

Store varmepumper i fjernvarmeforsyningen

Evaluering af initiativerne for rejsehold og tilskudsordning for store varmepumper i fjernvarmeforsyningen.

Maj 2016



Indholdsfortegnelse

1	Forord	3
2	Indledning	4
2.1	Varmepumperejseholdet.....	4
2.1.1	Baggrund for rejseholdet	4
2.1.2	Formål og målgruppe	4
2.1.3	Opgaven	5
3	Mødet med branchen og resultaterne herfra	7
3.1	Energistyrelsen og rejseholdets møde med branchen.....	7
4	Tilskudsordningen.....	8
4.1	Fakta	8
4.1.1	Baggrund for indsatsen og design af tilskudsordningen	8
4.1.2	Regler og administration	8
4.2	Ansøgerfelt og sagsbehandling.....	9
4.2.1	Projekter der har fået tilsagn	9
4.2.2	Opfølgning på projekterne	10
5	Teknologistatus og erfaringer fra demonstrationsprogrammet.....	11
5.1	Tidligere erfaringer.....	12
5.2	Overblik over ansøgningerne	12
5.2.1	Varmekilder	12
5.2.2	Hvem er ansøgerne?	13
5.2.3	Teknisk oversigt.....	13
5.2.4	Økonomisk oversigt.....	14
6.	Projektøkonomi	15
7.	Driftsøkonomi for varmepumper og konkurrencen med biomasse	19
7.1	Varmeværkernes omstilling	20
7.2	Rejseholdets erfaringer	20
7.3	Varmepumper i kombination med biomasse.....	21
7.4	Konklusion	23
8.	Varmepumper til balancering af elsystemet.....	24
8.1	Baggrund	24
8.2	Fleksibel drift med varmepumper i det nuværende elsystem	24
8.3	Drift i forhold til varierende el- og brændselspriser.....	24
8.5	Regneeksempel	26
8.6	Konklusion	27

9.	Varmepumper i kombination med solvarmeanlæg.....	29
9.1	Baggrund.....	29
9.2	Effekt over en hel varmesæson	30
9.3	Driftsøkonomi ved kombination af varmepumpe og solfangere	30
9.3.1	Økonomi ved afkøling af indløb til solfangere	31
9.3.2	Resume.....	32
9.4	Energimæssige forhold ved konceptet	32
10.	Varmepumpe til afkøling af fjernvarmeretur	34
10.1	Baggrund.....	34
10.2	Potentiale og økonomiske forhold.....	35
10.2.1	Økonomi fordele ved reduceret returtemperatur	35
10.2.2	Økonomiske forhold når returtemperaturen reduceres med varmepumper	36
10.2.3	Resume.....	37
10.3	Energimæssige forhold ved konceptet	37
11.	Lavtemperaturfjernvarme i forbindelse med varmepumper	39
11.1	Baggrund.....	39
11.2	Potentiale og økonomiske forhold.....	40
11.2.1	Besparesespotentiale ved reducerede fjernvarmetemperature	40
11.2.2	Besparesespotentiale ved investering i solvarme og varmepumpe	41
11.3	Lavtemperaturfjernvarme i kombination med solvarme eller varmepumpe.....	42
11.3.1	Temperaturreduktioner i kombination med solvarme	42
11.2.4	Temperaturreduktioner i kombination med varmepumpe	43
11.2.5	Samlet effekt ved kombinationen af sænkede temperaturer og nye enheder	44
11.3	Konklusion.....	45
Bilag 1	De 9 projekter som har valgt at tage imod tilskud.....	46
1.	Broager Fjernvarmeselskab – Grundvand	47
2.	Rødkærsbro Fjernvarmeværk - Spildevand	51
3.	FFV Varme A/S - Havvand	54
4.	Dronninglund Fjernvarme - Grundvand	57
5.	Farstrup-Kølby - Grundvand.....	61
6.	Svendborg Kraftvarme A/S - Røggas.....	64
7.	Sig Varmeværk – Udeluft	67
8.	Ulstrup Kraftvarmeværk - Udeluft/røggas	70

1 Forord

På Finansloven for 2015 blev der afsat midler til et rejsehold, der har til formål at hjælpe fjernvarmeværker med konkret implementering af varmepumpeløsninger. Rejseholdet skal være med til at fremme udbredelsen og kendskabet til store eldrevne varmepumper i fjernvarmeforsyningen gennem rådgivning.

Der blev desuden afsat midler til en tilskudsordning som gennem støtte skal dokumentere de driftsmæssige og selskabsøkonomiske fordele for fjernvarmeværkerne ved at etablere store varmepumper og dermed kickstarte udbygningen.

Denne rapport indeholder de erfaringer, som Energistyrelsens rejsehold for store eldrevne varmepumper med tilhørende tilskudsordning har opnået i perioden fra opstart i maj til ultimo 2015. Rapporten er dermed del af en af rejseholdets vidensdeling og erfaringsopsamling.

Rapporten indeholder beskrivelse af rejseholdets opgave og formål samt de aktiviteter og tilbagemeldinger holdet har fået gennem dets virke.

Der er endvidere en beskrivelse af de tekniske-, drifts- og selskabsøkonomiske forhold for de ti decentrale fjernvarmeværker, som har modtaget støtte til at installere en stor eldreven varmepumpe gennem tilskudsordningen.

Målgruppen for rapporten er primært fjernvarmeværker, rådgivere, kommunale varmeplanlæggere og andre aktører som kan drage nytte af de erfaringer som rejseholdet og tilskudsordningen har opnået.

Energistyrelsens rejsehold for store varmepumper.

2 Indledning

2.1 Varmepumperejseholdet

2.1.1 Baggrund for rejseholdet

Store varmepumper skal være med til at øge anvendelse af energi fra vedvarende energikilder, som kan bruges til fjernvarmeproduktion og hermed bidrage til den grønne omstilling af energisystemet. Store varmepumper er generelt selskabsøkonomisk fordelagtige i kombination med decentral naturgasbaseret kraftvarme uanset varmekilde.

Rejseholdet på seks personer, blev etableret med aftale om finansloven 2015 hvor der indgik en tilskudpulje på 27,5 mio. kr. til at etablere store eldrevne varmepumper i fjernvarmeforsyningen. Fra 2016 videre føres rejseholdets arbejde af fire personer med en bevilling fra energireserven under energiforliget og uden en tilskudsordning.

Rejseholdet skal være med til at udbrede kendskabet til store eldrevne varmepumper i fjernvarmeforsyningen. Formålet er at bistå fjernvarmeverker og andre interessenter med at igangsætte og yde bistand i forbindelse med en konkret projektudvikling, screening af lokale varmekilder, vejledning i forhold til myndighedsbehandling m.v. og herigennem medvirke til at der bliver etableret varmepumper i fjernvarmeforsyningen.

Det foregår gennem besøg og rådgivning hos de naturgasfyrede decentrale kraftvarme- og varmeverker, virksomheder samt andre interesserede aktører, som har planer om at udnytte lokale varmekilder med en varmepumpe, herunder også hvilke muligheder der er for at søge tilskud til disse. Rejseholdet vil med oplysninger om tekniske forhold m.m. foretage en screening af projekter og hermed hjælpe med at identificere de mest teknisk/økonomisk favorable løsninger for de enkelte værker.

Energistyrelsens rejsehold kommer med en baggrund som ingeniør og maskinmester og har en bred faglig erfaring fra fjernvarmeforsyning, køleteknik og varmepumper samt energirådgivning. Holdet har base i henholdsvis Kolding og København.

2.1.2 Formål og målgruppe

Formålet med rejseholdet og den tilhørende tilskudsordning er at afdække, hvor det er muligt at udnytte og akkumulere den stadigt stigende mængde vindstrøm, som den danske vindkraftssektor leverer, herunder at indpasse den til brug i fjernvarmesektoren.

Ved at udnytte strømmen til varmeproduktion i store eldrevne varmepumper medvirker det til, at der samtidig vil ske en reduktion i brugen af fossilt brændsel, her primært naturnaturgasnatur.

Omstilling til eldrevne varmepumper vil i mange tilfælde medføre en god samfundsøkonomi i forhold til fortsat naturgasdrift. Når den nuværende støtte til disse værker (grundbeløbet) udløber med udgangen af 2018, vil det tilskynde disse værker til at undersøge andre forsyningsmuligheder, herunder store eldrevne varmepumper.

Rejsehold og tilskudsordning skal gennem et demonstrationsprogram dokumentere de driftsmæssige og selskabsøkonomiske fordele for fjernvarmeverkerne og kickstarte udbygningen for, at en storskalaudbygning med store varmepumper kan komme i gang efterfølgende.

Rejseholdet skal således bistå fjernvarmeværkerne i de tidlige faser med screening af mulighederne og overslagsmæssige beregninger, så værkerne får et grundlag for at beslutte, om de vil gå videre med projektet.

Den primære målgruppe for rejsehold og tilskudsordningen er afgrænset til at omfatte de mindre og mellemstore decentrale fjernvarmeværker, som i dag helt eller delvist har deres varmeproduktion baseret på naturgasfyret kraftvarme eller naturgasfyret fjernvarme, og som alle ligger uden for de centrale fjernvarmeområder.

Rejseholdet vil have fokus på de ca. 235 naturgasdrevne kraftvarmeværker og varmeværker, som har interesse i at opstille en eldrevet varmepumpe og tilbyde disse rådgivning om de teknisk/økonomiske muligheder der ligger heri og informere om tilskudsordningens muligheder.

Ordningen dækker hermed også de 85 fritvalgsværker¹, som har etableret - eller planlægger at ville etablere – en 1 MW biomassekedel, og som fortsat har delvis varmforsyning baseret på naturgas.

Formålet med et rejsehold og tilskudsordningen er at indsamle driftserfaringer ved demonstration af storskala varmepumper i kraftvarme- og fjernvarmeværker. De indsamlede erfaringer skal være med til at reducere usikkerhederne ved anvendelse af store varmepumper i fjernvarmeforsyningen.

2.1.3 Opgaven

Energistyrelsen har på sin hjemmeside opfordret interesserede varmeværker og andre potentielle anlægsværter om at indsende en interessetilkendegivelse med en foreløbig projektbeskrivelse.

Interessetilkendegivelsen er forudsætningen for at kunne få rejseholdet på besøg samt modtage dets rådgivning og assistance.

Rejseholdets arbejde er at besøge varmeværker i målgruppen, afdække og foretage analyser (screening) af forskellige varmekilder til varmepumpen, som vil være til rådighed i den konkrete situation. Herefter er det op til varmeværket selv at arbejde videre med projektet.

Til brug ved screening af et varmepumpeprojekt benytter rejseholdet blandt andet den drejeborg, som Energistyrelsen har udgivet den 1. december 2014 om varmepumpeprojekter, som et konkret redskab der beskriver mulige varmepumpeprojekter med forskellige varmekilder.

Et besøg af rejseholdet er for værkerne helt uforpligtende og omfatter en overordnet beskrivelse (screening) af det planlagte projekt, hvor der blandt andet udføres beregninger af varmepumpens driftsforhold og økonomi, som efterfølgende afrapporteres til værket. Screeningen skal være med til at afdække eventuelle usikkerheder gennem beregninger og analyser af en varmepumpe, som en del af den eksisterende varmeproduktionskapacitet.

¹ Fritvalgsværkerne er de to grupper på 35 og 50 mindre fjernvarmeværker med høje varmepriser, som har fået dispensation for projektbekendtgørelsens forbud mod at etablere biomassebaseret varmeproduktion. Disse værker har lov til at indarbejde 8.000 MWh varme per år fra biomassebaseret varmeproduktion. Varmen kan komme fra værkets egen biomassekedel eller hentes via en transmissionsledning fra andre værker.

Såfremt det ved en screening viser sig at være en god ide at etablere en varmepumpe, skal interessen efterfølgende selv stå for den videre sagsfremstilling i forbindelse med udarbejdelse af ansøgningsmaterialet og ansøge om tilskud til denne. Det gøres ved egen hjælp eller med bistand fra en ekstern rådgiver.

Ud over at besøge varmekærker rådgiver rejseholdet øvrige interesserede aktører i fjernvarmeforsyningsbranchen om de muligheder, der er for etablering af en eldrevet varmepumpe.

Regioner, kommuner, rådgivere, leverandører og virksomheder samt uddannelses- og forskningsinstitutioner tilhører denne målgruppe.

3 Mødet med branchen og resultaterne herfra

3.1 Energistyrelsen og rejseholdets møde med branchen

Målet med besøg og rådgivning har været at komme ud til et så bredt felt af interessenter som muligt, få en dialog og kontakt med branchen samt få udbredt kendskabet til rejseholdet og tilskudsordningen.

Rejseholdet er alle steder hvor det har været på besøg blevet godt modtaget, der har været stor interesse for projektet og rejseholdets virke, men er også blevet mødt med en sund skepsis i forhold til branchens udfordringer.

Energistyrelsen med rejseholdet som en synlig myndighed i marken, har givet positive tilbagemeldinger. Specielt fremhæves, det at rejseholdet kommer på besøg og man får en "embedsmand i øjenhøjde", som et godt initiativ.

Fjernvarmebranchen er meget åben om sine udfordringer, hvilket bekræftes af at her er man ikke konkurrenter, men gode kollegaer der åbent og ærligt fortæller om sine erfaringer og hvilke udfordringer man har.

Med denne tilgang til opgaven har rejseholdet mødt en åbenhed, som har gjort at der ikke har været begrænsninger i at få de oplysninger, som har skullet bruges til screening af et muligt varmepumpeprojekt.

Rejseholdets målgruppe kan fordeles således:

- Fjernvarmevarmeværker, som i forbindelse med rejseholdets besøg får udført en screening som belyser, hvorvidt, en eldrevet varmepumpe vil kunne medvirke til at værket får en forbedret driftsøkonomi set i konkurrence med alternative brændsler.
- Rådgivning og deltagelse i temadage hos regioner, kommuner, rådgivende ingeniører, revisorer, uddannelses- og forskningsinstitutioner, virksomheder og interesseorganisationer som Dansk Fjernvarme, Grøn Energi, Dansk Energi, DONG samt SKAT m.fl.

Deltagelse i temadage og workshops, hvor rejseholdet har været inviteret til at fortælle om de muligheder der er med varmepumper, har sammen med omtale i pressen mere end 75 gange bekræftet værdien af et rejsehold og dets virke.

Rejseholdet har i 2015 været i kontakt med 110 interessenter, og en stor del af disse har haft rejseholdet på besøg med henblik på konkret rådgivning.

Omtale og gennem besøg hos interessenterne resulterede i at Energistyrelsen i oktober 2015 modtog i alt 22 ansøgninger om varmepumpeprojekter fra interesserede fjernvarmeværker og selskaber.

4 Tilskudsordningen

4.1 Fakta

På Finansloven for 2015 indgik en pulje på 27,5 mio. kr. til at etablere og udbrede kendskabet til anvendelse af store eldrevne varmepumper i fjernvarmeforsyningen.

Puljen skal gennem et demonstrationsprogram (tilskudsordning) dokumentere de driftsmæssige og selskabsøkonomiske fordele for fjernvarmeverkerne. Formålet var at skubbe en større udbygning med store varmepumper i gang efterfølgende.

Puljen var designet til, at gøre det attraktivt at omstille til og benytte store varmepumper i forhold til de alternative muligheder i nogle tilfælde, og i andre tilfælde at medvirke til at fremrykke investeringer i varmepumper.

4.1.1 Baggrund for indsatsen og design af tilskudsordningen

Tilskudsordningen er baseret på viden fra Energistyrelsens analysearbejde vedrørende store eldrevne varmepumper til fjernvarmeproduktion i form af *"Drejebog til store varmepumpeprojekter til fjernvarmesystemet"* fra 2014 og det tilhørende *"Inspirationskatalog"*.

Derudover er selve designet af tilskudsordningens målgruppe, støtteprocenter og ønsket om fleksibilitet ift. elpriser baseret på en rapport udarbejdet for Energistyrelsen af civilingeniør Morten Boje Blarke, Energianalyse.dk.

Rapporten *"Karakteristik af målgruppe og komparativ analyse af udvalgte decentrale anlægskoncepter med store varmepumper – forberedelse af demonstrationsprogram for store eldrevne varmepumper"* har givet input til udformningen af tilskudsordningen for store varmepumper og til tilrettelæggelsen af arbejdet for Energistyrelsens rejsehold for store varmepumper.

Baseret på dette forarbejde var formålet med tilskudsordningen at demonstrere de teknologiske, drifts- og selskabsøkonomiske fordele ved varmepumpeprojekter ved de decentrale, naturgasfyrede fjernvarmeverker.

Derudover skal erfaringerne fra de støttede projekter føre til, at udbygningen med store varmepumper kickstartes. Målgruppen for tilskudsordningen var de decentrale fjernvarmeverker, som i dag er baseret helt eller delvist på naturgasfyrede kraftvarme.

4.1.2 Regler og administration

Tilskudsordningen administreres efter bekendtgørelse nr. 849 og nr. 850 af 1. juli 2015. Bekendtgørelse nr. 849 fastlægger reglerne for, hvem der kan modtage støtte, og på basis af hvilke tildelings- og prioriteringskriterier Energistyrelsen udvælger de støtteberettigede projekter. Bekendtgørelse nr. 850 fastlægger reglerne for revision af støtten.

Tilskudsordningen er omfattet af artikel 41 om investeringsstøtte til fremme af energi fra vedvarende energikilder i EU-Kommissionens forordning nr. 651 af 17. juni 2014 og administreres i overensstemmelse hermed. Det drejer sig om den såkaldte gruppefritagelsesforordning, hvorefter statsstøtte under en vis tærskelværdi for en række specifikke støttekategorier er erklæret forenelige med det indre marked og fritaget fra forudgående anmeldelse til EU. Tilskudsordningen trådte i kraft den 1. juli 2015.

Energistyrelsen udarbejdede efterfølgende en ansøgningsvejledning, et ansøgningskema og en projektbeskrivelseskabelon til brug for ansøgere. Som en hjælp til at udfylde ansøgningen blev der udarbejdet to sæt udfyldte ansøgninger i form af fiktive cases.

Disse skulle vise, hvilke oplysninger Energistyrelsen skulle have, og hvorledes et korrekt udfyldt ansøgningsmateriale skal se ud.

4.2 Ansøgerfelt og sagsbehandling

Energistyrelsen modtog per den 12. oktober 2015 22 ansøgninger om varmepumpeprojekter fra interesserede fjernvarmeværker og selskaber.

Der var ansøgt om opstilling af varmepumper med en samlet varmekapacitet på 51,5 MW og en samlet anlægspris på 356 mio. kr. Heraf var der ansøgt om 70,6 mio. kr. i tilskud i forhold til en ramme for ordningen på 26,7 mio. kr.

De 22 projekter er fordelt på et bredt udsnit af forskellige varmekilder og indeholder otte overskudsvarmeprojekter, fem grundvandsprojekter, tre røggasprojekter, to spildevandsprojekter, to luftvarmeprojekter, to på søvand ét på havvand.

De modtagne ansøgninger er screenet for indhold, og der er indhentet yderligere oplysninger og stillet uddybende spørgsmål til alle projekterne. De nye informationer er gennemgået, og på baggrund af de modtagne data blev enkelte ansøgninger frasorteret, da de ikke levede op til tildelingskriterierne.

Hver enkelt ansøgning er blevet vurderet med baggrund i tildelings- og prioriteringskriterierne, jf. bekendtgørelsen om tilskudsordningen.

I december 2015 udmeldte Energistyrelsen, hvilke 10 projekter der fik tildelt støtte fra puljen på i alt 26,7 mio. kr. Varmekapaciteten for de 10 projekter, som har fået tilsagn udgør i alt 19,1 MW.

Projekterne forventes igangsat i løbet af de første måneder i 2016, og det forventes, at hovedparten af projekterne vil være afsluttet til idriftsættelse af varmepumperne med udgangen af 2016 eller første halvdel af 2017.

Den udbetalte støtte forventes at medføre yderligere private investeringer for i alt 112,5 mio. kr.

4.2.1 Projekter der har fået tilsagn

Af de ti projekter, der har fået tilsagn om støtte, er der tre med grundvand som varmekilde, to med industriel overskudsvarme, to med luft, ét med spildevand fra industri, ét med havvand og ét med røggas som varmekilde.

Der demonstreres herigennem en bred variation af varmepumpeprojekter, som det også er hensigten med tilskudsordningen. Det vil komme både fjernvarmesektoren og beslutningstagerne til gode, når der skal planlægges fremtidige varmepumpetiltag.

De udvalgte projekter:

Ansøger	Støtteintensitet i %	Støttebeløb	Varmekilde
Broager Fjernvarmeselskab a.m.b.a.	22,6	6.000.000 kr.	Grundvand
Rødkærsbro Fjernvarmeværk a.m.b.a.	21,0	2.400.000 kr.	Industrispildevand
FFV Energi & Miljø A/S - Faaborg	22,9	6.000.000 kr.	Havvand
Dronninglund Fjernvarme a.m.b.a.	22,6	4.500.000 kr.	Grundvand
Aalborg Forsyning - Farstrup - Kølby	16,5	1.200.000 kr.	Grundvand
Hvam - Gl. Hvam Kraftvarmeværk a.m.b.a. ¹⁾	13,4	615.000 kr.	Overskudsvarme
Claus Sørensen A/S – Hirtshals ¹⁾	25,0	203.600 kr.	Overskudsvarme
Svendborg Kraftvarme A/S	25,0	3.625.000 kr.	Røggas
Sig Varmeværk a.m.b.a.	30,0	1.233.600 kr.	Luft
Ulstrup Kraftvarmeværk a.m.b.a.	13,3	825.000 kr.	Luft
Sæby Varmeværk ¹⁾	21,0	630.000 kr.	Overskudsvarme

1) Efter at tilsagn er meddelt de ti værker, har ansøger indenfor tidsfristen for accept valgt at trække sin ansøgning tilbage, og ikke modtage tilskud. Sæby Varmeværk har efterfølgende modtaget tilsagn om at modtage tilskuddet, hvilket de har accepteret.

4.2.2 Opfølgning på projekterne

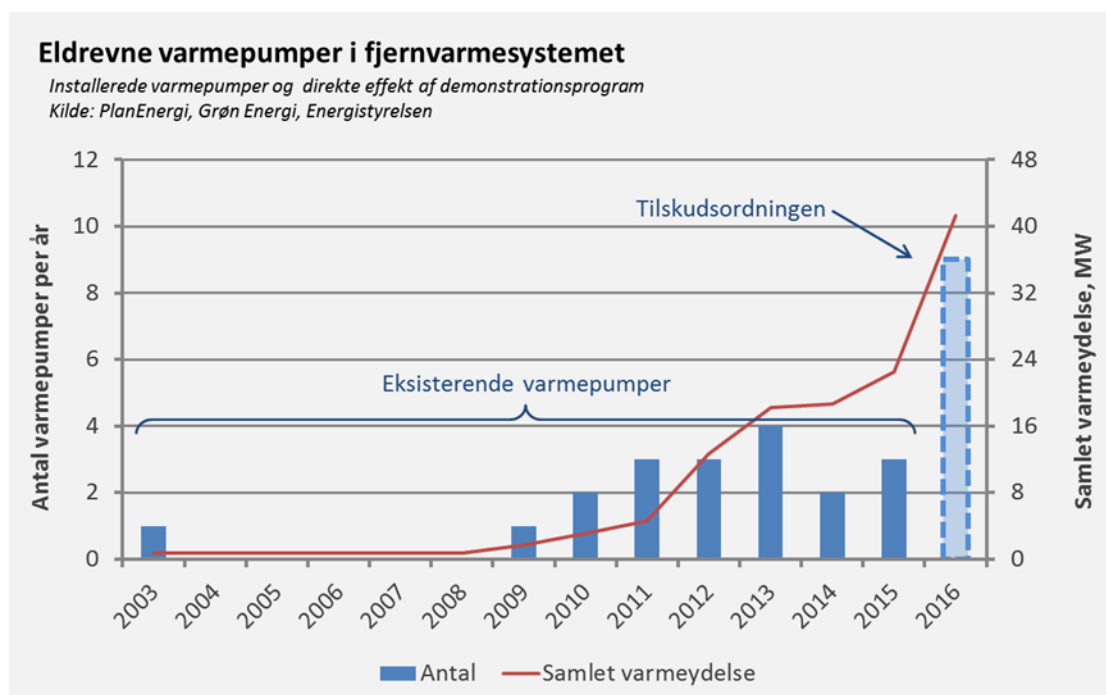
Ansøgerne skal i processen med etablering af anlæggene løbende være i kontakt med Energistyrelsen angående tidsplan og eventuelle ændringer af projekterne.

Det er en forudsætning for tildeling af støtte, at ansøgerne leverer en slutrapport til Energistyrelsen når projekterne er færdige.

Energistyrelsen indsamler relevant erfaring fra det enkelte projekt, og disse data vil indgå som en del af Energistyrelsens evaluering af tilskudsordningen.

5 Teknologistatus og erfaringer fra demonstrationsprogrammet

Udbygningen med eldrevne varmepumper til produktion af fjernvarme er et relativt nyt fænomen, drevet af fjernvarmeværkernes løbende investeringer for at sænke varmepriserne og ønsket om en grøn omstilling af varmesektoren samt de dalende elpriser over de seneste 5 år. Selvom udbygningen går langsomt, er der opstillet en række eldrevne varmepumper i Danmark, som det fremgår af Figur 1. Figuren viser også de forventede konsekvenser af demonstrationsprogrammet, hvor ni varmepumper opstillet i løbet af 2016 primo 2017, hvilket vil øge den samlede kapacitet til ca. 42 MW.



Figur 1. Udbygningen med eldrevne varmepumper til fjernvarme. Figuren viser antallet af idriftsatte varmepumper per år (blå søjler) og den samlede installerede varmekapacitet (rød kurve). Fremstillingen tager ikke højde for varmepumper, der er taget ud af drift igen. Den forventede effekt af demonstrationsprogrammet er illustreret ved de ni projekter, der fik tilsagn om støtte, og som alle forventes idriftsat i løbet af 2016.

Af de indkomne ansøgninger har det været bemærkelsesværdigt, at flere af projekterne kun giver meget begrænsede reduktioner i varmeprisen på 1-2 %.

Et enkelt fritvalgsværk har valgt at satse på varmepumpeteknologi fremfor biomasse. Dette understreger de holdninger rejseholdet har mødt i praksis, hvor dele af branchen anser varmepumper for en fremtidssikker løsning. Her vurderes teknologien for relevant, selvom det nuværende besparelsepotentiale kan være begrænset.

I 2014 fik Energistyrelsen udfærdiget en drejebog og et inspirationskatalog for store varmepumper til produktion af fjernvarme. Disse publikationer opsamlede erfaringerne fra de eksisterende anlæg i Danmark samt en række af Danmarks nabolande.

Inspirationskataloget gennemgik otte eksisterende og planlagte anlæg med hensyn til tekniske forhold, økonomi og andre erfaringer som myndighedsbetjening og driftserfaringer.

5.1 Tidligere erfaringer

Erfaringerne fra rejseholdets kontakt med sektoren, fjernvarmeværker, rådgivere osv. stemmer godt overens med erfaringerne fra drejebogen og inspirationskataloget og tegner et klart billede af, at varmepumper til fjernvarme som teknologi er moden og klar til udrulning.

Selve varmepumperne består hovedsageligt af standardkomponenter. Den enkelte varmepumpeløsning skal typisk tilpasses de lokale forhold og den konkrete integration, men de enkelte komponenter er i høj grad hyldevarer. Erfaringerne viser også, at rådgiverne er fortrolige med teknologien, og at systemerne i længden leverer de forventede værdier for årlig COP, temperaturniveauer, driftstimer, varmeydelse osv.

Det har dog også vist sig, at der typisk kan være en række indkøringsvanskeligheder for de fleste varmepumpesystemer. Det bunder primært i, at optimal drift af en varmepumpe kræver nøje kontrol med flow og temperatur på især varmekilden, men også på fjernvarmesiden. Det bliver særligt udfordrende, når varmepumpen skal køre dellast.

Vanskelighederne kommer i nogen grad af, at værkerne skal omstille sig fra mere simple forbrændingsbaserede teknologier, samt af begrænsede erfaringer med teknologien.

De største udfordringer for de enkelte systemer kommer fra integrationen med varmekilden. Varmepumpens performance er afhængig af, at den er dimensioneret og driftes korrekt i forhold til flow og temperatur på varmekilden. Det betyder, at projekterne er afhængige af stabile varmekilder med stabile temperaturniveauer. Hvis ikke dette er til stede, kan det kræve akkumuleringstanke eller sæsonlagre på den kolde side for at udjævne variationer i flow og temperaturer, eller det kan kræve mere komplekse driftsstrategier.

5.2 Overblik over ansøgningerne

Som nævnt tidligere i denne rapport, modtog demonstrationsprogrammet 22 ansøgninger om støtte til varmepumpeprojekter i varierende størrelser og udformninger. Projekterne har forskellig grad af modenhed, og er alle gennemregnede af værkerens egne rådgivere i varierende detaljeringsgrad. De 22 ansøgninger indeholder til sammen 51,5 MW installeret varmekapacitet. I de følgende afsnit sammenlignes tendenserne i datamaterialet fra ansøgningerne med den eksisterende viden fra tidligere og nuværende varmepumpeprojekter.

Som bilag til denne rapport findes beskrivelse af de ni projekter, der blev udvalgt til at modtage støtte gennem demonstrationsprogrammet. Disse skal ses som et tillæg til "Inspirationskataloget for store varmepumper i fjernvarmesystemer", som blev udgivet af Energistyrelsen i 2014. Beskrivelserne opdateres når de faktiske erfaringer fra projekterne kan indsamles.

5.2.1 Varmekilder

Røggas er den altdominerende varmekilde blandt eksisterende varmepumpeprojekter, sandsynligvis fordi de fleste røggasbaserede varmepumper har høje COP-værdier pga. de høje temperaturer på varmekilden, og fordi de opnår mange driftstimer i samdrift med primært naturgaskedler på de centrale fjernvarmeværker.

Herudover eksisterer der for nuværende to overskudsvarmebaserede projekter og tre projekter, hvor varmepumpen er indsat som kapacitetsforøgelse på sæsonlagre til solvarme (to damvarmelagre og et borehulslager).

Endelig kendes et projekt med drikkevand som varmekilde, et med grundvand og et med spildevand, som dog er taget ud af drift.

Ansøgningerne til demonstrationsprogrammet repræsenterer en større bredde i valget af varmekilder og et skift i fokus væk fra røggas over mod overskudsvarme og grundvand som de foretrukne valg. Fordelingen af eksisterende projekter og modtagne ansøgninger efter varmekilder er opsummeret i Tabel 1.

Varmekilde	Ansøgninger til demonstrationsprogrammet	Eksisterende/tidligere projekter
Overskudsvarme	8	2
Røggas	3	11
Spildevand	2	1
Grundvand	5	1
Drikkevand	0	1
Søvand	1	0
Havvand	1	0
Luft	2	0
Sol (lager)	0	3

Tabel 1. Antal varmepumper fordelt på varmekilder i ansøgningerne til demonstrationsprogrammet samt i tidligere og eksisterende anlæg.

5.2.2 Hvem er ansøgerne?

Ansøgerne til demonstrationsprogrammet er hovedsageligt decentrale, naturgas- og affaldsfyrede kraftvarmeverker med årlig varmeproduktion op til 125.000 MWh, hvoraf ti værker ligger mellem 5.000 MWh og 50.000 MWh, heriblandt to fritvalgsværker.

Værkerne har alle gasbaserede enheder, men derudover repræsenterer projekterne en bred vifte af kombinationer af andre varmeproduktionsenheder.

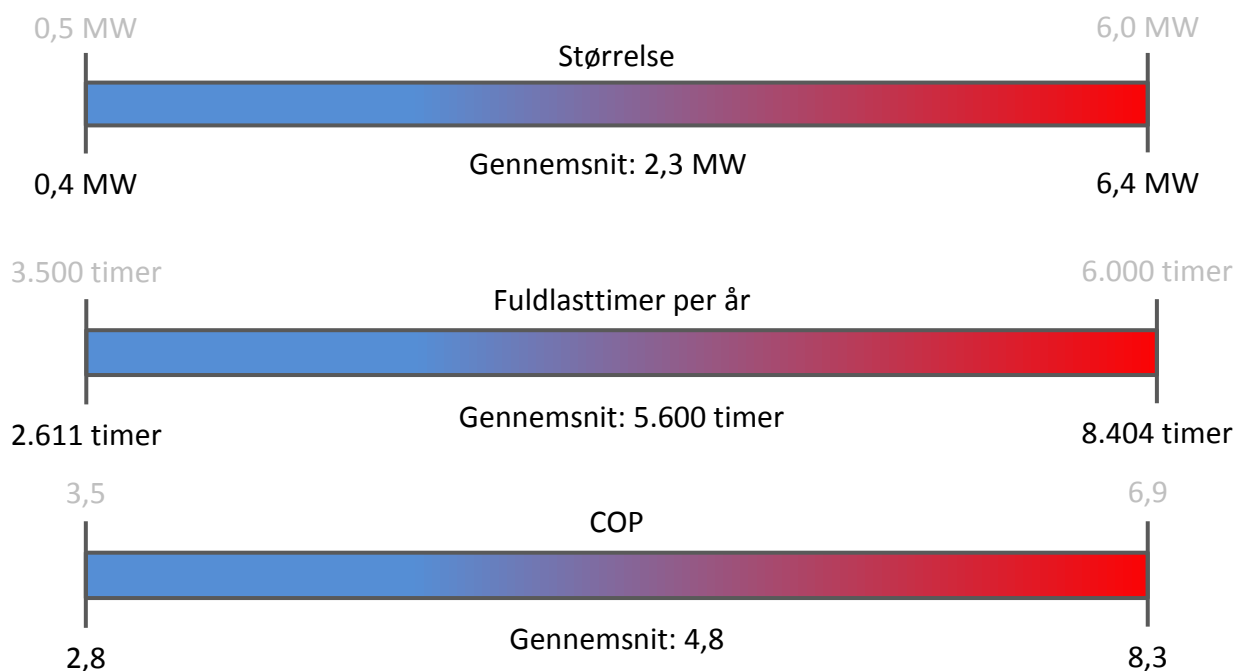
Disse dækker solvarme (6 værker), affald (5), biomasse (3), bioolie (3), elvarmepumper osv.

Værker, der i forvejen har biomassebaserede enheder eller solvarme, er alle større end 20.000 MWh/år, på nær Sig Varmeværk med et årligt varmebehov på 6.400 MWh og et solfangeranlæg, der dækker 20 %. Sig Varmeværk er i øvrigt et fritvalgsværk, der har valgt en elektrisk varmepumpe frem for en biomassekedel.

5.2.3 Teknisk oversigt

Projekterne i ansøgningerne har tekniske parametre, som størrelse, COP og antal af fuldlasttimer i de samme intervaller, som findes i *Inspirationskataloget*, men især for COP og antal fuldlasttimer opnås en lidt højere øvre grænse. De tekniske parametre er opsummeret i Figur 2.

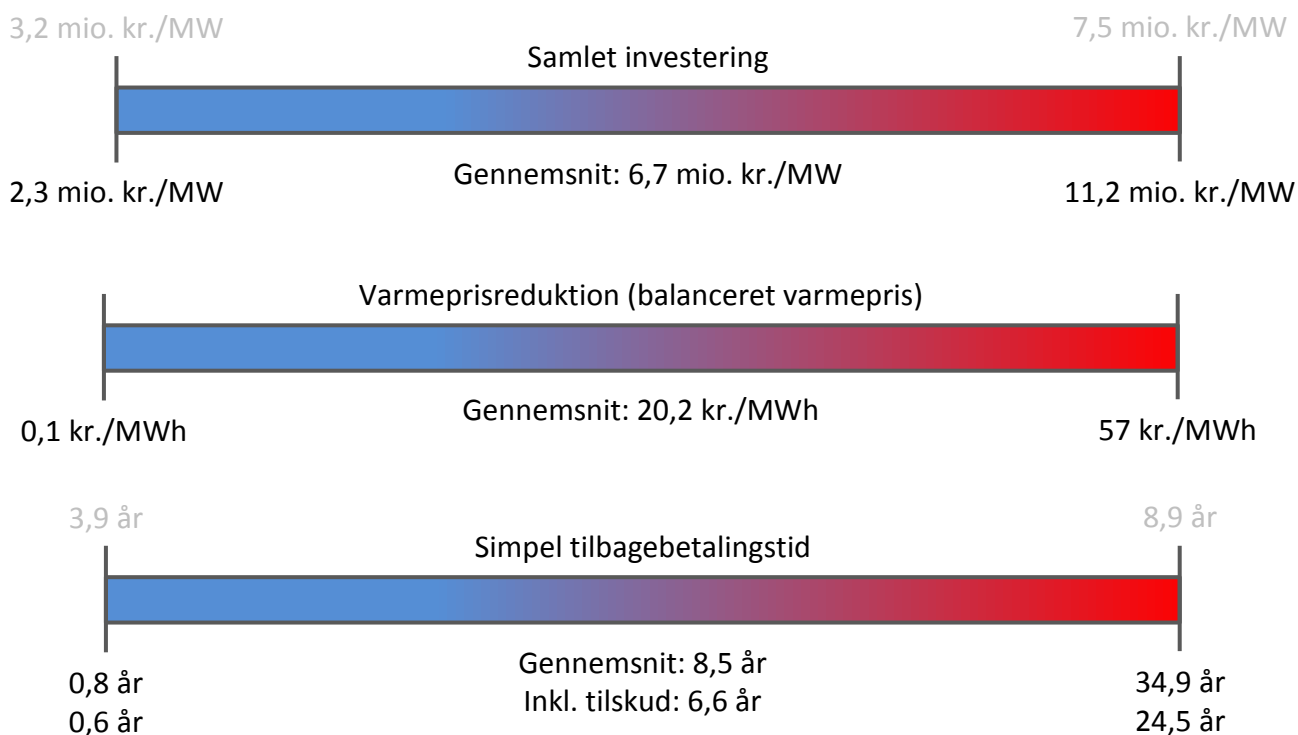
Den meget høje COP på 8,3 opnås ved et meget lavt temperaturløft for en varmepumpe, der leverer forvarme til en absorptionsvarmepumpe, og det høje antal fuldlasttimer opnås med en røggaskondenserende enhed tilsluttet et affaldsforbrændingsanlæg anlæg.



Figur 2. Resume af tekniske parametre for projekterne bag ansøgningerne til demonstrationsprogrammet. De grå tal repræsenterer eksisterende projekter fra inspirationskataloget til sammenligning. Gennemsnit er *ikke* vægtede.

5.2.4 Økonomisk oversigt

Ligesom for de tekniske data viser Figur 3 en oversigt over økonomiske nøgletal for de modtagne ansøgninger sammenlignet med tal fra inspirationskataloget.



Figur 3. Resume af økonomiske "nøgletal" for projekterne bag ansøgningerne til demonstrationsprogrammet. De grå tal repræsenterer eksisterende projekter fra inspirationskataloget til sammenligning. Gennemsnit er *ikke* vægtede.

For de samlede investeringer ses – i tråd med størrelserne på varmepumperne – omtrentligt de samme investeringsbeløb. En række projekter er dyrere end de eksisterende, hvilket formentlig hænger sammen med, at der tages dyrere varmekilder i brug, og der er færre røggasbaserede projekter. Det giver anledning til en lidt højere gennemsnitspris per MW varme sammenlignet anlæggene i ”Inspirationskataloget”.

For reduktionen i balanceret varmepris² fremgår det, at der er meget store forskelle mellem projekterne. Halvdelen af projekterne havde reduktioner under 5 kr./MWh inkl. støtte fra tilskudsordningen, og det er bemærkelsesværdigt, at selv så små reduktioner kan motivere til de relativt store investeringer, der kræves. Størrelsen af sænkningen af den balancerede varmepris følger som forventet varmepumpens andel af værkets samlede produktion, og de store værker har således svært ved at ændre betydeligt ved varmeprisen ved at installere varmepumper af de begrænsede størrelser, der er almindelige i Danmark.

Ved de simple tilbagebetalingstider ses en tilsvarende sammenhæng, og det er værd at bemærke, hvordan værkerne, selv med støtte fra demonstrationsprogrammet, accepterer meget lange tilbagebetalingstider på nogle projekter.

De meget lave varmeprissænkninger peger dog på to ting, som stemmer overens med Rejseholdets erfaringer fra kontakten med sektoren:

1. Mange af de naturgasfyrede værker jager selv små varmeprisreduktioner og er villige til at investere for at fremtidssikre produktionsprisen. Mange af værkerne opfatter varmepumper som en fremtidssikret løsning, da værkerne forventer en fastholdelse eller forbedring af de økonomiske vilkår med varmepumpedrift. Samtidig forventer mange værker, at fremtiden vil byde på stigninger i brændselspriser for både biomasse og naturgas, samt øgede afgifter.
2. Ønsket om at nedbringe CO₂-belastningen af værkernes varmeproduktion er en vigtig faktor for nogle værker – især kommunale – der har lagt strategier for grøn omstilling af varmeproduktionen.

6. Projektøkonomi

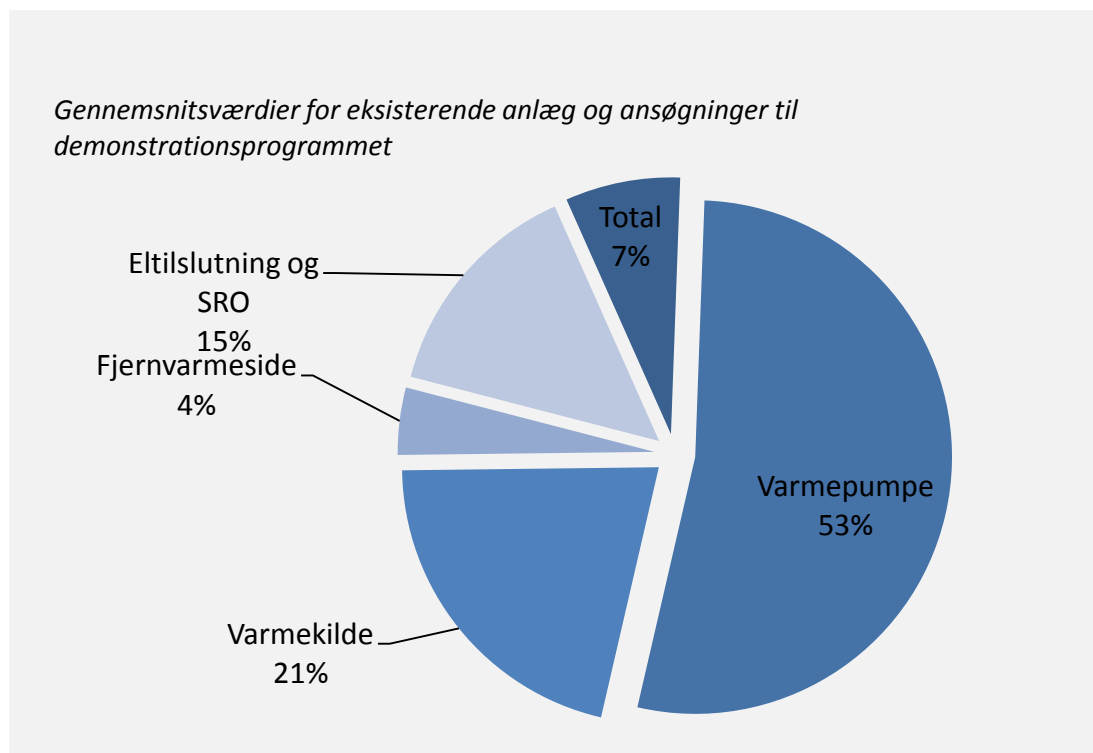
”Inspirationskataloget for store varmepumper i fjernvarmesystemer”, som blev udgivet af Energistyrelsen i 2014 viser, at anlægsomkostninger for varmepumpeprojekter ofte udgør omkring 6 mio. kr. per installeret MW varmeeffekt, hvoraf ca. 3 mio. kr. er for selve varmepumpen.

Til sammenligning viser Figur 4, hvordan de gennemsnitlige investeringsomkostninger i ansøgningernes budgetter og udvalgte projekter fra Inspirationskataloget fordeler sig.

² Den balancerede varmepris indgik i vurderingen af ansøgningerne og beregnes som forholdet mellem nutidsværdien af samtlige driftsomkostninger og investeringer over varmepumpens levetid og nutidsværdien af den producerede varmemængde. Der regnes for hele værket (ikke kun varmepumpen), og den balancerede varmepris afspejler dermed værkets samlede varmepris.

Udgifterne er inddelt i fem kategorier:

1. Køb og installation af selve *varmepumpen*
2. Udgifter til indvinding af varme fra *varmekilden*, som varmevekslere, grundvandsboringer, vandledninger m.m.
3. Integration og forbindelser på *fjernvarmesiden* inklusiv varmelagre, transmissionsledninger m.m.
4. *El tilslutning og SRO* (anlæg til styring, regulering og overvågning)
5. Øvrige omkostninger, som nye *bygninger, rådgivning og diverse poster*



Figur 4. Fordeling af anlægsomkostninger i et gennemsnitligt varmepumpeprojekt. Baseret på budgettal fra ansøgningerne samt udvalgte regnskaber fra Inspirationskataloget.

Datamaterialet dækker over relativt store udsving, da projekterne er forskelligartede og repræsenterer mange forskellige varmekilder.

I gennemsnit viser tallene dog, at varmepumpen i sig selv udgør ca. 50 % af den samlede investering, som i gennemsnit udgør 6,6 mio. kr. per MW-varme for de ansøgte projekter.

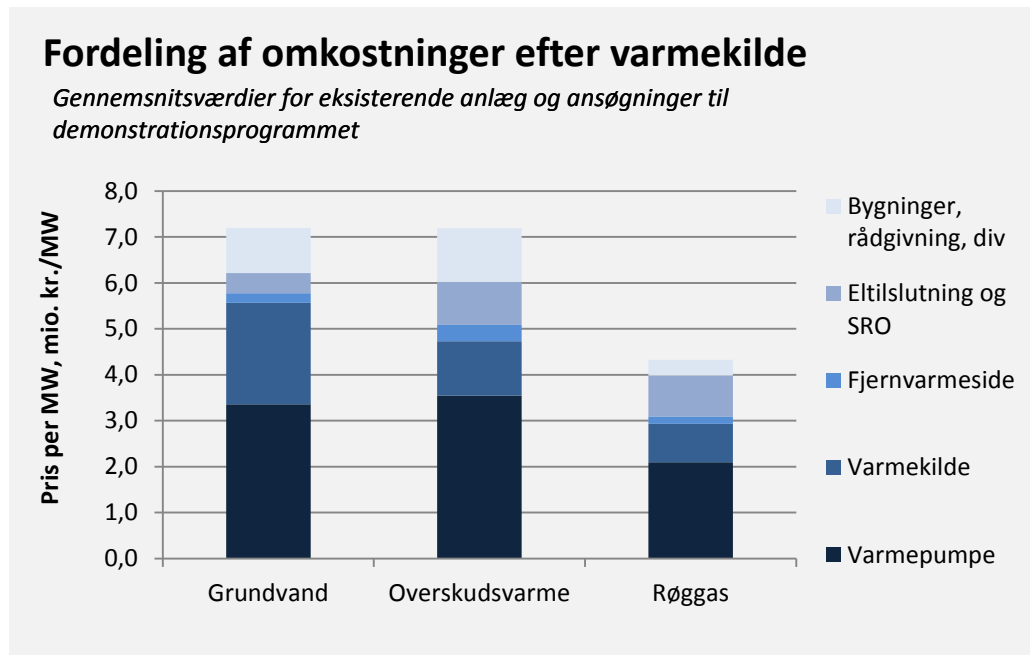
Varmekilden udgør i gennemsnit omkostninger for ca. 20 %, imens tilslutningen på fjernvarmesiden kun udgør 5 %.

Dette skyldes blandt andet, at værkerne allerede har varmelagre, som derfor simplificere tilslutning på fjernvarmesiden.

El og SRO samt øvrige omkostninger tegner sig hver for ca. 15 % af den samlede investering. Her er det værd at bemærke, at tilslutningsomkostningen udgør en relativt lille del af, hvilket er et aspekt, der ellers hersker tvivl om i sektoren.

Forklaringen ser ud til at være, at tilslutning med fuld netadgang kan være dyr, mens de fleste varmepumper tilsluttes med begrænset netadgang.³

Figur 5 viser fordelingen af omkostninger for projekter med tre forskellige varmekilder. Her er fokuseret på grundvand, overskudsvarme og røggas, idet der ikke er tilstrækkeligt antal projekter med andre varmekilder til at lave meningsfulde gennemsnitsbetragtninger.



Figur 5. Fordeling af anlægsomkostninger for varmepumpeprojekter med hhv. grundvand, overskudsvarme og røggas som varmekilder.

Det fremgår, som forventet, af figuren, at udgiften til selve varmepumpen udgør knap halvdelen af hvert af projekterne, uanset varmekilde.

For grundvandsprojekterne optager varmekilden en betydeligt højere andel af den samlede anlægssum end gennemsnittet på tværs af varmekilder (Figur 4).

Det kommer af de omkostningstunge grundvandsboringer og prøveboringsprogrammer. Grundvandsbaserede løsninger bliver hermed lidt dyrere end gennemsnittet, selvom de leverer COP-værdier på bare ca. 3,5-4,0.

At grundvand stadig opfattes som en attraktiv varmekilde skyldes dels, at den er bredt tilgængelig geografisk, og dels at den kan levere stabile varmemængder henover året.

Den relativt høje anlægspris for overskudsvarmebaserede projekter er også overraskende. Disse anlæg kræver ikke dyre indvindingsanlæg som grundvandsprojekterne, og kan typisk opnå høje COP-værdier med relativt simple anlæg.

³ Netti tilslutning med begrænset adgang er en ordning, hvor netselskabet kan udkoble eller nedregulere varmepumpens drift i perioder med stor belastning på det lokale net. Til gengæld opnås en billigere nettilslutning. Dette forklares nærmere i *Drejebogen for store varmepumper* samt *Dansk Energis Vejledning om nettilslutning af elkedler* (Dansk Energi 2014)

I datamaterialet trækkes prisen op af et par projekter, der indeholder varmelagre til sæsonlagring af overskudsvarmen, herunder et ATES-anlæg i Bjerringbros eksisterende Energicentral.

Hensynet til samtidighed mellem varmeproduktion og køling, kan kræve relativt dyre projekter med forhøjede udgifter til SRO-systemer og lagre.

Tilsvarende kan afstanden til varmekilden være større for overskudsvarmeprojekter end andre varmekilder, hvilket øger udgifterne til transmissionsledninger eller alternative placeringer af varmepumpen.

Begge dele ser ud til at betyde, at overskudsvarmeprojekter har højere anlægsomkostninger end gennemsnittet. Projekterne opfattes dog stadig som yderst attraktive af hensyn til virksomhedernes grønne profiler, og fordi driftsøkonomien i projekterne kan være meget gunstig for begge parter.

For de røggaskondenserende varmepumper er anlægsomkostningerne betydeligt lavere end gennemsnittet. Det kommer af, at der kan benyttes relativt simple systemer, der stadig opnår meget høje COP-værdier pga. varmekildens høje temperatur, samt muligheden for at levere forvarme til den forbrændingsbaserede enhed. Koblingen på eksisterende enheder resulterer også i lave omkostninger til integration med varmekilden, bygninger osv. samt i høje antal driftstimer.

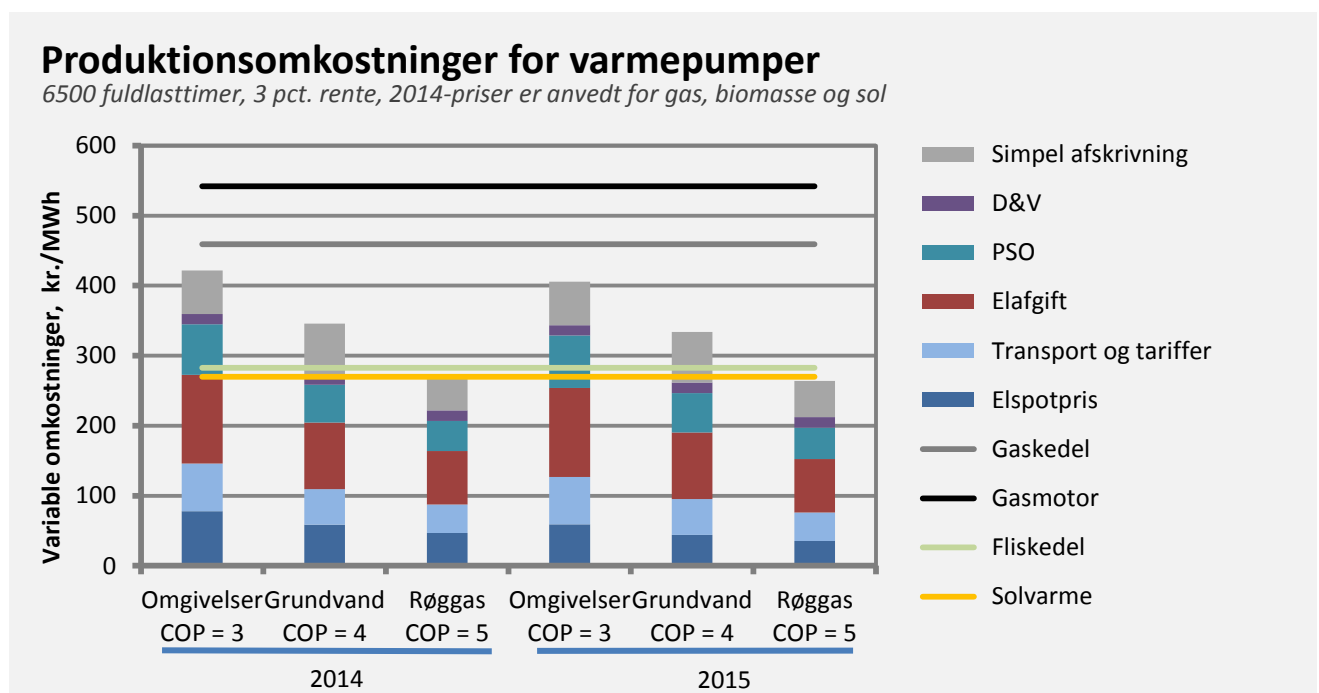
7. Driftsøkonomi for varmepumper og konkurrencen med biomasse

Driftsøkonomien for varmepumper afhænger for langt størstedelens vedkommende af elforbruget. Figur 6 viser fordelingen af produktionsomkostningerne på spotpris, transport og tariffer, elafgift, PSO, drift og vedligehold samt den simple afskrivning af investeringen over 20 år.

Figuren viser konkurrencesituationen for varmepumper med tre forskellige varmekilder sammenlignet med andre produktionsenheder: Naturgasbaseret varme og kraftvarme, flis baseret varmeproduktion og solvarme.

Det fremgår, at afskrivningen af investeringen kun udgør en lille del af de samlede produktionsomkostninger på omkring 15-25 %. Sammenlignes økonomien for de forskellige varmekilder, fremgår det, at der er omtrent 20-40 % at spare på driften ved at optimere COP-værdien, for eksempel ved at vælge en bedre varmekilde. Samlet set betyder det, at det næsten altid kan betale sig at øge investeringerne for at øge COP-værdien og dermed forbedre driftsøkonomien gennem sænkede udgifter til elforbruget. Omkostningen til elektricitet er væsentlig højere end prisen for træflis, hvilket blandt andet skyldes, at der ikke er energiafgift og PSO-betaling på biomassen. Derfor er det kun varmepumper med høje COP-værdier, der opnår samme lave produktionsomkostning som fliskedler.

Selvom tilskud til investeringer ikke er nok til at ændre konkurrenceforholdet med biomasse- og solbaseret varmeproduktion, viser den store tilslutning til tilskudsordningen i 2015 dog, at investeringstilskud kan være udslagsgivende i mange tilfælde og bidrager til fremskyndelse af investeringsbeslutninger.



Figur 6. Produktionsomkostninger for varmepumper med varierende COP sammenlignet med andre produktionsenheder. Varmepumper på overskudsvarme er sammenlignelige med anlæg på røggas. Elspotpriser og PSO-tariffer er beregnet som det uvægtede gennemsnit af alle timer i det pågældende på for både Øst- og Vestdanmark.

7.1 Varmeværkernes omstilling

De decentrale gasbaserede kraftvarmeværker undersøger i øjeblikket mulighederne for nye varme-produktionsenheder, som skal holde varmepriserne på et fornuftigt niveau, når de produktionsuafhængige tilskud bortfalder ved udgangen af 2018 (Grundbeløb 1) og ved udgangen af 2019 (Grundbeløb 2).

Som det fremgår af Figur 6, er de økonomisk mest attraktive muligheder fliskedler, varmepumper på røggas eller overskudsvarme, samt solvarmeanlæg. Andre muligheder for anvendelse af afgiftsfri biomasse kan være træpillekedler og halmkedler.

Træpiller har lidt højere brændselsomkostninger, men udgør en mindre investering og kan være fordelagtige ved mindre anlæg. Som brændsel er halm billigere end både træflis og -piller, men kræver mere drift og vedligehold, samt sikkerhed for stabil leverance af brændslet.

Solvarmeanlæg dækker kun en begrænset andel af varmebehovet, og overskudsvarme er kun tilgængeligt ved få af de mindre værker. Derfor ser mange af værkerne et skift fra gas til biomasse som en fornuftig løsning imod lavere varmepriser.

Der findes ca. 235 naturgasbaserede mindre og mellemstore decentrale fjernvarmesystemer. Mange af værkerne kombinerer allerede naturgas med en større eller mindre produktion på sol eller biomasse.

Ved flere af de større værker dækker affaldsforbrænding også en del af varmegrundlaget.

De naturgasbaserede værker må som udgangspunkt ikke skifte brændsel, medmindre der etableres kraftvarmeproduktion, eller hvis varmegrundlaget udvides. Mindre biomassebaserede kraftvarmeanlæg er ikke rentable, og derfor er biomasse som udgangspunkt ikke et alternativ for de mindre værker i øjeblikket.

For at imødegå høje varmepriser ved de mindste værker fik 35 varmeværker dispensation til at etablere biomassekedler på 1 MW i 2012 og yderligere 50 værker i 2014.

Samlet er der altså 85 værker, som allerede har etableret biomassekedler eller har mulighed for det. For de resterende 150 værker er biomassekedler ikke en reel mulighed på nuværende tidspunkt.

7.2 Rejseholdets erfaringer

I fjernvarmebranchen anses de lave brændselsomkostninger til biomasseanlæg ofte som en hindring for udbredelsen af eldrevne varmepumper. Igennem rejseholdets besøg og dialog med branchen har rejseholdet erfaret, at de mindre værker er meget bevidste om biomassekedler som et attraktivt alternativ til naturgas.

Ud over biomassekedler undersøger mange værker også konkrete muligheder for etablering af varmepumper og solvarmeanlæg. Værkernes generelle vurdering er, at en kombination af varmepumpe og solvarme vil være den sikreste løsning på lang sigt. Dette skyldes en forventning om, at fremtidens energisystem skal baseres på lavere brændselsforbrug og øget elektrificering.

Selvom mange af værkerne har en forventning om, at solvarme og varmepumper er den rigtige løsning på den lange bane, skaber de nuværende forhold ikke tilstrækkeligt incitament for investeringer. Varmepumper og solfangere er dyre anlæg, som afskrives over mange år.

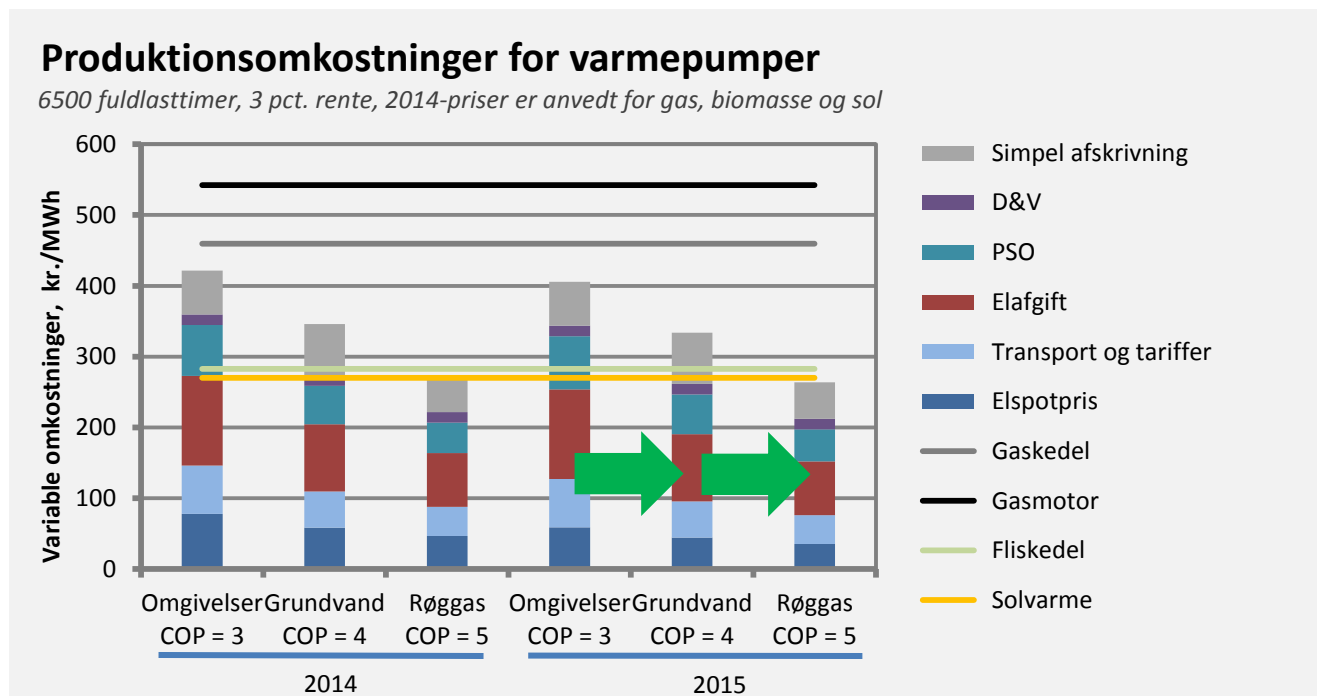
Med de nuværende lave gaspriser vil en investering i varmepumpe eller solvarme kun reducere varmeprisen marginalt. I øjeblikket er betragtningen derfor, at den mulige gevinst ikke står mål med indsatsen. Omvendt betyder lave biomassepriser, at investering i denne teknologi giver kort tilbagebetalingstid og hurtigt afkast.

For værker med mulighed for installation af biomasseenheder er beslutningen derfor ikke svær. Heller ikke selvom de fleste værker forventer, at biomassen bliver mindre konkurrencedygtig på længere sigt.

Nogle værker ser også en mulighed for, at flere af de decentrale værker vil få lov til at installere biomassekedler på 1 MW. Hvis dette bliver tilfældet, vil et nyindkøbt varmepumpeanlæg have været en fejlinvestering. Denne forventning skaber derfor en yderligere barriere for udnyttelsen af varmepumper. Som tidligere nævnt har tilskudsordningen dog haft en stor tilskyndelseeffekt og medvirker til at nedbryde denne barriere. Tilskuddet reducerer risikoen og bliver udslagsgivende for en investeringsbeslutning fremfor at afvente yderligere.

7.3 Varmepumper i kombination med biomasse

Selvom mange af værkerne på nuværende tidspunkt ser biomasse som et mere interessant alternativ end varmepumper, har rejseholdet dog også erfaret, at en kombination af biomassekedel og varmepumpe kan være en attraktiv mulighed. Varmeproduktionsomkostningen for varmepumper er meget afhængig af fremløbstemperatur, hvor en lav temperatur betyder højere COP og lavere omkostninger. Fremløbstemperaturen har til gengæld ingen betydning for biomassekedler. En seriel opvarmning, hvor fjernvarmevandet først forvarmes i en varmepumpe og herefter eftervarmes i biomassekedler, vil derfor gøre varmepumpen mere økonomisk uden at påvirke kedlen. Med lavere udløbstemperatur vil COP for en givet varmekilde øges. Det betyder, at produktionsprisen for en luftvarmepumpe vil nærme sig prisen for en tilsvarende grundvandsvarmepumpe osv. Derfor kan kombinationen betyde, at varmepumper, som umiddelbart er mindre økonomisk attraktive, alligevel kan producere billig varme. Betydningen er illustreret på Figur 7.

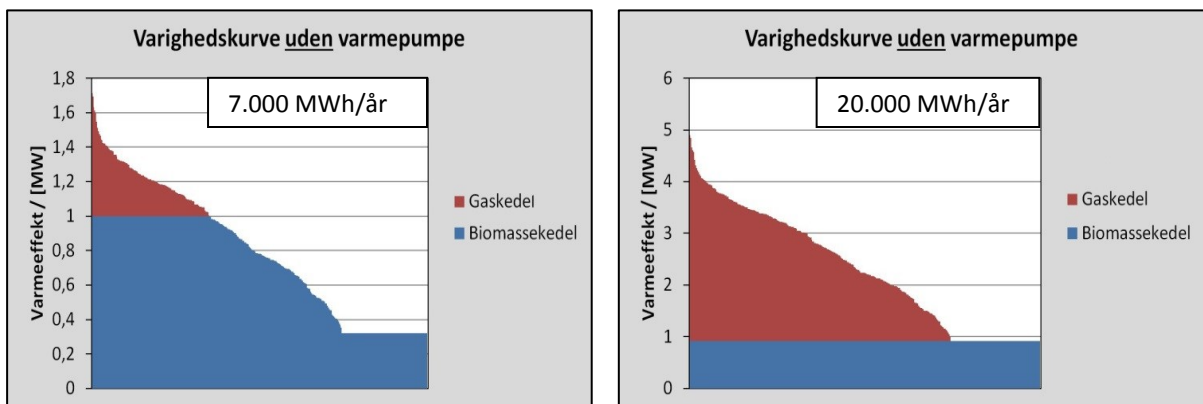


Figur 7. Betydning af reduceret udløbstemperatur for varmepumper ved kombination med biomassekedler.

Figur 7 viser, hvordan varmeproduktionsprisen for en varmepumpe kan påvirkes ved samdrift med eksempelvis biomassekedler. Afhængigt af de konkrete forhold kan COP for en varmepumpe, der

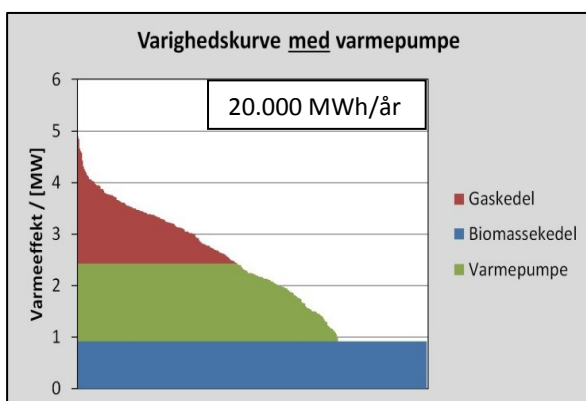
udnytter energi fra omgivelserne, øges fra 3 til 4. En grundvandsbaseret varmepumpe, som kombineres med en biomassekedel, vil kunne producere varme til samme pris som røggas- eller overskudsvarmebaserede anlæg. Her bliver produktionsomkostningen meget attraktiv og vil typisk være på samme eller lavere niveau, end biomassekedlen alene.

Potentialet afhænger dog af varmemærkets størrelse, hvor biomassekedler på 1 MW vil varetage en større eller mindre rolle i det samlede varmegrundlag. Med de gældende regler må biomassekedlerne maksimalt producere 8.000 MWh årligt. På værker med et væsentlig større varmegrundlag vil der således være plads til yderligere varmeproduktion med en varmepumpe. Dette er illustreret på Figur 8 herunder, hvor venstre side viser varighedskurve og varmeproduktionsfordeling for et lille værk med en årlig produktion på 7.000 MWh. Højre side viser forholdene for et mellemstort værk med en årlig produktion på 20.000 MWh.



Figur 8. Varighedskurve og produktionsfordeling 7.000 MWh/år
Højre kurve: Varighedskurve og produktionsfordeling 20.000 MWh/år

For et lille varmeværk med en årlig varmeproduktion på 7.000 MWh kan en 1 MW biomassekedel producere omkring 6.300 MWh. Der er altså en meget lille andel af gasbaseret varme tilbage, som en varmepumpe vil kunne substituere. For et mellemstort værk med en årlig produktion på 20.000 MWh vil biomassekedlen kun producere 8.000 MWh om året. Hermed er der fortsat mulighed for at erstatte gasbaseret produktion med et varmepumpeanlæg, som kan producere varme til nogenlunde samme pris som biomassekedlen. På Figur 9 herunder ses produktionsfordelingen for et mellemstort værk, når produktionen suppleres med en varmepumpe på 1,5 MW.



Figur 9. Varighedskurve og produktionsfordeling med varmepumpe på 1,5 MW

Figur 9 viser samme varighedskurve som højre del af Figur 8, men hvor gas- og biomassekedel suppleres med en varmepumpe på 1,5 MW. Biomassekedlen vil stadig være billigste produktionsenhed og levere grundlasten i sommerperioden.

Varmepumpen supplerer når biomassekedlens effekt ikke er tilstrækkelig, og herved reduceres den gasbaserede produktion fra 12.000 til ca. 3.700 MWh/år. Samlet set bliver mere end 80 % af varmebehovet dækket via biomasse og varmepumpe til en meget attraktiv varmeproduktionspris.

For de enkelte værker vil det specifikke varmebehov og kvaliteten af tilgængelige varmekilder være afgørende for potentialet. Umiddelbart vil de fleste værker med en årlig varmeproduktion på mere end ca. 15.000 MWh kunne drage fordel af kombinationen med varmepumpe og 1 MW biomassekedel. Den lave temperatur betyder, at selv luftbaserede varmepumper kan producere billig varme.

7.4 Konklusion

Igennem besøg på fjernvarmeværker og dialog med branchen er rejseholdets erfaring, at de mindre gasbaserede værker er meget opmærksomme på mulighederne for erstatning af gasbaserede produktionsenheder med biomasse, varmepumper, solvarme eller en kombination.

Med de nuværende lave elpriser er kraftvarmeenheder stort set ikke i drift, og værkerne forventer at sælge eller skrotte gasmotorerne, når grundbeløbene bortfalder. Gaskedler er dyre som grundlastenheder, men er egnede til reservelast eller som supplement i spidslastperioder.

Rejseholdets erfaringer bekræfter delvist påstanden om, at den billige biomasse er en barriere for udbredelsen af varmepumper. Opgøres økonomien ved varmepumper direkte imod biomassebaserede enheder, vil biomasse mange steder være det mest attraktive valg på kort sigt.

For de lidt større værker kan kombinationen af de to teknologier dog sikre endnu billigere varmeproduktion. Samtidig vil der være nogle praktiske fordele, som blandt andet kan være mindre følsomhed over for svingninger i energipriserne, større fleksibilitet i forhold til driftstop eller nedlukning på enkelte enheder, færre emissioner m.m.

8. Varmepumper til balancering af elsystemet

8.1 Baggrund

Varmepumper i fjernvarmesystemer anses ofte som en del af løsningen til indbalancering af elproduktion fra vindmøller i et fremtidigt energisystem, hvor produktionen ikke kan tilpasses forbruget i samme grad som i et system baseret på forbrænding. Samtidigt opfattes de svingende elpriser og især perioderne med negative elpriser, som attraktive muligheder for at opnå god driftsøkonomi på varmpumper.

For de decentrale kraftvarmeværker vil varmpumper typisk installeres som grundlastenheder til supplement af eksisterende gaskedler og gasmotorer. Disse varmeværker råder desuden over akkumuleringstanke, som afhængigt af årstiden, typisk kan forsyne byen med varme i et halvt til flere døgn uden varmeproduktion.

De varmeværker, som typisk installerer varmpumper, kan altså både forbruge (varmpumpe) eller producere (gasmotor) elektricitet uafhængigt af varmebehovet. Ydermere kan der produceres varme med gaskedler, som ikke påvirker elsystemet med hverken forbrug eller produktion. Teknisk set betyder varmpumper på de mindre værker derfor øget fleksibilitet i forhold til elsystemet, hvor værkerne også kan indgå som fleksible forbrugere.

8.2 Fleksibel drift med varmpumper i det nuværende elsystem

Hvis det tekniske potentiale for fleksibelt elforbrug skal indfris, kræver det, at elmarkedet honorerer denne type forbrug. Dette kan bl.a. ske ved at planlægge produktionen efter spotprisen, så varmpumperne afbrydes ved høje elpriser og driftes ved lave priser.

Herudover udbyder Energinet.dk en række systemydelser, hvor der kan skabes yderligere indtjening, når elforbrug hurtigt tilpasses systemets aktuelle behov.

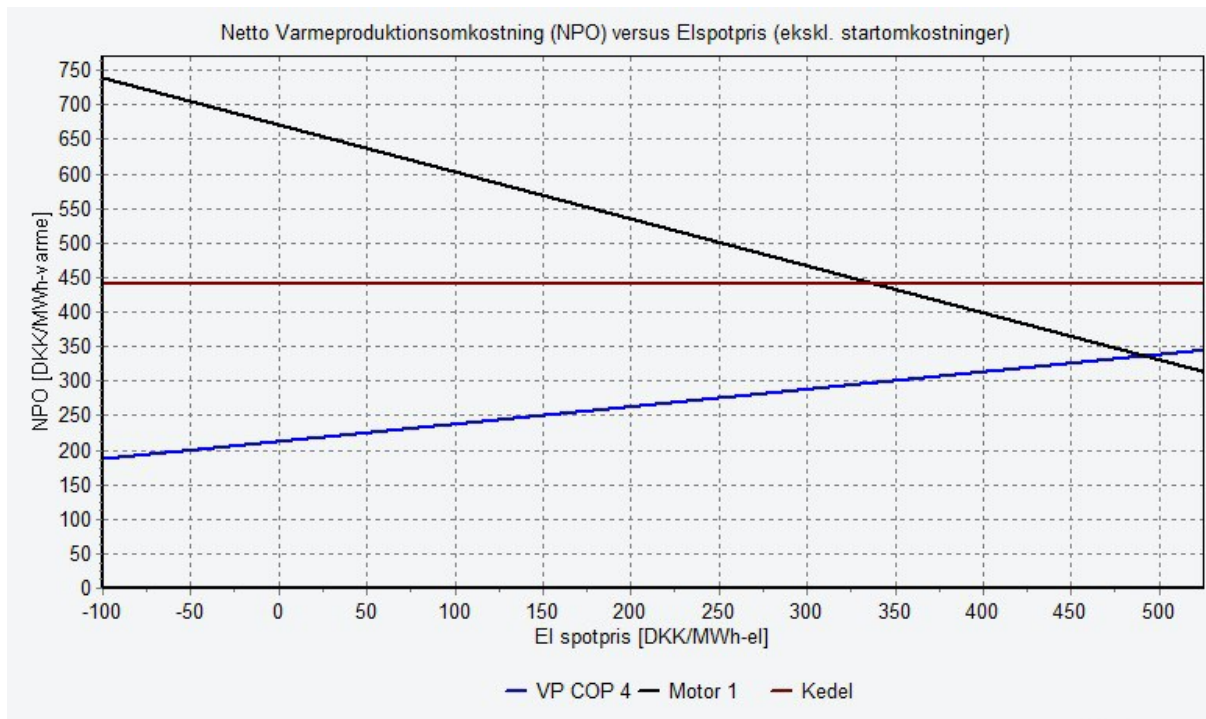
De aktuelle systemydelser passer dog ikke til varmpumpernes teknik, hvor ydelserne efterspørger enheder med væsentlig større eloptag, som samtidig kan håndtere hurtige og hyppige start og stop. Med tilføjelser af ekstra reguleringssløjfer og andre tekniske tiltag kan varmpumperne dog designes, så de tidsmæssige krav i flere af systemydelserne kan imødekommes. Indtjeningspotentialet for enheder med lavt eloptag, som varmpumper, modsvarer dog ikke større tekniske ombygninger.

Uden mulighed for indtjening igennem systemydelser bliver disse ikke udslagsgivende for fleksibel drift. Varmepumperne vil derfor skulle driftes i forhold til variationer i el- og brændselspriser. Flexibiliteten er størst, hvis varmpumperne overdimensioneres, så enhederne kan producere "forud" og akkumulere varme til tidspunkter uden drift.

8.3 Drift i forhold til varierende el- og brændselspriser

I forhold til de mindre værker er det primært variationer i gas- og elpriser, som er relevante i forhold til et potentiale for fleksibel drift. De fleste værker har dog længerevarende gaspris aftaler, hvorfor det stort set udelukkende er variationer i elprisen, som kan give incitament for fleksibelt elforbrug med varmpumper. I det følgende er der derfor udelukkende regnet på betydningen af elspotprisens betydning.

Figur 10 nedenfor viser de rene varmeproduktionsomkostninger på henholdsvis en varmpumpe, en gasmotor og en gaskedel som funktion af elprisen ved et mindre decentralt varmeværk.



Figur 10. Netto varmereproduktionsomkostninger uden afbetalinger eller afskrivning som funktion af spotprisen for hhv. en varmepumpe med en COP-værdi på 4 (blå), en gasmotor (sort) og gaskedel (brun)

For gasmotorer (sort) falder varmereproduktionsprisen med høje elpriser, fordi der opnås en højere gevinst ved salg af el. Gaskedler interagerer ikke med elmarkedet og påvirkes ikke af spotprisen. Da varmepumper forbruger elektricitet, øges varmereproduktionsomkostningen, når elprisen stiger. Som det ses er den blå kurve relativt flad, hvilket betyder at varmepumpen kun påvirkes i mindre grad af ændringer i spotprisen. Dette skyldes dels, at varmepumper er energieffektive, og dels at hovedparten af omkostningerne til elforbrug udgøres af afgifter, PSO og tariffer, som ikke svinger med spotprisen fra time til time.

Som det fremgår af Figur 10 ovenfor, vil en varmepumpe og en gasmotor typisk sikre en varmereproduktionspris, som aldrig overstiger omkring 335 kr./MWh-varme.

Priskurverne for de to enheder skærer hinanden ved en elpris på omkring 490 kr./MWh-el.

Ved lavere elpriser vil varmepumpen producere billigst, og ved høje elpriser producerer motoren billigst.

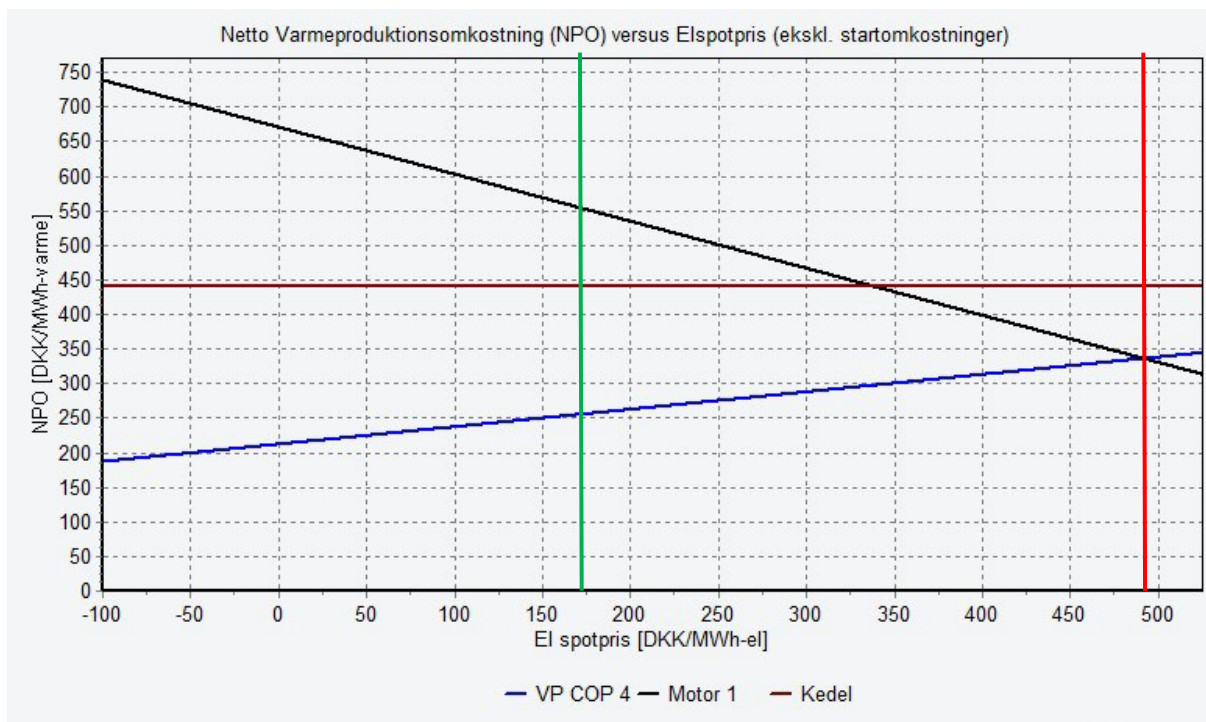
Varmeværket vil altså forbruge elektricitet, når elprisen er lav, imens der produceres elektricitet, når elprisen er høj. Så længe spotpriserne afspejler elsystemets behov, vil varmereværkerne altså støtte op om systemet med enten forbrug eller produktion.

8. 4 Drift i forhold til faktiske elpriser

For at illustrere det faktiske driftsmønster på et varmereværk, er der kigget nærmere på elpriserne fra 2015. Figur 11 nedenfor tager udgangspunkt i Figur 10, men her er tilføjet to lodrette linjer.

Den røde linje længst til højre viser skæringspunktet, hvor priskurverne for varmepumpe og gasmotor krydser (490 kr./MWh-el).

Den grønne linje viser den gennemsnitlige spotpris for Vestdanmark i 2015 (171 kr./MWh-el).



Figur 11. Varmeproduktionsomkostninger som funktion af spotpris. Skæringspunkt for gasmotor og varmepumpe er markeret af den røde linje, og den gennemsnitlige elspotpris for 2015 er markeret med den grønne linje.

Ud af 8.760 timer i 2015 var der blot 19 timer, hvor spotprisen var højere end 490 kr./MWh. Det udgør 0,2 % af årets timer og betyder, at varmepumpen vil være billigste varmeproduktionsenhed i 99,8 % af årets timer (2015). Varmepumper må derfor betragtes som grundlastenheder, der kun driftes fleksibelt i meget begrænset grad. Med de nuværende forhold vil kombinationen af kraftvarmehenhed og varmepumpe altså ikke betyde, at der skiftevis produceres og forbruges elektricitet på de mindre varmeværker.

8.5 Regneeksempel

Som det ser ud i øjeblikket, vil de gasbaserede kraftvarmewærker med eldrevne varmepumper stort set være forbrugere og ikke leverandører af elektricitet. Fremfor at dimensionere varmepumperne til et stort antal årlige fuldlasttimer, kan anlæggene dog også overdimensioneres, så antallet af driftstimer reduceres. Dette vil fortsat betyde, at varmeværkerne udelukkende forbruger og ikke producerer elektricitet, men vil gøre forbruget fleksibelt.

Ud over nogle få årlige dage med de laveste temperature, er fjernvarmebehovet om vinteren typisk 4-5 gange større end grundlastbehovet om sommeren. Et varmepumpeanlæg, som dimensioneres efter vinterlasten, vil altså have en væsentlig overkapacitet den øvrige del af året. Med værkernes eksisterende akkumuleringstanke vil varmen kunne produceres på bare 5-6 driftstimer i døgnet i sommermånederne, imens overgangsperioderne vil kræve 12-16 driftstimer i døgnet.

Som tidligere nævnt vil varmepumpeanlægget i systemet på Figur 11 kun have 19 årlige timer uden drift. Der vil altså være et potentiale for 8.741 årlige driftstimer. Som alternativ kunne en overdimensioneret varmepumpe være i drift i den halvdel af timerne (4.370,5), hvor elprisen er lavest. Tabel 2 viser besparelsespotentialet, når driftstimerne af varmepumpeanlæg med COP-værdier på hhv. 4 og 6 halveres og udelukkende foregår i timerne med de laveste spotpriser.

Varmepumpe	Årlige driftstimer	Besparelse i forhold til gaskedel	Ændring i %.
COP 4	8.741 stk.	175 kr./MWh	8 %
	4.371 stk.	190 kr./MWh	
COP 6	8.759 stk.	265 kr./MWh	4 %
	4.380 stk.	275 kr./MWh	

Tabel 2. Besparelspotentiale ved drift med varmepumper med forskellig COP i timer med lave elspotpriser.

Der er kun indregnet driftsafhængige omkostninger, dvs. investeringsomkostninger indgår således ikke.

Ved en halvering af driftstimerne for en varmepumpe med en COP-værdi på 4 reduceres den gennemsnitlige elspotpris fra 170 til 110 kr./MWh. Denne reduktion svarer til en reduktion i varmeprisen på knap 15 kr./MWh-varme eller kun omkring 8 % af forskellen mellem produktionsprisen for varmepumpen og gaskedlen.

For et anlæg med en COP på 6 er potentialet endnu mindre. Med den høje COP-værdi er der blot en enkelt årlig time i 2015, hvor spotprisen er for høj til, at driften bliver rentabel. Som udgangspunkt vil der altså være drift i 8.759 timer. Når antallet af driftstimer reduceres til halvdelen, øges besparelsen pr. driftstime i forhold til gaskedlen med 4 %.

Resultaterne i Tabel 2 er et simplificeret eksempel, som viser det begrænsede potentiale ved overdimensionering af varmepumpeanlæg. Besparelspotentialet på kun 4-8 % per driftstime skal kunne dække meromkostningen til et overdimensioneret anlæg. I praksis er de økonomiske fordele ved opskalering af store varmepumpeanlæg dog meget begrænsede. En fordobling i kapacitet øger typisk investeringen med 70-100 %, hvorfor gevinsten i driftsomkostninger skal være væsentligt højere end 4-8 %.

I konkrete tilfælde er der dog yderligere forhold, som skal inkluderes for at finde den optimale kapacitet. Gevinsten i driftsomkostninger kontra merinvestering varierer fra værk til værk, og varmegrundlagets størrelse og årsvariation skal ligeledes tages med i betragtningen. I langt de fleste tilfælde fås den bedste økonomi derfor ved et stort antal årlige fuldlasttimer, som typisk vil udgøre 5.000 - 7.000 timer.

I praksis betyder de 5.000 – 7.000 årlige driftstimer, at varmepumperne har en vis overkapacitet i sommerperioden, hvor driften typisk kan foregå på 12 timer i døgnet. I vinterperioden samt efterår og forår, hvor varmebehovet er større, vil en optimalt dimensioneret varmepumpe skulle producere mest mulig varme og skal derfor ikke afbrydes. Hermed er der altså primært basis for fleksibelt elforbrug i sommerperioden. Ved overdimensionering af anlægget vil varmeproduktionen også kunne foregå fleksibelt i de øvrige perioder. Men som regneeksemplet viser, er den økonomiske gevinst ved en fordobling af kapaciteten kun 4-8 %, hvorimod forøgelsen i investeringsomkostningen typisk vil udgøre 50-100 %. Det vil derfor ikke være rentabelt at øge kapaciteten med det formål at udnytte fluktuerende energipriser.

8.6 Konklusion

Med de nuværende forhold kan det ikke forventes, at varmepumper kommer til at spille en væsentlig rolle til balancering af elsystemet. De aktuelle systemydelse efterspørger andre enheder med større eloptag, som hurtigt og ofte kan aktiveres og afbrydes.

Samtidig betyder kombinationen af lave spotpriser og varmepumpernes begrænsede elforbrug, at varmepumperne vil blive grundlastenheder, som kun afbrydes i sommerperioden eller ved særligt høje spotpriser.

Det er vigtigt at bemærke, at varmepumper er dyre i investering og billige i drift. Grundlæggende er dette karakteristika i modstrid med overdimensionering og reduceret driftstid. Jo færre fuldlasttimer et anlæg har, jo færre timer har anlægget til at tjene investeringen hjem. Her betyder varmepumpernes høje effektivitet og medfølgende lave følsomhed over for svingningerne i elprisen, at anlæggene "tjener" penge stort set alle årets timer, og at det derfor er dyrt at begrænse antallet af driftstimer.

Andre varmeproduktionsenheder, som for eksempel elpatroner, er langt mere egnede til regulering og stabilisering af elsystemet, fordi elpatroner er billige at investere i og er betydeligt mere følsomme over for svingende elpriser.

Baggrunden for etablering af varmepumpeanlæg skal derfor ikke være balancering af elsystemet, men billig og energieffektiv varmeproduktion. Varmepumperne vil være grundlastenheder, som er dyre at afbryde, og der skal således være langt større udsving i spotpriserne, eller etableres andre typer systemydelser, hvis varmepumperne for alvor skal agere fleksibelt i forhold til elsystemet.

9. Varmepumper i kombination med solvarmeanlæg

9.1 Baggrund

Ud af ca. 60 varmegærker, som rejseholdet har været dialog med, har omkring en tredjedel allerede etableret solvarmesystemer. De øvrige overvejer også mulighederne og mange af værkerne ser en kombination af solvarme og varmepumper, som den primære produktionsform i et fremtidigt energisystem, hvor værkerne forventer at naturgassen får en mindre rolle.

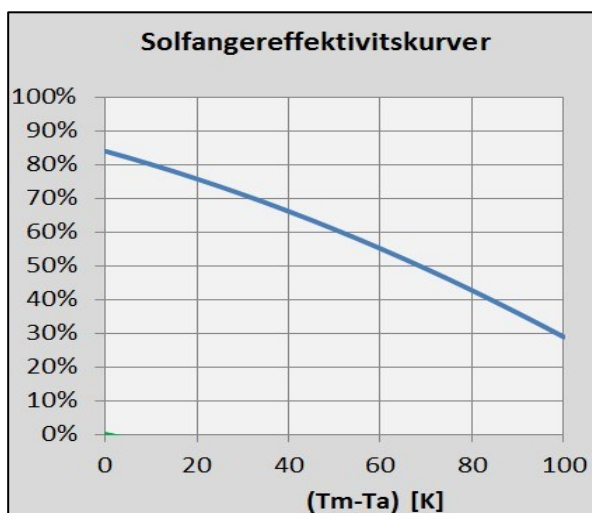
Både ved eksisterende og nye solvarmeanlæg opfattes varmepumper som en mulighed for at øge udbyttet fra solfangerne ved at køle fremløbet til solfangerne.



Figur 12. Solvarmeanlæg ved fjernvarmegærk

Baggrunden for kombinationen ligger i solfangernes effekt karakteristik, hvor der opnås en højere virkningsgrad med lavere glykoltemperatur. Ved at afkøle glykolvandet med en varmepumpe kan udbyttet fra et givet solfangeranlæg altså øges.

Figur 13 nedenfor viser sammenhængen mellem en konkret solfangertypes effektivitet og temperaturforskellen imellem glykolvæsken og omgivelserne (luften).



Figur 13. Effektivitet af en given type solfangerer som funktion af temperaturforskellen på luften rundt om solfangeren og middeltemperaturen på glykolen i solfangeren.

Temperaturforskellen er angivet som middeltemperaturen for glykolvandet (T_m) fratrukket luftens temperatur (T_a). Ved normal drift opvarmes glykolvandet for eksempel fra 35 til 69 °C på vejen gennem solfangeren, hvilket giver en T_m på ca. 52 °C (i praksis lidt højere fordi glykolvandet opvarmes hurtigere ved lav temperatur).

Ved en udetemperatur på 0 °C bliver $T_m - T_a$ derfor tilnærmelsesvist 52 K. Effektiviteten i dette driftspunkt kan dermed aflæses fra figur 13 til ca. 60 %.

Reduceres indløbstemperaturen ved afkøling med en varmepumpe, bliver T_m lavere og effektiviteten øges. Ved en indløbstemperatur på 15 °C og en opvarmning til 69 °C bliver T_m tilnærmelsesvist 42 K, og ved en omgivelsestemperatur på 0 °C kan effektiviteten aflæses til ca. 66 %. Solfangernes produktion øges altså med 10 % ved at sænke indløbstemperaturen fra 35 °C til 15 °C i dette eksempel.

9.2 Effekt over en hel varmesæson

Ved en simulering over en hel varmesæson, med varierende omgivelsestemperaturer, bliver den samlede effekt endnu større og kan beregnes til 15 % for et givet system. Tabel 3 nedenfor viser den beregnede effekt for et solfangeranlæg på 13.400 m², som svarer til det, et mellemstort decentralt kraftvarmeværk vil opstille.

Scenarie	Temperatursæt (ind-ud)	Årlig varmeproduktion	Forøgelse
Reference	35 - 69 °C	6.244 MWh	-
Afkøling af indløb	15 - 69 °C	7.190 MWh	15 %

Tabel 3. Beregnet årlig varmeproduktion for 13.400 m² solfangeranlæg ved henholdsvis 15 og 35 °C indløbstemperatur og opvarmning til 69 °C.

Som det ses af Tabel 3, øges den årlige varmeproduktion fra det konkrete solfangeranlæg med ca. 1.000 MWh, hvilket normalt vil forbedre økonomien for solfangeranlægget. Et koncept, hvor glykolvandet afkøles, inden det ledes til solfangerne, kan derfor umiddelbart virke attraktivt. Men når der regnes på det samlede system inklusiv omkostninger til drift af varmepumpeanlægget, bliver løsningen ikke rentabel. Dette illustreres ved følgende regneeksempel.

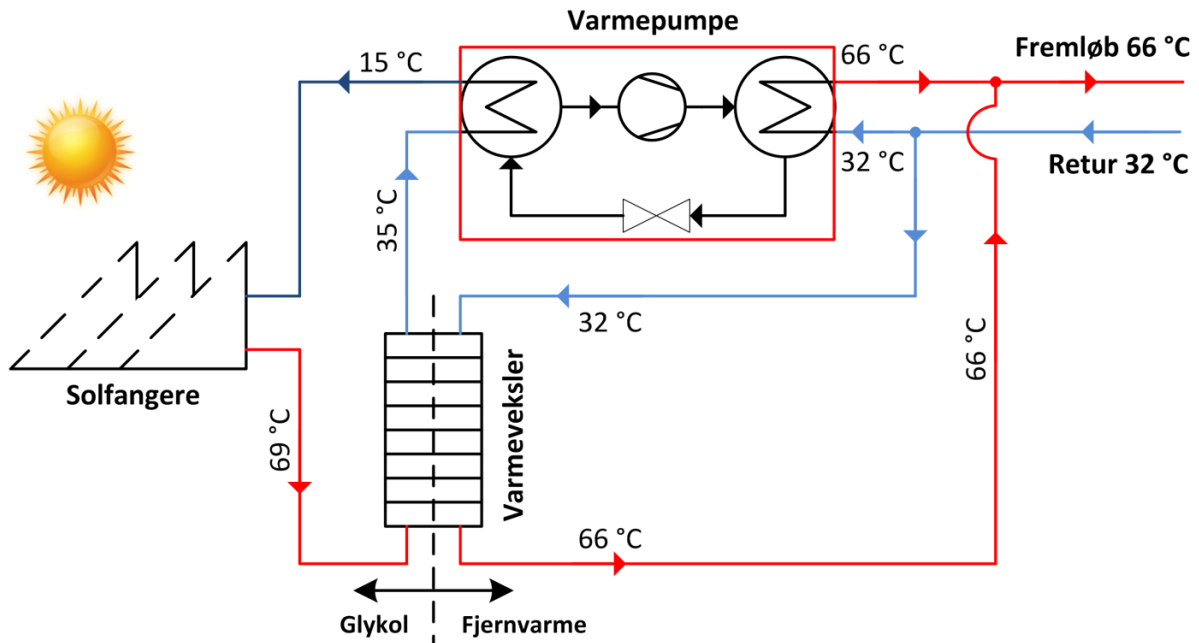
9.3 Driftsøkonomi ved kombination af varmepumpe og solfangere

En af årsagerne til, at den samlede økonomi bliver dårlig ved kombinationen er, at varmepumpen skal flytte en relativ stor energimængde, når glykolvandet til solfangerne skal afkøles fra 35 til 15 °C. I referencen, hvor glykolvandet opvarmes fra 35 °C, er hele varmeproduktionen fra solfangerne direkte anvendelig til opvarmning af fjernvarmevand. I scenariet hvor indløbet afkøles, er opvarmningen imellem 15 og 35 °C ikke direkte anvendelig og kræver et yderligere temperaturløft med varmepumpen. Man kan altså tale om, at solfangerne har en direkte og en indirekte varmeproduktion, hvor den indirekte produktion er den energimængde, som kræver yderligere temperaturløft med varmepumpen. Dette er illustreret i Tabel 4.

Scenarie	Temperatursæt	Årlig varmeproduktion	Direkte produktion (35-69 °C)	Indirekte produktion (15-35 °C)
Reference	35 – 69 °C	6.244 MWh	6.244 MWh	0 MWh
Afkøling af indløb	15 – 69 °C	7.190 MWh	4.527 MWh	2.663 MWh

Tabel 4. Beregnet årlig varmeproduktion for 13.400 m² solfangeranlæg opdelt på direkte og indirekte varmeproduktion.

Tabel 4 viser, at den direkte varmeproduktion fra solfangeranlægget falder fra 6.244 MWh til 4.527 MWh, ved afkøling af returvandet. Til gengæld producerer solfangerne en energimængde på 2.663 MWh ved opvarmning fra 15-35 °C. Denne energimængde afkøles altså af en varmepumpe for efterfølgende at blive genopvarmet i solfangeren. Princippet i anlægsopbygningen ses på Figur 14 nedenfor.



Figur 14 – Principskitse for sammenbygning af varmepumpe og solfangere

Varmepumpen afkøler indløbet til solfangerne, så temperaturen reduceres til 15 °C, hvilket udgør en årlig energimængde på 2.663 MWh. Den større temperaturdifferens betyder, at glykolgennemstrømningen i solfangeranlægget må reduceres for at kunne optage varme nok til at opnå en temperatur på 69 °C. På fjernvarmesiden opdeles vandstrømmen, så kun en delstrøm passerer veksleren til glykolvandet, for at modsvare den reducerede glykolstrøm. Den øvrige fjernvarmestrøm ledes igennem varmepumpens kondensatorside, hvor køleeffekten samt varmepumpens elforbrug afsættes. I det givne eksempel skal varmepumpen have en samlet varmeproduktion på ca. 3.425 MWh, og med de angivne temperaturniveauer vil en varmepumpe opnå en COP på ca. 4,5.

Varmepumpens elforbrug udgør således 761 MWh.

Varmepumpens elforbrug bliver også til fjernvarme, så den samlede varmemængde udgør dermed:

- 4.527 MWh – Solvarme 35-69 °C
- 2.663 MWh – Solvarme 15-35 °C
- 761 MWh – Elforbrug i varmepumpen
- **7.951 MWh – Samlet varmeproduktion**

9.3.1 Økonomi ved afkøling af indløb til solfangere

For at beregne økonomien ved afkøling af indløbet til et solfangeranlæg med en varmepumpe, sammenlignes driftsøkonomien i et varmepumpescenarie, som er beskrevet ovenfor, med et referencescenarie uden varmepumpe. I referencescenariet producerer solfangerne mindre varme, og derfor medtages produktion fra en gaskedel, så varmeproduktionen er den samme i de to scenarier. Resultaterne for referencescenariet ses i Tabel 5.

Reference						
	Varmeproduktion		Omkostning inkl. D&V			
Solfangere (35 °C - 69 °C)	6.244	MWh/år	5	kr./MWh	31.220	kr./år
Gaskedel	1.707	MWh/år	435	kr./MWh	742.545	kr./år
Sum	7.951	MWh/år	97	kr./MWh	773.765	kr./år

Tabel 5. Samlede omkostninger til varmeproduktion i referencescenariet uden en varmepumpe, med gaskedel.

Der regnes ikke med produktionsuafhængige omkostninger, da det forudsættes, at både solfangeranlæg og gaskedel er eksisterende anlæg. De produktionsafhængige omkostninger til solfangeranlægget udgør derfor blot 5 kr./MWh, imens gaskedlens produktionspris er 435 kr./MWh. De samlede omkostninger til drift af solfangeranlægget og produktion på gaskedlen udgør altså 773.765 kr./år.

Resultaterne for scenariet med varmepumpen ses i Tabel 6. Den producerede varmemængde er af samme størrelse, og produktionsfordelingen er som beskrevet i det foregående afsnit.

Med afkøling af indløb til solfangere						
	Varmeproduktion		Omkostning inkl. D&V			
Solfangere direkte (35 °C - 69 °C)	4.527	MWh/år	4	kr./MWh	18.108	kr./år
Solfangere indirekte (15 °C - 35 °C)	2.663	MWh/år	4	kr./MWh	10.652	kr./år
Varmepumpe (el og D&V)	761	MWh/år	1.040	kr./MWh	791.291	kr./år
Sum	7.951	MWh/år	103	kr./MWh	820.051	kr./år

Tabel 6. Samlede omkostninger til varmeproduktion i scenariet hvor indløbet til solfangerne afkøles af en varmepumpe.

Med en koldere indløbstemperatur producerer solfangeranlægget som nævnt tidligere 7.190 MWh/år, hvoraf de 4.527 MWh omsættes direkte til fjernvarme, imens de resterende 2.663 MWh opvarmes yderligere af varmepumpen så energien kan afsættes i fjernvarmevandet. På grund af det større udbytte og den lavere vandstrøm i solfangeranlægget, bliver driftsomkostningerne pr. produceret varmenhed lidt lavere. Disse sættes nu til 4 kr./MWh. Elektricitet, afgifter samt drift og vedligehold af varmepumpen udgør en omkostning på 1.040 kr./MWh og de samlede produktionsafhængige omkostninger bliver nu 820.051 kr./år.

9.3.2 Resume

Som det ses af eksemplet, øges de produktionsafhængige omkostninger ved køling af indløbet til solfangerne. I referencen udgør omkostningerne 773.765 kr., imens scenariet med afkøling giver driftsomkostninger for 820.051 kr. svarende til en forøgelse på ca. 6 %. Selvom man kunne få en gratis varmepumpe til formålet eller allerede ejer en, ville det altså bedre kunne betale sig, at lade varmepumpen være slukket og bruge naturgas.

Årsagen er, at der skal bruges relativt meget elektricitet i forhold til størrelsen af det ekstra udbytte på solfangeranlægget. Resultaterne vil selvfølgelig variere i konkrete tilfælde, men i langt de fleste tilfælde, vil der ikke være økonomi i afkøling glykolvand til solfangeranlæg. Dette beskrives yderligere i det følgende.

9.4 Energimæssige forhold ved konceptet

Problemet ved konceptet er, at der skal bruges en relativt stor kølekapacitet til en givet mereffekt for solfangeranlæggene. I eksemplet herover øges solfangerens produktion med 946 MWh/år, men for at opnå denne effekt, skal varmepumpen afkøle solfangervandet med i alt 2.663 MWh.

Det er således blot omkring 35 % af varmepumpens arbejde, som direkte afspejles i en mereeffekt på solfangeranlægget. For hver 100 MWh varmepumpen køler, resulterer det altså kun i en udvundet energimængde på 35 MWh, og man kan sige, at 65 % af varmepumpens køleeffekt er ineffektiv.

I eksemplet opnås en samlet ekstra varmeeffekt i forhold til solfangeranlægget alene på 1.707 MWh: 946 MWh fra solfangeranlægget og 761 MWh fra varmepumpens elforbrug. Deles denne gevinst med elforbruget bliver systemets COP 2,2 på trods af, at varmepumpens COP er på 4,5. Forskellen skyldes den store køleeffekt, som kun udnyttes med ca. 35 % i solfangeranlægget.

Med en elpris på ca. 980 kr./MWh plus drift og vedligehold og en effektiv COP på 2,2 bliver den samlede varmeproduktionspris for konceptet dermed 463 kr./MWh, hvor gaskedlen ligger på 435 kr./MWh. Det er den lave effektive COP, der betyder, at konceptet ikke er rentabelt.

Resultatet vil variere afhængigt af konkrete temperaturniveauer, samt variationer i el- og gaspriser. Med højere system-COP, lavere elpris eller højere gaspris, vil konceptet kunne blive rentabelt. Det er dog vigtigt samtidig at sammenligne konceptet med øvrige varmepumpeløsninger, som udnytter varme fra "eksterne" kilder. Disse påvirkes i samme grad af ændringer i gas- og elpriser.

En anvendelse af det beskrevne koncept skal derfor udelukkende skyldes et mere attraktivt forhold imellem investering og system-COP. Energistyrelsens rejsehold har ikke kunnet finde eksempler på dette, hvilket udelukkende skyldes, at den kombinerede løsnings system-COP ikke kan konkurrere med traditionelle varmepumpeløsninger.

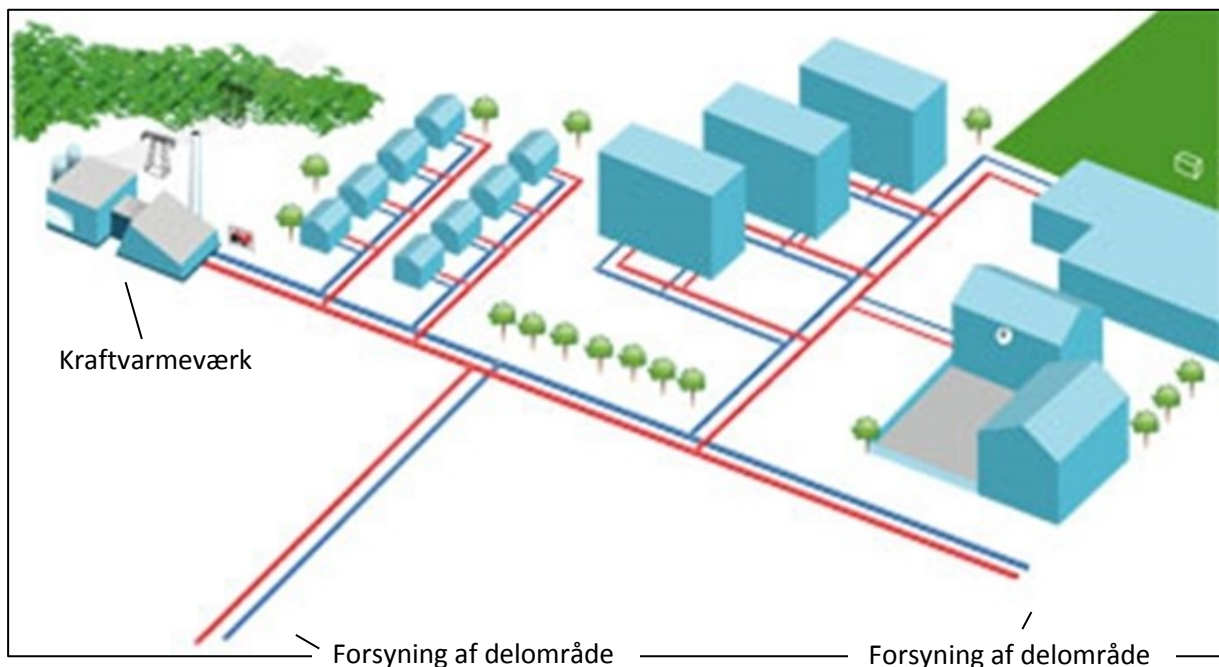
10. Varmepumpe til afkøling af fjernvarmeretur

10.1 Baggrund

Varmepumper kan bruges til at flytte energi fra fjernvarmesystemernes returledning til fremløbsledningen. Herved kan varmetab i returledningen mellem varmepumpen og værket reduceres, kapaciteten i nettet øges, og ofte øges effektiviteten også på varmeværket.

Økonomien i den slags projekter er dog ikke altid lige klar, og det følgende afsnit beskriver virkninger og omkostninger i et scenarie, som er repræsentativt for de mindre naturgasbaserede kraftvarmeværker.

Løsningen kan være relevant i fjernvarmesystemer, som forsynes af et enkelt varmeværk, men hvor fjernvarmen ledes til forskellige delområder i et større geografisk område. Dette er skitseret på Figur 15.



Figur 15. Kraftvarmeværk hvor fjernvarmeforsyningen dækker forskellige delområder

I fjernvarmesystemer som det skitserede kan varmepumper placeres decentralt i systemet til forsyning af delområderne. De to delområder i bunden af skitsen kunne således forsynes via lukkede fjernvarmesløjfer, som opvarmes via varmepumper, der henter energi i returvandet fra det øvrige system.

Afkølingen af returledningen fra hovedområdet, vil betyde en øget kapacitet fra kraftvarmeværket og reduceret varmetab fra returledningen. Herudover vil en reduceret returtemperatur typisk muliggøre en højere effektivitet på værkets varmeproduktionsenheder.

10.2 Potentiale og økonomiske forhold

Det følgende regneeksempel kvantificerer potentialet for et typisk decentralt naturgasbaseret fjernvarmeværk. Nøgletallene for værket er som følger:

- Årlig varmeproduktion 20.000 MWh
- Årligt varmetab 30 %
- Fremløbstemperatur 80 °C
- Returtemperatur 40 °C

Det antages, at fjernvarmeværket har mulighed for at opvarme dele af fjernvarmenettet ved installation af decentrale varmepumper. Disse afkøler returen fra hovedstrengen og reducerer i gennemsnit returtemperaturen fra 40 til 30 °C. I praksis skal temperaturer og ledningstab beregnes individuelt for de enkelte områder, men for at holde eksemplet simpelt, regnes her med en gennemsnitlig temperatur på 30 °C for alle returledninger.

Tabel 7 viser de beregnede varmetab i det nævnte scenarie, hvor alle returledninger køles til 30 °C, samt i et referencescenarie, hvor hele nettet forsynes fra varmeværket. Beregningerne er udført med de angivne parametre og en gennemsnitlig jordtemperatur på 10 °C.

Scenarie	Temperatursæt	Varmetab retur	Varmetab fremløb	Samlet varmetab
Reference	40 – 80 °C	1.800 MWh	4.200 MWh	6.000 MWh (30 %)
Afkøling af retur	30 – 80 °C	1.200 MWh	4.200 MWh	5.400 MWh (28 %)

Tabel 7. Forsimpelt beregnet varmetab i reference og med afkøling af retur til 30 °C.

I referencen med et temperatursæt på 40 °C retur og 80 °C fremløb fordeler varmetabet sig med 1.800 MWh (30 %) i returledningerne og 4.200 MWh (70 %) i fremløbsledningerne. Når returtemperaturen reduceres til 30 °C, falder varmetabet i returen til 1.200 MWh, imens tabet i fremløbet er uændret. I alt reduceres varmetabet med 600 MWh, så det nu udgør 5.400 MWh i alt, svarende til 28 % af den producerede varmemængde.

Med det lavere varmetab bliver de nye forhold for varmeværket:

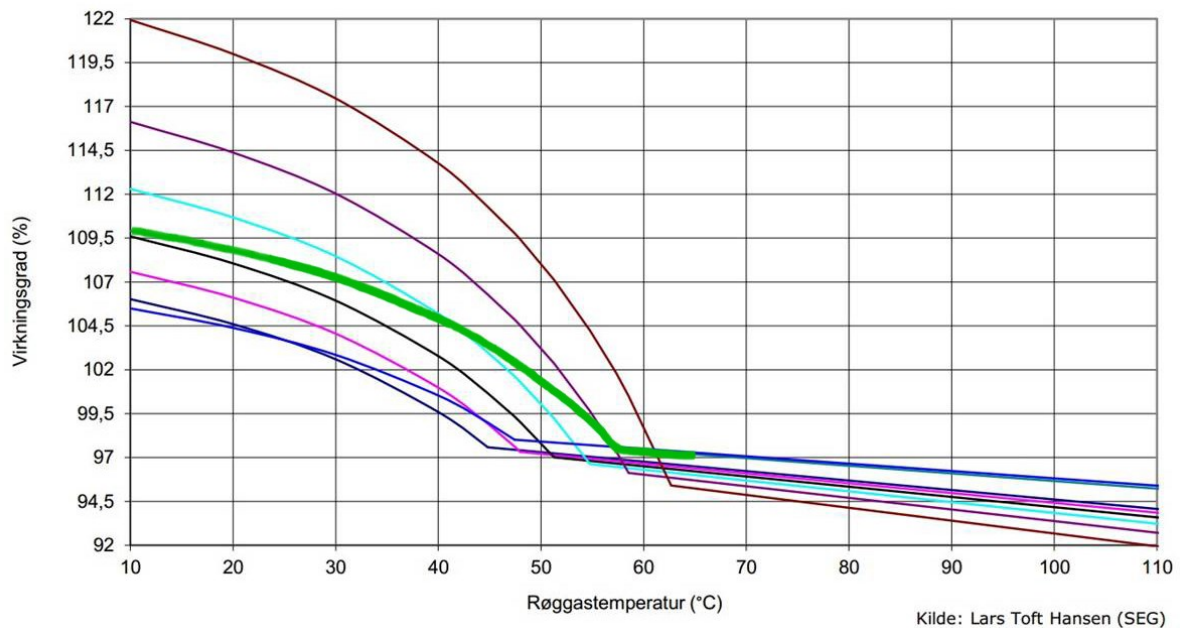
- Årlig varmeproduktion 19.400 MWh
- Årligt varmetab 20 %
- Fremløbstemperatur 80 °C
- Returtemperatur 30 °C

10.2.1 Økonomi fordele ved reduceret returtemperatur

Ud over et mindre varmetab betyder en lavere returtemperatur, at effektiviteten for de fleste varmeproducerende enheder øges.

For mindre kraftvarmeværker produceres varmen næsten udelukkende på gaskedler.

Figur 16 viser virkningsgraden som funktion af røggastemperaturen ved afbrænding af forskellige brændselstyper. Den tykke grønne streg viser virkningsgraden for naturgaskedler.



Figur 16. Kedelvirkningsgrader i forhold til nedre brændværdi for forskellige brændsler som funktion af røggastemperaturen.

Ved en returtemperatur på 40 °C vil man typisk kunne afkøle røggassen til 45 °C. På Figur 16 kan kedelvirkningsgraden her aflæses til 103 %. Reduceres returtemperaturen med 10 °C, vil man kunne opnå en røggastemperatur som ca. er 10 °C lavere. Her aflæses kedelvirkningsgraden til 106 %.

I forhold til referencen betyder den øgede afkøling altså både et mindre varmetab og en øget virkningsgrad for varmeproduktionen. De økonomiske fordele ved sænket returtemperatur for et naturgasfyret decentralt varmekværk er beregnet i Tabel 8. Beregningen indeholder ikke omkostninger til investering eller drift i et varmepumpeanlæg og gælder dermed kun, hvis temperaturreduktionen kan opnås gennem bedre afkøling hos forbrugerne.

Scenarie	Årlig varme- produktion	Omkostninger brændsel	Omkostninger afgifter	Omkostninger D&V	Samlede omkostninger
40 °C retur	20.000 MWh	210 kr./MWh	215 kr./MWh	10 kr./MWh	8.700.000 kr.
30 °C retur	19.400 MWh	204 kr./MWh	215 kr./MWh	10 kr./MWh	8.322.600 kr.

Tabel 8. Økonomisk betydning af reduceret returtemperatur for decentralt varmekværk med al varmeproduktion på en gaskedel. Den øgede effektivitet på gaskedlen kommer til udtryk i brændselsomkostningerne. Afgifterne betales per leveret varmemængde og er derfor uafhængige af effektiviteten på gaskedlen.

Gaskedlens produktionspris reduceres ved lavere omkostninger til indkøb af brændsel.

På grund af *elpatronloven* afregnes energi- og CO₂-afgifterne med udgangspunkt i den producerede varmemængde og påvirkes derfor ikke af en øget kedeleffektivitet. Som det ses af tabellen, opnås en samlet besparelse på ca. 375.000 kr./år, når returtemperaturen reduceres.

10.2.2 Økonomiske forhold når returtemperaturen reduceres med varmepumper

Hvis den øgede afkøling gennemføres ved køling med varmepumper, som skitseret i indledningen, skal varmepumperne flytte relativt meget energi fra returledningerne.

For at reducere temperaturen i det skitserede system fra 40 til 30 °C kræver det, at der flyttes 3.880 MWh fra returledningerne til fremløbsledningerne. Med den høje temperatur på varmekilden kan varmepumpen opnå en COP på omkring 6.

I forhold til varmemængden som gennemløber varmepumperne, bliver elforbruget derfor lavt, men den store varmemængde, der skal flyttes, betyder alligevel, at elforbruget bliver 776 MWh i det givne eksempel. Elektriciteten omsættes til varme i processen og reducerer derfor varmeværkets varme-produktion med 776 MWh. De resulterende omkostninger til varmeproduktion og økonomien for de to scenarier med og uden afkøling ses i Tabel 9.

Scenarie	Enhed	Varmeproduktion	Omkostning inkl. D&V	
40 °C retur	Gaskedel	20.000 MWh	435 kr./MWh	8.700.000 kr./år
30 °C retur	Gaskedel	18.624 MWh	429 kr./MWh	7.989.696 kr./år
	Varmepumper	776 MWh	1040 kr./MWh	807.040 kr./år
	Samlet	19.400 MWh	453 kr./MWh	8.796.736 kr./år

Tabel 9. Varmeproduktionsomkostninger og økonomiske forhold ved afkøling af returledninger til 30 °C med varmepumpeanlæg og referencen med uændret returtemperatur.

Øverst i tabellen ses referencescenariet med uændret returtemperatur på 40 °C. Her produceres hele varmemængden på gaskedlen til en samlet omkostning på 8,7 mio. kr. De tre nederste rækker viser varmeproduktionen, når returen afkøles til 30 °C med varmepumper.

Som det fremgår af nederste række er den samlede varmemængde reduceret til 19.400 MWh, fordi varmetabet i returledningen er lavere, som beskrevet ovenfor. Varmepumpernes elforbrug tilfører 776 MWh varme, og den resterende varmemængde på 18.624 MWh produceres på gaskedlen.

Produktionsomkostningerne på gaskedel er lidt lavere end i referencescenariet på grund af den øgede effektivitet, men de høje omkostninger til elektricitet betyder, at de samlede omkostninger øges med næsten 100.000 kr./år.

10.2.3 Resume

Som det ses af eksemplet, øges de produktionsafhængige omkostninger ved afkøling af returvandet. I referencen udgør omkostningerne 8.700.000 kr., imens scenariet med afkøling giver driftsomkostninger for 8.796.736 kr. Selvom man kunne få en gratis varmepumpe til formålet eller allerede ejer en, ville det altså bedre kunne betale sig, at lade varmepumpen være slukket og bruge naturgas.

Årsagen er, at der skal bruges relativt meget elektricitet i forhold til besparelsen i varmetab. Derfor er konceptet ikke anvendeligt til at reducere varmeproduktionsomkostningerne. Konceptet kan dog anvendes til at løse praktiske problemstillinger ved at øge temperaturdifferensen og dermed kapaciteten i eksisterende fjernvarmenet. Hermed kan varmepumperne anvendes som boosterstationer i fjerntliggende dele af nettet til løsning af kapacitetsproblemer, der ellers ville kræve etablering af nye rørføringer.

Det vil dog altid være forbundet med en øget varmeproduktionsomkostning, som skal afvejes i forhold til omkostningerne ved øvrige løsningsmuligheder.

10.3 Energimæssige forhold ved konceptet

Årsagen til den højere varmeproduktionsomkostning er den samme som ved afkøling på solfangeranlæg: Der skal bruges en relativt stor kølekapacitet for at opnå en given besparelse i varmetab og øget virkningsgrad på gaskedlen.

I eksemplet herover reduceres varmetabet med 600 MWh/år, men for at opnå denne effekt, skal varmepumpen afkøle returvandet med i alt 3.880 MWh. Det er således blot omkring 15 % af varmepumpens arbejde, som direkte afspejles i en besparelse på varmetabet.

For hver 100 MWh varmepumpen køler, kan der altså kun spares 15 MWh, og man kan sige, at 85 % af varmepumpens køleeffekt er ineffektiv.

I eksemplet opnås en samlet besparelse på gasforbruget på 1.376 MWh, heraf 600 MWh i reduceret varmetab og 776 MWh fra varmepumpens elforbrug. Deles varmeeffekten med elforbruget, bliver systemets samlede COP 1,8 på trods af varmepumpens COP på 6,0. Forskellen skyldes den store køleeffekt, som kun resulterer i et reduceret varmetab på 15 % af køleeffekten.

Med en elpris på ca. 980 kr./MWh plus drift og vedligehold og en effektiv COP på 1,8 lander den samlede varmeproduktionspris for konceptet dermed på 453 kr./MWh. Til sammenligning ligger gaskedlen på 435 kr./MWh.

Resultatet vil variere afhængigt af konkrete temperaturniveauer samt variationer i el- og gaspriser. Med højere system-COP, lavere elpris eller højere gaspris vil konceptet kunne blive rentabelt. Det er dog vigtigt at sammenligne konceptet med øvrige varmepumpeløsninger, som udnytter varme fra "eksterne" kilder. Disse påvirkes i samme grad af ændringer i gas- og elpriser.

En anvendelse af det beskrevne koncept fremfor traditionelle varmepumpeløsninger skal derfor skyldes et mere attraktivt forhold i mellem investering og system-COP, eller at konceptet løser praktiske problemstillinger, som ikke kan løses på mere omkostningseffektive måder. Energistyrelsens rejsehold har ikke kunnet finde eksempler på dette.

11. Lavtemperaturfjernvarme i forbindelse med varmepumper

11.1 Baggrund

Behovet for høje fjernvarmetemperaturer reduceres i takt med opførelse af nye boliger og øgede krav i bygningsreglementets energirammer. Samtidig renoveres og energieffektiviseres den eksisterende bygningsmasse, hvor gulvvarme, overdimensionerede radiatorer og nye fjernvarmevekslere ligeledes muliggør reducerede fjernvarmetemperature i forhold til tidligere.

De mindre decentrale fjernvarmesystemer, som har været rejseholdets primære fokusområde, har længe haft fokus på reduktion i fjernvarmetemperaturene, fordi denne type værker har relativt høje varmetab på grund af lav tilslutningsdensitet. Med udviklingen af nye prisgunstige temperaturoptimeringssystemer og indfasningen af fjernaflæste forbrugsmålere har værkerne samtidig fået bedre muligheder for at reducere temperaturene mest muligt og samtidig lokalisere eventuelle hindringer ved forbrugerne.

Selvom der ofte er et stort potentiale for en reduktion af fjernvarmetemperaturene, kan det samtidig være meget omkostningstungt at eliminere alle hindringer for lave fjernvarmetemperature. Traditionelt har gevinsten primært været et reduceret varmetab, imens selve varmeproduktionen har været upåvirket af temperaturniveauet i systemet. Dette skyldes, at brændselsbaserede varmeproduktionsenheder kun påvirkes marginalt af fjernvarmetemperaturene.

Selvom reducerede varmetab naturligvis giver et økonomisk incitament for en indsats på området, vil det sjældent være rentabelt at indfri det fulde potentiale. Dette skyldes at forholdet imellem indsats og gevinst øges, efterhånden som potentialet realiseres.

Med nye varmeproduktionsenheder som solfangere og varmepumper har reducerede fjernvarmetemperature dog også positive virkninger på produktionsenhederne. Hermed bliver lave fjernvarmetemperaturer endnu mere essentielle, og det vil ofte være rentabelt at foretage større investeringer for at nedbringe temperaturen.

I forbindelse med en indsats på et konkret værk skal fordele og udfordringer kortlægges og afvejes. Som nævnt herover udgør fordelene primært:

- Lavere varmetab
- Højere effektivitet ved varmeproduktion (særligt ved solvarme og varmepumper)

Udfordringerne udgør primært:

- Mindre temperaturdifferens (reducerer kapaciteten og kræver større rør og pumper)
- Brugerinstallationer (begrænsninger i veksler og radiatorer, dårlig afkøling ved gulvvarme m.m.)

Rejseholdet har kun beskæftiget sig med udfordringerne i begrænset omfang. Afsnittet indeholder derfor ikke løsninger på de hindringer, som kan begrænse mulighederne for at sænke temperaturene. Det er dog rejseholdets erfaring, at kapacitetsproblemer sjældent er en hindring for betydelige reduktioner. Fjernvarmesystemerne er dimensioneret til de koldeste perioder og er derfor betydeligt overdimensionerede i hovedparten af året. Hindringer i brugerinstallationerne er meget individuelle og kan være tidskrævende at identificere. I forbindelse med energirenovering og udskiftning af fjernvarmeunits, bliver temperaturkravet fra brugsvandsvekslere og radiatorer dog mindre. De fleste hindringer ligger derfor i dårlig indregulering hos forbrugerne.

11.2 Potentiale og økonomiske forhold

Følgende regneeksempler kvantificerer potentialet i at sænke temperaturerne i nettet for et typisk decentralt naturgasbaseret fjernvarmeværk. Nøgletallene for værket er som følger:

- Årlig varmeproduktion 20.000 MWh
- Årligt varmetab 30 %
- Fremløbstemperatur 80 °C
- Returtemperatur 40 °C

Fjernvarmeværket ønsker at reducere omkostningerne og overvejer derfor at reducere fjernvarmetemperaturerne samt at investere i et solvarmeanlæg og en varmepumpe.

11.2.1 Besparelspotentiale ved reducerede fjernvarmetemperaturer

Varmetabet i nettet afhænger af temperatursættet og fordeles sig mellem fremløbs- og returledningerne som vist i Tabel 10.

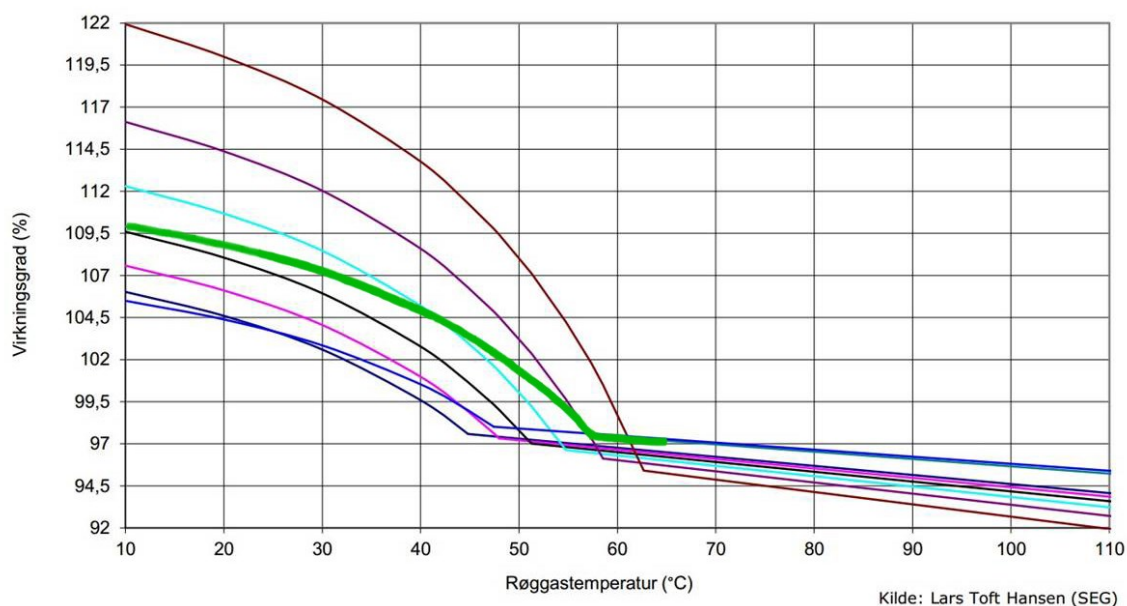
Med de givne parametre og en gennemsnitlig jordtemperatur på 10 °C falder det samlede varmetab fra 6.000 MWh til 4.200 MWh, hvis temperaturerne sænkes fra 40-80 °C til 30-60 °C.

	Temperatur	Årligt varmetab	Temperatur	Årligt varmetab
Fremløb	80 °C	4.200 MWh	60 °C	3.000 MWh
Retur	40 °C	1.800 MWh	30 °C	1.200 MWh
Samlet	40 – 80 °C	6.000 MWh (30 %)	30 – 60 °C	4.200 MWh (23 %)

Tabel 10. Estimeret fordeling af varmetab i henholdsvis fremløbs- og returledning ved temperatursættene 40-80 °C og 30-60 °C for et decentralt naturgasfyret varmeværk.

Ud over et mindre varmetab betyder den lavere returtemperatur, at effektiviteten for varmeværkets gaskedel øges.

Figur 17 viser virkningsgraden, som funktion af røggastemperaturen, ved afbrænding af forskellige brændselstyper. Den tykke grønne streg viser virkningsgraden for naturgaskedler.



Figur 17. Kedelvirkningsgrader i forhold til nedre brændværdi for forskellige brændsler som funktion af røggastemperaturen.

Ved en returtemperatur på 40 °C vil man typisk kunne afkøle røggassen til 45 °C, og den korresponderende kedelvirkningsgraden kan aflæses i figuren til 103 %. Ved den reducerede returtemperatur på 30 °C vil man også kunne opnå en røggastemperatur, som ca. er 10 °C lavere. Her aflæses kedelvirkningsgraden til 106 %.

Det økonomiske potentiale ved de lavere fjernvarmetemperature består altså både af et lavere varmetab og en lidt højere virkningsgrad på gaskedlen. Med de lave spotpriser er kraftvarmeproduktion stort set ikke eksisterende, og derfor kan besparelspotentialet beregnes med ren kedelproduktion som reference. Besparelspotentialet i eksemplet er opgjort i Tabel 11:

Temperatursæt	Årlig varme- produktion	Omkostninger brændsel	Omkostninger afgifter	Omkostninger D&V	Samlede omkostninger
40 – 80 °C	20.000 MWh	210 kr./MWh	215 kr./MWh	10 kr./MWh	8.700.000 kr.
30 – 60 °C	18.200 MWh	204 kr./MWh	215 kr./MWh	10 kr./MWh	7.807.800 kr.

Tabel 11. Økonomisk potentiale ved reducerede fjernvarmetemperature for et decentralt naturgasfyret varmeværk.

Omkostningerne til naturgas reduceres som følge af den øgede virkningsgrad på gaskedlen. Energi- og CO₂-afgifterne afregnes dog med udgangspunkt i den producerede varmemængde i henhold til elpatronloven og påvirkes derfor ikke af den øgede kedelevirksomhed.

Som det ses af tabellen, er besparelspotentialet ved det lavere temperaturniveau ca. 900.000 kr./år svarende til ca. 10 % af de samlede produktionsafhængige omkostninger. 85 % af besparelsen skyldes reduktionen i varmetab, imens 15 % opnås ved en øget virkningsgrad på gaskedlen. Resultatet indeholder ikke udgifter til realisering af det lavere temperaturniveau og skitserer således alene besparelspotentialet.

11.2.2 Besparelspotentiale ved investering i solvarme og varmepumpe

Som alternativ til at reducere temperaturniveauerne kunne varmeværket i eksemplet sænke produktionsomkostningerne ved at installere et solvarmeanlæg og en varmepumpe til udskiftning af hovedparten af naturgasproduktionen. Med en grundvandsvarmepumpe på 2,5 MW og et solfangerfelt på 6.000 m² er varmeproduktionsfordelingen mellem gaskedlen, solfangeranlægget og varmepumpen beregnet, og de tilhørende omkostninger fremgår i Tabel 12 til sammenligning med referencescenariet hvor al varmen produceres på gaskedlen.

Scenarie	Enhed	Årlig produktion	Energi- omkostning	Afskrivnings- omkostning	D&V- omkostning	Samlede omkostninger
Ref.	Gaskedel	20.000 MWh	425 kr./MWh	0 kr./MWh	10 kr./MWh	8.700.000 kr.
VP + Sol	Varmepumpe	14.200 MWh	327 kr./MWh	70 kr./MWh	15 kr./MWh	5.850.400 kr.
	Solfangere	2.600 MWh	0 kr./MWh	290 kr./MWh	10 kr./MWh	780.000 kr.
	Gaskedel	3.200 MWh	425 kr./MWh	0 kr./MWh	10 kr./MWh	1.392.000 kr.
	Samlet	20.000 MWh	300 kr./MWh	87 kr./MWh	14 kr./MWh	8.022.400 kr.

Tabel 12. Varmeproduktionsfordeling og varmeproduktionsomkostninger ved et decentralt naturgasfyret varmeværk i referencescenariet samt ved investering i en varmepumpe og et solvarmeanlæg. Investeringen i de nye enheder er ikke medregnet.

Øverst i tabellen ses referencescenariet, hvor hele varmemængden produceres på gaskedel til en samlet omkostning på 8,7 mio. kr. Med varmepumpe og solfangere reduceres de årlige produktionsomkostninger med ca. 680.000 kr. svarende til ca. 8 %.

Omkring halvdelen af besparelsen skyldes varmepumpen og den anden halvdel skyldes solvarmeanlægget. Solvarmeanlægget har de lavest varmeproduktionsomkostninger og dækker derfor behovet i sommerperioden. Varmepumpen dækker behovet i perioder uden sol, eller hvor solfangerne ikke kan levere hele behovet, og gaskedlen leverer spidslast om vinteren. Varmepumpens COP er beregnet til 3,0 ved et temperatursæt på 40 - 80 °C.

Lavtemperatur fjernvarme i kombination med solvarme eller varmepumpe

11.3 Lavtemperaturfjernvarme i kombination med solvarme eller varmepumpe

Som det ses af ovenstående, vil begge koncepter (sænkede temperaturer og investering i solfanger og varmepumpe) kunne forbedre fjernvarmeværkets økonomi. Hvilket af koncepterne, der er mest nærliggende, er ikke entydigt, fordi omkostningerne til reduktion af fjernvarmetemperaturene ikke kendes.

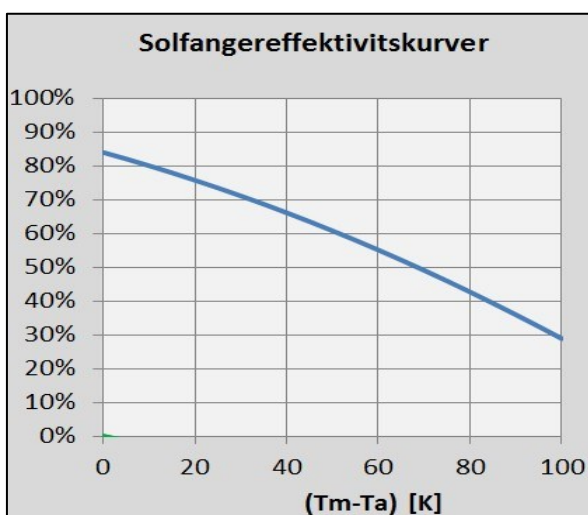
Førend der træffes endelig beslutning om eventuelle investeringer, er det også relevant at få belyst, hvorledes de to koncepter influerer hinanden.

Tiltag i flere forskellige delområder kan både reducere rentabiliteten for de enkelte delindsatser, men synergieffekter kan også gøre den samlede gevinst større end summen af de enkelte tiltag hver for sig.

I det følgende gennemgås, hvordan ændringer i temperaturniveauerne påvirker økonomien i først solvarmeanlægget og derefter varmepumpen, hvorefter de samlede effekter beskrives til slut.

11.3.1 Temperaturreduktioner i kombination med solvarme

solfangeres virkningsgrad afhænger blandt andet af temperaturen på glykolvæsken inden i solfangerne. Jo større forskel, der er på glykolens temperatur og luften omkring solfangeren, jo større bliver varmetabet fra solfangeren. Figur 18 viser effektivitetskurven for en typisk solfanger.



Figur 18. Effektivitet af en given type solfanger som funktion af temperaturforskellen på luften rundt om solfangeren og middeltemperaturen på glykolen i solfangeren.

Temperaturforskellen er angivet som middeltemperaturen for glykolvandet (T_m) fratrukket luftens temperatur (T_a). Ved normal drift opvarmes glykolvæsken for eksempel fra 45 til 85 °C på vej gennem solfangeren, hvilket giver en T_m på ca. 65 °C (i praksis lidt højere fordi glykolvandet opvarmes hurtigere ved lav temperatur).

Ved en udetemperatur på 5 °C bliver temperaturforskellen altså 60 K og effektiviteten kan aflæses til ca. 55 %. Ved lavere fjernvarmetemperature bliver temperaturforskellen imellem glykolvæske og udeluften lavere, og virkningsgraden øges dermed.

Lavtemperatur fjernvarme gør altså solfangeranlæg mere effektive. Hvis det naturgasbaserede fjernvarmeværk beslutter både at investere i nye enheder og sænke fjernvarmetemperaturene, giver det altså et mere effektivt solfangeranlæg. Forskellen er beregnet på timebasis over et helt produktionsår, og resultaterne for produktionsomkostningerne for solfangeranlægget afhængig af temperatursæt fremgår af Tabel 13.

Temperatursæt	Årlig varme- produktion	Omkostninger afskrivning	Omkostninger D&V	Samlede omkostninger
40 – 80 °C	2.600 MWh	290 kr./MWh	10 kr./MWh	300 kr./MWh
30 – 60 °C	2.950 MWh	255 kr./MWh	10 kr./MWh	265 kr./MWh

Tabel 13. Fjernvarmetemperaturenes betydning for årlig varmeproduktion og økonomi ved solfangeranlæg.

Som det ses af tabellen, øges varmeproduktionen fra det solfangeranlæg, der øges med 350 MWh/år som følge af lavere fjernvarmetemperature. Dette reducerer omkostningerne til afskrivning pr. produceret varmeeenhed og de samlede produktionsomkostninger reduceres fra 300 kr./MWh til 265 kr./MWh, svarende til ca. 12 %.

Selvom omkostninger til vedligehold vil falde tilsvarende, kræver den lavere temperaturdifferens en større pumpeeffekt, hvilket trækker den anden vej. I eksemplet er der derfor regnet med uændrede omkostninger til drift og vedligehold.

11.2.4 Temperaturreduktioner i kombination med varmepumpe

Varmepumpers elforbrug afhænger af temperaturforskellen imellem varmekilden (grundvand) og fjernvarmevandet. Jo mindre temperaturløftet imellem kilde og fremløb er, jo mindre energi (elektricitet) kræver det at opnå den krævede temperaturforskel, og varmepumpens COP bliver højere.

Ved en reduktion i fjernvarmetemperaturene flyttes fjernvarmetemperaturen tættere på kildens, og varmepumpens COP øges.

I det konkrete eksempel betyder ændringen fra temperatursættet 40 – 80 °C til 30 – 60 °C, at COP-værdien øges fra ca. 3,0 til ca. 4,0 for de mest almindelige varmepumpetyper med gennemsnitlige virkningsgrader og en grundvandstemperatur på 10 °C. Dette giver et lavere elforbrug på varmepumpen og den økonomiske betydning fremgår af Tabel 14.

Temperatursæt	Omkostninger elektricitet	Omkostninger afskrivning	Omkostninger D&V	Samlede om- kostninger
40 – 80 °C	327 kr./MWh	70 kr./MWh	15 kr./MWh	412 kr./MWh
30 – 60 °C	245 kr./MWh	70 kr./MWh	15 kr./MWh	330 kr./MWh

Tabel 14. Fjernvarmetemperaturenes betydning for årlig varmeproduktion og økonomi ved solfangeranlæg.

Som det ses af tabellen, bliver omkostningerne til elektricitet pr. MWh-varme 82 kr. lavere, fordi de lavere temperature øger den elektriske effektivitet. De lavere fjernvarmetemperature giver altså en væsentlig reduktion i varmepumpens produktionsomkostninger.

Omkostninger til afskrivning samt drift og vedligehold antages at være uændrede. I praksis vil varmepumpens pris dog ofte være lavere ved lavtemperaturløsninger, fordi dette kan gøre opbygningen mere simpel. Prisforskellen vil dog variere med forskellige typer og størrelser.

11.2.5 Samlet effekt ved kombinationen af sænkede temperaturer og nye enheder

Kombineres de to løsninger, så de nye enheder bliver mere effektive pga. de lavere temperaturer, opnås yderligere reducerede varmeproduktionspriser. Resultatet vises i Tabel 15 sammenlignet med referencen, hvor en gaskedel leverer al varmen ved temperatursættet 40 – 80 °C.

Scenarie	Enhed	Årlig produktion	Energi-omkostning	Afskrivnings-omkostning	Omkostninger D&V	Samlede omkostninger
Ref. 40-80 °C	Gaskedel	20.000 MWh	425 kr./MWh	0 kr./MWh	10 kr./MWh	8.700.000 kr.
30-60 °C VP + Sol	Varme-pumpe	13.000 MWh	245 kr./MWh	70 kr./MWh	15 kr./MWh	4.290.000 kr.
	Solfangere	2.950 MWh	0 kr./MWh	255 kr./MWh	10 kr./MWh	781.750 kr.
	Gaskedel	2.250 MWh	425 kr./MWh	0 kr./MWh	10 kr./MWh	978.750 kr.
	Samlet	18.200 MWh	300 kr./MWh	87 kr./MWh	14 kr./MWh	6.050.500 kr.

Tabel 15. Produktionsfordeling og økonomi ved referencesituationen og scenariet, hvor temperatursænkning kombineres med solvarme og en varmepumpe.

Som det ses af tabellen, reduceres de samlede produktionsomkostninger fra 8,7 mio. kr. årligt i referencen til godt 6 mio. kr. ved lavtemperaturfjernvarme og kombineret med solvarme og varmepumpen.

Potentialet for besparelser på produktionsomkostningerne er altså knap 2,7 mio. kr. årligt svarende til en reduktion på 30 %.

Besparelspotentialet for de to initiativer hver for sig fremgår af Tabel 11 og Tabel 12 på de foregående sider. I Tabel 16 opsummeres hovedresultaterne fra de 3 scenarier i forhold til referencen:

Scenarie	Varmeproduktion	Produktionsomkostninger	Besparelse	
Reference 40 – 80 °C	20.000 MWh	8.700.000 kr.	-	-
Lavtemperatur 30 – 60 °C	18.200 MWh	7.807.800 kr.	892.200 kr.	10 %
Varmepumpe/Sol 40 – 80 °C	20.000 MWh	8.022.400 kr.	677.600 kr.	8 %
Lavtemp. + VP/Sol 30 – 60 °C	18.200 MWh	6.050.500 kr.	2.649.500 kr.	30 %

Tabel 16. Årlige effekter af en sænkning af temperaturniveauerne i fjernvarmen, investering i nye produktionsenheder og samlet effekt af begge initiativer, sammenlignet med referencen.

Opsummeringen i tabellen viser, hvordan en ændring til lavtemperatur fjernvarme eller investering i solvarme og varmepumpe kan reducere varmeproduktionsomkostningerne med henholdsvis 10 og 8 %.

Implementeres begge initiativer reduceres omkostningerne med hele 30 %, og en samlet gennemførelse af ændringerne har altså betydeligt større værdi end summen af de enkelte tiltag.

Årsagen til den store gevinst ved lavtemperatur fjernvarme i kombination med solfangere og/eller varmepumper er, at temperaturniveauerne har meget stor indflydelse på produktionsomkostningerne for disse typer af varmeproduktionsenheder.

Man kan altså sige, at der med kombinationen opnås tre effekter:

Reduceret varmetab (pga. temperatursænkning), billigere varmeproduktionsenheder sammenlignet med gaskedlen (pga. skift til varmepumpe og solfangere) og øget effektivitet i varmeproduktionen (pga. temperatursænkning). Derfor bliver den samlede effekt en besparelse på 30 % i stedet for 18 %, som summen af enkelte tiltag indikerer.

11.3 Konklusion

Som det ses af regneeksemplet, bør temperaturniveauerne altid reduceres mest muligt i forbindelse med varmeproduktion på solfangere og varmepumper.

Ofte er det muligt at fordoble besparelspotentialet for denne type anlæg, og tiltag for temperaturreduktioner bør derfor altid gennemføres ved investering i solfangere eller varmepumper.

Det er vigtigt, at kortlægge (og så vidt muligt realisere) potentialet for temperaturreduktioner i nettet forud for en eventuel investering i nye produktionsanlæg. Alternativt er der risiko for betydelige fejlinvesteringer, da anlæggene kan blive fejldimensionerede, hvis de bygges til et fremløb på 80 °C, men driftes ved 60 °C.

Et givet solfangeranlæg vil producere en større varmemængde, når temperaturene reduceres, og vil typisk være overdimensioneret, hvis temperaturene efterfølgende sænkes.

For varmepumper er de fleste anlæg dyrere, jo højere fremløbstemperatur som kræves, og investeringen kan typisk reduceres, hvis man sænker temperaturkravet. Samtidig vil virkningsgraden som regel være bedre for et anlæg der kører, ved det driftspunkt det er designet til.

Et anlæg, der dimensioneres til en fremløbstemperatur på 80 °C, men driftes ved 60 °C, vil altså typisk have dårligere COP, end anlæg der driftes ved den temperatur, det er dimensioneret til.

Bilag 1

De ni projekter som har valgt at tage imod tilskud

Bilaget indeholder beskrivelse af teknisk-økonomiske forhold for hvert enkelt projekt fra hvert af de fjernvarmeværker, som har fremsendt ansøgning om tilskud til en varmepumpe.

Beskrivelsen er lavet med baggrund i det materiale den enkelte ansøger har fremsendt i forbindelse med ansøgningen.

Krav og form på oplysningerne samt indhold til, hvorledes ansøgningsmaterialet skal være udfyldt fremgår af *"Vejledning til ansøgning for tilskudsordningen for investeringer i eldrevne varmepumper til produktion af fjernvarme"* af 6. oktober 2015 med tilhørende bilag.

1. Broager Fjernvarmeselskab – Grundvand

Broager Fjernvarmeselskab er et naturgasfyret kraftvarmeværk, som ønsker at omstille varmeproduktionen fra den fossile naturgas til vedvarende energi. Man planlægger derfor at installere en grundvandsvarmepumpe.

Anlægsejer	Broager Fjernvarmeselskab
Hjemmeside	www.broager-fjernvarme.dk
Rådgiver	Plan Energi
Leverandør	Endnu ikke valgt
Type	Flertrins NH ₃
Forventet installations år / årlige antal fuldlaststimer	2016 - 4.860 timer/år
Varmekilde	Grundvand
Nominel varmeydelse	4,0 MW
Nominel COP	4,0
Fjernvarme opvarmes fra-til	40-70 °C
Varmekilde afkøles fra-til	9-2 °C

Baggrund

Broager Fjernvarmeselskab ønsker at sikre en billig og miljøvenlig fjernvarme til deres forbrugere.

Værket har i 2009 etableret et solvarmeanlæg på 9.988 m², som kan dække ca. 18-20 % af det årlige varmebehov.

Selskabet ønsker at etablere et varmepumpeanlæg baseret på grundvand, der i samdrift med det nuværende solvarmeanlæg og det naturgasfyrede kraftvarmeanlæg kan sikre en mere miljøvenlig og billigere drift. Varmepumpen vil således være et supplement til gasmotoren, som herefter kun vil køre, når elpriserne er høje.

Det nuværende anlæg ombygges, der opsættes en akkumuleringstank sammen med solvarmeanlægget. Det nuværende veksleranlæg flyttes fra kraftvarmeværket til en ny solvarmecentral, hvor varmepumpen også placeres.

Systemet

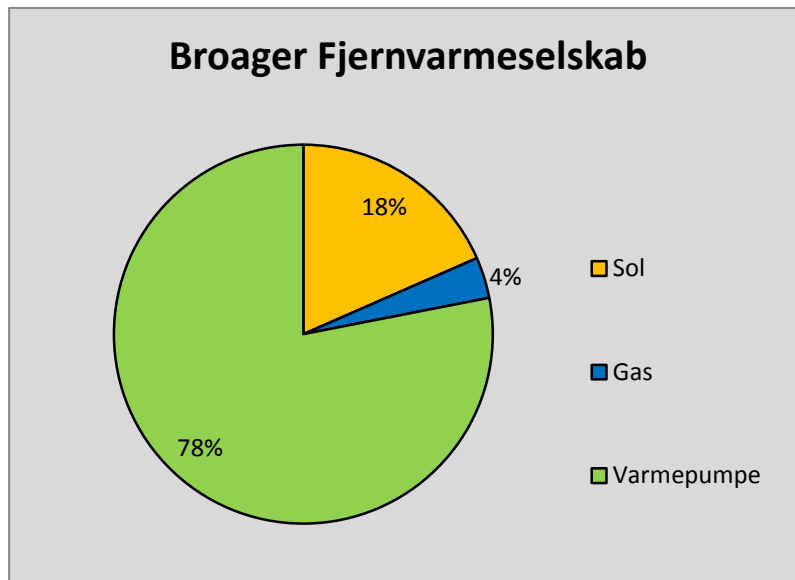
Værket er et naturgasfyret kraftvarmeværk med en gasmotor, tre gaskedler samt to akkumulerings-tanke på hver 960 m³.

I 2010 etablerede selskabet et solvarmeanlæg på 9.988 m². Solvarmen sendes via en transmissionsledning til værket. Solvarmeanlægget producerer ca. 18 % af det årlige varmebehov, mens resten af varmen produceres med naturgas, primært på gaskedler.

I 2015 blev etableret en ny akkumuleringstank på 5.000 m³ for at forbedre driften på solvarmeanlægget og forberede sig til fremtidige energianlæg som eksempelvis varmepumper og/eller yderligere solvarme.

Når varmepumpen er implementeret vil produktionen fra de enkelte enheder være:

Solvarmeanlæg	4.588 MWh/år
Naturgasmotor	253 MWh/år
Naturgaskedel	619 MWh/år
Naturgaskedel 2+3	0 MWh/år
Varmepumpe	19.440 MWh/år



Varmepumpen

Varmepumpeanlægget indrettes så fleksibelt som muligt og skal kunne anvendes til følgende tre driftsformer:

1. Varmepumpedrift med afledning til Flensborg Fjord:

Driftsform, hvor der pumpes grundvand op fra borerne, som afkøles af varmepumpen. Grundvandet bliver efterfølgende pumpet videre udenom renseanlægget, og vandet afledes til eksisterende udløbsbygværk til fjorden.

2. Varmepumpedrift med returnering til samme magasin:

Driftsform, som pumper grundvand op fra halvdelen af borerne (de "varme" borer). Grundvandet afkøles af varmepumpen og reinjiceres til samme grundvandsmagasin i den anden halvdel af borerne (de "kolde" borer).

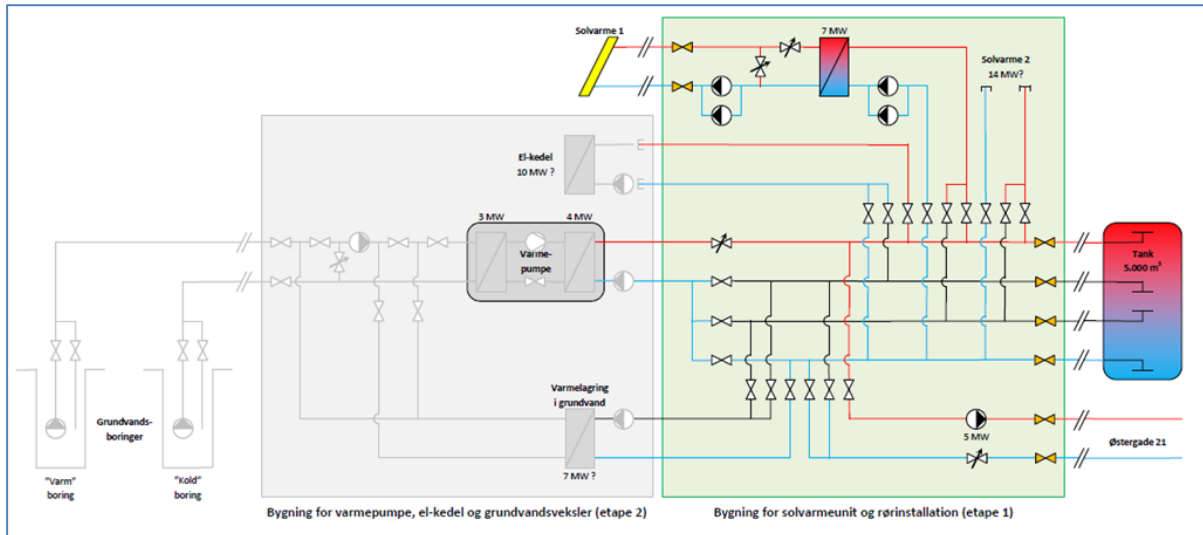
3. Lagring af overskudsvarme i grundvandsmagasinet:

Driftsform, som forudsætter, at der er behov for at lagre overskudsvarme, f.eks. i forbindelse med en fremtidig udvidelse af solvarmeanlægget. Grundvandet bliver her pumpet op fra de "kolde" borer og opvarmes til ca. 20 °C i solvarmeanlægget, hvorefter det reinjiceres i de "varme" borer.

De tre driftsformer kan kombineres på forskellige måder.

Kombineres driftsform (2) og (3) fungerer det som et ATES-anlæg (Aquifer Thermal Energy Storage).

Med ATES-drift er det muligt at lave en termisk balancering af grundvandsmagasinet, hvilket betyder, at der i løbet af et år lagres den samme energimængde i grundvandsmagasinet, som der indvindes fra det. Varmelagring kan reducere den hydrauliske belastning af grundvandsmagasinet og øge varmepumpens COP.



Principskitse for varmepumpen i systemet.

Organisation/ejerskab

Varmepumpen ejes og drives af Broager Fjernvarmeselskab.

Teknik og specifikationer

- Kold side: Varmepumpen afkøler grundvandet gennem pladevarmevekslere.
- Varm side: Den eldrevne varmepumpe afgiver varmen til fjernvarmenettet.
- Varmepumpe: Ammoniakbaseret varmepumpesystem.
- Fortrængning af Naturgas:
Ved gennemførelse af projektet fortrænges der årligt 1.749.200 Nm³ naturgas.

Budget og økonomi

Investering

Nøgletallene for investeringen ses herunder:

Varmepumpe	10,0 mio. kr.
Varmekilde	11,51 mio. kr.
Fjernvarmeside	0 mio. kr.
EL og SRO	1,0 mio. kr.
Bygninger, rådgivning og div.	5,3 mio. kr.
Total	27,81 mio. kr.

Driftsøkonomi

Den samlede driftsøkonomi ser således ud:

Investering	[kr.]	27.810.000
Årligt antal fuldlaststimer	[timer]	4.860
Årlig varmeproduktion (VP)	[MWh]	19.440
Driftsbesparelse per MWh	[kr./MWh]	149
Årlig driftsbesparelse	[kr.]	2.899.000
Simpel tilbagebetalingstid	[år]	9,6
Intern rente over 15 år	[%]	3,00

Samlet økonomi

De balancerede varmepriser er opgjort til følgende:

- Balanceret varmepris, ekskl. varmepumpe: 350 kr./MWh-varme
- Balanceret varmepris, inkl. varmepumpe og støtte: 296 kr./MWh-varme

2. Rødkærsbro Fjernvarmeværk - Spildevand

Rødkærsbro Fjernvarme baserer i dag størstedelen af deres varmeproduktion på naturgas. Herudover modtager fjernvarmeværket ca. 30 % af den producerede varme fra en biogasmotor.

Værket planlægger at supplere produktionen med en varmepumpe på spildevand.

Anlægsejer	Rødkærsbro Fjernvarmeværk
Hjemmeside	www.rødkærsbro-fjernvarme.dk
Rådgiver	Plan Energi
Leverandør	Ikke oplyst
Type	Standard NH ₃
Forventet installations år / årlige antal fuldlasttimer	2016 - 5.438 timer/år
Varmekilde	Spildevand
Nominel varmeydelse	1,6 MW
Nominel COP	4,4
Fjernvarme opvarmes fra-til	35-70 °C
Varmekilde afkøles fra-til	25-8 °C

Baggrund

Prisen for naturgas og andre fossile brændsler forventes at stige i fremtiden, hvorfor Rødkærsbro Fjernvarme ønsker et supplement til den nuværende varmeproduktion.

Rødkærsbro Fjernvarme har set på muligheden i at etablere en spildevandsvarmepumpe, som skal anvende overskudsvarme fra Arlas mejeri i Rødkærsbro, som har en temperatur på ca. 22-25 °C og med en varmepumpe hæve det til en fremløbstemperatur på 70 °C i fjernvarmenettet.

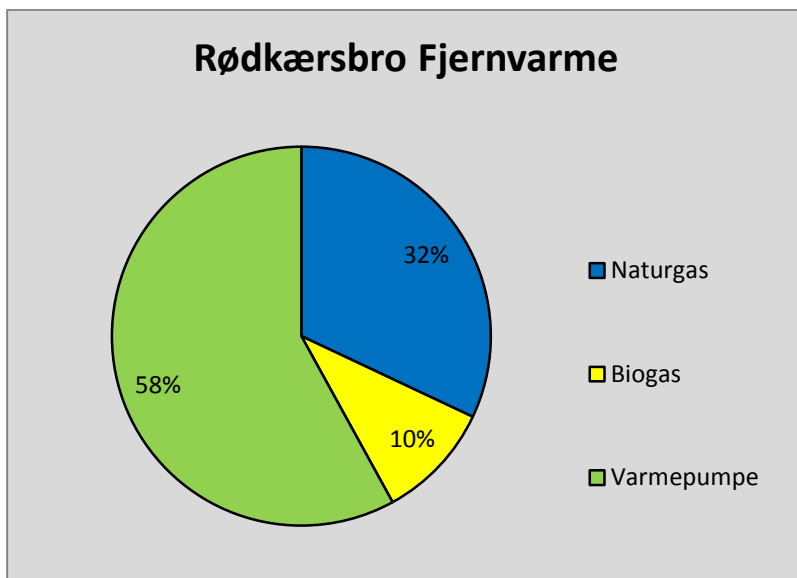
Systemet

Den nuværende varmeproduktion sker med en naturgasmotor på 6,6 MW, en naturgaskedel på 3,2 MW samt en biogasmotor, som kan levere 0,5 MW varme.

Varmepumpen på spildevand kan dække omkring 50 % af varmeproduktionen på Rødkærsbro Fjernvarmeværk, hvorefter naturgasmotoranlægget kun vil køre ved ekstraordinært høje elpriser. Naturgaskedlen vil samtidig få en mindre varmeproduktion, mens biogasmotoren vil have uændret varmeproduktion.

Når varmepumpen er implementeret vil produktionen fra de enkelte enheder være:

Naturgasmotor	1.000 MWh/år
Naturgaskedel	3.800 MWh/år
Biogasmotor	1.500 MWh/år
Varmepumpe	8.700 MWh/år

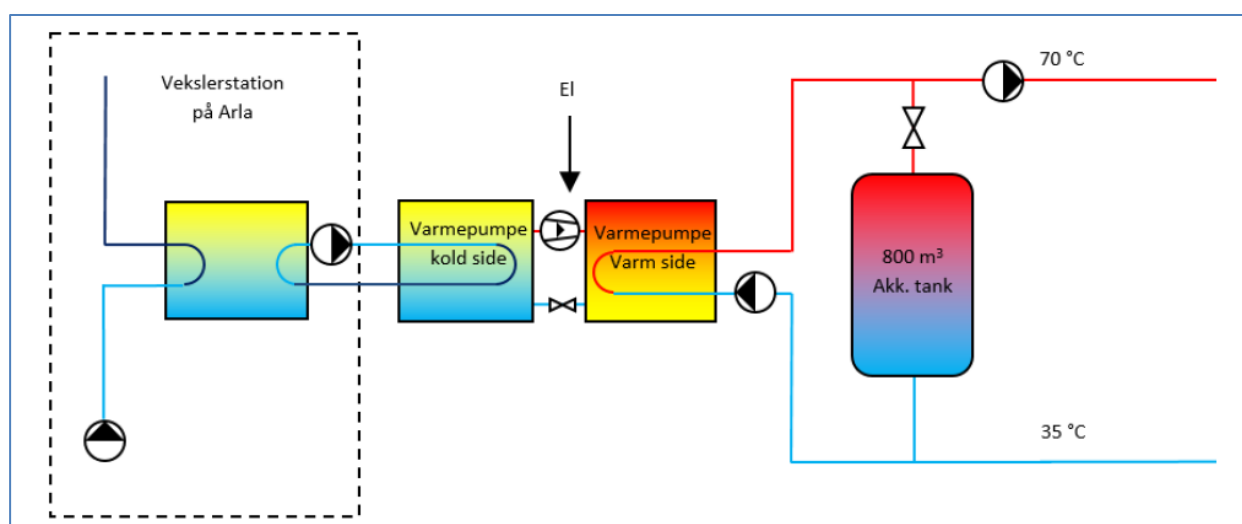


Varmepumpen

Varmepumpen er dimensioneret til at kunne udnytte overskudsvarmen fra Arlas mejerispildevand. Spildevandet afkøles fra 25 til 8 °C.

Overskudsvarmen fra Arlas spildevand udnyttes gennem en vekslerstation med to varmevekslere, som placeres hos Arla. Efter vekslerstationen sendes overskudsvarmen gennem en transmissionsledning mellem Arla og varmepumpen, som etableres på Rødkærsbro Fjernvarmeværk. Det afkølede spildevand ledes efter veksling i vekslerstationen hos Arla til Gudenåen.

Varmepumpens COP er beregnet til 4,4 ud fra de forventede temperatursæt. I COP'en indgår elforbruget til transmissionspumperne til fjernvarmeværket ikke.



Principskitse for varmepumpeanlægget

Organisation/ejerskab

Varmepumpen ejes og drives af Rødkærsbro Fjernvarme.

Teknik og specifikationer

- Kold side: Varmepumpen afkøler spildevandet igennem pladevarmevekslere.
- Varm side: Den eldrevne varmepumpe afgiver varmen til fjernvarmenettet.
- Varmepumpe: Standard varmepumpesystem.
- Fortrængning af Naturgas:
Ved gennemførelse af projektet fortrænges der 922.000 Nm³ naturgas.

Budget og økonomi

Investering

Nøgletallene for investeringen ses herunder:

Varmepumpe [mio. kr.]	5,37 mio. kr.
Varmekilde [mio. kr.]	4,02 mio. kr.
Fjernvarmeside [mio. kr.]	0 mio. kr.
EL og SRO [mio. kr.]	0,30 mio. kr.
Bygninger, rådgivning og div. [mio. kr.]	2,26 mio. kr.
Total [mio. kr.]	11,95 mio. kr.

Driftsøkonomi

Den samlede driftsøkonomi ser således ud:

Investering	[kr.]	11.950.000
Årligt antal fuldlaststimer	[timer]	5.438
Årlig varmeproduktion (VP)	[MWh]	8.701
Driftsbesparelse per MWh	[kr./MWh]	174
Årlig driftsbesparelse	[kr.]	1.515.000
Simpel tilbagebetalingstid	[år]	7,9
Intern rente over 15 år	[%]	4,4

Samlet økonomi

De balancerede varmepriser er opgjort til følgende:

- Balanceret varmepris, ekskl. varmepumpe: 264 kr./MWh-varme
- Balanceret varmepris, inkl. varmepumpe og støtte: 212 kr./MWh-varme

3. FFV Varme A/S - Havvand

FFV Varme er et olie- og naturgasfyret varmekværk, som ønsker at omstille varmeproduktionen fra fossilt brændsel til vedvarende energi. Det planlagte projekt indeholder en varmepumpe med havvand som varmekilde.

Varmepumpen supplerer de nuværende enheder og vil fungere som grundlast.

Anlægs ejer / Kontaktperson	FFV Varme A/S
Hjemmeside	www.ffv.dk
Rådgiver	Niras
Leverandør	Ikke oplyst
Type	To-trins NH ₃
Forventet installations år / årlige antal fuldlaststimer	2016 – 7.829 timer/år
Varmekilde	Havvand
Nominel varmeydelse	4,0 MW
Nominel COP	3,5
Fjernvarme opvarmes fra-til	Ikke oplyst
Varmekilde afkøles fra-til	Vinter 4-2 °C Sommer 20- °C

Baggrund

FFV Varme A/S leverer fjernvarme til Faaborg og har et ønske om at ændre deres produktionsprofil fra at benytte fossile brændsler til produktion af fjernvarme til at anvende de lokale vedvarende energiresourcer som biomasse, sol, vind og vand.

Med sin placering ved vandet ønsker FFV Varme A/S at udnytte varmen fra havvand til produktion af fjernvarme.

Systemet

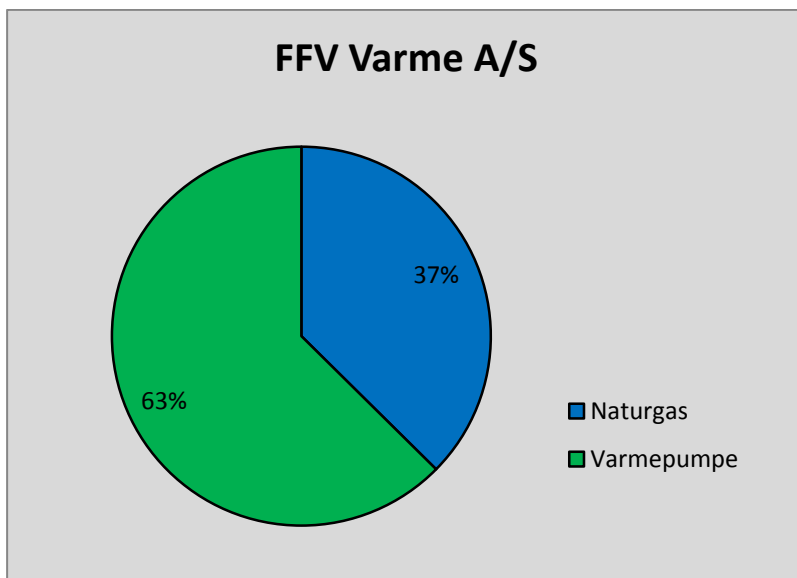
Værket består af to oliefyrede kedler, en olie-/gasfyret kedel, to gasfyrede kedler samt to gasfyrede motorer. Produktionsenhederne er fordelt på tre lokaliteter i Faaborg by. Den samlede effekt er på 40,2 MW varme og 7,7 MW el.

Driftsmæssigt er det intentionen, at de to oliefyrede kedler inden for en kort tidshorisont skrottes, ligesom driften på de 2 gasmotorer reelt ikke indgår i den daglige drift. Det betyder, at den samlede effektive installerede effekt, der er til rådighed for FFV Varme, er på 24,4 MW.

Når varmepumpen er implementeret, vil produktionen fra de enkelte enheder være:

Naturgaskedler (2 stk.) 18.669 MWh/år

Varmepumper (2 stk.) 31.247 MWh/år



Varmepumpen

FFV Varme A/S har på nuværende tidspunkt ikke valgt leverandør af varmepumpeteknologi. Det kommende anlæg skal benytte sig af kendt og afprøvet teknologi.

FFV Varme A/S har været i dialog med en række danske og udenlandske varmepumpeproducenter og leverandører for at danne sig et overblik over markedet, teknologien og de udfordringer, der vil være i forbindelse med etablering af havvandsbaserede varmepumper. Det er planen, at der etableres 2 varmepumper, hver på 2 MW. I sommerperioden forventes det, at det planlagte anlæg kan dække hele varmebehovet. I vinterperioden forventes produktionen at skulle suppleres af gaskedler med varmepumperne som grundlast.

Organisation/ejerskab

Varmepumpen ejes og drives af FFV Varme.

Teknik og specifikationer

- Kold side: Varmepumperne afkøler havvandet igennem pladevarmevekslere.
- Varm side: De eldrevne varmepumper afgiver varmen til fjernvarmenettet.
- Varmepumpe: Ammoniakbaseret varmepumpesystem.
- Fortrængning af Naturgas:

Ved gennemførelse af projektet fortrænges der årligt 2.902.282 Nm³ naturgas.

Budget og økonomi

Investering

Varmepumpe [mio. kr.]	14,40	mio. kr.
Varmekilde [mio. kr.]	3,50	mio. kr.
Fjernvarmeside [mio. kr.]	0,08	mio. kr.
EL og SRO [mio. kr.]	1,90	mio. kr.
Bygninger, rådgivning og div. [mio. kr.]	6,38	mio. kr.
Total [mio. kr.]	26,25	mio. kr.

Driftsøkonomi

Den samlede driftsøkonomi ser således ud:

Investering	[kr.]	26.250.000
Årligt antal fuldlaststimer	[timer]	7.829
Årlig varmeproduktion (VP)	[MWh]	31.316
Driftsbesparelse per MWh	[kr./MWh]	125
Årlig driftsbesparelse	[kr.]	3.925.000
Simpel tilbagebetalingstid	[år]	6,7
Intern rente over 15 år	[%]	5,5

Samlet økonomi

De balancerede varmepriser er opgjort til følgende:

- Balanceret varmepris, ekskl. varmepumpe: 404 kr./MWh-varme
- Balanceret varmepris, inkl. varmepumpe og støtte: 355 kr./MWh-varme

4. Dronninglund Fjernvarme - Grundvand

Dronninglund Fjernvarme planlægger at installere en grundvandsvarmepumpe som supplement til den eksisterende naturgasbaserede varmeproduktion.

Anlægs ejer	Dronninglund Fjernvarme a.m.b.a.
Hjemmeside	www.dronninglundfjernvarme.dk
Rådgiver	Plan Energi
Leverandør	AEA
Type	Flertrins NH ₃ (Johnson Controls)
Forventet installations år / årlige antal fuldlaststimer	2016 – 6.010 timer/år
Varmekilde	Grundvand
Nominel varmeydelse	3,0 MW
Nominel COP	4,0
Fjernvarme opvarmes fra-til	Ca. 40-75 °C
Varmekilde afkøles fra-til	9-2 °C

Baggrund

Projektet skal undersøge et alternativ til varmeproduktionen på eksisterende naturgaskedel og gasmotorer. I området findes ikke tilgængelig overskudsvarme, hvorfor muligheden er at udnytte grundvand som varmekilde. Anlægget skal køre parallelt med de øvrige varmeproducerende enheder.

Systemet

Dronninglund fjernvarme leverer varme til omkring 1.350 forbrugere og har en årlig varmeproduktion på ca. 40.000 MWh/år. Fremløbstemperaturen over året er gennemsnitlig på 75 °C med en tilsvarende returtemperatur på 40 °C.

Dronninglund Fjernvarme producerer fjernvarme på tre adresser:

- 1) Den oprindelige kedelcentral på Søndervangsvej, som er bestykket med to biooliekedler og en absorptionsvarmepumpe.
- 2) Naturgasfyret kraftvarmewærk på Tidselbak Allé, som består af fire gasmotorer, en gaskedel og en varmeakkumuleringstank på 865 m³.
- 3) Solvarmecentralen på Lunderbjerg, som leverer solvarme fra værkets solvarmeanlæg med tilhørende damvarmelager.

Distributionsnettet forsynes fra de to første lokaliteter, og varme fra solvarmecentralen sendes via en transmissionsledning til kedelcentralen.

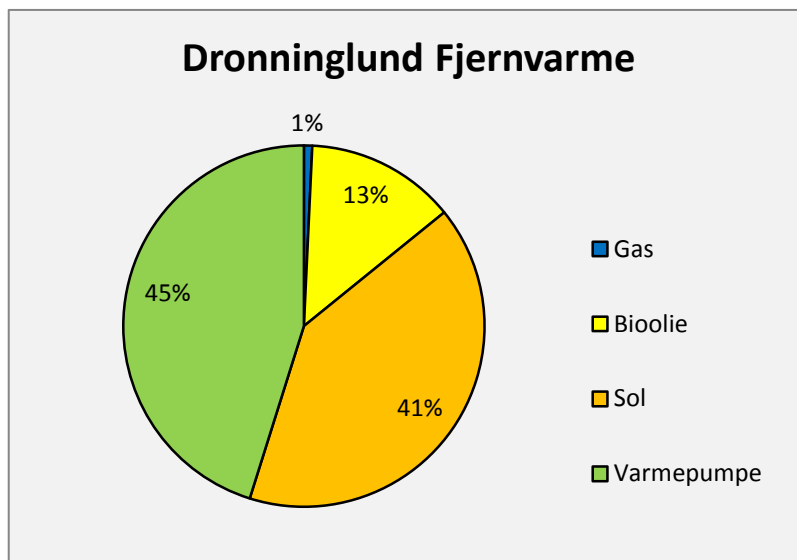
Solvarmeanlægget er på 37.500 m², og damvarmelageret har et vandvolumen på 60.000 m³. Tilsammen leverer de årligt 16.316 MWh, som svarer til en dækningsgrad på 41 %. De sidste 59 % produceres med naturgas og bioolie.

Solvarmeanlægget og damvarmelageret køles af byens returnvand samt af absorptionsvarmepumpen, som drives af hedt vand fra den ene biooliekedel.

I 2016 er det planen at supplere ovenstående varmeproducerende enheder med en grundvandsvarmepumpe som placeres ved solvarmecentralen på Lunderbjerg.

Varmproduktionen fra de enkelte varmeproducerende enheder efter implementering af varmepumpen bliver:

Gasmotorer (4 stk.)	297 MWh/år
Gaskedel	0 MWh/år
Biooliekedler (2 stk.)	5.358 MWh/år
Solvarmeanlæg	16.316 MWh/år
Varmepumper (grundvand)	18.030 MWh/år



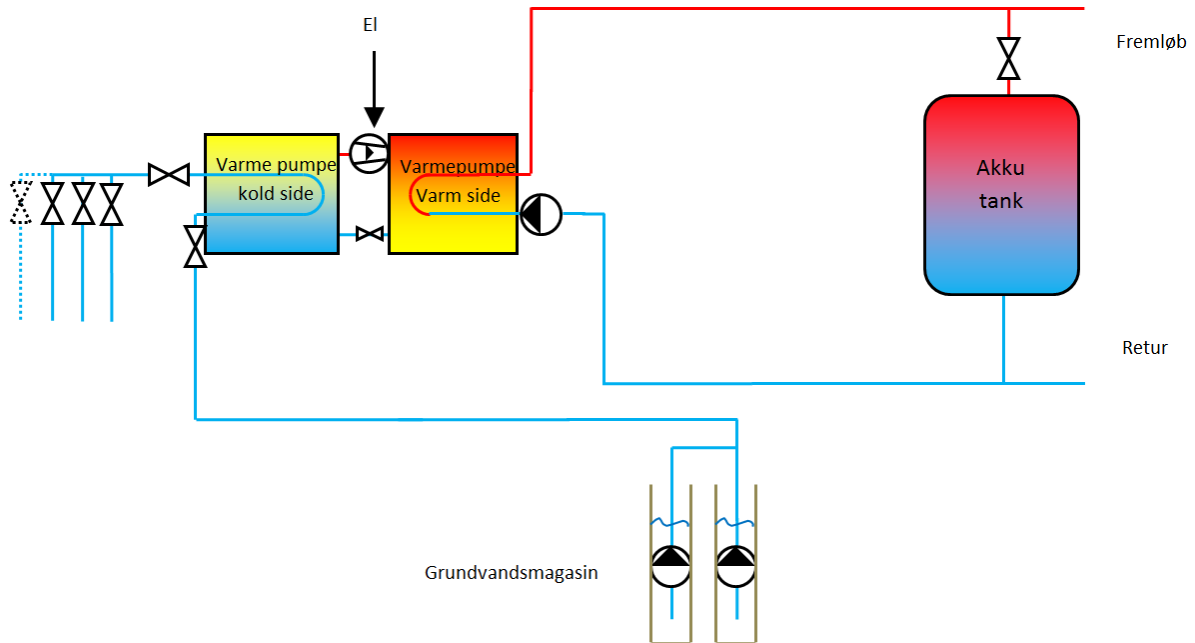
Varmepumpen

Varmepumpen dimensioneres til at producere ca. 18.000 MWh/år. Dronninglund Fjernvarme har etableret den første grundvandsboring som testboring og har igangsat etableringen af de næste to testboringer. Dronninglund Fjernvarme regner med at der skal etableres omkring 8 til 10 grundvandsboringer, hvoraf den ene halvdel er produktionsboringer, og den anden halvdel er injektionsboringer.

Varmepumpen dimensioneres til at køle grundvandet fra 9 °C til 2 °C og opvarme fjernvarmevand fra 40 °C til 75 °C. I det omfang der er behov for fortsat at anvende bioolie, vil varmepumpen køre med reduceret fremløbstemperatur, og bioolien anvendes til efteropvarmning.

Både varmepumpens varme og kolde side er planlagt at skulle forbindes til damvarmelageret, hvorfor varmepumpen kan levere varme til lageret eller køle på lageret, som det er tilfældet med absorptionsvarmepumpen i dag.

Varmepumpen er planlagt til at være en ammoniakbaseret varmepumpe med stempelkompressor og en COP på 4,0.



Principskitse for varmepumpeanlægget

Organisation/ejerskab

Varmepumperne ejes og drives af Dronninglund fjernvarmeværk.

Teknik og specifikationer

- Kold side: Varmepumpen afkøler grundvand fra 9 °C til 2 °C
- Varm side: Den eldrevne varmepumpe opvarmer fjernvarmevandet fra 40 °C til 75 °C.
- Varmepumpe: Flertrins NH3 (Johnson Controls).
- Fortrængning af Naturgas:
Ved gennemførelse af projektet fortrænges der årligt 1.758.000 Nm³ naturgas.

Budget og økonomi

Investering

Nøgletallene for investeringen ses herunder:

Varmepumpe	12,00 mio.
Varmekilde	4,85 mio.
Fjernvarmeside	0,00 mio.
EL og SRO	2,05 mio.
Bygninger, rådgivning og div.	1,90 mio.
Total	20,80 mio.

Driftsøkonomi

Den samlede driftsøkonomi ser således ud:

Investering	[kr.]	20.800.000
Årligt antal fuldlaststimer	[timer]	6.010
Årlig varmeproduktion (VP)	[MWh]	18.030
Driftsbesparelse per MWh	[kr./MWh]	153
Årlig driftsbesparelse	[kr.]	2.763.000
Simpel tilbagebetalingstid	[år]	7,5
Intern rente over 15 år	[%]	4,7

Samlet økonomi

De balancerede varmepriser er opgjort til følgende:

- Balanceret varmepris, ekskl. varmepumpe: 269 kr./MWh-varme
- Balanceret varmepris, inkl. varmepumpe og støtte: 231 kr./MWh-varme

5. Farstrup-Kølby - Grundvand

Farstrup-Kølby Kraftvarmeværk planlægger en varmepumpeløsning til erstatning for en del af den eksisterende varmeproduktion, som i dag foregår med en naturgaskedel og to gasmotorer.

Anlægs ejer	Aalborg forsyning, Farstrup-Kølby kraftvarme-
Hjemmeside	www.aalborgforsyning.dk/varme
Rådgiver	Ikke oplyst
Leverandør	Ikke fastlagt endnu
Type	2-trins anlæg til grundvand
Forventet installations år / årlige antal fuldlast-	2016 – 6.718 timer/år
Varmekilde	Grundvand
Nominal varmeydelse	800 kW
Nominal COP	4,0
Fjernvarme opvarmes fra-til	Ca. 40-78 °C
Varmekilde afkøles fra-til	-

Baggrund

I forbindelse med varmeværkets grønne omstilling søges der et alternativ til de nuværende varmeproducerende enheder..

Der er ikke overskudsvarme til rådighed i området, så muligheden vil være at udnytte grundvand som varmekilde.

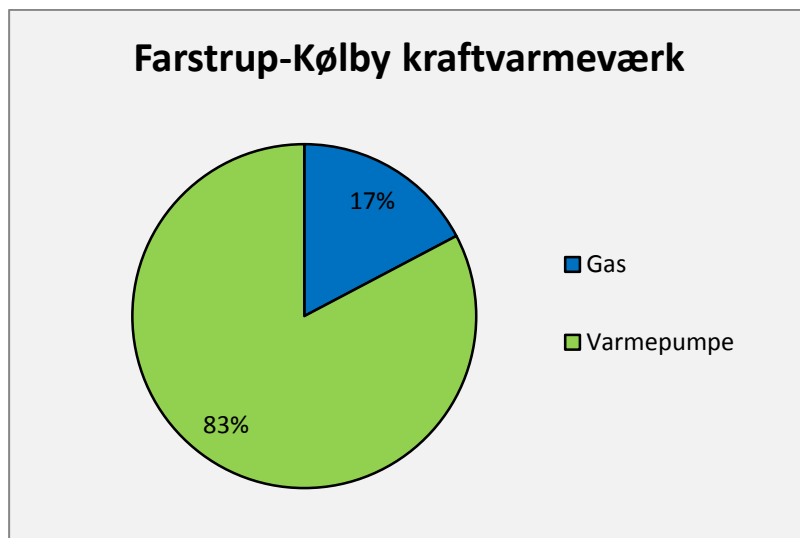
Systemet

Farstrup-Kølby kraftvarmeværk leverer varme til ca. 198 forbrugere. Den årlige varmeproduktion udgør 6.468 MWh og produceres i dag på to naturgasmotorer på hver 2,1 MW og en naturgaskedel på 1,5 MW. Der er til anlægget tilknyttet to akkumuleringstanke på i alt 413 m³.

Fremløbstemperaturen varierer over året fra 75-80 °C. Returtemperaturen varierer fra 37-42 °C. Varmeværket planlægger at supplere eksisterende varmeproducerende enheder med en grundvandsvarmepumpe i 2016.

Varmeproduktionen fra de enkelte varmeproducerende enheder efter implementering af varmepumpen bliver:

Gasmotorer	571 MWh/år
Gaskedel	544 MWh/år
Varmepumpe	5.353 MWh/år



Varmepumpen

GEUS boringsdata fra området tæt på Farstrup-Kølby kraftvarmeværk viser, at grundvand i området indvindes fra kalkformationer ca. 15–30 m under terræn fra et velydende grundvandsmagasin. Grundvandsspejlet i nærliggende borer er beliggende ca. 12 m under terræn.

Grundvand som varmekilde for varmepumpeprojektet er derfor en oplagt mulighed, idet en grundvandspumpe har en højere års-COP i forhold end eksempelvis en luft/vand varmepumpe.

Med det terrænnære grundvand og de forventede gode indvindingsforhold forventes den højere investering i en grundvandsvarmepumpe at være en bedre forretning i forhold til en luft/vand varmepumpe.

Ud over grundvandsboringer og varmepumpeinstallationen skal der etableres en tilbygning til eksisterende varmecentral.

Projektet er i den indledende fase. Ud over indsamling af GEUS data er der ikke foretaget konkrete undersøgelser for at afklare de nærmere forhold omkring grundvandsressourcens tilgængelighed.

Organisation/ejerskab

Varmepumperne ejes og drives af Aalborg forsyning og Farstrup-Kølby kraftvarmeværk.

Teknik og specifikationer

- Kold side: Varmepumperne afkøler grundvandet
- Varm side: Den eldrevne varmepumpe opvarmer fjernvarmevand fra retur til fremløbs-temperatur.
- Varmepumpe: 2 trins anlæg til grundvand.
- Fortrængning af Naturgas:
Ved gennemførelse af projektet fortrænges der årligt 611.660 Nm³ naturgas.

Budget og økonomi

Investering

Nøgletallene for investeringen ses herunder:

Varmepumpe	2,20 mio. kr.
Varmekilde	2,83 mio. kr.
Fjernvarmeside	0,00 mio. kr.
EL og SRO	0,70 mio. kr.
Bygninger, rådgivning og div.	1,55 mio. kr.
Total	7,275 mio. kr.

Driftsøkonomi

Den samlede driftsøkonomi ser således ud:

Investering	[kr.]	7.275.000
Årligt antal fuldlaststimer	[timer]	6.718
Årlig varmeproduktion (VP)	[MWh]	5.374
Driftsbesparelse per MWh	[kr./MWh]	143
Årlig driftsbesparelse	[kr.]	767.000
Simpel tilbagebetalingstid	[år]	9,5
Intern rente over 15 år	[%]	3,1

Samlet økonomi

De balancerede varmepriser er opgjort til følgende:

- Balanceret varmepris, ekskl. varmepumpe: 357 kr./MWh-varme
- Balanceret varmepris, inkl. varmepumpe og støtte: 306 kr./MWh-varme

6. Svendborg Kraftvarme A/S - Røggas

Svendborg Kraftvarmeværk ønsker at udnytte energien fra røggassen ved afkøling med en varmepumpe.

Anlægs ejer/Kontaktperson	Svendborg Kraftvarmeværk A/S
Hjemmeside	www.svendborgkraftvarme.dk
Rådgiver	Ikke oplyst
Leverandør	Svedan
Type	Lavtemperatur NH ₃
Forventet installations år/årlige antal fuldlasttimer	Ultimo 2016 - 4.000 timer/år
Varmekilde	Røggas fra affaldsforbrænding
Nominal varmeydelse	3,6 MW
Nominal COP	5,2
Fjernvarme opvarmes fra-til	35 °C til 70 °C
Varmekilde afkøles fra-til	Afkøles fra ca. 50 °C

Baggrund

Svendborg Kraftvarme A/S er et kommunalt ejet affaldsforbrændingsanlæg, som i 2014 leverede 62,5 % af Svendborg Fjernvarmes varmebrug. Den resterende varme producerede Svendborg Fjernvarme på egne anlæg - primært bioolie- og naturgaskedelanlæg.

I forbindelse med faldende gaspriser og stigende bio-oliepriser forventer man, at egenproduktionen fremover skal ske på naturgaskedelanlægget. Svendborg Kraftvarme planlægger at installere en røg-gaskondenserende varmepumpe for hermed at kunne forbedre udnyttelsen af affaldet og medvirke til en sænkning af varmeprisen.

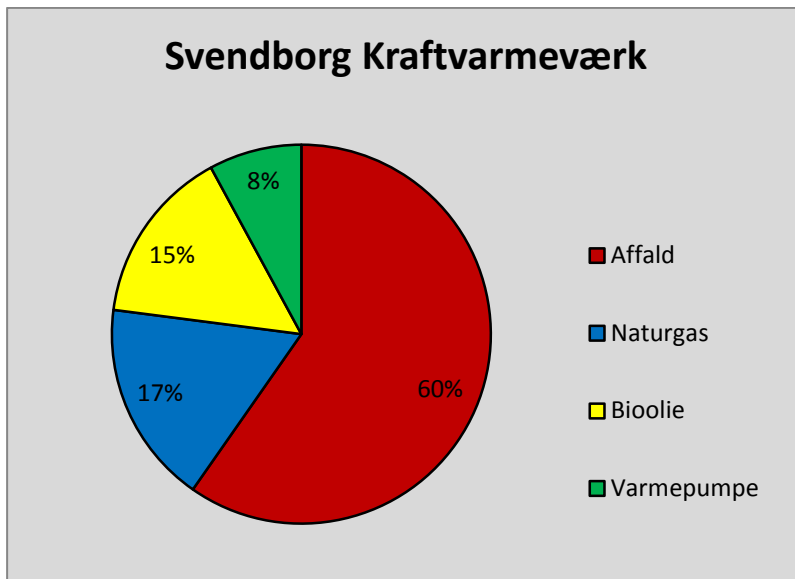
Systemet

Svendborg Fjernvarme har 4.776 tilsluttede målere og et årligt varmebehov på 170.190 MWh. I dag produceres 60 % af varmen ved affaldsforbrænding, og den resterende varmemængde produceres på bioolie, naturgasmotoranlæg og to naturgaskedler.

Affaldsforbrændings- og gasmotoranlæggene leverer varmen via en akkumuleringskøle tank på 8.800 m³. På grund af indirekte forbrugertilslutning har nettet relativt høje returtemperaturer - typisk 52 °C i sommerperioden og 44 °C vinterhalvåret.

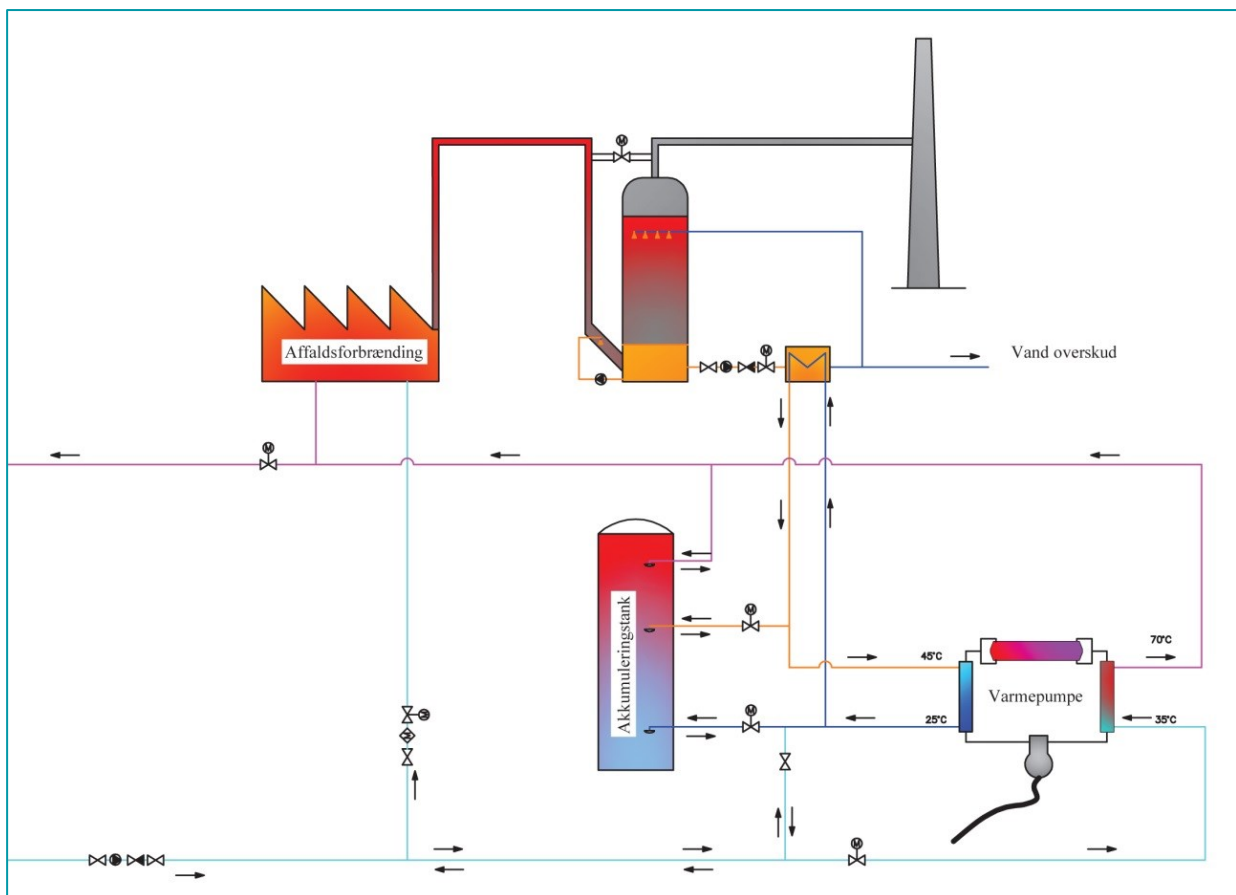
Når varmepumpen er implementeret, vil produktionen fra de enkelte enheder være:

Affaldskraftvarmeværk	106.477 MWh/år
Naturgasmotoranlæg	4.577 MWh/år
Naturgaskedelanlæg	26.350 MWh/år
Biooliekedel	26.814 MWh/år
Varmepumpe	14.118 MWh/år



Varmepumpen

Varmepumpen udnytter røggassens kondenseringsvarme fra kraftvarmeanlægget. På fjernvarmesiden kobles varmepumpen i serie med affaldskraftvarmeanlægget, hvilket tillader en lavere fremløbs-temperatur fra varmepumpen og giver en relativt høj COP.



Principskitse for varmepumpens integration med affaldsforbrændingsanlægget.

Organisation/ejerskab

Varmepumpen ejes og drives af Svendborg Kraftvarme A/S.

Teknik og specifikationer

- Kold side: Varmepumpen afkøler røggassen.
- Varm side: Den eldrevne varmepumpe afgiver varmen til fjernvarmenettet.
- Varmepumpe: Svedan varmepumpesystem.
- Fortrængning af Naturgas:
Ved gennemførelse af projektet fortrænges der årligt 1.300.000 Nm³ naturgas.

Budget og økonomi

Investering

Nøgletallene for investeringen ses herunder:

Varmepumpe	10,00 mio. kr.
Varmekilde	2,25 mio. kr.
Fjernvarmeside	0,75 mio. kr.
EL og SRO	0,75 mio. kr.
Bygninger, rådgivning og div.	0,75 mio. kr.
Total	14,50 mio. kr.

Driftsøkonomi

Den samlede driftsøkonomi ser således ud:

Investering	[kr.]	14.500.000
Årligt antal fuldlaststimer	[timer]	4.000
Årlig varmeproduktion (VP)	[MWh]	14.400
Driftsbesparelse per MWh	[kr./MWh]	165
Årlig driftsbesparelse	[kr.]	2.380.000
Simpel tilbagebetalingstid	[år]	6,1
Intern rente over 15 år	[%]	6,2

Samlet økonomi

De balancerede varmepriser er opgjort til følgende:

- Balanceret varmepris, ekskl. varmepumpe: 388 kr./MWh-varme
- Balanceret varmepris, inkl. varmepumpe og støtte: 283 kr./MWh-varme

7. Sig Varmeværk – Udeluft

Sig varmeværk er et af de 50 fritvalgsværker, som har fået lov til at installere 1 MW biomassekedel. Værket har dog ønsket at undersøge økonomien i at etablere en varmepumpe i stedet for en træpillekedel.

Anlægsejer	Sig Varmeværk a.m.b.a.
Hjemmeside	www.dinforsyning.dk
Rådgiver	Cronborg
Leverandør	Cronborg
Type	Cronborg VAWH 270
Forventet installations år / årlige antal fuldlaststimer	2016 – 4.431 timer/år
Varmekilde	Udeluft
Nominel varmeydelse	810 kW
Nominel COP	2,6
Fjernvarme opvarmes fra-til	Ca. 34 - 70 °C
Varmekilde afkøles fra-til	-

Baggrund

Baggrunden for projektet er at undersøge et alternativ til en træpillekedel. Med et bevilliget støttebeløb fra Energistyrelsen er det lykkedes at gøre en luft/vand-varmepumpe konkurrencedygtig. Der er ikke overskudsvarme i området, så muligheden for at udnytte udeluften som varmekilde undersøges.

Systemet

Sig Varmeværk leverer varme til 305 forbrugere. Den årlige varmeproduktion udgør omkring 6.307 MWh, som på nuværende tidspunkt produceres på en naturgasmotor på 2 MW, to naturgaskedler på 2,0 og 2,5 MW og et solfangeranlæg på 3.479 m².

Anlægget er forsynet med to akkumuleringstanke på 800 m³ og 300 m³.

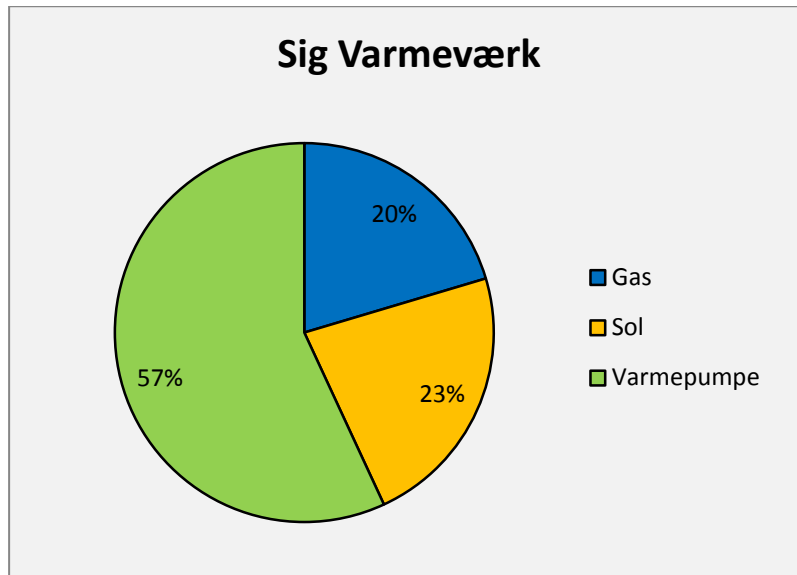
Temperaturen fra solvarmen varierer for at optimere virkningsgraden på solfangeranlægget. I sommerperioden lagres varmen med temperaturer op til 95 °C for at udnytte akkumuleringstankene optimalt.

I perioder, hvor produktionen fra solvarmen matcher det daglige forbrug, sænkes temperaturen fra solvarmen til fremløbstemperaturniveauet til byen for at øge virkningsgraden på solvarmeanlægget. I fyringssæsonen sænkes temperaturen for solvarmen til under byens fremløbstemperatur og sendes igennem gaskedlen for at øge temperaturen.

Fremløbstemperaturen til byen ligger i intervallet 68-72 °C forår og sommer. I efterårsperioden er den normalt på 68-70 °C og i vinterhalvåret normalt på 70-72 °C. Returtemperaturen fra byen ligger fra 30-38 °C og er højest om sommeren.

Når varmepumpen er implementeret, vil produktionen fra de enkelte enheder være:

Gasmotor	447 MWh/år
Gaskedler (2 stk.)	839 MWh/år
Solfanger anlæg	1.432 MWh/år
Varmepumpe:	3.589 MWh/år



Varmepumpen

Varmepumpen på 810 kW skal supplere den eksisterende varmeproduktion. Når varmepumpen kan levere den nødvendige energimængde, der er behov for, producerer den med en temperatur, der er lig med nettets fremløbstemperatur. I øvrige perioder reduceres temperaturen fra varmepumpen, og der foretages efteropvarmning med gaskedler, hvorved varmepumpens COP bliver optimeret. Den vægtede COP over året forventes at ligge på 2,6.

Med stigende elpriser, når der er en økonomisk fordel i at stoppe varmepumpen, produceres varmen alene på enten motor eller kedel. Det er muligt, idet varmepumpen har fuld backup fra det eksisterende anlæg.

Organisation/ejerskab

Varmepumperne ejes og drives af Sig Varmeværk.

Teknik og specifikationer

- Kold side: Varmepumperne afkøler udeluften
- Varm side: Den eldrevne varmepumpe opvarmer fjernvarmevandet fra retur- til fremløbstemperatur.
- Varmepumpe: Cronborg VAWH 270.
- Fortrængning af Naturgas:
Ved gennemførelse af projektet fortrænges der årligt 308.000 Nm³ naturgas.

Budget og økonomi

Investering

Nøgletallene for investeringen ses herunder:

Varmepumpe	3,35 mio. kr.
Varmekilde	0 mio. kr.
Fjernvarmeside	0 mio. kr.
EL og SRO	0,74 mio. kr.
Bygninger, rådgivning og div.	0,02 mio. kr.
Total	4,11 mio. kr.

Driftsøkonomi

Den samlede driftsøkonomi ser således ud:

Investering	[kr.]	4.112.000
Årligt antal fuldlaststimer	[timer]	4.431
Årlig varmeproduktion (VP)	[MWh]	3.589
Driftsbesparelse per MWh	[kr./MWh]	40
Årlig driftsbesparelse	[kr.]	145.000
Simpel tilbagebetalingstid	[år]	28,4
Intern rente over 15 år	[%]	-4,2

Samlet økonomi

De balancerede varmepriser er opgjort til følgende:

- Balanceret varmepris, ekskl. varmepumpe: 305 kr./MWh-varme
- Balanceret varmepris, inkl. varmepumpe og støtte: 300 kr./MWh-varme

8. Ulstrup Kraftvarmeværk - Udeluft/røggas

Ulstrup Kraftvarmeværk vil installere en varmepumpe som supplement til den eksisterende varme-
produktion, der fortrinsvis leveres af en gaskedel.

Anlægsejer	Ulstrup Kraftvarmeværk a.m.b.a.
Hjemmeside	www.ulstrupkraftvarme.dk
Rådgiver	MOE
Leverandør	Johnson Controls
Type	2 stk. HPX 708 V stempel-kompressor
Forventet installations år / årlige antal fuldlaststimer	2016 – 5.727 timer/år
Varmekilde	Udeluft/Røggas
Nominal varmeydelse	550 kW
Nominal COP	4,1
Fjernvarme opvarmes fra-til	Ca. 36-70 °C
Varmekilde afkøles fra-til	-

Baggrund

Baggrunden for projektet er at undersøge et alternativ til nuværende varme-
produktionen på naturgaskedel og motor. Der er ikke overskudsvarme i området, hvorfor muligheden for at udnytte udeluft
og røggassen fra gaskedlen som varmekilde til en varmepumpe undersøges.

Systemet

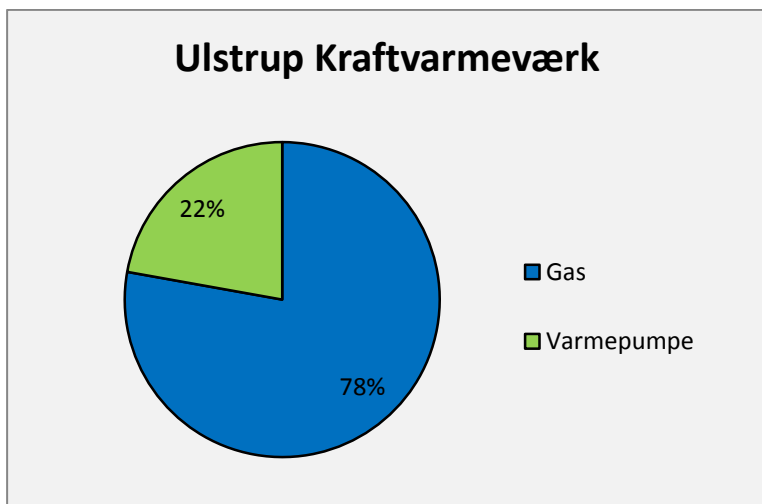
Ulstrup Kraftvarmeværk a.m.b.a. leverer varme til 490 forbrugere. Den årlige varme-
produktion udgør 14.155 MWh, som produceres på en naturgasmotor på 4,1 MW og en naturgaskedel på 4,7 MW.
Varmen fra værket leveres via en akkumuleringstank på 700 m³.

Fremløbstemperaturen varierer over året fra 68-72 °C. Returtemperaturen tilsvarende fra 34-38 °C.

I 2016 planlægges det at supplere eksisterende varme-
producerende enheder med en luft-/røggas-
/vand-varmepumpe.

Varme-
produktionen fra de enkelte varme-
producerende enheder efter implementering af varmepum-
pen bliver:

Gasmotor	0 MWh/år
Gaskedel	11.005 MWh/år
Varmepumpe luft/røggas/vand	3.150 MWh/år



Varmepumpen

Ulstrup Kraftvarmeværk ønsker at etablere en varmepumpe, der både kan anvende udeluft og røggas fra gaskedlen som varmekilde. I de varmeste måneder af året (april-oktober) anvendes udeluft som varmekilde. I den resterende del af året (november-marts) anvendes røggassen fra gaskedlen med hjælp fra en lavtemperaturveksler som varmekilde. Det betyder, at man fremadrettet vil kunne producere omkring 30 % af det årlige varmebehov på varmepumpen, og de resterende 70 % dækkes af naturgaskedlen.

Organisation/ejerskab

Varmepumpen ejes og drives af Ulstrup Kraftvarmeværk

Teknik og specifikationer

- Kold side: Varmepumpen anvender udeluft som varmekilde i den varme del af året (april-oktober). I den kolde periode (november-marts) køler varmepumpen på gaskedlens røggas.
- Varm side: Den eldrevne varmepumpe opvarmer fjernvarmevandet fra retur- til fremløbstemperatur.
- Varmepumpe: 2 stk. HPX 708 V stempel-kompressor og en luftkøler (400 kW).
- Fortrængning af Naturgas:
Ved gennemførelse af projektet fortrænges der årligt 273.000 Nm³ naturgas

Budget og økonomi

Investering

Nøgletallene for investeringen ses herunder:

Varmepumpe	2,80 mio. kr.
Varmekilde	0,90 mio. kr.
Fjernvarmeside	0 mio. kr.
EL og SRO	0,75 mio. kr.
Bygninger, rådgivning og div.	1,73 mio. kr.
Total	6,181 mio. kr.

Driftsøkonomi

Den samlede driftsøkonomi ser således ud:

Investering	[kr.]	6.181.000
Årligt antal fuldlaststimer	[timer]	5.727
Årlig varmeproduktion (VP)	[MWh]	3.150
Driftsbesparelse per MWh	[kr./MWh]	191
Årlig driftsbarelse	[kr.]	603.000
Simpel tilbagebetalingstid	[år]	10,3
Intern rente over 15 år	[%]	2,6

Samlet økonomi

De balancerede varmepriser er opgjort til følgende:

- Balanceret varmepris, ekskl. varmepumpe: 400 kr./MWh-varme
- Balanceret varmepris, inkl. varmepumpe og støtte: 383 kr./MWh-varme

9. Sæby varmeværk - Overskudsvarme

Hos Sæby fiskeindustri er der en mængde overskudsvarme til rådighed fra virksomhedens køleanlæg. Denne varme vil man udnytte til brug for Sæby Varmeværk.

Anlægs ejer	Sæby Varmeværk a.m.b.a.
Hjemmeside	www.saebyvarmevaerk.dk
Rådgiver	Niras
Leverandør	Johnson Controls
Type	1.stk. R717 (højtryks)VP anlæg Type: Stempelkompressor HPC104S (Sabroe) 1 trins anlæg
Forventet installations år / årlige antal fuldlaststimer	2016 – 8.114 timer/år
Varmekilde	Overskudsvarme
Nominal varmeydelse	420 kW
Nominal COP	6
Fjernvarme opvarmes fra-til	Ca. 40 - 65 °C
Varmekilde afkøles fra-til	Er ikke opgivet

Baggrund

Baggrunden for projektet er at udnytte varmen fra Sæby fiskeindustri's køleanlæg til produktion af fjernvarme.

Sæby fiskeindustri er placeret tæt på Sæby varmeværks distributionsnet og har fra deres køleanlæg overskudsvarme der på nuværende tidspunkt bortventileres i kondensatorerne.

Ideen er ved hjælp af en varmepumpe at udnytte overskudsvarmen til produktion af fjernvarme.

Herved opnås der en reduktion af driftstiden på Sæby varmeværks eksisterende enheder og hermed en naturgasbesparelse.

Systemet

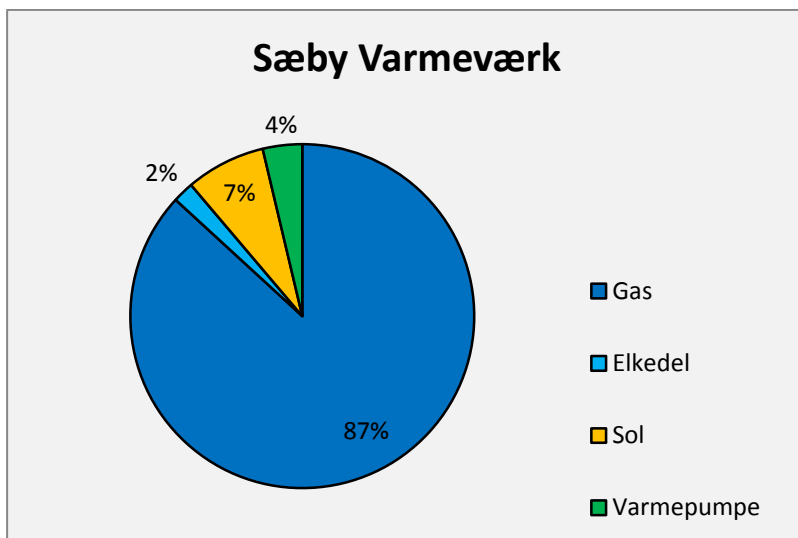
Sæby Varmeværk a.m.b.a. leverer varme til ca. 3.479 forbrugere.

Den årlige varmeproduktion udgør 77.500 MWh.

Fremløbstemperaturen varierer over året i spændet 65-85 °C. Returløbstemperaturen varierer over året i spændet 35-40 °C, højest om sommeren.

Varmproduktionen fra de enkelte varmeproducerende enheder efter implementering af varmepumpen bliver:

Gasmotorer 2 stk.	58.421 MWh/år
Gaskedler 3 stk.	8.329 MWh/år
Elkedel	1.536 MWh/år
Solfangeranlæg	5.808 MWh/år
Varmepumpe overskudsvarme	3.406 MWh/år



Varmepumpen

Varmepumpen kobles til det eksisterende køleanlæg som er et ammoniak anlæg, med et minimum af ekstra kølemiddel.

I stedet for at køle ammoniakken i kondensatoren, sendes den gennem varmepumpen. På den varme side af varmepumpen, opvarmes fjernvarmereturvand fra 40 °C til 65 °C og sendes ind i fjernvarmenettet.

Anlægget er dimensioneret efter en konstant varmeeffekt hele året, for at få den mest optimale COP faktor. Anlægget kan således ikke erstatte den eksisterende kondensator, men blot supplere.

Dette betyder, at man ved høje spotpriser på elmarkedet, kan slukke for varmepumpen uden at det får konsekvenser for virksomhedens kølebehov, da køleanlægget blot går over til "gammel driftsform" og anvender kondensatoren som før - uden varmepumpe.

Sæby Fjernvarme, har implementeret et styresystem hvor el-spotprisen, indgår som et parameter. Anlæggets styring vil blive koblet på denne styring.

Ved at sende kølemidlet igennem varmepumpen i stedet for kondensatoren, bliver kølemidlets temperatur sænket med ca. 5 °C. Hermed skal der anvendes mindre el til driften af køleanlæggets kompressorer og når driftstiden på kondensatoren nedsættes, skal der anvendes mindre vand til kondensatoren.

Effekten af dette vurderes til at reducere elforbruget med 5 % og reducere vandforbruget med 10 %. Vandet er behandlet, så der spares ligeledes ca. 10 % på kemikalier.

Systemet kører op imod det til enhver tid gældende driftstryk i fjernvarmeværkets distributionsledninger, ved hjælp af en fremløbspumpe placeret ved varmepumpens varme side.

Anlægget producerer fjernvarmen ved en konstant temperatur året rundt.

Det producerede varme vand, opblandes med det varme vand der er til stede hvor tilslutningen sker.

Organisation/ejerskab

Varmepumpen skal ejes og drives af Sæby Varmeværk

Teknik og specifikationer

- Kold side: Varmepumpeanlægget afkøler ammoniakken før den sendes ind i køleanlæggets kondensator.
- Varm side: Varmepumpeanlægget opvarmer fjernvarmevandet fra 40 °C til 65 °C.
- Varmepumpe: 1 trins anlæg med ammoniak (R717) som kølemiddel.
- Fortrængning af Naturgas:
Ved gennemførelse af projektet fortrænges der årligt der 475.355 Nm³ naturgas

Budget og økonomi

Investering

Nøgletallene for investeringen ses herunder:

Varmepumpe	2,0 mio kr.
Varmekilde	0 mio kr.
Fjernvarmeside	0,25 mio kr.
EL og SRO	0,40 mio kr.
Bygninger, rådgivning og div.	0,35 mio kr.
Total	3,0 mio kr.

Driftsøkonomi

Den samlede driftsøkonomi ser således ud:

Investering	[kr.]	3.000.000
Årligt antal fuldlaststimer	[timer]	8.114
Årlig varmeproduktion (VP)	[MWh]	3.406
Driftsbesparelse per MWh	[kr./MWh]	214
Årlig driftsbesparelse	[kr.]	730.000
Simpel tilbagebetalingstid	[år]	4,1
Intern rente over 15 år	[pct.]	9,0

Samlet økonomi

De balancerede varmepriser er opgjort til følgende:

- Balanceret varmepris, ekskl. varmepumpe: 361 kr./MWh-varme
- Balanceret varmepris, inkl. VP og støtte: 354 kr./MWh-varme

Store varmepumper i fjernvarmeforsyningen

Evaluering af initiativerne for rejsehold og tilskudsordning
for store varmepumper i fjernvarmeforsyningen

Maj 2016

Udgiver

Energistyrelsen
Amaliegade 44
1256 København K
Tlf.: 33 92 67 00
Fax: 33 11 47 43
E-mail: ens@ens.dk
www.ens.dk

ISBN

978-87-93180-17-8

Redaktion

Publikationen er udarbejdet af Energistyrelsens rejsehold for store varmepumper:

Ida Riise-Knudsen
Søren Lyng Ebbehøj
Bjarke Lava Paaske
Lasse Filtenborg Nissen
Hans-Henrik Jensen
Jørgen Risom

Foto

Energistyrelsen

Der gøres opmærksom på, at denne publikation er omfattet af ophavsretsloven.