værebros | 4 | 2021 |
| Søndersøskolen Værløse | 5 | 2021 |
| Lundegården | 5 | 2021 |
| Sorgenfrivang | 10 | 2024 |
| Smørum Kraftvarme 15 MW | 0 | |
| Vejlesøparken (Holte Fjernvarme) | 5 | 2029 |
| Geelsgårdskolen | 5 | 2029 |
| Hjortespring | 5 | 2030 |
| Lautrupparken temperaturboost | 5 | 2031 |
| Værløse Jonstrup 5 MW i 2034 | 5 | 2034 |
| Virum Skole 5 MW i 2034 | 5 | 2034 |
| Vestforbrænding Frederikssund | 6 | 2023 |
| Frederikssund hospital | 2 | 2023 |
| Kapacitet fra GF til Tårnbæk ud over grundlast | 1 | 2023 |
| Værløse Hareskoven | 5 | 2028 |
| Spidslast i alt | 261 | |

Tabel 7-6 Spids- og reserveanlæg, kapacitet og seneste anlægsår

I de efterfølgende projektforslag vil placering, størrelse og anlægsår blive optimeret yderligere.

Ud over disse kan det vise sig at være fordelagtigt opgradere mindre centraler i de dele af nettet, som har begrænset kapacitet til at overføre varme ved lav fremløbstemperatur.

Kapaciteter efter 2030 er ikke medtaget i den økonomiske analyse.

7.3 Varmeproduktion

Varmeproduktionen planlægges optimalt i forhold til varmeprisen, som afhænger meget af elprisen og gasprisen, som det er illustreret i det efterfølgende appendix 1.

- Det gasfyrede kraftvarmeværk kun kan producere varme til en konkurrencedygtig pris ved meget høje elpriser typisk over 1.500 kr./MWh eller mere afhængig af gasprisen.
- Elkedlerne kan tilsvarende kun producere varme til en konkurrencedygtig pris ved meget lave elpriser.
- Erfaringen fra driften af Lyngby Kraftvarmeværk og elkedlen viser imidlertid at begge anlæg kan bidrage med en varme til en negativ pris, når de leverer systemydelser med

hhv. op eller nedregulering. Det er muligt at producere til disse meget gunstige priser i perioder på flere timer og hele året takket være varmeakkumulatoren.

- Varmepumperne kan producere de fleste af årets timer til en konkurrencedygtig pris, og de kan afkoble hurtigt og lige så lang tid det er nødvendigt, når elpriserne er meget høje eller, hvis der skulle opstå kapacitetsproblemer i elnettet, fordi der er back-up fra andre produktionsanlæg og varmelagre.

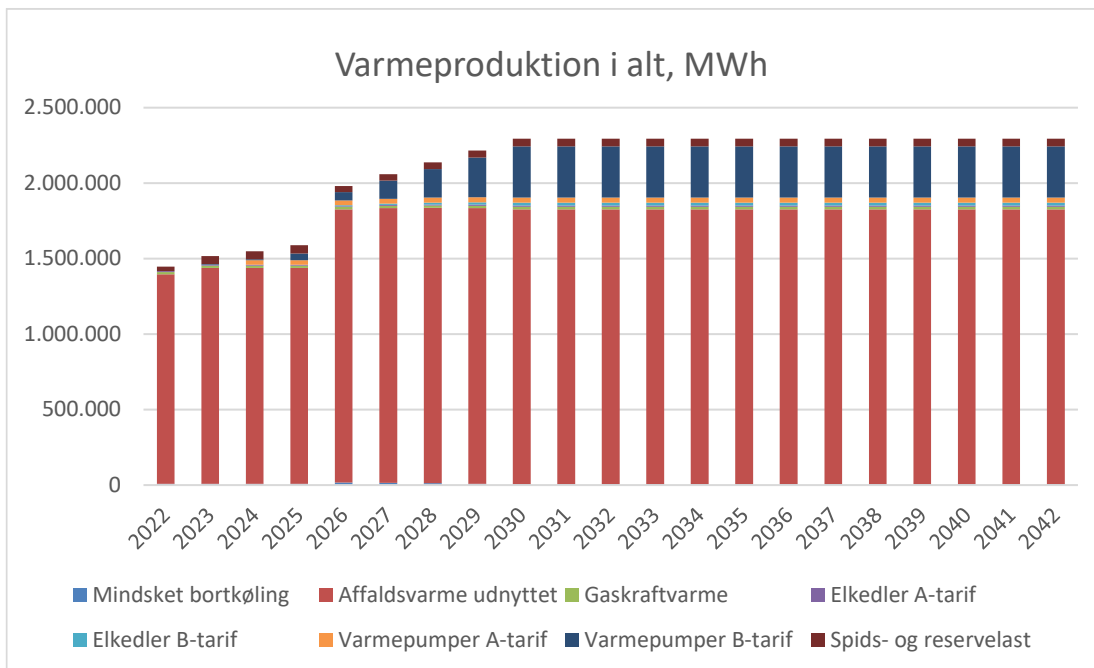
Set i relation til de energipolitiske målsætninger om, at vindenergi skal være vores primære energikilde i fremtiden, er det interessant at se, hvordan fjernvarmekunderne i Vestforbrændings fjernvarmesystem bidrager til at udnytte vindenergien set i forhold til individuelle varmepumper, der kun kan afkoble i et par timer.

Vestforbrændings mulighed for at reagere på elpriserne styrkes ved at udnytte varmeakkulatorerne. Det er en af årsagerne til, at den nuværende varmeakkumulator på Lyngby Kraftvarmeværk på 8.000 m³ suppleres med mere varmeakkumulatorkapacitet på egnede steder op til i alt 50.000 m³ senest i 2026.

Dertil kommer en mindre buffertank, der er ved at blive etableret, direkte på transmissionsnettet på anlægget i Glostrup. Den har alene har til formål at afhjælpe det umiddelbare behov for at effektivisere korttidsreguleringen ved bl.a. at kompensere for svingninger affaldsvarmeproduktionen.

Resultatet af lastfordelingen vises i nedenstående grafer:

- Dels for den samlede produktion fra alle anlæg
- Dels for den ekstra produktion til udbygningen



Figur 7-3 Varmeproduktion i alt

Behovet på ca. 750.000 MWh til den nye udbygning tilvejebringes som følger:

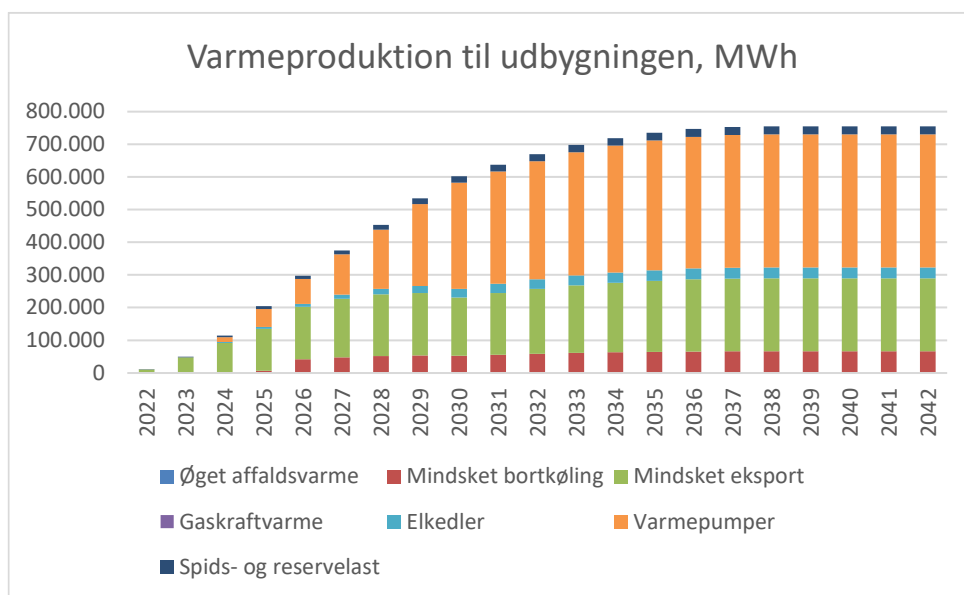
- Nye store fleksible varmepumper, som også kan levere til andre selskaber
- Grundlastanlæg i referencen uden Varmeplan 2030 udnyttes bedre
- Mindre eksport til andre selskaber, hvilket primært øger produktionen på de anlæg, der forsyner andre selskaber

Den næste figur viser den produktion, som etableres i Varmeplan 2030 til at forsyne udbygningen suppleret med en mindre leverance til andre selskaber. Det er disse marginale ændringer i produktionen, der indgår i den økonomiske konsekvensberegning.

Varmeproduktionen er simuleret med programmet EnergyPro, som vist i appendix, hvor der taget hensyn til varmebehovets og elprisernes forventede udsving time for time for udvalgte år.

Det er på den sikre side i forhold til Varmeplanen antaget, at de øvrige selskaber vil kunne aftage mindre varme mængder op til 100 MW om sommeren, når prisen er under 250 kr./MWh.

Hvis det som den anden yderlighed antages, at der eksempelvis kun kan overføres op til 40 MW, og kun når prisen er under 100 kr./MWh vil en lidt større del af varmen skulle bortkøles i referencen og dermed kunne leveres til kunderne i varmeplanen.



Figur 7-4 Varmeproduktion til nye net

8. INVESTERINGER OG FINANSIERING

I dette kapitel redegøres for investeringer og hvem, der afholder og finansierer dem.

I den første tabel ses opdelingen på hovedposter i varmeplanen og i referencen.

Investeringerne i kudeanlæg og stikledninger i fjernvarmen samt i varmepumper i referencen afhænger af tilslutningsgraden.

Derfor opgøres investeringen:

- dels som det potentielle maksimum, der er relevant i forhold til Kommunens godkendelse
- dels som den investering, der forventes realiseret med den forudsatte udbygning og derfor indgår i den økonomiske analyse.

De samlede investeringer i fjernvarme er beregnet til 6,1 mia.kr. hvis alle kunder tilslutter sig og 5,6 mia.kr. med den forventede tilslutning. Heri er indregnet 0,18 mia.kr. til afprobing af gasstik, som ventes finansieret med tilskud i både varmeplan og reference.

Til sammenligning vil de ca. 30.000 potentielle varmekunder skulle investere 4,2 mia.kr. i referencen indenfor projektperioden på 20 år.

Når man sammenligner investeringerne i varmeplanen og i referencen skal man være opmærksom på, at de fælles anlæg i fjernvarmen, der gør det muligt at udnytte de effektive varmekilder, har en levetid på omkring 60 år, mens investeringerne i individuelle varmepumper i referencen har en levetid på omkring 17 år. Desuden har investeringerne i fjernvarmen en væsentlig mindre importandel end de individuelle varmepumper.

For at afspejle disse forhold er investeringerne i varmeplan og reference opgjort i nedenstående tabel, dels for projektperioden på 20 år, dels for en periode på 40 år. Det ses, investeringen i referencen er næsten dobbelt så stor som investeringen i varmeplanen.

| Investeringer, resume, mio. kr. | Varmeplan 20 år | Reference 20 år | Varmeplan 40 år | Reference 40 år |
|---|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Investering i fjernvarmestik, maksimal udbygning | 1.308 | | 1.308 | |
| Investering i gade- og hovednet | 2.348 | | 2.348 | |
| Investering i produktion og lager | 810 | | 1.128 | |
| Investering i fjernvarmebrugerinstallation maksimal | 1.321 | | 2.643 | |
| Investering i individuelle varmepumper maksimal | | 4.026 | | 8.051 |
| Investering i alt maksimal | 5.788 | 4.026 | 7.427 | 8.051 |
| Investering i alt realiseret | 5.320 | 3.565 | 6.174 | 7.380 |
| Hovedledning til Frederikssund via Egedal | 126 | | 126 | |
| Afprobing af gasstik, maksimalt | 182 | 182 | 182 | 182 |
| Investering i alt, Maksimal | 6.095 | 4.207 | 7.734 | 8.233 |
| Investering i alt, Realiseret | 5.606 | 3.725 | 6.460 | 7.540 |

Tabel 8-1 Samlet investering

I den efterfølgende tabel er investeringerne opgjort som de forudsatte realiserede investeringer samlet set og fordelt på de aktører, der står for anlæg og finansiering.

Der er i Varmeplanen regnet med gennemsnitspriser for produktionsanlæg for alle kommunerne, mens opgørelsen over investeringer i fjernvarmenet og stik stammer fra opgørelserne for hver kommune. Desuden er varmeplanens tal opdateret til prisniveau 2022.

Anlægsinvesteringer, der realiseres med forventet tilslutning

| Anlægsinvesteringer, realiseret | Varmeplan 2030 |
|--|----------------|
| | mio.kr |
| Elkedler | 102 |
| Varmepumper overskudsvarme | 559 |
| Varmeakkumulatorer | 92 |
| Spidslast | 49 |
| Øvrig Investering i fjernvarmenet | 8 |
| Distributionsledninger | 2.348 |
| Afprobning af gasstik | 160 |
| Nye stik realiseret | 1.152 |
| Kundeanlæg realiseret | 1.010 |
| Hovedledning til Frederikssund | 126 |
| Investeringer i alt, realiseret | 5.606 |

Finansiering

| Finansiering af forventede investeringer | Varmeplan 2030 |
|--|----------------|
| | mio.kr |
| Vestforbrænding finansierer | |
| Elkedler | 102 |
| Varmepumper overskudsvarme | 559 |
| Varmeakkumulatorer | 92 |
| Spidslast | 49 |
| Øvrig Investering i fjernvarmenet | 8 |
| Distributionsledninger | 2.348 |
| Afprobning af gasstik | 0 |
| Nye stik realiseret | 1.152 |
| Kundeanlæg > 40 MWh, realiseret | 136 |
| Tilslutningsafgifter | -365 |
| Hovedledning til Frederikssund | 126 |
| I alt | 4.208 |

| Kunderne finansierer | mio.kr |
|---------------------------------|--------------|
| Kundeanlæg < 40 MWh, realiseret | 874 |
| Tilslutningsafgifter | 365 |
| I alt | 1.238 |

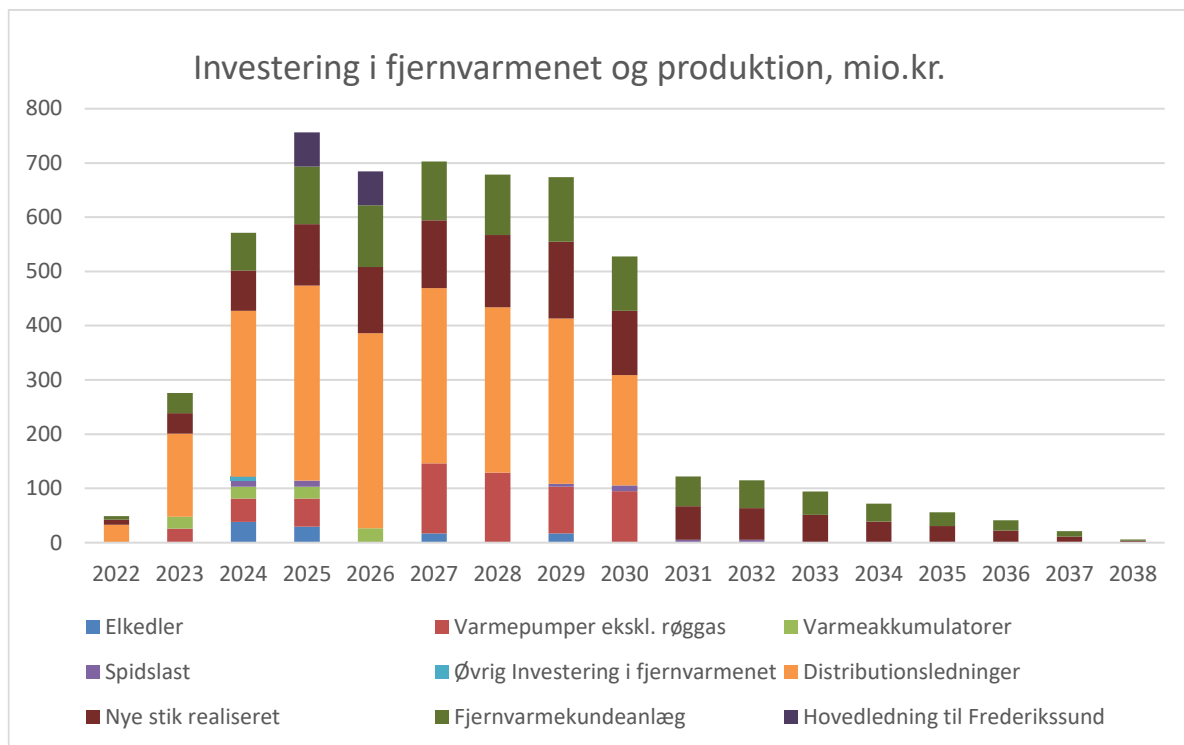
| Tilskudsordning finansierer | mio.kr |
|----------------------------------|--------|
| Afprobning af gasstik realiseret | 160 |

| | |
|---------------------------|--------------|
| Finansiering i alt | 5.606 |
|---------------------------|--------------|

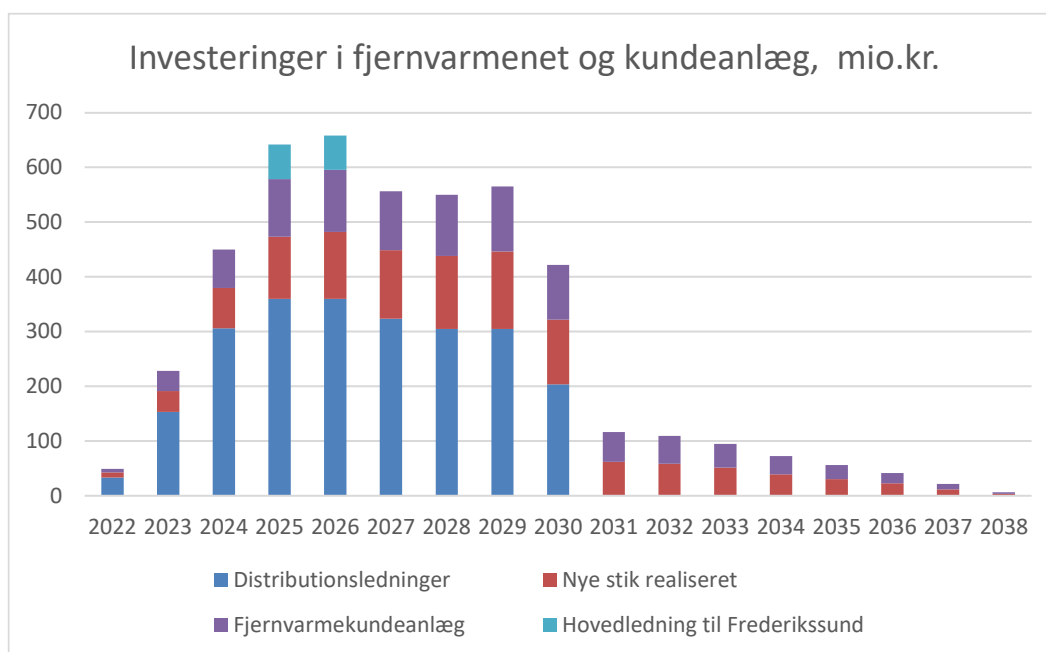
Tabel 8-2 Investering og finansiering af anlæg

Investeringerne i fjernvarmenet, som udgør den største del, er opgjort detaljeret for hver forsyningskommune i kapitlet ovenfor.

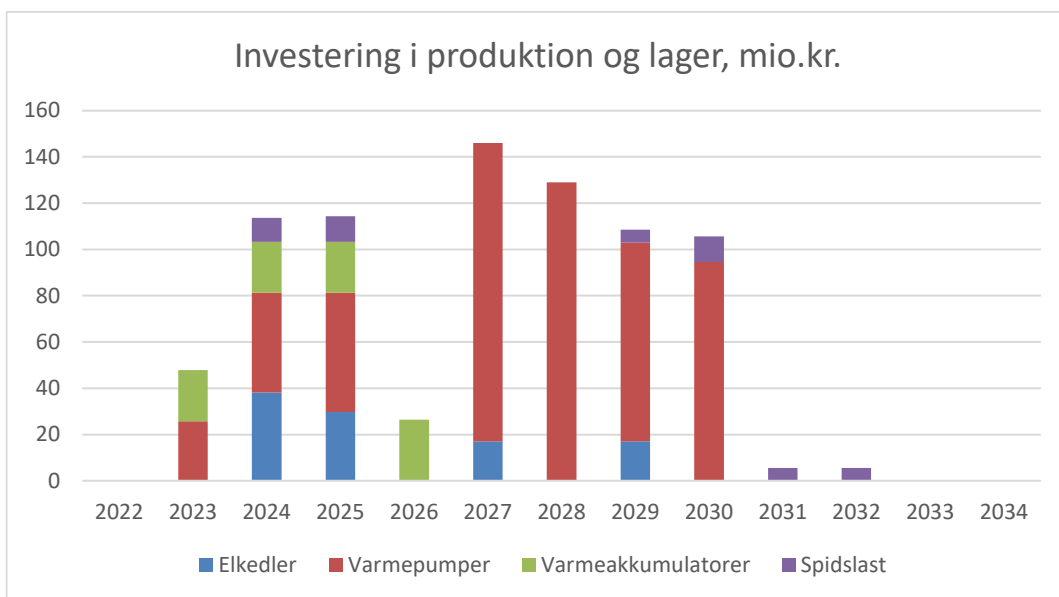
I de efterfølgende figurer er investeringerne visualiseret, som de vil forløbe år for år.



Figur 8-1 Samlede investering hos Vestforbrænding og kunder pr. år

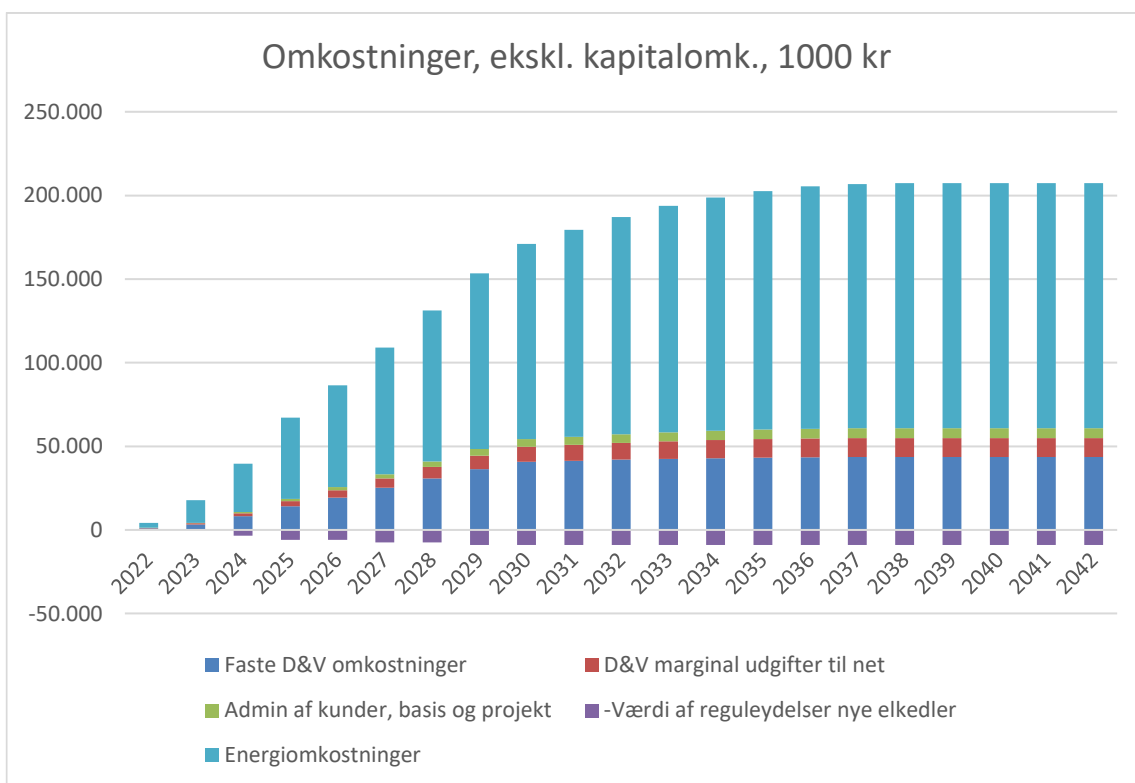


Figur 8-2 Samlede investeringer i fjernvarmenet og kundeanlæg pr år



Figur 8-3 Samlede investeringer i produktion og lager pr. år

De beregnede omkostninger til energi og drift for Vestforbrænding er visualiseret på nedenstående figur.



Figur 8-4 Samlede omkostninger ekskl. kapitalomkostninger pr. år

9. ØKONOMISK ANALYSE

I dette kapitel gennemgås de økonomiske konsekvenser for samfundet, for Vestforbrændings kunder som helhed og for de nye kunder.

Varmeplan 2030 vurderes i forhold til en reference, hvor ingen af de foreslåede anlæg etableres, men hvor der indgår et realistisk alternativ.

- Den samfundsøkonomiske analyse skal vise, om den samfundsøkonomiske forrentning er mindst 3,5% i fjernvarmen i forhold til en realistisk reference, og her kan kommunerne beslutte, at man skal se bort fra individuelle naturgaskedler, når fjernvarmen i den marginale udbygning som i Varmeplan 2030 overvejende er baseret på andre varmekilder end naturgas.
- Den selskabsøkonomiske analyse indgår som en del af Vestforbrændings beslutningsgrundlag for at anbefale kommunerne at sætte gang i Varmeplan 2030.
- De brugerøkonomiske analyse skal sandsynliggøre, at kunderne vil tilslutte sig fjernvarmen, så den udbygningstakt, der ligger til grund kan realiseres.

I den realistiske reference, hvor man ser bort fra naturgas, er indgår følgende:

- Alle de kunder, der i varmeplanen tilsluttes fjernvarmen, vil samme år etablere en individuel luft/vand varmpumpe, og det antages konservativt, at dette er muligt alle steder.
- Anlægget til CO₂ fangst etableres i 2026 for at levere varme til den nuværende kunder samt omkringliggende selskaber via det eksisterende fjernvarmesystem. Den overskudsvarme fra anlægget, som ikke kan udnyttes på grund af lav temperatur bortkøles

I Varmeplan 2030 indgår i hovedtræk følgende omkostninger:

- Investeringer i nye fjernvarmenet
- Investeringer i stikledninger og kundeinstallationer til alle, der tilslutte
- Investeringer i varmpumper, elkedler og varmeakkumulatorer, når det er fordelagtigt.
- Investeringer i ekstra gaskedler til spidslast og reserve i takt med behovet.
- Energi- og driftsomkostninger til de anlæg, der etableres i Varmeplan 2030, herunder negative udgifter (eller indtægter) for systemydelse
- Offeromkostninger for den varme, som ikke leveres til andre selskaber, fordi den udnyttes af kunder i Varmeplan 2030
- Investeringer, som evt. er nødvendige for at kunne udnytte den varme, som ellers skal bortkøles, fordi den ikke kan udnyttes af de eksisterende kunder, eksempelvis ekstra fjernvarmeledninger

Da projektperioden i den økonomiske nutidsværdiberegning er 20 år, mens nogle af anlægsaktiverne, herunder især fjernvarmeinfrastrukturen har flere gange længere levetid, regnes med scrapværdier. Det anbefales af Finansministeriet, og det vil også være rigtigt at indarbejde det i beslutningsgrundlaget for Vestforbrænding.

9.1 Samfundsøkonomi

Samfundsøkonomien er vurderet i henhold til Energistyrelsens vejledning og udkast til forudsætninger, der var i høring ultimo 2021. Nye forudsætninger ventes først udgivet i februar 2022, da Energistyrelsen vil korrigere priserne i de først kommende år, så de svarer bedre til de øjeblikkeligt høje el og gaspriser.

Den samfundsøkonomiske gevinst ved varmeplanens projekter i forhold til en reference med individuelle varmepumper er anslået til **572 mio.kr.** svarende til en intern forrentning på 5,5 %

I referencen indgår endvidere, at der etableres et anlæg til CO₂ fangst, som øger andelen af affaldsvarme til de eksisterende kunder og andre selskaber. En del af denne varme skal bortkøles i referencen, hvis varmeplanen ikke realiseres.

| Varmeplan 2030 | | Basis år | 2022 | Beregningspriser 1000 kr | |
|--|-------------------------------------|------------------|----------------|--------------------------|--|
| Samfundsøkonomiske beregningspriser | | | Projekt | Reference | |
| Investering | | | 3.446.429 | 3.269.393 | |
| D&V | Til produktionsanlæg og ledningsnet | Indfasning af VP | 860.306 | 1.152.152 | |
| Brændsel og produktion | | Elprisfaktorer | 1.560.131 | 2.013.010 | |
| Afgiftsforvidningstab | | | -15.218 | -1.904 | |
| Beregningspris for CO ₂ emission, udenfor og indenfor kvotemarkedet | | | 2.653 | 19.528 | |
| Skadesomkostning ved SO ₂ , Nox og PM _{2,5} | | | 29.945 | 4.544 | |
| Samfundsøkonomi i alt | | | 5.884.246 | 6.456.724 | |
| Samfundsøkonomisk gevinst ved projekt ift. reference | | | 572.478 | | |
| Samfundsøkonomisk forrentning | | | 5,5% | | |
| Samfundsøkonomisk balancepris for fjernvarmeproduktion og reference | | | 211 | 300 | |

Tabel 9-1 Samfundsøkonomi, nutidsværdi i beregningspriser

Det bemærkes:

- At alle miljøomkostninger til CO₂ og skadesemissioner i de to alternativer kun udgør ca. 0,5 % af de samlede omkostninger og i øvrigt er næsten ens for begge alternativer.
- At beslutningsgrundlaget for at godkende projekter for varmeforsyning er det samfundsøkonomiske resultat, hvori er indregnet værdien af CO₂ og ikke CO₂ besparelsen i sig selv.

9.2 Selskabsøkonomi og brugerøkonomi som nutidsværdi

De selskabsøkonomiske konsekvenser for Vestforbrænding (og dermed kunder) samt for de nye kunder er baseret på følgende antagelser:

- Faste priser i prisniveau 2022
- Referencen er individuelle varmepumper, som forudsættes etableret samme år, som fjernvarmen etableres i projektforslaget
- Vestforbrændings tariffer og betingelser pr. 1. januar 2022 fastholdes hele perioden
- Nutidsværdi gevinst 20 år, med scrapværdi og 1% i diskonteringsrente

| Selskabs- og brugerøkonomi, nutidsværdi, 2022 | Intern rente | 1000 kr 2022 |
|--|--------------|--------------|
| Gevinst for Vestforbrænding som nutidsværdi | 2,6% | 773.047 |
| Gevinst for brugerne som nutidsværdi | Uendelig | 1.028.814 |
| Lokalsamfundet, inkluderer alle eksisterende og nye kunder | 6,7% | 1.801.860 |

Tabel 9-2 Selskabs- og brugerøkonomi, nutidsværdi, 1% 20 år

Det ses, at gevinsten for Vestforbrænding som nutidsværdi med indregning af scrapværdi og den nuværende tarif for 2022 er ca. **0,8 mia.kr.**, og den interne forrentning er 2,6%

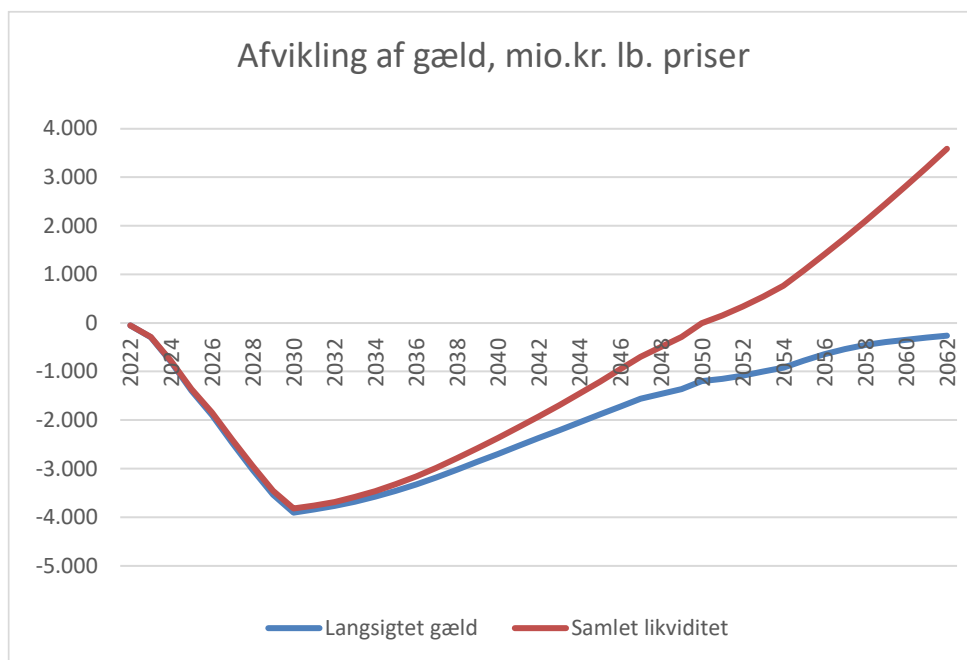
Tilsvarende er de nye kunders samlede nutidsværdigevinst **1,0 mia.kr.**, idet nutidsværdien af kundernes samlede omkostninger reduceres fra 6,8 til 5,8 mia.kr. svarende til 15%

Det betyder, at den samlede gevinst for lokalsamfundet, dvs. eksisterende og nye varmekunder i forsyningskommunerne er **1,8 mia.kr.**

9.3 Selskabsøkonomi med konsekvenser for budgetfremskrivningen

For Vestforbrænding beregnes desuden konsekvenserne for selskabets budgetfremskrivning i en finansiel analyse i løbende priser med følgende forudsætninger:

- Finansiell analyse, budget over 40 år, løbende priser
- Afskrivning af alle aktiver jævnt over 30 år
- Lån som serielån svarende til afskrivningen
- Inflation 2% p.a.
- Lånerente fast for langtidslån 1% p.a.
- Lånerente kort tid 1% p.a.



Figur 9-1 Langsigtet gæld og samlet gæld med akkumuleret overskud

Det ses, at der allerede omkring 2030 oparbejdes et mindre overskud, idet den samlede likviditet overstiger den langsigtede gæld. Det vil alt andet lige kunne bidrage til at sænke varmeprisen. Hvis overskuddet ikke skulle tilbageføres til kunderne, ville den samlede gæld (langfristede lån svarende til afskrivningen og korttidsgæld) være tilbagebetalt omkring 2050 og den akkumulerede gevinst ville udgøre 3,8 mia.kr. i løbende priser efter 40 års drift.

9.4 Brugerøkonomi det første år

I dette afsnit belyses brugerøkonomien for de kunder, der forventes tilsluttet for typisk eksisterende og ny bebyggelse og i forhold til nye varmepumper og nye gaskedler.

| Brugerøkonomi ex moms. | | Eksisterende bebyggelse | | | | Ny bebyggelse | | | |
|-------------------------------|--------------------|-------------------------|---------------|---------------|---------------|----------------|---------------|---------------|---------------|
| Kundestørrelse | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Opvarmet areal | m ² | 15.000 | 1.000 | 500 | 150 | 15.000 | 1.000 | 500 | 150 |
| Enhedsbehov | kWh/m ² | 100 | 100 | 100 | 100 | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Varmebehov | MWh | 1.500 | 100 | 50 | 15 | 750 | 50 | 25 | 8 |
| Kapacitetsbehov | kW | 882 | 59 | 29 | 10 | 441 | 29 | 15 | 10 |
| Fjernvarme, 2022 tarif | | | | | | | | | |
| Kundens kapitaludg. | kr/år | 0 | 0 | 0 | 1.859 | 24.265 | 5.292 | 3.300 | 3.254 |
| Fjernvarmeudgift | kr/år | 763.315 | 53.131 | 26.566 | 7.970 | 398.483 | 26.566 | 13.283 | 3.985 |
| Kundens D&V omk. | kr/år | 7.900 | 900 | 650 | 475 | 4.150 | 650 | 525 | 438 |
| Fjernvarme i alt | kr/år | 771.215 | 54.031 | 27.216 | 10.303 | 426.898 | 32.507 | 17.108 | 7.676 |
| Varmepumpe, 800 kr/MWh | | | | | | | | | |
| Kundens kapitaludg. | kr/år | 490.072 | 34.532 | 17.778 | 6.362 | 247.073 | 17.778 | 8.922 | 6.362 |
| Eludgift | kr/år | 315.789 | 28.070 | 14.035 | 4.211 | 157.895 | 14.035 | 7.018 | 2.105 |
| Kundens D&V | kr/år | 77.000 | 7.000 | 4.500 | 2.750 | 39.500 | 4.500 | 3.250 | 2.375 |
| Varmepumpe i alt | kr/år | 882.861 | 69.602 | 36.313 | 13.322 | 444.468 | 36.313 | 19.189 | 10.842 |
| Besparelse ved fjernvarme | | | | | | | | | |
| Årligt, 1. år | kr/år | 111.647 | 15.571 | 9.098 | 3.019 | 17.570 | 3.806 | 2.081 | 3.166 |
| I procent | % | 13% | 22% | 25% | 23% | 4% | 10% | 11% | 29% |
| Gaskedel | | | | | | | | | |
| Kundens kapitaludg. | kr/år | 26.879 | 6.756 | 4.745 | 2.074 | Ikke aktuelt | | | |
| Gasudgift | kr/år | 743.144 | 51.361 | 25.740 | 7.806 | | | | |
| Kundens D&V | kr/år | 16.200 | 2.200 | 1.700 | 1.350 | | | | |
| Gaskedel i alt | kr/år | 786.223 | 60.317 | 32.185 | 11.230 | | | | |
| Besparelse ved fjernvarme | | | | | | | | | |
| Årligt, 1. år | kr/år | 15.008 | 6.286 | 4.970 | 927 | | | | |
| I procent | % | 2% | 10% | 15% | 8% | | | | |

Tabel 9-3 Brugerøkonomi for typiske kunder

Det ses, at besparelsen for de typiske kunder i varmeplanen udgør ca. **23%** det første år i forhold til en ny varmepumpe og **8%** i forhold til en ny gaskedel.

I de efterfølgende tabeller dokumenteres, hvordan de summariske tal i ovenstående tabel fremkommer ud fra den gældende tarif og de forudsatte priser.

Det bemærkes, at prisen på el og gas ikke er justeret i forhold til de for tiden ekstremt høje priser, da det er sandsynligt, at de vil falde tilbage til en pris, der formentlig ikke afviger meget fra den historiske.

Det er umuligt at forudsæ hvilken pris, der vil være rimelig. Derfor er det vigtigt, at den forudsatte pris i sammenligningen kendes.

| Fjernvarme Vestforbrænding | | Enhed | Fjernvarme i eksisterende byggeri | | | |
|--|----------------|------------|-----------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Brugerøkonomi 1. år prisniveau 2022 ekskl. Moms | | | Kunde 1 | Kunde 2 | Kunde 3 | Kunde 4 |
| Opvarmet areal | | m2 | 15.000 | 1.000 | 500 | 150 |
| Enhedsbehov | | kWh/m2 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Varmebehov | | MWh | 1.500 | 100 | 50 | 15 |
| Kapacitet an bruger | | kW | 882 | 59 | 29 | 10 |
| Udgifter/rabatter ved fjernvarmetilslutning | | | | | | |
| Stikledningslængde inkl. i byggemodning | | m | | | | |
| Stikledningsafgift (sla.) | | kr. | 0 | 0 | 0 | 12.500 |
| Byggemodningsbidrag | | kr. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Anlægsbidrag i kr/MW for eks/ny beb | 0 220 | kr. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Kundeinstallation | | kr. | 314.738 | 79.115 | 55.560 | 28.800 |
| Kundeinstallation i alt | | kr. | 314.738 | 79.115 | 55.560 | 28.800 |
| Tilslutningsrabat | | kr. | -314.738 | -79.115 | -55.560 | 0 |
| Samlet investering ved tilslutning | | kr. | 0 | 0 | 0 | 41.300 |
| Årlig udgift til opvarmning | | | | | | |
| Amortisering, 1% i 17 år | 4,5% | kr | 0 | 0 | 0 | 1.859 |
| Småkunder under årligt forbrug | 40 MWh | | | | | |
| Fast betaling til fjernvarmen | | | | | | |
| Fast varmepris 0-40 MWh | 240,36 kr./MWh | | 0 | 0 | 0 | 3.605 |
| Fast varmepris 0-800 MWh | 240,36 kr./MWh | kr. | 192.288 | 24.036 | 12.018 | 0 |
| Fast varmepris 800-4000 MWh | 192,29 kr./MWh | kr. | 134.602 | 0 | 0 | 0 |
| Fast varmepris 4000-8000 MWh | 168,25 kr./MWh | kr. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fast varmepris 8000-99999 MWh | 144,22 kr./MWh | kr. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Årlig fast afgift i alt | | kr. | 326.890 | 24.036 | 12.018 | 3.605 |
| Forbrugsafgift | 290,95 kr./MWh | kr. | 436.425 | 29.095 | 14.548 | 4.364 |
| Årlig fjernvarmeudgift | | kr. | 763.315 | 53.131 | 26.566 | 7.970 |
| Årlig fjernvarmepris | | kr./MWh | 509 | 531 | 531 | 531 |
| Drift af brugerinstallation | | | | | | |
| Fast udgift | 400 kr./inst. | kr. | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Variabel udgift | 5 kr./MWh | kr. | 7.500 | 500 | 250 | 75 |
| Drift af brugerinstallation i alt | | kr. | 7.900 | 900 | 650 | 475 |
| Årlig varmeudgift i alt | | kr. | 771.215 | 54.031 | 27.216 | 10.303 |
| Gennemsnitsomkostning inkl. kapitalomkostning | | kr./MWh | 514 | 540 | 544 | 687 |
| Variabel omkostning (inkl. fast abonnement) | | kr./MWh | 514 | 536 | 536 | 536 |

| Inviduel forsyning | | Enhed | Varmepumpe i eksisterende byggeri | | | |
|---|------------|------------|-----------------------------------|----------------|----------------|---------------|
| Brugerøkonomi 1. år prisniveau 2022 ekskl. Moms | | | Kunde 1 | Kunde 2 | Kunde 3 | Kunde 4 |
| Varmpumpe | | kr. | 7.657.369 | 539.558 | 277.780 | 99.400 |
| Investering i kondenserende kedel | | kr. | | | | |
| Samlede investering | | kr. | 7.657.369 | 539.558 | 277.780 | 99.400 |
| Årlig varmeproduktion i alt | | MWh | 1.500 | 100 | 50 | 15 |
| COP | | | 2,85 | 2,85 | 2,85 | 2,85 |
| Årlige elforbrug til varmpumpe | | MWh | 526,3 | 35,1 | 17,5 | 5,3 |
| Årlig udgift til opvarmning 1. år | | | | | | |
| Amortisering 1% 17 år | 6,4% | kr. | 490.072 | 34.532 | 17.778 | 6.362 |
| Anslået grænse for C-tarif | 200 MWh | | | | | |
| Eludgifter varme C-tarif | 800 kr/MWh | kr. | 0 | 28.070 | 14.035 | 4.211 |
| Eludgifter varme B-tarif | 600 kr/MWh | kr. | 315.789 | 0 | 0 | 0 |
| Eludgifter | | kr. | 315.789 | 28.070 | 14.035 | 4.211 |
| Drift af brugerinstallation | | | | | | |
| Fast udgift D&V | | kr. | 2.000 | 2.000 | 2.000 | 2.000 |
| Variabel udgift, varmpumpe | 50 kr/MWh | kr. | 75.000 | 5.000 | 2.500 | 750 |
| Drift af brugerinstallation i alt | | kr. | 77.000 | 7.000 | 4.500 | 2.750 |
| Årlig varmeudgift i alt | | kr. | 882.861 | 69.602 | 36.313 | 13.322 |
| Gennemsnitsomkostning | | kr./MWh | 589 | 696 | 726 | 888 |

| | | | | | |
|---|----|---------|--------|-------|-------|
| Besparelse fjernvarme 1. år ift. Nyt indiv. Anlæg | kr | 111.647 | 15.571 | 9.098 | 3.019 |
| Besparelse fjernvarme 1. år ift. Nyt indiv. Anlæg | % | 13% | 22% | 25% | 23% |

Tabel 9-4 Sammenligning af omkostninger ved fjernvarme og varmpumper

| Fjernvarme Vestforbrænding Tariff for 2022 | | Enhed | Fjernvarme eksisterende byggeri | | | |
|--|----------------|--------------------|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Brugerøkonomi 1. år prisniveau 2022 ekskl. Moms | | | Kunde 1 | Kunde 2 | Kunde 3 | Kunde 4 |
| Opvarmet areal | | m ² | 15.000 | 1.000 | 500 | 150 |
| Enhedsbehov | | kWh/m ² | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Varmebehov | | MWh | 1.500 | 100 | 50,0 | 15,0 |
| Kapacitet an bruger, minumskap.i kW10 | | kW | 882 | 59 | 29 | 10 |
| Udgifter/rabatter ved fjernvarmetilslutning | | | | | | |
| Introduktionsrabatt på forbrugsafgiften | | % | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Stikledningslængde inkl. i byggemodning | | m | | | | |
| Stikledningsafgift (sla.) | | kr. | 0 | 0 | 0 | 12.500 |
| Byggemodningsbidrag | Anslået | kr. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Anlægsbidrag i kr/MW for eks/ny beb | 0 220 | kr. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Kundeinstallation | | kr. | 314.738 | 79.115 | 55.560 | 28.800 |
| Kundeinstallation i alt | | kr. | 314.738 | 79.115 | 55.560 | 28.800 |
| Tilslutningsrabatt | | kr. | -314.738 | -79.115 | -55.560 | 0 |
| Samlet investering ved tilslutning | | kr. | 0 | 0 | 0 | 41.300 |
| Årlig udgift til opvarmning | | | | | | |
| Amortisering, 1% i 25 år | 4,5% | kr | 0 | 0 | 0 | 1.859 |
| Småkunder under årligt forbrug | 40 MWh | | | | | |
| Fast betaling til fjernvarmen | | | | | | |
| Fast varmepris 0-40 MWh | 240,36 kr./MWh | | 0 | 0 | 0 | 3.605 |
| Fast varmepris 0-800 MWh | 240,36 kr./MWh | kr. | 192.288 | 24.036 | 12.018 | 0 |
| Fast varmepris 800-4000 MWh | 192,29 kr./MWh | kr. | 134.602 | 0 | 0 | 0 |
| Fast varmepris 4000-8000 MWh | 168,25 kr./MWh | kr. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fast varmepris 8000-99999 MWh | 144,22 kr./MWh | kr. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Årlig fast afgift i alt | | kr. | 326.890 | 24.036 | 12.018 | 3.605 |
| Forbrugsafgift | 290,95 kr./MWh | kr. | 436.425 | 29.095 | 14.548 | 4.364 |
| Årlig fjernvarmeudgift | 531,31 kr./MWh | kr. | 763.315 | 53.131 | 26.566 | 7.970 |
| Årlig fjernvarmepris | | kr./MWh | 509 | 531 | 531 | 531 |
| Drift af brugerinstallation | | | | | | |
| Fast udgift | 400 kr./inst. | kr. | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Variabel udgift | 5 kr./MWh | kr. | 7.500 | 500 | 250 | 75 |
| Drift af brugerinstallation i alt | | kr. | 7.900 | 900 | 650 | 475 |
| Årlig varmeudgift i alt | | kr. | 771.215 | 54.031 | 27.216 | 10.303 |
| Gennemsnitsomkostning inkl. kapitalomkostning | | kr./MWh | 514 | 540 | 544 | 687 |
| Variabel omkostning (inkl. fast abonnement) | | kr./MWh | 514 | 536 | 536 | 536 |

| Inviduel forsyning | | Enhed | Naturgas i eksisterende byggeri | | | |
|---|------------------------|--------------------|---------------------------------|----------------|---------------|---------------|
| Brugerøkonomi 1. år prisniveau 2022 ekskl. Moms | | | Kunde 1 | Kunde 2 | Kunde 3 | Kunde 4 |
| Indviduel forsyning, der sammenlignes med varme fra Vestforbrænding | | | Ny kond kedel | Ny kond kedel | Ny kond kedel | Ny kond kedel |
| Investering i kondenserende kedel | | kr. | 440.634 | 110.762 | 77.785 | 34.000 |
| Samlede investering | | kr. | 440.634 | 110.762 | 77.785 | 34.000 |
| Årlig varmeproduktion i alt | | MWh | 1.500 | 100 | 50 | 15 |
| Virkningsgrad for naturgasfyr | | % | 96% | 96% | 96% | 96% |
| Årligt naturgasforbrug | | m ³ | 142.045 | 9.470 | 4.735 | 1.420 |
| Årlig udgift til opvarmning 1. år | | | | | | |
| Amortisering 1% Gas 20 år, VP 17 år | 6,1% 6,4% | kr. | 26.879 | 6.756 | 4.745 | 2.074 |
| Gaspriser | | | | | | |
| Abonnementsafgift | 120,00 kr/instal. | kr. | 120 | 120 | 120 | 120 |
| Distributions tarif 0-20.000 m ³ | 5,41 kr/m ³ | kr. | 108.220 | 51.241 | 25.620 | 7.686 |
| Distributions tarif 20.000-75.000 m ³ | 5,39 kr/m ³ | kr. | 296.560 | 0 | 0 | 0 |
| Distributions tarif 75.000-150.000 m ³ | 5,05 kr/m ³ | kr. | 338.244 | 0 | 0 | 0 |
| Naturgas i alt | | kr. | 743.144 | 51.361 | 25.740 | 7.806 |
| Middel naturgaspris | | kr./m ³ | 5,23 | 5,42 | 5,44 | 5,50 |
| Drift af brugerinstallation | | | | | | |
| Fast udgift D&V | | kr. | 1.200 | 1.200 | 1.200 | 1.200 |
| Variabel varmeproduktion gas | 5 kr/MWh | kr. | 7.500 | 500 | 250 | 75 |
| Drift af brugerinstallation i alt | | kr. | 16.200 | 2.200 | 1.700 | 1.350 |
| Årlig varmeudgift i alt | | kr. | 786.223 | 60.317 | 32.185 | 11.230 |
| Gennemsnitsomkostning | | kr./MWh | 524 | 603 | 644 | 749 |

| | | | | | |
|--|----|--------|-------|-------|-----|
| Besparelse fjernvarme 1. år ift. Nyt indiv. Anlæg, eks. Byg. | kr | 15.008 | 6.286 | 4.970 | 927 |
| Besparelse fjernvarme 1. år ift. Nyt indiv. Anlæg, eks. Byg. | % | 2% | 10% | 15% | 8% |

Tabell 9-5 Sammenligning af pris ved fjernvarme og gaskedler

| Fjernvarme Vestforbrænding | | Enhed | Fjernvarme nyt byggeri | | | |
|--|----------------|------------|------------------------|----------------|---------------|---------------|
| Tarif for 2022 | | | Kunde 5 | Kunde 6 | Kunde 7 | Kunde 8 |
| Brugerøkonomi 1. år prisniveau 2022 ekskl. Moms | | | | | | |
| Opvarmet areal | | m2 | 15.000 | 1.000 | 500 | 150 |
| Enhedsbehov | | kWh/m2 | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Varmebehov | | MWh | 750 | 50 | 25,0 | 7,5 |
| Kapacitet an bruger, minumskap.i kW 10 | | kW | 441 | 29 | 15 | 10 |
| Udgifter/rabatter ved fjernvarmetilslutning | | | | | | |
| Introduktionsrabat på forbrugsafgiften | | % | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Stikledningslængde inkl. i byggemodning | | m | 40 | 25 | 8 | 7 |
| Stikledningsafgift (sla.) | | kr. | 0 | 0 | 12.500 | 12.500 |
| Byggemodningsbidrag | Anslået | kr. | 221.032 | 55.560 | 28.800 | 28.800 |
| Anlægsbidrag i kr/MWh for eks/ny beb | 0 220 | kr. | 97.168 | 6.478 | 3.239 | 2.202 |
| Kundeinstallation | | kr. | | | | |
| Kundeinstallation i alt | | kr. | 221.032 | 55.560 | 28.800 | 28.800 |
| Tilslutningsrabat | | kr. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Samlet investering ved tilslutning | | kr. | 539.231 | 117.599 | 73.339 | 72.302 |
| Årlig udgift til opvarmning | | | | | | |
| Amortisering, 1% i 25 år | 4,5% | kr | 24.265 | 5.292 | 3.300 | 3.254 |
| Småkunder under årligt forbrug | 40 MWh | | | | | |
| Fast betaling til fjernvarmen | | | | | | |
| Fast varmepris 0-40 MWh | 240,36 kr./MWh | | 0 | 0 | 6.009 | 1.803 |
| Fast varmepris 0-800 MWh | 240,36 kr./MWh | kr. | 180.270 | 12.018 | 0 | 0 |
| Fast varmepris 800-4000 MWh | 192,29 kr./MWh | kr. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fast varmepris 4000-8000 MWh | 168,25 kr./MWh | kr. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fast varmepris 8000-99999 MWh | 144,22 kr./MWh | kr. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Årlig fast afgift i alt | | kr. | 180.270 | 12.018 | 6.009 | 1.803 |
| Forbrugsafgift | 290,95 kr./MWh | kr. | 218.213 | 14.548 | 7.274 | 2.182 |
| Årlig fjernvarmeudgift | 531,31 kr./MWh | kr. | 398.483 | 26.566 | 13.283 | 3.985 |
| Årlig fjernvarmepris | | kr./MWh | 531 | 531 | 531 | 531 |
| Drift af brugerinstallation | | | | | | |
| Fast udgift | 400 kr./inst. | kr. | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Variabel udgift | 5 kr./MWh | kr. | 3.750 | 250 | 125 | 38 |
| Drift af brugerinstallation i alt | | kr. | 4.150 | 650 | 525 | 438 |
| Årlig varmeudgift i alt | | kr. | 426.898 | 32.507 | 17.108 | 7.676 |
| Gennemsnitsomkostning inkl. kapitalomkostning | | kr./MWh | 569 | 650 | 684 | 1.023 |
| Variabel omkostning (inkl. fast abonnement) | | kr./MWh | 536 | 536 | 536 | 536 |

| Individuel forsyning | | Enhed | Varmepumper nyt byggeri | | | |
|--|-------------------|------------|-------------------------|----------------|----------------|---------------|
| Brugerøkonomi 1. år prisniveau 2022 ekskl. Moms | | | Kunde 5 | Kunde 6 | Kunde 7 | Kunde 8 |
| Individuel forsyning, der sammenlignes med varme fra Vestforbrænding | | | Varmepumpe | Varmepumpe | Varmepumpe | Varmepumpe |
| Investering i kondenserende kedel | | kr. | | | | |
| Samlede investering | | kr. | 3.860.516 | 277.780 | 139.400 | 99.400 |
| Årlig varmeproduktion i alt | | MWh | 750 | 50 | 25 | 8 |
| Virkningsgrad for naturgasfyr | | % | | | | |
| Årligt naturgasforbrug | | m3 | | | | |
| Årlig udgift til opvarmning 1. år | | | | | | |
| Amortisering 1% Gas 20 år, VP 17 år | 6,1% 6,4% | kr. | 247.073 | 17.778 | 8.922 | 6.362 |
| Gaspriser | | | | | | |
| Abonnementsafgift | 120,00 kr/instal. | kr. | | | | |
| Distributions tarif 0-20.000 m3 | 5,41 kr/m3 | kr. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Distributions tarif 20.000-75.000 m3 | 5,39 kr/m3 | kr. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Distributions tarif 75.000-150.000 m3 | 5,05 kr/m3 | kr. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Naturgas i alt | | kr. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Middel naturgaspris | | kr./m3 | | | | |
| Drift af brugerinstallation | | | | | | |
| Fast udgift D&V | | kr. | 2.000 | 2.000 | 2.000 | 2.000 |
| Variabel varmeproduktion gas | 5 kr/MWh | kr. | | | | |
| Drift af brugerinstallation i alt | | kr. | 39.500 | 4.500 | 3.250 | 2.375 |
| Årlig varmeudgift i alt | | kr. | 444.468 | 36.313 | 19.189 | 10.842 |
| Gennemsnitsomkostning | | kr./MWh | 593 | 726 | 768 | 1.446 |
| Besparelse fjernvarme 1. år ift. Nyt indiv. Anlæg, eks. Byg. | | kr | 17.570 | 3.806 | 2.081 | 3.166 |
| Besparelse fjernvarme 1. år ift. Nyt indiv. Anlæg, eks. Byg. | | % | 4% | 10% | 11% | 29% |

Tabel 9-6 Sammenligning af pris ved fjernvarme og varmepumper, ny bebyggelse

9.5 Følsomhedsanalyse og robusthed

I dette afsnit belyses økonomiens følsomhed over for ændrede forudsætninger.

9.5.1 Hvis vigtige forudsætninger ændres til ugunst

I tabellen nedenfor er vist, hvordan de vigtigste økonomiske nøgletal afhænger af 11 forudsætninger samt en ugunstig kombination af stigende anlægsinvesteringer for fjernvarmenet og produktion. Alle ændringer er så vidt mulig vist, så de forringer de økonomiske nøgletal.

Der ses på følgende økonomiske nøgletal:

- Vestforbrændings overskud i 2062, som det ville være, hvis ikke pengene skulle føres tilbage til kunderne hvert år, i løbende priser. (alle øvrige nøgletal er i faste 2022 priser)
- Vestforbrændings nutidsværdigevinst ved Varmeplan 2030 (alle kunder)
- Kundernes nutidsværdigevinst ved projektet (de nye kunder)
- Lokalsamfundets nutidsværdigevinst ved projektet, (alle kunderne tilsammen)
- Samfundets nutidsværdigevinst iht. Energistyrelsens beregningsforudsætninger

| Varmeplan 2030 i forhold til en reference med individuelle varmepumper og anlæg med CO ₂ fangst | Vestforbrænding finansierer | Vestforbrænding, akkumuleret overskud i 2062 | Vestforbrænding, nutidsværdi | Kunderne, nutidsværdi | Lokalsamfundet, nutidsværdi | Samfundet, nutidsværdi |
|--|-----------------------------|--|------------------------------|-----------------------|-----------------------------|------------------------|
| | mio.kr. | mio.kr. lb | mio.kr. | mio.kr. | mio.kr. | mio.kr. |
| Varmeplan 2030, basisforudsætninger | 4.208 | 3.585 | 773 | 1.029 | 1.802 | 572 |
| Anlægsudgift fjernvarmenet stiger med 10% | 4.630 | 2.799 | 605 | 1.029 | 1.634 | 313 |
| Anlægsudgift produktionsanlæg stiger med 10% | 4.304 | 3.335 | 718 | 1.029 | 1.747 | 500 |
| Anlægsudgift installationer hos kunderne stiger med 10% | 4.221 | 3.568 | 767 | 1.230 | 1.997 | 792 |
| Sluttilslutning reduceres med 15% | 4.208 | 2.325 | 549 | 965 | 1.514 | 343 |
| D&V til produktionsenheder stiger med 20% | 4.208 | 3.453 | 748 | 1.029 | 1.777 | 548 |
| D&V til fjernvarmenet stiger med 20% | 4.208 | 3.118 | 675 | 1.029 | 1.703 | 478 |
| Levetid af fjernvarmenet reduceres 15%, fra 60 til 50 år | 4.208 | 3.585 | 648 | 1.029 | 1.676 | 476 |
| VF's diskonteringsrente øges med 2% til 3% | 4.208 | 3.585 | -155 | 1.066 | 911 | 572 |
| VF's lånerente øges med 1,5% til 2,5% | 4.208 | 2.067 | 773 | 1.029 | 1.802 | 572 |
| Alle el-priser stiger med 100 kr/MWh | 4.208 | 2.719 | 605 | 1.349 | 1.953 | 959 |
| Eksportpris falder med 50 kr/MWh til 200 kr/MWh | 4.208 | 4.345 | 941 | 1.029 | 1.969 | 572 |
| Anlægsudgifter for net og produktionanlæg stiger 500 mio.kr. | 4.700 | 2.404 | 519 | 1.029 | 1.547 | 194 |

Tablet 9-7 Følsomhedsanalyse

Det bemærkes, at ændringen af investeringen i anlæg hos kunderne omfatter både fjernvarmeinstallationer og de alternative individuelle varmepumper. Da varmepumperne koster ca. 3 gange så meget som fjernvarmeinstallationerne, medfører stigningen, at den økonomiske gevinst ved varmeplan 2030 øges for samfundet og kunderne, men ikke for Vestforbrænding, hvor ændringen dog er ubetydelig.

Hvis eksportprisen til andre selskaber falder fra 250 kr./MWh til 200 kr./MWh, vil det naturligvis betyde et tab for Vestforbrænding som helhed, men i så fald vil det være endnu mere fordelagtigt for Vestforbrænding at gennemføre Varmeplan 2030, som det ses af tabellen.

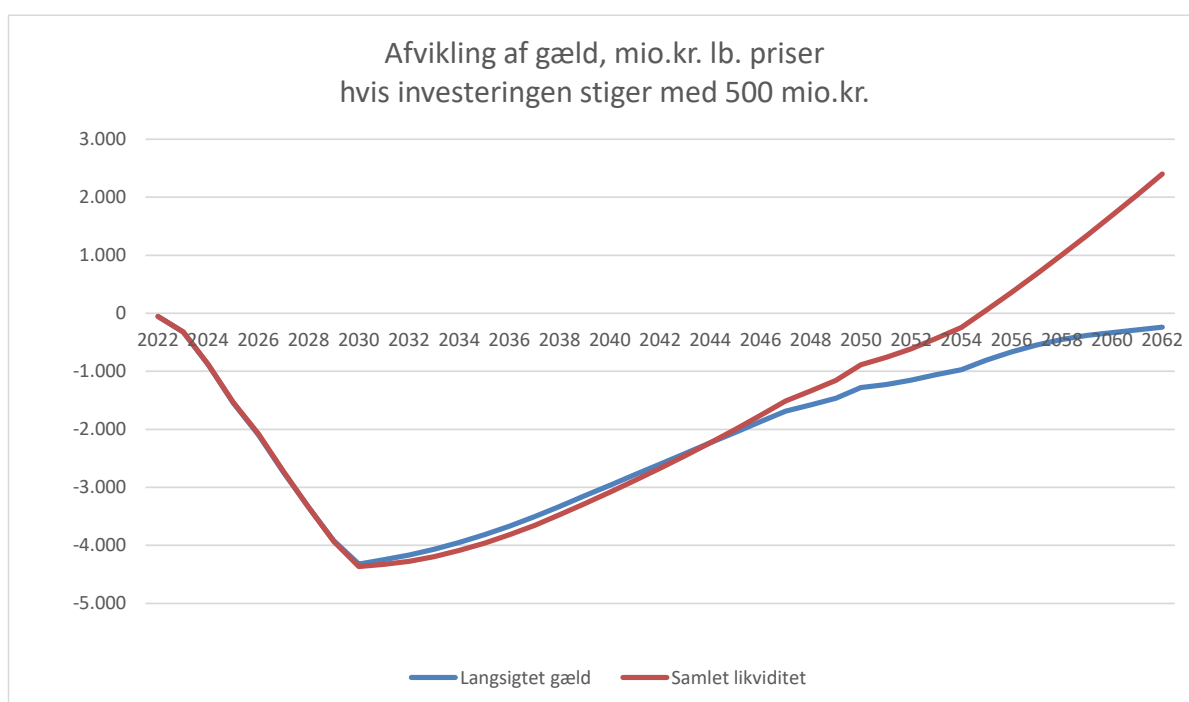
I afsnittet nedenfor ses på den sidste følsomhed hvor investeringen stiger med 500 mio.kr.

9.5.2 Hvis Vestforbrændings investeringer stiger 500 mio.kr.

Hvis de samlede investeringer for Vestforbrænding stiger med 500 mio.kr. svarende til, at eksempelvis alle investeringer i fjernvarmenet, stik og produktionsanlæg stiger 11,4 %, vil det ikke være kritisk for varmeplanens økonomi.

Selskabsøkonomien og samfundsøkonomien forringes noget, men forbrugerøkonomien vil umiddelbart være uændret, som det ses i tabellen.

Derimod vil der naturligvis være en indirekte påvirkning af forbrugerøkonomien på lang sigt som følge af, at det selskabsøkonomiske resultat forringes. Det ses af grafen for afvikling af gælden.



Figur 9-2 Budgetfremskrivning ved ekstra 500 mio.kr.

Ved at sammenligne denne graf med den tilsvarende graf på figur 9.1 for varmeplanen med normalforudsætninger ses, at den samlede maksimale gæld øges og, at den akkumulerede gæld (rød kurve) først er afviklet 5 år senere, nemlig i 2055 i stedet for i 2050.

Den akkumulerede gæld (rød kurve) viser, som nævnt tidligere, de samlede konsekvenser for Vestforbrænding og dermed også for forbrugerne, hvis det var muligt at akkumulere underskud og overskud.

I praksis vil konsekvensen af et ekstra investeringsbehov på 500 mio.kr. betyde, at de ellers forventede reduktioner af varmeprisen på længere sigt vil blive udskudt i omkring 5 år.

9.5.3 Hvis anlægget for CO₂ fangst ikke etableres

Det indgår i den selskabsøkonomiske beregning, at der etableres et anlæg til CO₂ fangst i referencen, som vil forøge varmekapaciteten fra anlægget med ca. 40 MW. Varmeplan 2030 ændrer ikke ved varmeproduktion fra CO₂ fangsten, men bidrager til at mindske bortkøling af varme fra CO₂ fangsten i referencen.

Hvis anlægget for CO₂ fangst etableres som forudsat, men uden at varmeplan 2030 gennemføres, vil en størstedelen af den ekstra varmekapacitet på 40 MW, kunne afsættes, men en del vil skulle bortkøles, dels på grund af tilvæksten på 40 MW om sommeren, dels fordi ca. 75 MW af den samlede varmekapacitet vil skulle afsættes ved omkring 75 °C.

Hvis Varmeplan 2030 gennemføres som planlagt i symbiose med anlægget for CO₂ fangst, vil bortkølingen af varme mindskes i takt med, at projektforslagene iht. varmeplanen udbygges.

Hvis anlægget for CO₂ fangst ikke etableres, vil Varmeplan 2030 derfor miste muligheden for at aftage denne ekstra varme, som ellers går til spilde, og det vil være fordelagtigt, at inkludere en varmepumpe på 40 MW på anlægget i Glostrup, der tilsluttes med A-tarif på højspændingsnettet. Det medfører udgifter til anlæg, D&V og energi, men til gengæld øges eksporten til andre selskaber tilsvarende. Det samlede resultat er en meromkostning til Varmeplan 2030 på 170 mio.kr. i nutidsværdi, således, at gevinsten ved Varmeplan 2030 reduceres til 603 mio.kr. Det svarer til, at anlægget til CO₂ fangst bidrager til at øge den økonomiske gevinst ved Varmeplan 2030 med 170 mio.kr.

Det bemærkes, at den økonomiske konsekvensberegning af Varmeplan 2030 (med anlægget til CO₂ fangst i referencen) forudsætter, at anlægget til CO₂ fangst i princippet sælger varme til Varmeplan 2030 til en pris, der er lig med eksportprisen. Da der ikke er yderligere overskudsvarme fra anlægget i Glostrup antages, at der skal etableres energifangere, så varmen til erstatningsvarmepumpen tages fra luften.

Gevinst ved varmeplanen, hvis anlæg til CO₂ fangst ikke etableres

| Nutidsværdi af omkostninger og indtægter | Nutidsværdi | Enhed |
|--|----------------|----------------|
| Med CC anlæg mindsker varmeplanen bortkøling med: | 904.004 | MWh |
| Uden CC anlæg mindsker varmeplanen bortkøling med: | 125.941 | MWh |
| CC anlægget kan producere i alt 7.000 timer | 4.229.279 | MWh |
| Heraf bortkøles varme fra CC anlæg (forskellen mellem ovenstående) | 778.063 | MWh |
| Heraf eksporteres varme fra CC anlæg | 3.451.216 | MWh |
| Indtægter ved varmeproduktion fra CC anlæg | | |
| Udgifter fra CC anlæg til bortkøling -20 | -15.561 | 1000 kr |
| Indtægter fra CC anlæg til eksprt 250 | 862.804 | 1000 kr |
| Netto indtægter ved varmeproduktion fra CC anlæg | 847.243 | 1000 kr |
| Meromkostninger ved varmepumper i forhold til CC anlæg | | |
| Varmepumpen producerer i alt det samme som CC-anlæg | 4.229.279 | MWh |
| Investering i 40 MW luft/vand VP 40 9.600 | 268.311 | 1000 kr |
| D&V af varmepumpe 1% | 58.002 | 1000 kr |
| Produktionsomkostning varmepumpe 163 3,5 | 690.702 | 1000 kr |
| Minus indtægter ved varme fra varmepumper lig med indtægt fra CC | -847.243 | 1000 kr |
| Meromkostninger ved varmepumper i forhold til CC anlæg | 169.771 | 1000 kr |
| Varmeplanens gevinst med CC anlæg | 773.047 | 1000 kr |
| Meromkostninger ved varmepumper i forhold til CC anlæg | -169.771 | 1000 kr |
| Varmeplanens gevinst uden CC anlæg | 603.276 | 1000 kr |
| <i>Balancepris for varmepumpen</i> | 240 | kr/MWh |

Tabel 9-8 Alternativ til CO₂ fangst

9.5.4 Hvis halvdelen af varmepumperne ikke etableres

I tabellen nedenfor belyses tilsvarende konsekvensen af, at halvdelen af de planlagte varmepumper ikke realiseres.

Halvdelen af varmepumperne etableres ikke

| Nutidsværdi af omkostninger og indtægter | | Nutidsværdi | Enhed |
|--|-----|--------------|----------------|
| Produktionen fra varmepumper reduceres med | 38% | 1.915.721 | MWh |
| Investering reduceres med 50% | 50% | 146.871 | 1000 kr |
| D&V reduceres med 50% | 50% | 38.394 | 1000 kr |
| Produktionsomkostning reduceres | 158 | 302.730 | 1000 kr |
| Mindreleverancer andre selskaber | 250 | -478.930 | 1000 kr |
| Besparelse ved ikke at etablere 50% af varmepumperne | | 9.065 | 1000 kr |
| Scrapværdi af den reducerede investering | | 143.907 | 1000 kr |
| Akkumuleret sparet investering til beregning af D&V | | | 1000 kr |

Tabel 9-9 Følsomhed for at store varmepumper ikke etableres

Dette relativt neutrale resultat bekræfter, at grundlastkriteriet for store varmepumper i Varmeplan 2030 er rimelig optimalt.

9.5.5 Robusthed

Varmeplan 2030 vil på mange punkter levere en mere robust forsyning til kunderne end alternativet med individuelle varmepumper eller gaskedler:

- Varmeprisen vil være lidt følsom over for stigende el- og gaspriser set i forhold til alternativerne, dels fordi kun en mindre del af prisen skyldes de øjeblikkelige el- og gaspriser.
- Hvis elpriserne stiger, betyder det mere for alternativet med individuelle varmepumper end for fjernvarmen, dels fordi el-udgiften udgør en mindre del af den samlede udgift, dels fordi Vestforbrænding vil afkoble de el-forbrugende anlæg ved meget høje priser og udnytte alternativer i form af varmelagre og gaskedler.
- Vestforbrænding har mulighed for at indsætte kombinationsbrændere og skifte fra gas til el-baseret flydende brændsel, hvis der skulle opstå en forsyningskrise.
- Varmeplan 2030 omfatter mange lokale anlæg, som vil styrke den lokale forsyningssikkerhed
- Samlet set, kan robusthed, forsyningssikkerhed og fleksibilitet få en større rolle ved udformningen af kommende versioner af Varmeplan 2030 for at imødegå trusler fra kommende energipriskriser eller forsyningskriser.

10. APPENDIX 1 SIMULERING AF VARMEPRODUKTION

For Varmeplan 2030 er der blevet opsat en EnergyPRO-model til at simulere scenarierne for årene 2022, 2026 og 2030.

Forudsætninger

Anlæggenes produktionskapaciteter for hvert scenarie-år kan ses nedenunder i skemaet.

| Anlæg | Varmekapacitet | | | Elproduktion | | |
|--------------------|----------------|--------|--------|--------------|-------|-------|
| | 2022 | 2026 | 2030 | 2022 | 2026 | 2030 |
| Scenarier | 2022 | 2026 | 2030 | 2022 | 2026 | 2030 |
| Affaldsvarme | 191 MW | 228 MW | 228 MW | --- | --- | --- |
| Gas KV | 33 MW | 33 MW | 33 MW | 11 MW | 11 MW | 11 MW |
| Varmepumpe A-tarif | 0 MW | 5 MW | 5 MW | --- | --- | --- |
| Varmepumpe B-tarif | 0 MW | 9 MW | 60 MW | --- | --- | --- |
| Elkedel A-tarif | 40 MW | 40 MW | 40 MW | --- | --- | --- |
| Elkedel B-tarif | 0 MW | 80 MW | 120 MW | --- | --- | --- |
| Gaskedel | 500 MW | 500 MW | 500 MW | --- | --- | --- |

Tabel 10-1 Kapaciteter

Derudover har modellen regnet med profilen for udetemperaturer for et dansk normal år. Det samlede varmebehov kan aflæses i tabellen nedenfor.

| | 2022 | 2026 | 2030 |
|------------|----------------|------------------|------------------|
| Varmebehov | 974.000 MWh/år | 1.271.158 MWh/år | 1.576.093 MWh/år |

Tabel 10-2 Varmebehov

Der regnes ydermere med en forøgelse af varmekapaciteten af varmelagring. Kapaciteterne kan ses nedenunder.

| | 2022 | 2026 | 2030 |
|----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Varmelager kapacitet | 8.000 m ³ | 50.000 m ³ | 50.000 m ³ |

Tabel 10-3 Varmelager

Det forudsættes, Vestforbrændings forbrændingsanlæg ikke har overskydende elproduktion, når der indføres CO₂ fangst på anlægget. Elprisen indgår derfor ikke i simuleringen af

affaldsforbrændingen, da både forbrændingsanlægget, røggaskondenseringen og CO₂ fangsten udgør en integreret enhed.

Det antages, at anlæggene på Vestforbrænding kun køre på halv kapacitet i to sommermåneder af hensyn til revision.

Vestforbrænding har i EnergyPRO-modellen mulighed for at afsætte varme til de andre selskaber, hvis varmen er billigere end 250 kr./MWh. Der er dog opsat begrænsning på kapaciteten, der kan afsættes i tre sommermåneder. Der er i en del af denne periode overskydende grundlast hos CTR, VEKS og Holte Fjernvarme, som får varme fra NORFORS, mens der vil kunne afsættes visse mængder til de øvrige selskaber afhængig af prisen.

Disse kapaciteter kan ses i tabellen nedenunder, som viser, at der er regnet med, at den samlede kapacitet sænkes i de tre sommermåneder.

Der er set på to varianter for leverancer til de øvrige selskaber:

I den første variant antages, at der kan afsættes op til 100 MW i hele sommerperioden, som vist nedenfor, blot prisen er under 250 kr./MWh.

| Periode | Kapacitet |
|-----------------------------|-----------|
| 1. januar – 31. maj | 130 MW |
| 1. juni – 31. august | 100 MW |
| 1. september – 31. december | 130 MW |

Tabel 10-4 Overføringskapaciteter i EnergiPro modellen, variant 1

I den anden variant antages, at der kun kan aftages op til 50 MW i denne periode, hvis prisen er under 100 kr./MWh.

I de følgende beregninger er benyttet den første variant.

Valget af variant har dog ikke så stor betydning for resultatet, da der er tale om små mængder og, da produktionsprisen fra elkedler og varmepumper er tæt på 250 kr./MWh.

I scenarierne for 2026 og 2030 bliver der inkluderet varmepumper på henholdsvis A-lav- og B-lav-tarif. Alle varmepumper indgår i beregningen med en gennemsnits COP på 3,5, da det forventes, at der findes fordelagtige placeringer til varmepumperne, hvor effektiviteten kan blive højere end traditionelle luft-til-vand varmepumper. Tarifferne for henholdsvis A-lav og B-lav er Radius' distributionstariffer fra 1. april 2022. Der regnes med både lavlast, højlast og spidslast. Tarifferne er angivet i skemaet nedenunder og er ekskl. moms.

| | Lavlast | Højlast | Spidslast |
|-------|--------------|---------------|---------------|
| A-lav | 2,13 øre/kWh | 3,98 øre/kWh | 5,58 øre/kWh |
| B-lav | 7,93 øre/kWh | 15,26 øre/kWh | 22,92 øre/kWh |

| Hverdage | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|-----------------|---|---|---|---|---|---|-----|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| Oktober-Marts | | | | | | | 6-7 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| April-September | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

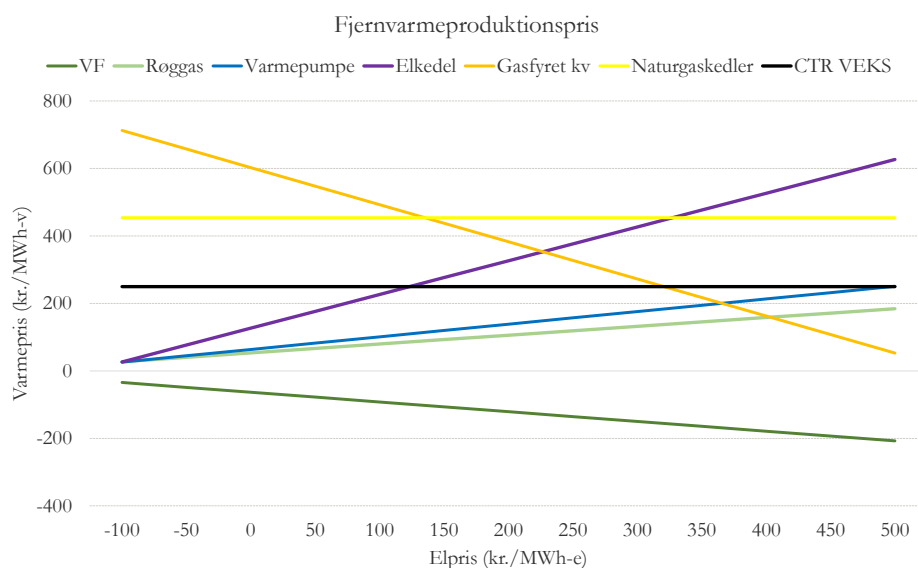
Tabel 10-5 Eldistributionstariffer i EnergiPro modellen

Hvid periode viser lavlast, blå viser højlast og blå viser spidslast. I weekenden er der kun lavlast.

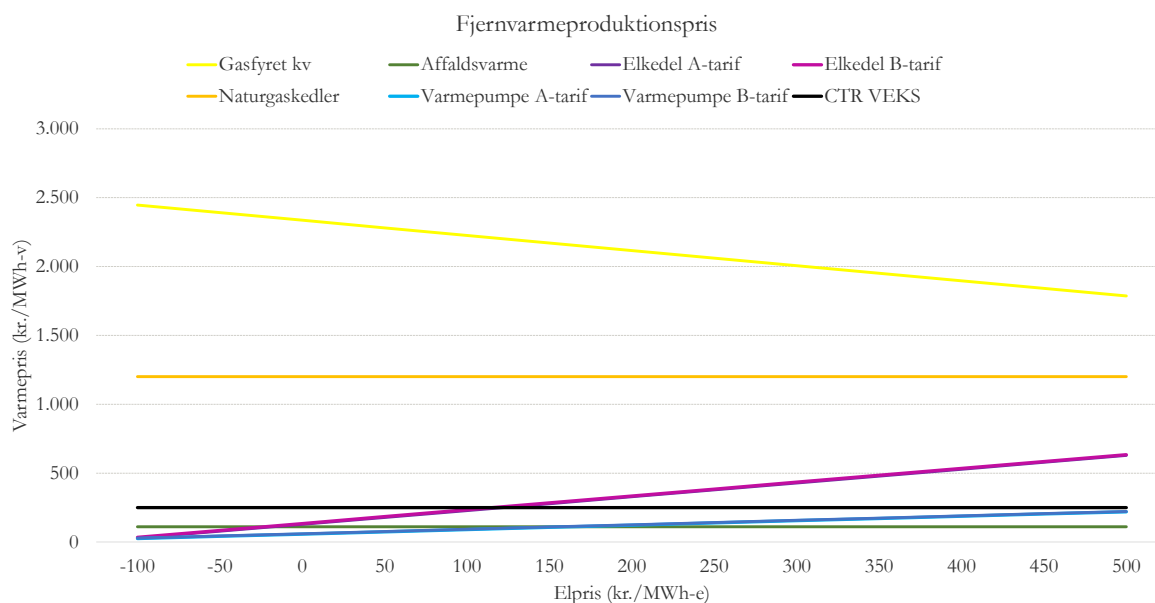
Der tages højde for forhøjet energipriser i fremtiden. For gasprisen er det blevet bestemt en fast pris på 800 kr./MWh, hvilket svarer til 8,80 kr./Nm³. Elprisen regnes med at have en gennemsnitsværdi på 484 kr./MWh. For at opnå en timepris med denne gennemsnitsværdi, er der taget udgangspunkt i Nordpools spotpriser fra 2019, men hvor der tillægges et beløb til timepriserne, for at opnå gennemsnitselprisen på 484 kr./MWh.

Optimering

Varmeproduktionen planlægges optimalt i forhold til varmeprisen, som afhænger meget af elprisen og gasprisen, som det er illustreret nedenfor. Den først graf er baseret på gasprisen i 2020, mens den næste er opdateret med den aktuelle gaspris.



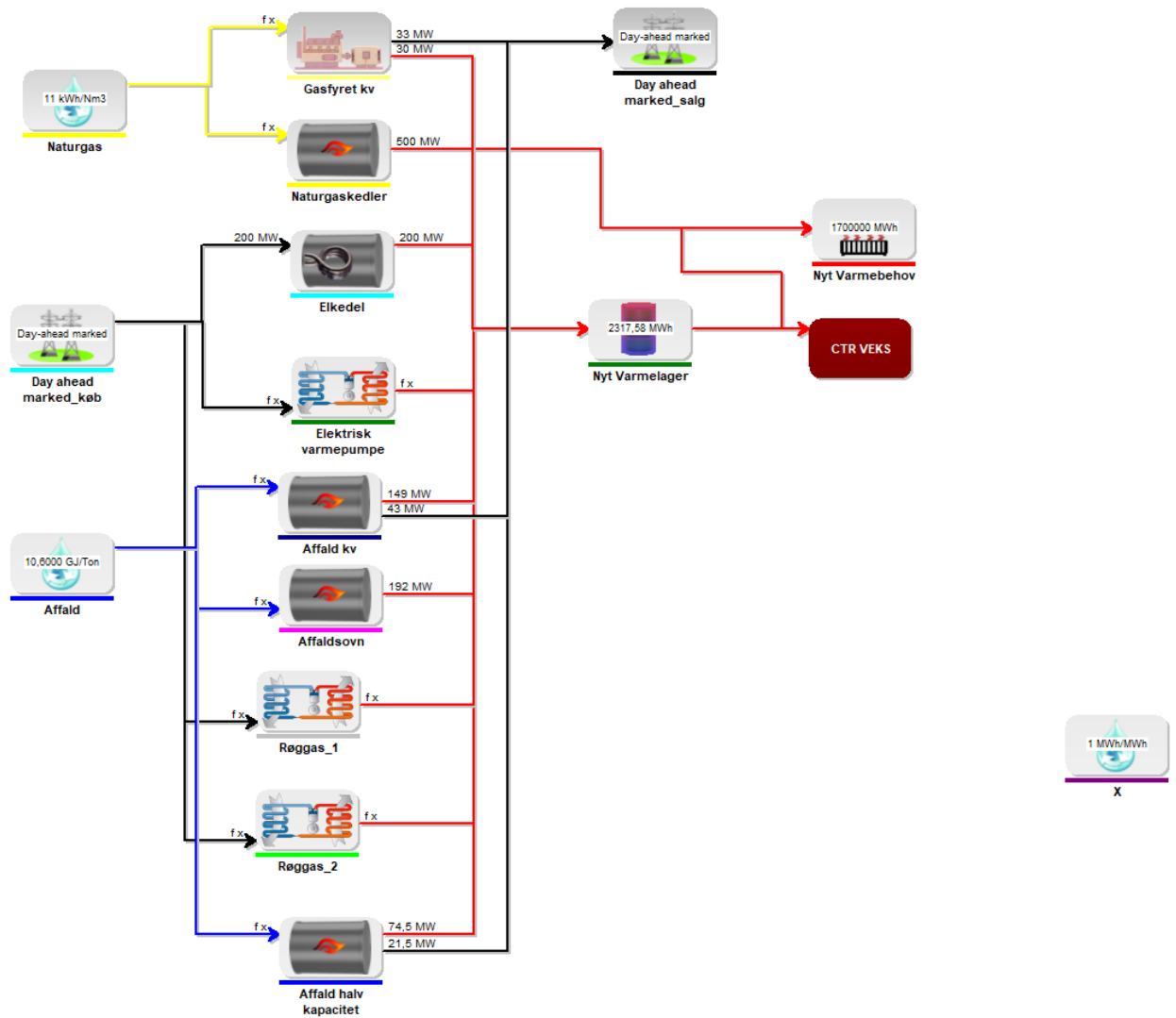
Figur 10-1 Optimeringskurve for produktion i forhold til el-prisen med lav gaspris



Figur 10-2 Optimeringskurve for produktion i forhold til el-prisen med høj gaspris

Det ses, at det gasfyrede kraftvarmeværk kun kan producere varme til en konkurrencedygtig pris ved meget høje elpriser over 1.500 kr./MWh. Erfaringen viser imidlertid, at værket kan bidrage med en betydelig mængde varme til i princippet negative priser, når det leverer systemydelse. Det er muligt hele året takket være varmeakkumulatoren.

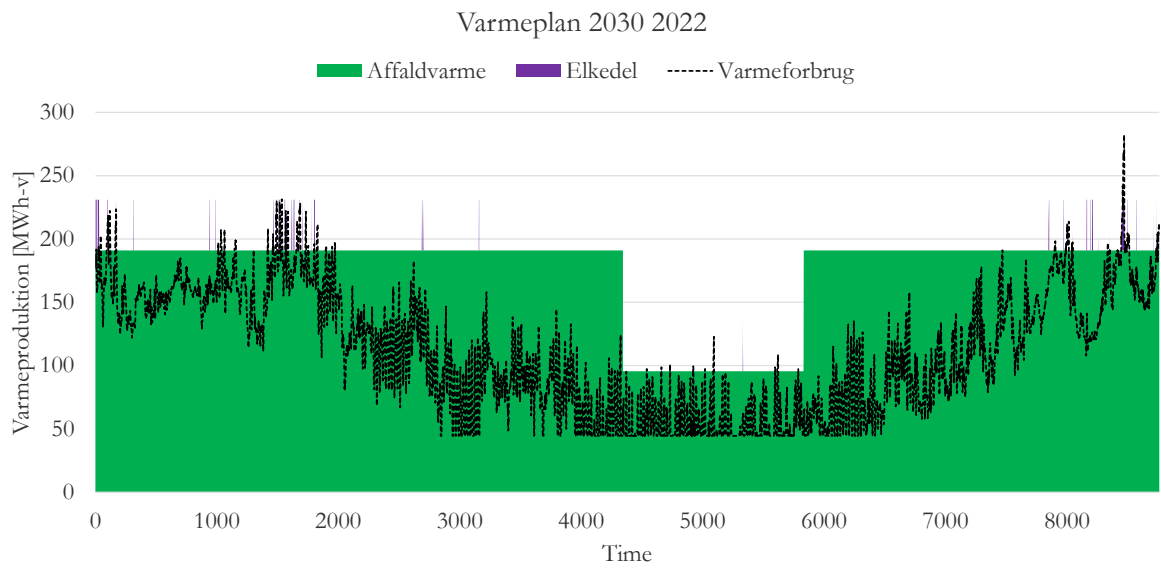
Disse optimeringskurver indgår i nedenstående EnergiPromodel, som beregner lastfordelingen.



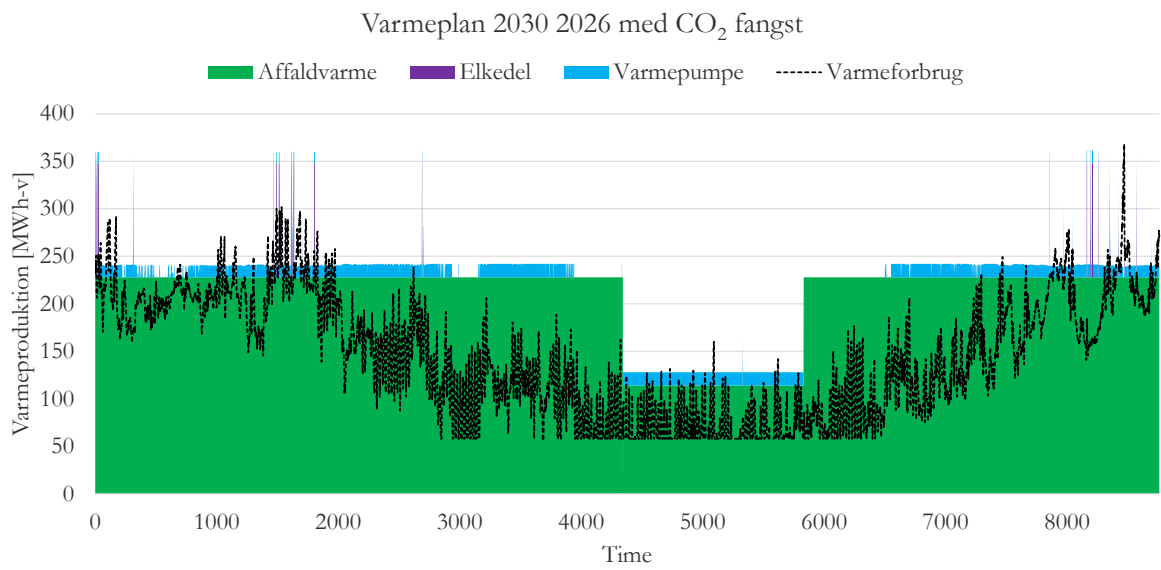
Figur 10-3 EnergiPro model til simulering af produktion

Produktion

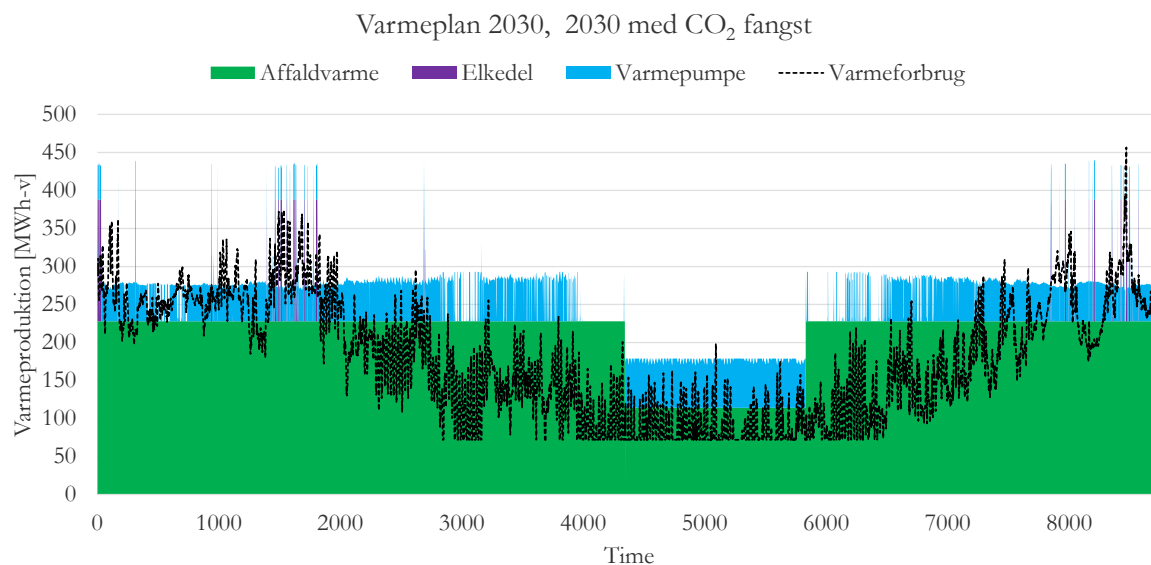
I de efterfølgende tre figurer er vist resultatet for hhv. 2021, 2025 og 2030 med den høje gaspris.



Figur 10-4 Fordeling af den samlede varmeproduktion 2022



Figur 10-5 Fordeling af den samlede varmeproduktion 2026



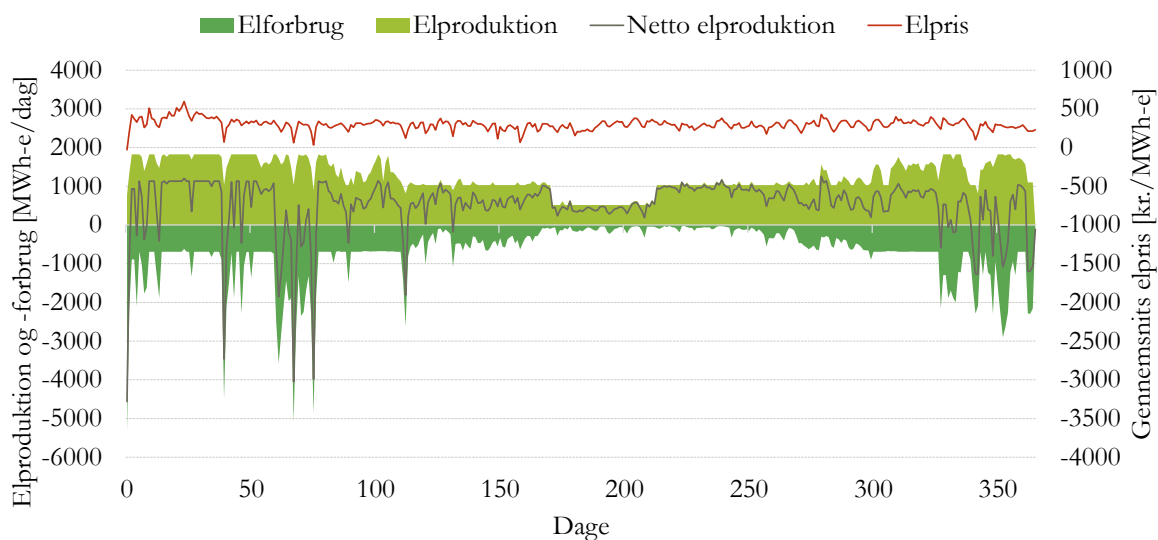
Figur 10-6 Fordeling af den samlede varmeproduktion 2030

Fleksibelt elforbrug

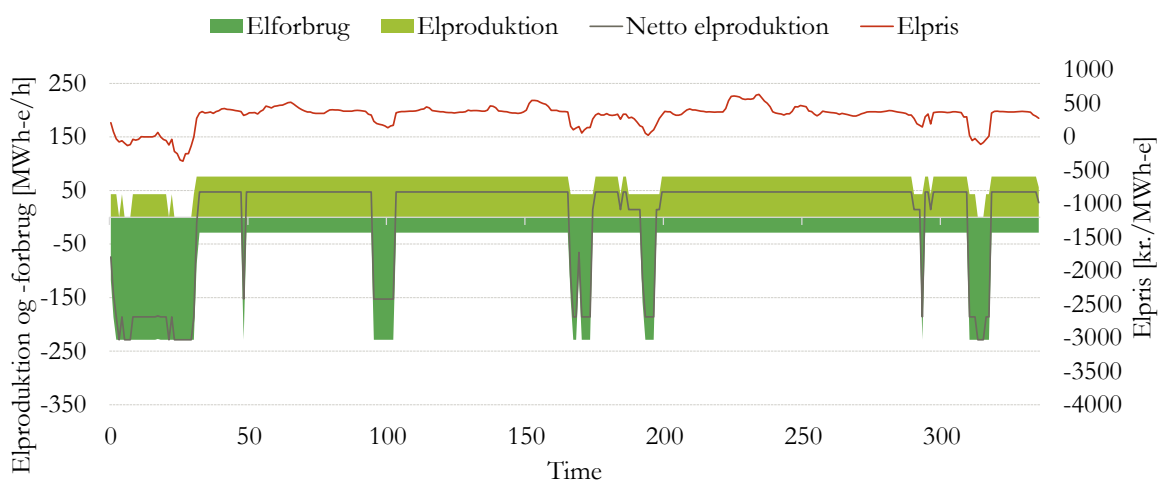
Set i relation til de energipolitiske målsætninger om, at vindenergi skal være vores primære energikilde i fremtiden, er det interessant at se, hvordan fjernvarmekunderne i Vestforbrændings fjernvarmesystem bidrager til at udnytte vindenergien.

De nedenstående grafer viser eksempler på, hvordan systemet som helhed reagerer på elpriserne.

- Ved høje elpriser produceres el maksimalt med kraftvarmen, mens elkedler og varmepumper er ude af drift.
- Ved moderate elpriser produceres ikke el, men varmepumperne er i drift med maksimal kapacitet.
- Ved lave elpriser er varmepumperne og elkedlerne i drift med maksimal kapacitet.



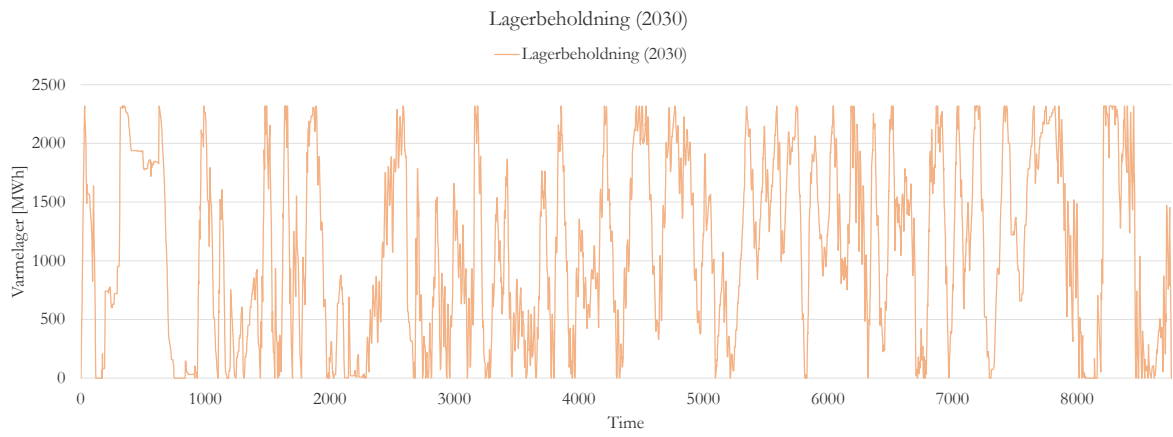
Figur 10-7 Vestforbrændings respons på elprisen over et år



Figur 10-8 Vestforbrændings respons på elprisen time for time

Vestforbrændings mulighed for at reagere på elpriserne styrkes ved at udnytte varmeakkumulatorerne. Det er en af årsagerne til, at den nuværende varmeakkumulator på Lyngby Kraftvarmeværk på 8.000 m³ suppleres med mere varmeakkumulatorkapacitet på egnede steder op til i alt 50.000 m³ senest i 2026.

Dertil kommer en mindre buffertank, der er ved at blive etableret, direkte på transmissionsnettet på anlægget i Glostrup. Den har alene har til formål at afhjælpe det umiddelbare behov for at effektivisere korttidsreguleringen ved bl.a. at kompensere for svingninger affaldsvarmeproduktionen.



Figur 10-9 Brug af varmeakkumulator