Udredning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet

November 2013

Projektdeltagere

PlanEnergi (projektleder)
Jyllandsgade 1
9520 Skørping
Kontakt: Per Alex Sørensen
pas@planenergi.dk

Teknologisk Institut
Teknologiparken
Kongsvang Allé 29
8000 Aarhus C
Kontakt: Bjarke Lava Paaske
bjpa@teknologisk.dk

GEO
Sødalsparken 12
8220 Brabrand
Kontakt: Lars Hjortshøj Jacobsen
lja@geo.dk

Grøn Energi
Merkurvej 7
6000 Kolding
Kontakt: Morten Hofmeister
mho@danskfjernvarme.dk

Indholdsfortegnelse

1 Indledning og resumé 5

Del 1. Kortlægning 8

2 Kortlægning af eksisterende varmelagre 8
2.1 Ståltanke (TTES) 10
2.2 Damvarmelagre (PTES) 16
2.3 Borehulslagre (varmt vand) (BTES) 27
2.4 Aquiferlagre (ATES) 35
2.4.1 Danske aquiferlagre i relation til fjernvarmen 36
2.4.2 Økonomi 36
2.4.3 Opsummering 40
3 Kortlægning af varmepumper og el-kedler 41
3.1 Varmepumper 41
3.2 Kortlægning af installerede varmepumper 45
3.3 Erfaringer med el-drevne varmepumper 47
3.4 Erfaringer med termisk drevne varmepumper 50
3.5 El-kedler 50
4 Mulige varmekilder for varmepumper, og potentiale for etablering af damvarmelagre og borehulslagre 52
4.1 Luft- og jordvarme 52
4.2 Å-, sø-, fjord- og havvand 53
4.3 Fjernvarme fra industriel overskudsvarme 56
4.4 Varmepumpe-potentiale i relation til renseanlæg og spildevandsflow 57
4.5 Grundvandsvarmepumpe/damvarmelagre/borehulslagre 59

Del 2. Identifikation af de væsentligste udviklingspotentialer 64

5 Varmelagre 65
5.1 Ståltanke 65
5.2 Damvarmelagre 67
5.3 Borehulslager 68
5.4 Aquiferlagre 68
5.5 Faseskiftende materialer 70
6 Varmepumper 72
6.1 Mekaniske varmepumper 72
6.2 Absorptionsvarmepumper 78
7 Anbefalinger 79
7.1 Tekniske udviklingspotentialer 79
7.2 Økonomiske forhold 80

Del 3. Modelberegninger **82**

8 Modelberegninger **82**
8.1 Naturgasfyret kraftvarmeværk 82
8.2 Følsomhedsberegninger, naturgasfyret kraftvarmeværk 89
8.2.1 Scenarie 1: El-drevet varmepumpe 89
8.2.2 Scenarie 2: Absorptionsvarmepumpe 89
8.2.3 Scenarie 3: 50 % solvarme og el-drevet varmepumpe 89
8.2.4 Scenarie 4: 50 % solvarme og absorptionsvarmepumpe 90
8.2.5 Scenarie 3 med billigere damvarmelager 90
8.2.6 Scenarie 4 med billigere damvarmelager 90
8.2.7 Scenarie 1 med højere el-priser 90
8.2.8 Scenarie 1 med ”skæve” samfundsøkonomiske el-priser 90
8.2.9 Selskabsøkonomiske konsekvenser 90
8.2.10 Samfundsøkonomiske konsekvenser 91
8.3 Flisfyret varmeværk 92
8.4 Følsomhedsberegninger, flisfyret varmeværk 97
8.4.1 Scenarie 1: El-drevet varmepumpe 97
8.4.2 Scenarie 2: Absorptionsvarmepumpe 97
8.4.3 Selskabsøkonomiske konsekvenser 98
8.4.4 Samfundsøkonomiske konsekvenser 98

Referencer **99**

Bilag

A: Spørgeskema vedrørende ståltanke
B: Oversigt, el-kedler
C: Geologiske forhold
D: Investeringsbehov i modelberegningerne

1 Indledning og resumé

I den fremtidige energiinfrastruktur i Danmark skal en øget andel af fluktuerende el-produktion fra vindmøller og solceller integreres. Omdannelse af el til varme ved hjælp af varmepumper og lagring af varmen i fjernvarmesystemer forventes at blive en vigtig del af de fremtidige løsninger på integration af øget fluktuerende el-produktion i energisystemet.

Udviklingen af disse teknologier er imidlertid kun lige begyndt, og kun få demonstrationsanlæg er etableret i Danmark og i udlandet. Energistyrelsen har derfor anmodet PlanEnergi, Teknologisk Institut, GEO og Grøn Energi om at udarbejde en opsamling af erfaringer med de etablerede anlæg, en vurdering af udbygningspotentialet og en vurdering af fremtidige tekniske og økonomiske udviklingsmuligheder for teknologierne.

Denne rapport indeholder opsamling af erfaringer med eksisterende varmelagre, eksisterende varmepumper samt el-kedler.

Desuden er indeholdt en potentialeundersøgelse, hvor en overordnet vurdering af potentialet for etablering af store varmelagre og for varmekilder til varmepumper er foretaget.

Endelig er udført modelberegninger for etablering af varmepumper ved naturgasfyrede kraftvarmeværker og biomassefyrede fjernvarmeværker, samt beregninger for etablering af store varmelagre og solvarme ved naturgasfyrede kraftvarmeværker.

Kortlægningen af eksisterende varmelagre viser, at der er etableret en lagerkapacitet i **ståltanke** på ca. 50 GWh. Der er etableret tre **damvarmelagre** i Danmark og opførelse af et fjerde er næsten afsluttet. Desuden er etableret et **borehulslager** og otte **aquiferlagre** med varmegenvinding. De sidste tre lagertyper er fortsat under udvikling i Danmark. Rapporten resumerer de hidtidige erfaringer med alle lagertyper samt anlægsomkostninger, effekt m.v.

Kortlægningen af eksisterende varmepumper viser, at de fleste etablerede **el-drevne varmepumper** anvender interne varmekilder (primært røggas). Dette er imidlertid ved at ændre sig. Der er etableret to varmepumper med eksterne varmekilder (fra henholdsvis industriel overskudsvarme og spildevand) og yderligere anlæg, som anvender søvand, spildevand og grundvand er på vej. Derudover er der etableret ca. 20 **varmedrevne varmepumper** og ca. 300 MW **el-kedler.**

Potentialet for varmekilder til varmepumper er beskrevet og forsøgt opgjort for havvand, ferskvand, overskudsvarme fra industrier, spildevand, grundvand og langtidsvarmelagre. Opgørelsen bygger bl.a. på en gennemgang af grundvands- og naturbeskyttelsesforhold for 432 fjernvarmeværker, men beror alligevel i sidste ende på et skøn.

Resultatet er:

Varmekilde	Potentiale	Tekniske begrænsninger
Havvand	Kan dække behov ved kystbyer	Udnyttelse om vinteren forudsætter udvikling af vanddampkompressorvarmepumpe
Sø- og åvand	Begrænset af naturhensyn	Udnyttelse om vinteren forudsætter udvikling af vanddampkompressorvarmepumpe
Overskudsvarme	90-180 MW	Ingen umiddelbare
Spildevand	350 MW	Ingen umiddelbare
Grundvand	600 – 1.700 MW	Ingen umiddelbare
Drikkevand	265 MW	Ingen umiddelbare
Damvarmelagre og borehulslagre	300 MW	Kun vinterdrift

Potentialet for nye damvarmelagre og borehulslagre er tilsvarende opgjort til 2.800 GWh lagerkapacitet.

I afsnittet om udviklingsmuligheder redegøres for mulige prisreduktioner, forbedrede ydelser og andre typer lagre og varmepumper, som vil kunne udvikles og anvendes. Sammenfattende er det udredningsteamets vurdering at:

- **Ståltanke** er kendt teknologi, som fortsat vil blive anvendt på fjernvarmeværkerne, men ikke har behov for væsentlige ændringer. Dog er lagring ved flere temperaturniveauer et udviklingsområde.

- Anvendelse af **fjernvarmetransmissionsnettet** som ekstra lagring bør undersøges.

- **Damvarmelagre** er en billig lagringsform, som er udviklet sammen med solvarme. Der er opført 4 lagre i Danmark, og yderligere 4 fjernvarmeværker har planlagt at etablere damvarmelagre i de nærmeste år, og flere forventes at følge efter. Lagertypen vil endvidere kunne udvikles til anvendelse som højtemperaturlagre (90° C året rundt), og lavtemperaturlagre, således at markedet udvides til at omfatte lagring i kraftvarmesystemer af overskudsvarme fra virksomheder.

- **Borehulslagre** er en ny teknologi i Danmark. Lagrene vil kunne supplere damvarmelagrene som sæsonvarmelagre for solvarme i områder, hvor etablering af damvarmelagre er vanskelig eller uønsket. Der er opført 1 lager i Danmark. Både i Danmark og Tyskland indgår sæsonvarmelagre i 2050-scenarier for energiforsyningen. Andre lande forventes at få tilsvarende behov, så teknologierne for damvarmelagre og borehulslagre (og især systemløsningerne) vil være eksportérbare.

- **Aquiferlagre** anvendes til opbevaring af varme ved op til 20° C. Umiddelbart vil anvendelsen derfor begrænses til udnyttelse af varme fra grundvandskøling. Der er opført en snes grundvandskøleanlæg i Danmark. Heraf anvendes kun et enkelt anlæg tillige til fjernvarmeforsyning. Dog kan dybe grundvandsmagasiner (under 250 m) måske vise sig at blive anvendelige til lagring af varme ved fjernvarmetemperaturer. Dette bør undersøges.

- **El-drevne varmepumper** til fjernvarme har et stort udviklingspotentiale. Virkningsgraden kan øges med 15 % ved tekniske ændringer og op til yderligere 50 % ved ændringer i afsætningstemperatur m.v. Teknologierne er kendte fra kølebranchen, men skal tilpasses fjernvarmefor-

hold. Dette er ved at ske, og de første demonstrationsanlæg er etableret. Potentialet i Danmark til fjernvarmeforsyning er på adskillige milliarder kr. Derudover vil udvikling af vanddampkompressorvarmepumper tilføje hav- og ferskvand som mulige varmekilder, hvorved bl.a. en række kystbyer vil kunne forsynes med varme. Eksportpotentialet til i første omgang Tyskland er betydeligt større end det danske marked.

- **Varmedrevne varmepumper** er aktuelle til effektivisering af forbrændringsprocesser, og vil derfor have et marked på kort og mellemlang sigt.

- **Systemløsninger,** hvor lagre og varmepumper kombineres med andre energiproducerende enheder, forventes at have et stort potentiale både i og udenfor Danmark. Dels fordi de kan bidrage til regulering af fluktuerende el-produktion fra vedvarende energikilder, og dels fordi de kan levere op til 100 % fossilfri varmeforsyning.

Der er foretaget modelberegninger for teknologiernes anvendelse i den danske fjernvarmesektor. Beregningerne peger på, at de af Energistyrelsen udmeldte beregningsforudsætninger kunne opdateres, så nogle flere af lagrenes og varmepumpernes fordele belønnes. Det har imidlertid ikke været opgaven at komme med konkrete forslag hertil.

Del 1. Kortlægning

2 Kortlægning af eksisterende varmelagre

Eksisterende danske varmelagre til fjernvarmesystemer er normalt med vand som lagringsmedie. Årsagerne er bl.a. at vand er ugiftigt, giver mulighed for temperaturlagdeling (stratifikation), tilbyder store effekter ved op- og afladning, samt har gode varmeoverføringsegenskaber og høj specifik varmekapacitet.

I tabel 2.1 er angivet specifik varmekapacitet for nogle almindeligt forekommende stoffer:

Stof	C (kWh/m^3/grad)
Vand	1,16
Stål (jern)	1,07
Kobber	0,97
Aluminium	0,69
Beton	0,58
Jord	0,9 – 0,8

Tabel 2.1: *Specifik varmekapacitet for nogle almindeligt forekommende stoffer.*

Desuden er vand billigt!

De varmelagre, som er indeholdt i statusopgørelsen, er:

- Ståltanke over jord (TTES = Tank Thermal Energy Storage)
- Vanddamme nedgravet i jord (pits) (PTES = Pit Thermal Energy Storage)
- Jordlagre med lukkede systemer (borehuller) (BTES = Borehole Thermal Energy Storage)
- Jordlagre med åbne systemer (aquiferlagre) (ATES = Aquifer Thermal Energy Storage)

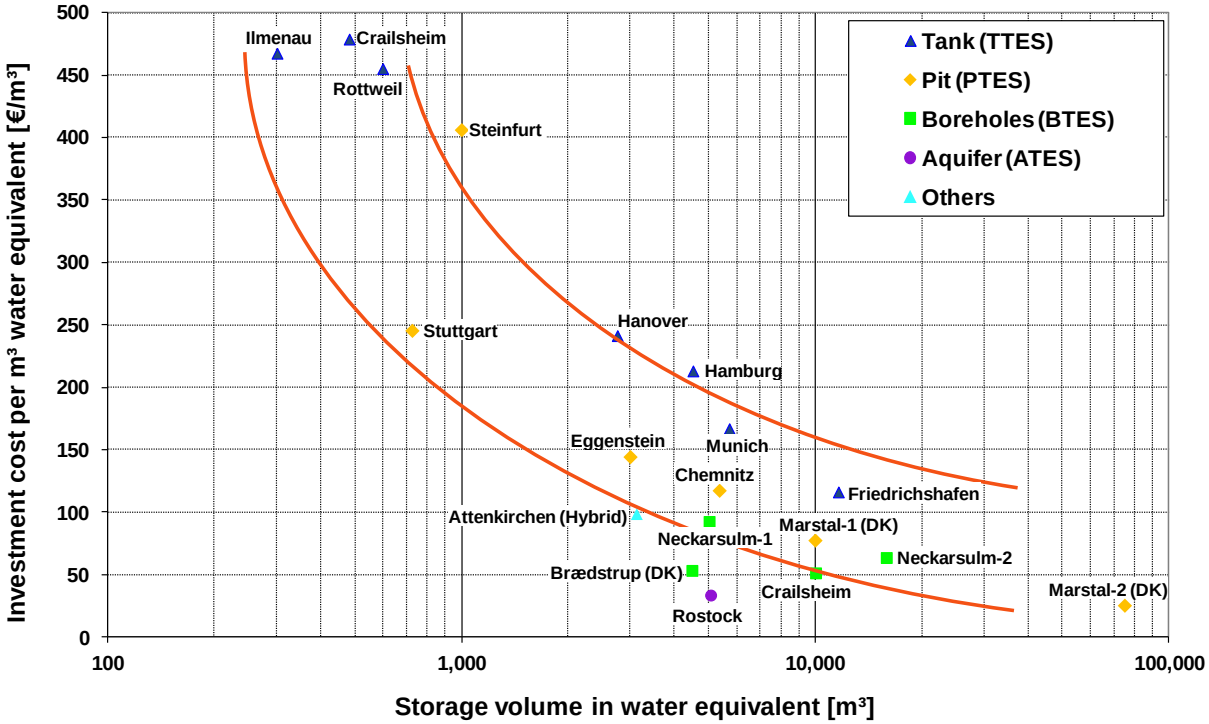
Ved korttidslagre forstås lagre med kort lagercyclus (op til en uge).
Ved langtidslagre forstås lagre med længere lagercyclus end en uge og op til et år (sæsonvarmelagre).

TTES	PTES		BTES	ATES
Lager medium				
Vand	Vand	Sten-Vand *)	Jord/klippe	Sand – vand
Varmekapacitet i kWh/m^3				
60 – 80	60 – 80	30 – 50	15 – 30	30 – 40
Lager volumen for 1 m^3 vandækvivalent				
1 m^3	1 m^3	1,3 – 2 m^3	3 – 5 m^3	2 – 3 m^3
Geologiske forudsætninger				
• Bæredygtig jord. • Helst ikke grundvand hvis lageret nedgraves.	• Bæredygtig jord. • Helst ikke grundvand ned til første 3 m under bunden. • Opgravet jord skal kunne genindbygges som sider i lageret. • 5 – 15 m dyb.		• Borbar jord. • Helst med grundvand. • Høj varmekapacitet. • Lav hydraulisk ledningsevne (k_f < 10^{-10} m/sek). • Naturligt grundvandsflow <1 m/år. • 30 – 100 m dyb.	• Naturligt vandlag med høj hydraulisk ledningsevne (k_f > 10^{-5} m/sek). • Tætte lag med lav hydraulisk ledningsevne over og under. • Intet eller lavt grundsvandsflow. • Uproblematisk vandkemi. • Aquifer-tykkelse på 20 – 50 m.
Anvendelsesområder				
• Korttidslagre og lagre op til 30.000 m^3. • Buffertanke.	• Langtidslagre for fjernvarmeværker med produktion over 20.000 MWh/år. • Korttidslagre over ca. 30.000 m^3 for kraftværker.		• Langtidslagre for fjernvarmeværker med produktion over 20.000 MWh/år.	• Kun rentable hvis der også er et kølebehov.
Temperatur i lageret				
5 – 95° C	5 – 95° C		-5 – 90° C	2 – 20° C **)
Pris/m^3 vandækvivalent				
800 – 1.500 kr. for tanke over 2.000 m^3	150 – 300 kr. for lagre over 50.000 m^3		150 – 300 kr. for lagre over 50.000 m^3 vandækvivalent incl. buffertank	40 – 250 kr.

*) Vand er termodynamisk at foretrække. Sten-vand kan anvendes, hvis lagerets overflade har andre formål (gader, parkeringspladser etc.).
**) Bekendtgørelse nr. 1206 af 24. november 2006 om varmeindvindingsanlæg og grundvandskøleanlæg fastlægger afløbstemperaturen til max. 20° C på månedsbasis.

Tabel 2.2: *Sammenligning af lagerkoncepter. Solar District Heating guidelines [1], oversat fra Fact sheet 7.2, Storage, og tilføjet danske priser, temperaturforhold og anvendelsesområder.*

I [2] er desuden en oversigt over omkostningerne ved etablering af forskellige typer af varmelagre i Tyskland og Danmark.



Figur 2.1: *Lageromkostninger for demonstrationsanlæg excl. moms [2].*

I Danmark har tidligere været forsøgt lagring i betontanke (gylletanke). F.eks. etableredes et 500 m^3 forsøgslager ved Hørby Varmeværk i slutningen af 1980'erne. Lageret blev dog utæt i fugerne, og der opstod mikrorevner på grund af store temperaturforskelle i vandet (f.eks. fra 90° C til 40° C inden for 0,5 m lagerhøjde). Betonlagre til varmt vand giver ikke væsentlige prisfordele frem for ståltanke, så derfor er der ikke arbejdet videre med dem.

Bl.a. i Norge og Sverige anvendes borehulslagre i klipper i kombination med bygningsafkøling ("kolde" borehulslagre). Teknologien er ikke relevant i Danmark, da jordbundsforholdene tillader ATES, som er billigere.

2.1 Ståltanke (TTES)

Op gennem 1980'erne og 1990'erne blev det danske energisystem i høj grad udbygget med decentrale kraftvarmeværker. Både i form af nye kraftvarmeværker, men også pga. at ældre værker omstillede produktionen fra andre brændsler til naturgasbaseret kraftvarme. Ståltanke er en meget anvendt form for varmelager i tilknytning til et decentralt kraftvarmeværk, da den varme, der bliver produceret sammen med el-produktionen, ofte ikke tidsmæssigt hænger sammen med varmebehovet i fjernvarmesystemet. Ståltanke gør det muligt at have varmeproduktion og varmeforbrug på forskellige tidspunkter. Dermed kan kraftvarmeanlæg producere i de mest gunstige timer i forhold til el-prisen.

Typisk er de ståltanke, der blev installeret i 1980'erne og første halvdel af 1990'erne dimensioneret til værkernes produktion af el efter 3-ledstariffen. Denne er nu så godt som udfaset, hvorfor ståltankenes kapaciteter ikke nødvendigvis anvendes optimalt i dag.

I opgørelsen er tankene opgjort i forhold til det fjernvarmeselskab det er tilknyttet, og ikke det konkrete værk. I de fleste tilfælde er der ikke nogen forskel, men der kan være en forskel. Resultaterne er dog vist uden angivelse af fjernvarmeselskab, da fokus er på den samlede kapacitet i de danske fjernvarmenet, og ikke på forholdene i de enkelte fjernvarmenet.

I fjernvarmeområder med central kraftvarme, og i fjernvarmeområder med ren varmeproduktion, er der også installeret varmelagre. De største akkumuleringstanke befinder sig i store centrale fjernvarmeområder. I fjernvarmeområder med ren varmeproduktion er det ikke altid nødvendigt at have lagerkapacitet, da produktionen kan tilpasses forbruget. Dog kan der i disse områder være fordele ved at have varmelagre. Bl.a. kan nævnes, at nogle kedler har en højere virkningsgrad ved fuldlast, og at lageret gør at reservelastenheder ikke behøves idriftsat i spidslasttimer og ved mindre reparationer og vedligehold. Varierende varmeproduktion (f.eks. fra solfangere) kan også indebære et behov for et lager, selvom større lagre (sæsonlagre) i dette tilfælde er mere relevant.

I disse år bliver en stor del af varmen på de decentrale kraftvarmeværker produceret på kedler frem for på kraftvarmeenheder, hvilket gør at lageret ikke benyttes i ligeså høj grad som tidligere. Ståltankenes rolle vil derfor være en anden, afhængig af fluktuerende produktion fra vedvarende energikilder (sol og vind). Lageret skal fortsat bruges til at udjævne tidsforskellen mellem varmeproduktion og varmeforbrug, nu således at el-drevne varmepumper og el-kedler primært kan være i drift ved lave el-priser.

Kendskab til den samlede lagerkapacitet i akkumuleringstankene giver mulighed for at vurdere potentialet for udnyttelse af denne eksisterende kapacitet (der vurderes at have en del restlevetid) i denne nye rolle.

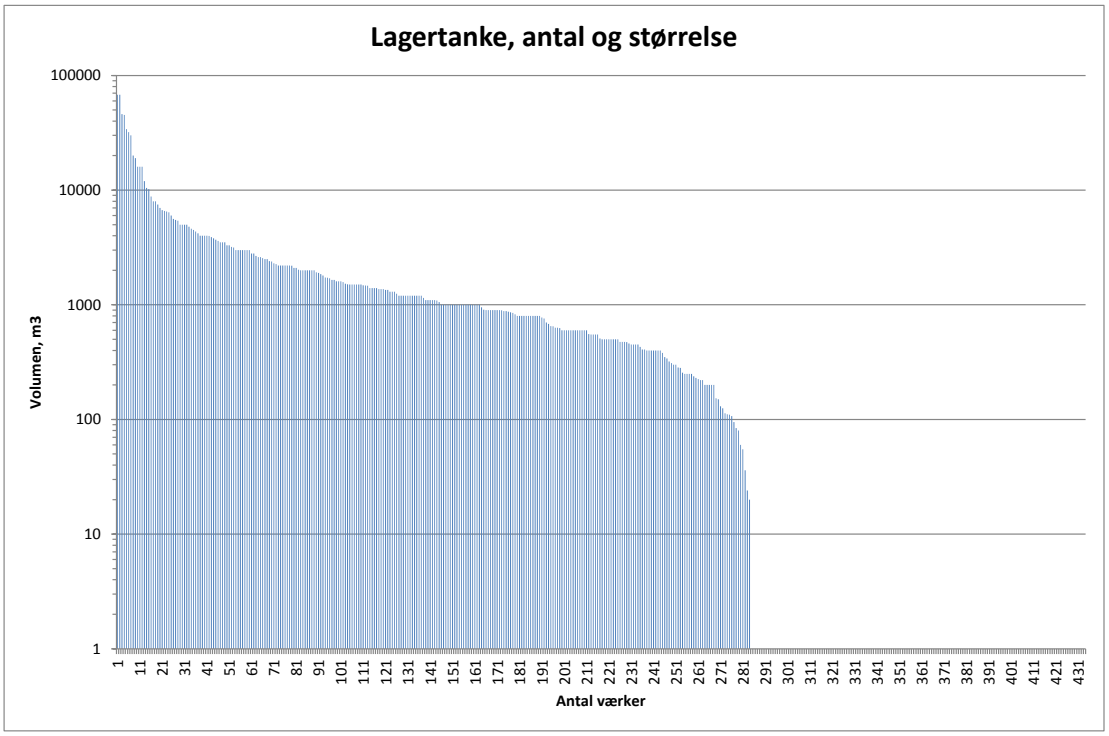
I dette projekt er fokus på at opgøre det lagerpotentiale, der er i tilknytning til fjernvarmesystemerne. Der har været 368 besvarelser fra værker, hvor værkerne er blevet bedt om at svare på volumen i deres varmeakkumuleringstanke. Svarprocenten er 85 %.

I dataindsamlingen har det bl.a. også været muligt at besvare, hvor stort et tab tanken har, hvilke max. og min. temperaturer lageret driftes med i gennemsnit, og hvornår akkumuleringstanken blev sat i drift. Der er dog flere, der ikke har kendskab til hvor stort tabet i akkumuleringstanken er, hvilket har gjort, at mange ikke har svaret, og af dem, der har svaret, er der ofte tale om et kvalificeret gæt.

Til vurdering af varmetabet har vi derfor lavet nogle beregninger af varmetabet ved forskellige tankstørrelser.

Lagervolumen

Af de 368 værker, der har besvaret, har 284 (77 %) en lagertank, og det samlede lagervolumen er på 874.408 m^3. Vi vurderer at lagervolumen i de resterende værker, der ikke har besvaret, er meget lille.



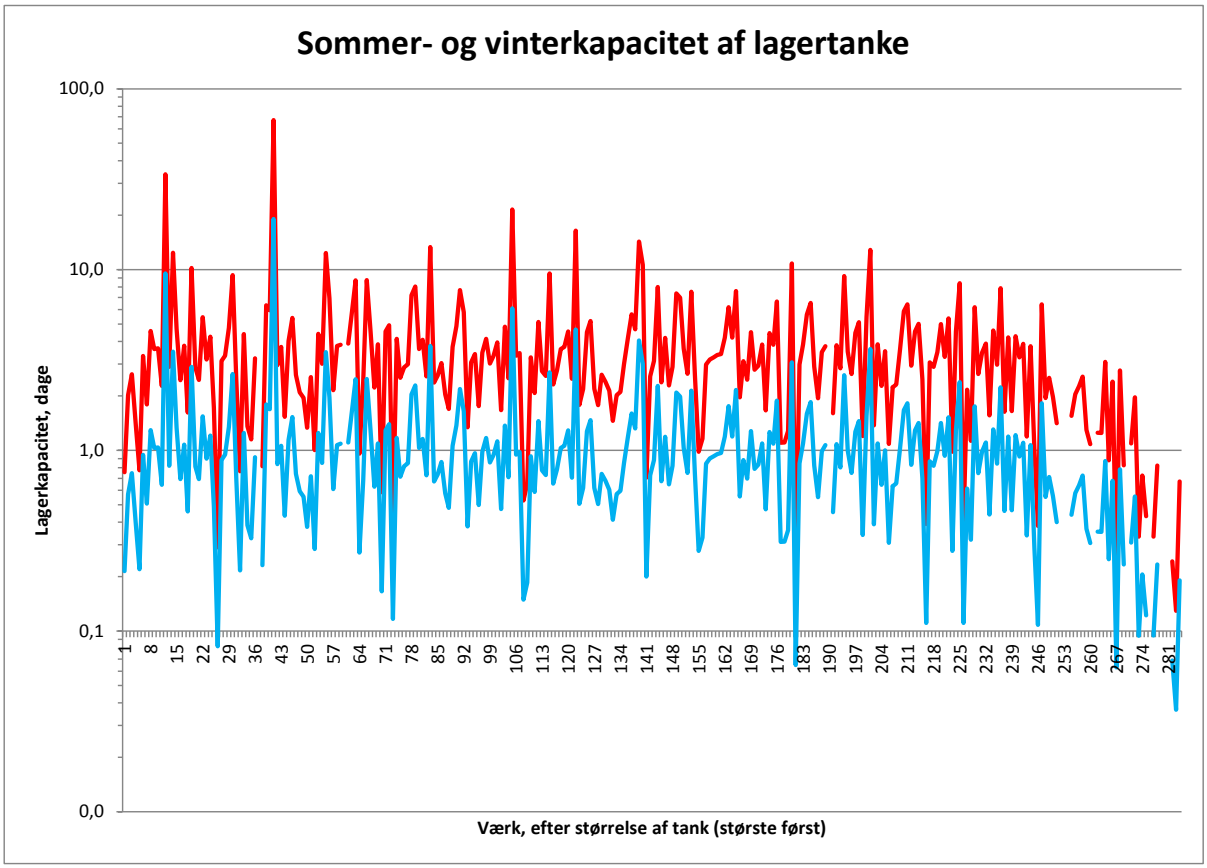
Figur 2.1.1: *Grafen viser fordelingen af størrelserne på tankene (bemærk logaritmisk skala). Der er 15 tanke på mere end 10.000 m^3, den gennemsnitlige størrelse er 3.079 m^3.*

Lagerkapacitet

Lagerkapaciteten, dvs. energiindholdet, beregnes ved hjælp af følgende formel: Q = m*c*deltaT. Temperaturforskellen er ikke oplyst for alle lagertanke. Derfor forudsættes samme temperaturdifference, og der beregnes på grundlag af det samlede lagervolumen. Den samlede varmekapacitet er beregnet til 56 GWh. I praksis kan al energien i et varmelager ikke udnyttes, da der f.eks. er volumen under nederste indløb. Man regner med en udnyttelsesgrad på 90 %, dvs. den samlede lagerkapacitet er 50 GWh.

Lagerkapacitet sommer og vinter

Varmebehovet er forskelligt i løbet af året. Derfor er det interessant at undersøge lagerkapaciteten i forhold til varmebehovet. På figur 2.1.2 er vist hvor lang tid det vil tage at bruge energien i et fyldt varmelager i henholdsvis januar og juli. Om vinteren er der i husstande behov for fjernvarme til både opvarmning og til varmt brugsvand, hvor det om sommeren hovedsageligt kun er til varmt brugsvand. På figuren ses det således, at lageret i juli kan dække varmebehovet i ca. 4 dage, mens det i januar kun kan dække behovet i ca. 1 dag. I større byer er varmebehovet meget stort i forhold til lagrenes størrelse, og i vinterperioder kan et fyldt lager kun dække behovet i helt ned til 1 time.

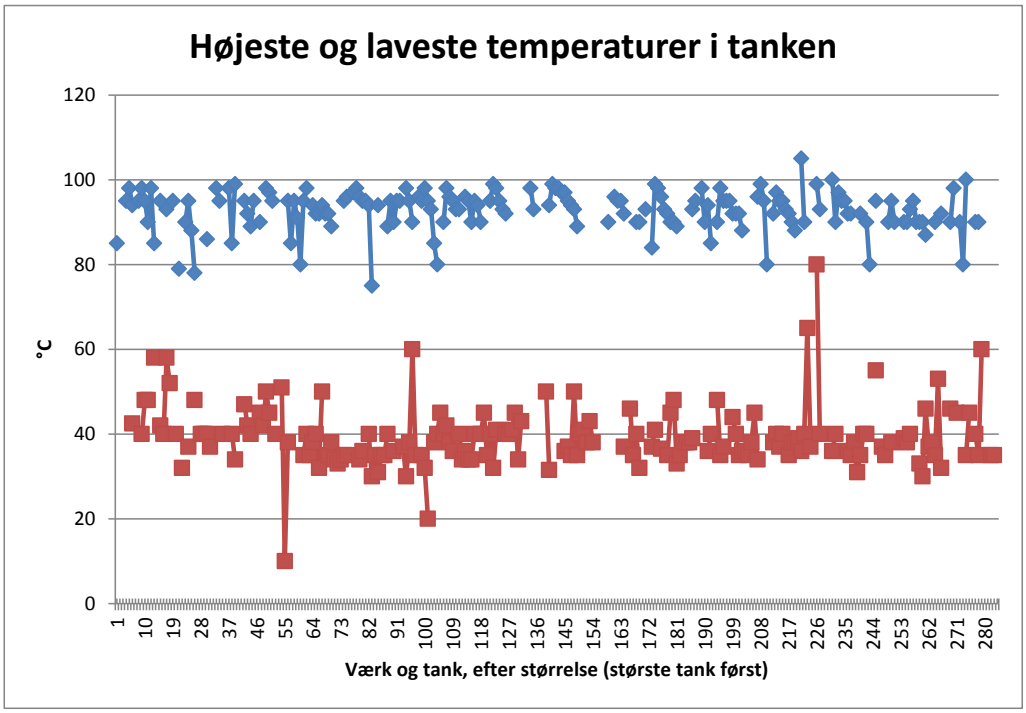


Figur 2.1.2: *Lagerkapaciteten (dage, bemærk logaritmisk skala) i forhold til behovet i en vintermåned (blå) og en sommermåned (rød). Vist efter størrelse af tanken, dvs. samme rækkefølge som på figur 2.1.1. Varmebehovet er taget fra Energistyrelsens energiproducenttælling.*

Der er relativt store variationer på, hvor stor lagertanken er i forhold til varmebehovet i det aktuelle fjernvarmenet.

Temperaturniveauer i akkumuleringstanke

I den indsamlede datamængde er der forskelle på hvordan ståltankene driftes. På figur 2.1.3 er de 180 akkumuleringstanke, hvor både max. og min. temperatur er kendte, plottet. Der er nogle enkelte lagre, som driftes anderledes end gennemsnittet, men på plottet kan det også ses at langt de fleste lagre driftes med en max. temperatur mellem 85 – 100° C, og returtemperaturerne er mellem 30 – 45° C.



Figur 2.1.3: *De enkelte akkumuleringstankes temperaturforhold.*

Der er variationer i temperaturniveauerne. Temperaturforholdene er forskellige og afhænger af de produktionsenheder, som producerer varmen på et værk. Ved solvarme og varmepumper kan det være et problem at løfte temperaturen til mere end 70 – 80° C, og hvis varmen i stedet produceres på kraftvarmeanlæg kan varmen lagres med en temperatur på 90 – 100° C. Det laveste niveau i tanken er defineret af returtemperaturen i fjernvarmesystemet. En høj temperaturforskel i tanken giver mulighed for at lagre mere energi, hvilket gør det fordelagtigt at have en så lav returtemperatur som muligt. På trods af at der er variationer i temperaturniveauerne, kan det på figur 2.1.3 ses at typiske minimumstemperaturer ligger på 30 – 40° C, og at typiske maksimumstemperaturer ligger på 90 – 100° C.

Tab i tanken

Der er forholdsvis stor variation i varmetabene, og langt fra alle har indrapporteret tab. Stort varmetab kan skyldes mangelfuld isolering. Generelt er varmetabet dog relativt lille – gennemsnittet af de indrapporterede tab er mellem 3 – 4 %.

For at få et tydeligere generelt overblik over varmetab fra akkumuleringstankene, er der lavet teoretiske beregninger på 3 forskellige størrelser (jf. tabel 2.1.1). De valgte størrelser er 500 m^3, 1.000 m^3 og 5.000 m^3, og der er regnet med en isolering med 300 mm mineraluld. Ståltankene er typisk dimensioneret så forholdet mellem højde og diameter er mellem 1,5 – 2,5. I det følgende er varmetabene beregnet hvor højden er 1,8 gange diameteren, og der regnes med en vindstyrke på 10 m/s. Resultaterne ses i tabel 2.1.1.

Det fremgår at de indrapporterede tab er højere end de teoretisk beregnede (tabel 2.1.1). Dette skyldes at det eneste tab, som er beregnet, er tabet gennem isoleringen. I de indrapporterede tal kan der også være inkluderet tab fra rør og andre installationer. Ved langtidslagring vil tab i rør og øvrige installationer være negliabelt i forhold til de beregnede ugeværdier. Men ved konstant op- eller afladning vil tab i det omkringliggende system have en vis betydning.

Beregnet varmetab i ståltanke med 300 mm isolering			
Volumen	**500 m^3**	**1.000 m^3**	**5.000 m^3**
Energiindhold v. 90 – 40° C	29 MWh	58 MWh	290 MWh
Varmetab (W/temp.diff.)	40 W/K[1]	63,5 W/K	192 W/K
Varmetab v. 90/0° C	3,6 kW	5,7 kW	17,4 kW
% tab pr. uge v. 90/0° C	2,1 %	1,7 %	1,0 %

Tabel 2.1.1: *Beregnede varmetab i akkumuleringstanke.*

Som det ses af tabellen er de beregnede varmetab relativt små. For akkumuleringstanke hvor hele vandmængden er 90° C og udetemperaturen er 0° C, bliver det løbene varmetab hhv. 3,6 kW, 5,7 kW og 17,4 kW. Når dette sammenholdes med energiindholdet (regnet ved 50° C temperaturdifferens) betyder det, at tanke på 500 m3 mister godt 2 % pr. uge imens tanke på 5.000 m3 har et tab på ca. 1 % pr. uge. I vindstille vejr bliver det absolutte tab ca. 5 % mindre, hvilket må være negligeabelt i denne sammenhæng.

Afhængigt af den fysiske udførsel (isolering omkring tilslutninger, følere osv.) samt isoleringens kvalitet, vil de faktiske tab dog kunne variere i forhold det beregnede.

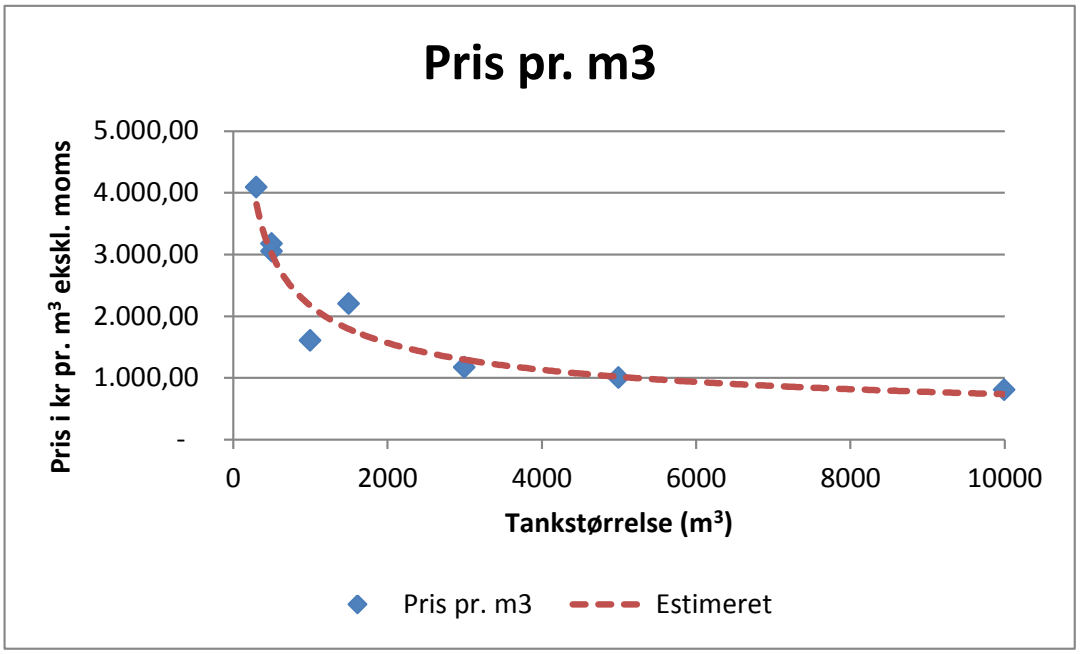
Alder på akkumuleringstankene
Der er indsamlet 191 besvarelser omkring idriftsættelsen af akkumuleringstankene. Den ældste tank, som stadig er i drift, er fra 1982. Den nyeste tank er idriftsat i 2013. I gennemsnittet er idriftsættelsesåret 1997, svarende til en gennemsnitlig alder på 16 år.

Restlevetiden for ståltankene vurderes relativ lang (10 – 30 år).

Metode
Der er benyttet tre forskellige metoder/trin for at indsamle data fra de 368 værker. Grøn Energi havde data fra ca. 160 værker før dette projekt startede. Derudover har Grøn Energi været i gang med en rundspørge, via telefon, til alle de decentrale kraftvarmeværker. I denne rundspørge blev dette projekt også inkluderet, og dermed blev flere af de eksisterende data kvalitetssikret og nye kom til. Det sidste trin i denne proces var at udsende et spørgeskema (jf. bilag A).

Priser på ståltanke
For at danne grundlag for vurdering af om det kan betale sig at investere i yderligere lagerkapacitet i ståltanke, har vi forespurgt på priser hos leverandører af ståltanke. Priserne vist på figur 2.1.4 er baseret på prisoplysninger fra en enkelt leverandør, men vurderes at være repræsentative.

[1] 'K' er en forkortelse for Kelvin, som bruges som enhed for temperaturforskelle, f.eks. 7° C – 5° C = 2 K.



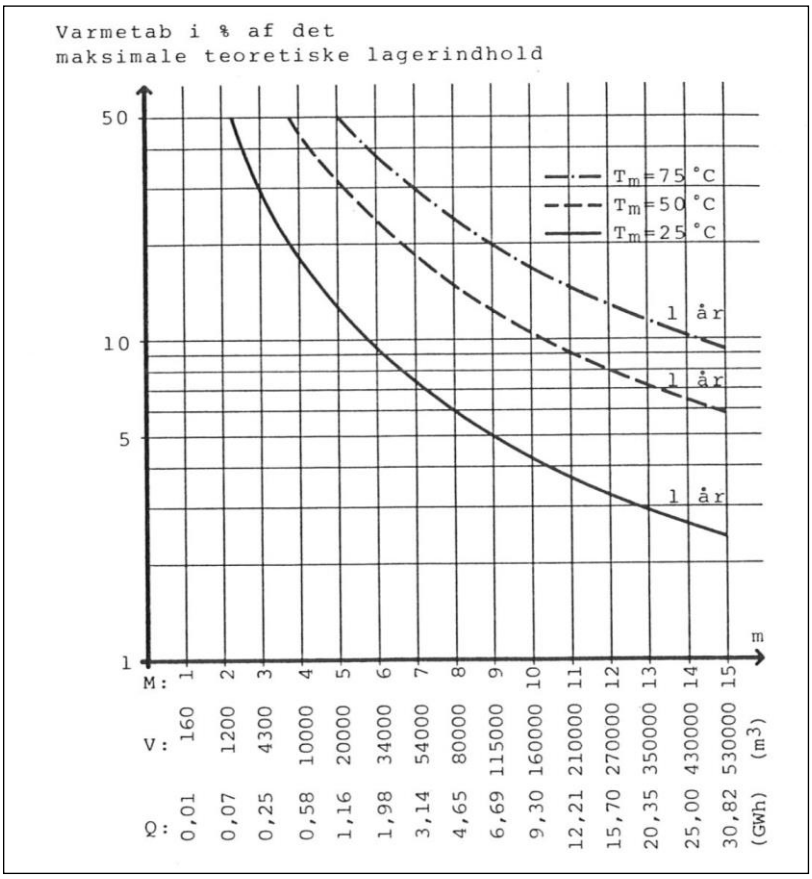
Figur 2.1.4: *Priskurve for ståltanke inkl. fundament ekskl. moms.*

En nærmere undersøgelse af markedet, hvor der indhentes priser fra flere leverandører er relevant, hvis man ønsker en vurdering af omkostningerne ved at øge af det samlede tankvolumen i det danske fjernvarmesystem. Nye leverandører er også en mulighed, dvs. tankleverandører der i dag leverer tanke til andre markeder end fjernvarmemarkedet, men som med modifikationer kan anvendes til fjernvarme.

2.2 Damvarmelagre (PTES)

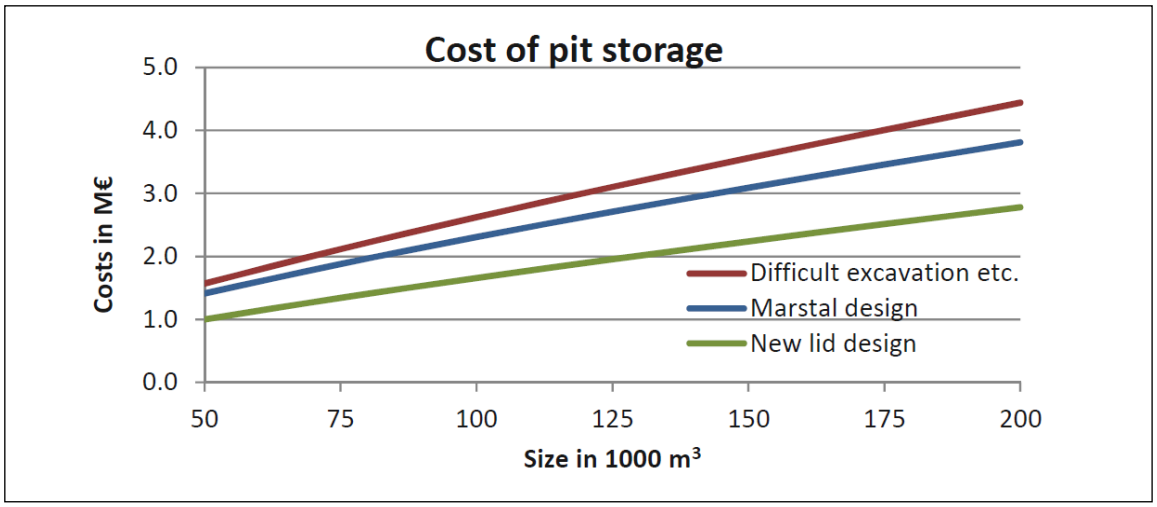
Det danske koncept for damvarmelagre blev udviklet af DTU af Preben Nordgaard Hansen og Vagn Ussing fra 1980 og fremefter. Se f.eks. [3]. Der blev opført et forsøgslager ved DTU. Lageret blev bl.a. anvendt til at afprøve forskellige lågkonstruktioner. Fra 1994 til 1998 arbejdede en af Energistyrelsen nedsat Arbejdsgruppe for Lagring med videreudvikling af damvarmelagre (og borehulslagre) under danske forhold, og det første forsøgslager opførtes ved Ottrupgård ved Skørping i 1994-95. Senere fulgte forsøgslagre ved Marstal Fjernvarme i 2003 og 2011-12, og et lager på 60.000 m^3 ved Dronninglund Fjernvarme bliver klar i løbet af 2013.

Det årlige varmetab fra et damvarmelager afhænger temperaturerne i lageret, isoleringsgraden, og af hvor hurtigt lageret tømmes. For et lager med 0,5 m mineraluld i låget udført som en keglestub med anlæg 1:2 er i [3] angivet følgende beregnede varmetab, hvis opladningscyklussen er 1 år.



Figur 2.2.1: *Det procentvise tab af det maksimale lagerindhold fra damvarmelagre med størrelse 160 m^3 til 530.000 m^3 i 4. driftsår under ét opladnings- og afladningsforløb af samlet længde på 1 år (sæson). Middeltemperatuen T_m i lageret er henholdsvis 25°, 50° og 75° C, og temperatursvinget er i alle tilfælde ±25° C [3].*

Prisen på damvarmelagre bygger på erfaringerne fra det senest opførte lager i Marstal. I [1] er angivet følgende priskurve.

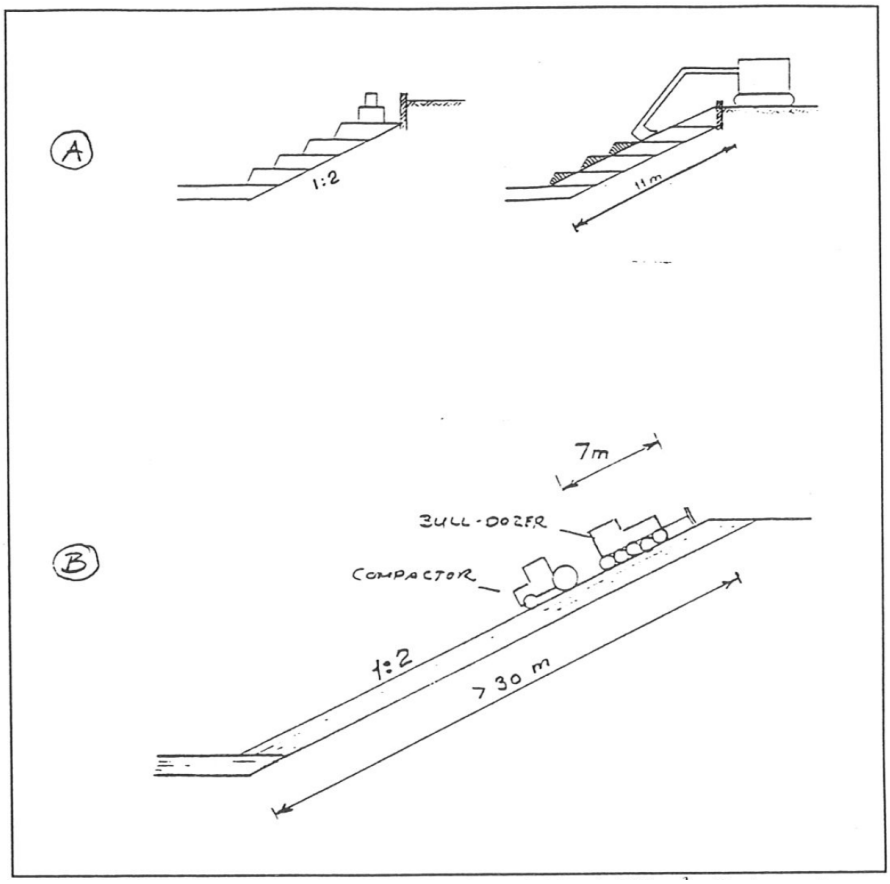


Figur 2.2.2: *Pris for damvarmelagre incl. ind- og udløbsarrangement, varmeveksler og pumper på lagersiden [1].*

Ottrupgård

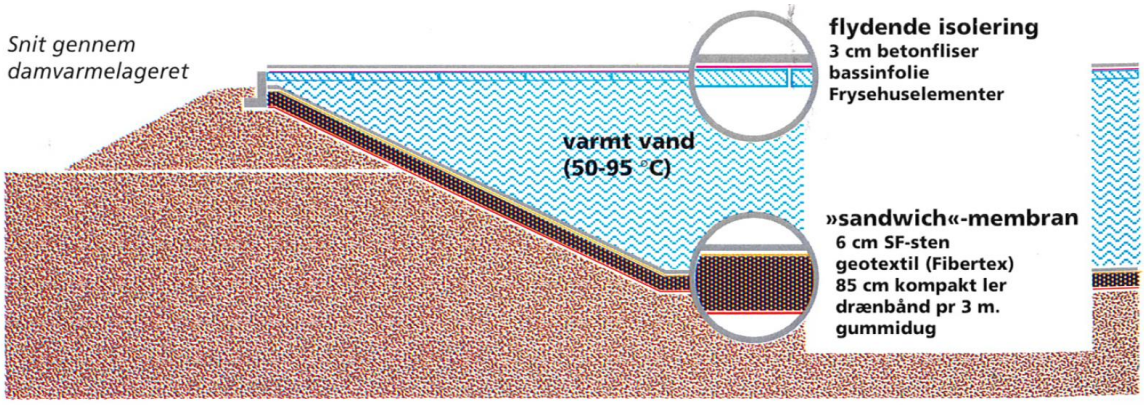
- Opført: 1993-95
- Størrelse: 1.500 m^3
- Pris: 1,68 mio. kr., svarende til 1.120 kr./m^3 eller 38,6 kr./kWh
- Temperaturspænd: 35 – 60° C
- Kapacitet: 43,5 MWh
- Op- og afladningseffekt: 390 kW (svarende til solfangernes max. effekt)
- Beregnet tab gennem låg: 24 MWh/år
- Beregnet tab gennem sider: 59 MWh/år
- Beregnet tab gennem bund: 2 MWh/år

Varmelageret i Ottrupgård er omtalt i [4], [5] og [6]. Målt tab ifølge [6] er 70 MWh/år. Lageret er opført med lertætning, inspireret af teknikken som anvendes ved lossepladser.



Figur 2.2.3: *Udlægning af lermembran [4].*

Forinden lageret opførtes, udførtes forsøg på det daværende Geoteknisk Institut (nu GEO), hvor resultatet blev, at moræneler ved en fugtighed på 14 % kunne anvendes, men ikke ville være tæt, hvorfor en EPDM-liner med overlæg blev lagt på bagsiden. Låget udførtes med præfabrikerede frysehuselementer med fer og not. Elementerne tætnedes med silikone, og fugerne forseglede med fugebånd.



Figur 2.2.4: *Snit i damvarmelageret, Ottrupgård (brochure).*

Erfaringerne under lagerets etablering var bl.a., at lertætning var både dyr og besværlig. Det regnede det meste af september 1993, og lerets fugtighed blev for høj (20 %). Arbejdet med lertætningen blev derfor først udført i juni 1994. Også lågkonstruktionen viste sig både dyr og besværlig, da fugearbejdet måtte udføres under låget, mens låget hvilede på en jernkonstruktion.

Figur 2.2.5: *Fugning af samlinger på vandsiden [4].*

Lageret er stadig i drift sammen med et 560 m^2 stort solvarmeanlæg, og det vil formentlig kunne holde endnu nogle år. Lageret er konstrueret sådan at det med vilje er utæt, således at lertætningen konstant gennemsives af vand og dermed ikke sprækker. Vandtabet har dog været meget større end beregnet, og lageret tømtes derfor efter nogle års drift og lertætningen blev påført et bentonitlag til yderligere tætning. Derved reduceredes vandtabet fra 6 m^3/døgn til 1,6 m^3/døgn. Det er dog siden steget til godt 3 m^3/døgn.

Marstal, SUNSTORE 2

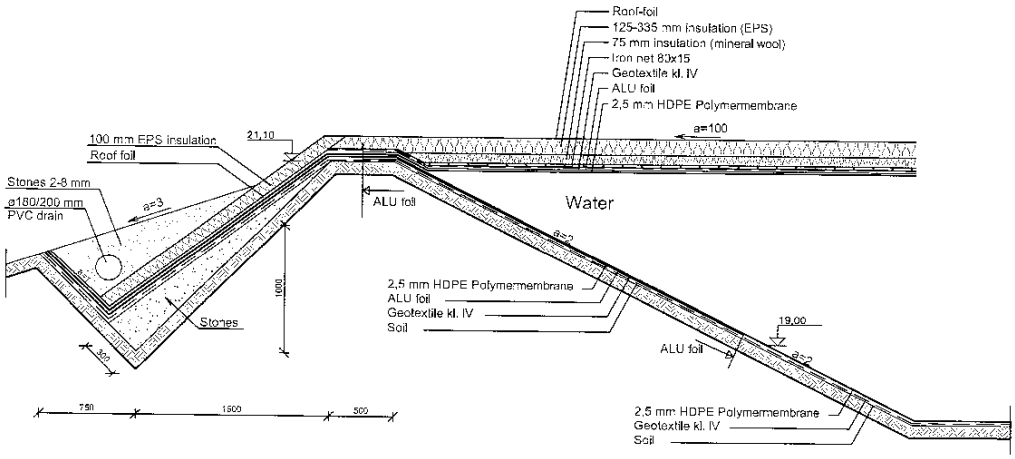
- Opført: 2003
- Størrelse: 10.000 m^3
- Pris: 5,0 mio. kr., svarende til 500 kr./m^3 eller 7,8 kr./kWh
- Temperaturspænd: 35 – 90° C
- Kapacitet: 638 MWh
- Op- og afladningseffekt: 6.510 kW (svarende til det tilknyttede solvarmeanlægs max. effekt).
- Tab: 402 MWh/år (beregnet)

Marstal Fjernvarme fik i 2001 tilskud fra Energistyrelsen og EU´s 5. rammeprogram til at udvide solfangerarealet fra 9.000 m^2 til 18.300 m^2. Herved ville solvarmen dække ca. 30 % af det årlige varmebehov. Behovet for lagring af solvarmen voksede samtidigt, og til det formål var der i projektet inkluderet et damvarmelager på 10.000 m^3. Damvarmelageret var en videreudvikling af lageret i Ottrupgård på 2 væsentlige punkter.

Lertætningen med EPDM-lineren på bagsiden blev erstattet af en liner af polyethylen (PE), som kunne svejses. Forinden var 3 linere blevet testet på Teknologisk Institut (en PP-liner og to PE-linere). PE-linerne viste længst holdbarhed. [7] og [8].

Lågkonstruktionen ændredes således at låget lå fast (i Ottrupgård bevæger låget sig op og ned med vandoverfladen), og blev opbygget på stedet. Beregninger viste at damp ville trænge igennem lågets bundliner af HDPE og kondensere i isoleringen af mineraluld. Derfor indlagdes en dampspærre af 3 lag PE kombineret med 2 lag aluminium.

Konstruktionsændringerne skulle sikre en prisreduktion samtidigt med at holdbarheden af lageret forventedes at være over 20 år. Målet var at afprøve en lagerkonstruktion, som for lagre over 50.000 m^3 ville kunne etableres for under 250 kr./m^3. På figur 2.2.6 er vist et tværsnit af lageret.



Figur 2.2.6: *Tværsnit af damvarmelageret opført i Marstal i SUNSTORE 2 projektet [9].*

Lageret etableredes hen over sommeren i 2003. Under lagerets etablering opstod problemer med håndtering af HDPE-lineren. Lineren er sort og udvider sig kraftigt i solen, hvorved der opstod store folder, som måtte rettes op samtidigt med vandopfyldningen.

Figur 2.2.7: *Folderne inspiceres under vandpåfyldning [8].*

Da lageret var helt fyldt med vand konstateredes en utæthed ved ind- og udpumpningsrørene. Utætheden var fundet på et sted, hvor der ikke kunne kanalsvejses (og trykprøves), og tætnedes af en dykker ved hjælp af en HDPE-kappe som fyldtes med silikone.

Figur 2.2.8: *Ind- og udløbsrør. Lækagen var i linersvejsningen under et af rørene [9].*

Under driften af lageret konstateredes følgende problemer:

- Der opstod luft (frigjort fra vandet ved opvarmning), som dannede luftlommer under låget. Da låget ikke er stift blev lommerne større og større.
- Der dannedes vanddamme ved taghætterne. Tagdugen holdes nede af ventiler, som danner vacuum, når det blæser, men samtidigt presses de lidt ned i låget, hvorved der dannes en lavning, som kan vandfyldes ved regn. Når vandet ikke at fordampe inden næste regnskyl, fyldes yderligere vand i, og dugen synker yderligere.

- Efter 2 års drift konstateredes en læk i låget. Lækken opstod ved mandehullet, hvor der var anvendt et korrugeret rør af et forkert HDPE-materiale. Herved vandfyldtes isoleringen, og både mineraluld og EPS tog så meget vand, at isoleringsevnen stort set forsvandt.
- Ved senere opskæring af låget konstateredes det, at PE/alu-dampspærren ikke var intakt, hvorfor den løsning ikke ville kunne anvendes fremover.

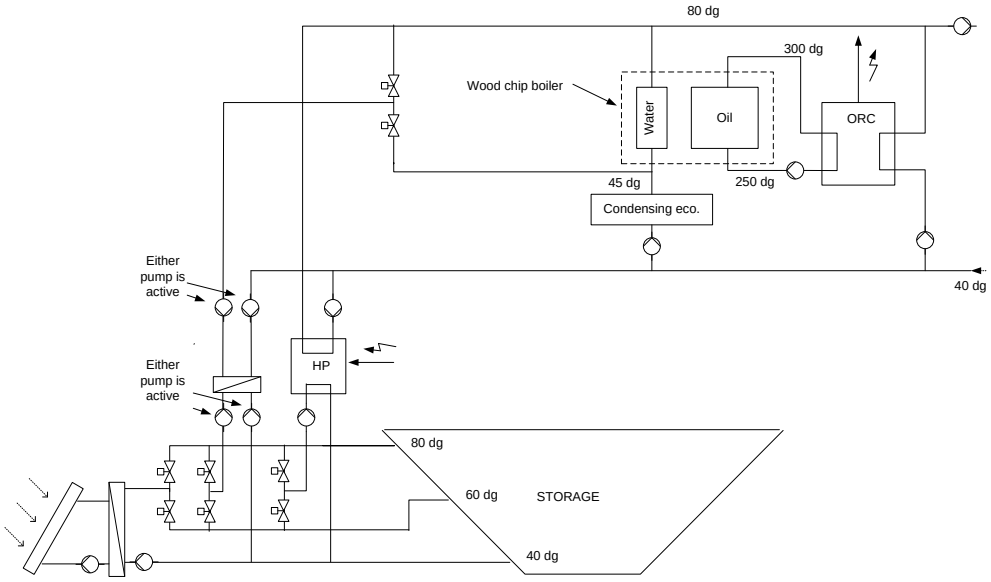
10.000 m^3 lageret i Marstal er fortsat i brug, og der er bevilget EUDP-midler til at afprøve en ny lågkonstruktion. P.t. arbejdes der på at udvikle en løsning med PUR-skums-elementer, men uden de prismæssige og konstruktionsmæssige ulemper fra Ottrupgård-løsningen.

Marstal, SUNSTORE 4

- Opført: 2011-12
- Størrelse: 75.000 m^3
- Pris: 19,9 mio. kr. excl. transmissionsledning, svarende til 266 kr./m^3 eller 2,8 kr./kWh
- Temperaturspænd: 10 – 90° C
- Kapacitet: 6.960 MWh
- Op- og afladningseffekt; 10,5 MW (svarende til de tilkoblede solfangere)
- Tab (beregnet): 2.475 MWh/år

Marstal Fjernvarme fik i 2010 tilskud fra EU´s 7. rammeprogram til en udvidelse af energiproduktionsanlægget, således at solvarmen kan dække op mod halvdelen af varmebehovet, og resten af varmebehovet skulle dækkes af flis fra et flisfyret kraftvarmeværk. Solvarmeanlægget blev forøget med 15.000 m^3 til 33.300 m^2, og der tilføjedes 75.000 m^3 damvarmelager, en varmepumpe på 1,5 MW_{varme}, en fliskedel på 4 MW og en Organic Rankine Cycle på 750 kW.

Et principdiagram er vist på figur 2.2.9.

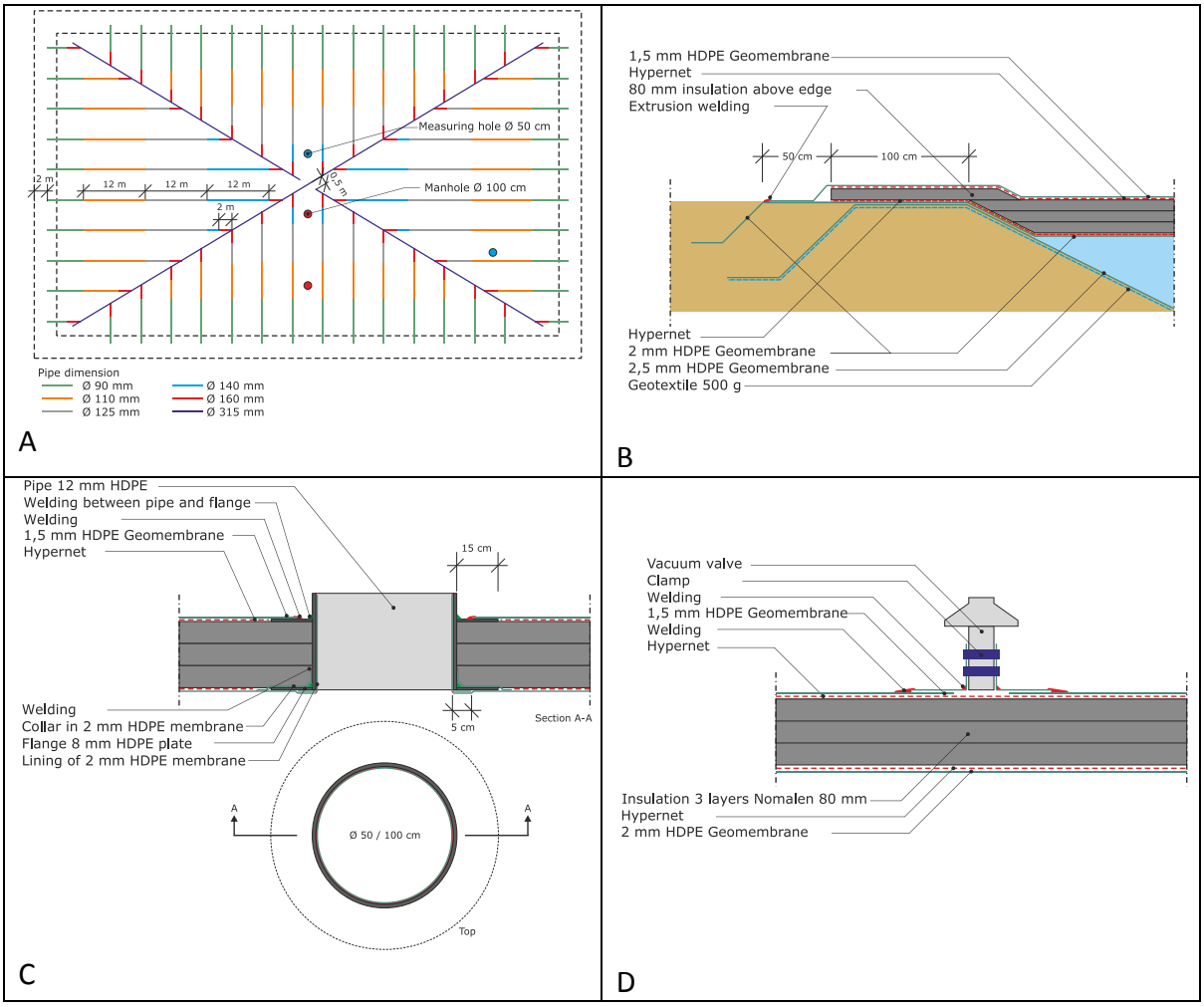


Figur 2.2.9: *Principdiagram for SUNSTORE 4-projektet [10].*

Damvarmelageret var en videreudvikling af 10.000 m^3-lageret etableret under SUNSTORE 2-projektet. Herunder skulle følgende ændres:

- Dannelse af luftlommer under låget skulle forhindres.
- Dannelse af vanddamme ovenpå låget skulle forhindres.
- Isoleringen skulle kunne tåle vand.
- Dampspærren skulle ændres.

Princippet i lågkonstruktionen er, at vægtrør får låget til at falde mod midten, således at regnvand opsamles og bortpumpes fra en pumpesump. Låget bevæger sig med vandoverfladen. Lagerets udformning var som i SUNSTORE 2-projektet (keglestub tætnet med plastliner og anlæg 1:2). Låg-løsningen er vist på figur 2.2.10.



Figur 2.2.10: *Tegninger af lågløsningen i SUNSTORE 4 [11].*
A: låget set fra oven med vægtrør vist
B: kantløsning
C: mandehul
D: snit med vacuumventil

Lageret skulle have været etableret i løbet af sommeren og efteråret 2011, men et skybrud i midten af august forsinkede arbejdet så meget, at side- og bundliner måtte etableres i november

måned, og vandpåfyldning fandt sted i december 2011 samt januar og februar 2012. Arbejdet med låg-etablering fandt sted fra april 2012, og lageret opvarmedes fra juli 2012.

Især udgravning til lageret voldte store problemer på grund af en regnfuld sommer. Montering af side- og bundliner gik smertefrit på grund af meget heldige vejrforhold i november. Montering af låget var vanskelig, fordi der ikke måtte komme vand i låget.

Figur 2.2.11: *Etablering af lageret i Marstal [14].*
a: ind- og udløbsrør hejses på plads
b: lageret efter skybruddet
c: linerarbejde
d: låget opbygges

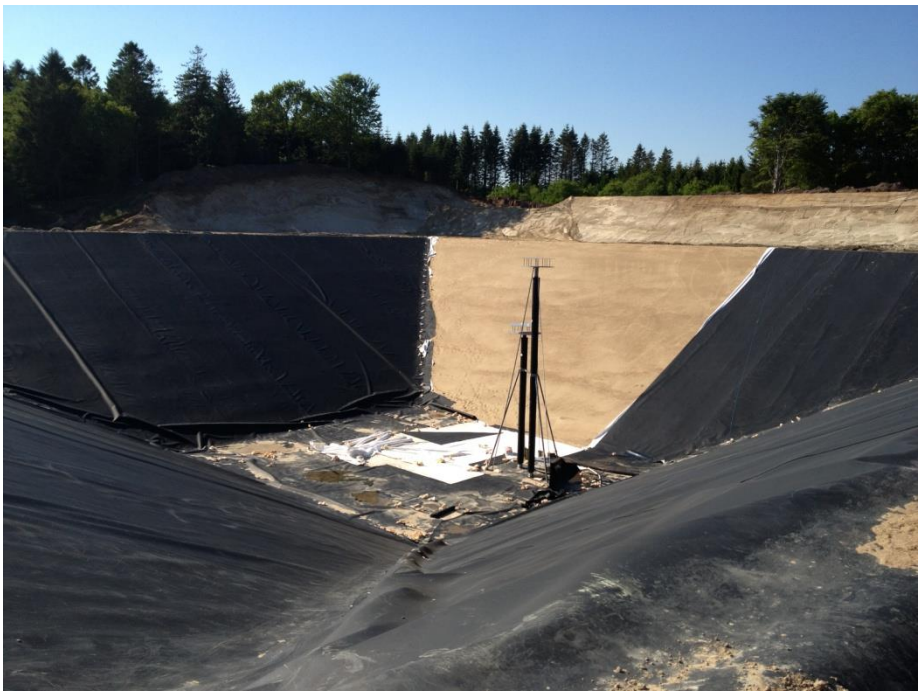
Dronninglund, SUNSTORE 3

- Opføres: 2013
- Størrelse: 60.000 m^3
- Pris: ca. 17 mio. kr. excl. transmissionsledninger svarende til 283 kr./m^3 eller 3,1 kr./kWh
- Temperaturspænd: 10 – 90° C
- Kapacitet: 5.570 MWh
- Ind- og udpumpningskapacitet: 26,1 MW (svarende til solfangernes max. ydelse)
- Tab (beregnet): 2.260 MWh/år

Dronninglund Fjernvarme fik i 2009 bevilget EUDP-støtte til et energiproduktionssystem bestående af 35.000 m^2 solfangere, 60.000 m^3 damvarmelager og 3 MW_{varme} varmepumpe. Anlægsfasen er først indledt i foråret 2013, dels på grund af at lageret måtte flyttes, dels på grund af naboindsigelser mod plantilladelsen. Udgravningen til varmelageret er foretaget i perioden medio marts til medio maj 2013, og linerarbejdet var færdigt medio juni, hvorefter vandpåfyldningen påbegyndtes. Konstruktionen er som i Marstal, men følgende forholdsregler er taget for at undgå korrosion:

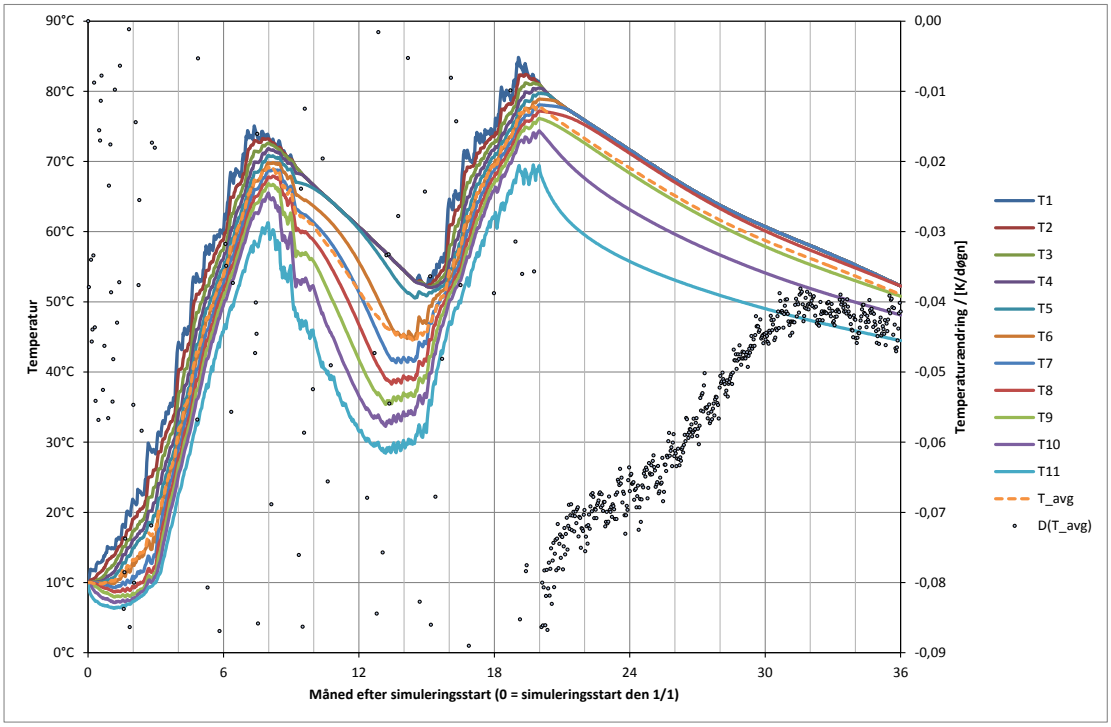
- Vandet renses for kalk og salte (osmose)
- pH holdes på 9,8
- Vandkvaliteten kontrolleres jævnligt under og efter påfyldning
- Lageret er renset for snavs inden vandpåfyldning
- En dykker renser for snavs når topdugen lukker lageret
- Filtre sættes før varmevekslere, for at forebygge tilstopning

Ind- og udløbsarrangementet er udført i rustfrit stål.



Figur 2.2.12: *Varmelageret i Dronninglund den 30. maj 2013.*

Temperaturfald i damvarmelager



Figur 2.2.13: *Beregnet opvarmning og afladning af 75.000 m^3-damvarmelageret i Marstal. T_avg (den stiplede, orange kurve) er den gennemsnitlige vandtemperatur i lageret. D(T_avg) (de sorte prikker, som aflæses på den højre akse) er temperaturændringen i lageret.*

Figur 2.2.13 viser et beregnet opvarmnings- og afladningsforløb for 75.000 m^3-damvarmelageret i Marstal. Beregningen starter den 1. januar. Herefter følger en periode med 20 måneders 'normal' drift med opvarmning med solvarme og nedkøling med fjernvarmevand og varmepumpe[2].

Efter 20 måneders (= 14.600 timers) 'normal' drift, d.v.s. den 1. september i år 2, er lageret fuldt opladt. På dette tidspunkt afspærres lageret (beregningsmæssigt), således der hverken tilføres solvarme eller afkøles med fjernvarmevand eller varmepumpe. Hermed bliver det muligt at beregne temperaturfaldet i lageret ved henstand.

Efter 14.600 timer er lagerets gennemsnitstemperatur 78° C og maksimaltemperatur 81° C. På dette tidspunkt er afkølingen ca. 0,08 K/døgn, faldende til ca. 0,04 K/døgn 12 måneder senere, hvor gennemsnitstemperaturen er faldet til 56° C og maksimaltemperaturen faldet til 58° C.

En afkøling på 0,08 – 0,04 K/døgn svarer til en afkøling på 1 K på 12 – 25 døgn.

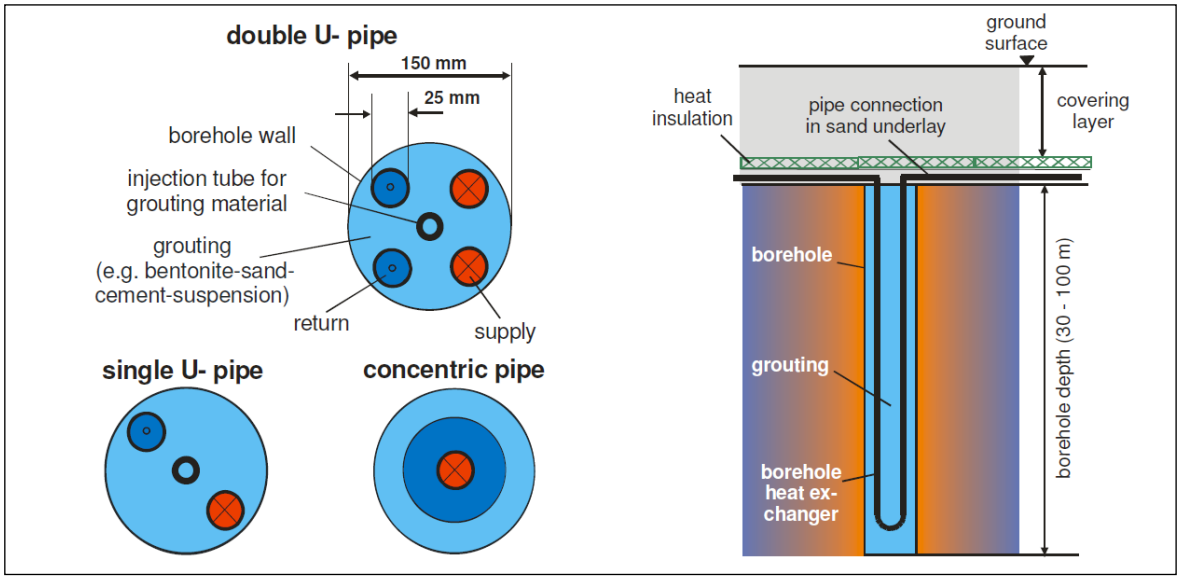
Lagerets varmekapacitet er 75.000 m^3 * 4.096 kJ/m^3/K = 85 MWh/K, så en afkøling på 0,08 K/døgn svarer til et varmetab på 0,28 MW.

[2] Varmepumpen gør det muligt at udnytte varme i lageret, som er koldere end fjernvarmereturen. Dette øger lagerets kapacitet og reducerer varmetabet.

2.3 Borehulslagre (varmt vand) (BTES)

Borehulslagre til overskudsvarme på f.eks. 20-30° C er etableret i områder med klippe i f.eks. Norge og Sverige. Bortset fra Bornholm findes sådanne områder ikke i Danmark. Lagertypen omtales derfor ikke. Dette afsnit omhandler borehulslagre til højere temperaturer.

I et borehulslager anvendes jorden som lagermateriale. Jorden opvarmes ved hjælp af et system af lodrette borehuller, hvert med et eller to sæt plastslanger. Systemet er lukket, så væsken (normalt almindeligt vand) i plastslangerne ikke kommer i forbindelse med den omgivende jord. Borehullerne er typisk 30 – 100 m dybe, og lagrene er placeret i klippe eller anden undergrund uden strømmende grundvand. Borehullerne kan udføres med et eller to rør, eller med koncentriske rør.



Figur 2.3.1: *Almindelige typer af borehuls-varmevekslere, og lodret snit i et borehulslager [1].*

På toppen af borehulslageret lægges et isoleringslag. Isoleringslaget skal beskyttes mod regn, men skal samtidigt være åbent for bortventilation af vanddamp, som kommer fra den underliggende jord.

Typiske værdier for borehulslagre er:

- Borehulsdiameter: 100 – 150 mm
- Borehulsdybde: 30 – 100 m
- Afstand mellem borehuller: 2 – 4 m
- Varmeledning for jord: 2 – 4 W/(m·K)
- Flow i U-rør: 0,5 – 1,0 m/s
- Kapacitet: 20 – 30 W/m
- Min./max. temperatur: ÷5 – 90° C
- Pris (opgjort pr. m. borehul): 350 – 600 kr./m

I Danmark undersøgtes økonomien i borehulslagre i midten af 1990'erne [12]. Resultatet var at borehulslagre ikke kunne konkurrere med damvarmelagre fordi:

- Det er nødvendigt med en buffertank.
- Det er nødvendigt at anvende varmepumpe, hvis fremløbstemperaturen til fjernvarme skal opnås (og lageret tømmes).
- Af- og opladning foregår langsomt.

Borehulslagrene er dog blevet aktuelle igen, såfremt der etableres varmepumper på de danske fjernvarmeværker. Kraftvarmeværkerne har tillige ofte allerede etableret tilstrækkelig bufferlager-kapacitet, og varmepumperne er blevet bedre. Borehulslagrene har endvidere fordel af at:

- Overfladen kan anvendes til andre formål.
- Lageret er ikke synligt i terrænet.
- Lageret kan udvides.
- Risiko for lækager er begrænset (et U-rør kan lukkes, hvis det lækker).

Det første danske borehulslager blev derfor opført i 2011-12 ved Brædstrup Fjernvarme. Dette er omtalt i det følgende sammen med lagre i Crailsheim (Tyskland) og Drake Landing (Canada).

Brædstrup

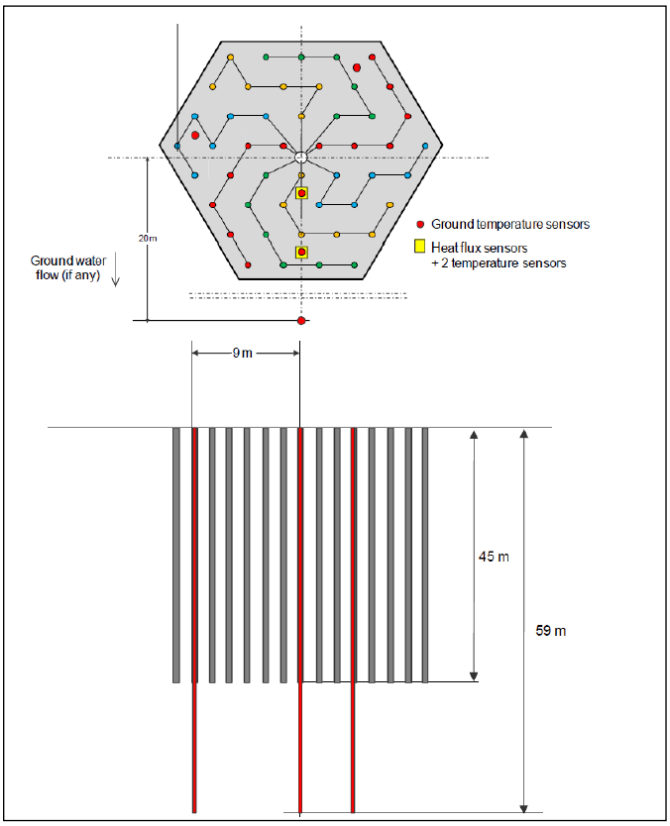
- Opført: 2011-12
- Størrelse: 19.000 m^3 (jord)
- Pris: 2,0 mio. kr. excl. transmissionsledning og buffertank, eller 3,2 kr./kWh
- Antal borehuller: 48 (dybde 45 m)
- Temperaturspænd: 10 – 70° C
- Kapacitet (beregnet): 630 MWh
- Op- og afladningseffekt: 300 – 600 kW
- Tab 1. år (beregnet): 148 MWh

ForskEL og EUDP har støttet etablering af et pilot-borehulslager ved Brædstrup Totalenergianlæg, som i forvejen havde et naturgasfyret kraftvarmeværk, 8.000 m^2 solfangere og en 2.000 m^3 akkumuleringstank. Anlægget er etableret sammen med yderligere 10.600 m^2 solfangere, 5.500 m^3 akkumuleringstank, 1,2 MW_{varme} varmepumpe og en 10 MW el-kedel.

Der er forberedt en senere udvidelse til i alt 50.000 m^2 solfangere og 200.000 m^3 borehulslager.

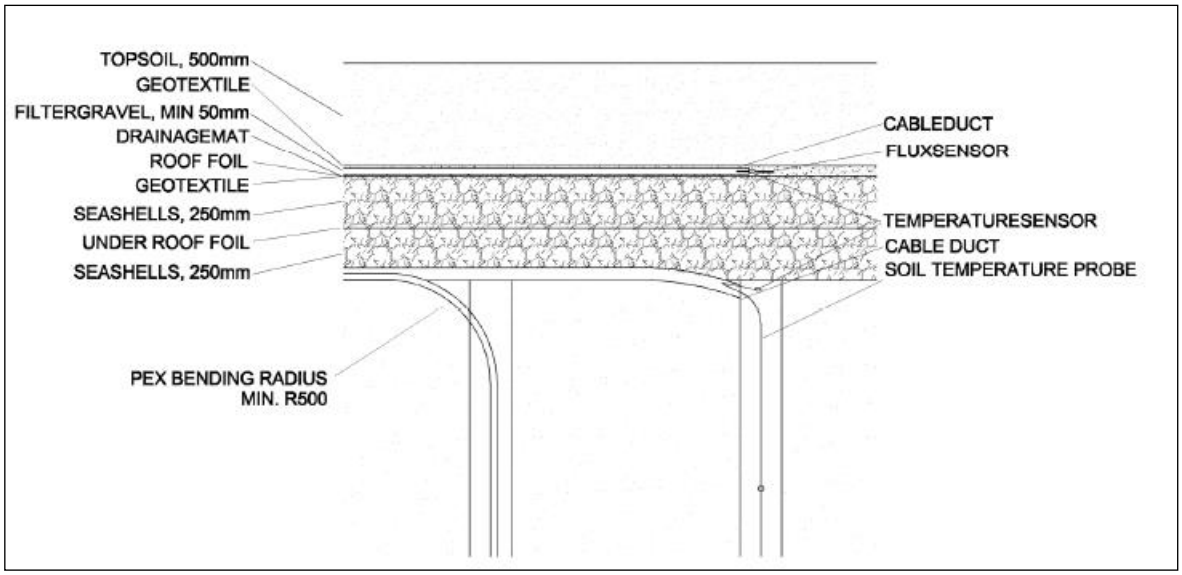
Borehulslageret i Brædstrup består af i alt 48 borehuller, som er 45 m dybe og forsynet med dobbelte U-rør af PEX. Boringerne er udført som skylleboringer, hvilket betyder at diameteren i borehullet i områder med løst materiale afviger fra de planlagte 150 mm. Efter boring af hullerne er sonderne med de dobbelte U-slanger nedsænket, og der er efterfyldt med et grouting-materiale med høj varmeledningsevne. Grouting-materialet er udvalgt efter test hos VIA University i Horsens. Lageret er beskrevet i [13] og bl.a. præsenteret ved den første internationale konference for solfjernvarme, den 10.-11. april 2013 i Malmø [14].

Grundvandet ligger i 50 meters dybde, så borehulslageret ligger over grundvandspejlet. 6 borehuller er forbundet i serie, og alle borehuller er placeret i et bikube-mønster med 3 m afstand. I og udenfor lageret er placeret i alt 5 borehuller med temperaturfølere, så lagerets temperatur kan følges.



Figur 2.3.2: *Lay-out af borehulslageret i Brædstrup. Plan og snit [14].*

Isoleringen er udført med muslingeskaller. Forinden udførtes modelforsøg for at undersøge om der skulle indsættes en semi-permeabel dug til forhindring af konvektion i isoleringen.

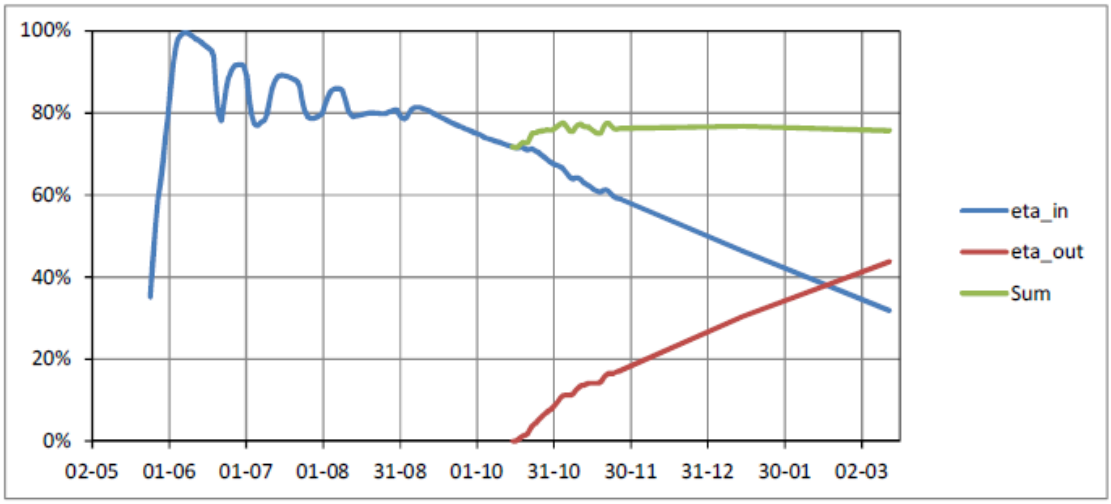


Figur 2.3.3: *Snit i lågkonstruktionen i borehulslageret i Brædstrup [14].*

Under etableringen af borehulslageret voldte det især problemer, at der var et meget kompakt stenlag i det ene hjørne af lageret. Endvidere brugtes betydeligt mere grouting-materiale end

forventet. Alt i alt blev prisen for det færdige lager noget højere end budgetteret (men stadig billigere end de tilsvarende lagre i Tyskland og Canada).

Lagerets driftsresultater har hidtil været som forventet. I første sæson er tilført 445 MWh (lageret toges i brug ca. den 1. juni 2012, så der er ikke tale om en hel sæson) og fraført 44 %.



Figur 2.3.4: *Effektivitet af borehulslageret i Brædstrup målt i perioden 22.05.2012 – 13.03.2013 [13].*
Den blå kurve viser lagerindholdet i % af den tilførte energi, og den røde kurve viser den fraførte varmemængde. Varmetabet er ca. 23 % (100 % minus den grønne kurve).

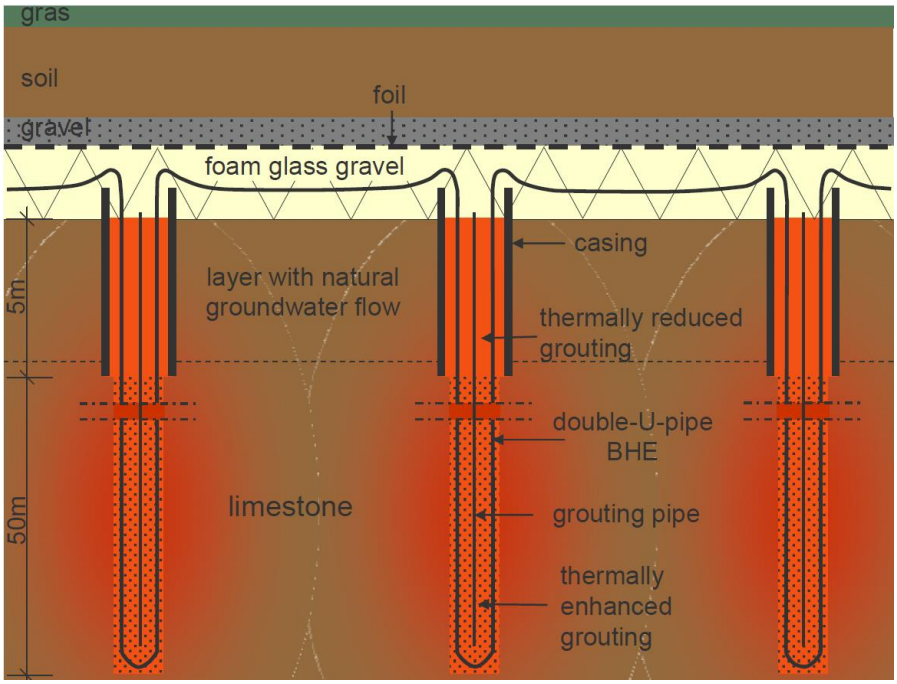
Figur 2.3.5: *Det færdige anlæg i Brædstrup. Pilen peger på brønden i midten af borehulslageret.*

Crailsheim, Tyskland, etape 1

- Opført: 2008
- Størrelse: 37.500 m^3 (jord)
- Pris: 3,9 mio. kr. excl. transmissionsledning og buffertank, eller 3,4 kr./kWh
- Temperaturspænd: 20 – 70° C
- Kapacitet: 1.135 MWh
- Op- og afladningseffekt: Ukendt
- Tab: 305 MWh/år (beregnet)

I Crailsheim opførtes i 2007-2008 et energianlæg bestående af 7.300 m^2 solfangere, borehulslager, 100 + 480 m^3 buffertank og en 0,53 MW_{varme} varmepumpe (opført i 2011). Anlægget dækker 50 % af varmebehovet for 260 lejligheder, en skole og et gymnasium. Anlægget er forberedt for en senere udvidelse (fordobling).

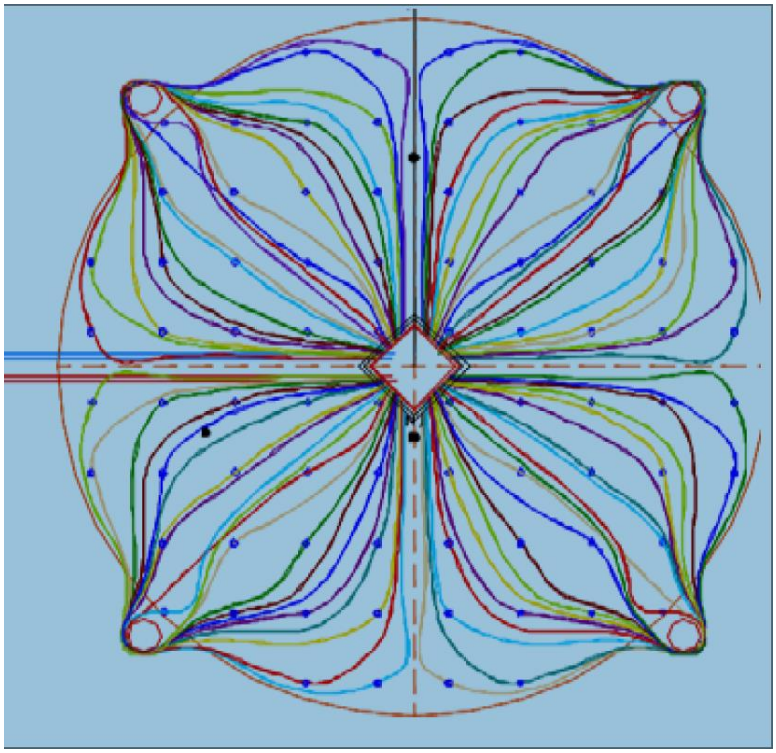
Afstanden mellem borehullerne i Crailsheim er 3 m. Hullerne ligger i et kvadratisk mønster, og er forsynet med dobbelte U-rør. Lageret i Crailsheim har i høj grad været forbillede for borehulslageret i Brædstrup, men lågkonstruktionen i Crailsheim er anderledes.



Figur 2.3.6: *Tværsnit i borehulslageret i Crailsheim [2].*

De første 4 m er boret med 323 mm bor og forsynet med isolerende grouting og casing på grund af strømmende grundvand. Derefter er huldiameteren 130 mm.

Desuden forbindes borehullerne anderledes i Crailsheim. Kun 2 borehuller forbindes i serie i et sindrigt mønster for at få samme trykfald. Fra centralbrønden forbindes et borehul på vej til en af de ydre "brønde" og et borehul på tilbagevejen.



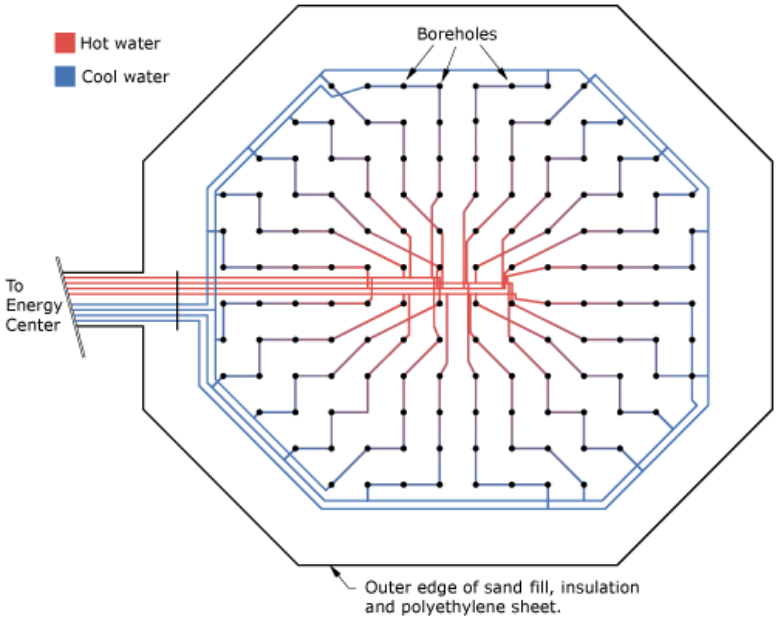
Figur 2.3.7: *Plan over borehulslageret i Crailsheim [2].*

Da varmepumpen først er installeret i 2011, er der endnu ikke måleresultater som viser fraført energi fra borehulslageret [16].

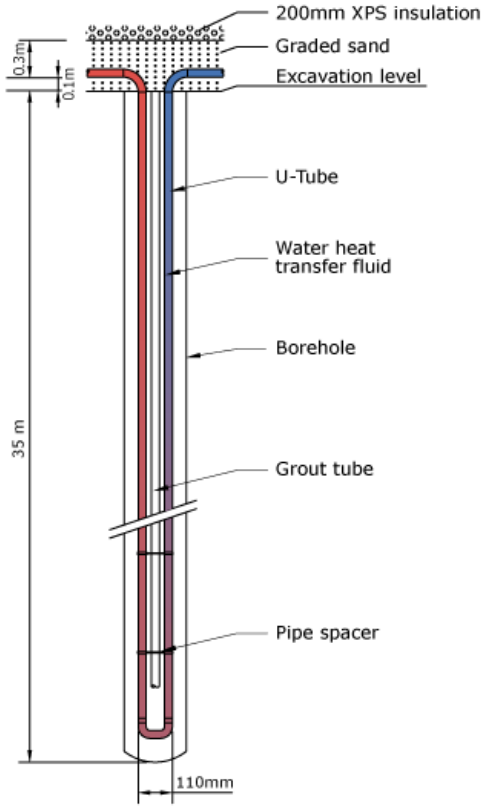
Drake Landing Solar Community, Alberta, Canada

- Opført: 2006-2007
- Størrelse: 34.000 m^3
- Pris: 3,37 mio. kr. eller 4,8 kr./kWh
- Antal borehuller: 144 (dybde 35 m)
- Temperaturspænd: 35 – 65° C
- Kapacitet: 700 MWh
- Op- og afladningseffekt: ?
- Tab: ca. 280 MWh (målt år 4)

Drake Landing består af 52 nyopførte lavenergiboliger, som forsynes næsten 100 % med varme fra et varmeanlæg bestående af 2.293 m^2 solfangere placeret på garagetage og et borehulslager. Borehullerne er forbundet med 24 parallelle slanger, som hver forbinder 6 borehuller. Der er kun et U-rør i hvert borehul.



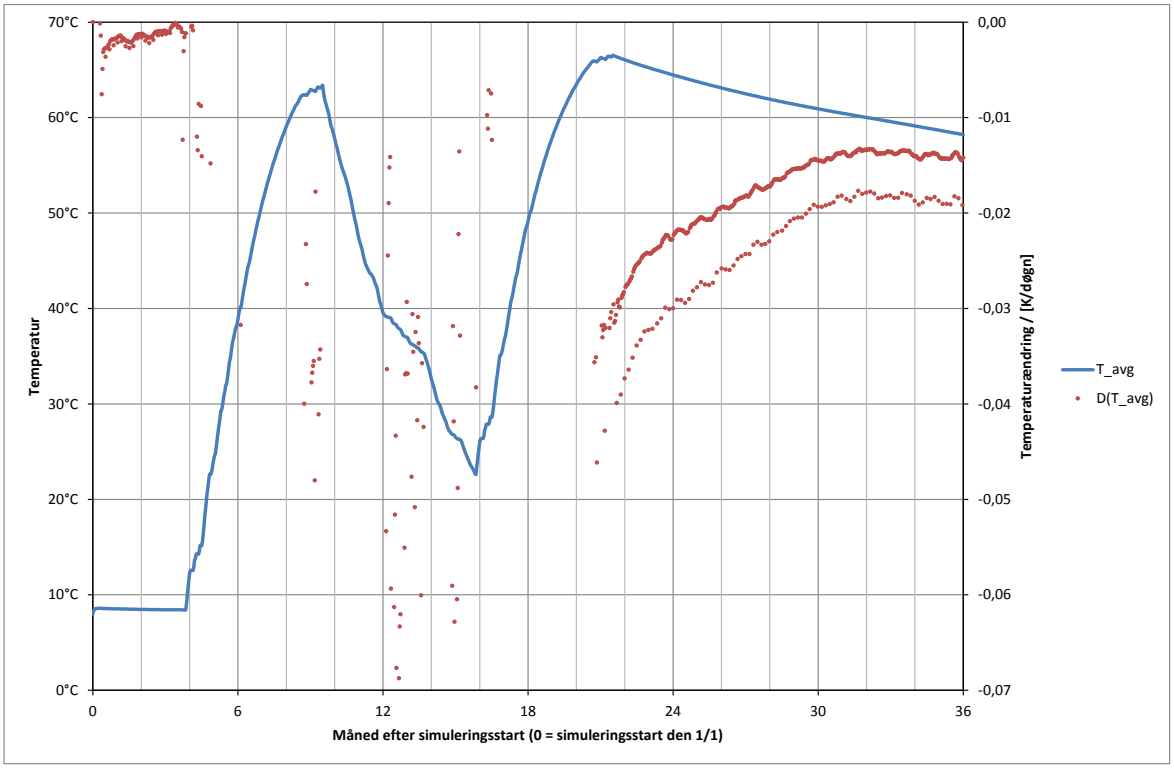
Figur 2.3.8: *Drake Landing set fra oven. Borehullerne oplades fra midten [18].*



Figur 2.3.9: *Snit af borehul, Drake Landing [18].*

Drake Landing er uden varmepumpe, men på grund af lav fremløbstemperatur til husene kommer der alligevel varme retur. Lagereffektiviteten har været følgende: 2007-2008: 6 %, 2008-2009: 20 %, 2009-2010: 35 %, 2010-2011: 54 % og 2011-2012: 36 %.

Temperaturfald i borehulslager



Figur 2.3.10: *Beregnet opvarmning og afladning af et fuldskala-borehulslager på 185.000 m^3.*
T_avg (den blå kurve) er den gennemsnitlige jordtemperatur i lageret.
D(T_avg) (de røde prikker, som aflæses på den højre akse) er temperaturændringen i lageret.

Figur 2.3.10 viser et beregnet opvarmnings- og afladningsforløb for et fuldskala-borehulslager på 185.000 m^3 jordvolumen. Beregningen starter den 1. januar. Herefter følger en periode på 21,5 måneders 'normal' drift med opvarmning med solvarme og nedkøling med varmepumpe. Efter 21,5 måneders (= 15.705 timers) 'normal' drift, d.v.s. den 15. oktober i år 2, er lageret fuldt opladt. Herefter afspærres lageret (beregningsmæssigt), således der hverken tilføres solvarme eller afkøles med varmepumpe. Hermed bliver det muligt at beregne temperaturfaldet i lageret ved henstand.

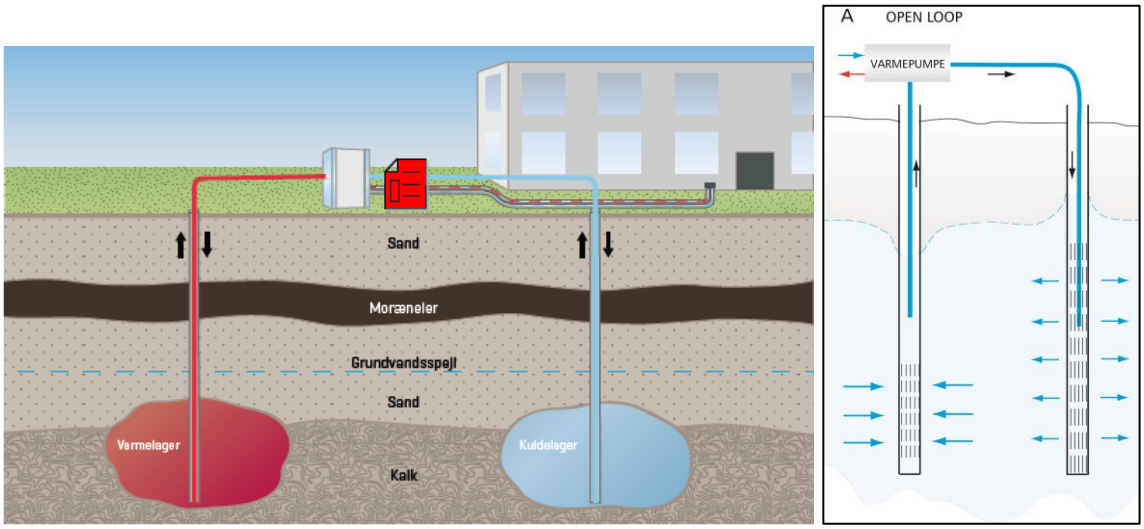
Efter 15.705 timer er lagerets gennemsnitstemperatur 66,5° C. På dette tidspunkt er afkølingen ca. 0,03 K/døgn, faldende til ca. 0,015 K/døgn 10 måneder senere, hvor gennemsnitstemperaturen er faldet til 60° C.

En afkøling på 0,03 – 0,015 K/døgn svarer til en afkøling på 1 K på 33 – 66 døgn.

Lagerets varmekapacitet er 185.000 m^3 * 1,9 MJ/m^3/K = 98 MWh/K, så en afkøling på 0,03 K/døgn svarer til et varmetab på 0,12 MW.

2.4 Aquiferlagre (ATES)

Aquiferlagre fungerer som skitseret i
Figur ***2.4***.1 ved, at der i lagringsperioden via en åben boring oppumpes grundvand fra et grundvandsmagasin. Vandet ledes over en varmeveksler, hvorved det optager varme fra sekundærsiden. Når det oppumpede vand er blevet opvarmet via veksleren, ledes det tilbage i grundvandsmagasinet via en anden boring, hvorved varmen lagres i undergrunden. I afladningsperioden vendes processen, så det lagrede varme vand pumpes op igen, veksles over varmeveksleren, og derefter forsyner en varmepumpe. Herved afkøles det oppumpede vand inden det ledes tilbage i grundvandsmagasinet via den første boring og dermed danner et kuldelager.



Figur 2.4.1: *Principskitser af aquiferlagre.*

Boringerne i et aquiferlager udføres i princippet som almindelige drikkevandsboringer, dog af højere kvalitet, da anlæggenes drift stiller krav om minimalt indhold af finkornede sandmaterialer. Den danske lovgivning foreskriver, at der maksimalt må lagres ved 20° C i månedsgennemsnit med en peaktemperatur på 25° C, så aquiferlagre må således betegnes som lavtemperaturlagre.

Da lagringstemperaturen er lav er kilderne til lagringsvarmen tilsvarende flere. Som eksempel er de konventionelle fra industri og overskudsproduktion af fjernvarme, men der er også mulighed for at lagre gratis varme, der høstes fra f.eks. overfladevand som søer og havet, hvor vandtemperaturen i sommerperioden er passende til aquiferlageret.

Som en tommelfingerregel kan hvert boringspar (kold og varm boring) yde en lagringskapacitet på 50 – 60 m^3/h svarende til 600 – 700 kW ved en temperaturforskel (ΔT) på 10° C.

Fordelene ved aquiferlagerne er at:

- Boringerne kun optager et areal svarende til 2 m^2
- Stor lagringskapacitet pr. boringspar: 1,2 – 1,4 GWh ved ΔT = 10° C og 2.000 lagringstimer
- Lageret kan udvides efter behov

Siden slutningen af 1970'erne har man i Danmark undersøgt mulighederne for at anvende grundvandsmagasiner til varmelagring. Modsat Holland og Sverige er teknologien endnu ikke slået igennem i Danmark, idet der findes mindre end 10 anlæg med varmelagring og genindvinding af den lagrede energi, mens der i for eksempel Holland findes ca. 2.000 anlæg. Gældende for både

Danmark, Sverige og Holland er dog, at langt de fleste anlæg er anlagt i privat regi, og kun relativt få i fjernvarmesammenhæng.

I Danmark har der været to aquiferlagringsprojekter i fjernvarmesammenhæng: Hørsholm varmelager, og det fælles projekt i Bjerringbro mellem Grundfos og Bjerringbro Fjernvarme.

2.4.1 Danske aquiferlagre i relation til fjernvarmen

Hørsholm varmelager
Det første danske lager, der blev etableret i relation til fjernvarme, var Hørsholm Varmelager [20], som blev etableret i starten af 1980'erne. Anlægget deltog sammen med en række andre højtemperaturlagringsforsøg i et internationalt samarbejde under IEA [21].

Anlægget på 75.000 m^3 blev etableret som et højtemperaturlager, hvor overskudsvarme fra affaldsforbrændingen blev lagret ved temperaturer op mod 100° C, og genindvundet ved temperaturer ved 60 – 65° C. Lagring af de høje temperaturer viste sig at være problematisk, idet den høje lagringtemperatur giver anledning til en radikal ændring af grundvandets kemi, hvilket gav anledning til massive udfældninger af både kalk og jern. Kalkudfældningerne kunne håndteres, mens jernudfældningerne var problematiske.

Anlægget blev taget ud af drift i 1988, hvor det konkluderedes, at denne type sæsonlager endnu ikke repræsenterer en færdigudviklet teknologi til oplagring af varme i Danmark.

Grundfos, Bjerringbro
Anlægget er et lavtemperaturlager, som er etableret i et samarbejde mellem Grundfos og Bjerringbro Fjernvarme. Anlægget udgøres af fire forhenværende vandværksboringer, som Grundfos har fået råderet over, samt en ny boring.

Anlægget er etableret i et spændt grundvandsmagasin beliggende fra ca. 45 – 65 m under terræn (u.t.). Boringerne er filtersat i intervallet ca. 50 til 65 m u.t., og vandspejlet findes ca. 7,0 m under terræn.

Anlægget fungerer ved at Grundfos i sommerperioden udnytter grundvandet til produktionskøling, hvormed det opvarmes og geninfiltreres i grundvandsmagasinet. For at holde undergrunden i termisk ligevægt, er det behov for at genafkøle grundvandsmagasinet om vinteren, hvilket sker ved fjernkøling produceret af Bjerringbro Fjernvarme på varmepumper.

Eftersom anlægget er idriftsat i 2013 er der endnu ikke opsamlet tilstrækkelige driftsdata til yderligere vurderinger af anlægget.

Data

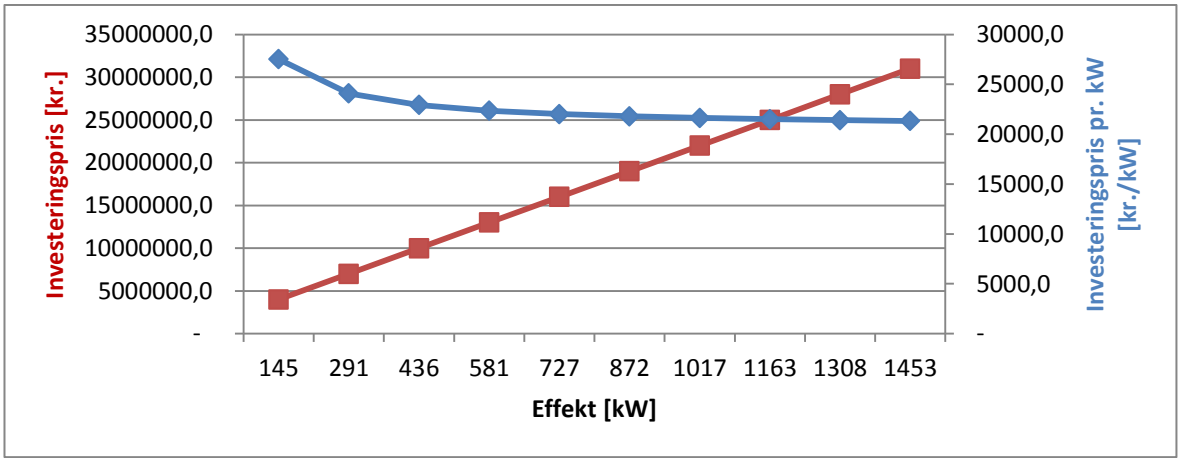
Opført: 2013	T_{Retur}: 17° C – T_{Frem}: 9° C
Kapacitet: 1.500 kW	ΔT_{Varme}: 8° C
Størrelse: 160 m^3/h	Etableringsomkostninger: 19 mio. kr.
Omkostninger pr. m^3 vandækvivalent:	75 – 150 kr./m^3

2.4.2 Økonomi
De økonomiske forhold omkring aquifervarmelagre afhænger i høj grad af undergrundens hydrologiske egenskaber, samt med hvilke temperaturer og temperaturdifferencer, der arbejdes med i anlægget.

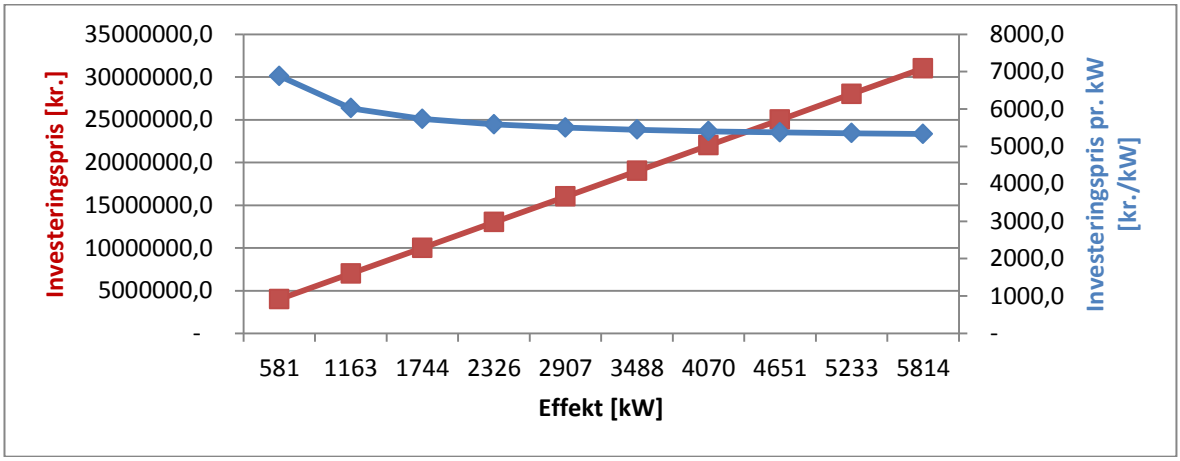
Etableringsomkostninger

Etableringsomkostningerne ved Grundfos er ca. 12.000 – 13.000 kr./kW. I denne pris er indeholdt et langt ledningstrace gennem byen fra aquiferlageret til fjernvarmecentralen. Tages den omkostning ud af prisen, fås et niveau svarende til det generelle niveau for etableringen af aquiferlagre på 5.000 til 7.000 kr./kW.

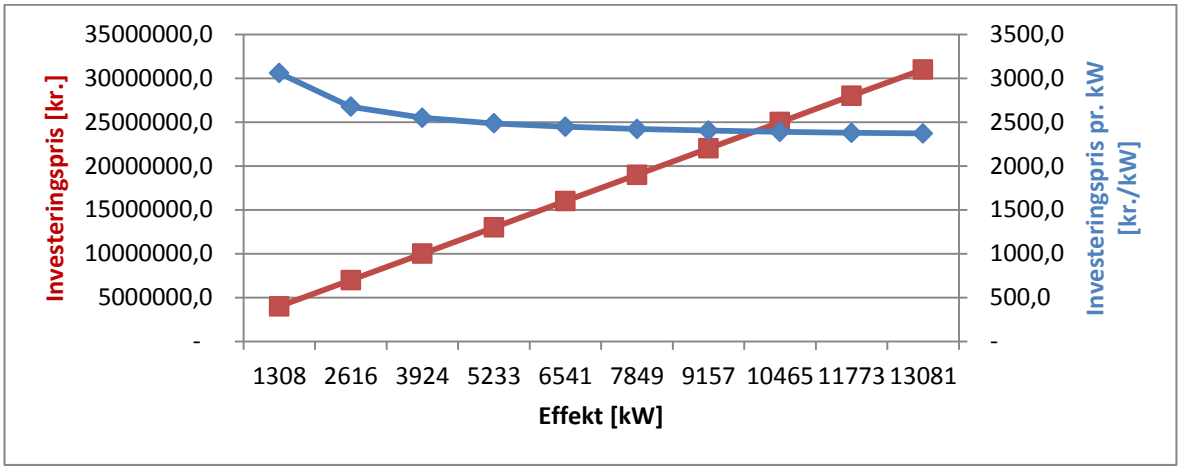
Som nævnt afhænger de økonomiske forhold af forskellige faktorer, og det generelle niveau dækker således over store udsving, som illustreret herunder ved tre forskellige scenarier.



Figur 2.4.2: *Investeringsomkostninger for et aquiferlager i et grundvandsmagasin med en ydelse under middel (25 m^3/h pr. boring) og ΔT = 5° C.*



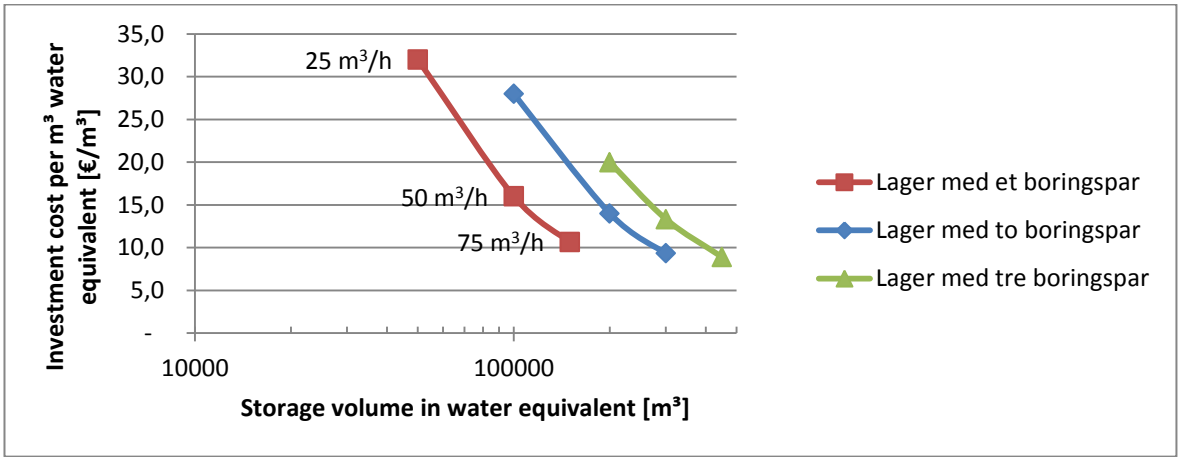
Figur 2.4.3: *Investeringsomkostninger for et aquiferlager i et grundvandsmagasin med en middel ydelse (50 m^3/h pr. boring) og ΔT = 10° C.*



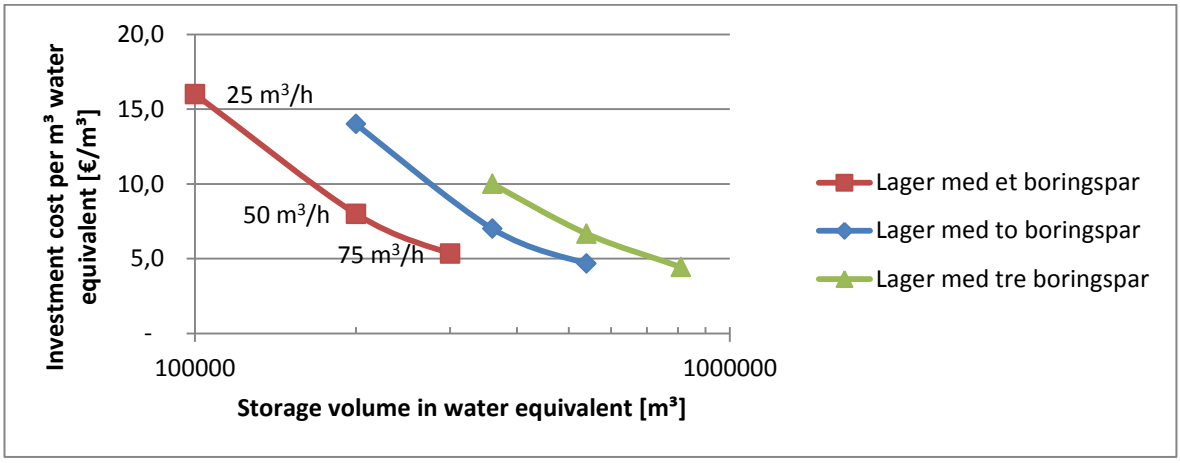
Figur 2.4.4: *Investeringsomkostninger for et aquiferlager i et grundvandsmagasin med en ydelse over middel (75 m³/h pr. boring) og dT = 15° C.*

Ved omregning af investeringsomkostningerne til vandækvivalenter tages der udgangspunkt i et uendeligt stort grundvandsmagasin med tilpas adskillelse af boringerne, således der ikke sker en termisk kortslutning mellem kolde og varme boringer. Herved fås at omregningen til vandækvivalenter alene afhænger af grundvandsmagasinets ydeevne og af pumpetiden, hvor lageret oplades med varme.

Som vist i figur 2.4.5 og figur 2.4.6, hvor der er regnet med opladningstider på henholdsvis 2.000 og 4.000 timer/år, ses at investeringsomkostningerne til et aquiferlager er ca. 5 – 35 €/m³ vandækvivalent.



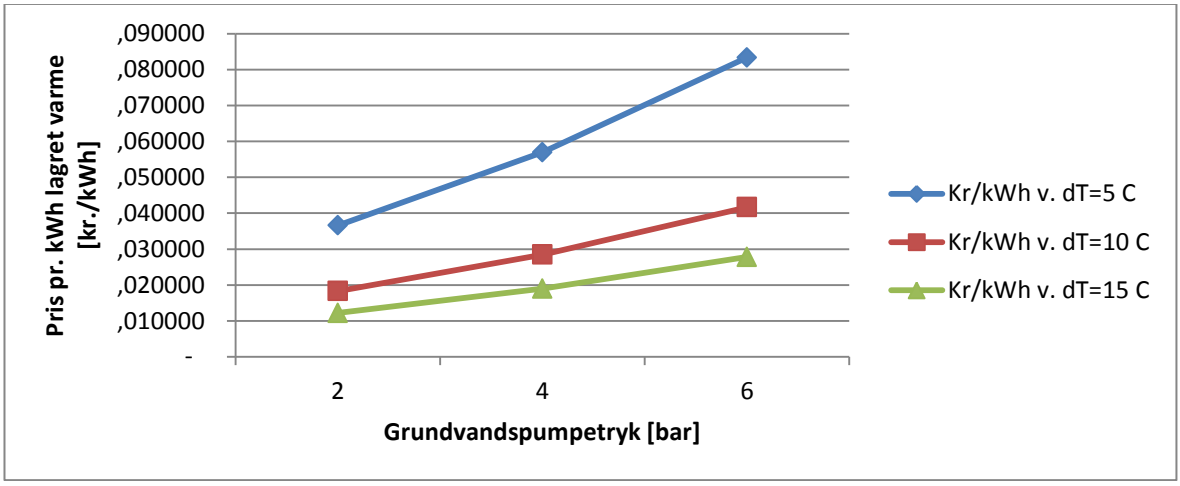
Figur 2.4.5*: Investeringsomkostninger omregnet til vandækvivalenter. Omkostningerne er beregnet for anlæg med 1 – 3 boringspar og varierende boringsydelser fra 25 – 75 m³/h. Den anvendte lagringstid er fastsat til 2.000 t/år.*



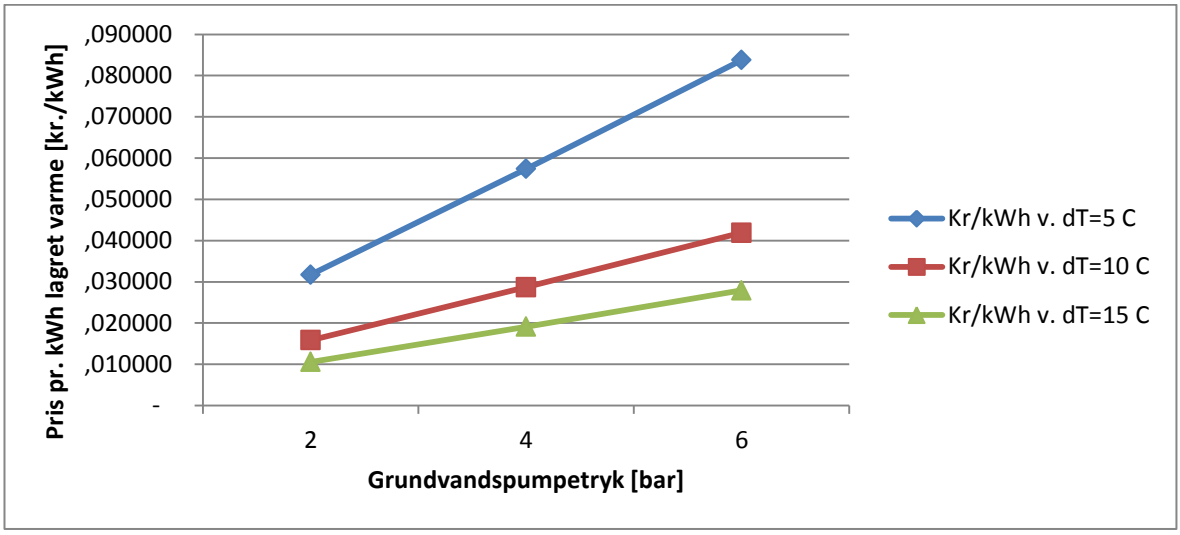
Figur 2.4.6: *Investeringsomkostninger omregnet til vandækvivalenter. Omkostningerne er beregnet for anlæg med 1 – 3 boringspar og varierende boringsydelser fra 25 – 75 m³/h. Den anvendte lagringstid er fastsat til 4.000 t/år.*

Driftsomkostninger

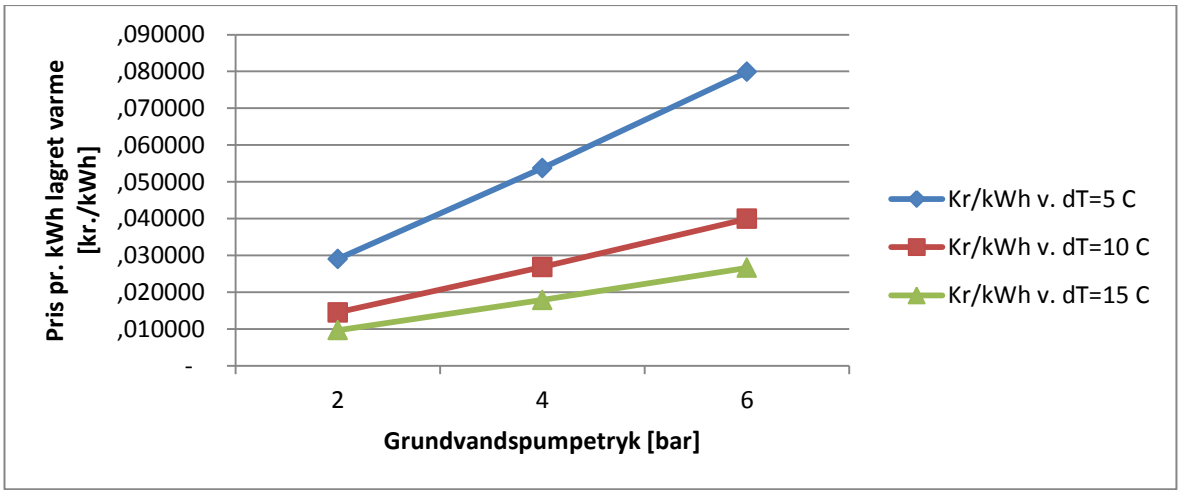
Driftsmæssigt afhænger prisen per kWh af dybden til grundvandsspejlet, og med hvilke temperaturer og -differencer, der arbejdes med. Som skitseret herunder kan man generelt sige, at lagring og genindvinding af energi i et aquiferlager koster 10 – 80 kr./MWh ved afgiftsfritaget drift af el til grundvandspumperne.



Figur 2.4.7: *Driftsomkostninger for et aquiferlager i et grundvandsmagasin med en ydelse under middel (25 m³/h) og et stigende pumpetryk grundet stigende dybde til grundvandsspejlet.*



Figur 2.4.8: *Driftsomkostninger for et aquiferlager i et grundvandsmagasin med en middel ydelse (50 m^3/h) og et stigende pumpetryk grundet stigende dybde til grundvandsspejlet.*



Figur 2.4.9: *Driftsomkostninger for et aquiferlager i et grundvandsmagasin med en ydelse over middel (75 m^3/h) og et stigende pumpetryk grundet stigende dybde til grundvandsspejlet.*

2.4.3 Opsummering

På nuværende tidspunkt eksisterer der ét aquiferlager i relation til fjernvarmen i Danmark, mens der findes yderligere 7 i privatregi uden relation til fjernvarmen.

ATES-anlæg er relativt billige i både etablering og drift forudsat at anlægget har en tilstrækkelig størrelse/effekt. Størrelsen af anlæggene afhænger bl.a. af pladsforholdene, da boringerne skal stå med en hvis spredning afhængigt af de hydrogeologiske forhold. Principielt er der ikke en øvre grænse for hvor stort et lager kan være, og som eksempel arbejdes der i Holland på nuværende tidspunkt med et projekt med 25 boringspar (50 boringer i alt), med en kapacitet på ca. 30 MW. Den typiske størrelse for danske anlæg vil formentlig være 1 – 3 MW kapacitet, men større anlæg kan sagtens etableres efter behov.

3 Kortlægning af varmepumper og el-kedler

3.1 Varmepumper

Dette afsnit dækker over en kortlægning af større varmepumpeløsninger i de danske fjernvarmesystemer.

Overordnet skelnes der imellem varmedrevne (også kaldet absorptionsvarmepumper) og el-drevne varmepumper. Udover de tekniske forskelle stiller de to teknologier også forskellige krav til systemerne. Den væsentligste er at de varmedrevne kræver et brændsel som drivenergi, hvor de el-drevne muliggør et helt eller delvist skift fra brændsel til elektricitet som energikilde. Det forventes at begge varmepumpetyper vil få en rolle i fremtidens energisystem.

Så længe der anvendes et brændsel til fjernvarmeproduktion, kan de **varmedrevne varmepumper** udnytte den energikvalitet som i dag spildes, når energi ved høj temperatur anvendes til opvarmning af fjernvarmevand. I absorptionsvarmepumper anvendes primært LiBr/vand-opløsninger, hvor vandet fungerer som kølemiddel og absorberes i en LiBr-opløsning. Til køleformål anvendes også Ammoniak (NH_3)/vand-opløsninger, hvor NH_3 er kølemiddel som absorberes i vand. Men pga. lavere tryk og højere virkningsgrad er LiBr/vand-princippet det foretrukne til varmedrevne varmepumper.

I rene varmeproduktionsanlæg udnyttes energikvaliteten meget dårligt, fordi afbrændingstemperaturen er langt højere (måske 500° – 600° C) end behovet til opvarmning af fjernvarmevand. I praksis kan varmeproduktionen fra f.eks. gas- eller biomassekedler derfor hæves betragteligt ved anvendelse absorptionsvarmepumper. Varmepumperne drives af temperaturforskelle, og derfor fungerer processen kun når visse temperaturforskelle imellem både drivenergi, lavtemperatur varmekilde og varmeafgiver (fjernvarmevand) overholdes. Afhængigt af de forskellige temperaturniveauer kan der derfor være grænser for udgangstemperaturen på fjernvarmevandet, eller hvor lav en køletemperatur som kan opnås. I praksis er det dog sjældent et problem i forbindelse med fjernvarme, fordi varmepumperne kombineres med kedler, hvor der både er mulighed for høj temperatur på drivenergien imens kravet til udgangstemperatur ofte er lavt. Absorptionsvarmepumper har altid en COP[3] på 1,7, som stort set er konstant under driften. Har man en drivkilde med meget høj temperatur, kan princippet udnyttes 2 gange i en såkaldt dobbelt-effekt varmepumpe. Disse har en COP på 2,3.

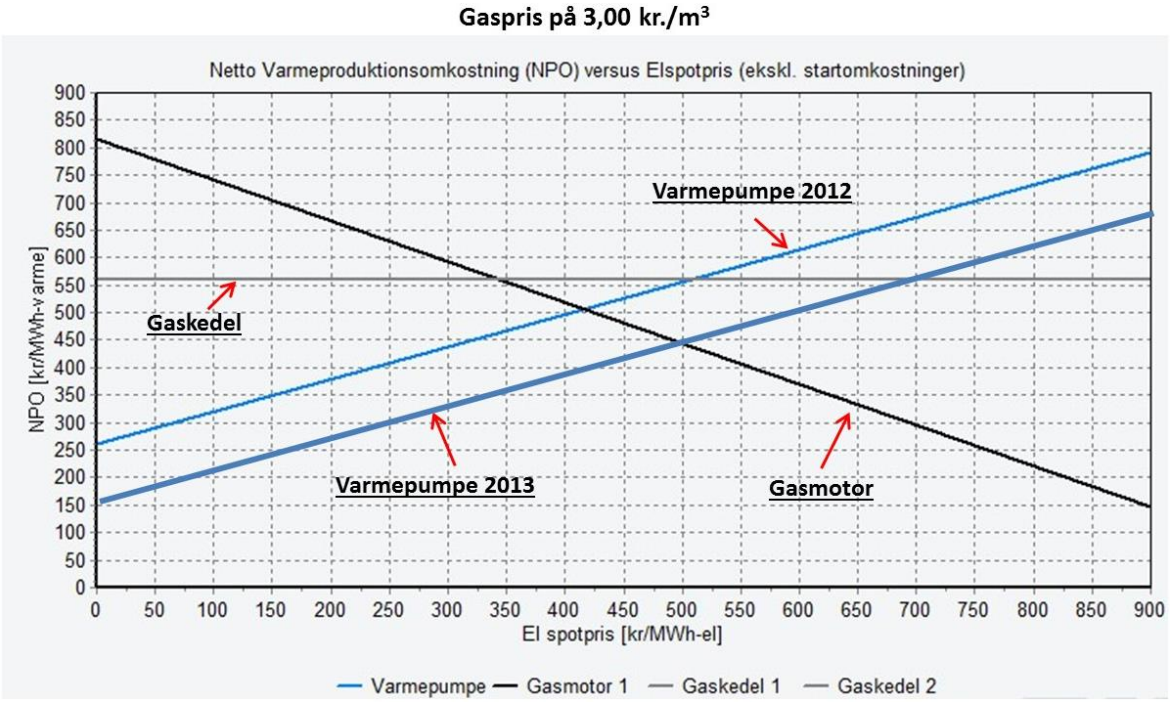
Selvom COP for absorptionsvarmepumper er lav sammenlignet med el-drevne, er det vigtigt at bemærke, at teknologien ikke har noget energiforbrug som sådan. Den udnytter blot kvaliteten, som ellers ville være gået tabt. Derfor bør COP for absorptionsvarmepumper ikke betragtes som energiforbrug i forhold til varmeproduktion, men blot som øget varmeproduktion.

Hovedkomponenterne i absorptionsvarmepumper er primært varmevekslere. Der er derfor meget få sliddele, og under normale forhold er udgift til drift og vedligehold derfor begrænsede, samtidig med at levetiden er lang.

El-drevne varmepumper er uafhængige af brændsler og kan, sammen med akkumulering i fjernvarmesystemerne, udnyttes til at indgå fleksibelt i et fluktuerende el-system.

[3] 'COP' er en forkortelse for *Coefficient Of Performance* (*effektfaktor* på dansk), som er defineret som varmepumpens varmeproduktion divideret med varmepumpens drivenergi, f.eks. 5,1 MW / 3 MW = 1,7.

Med de nye muligheder for godtgørelse af el-afgift, som blev indført i 2013, er det blevet væsentlig mere interessant med større el-drevne varmepumpeløsninger. I forhold til naturgas, vil varmepumperne give en betydelig driftsbesparelse, der gør det muligt at få en fornuftig forrentning af investeringen. Økonomien har været knap så interessant tidligere, og derfor er der installeret relativt få større el-drevne varmepumper. Der er dog flere under projektering i øjeblikket, og nogle af disse er medtaget i kortlægningen for at give et mere nuanceret billede af de forskellige tekniske muligheder. Figur 3.1.1 herunder viser nettoproduktionsomkostningerne som funktion af elspotprisen for et typisk mindre naturgasfyret kraftvarmeværk. De to blå linjer viser produktionsomkostningerne for en varmepumpe med og uden den nye afgiftsgodtgørelse i 2013.



Figur 3.1.1: *Nettoproduktionsomkostninger for varmepumper, gasmotorer og gaskedler.*

Som det ses er varmepumpen i 2013 den billigste produktionsenhed så længe spotprisen er lavere end 500 kr./MWh. I 2012 var der sammenlagt 188 timer i Vestdanmark, hvor spotprisen var højere end 500 kr./MWh. Det betyder at en varmepumpe vil være den billigste produktionsenhed i 98 % af årets timer. I gennemsnit var spotprisen i 2012, 270 kr./MWh, og her vil en varmepumpe med de nye afgiftsregler give en besparelse på 250 kr./MWh produceret varme, svarende til en reduktion i brændselsomkostningerne på mere end 40 %.

Som det ses er varmepumperne meget konkurrencedygtige ved lave spotpriser, og det gør samtidig ”stand-alone”-løsninger interessante, fordi den gode økonomi ellers ville ødelægges af drift på de øvrige anlæg. Dette ses også i skemaet på figur 3.2.1, hvor alle de anlæg som i øjeblikket projekteres, er ”stand-alone”-løsninger.

Med den danske kølemiddellovgivning, som forbyder anvendelse af syntetiske kølemidler (HFC-gasser) i kølekredsløb med mere end 10 kg fyldning, er det primært løsninger med naturlige kølemidler som er interessante i fjernvarmesammenhæng. Med en fyldning på 10 kg kølemiddel kan man typisk nå en varmeeffekt på 50 – 70 kW, og det vil derfor kræve flere parallelle anlæg hvis man skal nå en større effekt.

De kølemidler, som typisk anvendes til større el-drevne varmepumper i Danmark, er CO_2, NH_3, Isobutan og Propan. Herudover findes der en teknologi som udnytter absorptionsprincippet, men drives af en el-drevet kompressor. Denne type kaldes hybridvarmepumper, og anvender NH_3 og vand som kølemiddel. I øjeblikkes arbejdes der meget på udvikling og demonstration af nye vanddampkompressorer, som betyder at køleanlæg og varmepumper kan anvende vand som kølemiddel. De første demonstrationsprojekter bliver formentlig installeret i 2014, og det forventes at denne teknologi vil få en stor udbredelse i løbet af de næste 5 – 10 år.

De enkelte teknologier har alle fordele og ulemper, og individuelle systemforhold vil ofte betyde at en særlig teknologi er mest hensigtsmæssig i et konkret system. Om de enkelte teknologier kan kort nævnes:

CO_2 er et gammelkendt kølemiddel, men pga. højt tryk har det traditionelt kun været anvendt til meget lave temperaturer. Med udfasningen af HFC-kølemidler i Danmark og andre lande, er teknologien dog blevet udviklet til også at fungere under høje temperaturer, og CO_2 har nogle termodynamiske egenskaber som gør det interessant til opvarmning af vand.

Fordele:
- Ikke giftigt, ikke brandbart
- Særligt velegnet til store temperaturglid på varm side
- Op til 90° C
- Stor volumetrisk kuldeydelse (kompakte anlæg)
- Kan håndtere stor temperaturforskel imellem varm og kold side

Ulemper:
- Begrænset udvalg af visse hovedkomponenter med stor kapacitet (pga. højt tryk)
- Fungerer dårligt med returtemperaturer over 40° C
- Høj COP kræver lav returtemperatur

NH_3 anvendes i meget stort omfang til industriel køling, og er de senere år blevet videreudviklet så anvendelsen også omfatter varmepumper ved høj temperatur. Traditionelle NH_3-køleanlæg har typisk et maksimalt arbejdstryk på 25 bar. Med denne slags anlæg kan man maksimalt nå en temperatur på 50 – 55° C. Man har igennem længere tid kunne købe varmepumper hvor arbejdstrykket typisk ligger på 40 bar, således at man kan nå en temperatur på 70 – 75° C. Skal man højere op er der de senere år blevet udviklet nye specielle højtrykskomponenter, så det bliver muligt at nå temperaturer på 90 – 95° C. Der er naturligvis væsentlige prisforskelle afhængigt af den krævede temperatur, og derfor kan selv lavtryksløsningerne være interessante i forbindelse med f.eks. forvarmning af returvand til en kedel.

Fordele:
- Op til 95° C
- Prisbillige og effektive anlæg (særligt lavtryksanlæg)
- Stor tilgængelighed af industrielle komponenter

Ulemper:
- Giftigt og svagt brandbart
- Kan blive nødvendigt med flere trin ved specielle temperaturforløb

IsoButan har først for nyligt fundet anvendelse til mellemstore varmepumper med høj temperatur. De termodynamiske egenskaber gør det muligt at bruge traditionelle hovedkomponenter

udviklet til syntetiske kølemidler. Pga. et lavt driftstryk er det muligt at opnå temperaturer på op til 85° C uden at overstige et tryk på 20 bar. Anlægstyperne minder derfor meget om kommercielle køleanlæg med syntetiske kølemidler.

Fordele:
- Op til 85° C
- Simple og prisbillige anlæg, som anvender kommercielle kølekomponenter
- Kan håndtere stor temperaturforskel imellem varm og kold side

Ulemper:
- Brandbart
- Visse hovedkomponenter er ikke tilgængelige i industrielle størrelser
- Lav volumetrisk kuldeydelse (kræver stort kompressorvolumen)

Propan anvendes typisk til mellemstore varmepumper med fremløbstemperaturer op til ca. 60° C. I forhold til IsoButan arbejder propananlæg med noget højere tryk, men det betyder samtidig at den volumetriske kuldeydelse er højere. Derfor kan propananlæg være fordelagtige når der ikke kræves høj temperatur.

Fordele:
- Høj volumetrisk varmeydelse sammenlignet med IsoButan
- Simple og prisbillige anlæg, som anvender kommercielle kølekomponenter

Ulemper:
- Brandbart
- Visse hovedkomponenter er ikke tilgængelige i industrielle størrelser
- Maksimal temperatur er ca. 60° C

Hybridvarmepumper er ikke så kendte endnu, men anvendes flere steder til industrielle formål. Teknologien bygger på absorptionsprincippet mellem NH_3 og vand, hvor NH_3 på gasform absorberes i vandet og frigiver kondenseringsvarmen. Dette foregår ved et langt lavere tryk end når ren NH_3 kondenserer ved samme temperatur, og herved kan man bruge standard NH_3-komponenter til selv høje temperaturer. Ved at ændre på koncentrationen i vand/NH_3-opløsningen kan man samtidig ændre kogepunktet og således få et glidende kogepunkt, som passer til temperaturforløbet for fjernvarmevand.

Fordele:
- Op til 95° C med standardkomponenter
- Lavt tryk
- Temperaturglid på kølemiddel muliggør høj effektivitet

Ulemper:
- Bedst egent til varmekilder med høj temperatur (30 – 40° C)
- Lav volumetrisk varmeydelse sammenlignet med almindelige NH_3-anlæg

Vanddamp udvikles i øjeblikket primært til fjernkøleformål. Samme type anlæg vil dog kunne anvendes som nederste trin af en varmepumpeløsning til fjernvarme, og derfor er udviklingen meget interessant i denne sammenhæng. Der arbejdes også på højtemperaturløsninger i lidt mindre skala, som primært udvikles til inddampningsprocesser i industrien. Disse vil dog ligeledes kunne anvendes til fjernvarmeformål. For at udnytte fordampningsvarmen ved lav temperatur, skal tryk-

ket være meget lavt, og det gør dampen meget tynd. Det betyder at kompressorerne skal kunne flytte meget store volumenmængder, og derfor bruges der dynamiske kompressorer. Én af fordelene ved vanddamp er, at varmepumpen kan bruge vand fra hav- eller søer som kølemiddel. Igennem køleprocessen destilleres en lille del af vandet, og dette kan udkondensere direkte i fjernvarmevand, således at man undgår varmeveksling på både varm og kold side. Dette giver en betydelig energigevinst, og samtidig undgår man problemer omkring fouling i varmevekslere. Teknologien kan ligeledes anvendes til is-generering, og gør det muligt at bruge havvand som varmekilde hele året. I lande som Danmark vil dette potentiale være meget stort.

Fordele:
- Mulighed for høj temperatur med kendt teknologi (damp)
- Lavt tryk
- Ingen varmeveksling mellem kølemiddel og varme-/kølemedie

Ulemper:
- Systemer, som er konkurrencedygtige på pris, er fortsat under udvikling
- Kræver flere trin ved store temperaturglid

3.2 Kortlægning af installerede varmepumper

Der er lavet en kortlægning af eksisterende og projekterede varmepumpeinstallationer i Danmark. Kortlægningen bygger på tidligere opgørelser fra bl.a. Dansk Fjernvarme og Smartvarme.dk samt projektgruppens generelle kendskab. Resultaterne er samlet i to tabeller, én for el-drevne varmepumper og én for de varmedrevne.

For de el-drevne varmepumper indeholder tabellen følgende data:

Tekst	Forklaring
Ejer	–
Installeret år	–
Systemløsning	Hvordan indgår varmepumpen i det samlede system - kan den driftes selvstændigt (stand alone), eller er den afhængig af drift på øvrige enheder.
Varmekilde	Hvor hentes energien som varmepumpen genvinder.
Temp. ud	Fremløbstemperatur som varmepumpen leverer.
Temp. kilde	Temperatur på varmekilde – hvor der angives et interval skyldes det årlig variation.
VP type	Her skelnes mellem varmepumpeteknologien som beskrevet ovenfor. NH_3-varmepumper er inddelt i LT (lavtryk), MT (mellemtryk) og HT (højtryk).
Varmeydelse VP/system	Varmeeffekt for selve varmepumpen og hele systemet. I visse tilfælde er en varmepumpe kombineret med direkte varmeveksling, og her opgives både varmepumpens og den samlede ydelse.
COP VP (system)	COP (effektfaktor) for selve varmepumpen og hele systemet. I visse tilfælde køler en varmepumpe ikke direkte på varmekilden, og her kan systemets COP blive en anden en varmepumpens.
Kap. af gns. koldeste md	Procentsatsen angiver hvor stor kapacitet varmepumpen har i forhold til det samlede system, og dermed hvor fleksibel løsningen er. Procentsatsen angiver varmepumpens kapacitet i forhold til det gennemsnitlige varmebehov i den koldeste måned. Driftes varmepumpen sammen med f.eks. en KV-enhed angiver tallet i parentes den samlede ydelse for KV-enhed og varmepumpe.

Tabellen ses på figur 3.2.1.

El-drevne varmepumper i danske fjernvarmesystemer, 2013									
Ejer	**Installeret år**	**Systemløsning**	**Varmekilde**	**Temp. ud**	**Temp. kilde**	**VP type**	**Varmeydelse VP/system**	**COP VP (system)**	**Kap. af gns. koldeste md**
Vejen Varmeværk	2003	Komb. med fliskedel	Røggas	47° C	40° C	R407A (12 stk.)	0,7 MW	4,2	3%
Frederikshavn Forsyning	2009	Stand alone	Spildevand	75° C	8 - 18° C	CO_2	1,0 MW	2,7 - 3,2	2%
Bjerringbro Varmeværk	2010	Komb. med motor	Røggas	45° C	40° C	NH_3 - LT	0,8 MW	5,1	5% (33%)
Brande Varmeværk	2010	Komb. med kedel	Røggas	52° C	40° C	NH_3 - LT	0,65 MW	4,2	9%
Bjerringbro Varmeværk	2011	Komb. med kedel	Røggas	45° C	40° C	NH_3 - LT	0,5 MW	5,2	3% (33%)
Hanstholm Varmeværk	2011	Komb. med kedel	Røggas	45° C	45° C	R407C (2 stk.)	0,3 MW	5,8	5%
Vinderup Varmeværk	2011	Komb. med motor	Røggas	48° C	40° C	NH_3 - LT	0,67 MW	5,2	11%
Bjerringbro Varmeværk	2012	Stand alone / komb.	Spildvarme	46 / 67° C	18° C	NH_3 - MT	3,7 MW	4,8	25%
Brædstrup Fjernvarme	2012	Stand alone	Borehulslager (solvarme)	80° C	10 - 40° C	NH_3 - HT	1,2 MW	3,2	14%
Hundested Varmeværk	2012	Komb. med kedel	Røggas	48° C	40° C	NH_3 - LT	0,8 MW	4,8	11%
Lading Fajstrup Varmefors.	2012	Komb. med KV (uafh. drift er mulig)	Returvand (Røggas)	50° C	36° C	R410 A (2 stk.)	0,13 MW	4,3 (2,6)	10%
Marstal Fjernvarme	2012	Stand alone	Damvarmelager (solvarme)	78° C	10 - 35° C	CO_2	1,5 MW	3,1	28%
Skjern Papirfabrik	2012	Stand alone (direkte vv.)	Spildvarme	68° C	53° C	NH_3 - HT	3,9/5,3 MW	5,0 (6,7)	34%
Vejen Varmeværk	2013	Komb. med fliskedel	Røggas	67° C	40° C	NH_3 - MT	1,0 MW	4,1	4%
Ans Kraftvarmeværk	Projekteret	Stand alone	Søvand	75° C	4 - 20° C	IsoButan	1,3-1,5 MW	3,2 - 3,8	50%
Broager Fjernvarmeselskab	Projekteret	Stand alone	Grundvand	75° C	9° C	-	4,0 MW	3,5	75%
Horsens Vand Energi	Projekteret	Stand alone	Spildevand	85° C	8 - 20° C	NH_3 - HT	6,0 MW	3,5	10%
Løgumkloster	Projekteret	Stand alone	Damvarmelager (solvarme)	90° C	10 - 40° C	Hybrid	1,3 MW	4,5	19%
Præstø Fjernvarme	Projekteret	Stand alone	Grundvand	75° C	9° C	-	3,7 MW	3,5	83%
Rye Kraftvarmeværk	Projekteret	Stand alone	Grundvand	75° C	9° C	NH_3 - MT	2,0 MW	3,5	75%

Figur 3.2.1: *Oversigt over el-drevne varmepumper i danske fjernvarmesystemer.*

For de termisk drevne varmepumper indeholder tabellen følgende data:

Tekst	Forklaring
Ejer	–
Installeret år	–
Systemløsning	Hvordan indgår varmepumpen i det samlede system - kan den driftes selvstændigt (stand alone), eller er den afhængig af drift på øvrige enheder.
Varmekilde	Hvor hentes energien som varmepumpen genvinder.
Drivtemp.	Temperatur for den drivenergi der bruges til køleprocessen.
Temp. kilde	Temperatur på varmekilde. Hvor der angives et interval skyldes det årlig variation.
Køleydelse (genvundet varme)	Køleeffekt for varmepumpen, svarende til varmen fra varmekilden.

Tabellen ses på figur 3.2.2.

Termisk drevne varmepumper i danske fjernvarmesystemer, 2013						
Ejer	Installeret år	Systemløsning	Varmekilde	Drivtemp.	Temp. kilde	Køleydelse (genvundet varme)
Thisted Varmeforsyning	1988	Halmkedel som drivkilde	Geotermi	155° C	20° C	3,2 MW
Thisted Varmeforsyning	2000	Halmkedel som drivkilde	Geotermi	155° C	43° C	4 MW
Amagerværket	2004	Damp som drivkilde	Geotermi	160° C	50° C	9 MW
Bjerringbro Varmeværk	2007	Komb. med motor	Røggas	400° C	25° C	0,95 MW
Vestforbrænding	2007	Damp som drivkilde	Røggas	180° C	60° C	13,3 MW
Strandby	2008	Komb. med gaskedel	Røggas/sol	90° C	15° C	0,28 MW
Langå Varmeværk	2009	Komb. med motor	Røggas	380° C	30° C	0,7 MW
Gråsten Varmeværk	2011	Komb. med træpillekedel	Røggas/sol	150° C	22° C	0,7 MW
Hillerød	2011	Komb. med fliskedel	Røggas	105° C	30° C	0,5 MW
Vojens varmeværk	2011	Gaskedel	Røggas/sol	100° C	45° C	0,65 MW
Galten Varmeværk	2012	Komb. med fliskedel	Røggas	100° C	50° C	0,5 MW
Hurup Fjernvarme	2012	Komb. med fliskedel	Røggas	105° C	35° C	0,45 MW
Skagen Varmeværk	2012	Komb. med motor	Røggas	350° C	30° C	4 MW
Dronninglund	2013	Oliekedel som drivkilde	Damvarmelager	150° C	45-10° C	2 MW
Sønderborg	2013	Fliskedel som drivkilde	Geotermi	150° C	48° C	12,5 MW
Tarm Varmeværk	2013	Komb. med fliskedel	Røggas/sol	110° C	35° C	1 MW
Toftlund	2013	Komb. med motor	Røggas/sol	150° C	45-20° C	1,9 MW
Tørring	2013	Komb. med træpillekedel	Røggas/sol	150° C	50-20° C	0,7 MW

Figur 3.2.2: *Oversigt over absorptionsvarmepumper i danske fjernvarmesystemer. Alle varmepumper har en COP på 1,7.*

3.3 Erfaringer med el-drevne varmepumper

For de el-drevne varmepumper er det tydeligt at teknologien er forholdsvis ny og ukendt i fjernvarmesammenhæng. Derfor har installation, idriftsættelse og indregulering af varmepumperne for nogle af de første anlæg vist sig at være mere omfattende end forventet.

El-drevne varmepumper har f.eks. den egenskab at ydelsen ændres, hvis temperaturen på enten varmekilde eller fjernvarmesystem ændres. I praksis betyder denne egenskab, at man kan få et meget ustabilt system, hvis både cirkulationspumper på kold- og varm side samt kompressorens

regulering forsøger at kompensere for dette. Her vil hele systemet ofte gå i selvsving og formentlig falde ud fordi varmepumpen til sidst kommer uden for det tilladelige driftsområde. Det er derfor vigtigt at overveje alle tænkelige forhold i det omkringliggende system og tilpasse reguleringen efter det.

Én af de ting som adskiller el-drevne varmepumper fra andre produktionsenheder er, at de er 100 % afhængige af den tilsluttede varmekilde. I forbindelse med genvinding af industriel overskudsvarme er det derfor vigtigt at overveje hvorvidt varmekilden kan falde bort uden varsel – f.eks. ved uventede produktionsstop. For at undgå påvirkninger af fjernvarmesystemet i sådanne tilfælde, skal der være en eller anden form for backup-system. I tilfælde hvor varmen leveres ind på fjernvarmenettet ude i systemet kan der være særlige udfordringer ved udfald.

Det vurderes ikke, at de beskrevne problemstillinger er en hindring for udbredelse af teknologien. Det har været en læringsproces i forbindelse med nogle af de første installationer, fordi teknologien har været ny. Efter lokalisering af problemerne er der fundet tekniske løsninger som har gjort driften stabil.

Omkring driftsikkerhed, service og vedligehold er de større løsninger med ny teknologi fortsat så nye, at der ikke findes et ordentligt erfaringsgrundlag. Teknologierne adskiller sig dog ikke væsentligt fra industriel køleteknik, og derfor må det forventes at driftsikkerhed og udgifter til service og vedligehold vil være nogenlunde de samme.

Af de elektriske varmepumper, som fremgår af listen, har der ikke været større tekniske problemer, som kan relateres til selve varmepumpeteknologien. Samtidig har varmepumperne levet op til den effektivitet som leverandørerne har garanteret.

Der var været nogle problemstillinger med visse anlæg fordi varmepumpe og system ikke har været sammenholdt korrekt, eller fordi varmekilden har været mindre egnet end antaget. Disse problemstillinger er beskrevet herunder.

Køling af røggas
Ved afkøling af røggas for at udnytte kondenseringsvarmen har der været et enkelt tilfælde, hvor en varmepumpe har været monteret så den køler returvandet inden det ledes i røggasveksleren. Med den store vandstrøm fra fjernvarmereturen passer temperaturforløbet ved afkølingen ikke med temperaturforløbet i røggassen. I sådanne tilfælde vil man måske få en system-COP på 1,5 fordi det kun er en lille del af køleeffekten, som nyttiggør kondenseringsenergi fra røggassen. Systemet kan dog relativt nemt ombygges, så man køler en langt mindre vandstrøm og vandets temperaturforløb passer til røggassens.

Køling af spildvarme eller varme fra sæsonlagring
Ved udnyttelse af varmekilder med høj temperatur, som industriel spildvarme eller lagret solvarme, er det vigtigt at være opmærksom på den højeste temperatur som kan forekomme på varmepumpens kolde side. Ved køling af industriel spildvarme fra f.eks. 50 – 30° C vil varmepumpen måske være 25° C på den kolde side. Men ved stilstand og opstart risikerer man at varmepumpen bliver 50° C på den kolde side. Mange højtryksvarmepumper er ikke bygget til at håndtere det høje tryk på den kolde side, og derfor er det meget vigtigt at tage højde for mulige driftspunkter som ligger uden for den normale drift. Det er ikke et problem at håndtere, men det er ikke en selvfølge at varmepumperne fungerer uden for designkriterierne.

Er varmekilden varmere end omgivelsestemperaturerne er det desuden vigtigt med tilstrækkelig isolering og stilstandsvarme på varmepumpen, da varmetab til omgivelserne ellers kan betyde kondensering af kølemiddel kritiske steder i varmepumpen.

Køling af spildevand

Der findes kun et enkelt anlæg på spildevand i Danmark, og der har desværre været en del udfordringer med varmeveksleren til genvinding af energi fra spildevandet. Effektiviteten har levet op til forventningerne, og selve varmepumpen har fungeret fint, men anlægget har ikke haft ligeså mange driftstimer som forventet pga. følgende problemstillinger:

- Det har vist sig at havvandet kan strømme baglæns ind i spildevandsledningen, særligt i perioder om natten, hvor spildevandsmængden er lille. Dette er muligt, da spildevandet til varmeveksleren kommer fra udløbsrøret mellem rensningsanlægget og havet. Der er derfor direkte forbindelse imellem filtret før veksleren og udløb til havet.
  Tilbagestrømning har fyldt filtret op med større partikler, snegle, ål, blade, tang, etc. Det har derfor været nødvendig at montere et større og selvrensede filter med tilbageskyl.
- Varmeveksleren har været utæt på grund af korrosion, forårsaget af saltindhold i havvandet som løber tilbage. Det har derfor været nødvendigt at udskifte til en titanium-varmeveksler.
- Der ses mikrobiologisk vækst i varmeveksleren, som kræver regelmæssig rensning med lud (NaOH) og salpetersyre (HNO_3).
- Det har været nødvendigt at etablere ekstra støjisolering for at mindske støjgener.

I øjeblikket er de tilbageværende udfordringer primært biologisk vækst i varmeveksleren som hindrer varmeovergangen og dermed kapaciteten. Der laves i øjeblikket forsøg med at afhjælpe problemet, dels via et system som jævnligt bagskyller varmeveksler og filter, og dels via et CIP (cleaning in place) anlæg til rensning af selve varmeveksleren.

Værket har en forventning om at varmepumpen vil komme til at fungere stabilt, når udfordringerne omkring varmeveksling med spildevand er håndteret. Hvis det viser sig ikke at være rentabelt med de nødvendige ændringer, overvejes muligheden for at bruge drikkevand som varmekilde.

- I Norge findes lignende løsninger, hvor man har fundet en egnet CIP-metode, som kan holde varmevekslere til renset spildevand rene ved jævnlig CIP-ning.
  I Oslo findes et 28 MW-anlæg som udnytter urenset (men grovfiltreret) kloakvand. Systemet er udstyret med et tilbageskyldssystem, og her har der ikke været problemer med mikrobiologisk vækst. Dette kunne tyde på problematikken er størst med renset og iltet spildevand.
- Pga. det store potentiale for udnyttelse af spildevand behandles denne problematik yderligere i afsnittet om teknologiudvikling.

Køling af solvarmeanlæg

- Ved køling af vand fra solvarmesystemer risikeres samme problemstilling med høj stilstandstemperatur, som beskrevet ovenfor ved industriel spildvarme. Her er det samtidig vigtigt at varmepumpe eller vandkredse kan håndtere pludselige effektændringer i solvarmesystemet. Det er ligeledes vigtigt at systemet konstrueres så der ikke køles på varme fra solfangere, som ellers kunne være nyttiggjort uden en varmepumpe. Her skal systemets samlede COP betragtes og ikke kun varmepumpens.
- Der har været et enkelt tilfælde, hvor varmepumpesystemet ikke har fungeret efter hensigten. Her har en mindre CO_2-varmepumpe været installeret på et solvarmesystem, hvor varmepumpen ikke var sikret imod for høj kildetemperatur. Samtidig var den tilsluttet et fjernvarmesystem hvor returtemperaturen er 50° C, som ikke kan bruges med den pågældende

varmepumpetype. Problemet skyldes altså udelukkende, at der er valgt en forkert varmepumpetype til det pågældende system.

3.4 Erfaringer med termisk drevne varmepumper

Der findes flere absorptionsvarmepumper, som har været i drift i mere end 10 år. Generelt er erfaringerne, at absorptionsvarmepumperne er meget driftssikre, og der har været meget få problemer med de anlæg som er i drift. Erfaringerne viser at de termisk drevne varmepumper ikke er så egnede til hurtige stop og start, men fungerer bedst under stabile forhold.

Der har været problemer med et enkelt anlæg som er koblet på en gasmotor, hvor røggassen ledes direkte fra motoren og ind i varmepumpen. Varmepumpens veksler var dog ikke egnet til røggas, og derfor måtte veksleren skiftes til en anden type. Normalt drives varmepumperne via en mellemkreds med enten damp, hedt vand eller olie, og dette giver ikke anledning til problemer. Skal en varmepumpe drives direkte af røggas skal det derfor sikres, at den udstyres med en egnet veksler.

3.5 El-kedler

I takt med at vindkraften i Danmark bliver udbygget så kraftigt, er det nødvendigt at have nogle enheder til at balancere el-systemet. Her spiller samspillet mellem udlandsforbindelser og indenlandsk reguleringskapacitet en vigtig rolle. El-kedler, der er forholdsvist nye i det danske energisystem, har denne egenskab. De første el-kedler blev sat i drift i 2006-2008.

I de første år efter at el-kedlerne kom ind på markedet var økonomien for disse relativt gunstige. Skagen Varmeværk var det første decentrale kraftvarmeværk, der fik installeret en el-kedel i Vestdanmark, mens Helsinge Kraftvarmeværk var det første decentrale værk i Østdanmark. Den relativt gunstige økonomi i forbindelse med driften af de første anlæg medførte, at flere værker fulgte deres eksempel og håbede på tilsvarende gunstige forhold. Det marked Skagen og Helsinge havde tjent pengene på var frekvensmarkedet, hvor el-kedler er fordelagtige pga. de er så hurtige til at regulere op og ned. Frekvensmarkedet er et meget lille marked på ca. 25 MW, og i årene 2009-2012 blev der installeret mange el-kedler. I slutningen af 2012 var den samlede kapacitet på ca. 300 MW, hvilket har gjort at priserne på frekvensmarkedet er faldet markant.

El-kedler kan være med i alle markeder (el-spot, regulerkraft, sekundær og primær reserve), der er dog p.t. ikke et marked for sekundær reserve.

El-kedler er forholdsvist hurtige til at regulere op (fjerne el-forbrug) og ned (tilføje el-forbrug), men fungerer ikke så hurtigt, hvis den koldstartes. Dog kan mindre el-kedler (under 6 MW) starte uden tomgang, mens dem på 10 MW har et tomgangstab på ca. 0,5 MW. Der kan således være et tab af størrelsesordenen 5 % af større el-kedlers maksimaleffekt. Bundgrænsen varierer fra el-kedel til el-kedel. En ny el-kedel på 12 MW kan godt ligge med en bundgrænse på 0,1 MW for at stå standby til frekvensstyrede reserver - ned. Mens en lidt ældre el-kedel, der ikke er blevet opgraderet, kan ligge med en grundlast på 0,5 – 1 MW for op til 10 MW. Skal el-kedlen kunne levere frekvensstyrede reserver - op, skal el-kedlen ligge med et noget højere bundgrænse, der afspejler rådighedsbetalingen. Ved deltagelse i regulerkraft kan el-kedler deltage fra koldstart uden problemer.

Morten Boje Blarke har på hjemmesiden www.smartvarme.dk opgjort alle de el-kedler, der er installeret i Danmark. Der er i alt 41 anlæg, hvor 37 af disse har forbindelse til et fjernvarmesystem. De 37 el-kedler har en samlet effekt på 294,7 MW jf. bilag B.

Priser fra Energistyrelsens Teknologikatalog, maj 2012:

Technology	Electric boilers					
	2015	2020	2030	2050	Note	Ref
Energy/technical data						
Generation capacity for one unit (MW)	1-25					
Efficiency (%)	99	99	99	99		1
Technical lifetime (years)	20	20	20	20		
Construction time (years)	0.5-1	0.5-1	0.5-1	0.5-1		
Environment						
Local emissions	-				A	
Financial data						
Nominal investment (M€/MW); 400 V; 1-3 MW	0.13-0.16	0.13-0.16	0.13-0.16	0.13-0.16	B;C;D	2,3
Nominal investment (M€/MW); 10 kV; 10 MW	0.06-0.09	0.06-0.09	0.06-0.09	0.06-0.09	C;D	2,3,4
Nominal investment (M€/MW); 10 kV; 20 MW	0.05-0.07	0.05-0.07	0.05-0.07	0.05-0.07	C;D	2,3
Fixed O&M (€/MW per year)	1100	1100	1100	1100	D	2
Variable O&M (€/MWh)	0.5	0.5	0.5	0.5	D	2

Som det ses forventes der ikke faldende priser for elkedler. Årsagen er at teknologien anses for udviklet, og at kedlerne har været i produktion så længe, at priserne ikke falder yderligere.

4 Mulige varmekilder for varmepumper, og potentiale for etablering af damvarmelagre og borehulslagre

Mulige varmekilder til varmepumper er fersk- og havvand, overskudsvarme fra industrier, spildevand, grundvand, jord og luft. Derudover vil damvarmelagre og borehulslagre, som opvarmes om sommeren, kunne anvendes som varmekilder, idet lagrene ved hjælp af varmepumper kan afkøles til 10° C om vinteren (i stedet for 35 – 40° C, som er fjernvarme-returtemperaturen). Også geotermisk varme vil kunne anvendes som varmekilde for varmepumper. Geotermisk varme behandles i en særskilt udredning, og er derfor ikke behandlet yderligere her.

Jord og luft er ikke medtaget i opgørelsen, da disse varmekilder ikke er særligt velegnede til større anlæg. Dette er der redegjort for i afsnit 4.1. For de øvrige varmekilder er i det følgende en gennemgang af udnyttelsesmulighederne. I tabelform kan potentialerne opgøres til:

Varmekilde	Potentiale	Tekniske begrænsninger
Havvand	Kan dække behov ved kystbyer	Udnyttelse om vinteren forudsætter udvikling af vanddampkompressorvarmepumpe
Sø- og åvand	Begrænset af naturhensyn	Udnyttelse om vinteren forudsætter udvikling af vanddampkompressorvarmepumpe
Overskudsvarme	90-180 MW	Ingen umiddelbare
Spildevand	350 MW	Ingen umiddelbare
Grundvand	600 – 1.700 MW	Ingen umiddelbare
Drikkevand	265 MW	Ingen umiddelbare
Damvarmelagre og borehulslagre	300 MW	Kun vinterdrift

Desuden er potentialet for etablering af damvarmelagre og borehulslagre opgjort til en samlet lagerkapacitet på 2.800 GWh, svarende til ca. 9 mio. m^3 damvarmelagre.

4.1 Luft- og jordvarme

Luft- og jordvarmepumper anvendes ofte i forbindelse med mindre anlæg til opvarmning af kontorbyggeri eller beboelsesejendomme. For begge varmekilder gælder det, at energitætheden er væsentlig mindre end de øvrige varmekilder, hvorfor de umiddelbart ikke egner sig til anlæg i MW-størrelsen. Samtidig er temperaturerne lavere i fyringssæsonen, hvilket betyder at COP'en bliver ringere end for de øvrige varmekilder.

For jordvarme kan der typisk udvindes 40 kWh/m^2 årligt. For en 1 MW varmepumpe med 6.000 årlige driftstimer og en COP på 3, kræves der et areal på ca. 10 ha og 100 km jordslanger. Med færre driftstimer, kan der godt køles med større effekt på et mindre areal, men dette vil næppe være rentabelt.

Glykolkredsen i et jordvarmeanlæg køles typisk fra ca. 0° til ÷3° C i varmepumpen. Sammenlignes dette med en grundvandsløsning, hvor der køles fra 9° – 2° C, bliver COP for jordvarmeanlægget ca. 15 % lavere end for grundvand.

Når luft anvendes som varmekilde, betyder tilrimning af kølefladen, at effektiviteten falder 10 – 20 % når udetemperaturen kommer under 7° – 8° C. I Danmark er temperaturen lavere i den største del af fyringssæsonen, og derfor bliver COP for varmepumper med luft, ikke konkurrencedyg-

tig med de øvrige kilder. Til en varmepumpe på 1 MW kræves en luftstrøm på ca. 300.000 m^3/time, og der stilles derfor store krav til køleflader og ventilatorer.

Som for jordvarme, arbejder luftvarmepumper med lavere temperaturniveauer end de øvrige varmekilder, som gennemgås i rapporten. Dette kombineret med rimproblematikken betyder, at COP for luftvarmepumper bliver væsentlig lavere end de øvrige muligheder. Det vurderes at en luftvarmepumpes COP henover fyringssæsonen vil være ca. 50 % lavere end ved grundvand.

Energiforbruget til afrimning kan til dels afhjælpes ved udvikling af mere effektive metoder. I et igangværende PSO-projekt arbejdes der i øjeblikket på mekaniske principper til anvendelse i frysehuse. Selv med mere effektive afrimningsmetoder, vil udeluft dog være en mindre attraktiv varmekilde, når der sammenlignes med de mere energitætte muligheder.

Luft og jord som varmekilder vil aldrig blive så attraktive som de øvrige, der beskrives herunder. Luft og jord vil således kun skulle anvendes, hvor der ikke er andre muligheder. Det vurderes derfor ikke, at der er et egentligt udviklingspotentiale i forbindelse med varmepumper til fjernvarmesystemer på nuværende tidspunkt, og emnet er ikke behandlet yderligere i denne rapport.

4.2 Å-, sø-, fjord- og havvand

Dette afsnit beskriver potentialet for anvendelse af større varmepumpeløsninger til fjernvarmeformål, hvor energi fra fersk- eller havvand udnyttes som varmekilde.

Generelt skelnes mellem åbne og lukkede systemer. I åbne systemer pumpes vand frem til varmepumpen, hvor det afkøles og returneres. Lukkede systemer består af en række slanger, der fastgøres på bunden af f.eks. en sø. Slangerne indeholder en antifrostvæske, som cirkuleres på samme måde som i systemer med jordvarme.

Større anlæg vil typisk være åbne systemer, da mængden af slanger hurtigt bliver omfattende for lukkede systemer. Man kan normalt forvente et varmeoptag på ca. 20 W/m for lukkede systemer, og et anlæg på 1 MW-varme vil således kræve omkring 35 km slanger. Lukkede systemer anvendes ofte til mindre, private anlæg, hvor varmeeffekten er begrænset. I øjeblikket findes der kun mindre lukkede systemer i Danmark.

Ferskvand

Vandløb eller større søer vil ofte kunne anvendes som varmekilder for varmepumper. Det er dog vigtigt at bemærke, at den mindst tilladelige temperatur for vand, der tilbageledes, er 2° C. Det betyder at varmepumpeløsninger med ferskvand som varmekilde er forbundet med en vis begrænsning i vintermånederne. Varmepumpen bør derfor ikke være den eneste produktionsenhed.

Varmepumpens påvirkning af temperaturniveauet i søer eller vandløb skal naturligvis begrænses mest muligt. Det vil være individuelt, hvor stor en påvirkning der kan accepteres fra sted til sted, og grænsen skal afklares med kommunen i de enkelte sager. Generelt må det forventes, at en gennemsnitlig temperatursænkning på mellem 0,1° og 0,5° C vil kunne accepteres i de fleste tilfælde. Ifølge BEK nr. 450 af 21/08/1984 må vandet maksimalt afkøles 5° C fra indtag til udledning, og den koldeste temperatur vandet må afledes med er 2° C. Når vandtemperaturen falder til mindre end 7° C, er det således ikke muligt at køle vandet 5° C fra indtag til udledning.

I løbet af efteråret afkøles søen af luften, og søen vil kunne opnå en ensartet temperatur på omkring 4° C, hvor vandet har størst densitet. Ved yderligere afkøling sker en lagdeling, hvor det varmeste vand lægger sig på bunden, og det kolde ligger øverst og fryser til is.

Lagdelingen og isoverfladen har en isolerende virkning, og medmindre der er stor gennemstrømning i søen, veksles der kun lidt varme med omgivelserne i de koldeste måneder. I sådanne tilfælde vil et større varmepumpeanlæg kunne påvirke temperaturlagdelingen og isdannelsen ganske betydeligt. Afkøling af bundvand bør kun finde sted i søer med stor gennemstrømning, så det sikres, at varmeudvindingen ikke får indflydelse på søens temperaturniveauer hverken lokalt eller generelt i søen.

I årets tre koldeste måneder vil de fleste søer og vandløb nå ned på en temperatur mellem 0° og 5° C. Det svinger meget fra år til år, og det må forventes at der vil være år, hvor varmepumpen kan producere hele vinteren og andre år, hvor varmepumpen kun kan producere en mindre del af tiden.

Generelt må varmekilden betragtes som ustabil i månederne november, december, januar, februar og marts, og det er vigtigt at undersøge de lokale forhold grundigt, inden et anlæg opstilles. For vandløb vil temperaturen de koldeste måneder ofte ligge på 3° – 4° C ved kilden, hvorefter temperaturen aftager, fordi vandet afgiver varme til omgivelserne. Om sommeren stiger vandtemperaturen fra kilde til udløb, fordi omgivelserne nu tilfører varme. Vandmængderne i de danske åer er ofte af en størrelse, der betyder, at selv større varmepumper kun vil have en marginal betydning på temperaturniveauet. Afhængig af vind og vejr vil der dog være store variationer i gennemstrømningen, og varmekilden må derfor betragtes som meget ustabil. I lange perioder med frost vil gennemstrømningen ofte falde til en brøkdel, og man kan således ikke regne med varmeproduktion hele året.

Rent teknisk bør vandet analyseres både for pH/aggressivitet og kvalitet i forhold til tilsmudsning og begroning af varmevekslere og andre komponenter, som er i direkte forbindelse med vandet. Filtrering af vandet kan være nødvendigt, og der bør under alle omstændigheder udarbejdes en detaljeret vedligeholdelsesplan, da begroninger og tilsmudsning har stor indflydelse på varmepumpens virkningsgrad og varmeeffekt.

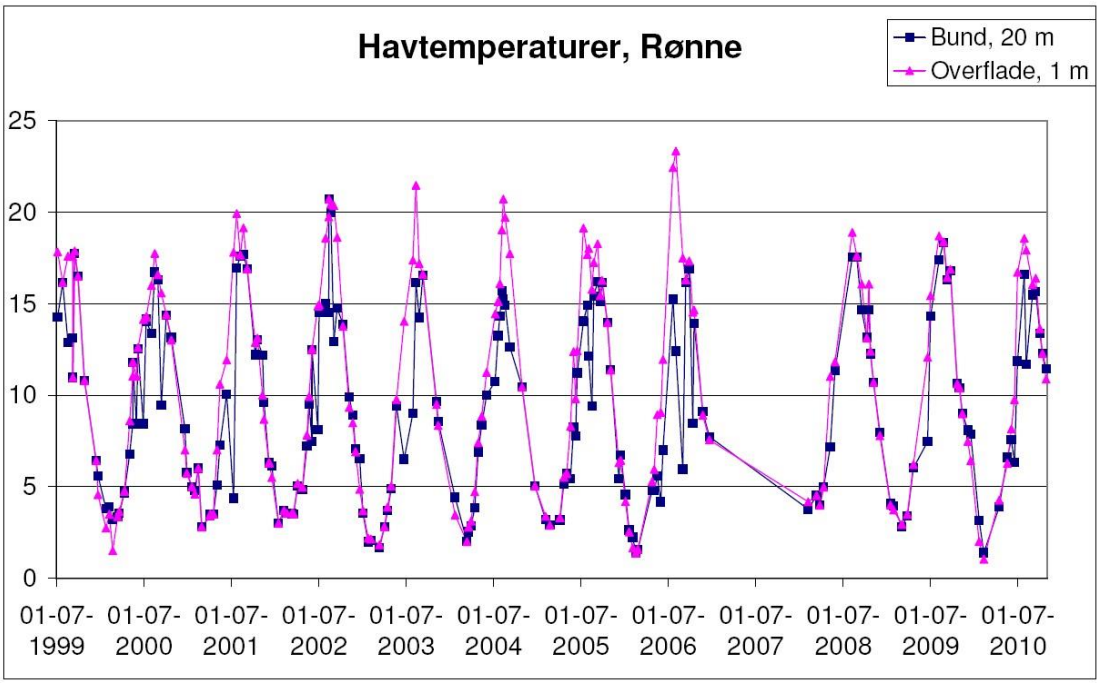
Det skal samtidig sikres, at vandet ikke forurenes i tilfælde af læk i kølekredsen. Der er derfor krav om en effektiv olieudskiller, såfremt anlægget indeholder mere end 1 kg olie. For kølemidler med skadelig effekt skal der anvendes en sekundær væskekreds, så vandet ikke er i direkte kontakt med fordamperen.

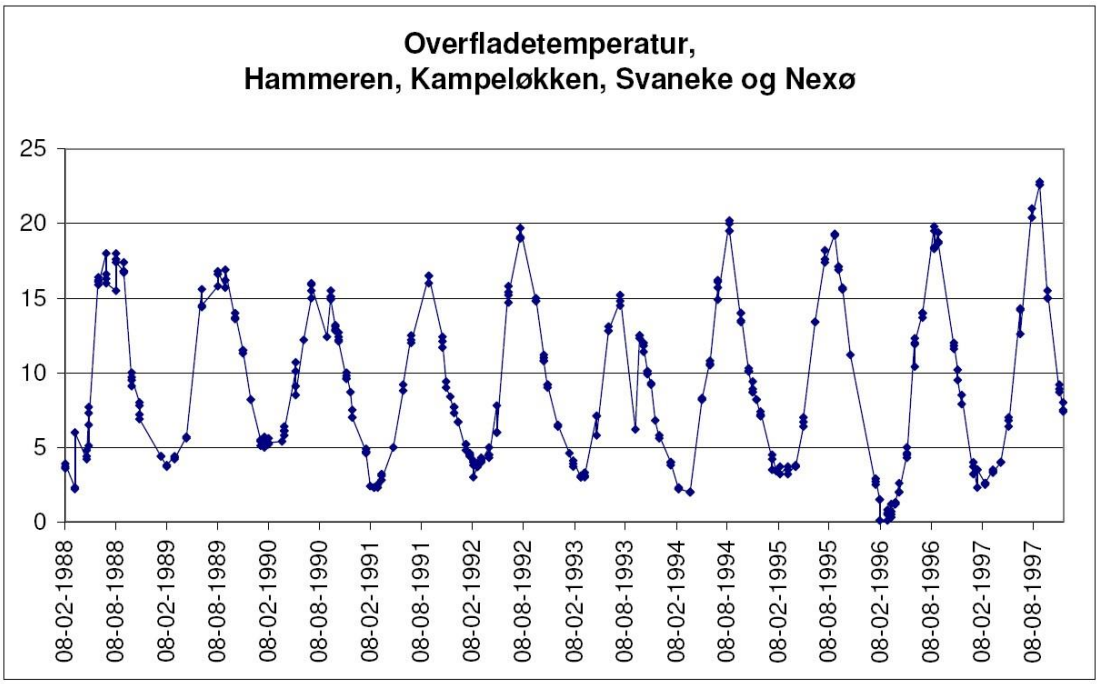
Havvand

Havvand er ofte uden kapacitetsmæssige begrænsninger som varmekilde. Samtidig er de fleste større byer placeret tæt ved havet, og der er derfor et stort potentiale for at udnytte havvand i varmepumper. I de kystnære farvande vil der dog være temperaturmæssige begrænsninger, der stiller krav til fordamperkonstruktionen. Særligt i Østersøen vil temperaturen ofte nærme sig frysepunktet i løbet af vinteren, og en traditionel pladevarmeveksler vil hurtigt fryse til. I Sverige har man installeret flere anlæg med overrislede fordampere, som tillader en vis ispåfrysning. Herved er det muligt at anvende varmepumper selv ved temperaturer meget tæt på frysepunktet. Hvis der er mulighed for at lave vandindtag fra flere dybder, bør dette udnyttes, så varmepumpen bruger varmt overfladevand om sommeren, imens der skiftes til vand fra større dybde om vinteren, hvor der er risiko for isdannelser.

En anden mulighed er at anvende en vanddampkompressor, som kan udvinde den latente energi i vandet når det fryser jf. afsnit 3.1.

På figur 4.2.1 ses data for en række målinger af havvandstemperaturen ved Bornholm.





Figur 4.2.1: *Havvandstemperaturer ved Bornholm.*

Som det ses nærmer temperaturerne sig ofte frysepunktet i løbet af vinteren, og traditionelle pladevarmevekslere vil derfor ikke være anvendelige til drift hele året. Den øverste graf viser desuden, at bund- og overfladevandet ved Rønne har stort set samme temperatur.

Det er vigtigt at kortlægge strømningsforhold, temperaturer, samt flora og fauna, så den mest hensigtsmæssige placering af vandindtaget kan findes. Der kan være store variationer i den naturlige begroning selv inden for et lille område. Havvandet skal analyseres, så de rette korrosionsbestandige materialer kan vælges. Eventuelle korrosionsproblemer vil ofte være identiske med dem, der findes om bord på skibe eller ved kondenserende kraftværker.

Begroning vil primært udgøres af muslinger, havtulipaner og alger, og det bør sikres, at begroningen ikke kan få fodfæste, da det både vil betyde ringere effektivitet og øget korrosion i anlægget. Begroning kan forhindres ved filtrering, regelmæssig rensning, anvendelse af kemi, høje flowhastigheder eller eventuel periodevis opvarmning af fladerne til høje temperaturer.

I Norge findes adskillige anlæg med havvandsoptag. Her er forholdene væsentligt mere egnede, da vandet kan hentes på stor dybde, hvor sollys ikke når ned. Derfor er mængden af organismer meget begrænset, og problemer med begroning reduceres kraftigt. Samtidig er temperaturen i bunden af de norske fjorde mellem 8° og 12° C hele året, hvilket gør at man ikke får problemer med tilisning i fordampersystemet.

4.3 Fjernvarme fra industriel overskudsvarme

Formålet med dette afsnit er kort at afdække det uudnyttede potentiale for udnyttelse af overskudsvarme til fjernvarmeformål fra virksomheder.

Erfaringer med udnyttelse af overskudsvarme

I forbindelse med oliekrisen i 1970'erne blev der udført en række projekter med udnyttelse af industriel overskudsvarme til fjernvarmeformål.

I 1990'erne var der særligt fokus på energiledelse og intern udnyttelse af overskudsvarme til opvarmning og procesformål.

I dag udnyttes overskudsvarmen fra en række af de mest energiforbrugende virksomheder i Danmark. Det gælder bl.a. Aalborg Portland, Shell, Statoil, Faxe Kalk og Danisco. Alene disse virksomheder står for mere end halvdelen af industriens samlede energiforbrug.

Vigtige parametre for den praktiske udnyttelse af potentialet for overskudsvarme

Ved lokal udnyttelse af overskudsvarme fra en virksomhed til fjernvarmeproduktion har bl.a. følgende forhold afgørende betydning:

1. Potentialets størrelse (temperaturniveau og mængde fordelt over året)
2. Fremløbs- og returløbstemperaturerne i de nærliggende fjernvarmenet
3. Varmeproduktionsalternativet i det nærliggende fjernvarmesystem
4. Afstande til de relevante fjernvarmenet
5. Teknisk kompleksitet i relation til udnyttelse
6. Afgiftsmæssige forhold

Overskudsvarme med høj temperatur kan veksles direkte til den ønskede lokale fjernvarmetemperatur. Jo højere fjernvarmetemperatur, jo sværere vil det dog være at levere overskudsvarmen på fremløbet. Af samme årsag bør overskudsvarmen så vidt muligt afsættes i lokale distributionssystemer. I lokale net ligger fremløbstemperaturen typisk på 75° C om sommeren og 80° C om vinteren. Returløbstemperaturen ligger typisk på 39° C om sommeren og 43° C om vinteren. Dette

billede må dog forventes at blive forrykket i nedadgående retning i de kommende år, når varmebehovet falder og indførelsen af lavtemperatur fjernvarme bliver mere udbredt.

Meget overskudsvarme har dog for lav en temperatur til direkte udnyttelse via varmeveksler. I disse tilfælde kan varmen flyttes fra et lavt temperaturniveau til et højere (anvendeligt) temperaturniveau ved hjælp af en varmepumpe. I de seneste år har der været meget fokus på el-drevne CO_2-varmepumper, da øvrige el-drevne varmepumper ikke har kunnet levere den høje temperatur (ca. 80° C) som fjernvarmenettet kræver. I dag findes der dog også både ammoniak- og hybridløsninger, som kan anvendes til fjernvarmeformål, jf. afsnit 3.1.

I [24] er det samlede potentiale vurderet.

Udnyttelsesform	Mængde (PJ/år)
Direkte internt	1
Internt via varmepumper	4
Direkte eksternt	1
Eksternt via varmepumper	2
Udveksling mellem virksomheder	1
Total	9

Tabel 4.3.1: *Samlet potentiale for udnyttelse af overskudsvarme op til 4 års tilbagebetalingstid.*

Udnyttelsesform	Mængde (PJ/år)
Direkte internt	3
Internt via varmepumper	14
Direkte eksternt	2
Eksternt via varmepumper	4
Udveksling mellem virksomheder	2
Total	25

Tabel 4.3.2: *Samlet potentiale for udnyttelse af overskudsvarme op til 10 års tilbagebetalingstid.*

Det samlede potentiale af overskudsvarme fra virksomheder, som kan anvendes som varmekilde til varmepumper er således på 2 – 4 PJ/år eller 556 – 1.112 GWh/år, svarende til en gennemsnitlig effekt på 90 – 180 MW ved ca. 6.000 driftstimer.

4.4 Varmepumpe-potentiale i relation til renseanlæg og spildevandsflow

Potentiale for installation af varmepumpe i sammenhæng med udløb af spildevand fra renseanlæg er vurderet ud fra ca. 1.200 renseanlæg.

Renseanlæggenes størrelse målt som hydraulisk kapacitet er meget varierende qua forskelligheder i antal PE etc.

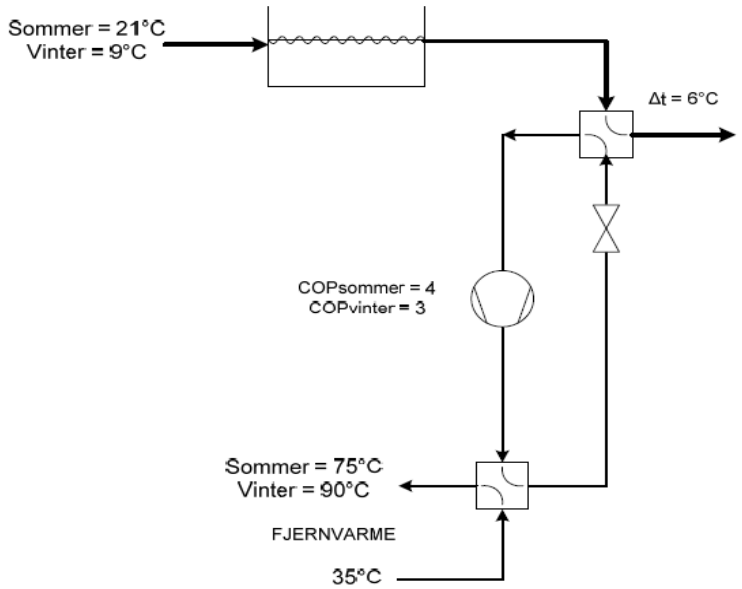
Til illustration af potentialet er følgende nøgletal retningsgivende og anvendelige til videre brug i sammenhæng med konkrete beregninger på de enkelte renseanlæg:

256 renseanlæg i kombination med hydraulisk belastning > 50 m^3/time
95 renseanlæg i kombination med hydraulisk belastning > 150 m^3/time
75 renseanlæg i kombination med hydraulisk belastning > 200 m^3/time
35 enkeltanlæg > 50 m^3/time
15 enkeltanlæg > 150 m^3/time
21 enkeltanlæg > 250 m^3/time

Energipotentialet er på et højt niveau (næsten konstant flow og relativ høj temperatur). Den driftsmæssige tilgang kombineret med mulighed for effektiv styring af et varmepumpeanlæg betyder at det er relevant at anvende denne energikilde.

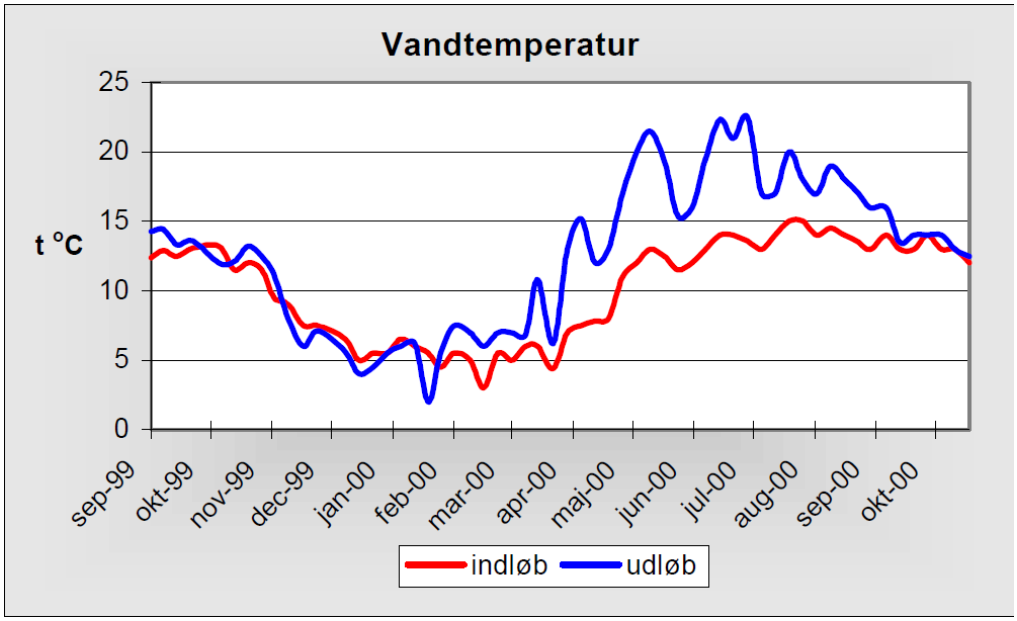
Temperaturen i et udløb fra renseanlæg er typisk mellem 9° C i vinterperioden op til cirka 20° C i sommerperioden. Eksempelvis er temperaturen mellem 9° og 13° C om vinteren, og omkring 20° C om sommeren på Marselisborg og Egå Rensningsanlæg.

Hvis der regnes med at spildevandet i gennemsnit afkøles 6° C, er det samlede potentiale på 350 MW. Heraf skønnes at 25 % ikke kan anvendes på grund af for lang afstand til et fjernvarmenet, eller på grund af at billig varme fra f.eks. affaldsforbrænding blokerer for anvendelse af spildevand i sommerperioden.



Principskitse for udnyttelse af energien i renset spildevand til fjernvarme.

Figur 4.4.1: *Princippet i en varmepumpeinstallation på et renseanlæg.*



Figur 4.4.2: *Eksempel på typisk årstemperaturvariationer fra renseanlægsudløb. (Kilder: Marselisborg Renseanlæg samt Miljøstyrelses projekt 1999-2001).*

4.5 Grundvandsvarmepumpe/damvarmelagre/borehulslagre

Forud for projektering og dimensionering af grundvandsvarmepumpeanlæg og/eller varmelagre i jord og grundvand, er det bl.a. vigtigt at have kendskab til de geologiske og hydrogeologiske forhold, der har betydning for det udbytte, der kan forventes på den påtænkte lokalitet.

En overordnet gennemgang af de betydende geologiske forhold, og præsentation af de geologiske lagserier på landsplan er vist i bilag C.

Udover anvendelse af oppumpet grundvand baseret på traditionelle teknisk velafprøvede boringskoncepter, kan der flere steder i Danmark findes betydende varme jord/sandlag i dybder på ca. 1 – 2 km under terræn. Der vil i disse dybder være op til ca. 70° – 80° C og dermed et betydende energipotentiale i relation til varmeproduktion. De undersøgelser der er lavet er i høj grad baseret på tidligere undergrundslokalisering udført af DONG.

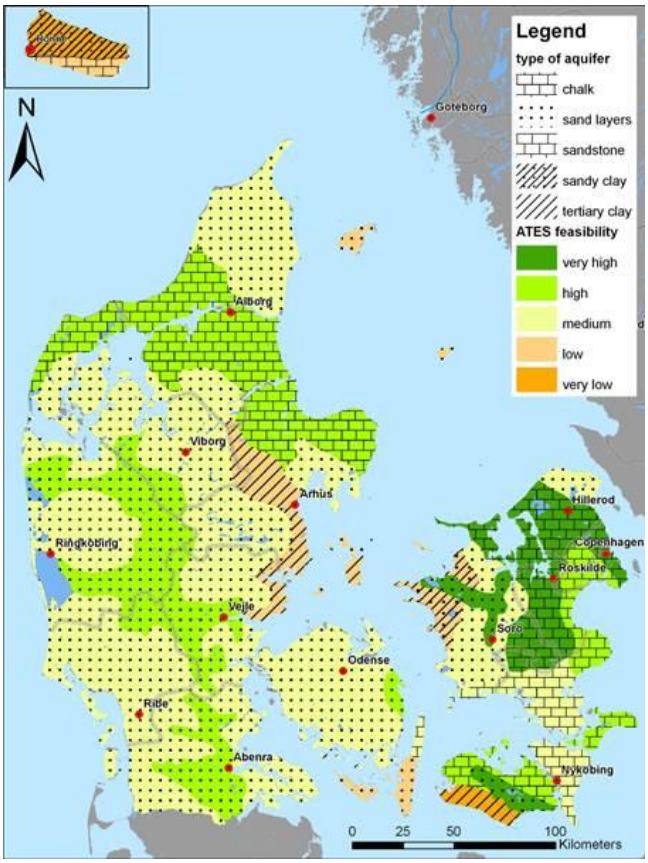
Disse lokaliteter, hvor der er realistiske muligheder for en effektiv såkaldt geotermisk varmeproduktion, kan være relevante som varmekilder til varmepumper, men behandles i en særskilt udredning.

Grundvandsvarmepumpe/damvarmelagre/borehulslagre/aquiferlagre – minimumskrav til vurdering af boringsdata set ud fra geologiske forhold.

Aquiferlager og grundvandsvarmepumpe

Det væsentligste forhold, der gør sig gældende i relation til etablering af energimæssigt rentable aquiferlagre og grundvandsvarmepumpeløsninger er mulighed for et nærmere beregnet konstant grundvandsflow.

Det er en kendsgerning, at mange af de eksisterende grundvandsdata fra vandindvindingsboringer og lignende typisk ikke er prøvepumpet i forhold til de vandmængder, der skal anvendes til grundvandsvarmepumpeløsninger. Dog giver de eksisterende data en rigtig god viden omkring grundvandsmagasinernes hydrogeologiske egenskaber, og det er ofte muligt med stor sandsynlighed at afgøre om et aquiferlager eller en grundvandsvarmepumpe faktisk kan realiseres med tilstrækkeligt grundvandsflow.



Figur 4.5.1: *Mulighedskort for etablering af aquiferlagre og grundvandsvarmepumpeanlæg (ETP, Holland).*

På baggrund af GEUS' boringsdatabase Jupiter[4], har Hollandske ETP udarbejdet et interaktivt mulighedskort for grundvandsbaserede anlæg i form af både aquiferlagre og grundvandsvarmepumpeanlæg. Af Figur 4.5.1 fremgår det, at der i store dele af Danmark er grundvandsmagasiner, som egner sig til etablering af grundvandsbaserede energianlæg. Kortet er meget groft, men er interaktivt, således der i mere detaljeret grad kan zoomes ind på lokalområder.

Hvis aquiferlagrene eller grundvandsvarmepumpeanlæggene ikke etableres på nedlagte kildepladser med eksisterende drikkevandsboringer, som tilfældet f.eks. er i Bjerringbro, så anbefales det at der altid laves en prøveboring til specifikt at bestemme de lokale hydrogeologiske forhold i grundvandsmagasinet.

De eksisterende grundvandsdata, samt natur- og miljødata, vil som hovedregel kunne be- eller afkræfte om der er muligheder eller modsat. Som udgangspunkt er der et potentiale lokalt, idet der kan etableres boringer i betydelig afstand (1 – 3 km) fra varmepumpeanlæg m.v.

Damvarmelagre

Generelt kræver etablering af et damvarmelager, at de geologiske forhold er hensigtsmæssige i forhold til at kunne udgrave og etablere selve lageret.

[4] www.geus.dk/jupiter

Områder med generel høj grundvandsstand og områder med f.eks. store gytjeaflejringer vil være mere krævende i forhold til anlæg af damvarmelager end f.eks. umættede sandlag.

Teknisk/konstruktionsmæssigt betragtet vil der dog altid være mulighed for etablering af et lagerbassin i jord på trods af ovenstående. Men omkostningerne i sammenhæng med grundvandssænkning, opbygning af permanent spunsvæg etc. er i nogle tilfælde ikke i balance set i forhold til investering og efterfølgende anvendelse. Det kan f.eks. være tilfældet i områder hvor grundvandsniveauet er i niveau eller over terræn.

Borehulslagre
For borehulslagre gælder at lageret normalt skal være i umættede (af vand) jordlag, for at varmen ikke skal blive transporteret relativt hurtigt væk sammen med grundvandets bevægelse/strømning.

Dybden af borehullerne kan justeres, men der vil typisk være en øvre grænse (grundvandsniveau "tæt på terrænoverfladen") hvor det bliver urentabelt at etablere borehulslager. Som minimum vurderes at der skal være ca. 20 meter umættet zone.

Borehulslagre i mættede jordlag kan etableres, hvis der er en meget langsom grundvandsbevægelse, f.eks. 1 m/måned, som kan forekomme i lerlag. Man skal dog være opmærksom på, at lerlag i Danmark oftest indeholder lag af sand.

Strategi for potentialevurdering
Med udgangspunkt i potentialekort og boringsdatabasen fra Jupiter samt arealinformation, er udført en indledende screening af de geologiske og hydrologiske forhold, samt det overordnede natur- og miljødatagrundlag set i forhold til værkerne geografiske placering.

Begrænsninger, som er taget i betragtning:
- Ofte usammenhængende magasiner og relativt **få pejledata**.
- Indledende vurdering er afhængig af de typisk **få hydrauliske parametre**.
- Ofte er de lokale forhold ikke beskrevet tilstrækkeligt.
- Der vil som udgangspunkt ofte ikke kunne gives tilladelse til etablering af grundvandsvarmepumper i områder med særlige drikkevandsinteresser (OSD) af hensyn til beskyttelse af den fremtidige vandforsyning. MEN! Der kan ofte findes andre placeringsmuligheder "lidt længere væk" fra værket.
- I områder med drikkevandsinteresser og begrænsede drikkevandsinteresser kan der, efter en konkret vurdering af bl.a. grundvandsindvindingens og reinfiltrationens påvirkning på omgivelserne, gives tilladelse til etablering af grundvandsvarmepumper.
- Beskyttelseshensynet ift. udpegningsgrundlaget for **Natura 2000** områder vægtes særligt højt og kan derfor forhindre etableringen af varmepumper/sæsonlagre i visse områder.
- Nærliggende **beskyttet våd natur (§3)** som mose, sø, eng med videre må ikke påvirkes i negativ retning.

Som udgangspunkt vil der være et behov for et potentielt grundvandsflow på mere end 50 m^3/time regnet kontinuerligt over døgn, måned og år. Det er en begrænsende kapacitetsfaktor, der til enhver tid vil være væsentligt at få afklaret i en indledende projektfase.

Det potentielt opnåelige grundvandsflow vil give en begrænsning på den maksimale kapacitet af varmepumpen. De relativt begrænsende erfaringer p.t. viser, at det sjældent er muligt at opnå

mere end ca. 100 m^3/time pr. grundvandsboring, som svarer til en varmepumpekapacitet på ca. 1 MW pr. boring.

Angivelse af potentiale i relation til grundvandsvarmepumpe, damvarmelager og borehulslager som "1, X, 2":

1 = Sandsynligvis mulighed for grundvandsvarmepumpe, damvarmelager og borehulslager nær værket:

- Grundvandsniveau er ikke for højt (terrænnært), der er volumenmæssigt potentiale i forhold til indvinding af grundvand, der er begrænsede eller ingen grundvandsinteresser, samt ingen eller begrænsede restriktioner i relation til lokal natur.
  - Mulighed for grundvandsvarmepumpe
  - Mulighed for borehulslager
  - Mulighed for damvarmelager

X = Måske mulighed for grundvandsvarmepumpe, damvarmelager og borehulslager nær værket:

- Områder med grundvandsinteresser og/eller væsentlige naturinteresser, hvor lager og boringer til grundvandsvarmepumpe kan placeres udenfor konfliktzoner. Grundvandsniveauet er sandsynligvis ikke problematisk, og der er sandsynlighed for tilstrækkeligt grundvandsflow.
  - Måske mulighed for grundvandsvarmepumpe
  - Måske mulighed for borehulslager
  - Måske mulighed for damvarmelager

2 = Sandsynligvis ikke mulighed for grundvandsvarmepumpe, damvarmelager og borehulslager nær værket:

- Områder med særlige drikkevandsinteresser og/eller lokale naturområder med et højt beskyttelsesniveau, som <u>forhindrer</u> etablering af grundvandsvarmepumpe, damvarmelager og borehulslager nær værket, eller det kunne være f.eks. være Natura 2000 områder. MEN! Det vil i praksis dog være sådan, at der alligevel ofte kan være mulighed for etablering af et af de vurderede energiproduktions-/lageranlæg på lokaliteter, der ikke har begrænsede anvendelsesmuligheder. Områder længere væk fra værket som ikke er hverken OSD eller f.eks. Natura 2000-områder kan være relevante at inddrage i konkrete vurderinger for muligheder i relation til etablering af grundvandsvarmepumpe, damvarmelager og borehulslager.
- Grundvandsniveauet er for højt i forhold til borehulslager og damvarmelager. Der er ikke tilstrækkeligt grundvand i forhold til en grundvandsvarmepumpeløsning.
  - Ikke mulighed for grundvandsvarmepumpe
  - Ikke mulighed for borehulslager
  - Ikke mulighed for damvarmelager

På grundlag af de angivne vurderingsparametre er samtlige kraftvarmeværker vurderet, og i tabel 4.5.1 er vist hvordan potentialet er i forhold til grundvandsvarmepumpe, damvarmelager og borehulslager nær det enkelte værk:

Emne*	Ja = 1	Nej = 2	Måske = X
Grundvandsvarmepumpe	150	9	285
Borehulslager	132	131	181

Damvarmelager	207	32	205
Grundvandsvarmepumpe og damvarmelager	21	26	397
Grundvandsvarmepumpe og borehulslager og/eller damvarmelager	45	0	399

Tabel 4.5.1: *Potentialevurdering af grundvandsvarmepumpe, borehulslager og damvarmelager.*
**) I alt er der inddraget 463 værker i potentialeopgørelsen.*

I forhold til anvendelse af grundvand til varmepumper vurderes det, at mængderne af praktiske årsager vil være begrænset, da mange grundvandsboringer og mange reinjiceringsboringer vil kræve et stort areal på grund af krav til indbyrdes afstand mellem boringerne. Såfremt de 150 værker med mulighed for at anvende grundvand i gennemsnit etablerer boringer til 4 MW er det samlede potentiale 600 MW. Derudover er der måske et potentiale ved op til yderligere 285 værker, svarende til godt 1.100 MW.

Erfaringerne opnået i Danmark hidtil viser at et damvarmelagers vandvolumen skal være minimum ca. 50.000 m^3 før det er relevant anlægsmæssigt og driftsmæssigt betragtet. I forhold til en optimal anvendelse af damvarmelager og eller borehulslager vurderes det derfor først rentabelt ved en varmeproduktion på ca. 20.000 MWh/år (ca. 72 TJ/år).

Det umiddelbart vurderede oplagringsbehov er 10 % af varmegrundlaget for de aktuelle fjernvarmeværker i et lokalområde for at sikre den nødvendige dækningsgrad.

Med de ovennævnte forudsætninger i forhold til natur, miljø, grundvand og varmegrundlag vil der være ca. 230 fjernvarmeværker, der har et potentiale for damvarmelager og/eller borehulslager. Den samlede fjernvarmeproduktion i Danmark er på ca. 132.000 TJ/år. Heraf ligger ca. 100.000 TJ/år på de 230 fjernvarmeværker, hvorved det samlede lagerpotentiale skønnes til ca. 10.000 TJ eller ca. 2.800 GWh. Såfremt 800 GWh heraf kan anvendes som varmekilde for varmepumper med 3.000 driftstimer (kun vinterdrift) er det samlede potentiale knap 300 MW.

Det vil skulle tages i betragtning, at der ikke nødvendigvis ved alle de potentielle fjernvarmeværker er umiddelbart behov eller mulighed for lagring af 10 % af varmegrundlaget, ligesom der kan være steder hvor det kan være optimalt at lagre mere end de 10 %. Ved etablering af transmissionsledninger vil der fremadrettet kunne laves kombinationer og supplerende lagre på andre lokaliteter, som kan sikre optimal udnyttelse af den lagrede varme.

Drikkevand
En husstand anvender ca. 100 m^3 vand/år. Afkøles vandet ved vandværket med 5° C vil der kunne leveres 580 kWh/år som varmekilde til en varmepumpe svarende til 2 – 3 % af det årlige varmebehov inkl. nettab for en standardhusholdning. Drikkevand som varmekilde er derfor en begrænset ressource i forhold til det samlede varmebehov, men den er billig at anvende, da man sparer borings- og pumpeudgifterne, så i tilfælde, hvor vandværket ligger i nærheden af en fjernvarmeledning med tilstrækkelig kapacitet, kan ressourcen udnyttes. De danske vandværker leverer årligt ca. 400 mio. m^3 vand, der hvis de afkøles 5° C udgør 2.320 GWh svarende til en effekt på 265 MW året igennem.

Del 2. Identifikation af de væsentligste udviklingspotentialer

Med udgangspunkt i udredningens Del 1, Kortlægning, er de vigtigste udviklingspotentialer:

- For **ståltanke** med flere temperaturniveauer evt. tekniske udviklingsmuligheder, så tankene mere effektivt kan indgå i en ny rolle tekniske udviklingsmuligheder som lagre for varmepumper i fjernvarmesystemer.
- For **damvarmelagre,** hvorledes lagrene kan billiggøres og gøres i stand til at lagre varme ved højere temperaturer og dermed dække andre markedsområder end opbevaring af solvarme.
- For **borehulslagre** hvor vidt erfaringerne fra pilotlageret i Brædstrup kan videreføres til rentable fuldskalakoncepter incl. omkostningerne til buffertank.
- For **aquiferlagre** potentialer og udviklingsmuligheder ved anvendelse i fjernvarmesystemer.
- For **varmepumper er optimering af det samlede system** (varmekilde, varmepumpe, varmeaftag) et vigtigt udviklingsområde.
- Desuden er det væsentligt at få udviklet **varmepumpetyper,** som gør det muligt at udnytte den største varmekilde: havvand, og at
- få **demonstreret** anvendelse af de væsentligste varmekilder (spildevand, grundvand, havvand).
- og endelig er det for både varmelagre og varmepumper sådan, at de altid indgår i integrerede energisystemer, som omfatter el-regulering, varmeproduktion og ofte også el-produktion, og derfor er **styring og optimering af det samlede system** tillige en væsentlig udviklingsparameter.

Danmark er et forholdsvist lille marked, og også et forholdsvist specielt marked for store varmelagre og varmepumper, fordi over 50 % af opvarmningsbehovet dækkes af fjernvarme, som hovedsageligt kommer fra kraftvarme. Heraf et stort antal decentrale naturgasfyrede kraftvarmeværker.

Men specielt i Tyskland er der stigende fokus på anvendelse af varmepumper til el-regulering og samtidig udnyttelse af f.eks. industriel overskudsvarme og anvendelse af vedvarende energi som solvarme og varmelagring til dækning af varmebehovet i fjernvarmesystemer. F.eks. indgår 300 varmelagre á 50.000 m^3 (894 GWh) i Frauenhofer-ISE's beregninger for et fremtidigt tysk energisystem [23]. Derfor er det vigtigt, at der i udviklingen fokuseres på:

- Varmepumper, som også kan indgå i fjernvarmesystemer med op til 90° C i fremløbstemperatur og op til 60° C i retur, som det f.eks. er tilfældet mange steder i Tyskland.
- Samlede løsninger (hybridløsninger), som kan tilbyde el-regulering, varmeproduktion på VE, varmelagring og evt. også el-produktion.

5 Varmelagre

5.1 Ståltanke

Med det nuværende el-marked opfylder ståltankene ikke samme rolle som tidligere, hvor de muliggjorde et betydeligt økonomisk potentiale ved fleksibel el-produktion. I dag er det stort set kun ved de få værker som fortsat er på tre-ledstarif, hvor tankene bliver brugt på denne måde.

De fleste andre værker benytter dog tankene i større eller mindre grad. Her drejer det sig primært om driftsudjævning, som kan være en fordel med visse produktionsanlæg og i systemer med store døgnsvingninger, f.eks. ved stort behov for opvarmning af brugsvand bestemte tider på døgnet.

Pga. det forringede økonomiske incitament, kan man diskutere hvorvidt udtjente tanke vil blive erstattet, og om tankene har en fremtid i fjernvarmesystemerne. Resultater fra CEESA-konsortiet viser dog at der vil blive brug for lagringskapacitet i fjernvarmen i fremtidens energisystem. Beregningerne viser at lagringskapaciteten skal have nogenlunde samme tekniske kapaciteter som de eksisterende [22]. Det må derfor forventes at en tilsvarende lagringskapacitet vil eksistere i fremtiden.

Udviklingspotentiale

Som det ses i kortlægningsafsnittet, har eksisterende tanke med 300 mm isolering et meget lille tab. Når tabet ikke er større, vil der ikke være et udviklingspotentiale for bedre isolering.

Det forventes at fjernvarmetemperaturerne vil være væsentligt lavere i fremtidens systemer. Med nye produktionsenheder, som varmepumpe og solvarme, forventes det at varmeakkumulering også vil ske ved et andet temperatursæt end i dag. Hvor akkumuleringstankene i dag ofte lagrer ved 90° – 40° C, vil temperaturerne i fremtiden med stor sandsynlighed i perioder nærmere være 60° – 30° C. Den reducerede temperaturdifferens vil reducere lagerkapaciteten med 40 %.

Der er her tale om en systemoptimering, bl.a. en afvejning af omkostningen ved lavere effektivitet for varmepumpen ved lagring ved højere temperatur i forhold til sparede omkostninger til etablering af en mindre tank. Temperaturniveauet i tanken vil variere over året, og i princippet time for time. Pointen er at tankene kan anvendes mere dynamisk, og måske lagre varme ved flere forskellige temperaturniveauer på samme tid.

Varmepumper og solfangere er mest effektive ved lav fremløbstemperatur, og når disse kombineres med andre produktionsenheder, vil det være fordelagtigt at lagre varme ved forskellige temperaturniveauer frem for ét, som man gør i dag. Solfangere og varmepumper skal producere ved så lave temperaturer som muligt. Dette kan blandes med 95° C fra varmelager, kedel eller motoranlæg for at opnå det krævede fremløb på 60° C. Kuldelagring kan også blive aktuelt, og skal de forskellige enheder kunne driftes med bedste energieffektivitet, og samtidig producere uafhængigt af hinanden rent tidsmæssigt, bliver det nødvendigt med energilagring ved flere forskellige temperaturer. Enten i et antal separate akkumuleringstanke eller i nye tanke med flere temperaturzoner som kan udnyttes fleksibelt.

Sammenholdt med lavere temperaturdifferenser (og dermed større volumen), vil varmelagring ved flere temperaturer på samme tid, være et udviklingspotentiale for akkumuleringstankene.

Lagring i transmissionsnettet
En anden lagringsmulighed kan være at udnytte vandet i transmissionsnettet. Denne lagringsmetode kan være velegnet til korttidslagring, dvs. forskydning mellem varmeproduktion og behov med nogle timer. Metoden kan således supplere ståltankenes – nye – funktion.

Metoden er ikke undersøgt nærmere, det anbefales at få afdækket dels hvilke fordele og ulemper der er ved at lagre i varmetransmissionsnettet, og dels størrelsesordenen af disse.

Forventede fordele
Væsentlig kapacitet der kan levere fleksibilitet til el-systemet ved anvendelse af el til varmepumper og el-kedler. Stop for el-produktion på kraftvarmeværkerne – dette bidrager ligeledes til at balancere el-markedet ved høj vindkraftproduktion. Dermed undgås tvangskørsel på kraftvarmeværkerne, dvs. at der ved varmebehov også bliver produceret el, som der ikke er behov for. Dvs. der spares brændsel på de termiske kraftvarmeværker.

Værdien af denne fleksibilitet til el-systemet afhænger af markederne for systemydelser. Fleksibiliteten forudsætter investeringer i el-kedler og el-drevne varmepumper. Anvendelse af transmissionsnettet som lager udvider den mulige anvendelsestid for el-kedlerne og varmepumperne (og øger dermed rentabiliteten af disse investeringer), samt muliggør yderligere brændselsbesparelser.

Forventede ulemper
Højere omkostninger til drift og vedligehold. Forsyningssikkerheden kan dermed blive kompromitteret. Designet er væsentligt for, om der opstår problemer med afgreninger og muffer. Anvendelse af transmissionsnettet til lagring kan fremkalde problemer, der således opstår tidligere end det ellers ville være tilfældet.

En usikker og varierende værdi ved at anvende transmissionsnettet som lager, samtidig med en kompromittering af forsyningssikkerheden kan gøre denne løsning vanskelig at realisere. Men hvis værdien for el-systemet er tilstrækkeligt stor, og hvis forsyningssikkerheden ikke reduceres væsentligt, kan det være en relevant løsning.

- Afhængig af design. Hvis afgreninger, muffer m.v. er designet rigtigt, bør nettet kunne holde til det. Men hvis ikke, kan fejl fremkaldes tidligere.
- Vandets gennemløbstid i et givet fjernvarmenet bestemmer lagringskapaciteten. Dette ses f.eks. ved koldpropper. Dvs. der er en begrænset lagerkapacitet – energimæssigt og derfor også tidsmæssigt. Dette kan undersøges.
- Vægtfylden af vand varierer med temperaturen. Dette problem er betydeligt i større fjernvarmenet, hvor der skal tilføjes tilstrækkelig ekspansionskapacitet.
- Varmetabet vil stige, hvis nettet bruges som lager. Varmetabet stiger f.eks. fra 3 % til 3,5 % i transmissionsnettet (stort volumen, dvs. kan være betydeligt beløb) og f.eks. fra 17 % til 23 % inkluderet distributionsnettet.
- Optimeringsprogrammer findes – og kan bruges til at beregne, hvor meget varme der hensigtsmæssigt kan lagres i varmetransmissionsnettet.

5.2 Damvarmelagre

Billiggørelse af lagrene

Damvarmelageret i Marstal har kostet følgende:

Aktivitet	Omkostning, kr.	Realistisk inden for 5 år, kr.
Udgravning	5.910.000	3.000.000
Sidelinere	1.340.000	1.500.000
Låg	7.960.000	5.000.000
Vandbehandling og vand	1.730.000	1.300.000
Varmevekslere, ventiler og pumper	800.000	800.000
Ind- og udløbsarrangement	1.280.000	1.200.000
Konsulentbistand	900.000	900.000
I alt	**19.920.000**	**13.700.000**
Kr./m^3	**266**	**183**

I højre spalte er anført hvad prisen forventes at kunne reduceres til i løbet af en 5-års periode.

Udgravningen blev ekstraordinært dyr i Marstal på grund af usædvanlige vejrforhold. Erfaringer fra Dronninglund viser, at udgifterne kan reduceres til omkring 3 mio. kr., men det forudsætter minimale omkostninger til grundvandssænkning.
Sidelinere forventes at bliver lidt dyrere pga. forbedret kvalitet (se senere).
Låg. Såfremt der kan udvikles en PUR-skumsløsning, hvor en liner på vandet og en topliner på låget kan undværes, vil lågomkostningerne kunne reduceres. De nuværende lågomkostninger er knap 800 kr./m^2. Materialeomkostningerne til PUR-skumsisoleringen er ca. 250 kr./m^2 og monteringsomkostningerne er i samme størrelsesorden.
Vandbehandling og vand. Vand på Ærø er dyrere end gennemsnittet og vandbehandlingsanlægget måtte lejes i ekstra lang tid på grund af forsinkelser.

På figur 2.2.2 er angivet en pris på 1,3 mio. € eller knap 10 mio. kr. som laveste pris for et 75.000 m^3 lager, svarende til 130 kr./m^3. Det vil kræve yderligere knap 4 mio. kr. i prisreduktion, hvilket kun er realistisk under optimale forhold for alle omkostningsparametre. Så den nederste kurve på figur 2.2.2 præsenterer p.t. de laveste priser, som kan forventes for damvarmelagre.

Forbedring af anvendelsesmulighederne

Damvarmelagre anvendes i dag som langtidsvarmelagre for solvarme. Det betyder at lagrene kun kortvarigt er opvarmet til 90° C, og derudover at temperaturen i over halvdelen af tiden er under 60° C.

Foreløbige analyser viser at der er et marked for store varmelagre i energisystemerne i de største danske byer (København, Aarhus, Odense og Aalborg) både for at undgå el-overløb om vinteren, spidslastproduktion på f.eks. naturgaskedler, og for bedre at kunne udnytte overskudsvarme fra industrier og affaldsforbrænding. Men lagrene skal i så fald kunne holde til 90° C året rundt. Det forudsætter at følgende problemer løses:

Linere, som kan tåle 90° C året rundt

Hidtil har været anvendt svejste HDPE plastlinere til tætning af damvarmelagre. Linerne er testet af Teknologisk Institut [7] og [8], og den forventede levetid ved 90° C er omkring 3 år. I SUNSTORE 3-projektet i Dronninglund anvendes imidlertid en nyudviklet HDPE-liner, hvor leverandøren har givet 20 års garanti for holdbarheden, ved temperaturer op til 95° C. Inden anvendelse til lagring

ved 90° C året rundt, bør holdbarheden om muligt eftervises ved en accelereret test. Også linertyper af metaller (tyndpladestål eller aluminium) kunne anvendes, men de er betydeligt dyrere.

Isolerede låg, som er fugtbestandige ved høje temperaturer
I lågløsningen i Marstal og i Dronninglund anvendes et skummateriale af PEX med lukkede celler. Materialets isoleringsevne er ikke langtidstestet ved højere temperaturer end 90° C. Endvidere trænger vanddamp gennem den underliggende HDPE-liner. Dampen skal ventileres bort, eller der skal placeres en dampspærre med f.eks. aluminium.

PUR-skum kunne anvendes som isolering i stedet for PEX-materialet, men PUR-skum er mere modtageligt for fugt ved højere temperaturer. Også andre isoleringsmaterialer kan være egnede. Alt i alt mangler der test af materialer ved høje temperaturer, og fortsat udvikling og test og demonstration af samlede lågkonstruktioner til damvarmelagre.

Billige damvarmelagre til lavtemperaturvarme
En anden anvendelsesmulighed for damvarmelagre er som lager for lavtemperatur varme fra f.eks. industrier. Varmen anvendes som varmekilde for varmepumper, når der er brug for varme, og den producerede kulde anvendes som proceskøling.

Når lagring sker ved lave temperaturer reduceres varmetabet og isoleringen kan reduceres, ligesom fugtproblemer i isoleringen kan undgås. F.eks. kan PUR-skum modstå fugt ved lavere temperaturer. Der mangler udvikling, prissætning og demonstration af lavtemperatur- og koldvandslagre udformet som damvarmelagre.

5.3 Borehulslager

Lageret i Brædstrup er et pilotprojekt. Projektet ser umiddelbart ud til at leve op til forventningerne, men lagerets varmetab, varmekapacitet mv. må følges løbende.

Fuldskala borehulslagre af samme type vil blive etableret, hvis de økonomiske og geologiske forhold er tilfredsstillende.

Et fuldskala lager i Brædstrup på 210.000 m^3 er i [13] vurderet til at koste ca. 11 mio. kr. plus buffertank (4 mio. kr.). Prisen er konkurrencedygtig med damvarmelagre, især når det tages i betragtning, at bufferkapacitet ofte er til stede i forvejen, og at levetiden for lageret må formodes at være længere end levetiden for damvarmelagre, men inden et fuldskala demonstrationsprojekt sættes i gang, bør der ske en nøjere efterkalkulation af investeringsomkostninger og ydelser.

Pilotborehulslageret i Brædstrup er etableret i et område med 50 m til grundvandet. Etablering i områder med højtstående, ikke strømmende grundvand bør afprøves, da det i disse områder er dyrt at etablere damvarmelagre, og varmekonduktiviteten øges, når jorden i borehulslageret er vandmættet.

5.4 Aquiferlagre

Som vist i afsnit 2.4 er aquiferlagre en økonomisk attraktiv lagringsmetode, som jf. afsnit 4.5 kan etableres i store dele af Danmark. De historiske erfaringer med højtemperatur-aquiferlagre viser, at højtemperaturlagring er vanskeligt, og at der behøves yderligere grundlæggende forskning før metoden kan tages i sikker og rentabel drift. For nuværende findes 3 anlæg i verden, hvoraf kun ét anlæg er i drift.

Derimod har lavtemperatur-aquiferlagrene allerede vist deres rentabilitet og driftssikkerhed. Således anbefales det at fokusere på at højne kvaliteten i disse anlæg, og derefter mere grundlæggende vurdere på potentialet i højtemperaturanlæg.

Derfor fokuseres der i det følgende på lavtemperatur-aquiferlagringsanlæg.

Lavtemperatur-aquiferlagre
Effektiviteten og driftssikkerheden i de grundvandsbaserede energianlæg i form af aquiferlagre og grundvandsvarmepumpeanlæg afhænger i meget høj grad af de geologiske og hydrogeologiske egenskaber i grundvandsmagasinet. Udover at det som en selvfølge skal være muligt at oppumpe og reinfiltrere vand til et grundvandsmagasin, er det nødvendigt at den naturlige grundvandsstrømning i aquiferlagre ikke er for høj, da det vil føre til, at den lagrede varme tabes som følge af bortstrømning.

For fjernvarmeværkerne er det således essentielt at man tidligt i et projektforløb får etableret kendskab til de lokale grundvandsforhold så overvejelser om et aquiferlager ikke gøres forgæves.

Derfor forslås følgende tiltag:

Screeningsværktøj
I Holland er der opbygget et screeningsværktøj, hvor interesserede bygherrer, forsyninger, myndigheder mv. kan få oplysninger om et lokalområdes egnethed for aquiferlagre, borehulslagre osv., samt hvilke øvrige interessenter, der må forventes at skulle tages højde for. Et tilsvarende system foreslås opbygget for de danske fjernvarmeværker, hvor et lokalområdes egnethed for etablering af aquiferlagre, grundvandsvarmepumpeanlæg og borehulslagre screenes på basis af eksisterende data.

Screeningsværktøjet kan evt. udbygges til også at omfatte egnethed for damvarmelagre, som dog i givet fald vil kræve indbygning af flere overfladenære oplysninger så som kort over geotekniske og miljøtekniske boringer, jordartskort mv.

Kritisk grundvandsstrømningshastighed og varmetab
For at vurdere om en given lokalitet er egnet til aquiferlagring, grundvandsvarmepumpeanlæg eller borehulslagring er det nødvendigt at tage højde for den naturlige grundvandsstrømning, idet stigende strømningshastigheder i magasinet vil bevirke, at potentialet for varmelagring reduceres, mens potentialet for en grundvandsvarmepumpeløsning øges. Omvendt vil faldende strømningshastigheder i magasinet bevirke at potentialet for varmelagring øges, mens potentialet for en grundvandsvarmepumpeløsning mindskes.

Der findes i dag ikke tilgængelig viden om hvor stort varmetabet er i de danske aquiferlagersystemer.

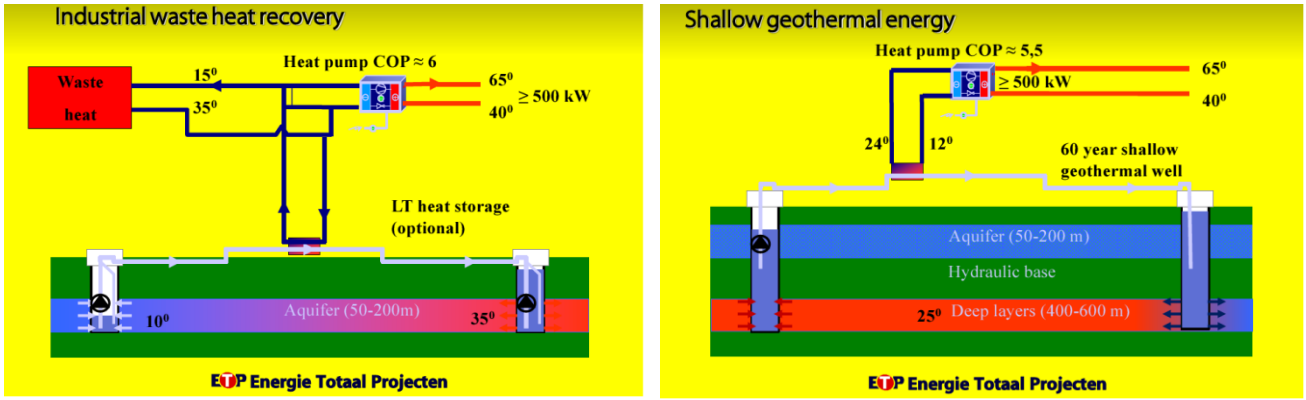
Omkring kritiske strømningshastigheder i grundvandsmagasiner findes der så vidt vides ikke et studie, som belyser kritiske strømningshastigheder i forhold til rentabiliteten af et grundvandsvarmepumpeanlæg eller aquifer- og borehulslagre under danske forhold.

Det foreslås derfor at der igangsættes et studie af kritiske grundvandsstrømninger og varmetab i aquifer- og borehulslagre. I studiet bør indgå data fra eksisterende lagre.

Semidybe aquiferlagre

I den danske undergrund findes der i dybder mellem 250 og 1.000 m vandførende lag, som energimæssigt ikke har haft nogen interesse, fordi de som udgangspunkt er for kolde til geotermi i klassisk dansk forstand, og typisk for dybtliggende til lavtemperatur-aquiferlagre og grundvandsvarmepumpeanlæg. I Holland findes tilsvarende vandførende lag i 400 til 800 m dybde, hvor man i dag kigger på muligheden for at udnytte potentialet i denne dybde.

Fordelen ved at kigge nærmere på dette dybdeinterval er, at et anlæg dermed ikke vil forstyrre interessenter (primært grundvandsinteresser), og fordi bekendtgørelsens grænse på lagringstemperaturer på maks. 20° C i månedsgennemsnit formentlig kan øges så der kan lagres varme ved f.eks. 40° C eller derover med en efterfølgende høj COP på varmepumpen, jf. Figur 5.4.1.



Figur 5.4.1: *Eksempler på semidybe aquiferlagre, hvor der med en semi lagringstemperatur kan opnås relativt gode COP-værdier på moderne varmepumper og dermed relativt lave produktionspriser.*

Interessant er det også at den økonomiske risiko er langt mindre i sammenligning med traditionel geotermi, hvor der bores betydeligt dybere med større og dyrere grej. De semidybe anlæg kan med mindre modifikationer og sikkerhedsmæssige tilføjelser formentlig etableres med konventionelt boreudstyr, og må derfor forventes at være langt billigere per meter boring end de dybe geotermiboringer.

Der bør udføres en nærmere undersøgelse af muligheden for at udnytte de semidybe grundvandsmagasiner til energiformål i Danmark. Undersøgelsen kan passende tage udgangspunkt i et eller flere konkrete varmeværker, som allerede på nuværende tidspunkt er i gang med overvejelser omkring udskiftning af eksisterende teknologi.

5.5 Faseskiftende materialer

I forbindelse med Resultatkontraktperioden for 2010-2012 blev der udført et større udredningsarbejde på Teknologisk Institut omkring brugen af faseskiftende materialer til kulde- og varmelagring.

Udredningen viste hurtigt, at de tilgængelige materialer dels var meget kostbare, og dels ikke særligt egnede i forbindelse med fjernvarmesystemer. Materialeprisen afhænger af temperaturen for faseskiftet, og udredningsarbejdet viste at et lager med faseskift ved 50° C koster ca. 750 kr./kWh imens et lager med faseskift ved 100° C koster ca. 1.000 kr./kWh. Disse priser er udeluk-

kende for de faseskiftende materialer og indeholder ikke beholdere, pumper, isolation osv. Til sammenligning koster vand med 35° C temperaturdifferens ca. 0,5 – 1 kr./kWh.

Et andet problem med de tilgængelige materialer er, at deres varmeoverførende egenskaber er væsentligt dårligere end vands. Det betyder at der skal arbejdes med større temperaturforskelle for at op- og aflade lagrene, og dette giver tab i det samlede system.

Den tredje grund til at de faseskiftende materialer ikke findes interessante er, at der heller ikke er fordele med hensyn til volumen. Fordi vand har en meget høj specifik varmekapacitet, kan vand med 35 graders temperaturdifferens, lagre ligeså meget energi pr. volumen, som de tilgængelige faseskiftende materialer.

Alt i alt er der altså ingen nævneværdige fordele ved anvendelse af faseskiftende materialer i fjernvarmesystemer. Faseskiftende materialer er nicheprodukter, som er 1.000 gange dyrere end vand, og kun har relevans hvor der er særlige krav om et meget lille temperaturspænd.

6 Varmepumper

6.1 Mekaniske varmepumper

Den teoretiske effektfaktor for et mekanisk varmepumpeanlæg kan beregnes af følgende formel (kaldet Lorentz-COP):

$$COP_L = \frac{T_{lmH}}{T_{lmH} - T_{lmL}}$$

hvor T_{lmH} indeholder temperaturforholdede på den varme side og T_{lmL} temperaturene på den kolde side.
I et system hvor fjernvarmevand opvarmes fra 35° – 75° C via køling af grundvand fra 9° – 2° C, kan den teoretisk maksimale COP-faktor beregnes af ovenstående formel. Med de givne temperaturforhold bliver Lorentz-COP = 6,67.

I praksis er der dog en række tab, der betyder at den faktiske COP sjældent er højere end 50 – 60 % af det teoretiske. Med andre ord kan man sige, at de bedste eksisterende anlæg har en virkningsgrad på 50 – 60 %.

Tabene kan inddeles i mekaniske og termiske:

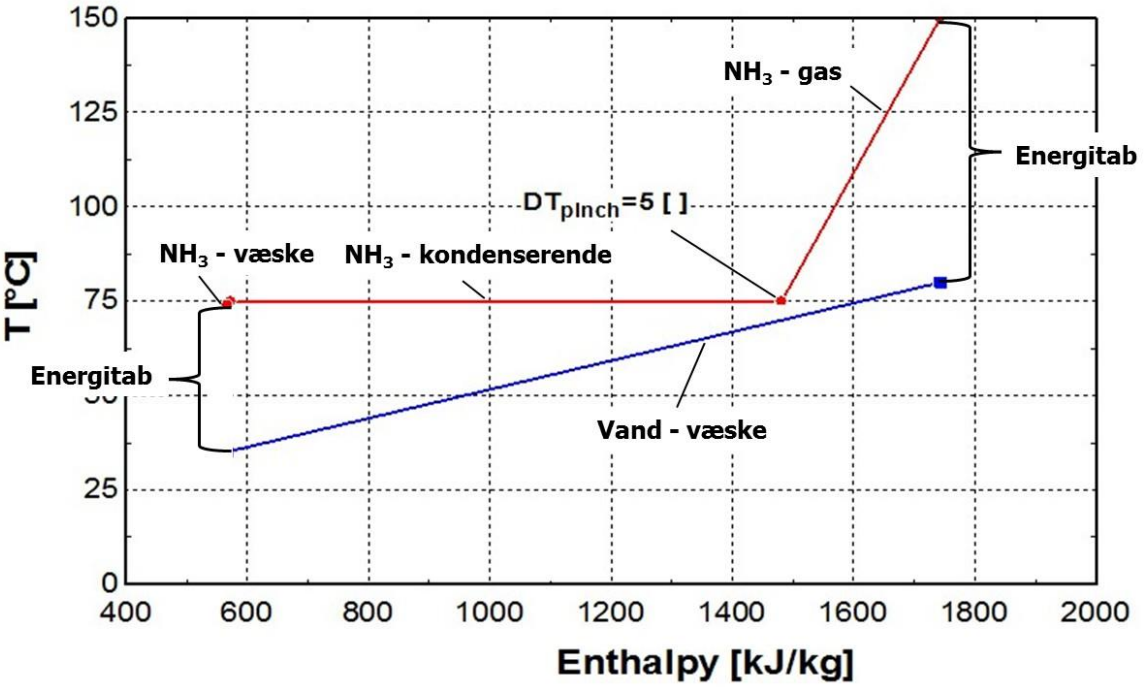
Mekaniske tab
- Kompressor
- Ekspansion

Termiske tab
- Kølemidlets temperaturforløb i forhold til det opvarmede medie
- Systemopbygning

De bedste industrielle kompressorer har typisk en virkningsgrad på 70 – 80 % incl. el-motor. Herudover er der et tab i ekspansionen, når trykket på kølemidlet sænkes igennem ekspansionsventilen. Potentialet for udvinding af ekspansionsenergi svinger meget og afhænger af kølemiddel og arbejdstryk. I teorien udgør ekspansionsenergien et tab, som typisk svarer til mellem 5 og 40 % af kompressorens energiforbrug. Udnyttelse af ekspansionsenergien er særlig interessant ved CO_2-anlæg, hvor det høje tryk betyder at der spildes meget energi ved ekspansionen. Teknologien er dog meget lidt udbredt.

De termiske tab skyldes udelukkende varmeveksling og temperaturforløb imellem kølemiddel og medierne, hvor energien optages og afgives. Afhængigt af varmevekslernes størrelser, kan kølemidlet f.eks. hele tiden være 5° C varmere end fjernvarmevandet og 5° C koldere end varmekilden. Kigger vi på eksemplet fra før skal kølemidlet altså have et temperaturforløb på mindst 40° – 80° C, for at overføre energi til fjernvarmevandet, og højst 4° til ÷3° C på den kolde side for at optage varme fra grundvandet. Udregnes Lorentz-COP med disse forhold får vi COP = 5,63 imod 6,67 uden temperaturforskelle. I eksemplet er der altså et termisk tab på ca. 15 % pga. varmevekslingen. I mange tilfælde vil det være nødvendigt med lukkede vandkredse imellem kølemiddel og varmekilde og dette giver yderligere temperaturtab og forringelse af virkningsgraden.

Andre termiske tab skyldes kølemidlernes virkemåde, hvor energien primært optages og afgives ved konstant temperatur. Fjernvarmevand optager energien i et større temperaturinterval, som ikke stemmer særlig godt overens med de fleste kølemidler. Dette betyder at den reelle temperaturdifferens imellem kølemiddel og medie er langt større end de 5° C, som der bruges i eksemplet ovenfor. Dette er illustreret på figur 6.1.1, som viser temperaturforløbet imellem ammoniak og fjernvarmevand i en varmepumpe, hvor fjernvarmevand opvarmes fra 35° – 80° C.



***Figur 6.1.1**: Temperaturforløb for kølemiddel ved opvarmning af fjernvarmevand.*

Figuren viser temperaturforløbene, når der varmeveksles imellem ammoniak og vand i en typisk varmepumpe. X-aksen viser entalpi-forløbet for ammoniak (den energi der overføres til vandet pr. kg NH_3), imens Y-aksen viser temperaturen. Vandet (den blå linje) har et lineært temperaturforløb fordi der ikke sker faseskift i hele temperaturforløbet.

Ammoniakken (den røde linje) forlader kompressoren som gas ved ca. 37 bar og 150° C. I denne tilstand kan NH_3-gassen ikke afgive så meget energi pr. grad, som vandet kan optage. Derfor bliver temperaturlinjen for NH_3-gassen meget stejlere end vandets, og temperaturforskellen bliver derfor stor ved indløbet og aftager ned mod det såkaldte ”pinch-punkt”. Pinch-punktet er det sted i varmevekslingen hvor den mindste temperaturforskel er til stede, og afhænger af varmevekslerens kapacitet. Temperaturforskellen i pinch-punktet er typisk 3° – 5° C. I eksemplet på figur 6.1.1 er forskellen 5° C, hvor ammoniakken begynder at kondensere ved 75° C. Temperaturforløbet for kølemidlet i gasfasen er altså 150° – 75° C, imens vandet opvarmes fra 70° – 80° C.

Til venstre for pinch-punktet begynder kølemidlet at kondensere. Her frigives en stor mængde energi ved konstant temperatur (75° C). Helt til venstre er kølemidlet kondenseret og kan aflevere yderligere energi, hvilket dog ikke er skitseret i dette tilfælde. I intervallet hvor fjernvarmevandet opvarmes fra 35° – 70° C har kølemidlet altså en konstant temperatur på 75° C. Fjernvarmevandet opvarmes dels via kondenseringsvarme og dels via afkøling af kølemiddel på gasform:

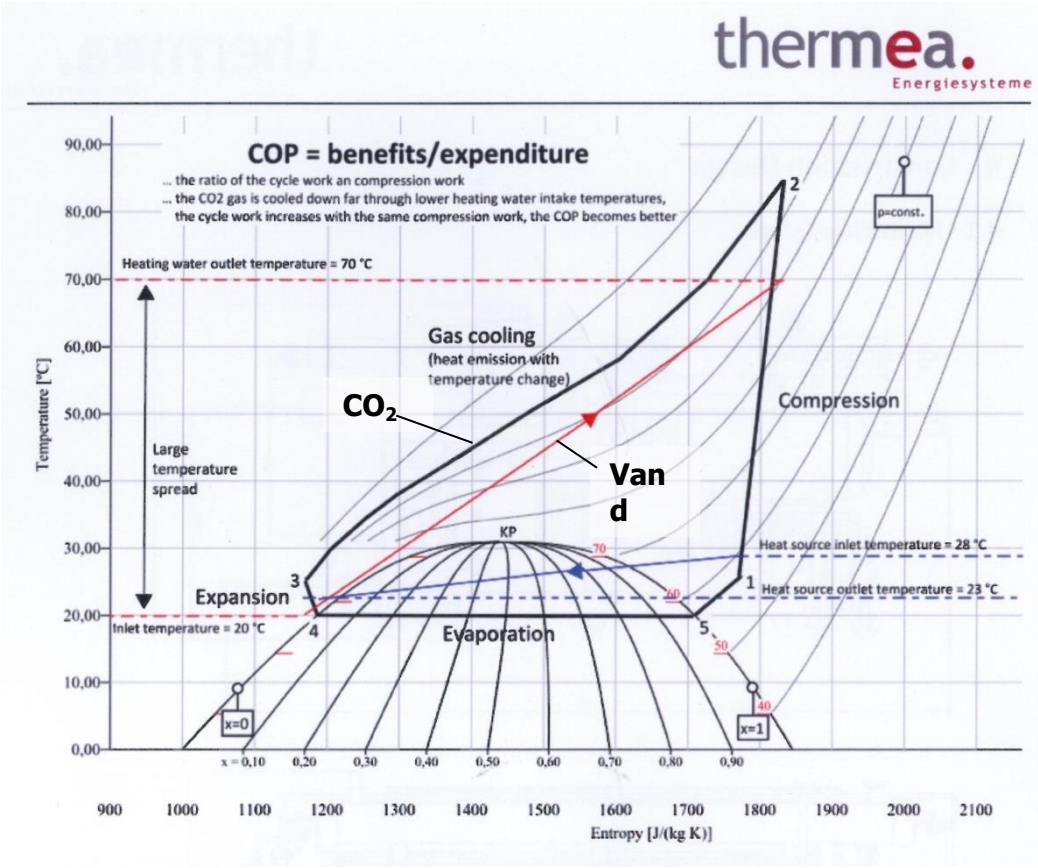
Gas afkøles (22 % af energien)

a) Temperatur kølemiddel = 150° – 75° C, temperatur fjernvarmevand = 70° – 80° C
b) Gennemsnitlig temperaturdifferens = 37,5° C

Kølemiddel kondenserer (78 % af energien)

a) Temperatur kølemiddel = 75° C, temperatur fjernvarmevand = 35° – 70° C
b) Gennemsnitlig temperaturdifferens = 22,5° C

Beregnes den gennemsnitlige temperaturforskel for hele forløbet er den ca. 26° C, selvom varmeveksleren er effektiv med en pinch-temperatur på kun 5° C. Denne forskel i temperaturforløb imellem vand og kølemiddel giver et stort termisk tab i mange varmepumpeprocesser. Regnes Lorentz-COP for afkøling af grundvand fra 9 – 2° C med konstant temperaturdifferens på 5° C og opvarmning af fjernvarmevand fra 35° – 80° C ligeledes med konstant temperaturdifferens på 5° C, regnes den teoretiske COP = 5,45. Regnes samme forhold på den kolde side, men med temperaturforløbene herover fås COP = 3,47, for den del der varmes fra 70° – 80° C. For den del der opvarmes fra 35° – 70° C, bliver COP = 4,67. Beregnes gennemsnittet fås COP = 4,34. I det viste tilfælde udgør kølemidlets temperaturforløb altså et tab på ca. 20 %, når der sammenlignes med et kølemiddel med samme temperaturforløb som vandets og konstant temperaturdifferens på 5° C i hele forløbet. Tabets størrelse afhænger meget af de givne forhold og de forskellige kølemidlers egenskaber. For ammoniak kan problemet minimeres ved at sætte flere anlæg i serie, så fjernvarmevandet opvarmes i trin. CO_2-varmepumper har et temperaturglid på den varme side som i nogle tilfælde kan udnyttes. Figur 6.1.2 viser temperaturforløbet for en CO_2-varmepumpe, som opvarmer vand fra 20° – 70° C.



Figur 6.1.2: *Temperaturforløb for en CO_2-varmepumpe.*

Som det ses følger kølemidlets og vandets temperaturer nogenlunde hinanden i dette tilfælde. CO_2'en ligger med en temperaturdifferens på 5° – 10° C i hele forløbet, og dette betyder at tabet bliver væsentlig mindre. Det skal dog bemærkes at CO_2'ens særlige temperaturforløb kun kan udnyttes i bestemte temperaturområder.

Udviklingspotentiale
Som det skitseres ovenfor, er der 4 overordnede optimeringsmuligheder i forbindelse med energieffektivisering af mekaniske varmepumper:

- Mere effektive kompressorer
- Udnyttelse ekspansionsenergien
- Bedre egnede kølemidler
- Optimal systemopbygning

Kompressorer
Den mekaniske kompressor, samt el-motoren der driver denne, har et vist tab. De større kompressorer har typisk en virkningsgrad på 60 – 80 %, hvor de bedste stempelmaskiner ligger omkring 75 – 80 % og skruekompressorerne typisk lidt lavere. Dette kommer dog meget an på trykforholdene, og det er således ikke i alle driftspunkter man kan opnå de højeste virkningsgrader.

Der har været udviklet på kølekompressorer i mange år, og det vurderes at yderligere optimering af virkningsgraden vil være meget krævene både tidsmæssigt og økonomisk. Mekanisk kompression vil altid være forbundet med friktionstab og lækager, som betyder at der vil være en øvre teoretisk grænse. Denne grænse er ikke undersøgt nærmere, men umiddelbart vurderes det at det vil være svært at komme over 90 % incl. motor. Det vil måske kunne lade sig gøre at opnå en samlet virkningsgrad på 85 % inden for en årrække, men det vurderes meget usikkert om det vil være rentabelt, fordi der er mere nærliggende optimeringsmuligheder for varmepumper, hvor potentialet er væsentligt større.

Kompressorer med flere udtag på forskellige trykniveauer vil kunne øge den samlede systemvirkningsgrad, da dette vil reducere temperaturtabet imellem kølemiddel og fjernvarmevand. I større systemer vil flere kompressorer i serie dog have samme effekt, og potentialet er derfor kun interessant i systemer med en enkelt kompressor til større temperaturløft.

Udover optimering af eksisterende kompressorteknologi, vil der også være et potentiale i udvikling af nye typer til andre kølemidler. Herunder er vanddampkompression særlig interessant, da denne teknologi dels kan minimere temperaturtabet imellem kølemiddel og medie, men også fordi den muliggør anvendelse af energikilder, som er forbundet med en række praktiske problemstillinger, f.eks. spildevand og havvand ved lav temperatur.

Ekspansionsenergi
Som nævnt genererer ekspansionen af kølemiddel typisk et teoretisk tab på mellem 5 og 40 % af kompressionsarbejdet. Tabene er størst for CO_2-systemer pga. kølemidlets termodynamiske egenskaber. For ammoniak- og kulbrinte-anlæg er tabet sjældent større end 5 – 10 %. En turbine til genvinding af ekspansionsenergi vil ikke have en virkningsgrad på 100 %, og da der er tale om en blanding af gas og væske vurderes det, at man maksimalt kan genvinde 50 % af den teoretiske energi. For ammoniak- og kulbrinte-anlæg vil der derfor være et potentiale på 2 – 5 % af kompressorens effektoptag. I forhold til udviklingsarbejdet er dette for lille en gevinst på det samlede system. For CO_2-anlæg er der udviklet nogle få systemer med turbine forbundet direkte til kompressoren, men det er uvist hvor stor den reelle effekt er, og systemerne er væsentlig mindre end dem som anvendes til fjernvarme. I tilfælde hvor CO_2-systemer er fordelagtige, vil der være et optime-

ringspotentiale for at reducere kompressorens effektforbrug med op imod 20 %, såfremt der udvikles egnede ekspansionsturbiner.

CO_2 er dog bedst egnet til større temperaturløft, hvor indgangstemperaturen på den varme side er lavere end 30° C. Derfor vil potentialet i forbindelse med fjernvarmesystemer være relativt begrænset.

Kølemidler
Nye måder at anvende kølemidler på, vil kunne reducere de store temperaturtab, som ofte finder sted i de nuværende systemer. Dels anvendes mange af kølemidlerne af historiske årsager netop fordi de er gode "kølemidler". Varmepumper stiller andre temperaturkrav, og efterhånden som varmepumpemarkedet vokser forventes det at der vil komme nye kølemidler med termodynamiske egenskaber, som bedre passer til opvarmningsformål. En given effekt overføres til vand som funktion af vandstrømmen og vandets temperaturændring. Generelt er kølemidler gode til at overføre energi til en stor vandstrøm med lille temperaturændring, imens opvarmning i traditionelle vandsystemer (herunder fjernvarme), foregår med en mindre vandstrøm med 30 – 50 graders temperaturændring.

Ved blanding af forskellige kølemidler er det ofte muligt at opnå temperaturglid, som kan være fordelagtigt i forbindelse med opvarmningsformål. Der opstår dog ofte en række praktiske problemstillinger, som gør det kompliceret at udnytte kølemiddelblandingerne tilstrækkeligt. Udvikling inden for området vil kunne hæve varmepumpers virkningsgrad med 10 – 20 %.

I øjeblikket arbejdes der på at anvende vand som kølemiddel. Denne teknologi har den store fordel, at kølemidlet kan bringes i direkte kontakt med medierne på både kold og varm side (så længe disse også er vand), hvilket fjerner temperaturtabet imellem kølemiddel og medierne. Dette kan hæve virkningsgraden med omkring 15 %.

Flere af de gængse kølemidler kræver ofte mellemkredse imellem varmekilde og kølemiddel pga. brandfare eller toksicitet, som stiller krav om begrænset kølemiddelfyldning. Nye kølemidler som kan anvendes direkte, f.eks. i forbindelse med røggaskøling, kan typisk øge COP med 20 % for denne type applikationer.

Systemopbygning
Som det ses i indledningen afhænger det mekaniske arbejde i teorien udelukkende af temperaturforskellene imellem varmekilde og varmeaftager. Uanset hvor meget de enkelte komponenter optimeres, vil der derfor altid være en stor energigevinst, når energien optages ved højst mulig temperatur og afleveres ved den lavest mulige temperatur. Minimering af temperaturforskellene øger som sådan ikke varmepumpens virkningsgrad, men betyder at det krævede arbejde bliver mindre, hvorved varmepumpens energiforbrug reduceres selvom virkningsgraden er den samme.

Når varmepumper kombineres med andre varmeproduktionsenheder, er det ofte en fordel at varmepumperne udelukkende forvarmer vand til øvrige enheder. I et system med både varmepumpe og kedel, som er designet til køre uafhængigt af hinanden og begge leverer fremløbstemperatur, vil varmepumpen kunne få en langt bedre COP når denne blot forvarmer returvandet inden det ledes til kedlen. Med en virkningsgrad på 60 % vil en varmepumpe på grundvand, som opvarmer fjernvarmevand fra 35° – 75° C have en COP på 4,0, imens en varmepumpe som kun varmer halvdelen (til 55° C), som derefter eftervarmes af f.eks. en fliskedel, vil have en COP på 4,8. Optimal implementering i forbindelse med samdrift kan ofte reducere energiforbruget med 15 – 20 %.

I tilfælde hvor kølemidlets temperaturforløb giver anledning til store temperaturtab, kan problemet imødekommes ved at koble flere anlæg i serie. Fremfor at have et enkelt anlæg, som varmer fjernvarmevandet fra 35° – 80° C, kan det gøres af tre anlæg som varmer henholdsvis 35° – 50° C, 50° – 65° C og 65 – 80° C. Dette kan give en stor gevinst ved varmepumper, hvor kølemidlerne har meget konstante temperaturforløb – f.eks. ammoniak. I tilfældet med køling af grundvand, vil et ammoniakkøleanlæg, som hæver fjernvarmetemperaturen fra 35° – 80° C i et trin, typisk have en COP omkring 3,3. Sker opvarmningen i tre trin, vil COP i eksemplet kunne hæves til ca. 4,0 – altså en forbedring på ca. 20 %.

Gevinsten ved flertrinsanlæg vil dog kun være stor, hvor der er tale om et stort temperaturløft på kold og/eller varm side, og kun i tilfælde hvor kølemidlet ikke er særlig egnet til store temperaturglid.

Det er også muligt at få højere COP ved at reducere temperaturerne i fjernvarmesystemerne. Der arbejdes allerede på væsentlige temperaturreduktioner så varmetabet i systemerne kan formindskes. I takt med at boligmassen renoveres bliver behovet for høje fjernvarmetemperaturer mindre og mindre, og det forventes at temperaturniveauerne vil reduceres. I et fjernvarmesystem, der i dag kører med 80° C fremløb og 40° C retur, vil grundvandsvarmepumpen have en COP på ca. 3,7. Reduceres fjernvarmetemperaturerne til 60°/30°, vil samme varmepumpe få en COP på ca. 4,8, svarende til en forbedring på ca. 30 %. Efterhånden som temperaturniveauerne i fjernvarmesystemerne reduceres, vil varmepumperne automatisk få højere COP-værdier. Igen er der ikke tale om en forøgelse af varmepumpens virkningsgrad. Det er blot systemet der gør det ”lettere” for varmepumpen.

Konklusion

Der er i dag en lang række tiltag som kan gøre varmepumper mere energieffektive. Dels kan de tekniske komponenter og kølemidler i varmepumperne optimeres, og dels er der et optimeringspotentiale i forbindelse med implementeringen i systemerne. Lavere fjernvarmetemperaturer i fremtiden vil samtidig gøre løsningerne langt mere energieffektive.

Det største potentiale for energioptimering ligger klart ved optimal samproduktion med øvrige enheder, samt reducerede fjernvarmetemperaturer. Dette forbedringspotentiale vil ofte udgøre mere end 50 %. Det store potentiale skyldes udelukkende et langt mindre mekanisk arbejde pga. lavere temperaturer. I dag vil en varmepumpeløsning måske opvarme fjernvarmevand fra 40° – 80° C om natten, imens motor- og kedelanlæg er i drift om dagen. Ved fremtidige fjernvarmetemperaturer på 30° – 60° C og en produktionsandel på 50 %, kan varmepumpen måske nøjes med at forvarme vandet fra 30° – 45° C. Med akkumuleringstanke kan dette godt lade sig gøre med uafhængig produktion imellem varmepumpe og øvrige anlæg. I dette tilfælde vil varmepumpens COP øges med mere end 50 % alene pga. de lavere temperaturkrav. Derfor er optimale systemløsninger essentielle i forbindelse med udbredelsen af varmepumper, og vil samtidig være det område, hvor de største effektiviseringer kan nås med de laveste investeringsomkostninger.

Det vurderes at det største tekniske udviklingspotentiale ligger i udvikling af nye kølemidler som kan reducere temperaturtabet. Her vil gevinsten være størst i applikationer med store temperaturforskelle, hvor potentialet i andre tilfælde vil være begrænset. I takt med at fremløbstemperaturerne reduceres, vil potentialet ved nye kølemidler dog formindskes. Der vil være et potentiale i optimering af kompressorer og ekspansionsturbiner, men på dette område er virkningsgraden allerede relativt høj og gevinsten vil derfor være begrænset.

Overordnet set må det forventes at de bedste systemer vil kunne få en samlet mekanisk virkningsgrad på omkring 80 %. Det vurderes at det termiske tab i forbindelse med varmeveksling kan reduceres til 10 – 15 %.

Alt i alt vurderes det derfor, at der kan nås en virkningsgrad som ligger på 70 % af Lorentz-COP (regnet på vandtemperaturerne), hvor dagens bedste systemer ligger på ca. 60 %. Der er altså et forbedringspotentiale på COP på ca. 15 %.

6.2 Absorptionsvarmepumper

Den teoretiske effektfaktor for en et-trins absorptionsvarmepumpe er 2. Dette skyldes virkemåden, hvor hele den tilførte varmemængde i teorien kan nyttiggøres til fordampning af kølemiddel ved høj temperatur. Kølemidlet kondenserer siden, hvor energien igen frigives. Herefter fordamper kølemidlet ved lav temperatur og kondenserer ved absorption i opløsningen. Hver gang der bruges 1 kWh til fordampning ved høj temperatur, kan kølemidlet således kondensere 2 gange og COP bliver 2. I praksis er der dog et mindre varmetab i anlæggene, og samtidig går en del af den tilførte energi til opvarmning af opløsningen, inden denne når emissionstemperaturen. Derfor er det vanskeligt at komme meget højere end 1,7 i praksis. Fordi anlæggene traditionelt anvendes i køleapplikationer med rigelige mængder drivenergi, er værdien af en marginalt højere COP desuden begrænset. Det vurderes at anvendelsen til varmeproduktion er meget lidt udbredt på det internationale marked, og der findes ingen danske producenter til optimering og tilpasning i forhold til opvarmningsformål.

Udviklingspotentiale

De anlæg der anvendes i Danmark er alle af lithiumbromid/vand-typen, hvor kølemidlet er vand i en opløsning af lithiumbromid. Denne type anlæg er mest udbredt i forbindelse med varmepumper, da der kan opnås en relativt høj temperatur ved lave tryk. Internationalt anvendes denne type anlæg typisk som ”chillere”, hvor kølevand nedkøles til 6° – 7° C. LiBr/H_2O-varmepumper kan ikke nå lavere temperaturer end ca. 6° C. Derfor er de ikke anvendelige til varmekilder, som skal kræver lavere temperaturer, f.eks. grundvand.

Til køleformål hvor temperaturen skal være lavere, anvendes en anden type absorptionsvarmepumpe, hvor kølemidlet er ammoniak i en vandopløsning. Denne type anvendes typisk kun, hvor varmen kan afgives ved en relativ lav temperatur (< 50° C), da arbejdstrykket ellers gør løsningerne dyre. I kombination med kedler vil denne type varmepumpe dog være interessant, da returvandet blot kan forvarmes inden det ledes ind i kedlen, og så der ikke opstår problemer med høje drivtryk. Anlægstypen kan udvide anvendelsesområdet for absorptionsvarmepumper, og kan samtidigt lave større temperaturløft end LiBr/H_2O-typerne. Det vil derfor være interessant at få varmepumpetypen demonstreret og udbredt i Danmark. Afhængigt af temperaturniveauerne har NH_3/H_2O-typerne typisk lidt dårligere COP end H_2O/LiBr-anlæggene. Det vurderes at NH_3/H_2O-anlæg vil kunne implementeres i fjernvarmesystemer med en COP på ca. 1,6.

Det største udviklingspotentiale for absorptionsvarmepumper vurderes at være demonstration af lavtemperatur-løsninger på det danske fjernvarmemarked. En marginal forøgelse af virkningsgraden vil være mindre interessant, da økonomien i forvejen er fornuftig, når blot anlæggene kan anvendes.

7 Anbefalinger

7.1 Tekniske udviklingspotentialer

Varmelagre
For **ståltanke** er lagring ved flere temperaturniveauer et udviklingsområde.

Anvendelse af **transmissionsledninger** som ekstra lagring bør undersøges.

For **damvarmelagrene** anbefales det at der arbejdes videre med **demonstration** af nye lågtyper og af samlede koncepter til nye anvendelsesområder (90° C året rundt, koldtvandslagre), samtidigt med at der igangsættes udviklingsarbejde med henblik på at finde og teste materialer og metoder

- til billiggørelse af anlægsdele
- egnede til de nye anvendelsesområder

For **borehulslagre** anbefales det at der arbejdes videre med evaluering af pilotprojektet i Brædstrup med henblik på at finde ydelse og pris for fuldskalalagre, samt at etablering af borehulslagre under andre geologiske betingelser forundersøges.

For **aquiferlagre** anbefales det at der arbejdes videre med evaluering af de allerede etablerede projekter. Herunder at det undersøges om varme faktisk lagres i aquiferlagrene og ikke blot fraføres med strømmende grundvand.

Endvidere anbefales det at der indledes forundersøgelser, og evt. etableres prøveboringer, med henblik på afklaring af om lagring af varme i dybtliggende grundvandsmagasiner (under 250 m) er en økonomisk og teknisk realistisk mulighed.

Varmepumper
Demonstration af "state-of-the-art"-løsninger
Overordnet set vurderes det største optimeringspotentiale i mere optimal systemintegration og samspil med øvrige enheder. Mange af de løsninger, som installeres i dag, ligger meget langt fra det optimale. Dette er der flere grunde til. Anvendelsesområdet fortsat relativt nyt, og imens traditionelle kølespecialister har svært ved at gennemskue fjernvarmesystemerne, har fjernvarmebranchen svært ved at gennemskue varmepumpeteknikken. Der mangler altså en større forståelse på tværs af teknologierne. Demonstrationsprojekter af energioptimale løsninger vil kunne udbrede forståelsen og føre til bedre anvendelse af teknologien. I denne sammenhæng er det vigtigt at projekterne indeholder en stor del af videnformidling, og at der udvikles værktøjer, som kan anvendes direkte af fjernvarmebranchen. De demonstrationsprojekter som tidligere har været gennemført, har ikke ført til større forståelse i branchen, og for fremtidige projekter er det vigtigt, at videnformidlingen fokuserer på fjernvarmebranchen som slutkunde, og bedre forståelse imellem varmepumpe- og fjernvarmespecialister.

Demonstration af alternative absorptionsvarmepumper
Absorptionsvarmepumper med andre kølemiddelpar end LiBr/H_2O vil kunne udvide anvendelsesområdet af denne teknologi. Herved kan der bl.a. udnyttes energi fra grund- og overfladevand samt spildvarme fra kølesystemer. Teknologien er nærliggende i forbindelse med fremtidig instal-

lation af biomassekedler. Da disse typer endnu ikke findes på det danske marked, vil der være behov for demonstrationsprojekter.

Nye kompressorer
Nye kompressorløsninger til andre kølemidler kan bidrage til effektivisering af varmepumpeteknologien. Med dagens teknologi er temperaturniveauer ikke den store begrænsning, og fokus bør derfor lægges på øget virkningsgrad og nye anvendelsesområder.

Øget virkningsgrad kan bl.a. ske ved flere trykudtag, så kølemidlet kan skifte fase ved forskellige temperaturniveauer og bedre tilpasses temperaturglid på medierne.

Kompression af vanddamp vurderes særlig interessant, da teknologien dels er meget effektiv, og samtidig løser en række problemstillinger ved varmekilder med begrænset afkølingsmulighed eller særlig problematisk varmeveksling. Teknologien kan samtidig bruges i industrielle processer til bl.a. inddampning og isgenerering, og dette gør anvendelsespotentialet meget bredt.

Nye kølemidler
Udover vanddamp kan der være andre uudnyttede kølemidler med termodynamiske egenskaber, som er bedre egnet til opvarmning end de gængse. Dette vil dog svinge meget og afhænger bl.a. af temperaturkrav i de forskellige installationer. Det kræver et større udredningsarbejde at kortlægge potentialet nøjagtigt. Men det vil bestemt være relevant i applikationer hvor virkningsgraden lider under uegnede kølemidler.

Desuden bør der fokuseres på kølemidler der kan eliminere behovet for mellemkredse, da disse udgør et betydeligt tab.

Udnyttelse af ekspansionsenergi
Særligt for CO_2-systemer vil udnyttelse af ekspansionsenergi være interessant. Selvom der udvikles egnede turbiner, vil disse anlæg dog fortsat ikke være den bedst egnede løsning i mange fjernsystemer. Der vil dog være et stort potentiale i andre sammenhænge (f.eks. opvarmning af brugsvand og køling), men umiddelbart vurderes potentialet til fjernvarmebrug relativt begrænset. Med yderligere udbredelse af CO_2-teknologien (særligt i større anlæg) og ændrede temperaturkrav i fremtidens systemer, kan det dog vise sig at CO_2 bliver mere fordelagtigt i flere sammenhænge.

Systemløsninger
Fremtidens varme-, køle- og el-produktionsanlæg vil i høj grad blive hybridsystemer sammensat af f.eks. varmepumper, kraftvarmemotorer, solvarme og lagre. Optimal styring af systemerne skal bl.a. tage hensyn til varmebehovet, el-markederne, vejrprognoser (vind, sol) og lagerindhold. Det gør styringen af systemerne til en nøgle-komponent for systemløsninger, og dermed en nøglekomponent for eksport af know how og komponenter vedrørende opbygning af hybridsystemer.

Der er behov for opsamling af erfaringer fra eksisterende anlæg, og for at udvikle styringssystemer som er brugervenlige og standardiserede.

7.2 Økonomiske forhold

I Del 3, Modelberegninger, vises hvorledes ændringer i tekniske og økonomiske beregningsforudsætninger påvirker beregningsresultaterne. Det er ikke udredningens opgave at komme med an-

befalinger vedrørende økonomiske forhold, men her skal dog påpeges nogle økonomiske barrierer for den videre udbygning med varmelagre og varmepumper.

- Varmelagrene (med kraftvarmeværker og varmepumper tilkoblet) belønnes ikke hverken selskabs- eller samfundsøkonomisk for den fleksibilitet, de tilfører el-systemet.
- PSO-afgift og stive transportudgifter for el gør varmepumper selskabsøkonomisk uinteressante for biomassefyrede fjernvarmeværker.
- Tilslutningsbetaling til el-nettet kan være en barriere for eldrevne varmepumper.
- Stive transportudgifter for el, og usikkerhed om PSO-betaling kan være en barriere for varmepumper på naturgasfyrede kraftvarmeværker.
- Den nuværende flade el-pris er en barriere for etablering af varmepumper med kortere driftstid og højere reguleringsevne, og dermed en barriere for et mere direkte samspil med vindkraftproduktionen.

Del 3. Modelberegninger

8 Modelberegninger

I dette kapitel ses på hvordan selskabsøkonomien og samfundsøkonomien ser ud for henholdsvis et naturgasfyret kraftvarmeværk og et flisfyret fjernvarmeværk af mellemstørrelse, hvis de etablerer varmepumper og/eller varmelagre. Der henvises til Bilag D for yderligere detaljer om de estimerede investeringsbehov. Beregningerne viser i hovedtræk at etablering af varmepumper og varmelagre i fjernvarmesystemer med naturgasfyret kraftvarme er selskabsøkonomisk men ikke samfundsøkonomisk rentabelt, hvorimod etablering i fjernvarmesystemer med biomasse er selskabs økonomisk urentabelt men samfundsøkonomisk rentabelt, men inden der drages forhastede konklusioner, bør nedenstående advarsel iagttages:

Advarsel
Modelberegningerne er stærkt afhængige af beregningsforudsætningerne. Vi har forsøgt at være så realistiske som muligt, men man bør dog være opmærksom på følgende:

- Der er ikke regnet med investeringer i referencesituationen.
- Der er anvendt el-priser fra 2012 i de selskabsøkonomiske grundberegninger. 2012-elpriserne var lavere end både 2011 og 2010.
- Der er ikke indregnet PSO-afgift i el-prisen, hvis varmepumpen etableres på et naturgasfyret kraftvarmeværk. Energinet.dk skal ansøges herom i hvert enkelt tilfælde.
- Der er regnet på grundvandsvarmepumpe og sol/damvarmelager som alternative løsninger. Det vil ofte ikke være tilfældet i praksis, da grundvandsløsningen vil have begrænset kapacitet.
- I de samfundsøkonomiske beregninger er fleksibiliteten i forhold til el-systemet ikke prissat.

8.1 Naturgasfyret kraftvarmeværk

Modelberegningerne på kraftvarmeværket tager udgangspunkt i et eksisterende naturgasfyret kraftvarmeværk (herefter kaldet referencen) med følgende nøgletal:

- Varmegrundlag: 40.000 MWh/år (heraf 70 % GAF[5])
- Spidseffekt: 11,7 MW
- Minimumseffekt: 1,2 MW

Værket har naturgasmotorer på samlet 7,5 MW_{varme} (med en el-virkningsgrad 41 % og en varmevirkningsgrad på 51 %) og naturgaskedler på 10 MW (med en virkningsgrad på 103 %). Værket har desuden en varmeakkumuleringstank på 2.100 m^3.

Scenarie 1: El-drevet varmepumpe
I dette scenarie suppleres referencen med en el-drevet varmepumpe, som bruger grundvand som varmekilde.

[5] 'GAF' er en forkortelse for *Graddøgns Afhængigt Forbrug*.

Varmepumpen har følgende nøgledata:

- Varme-effekt: 6 MW
- COP_{varm}[6]: 3,5 (incl. el-forbrug til grundvandspumper)

Løsningen kræver en el-drevet varmepumpe samt et antal grundvandsboringer og -pumper. Den samlede investering er estimeret til 40 mio. kr.

Scenarie 2: Absorptionsvarmepumpe

I dette scenarie suppleres referencen med en træpillekedel[7], som producerer hedtvand som driv-varme til en absorptionsvarmepumpe. Varmekilden er grundvand. Da grundvandet er for koldt til en 'standard' absorptionsvarmepumpe, suppleres løsningen med en el-drevet varmepumpe, som køler grundvandet og afleverer energien ved ca. 20° C. Den el-drevne varmepumpe forventes at have en COP_{varm} på 5,0 incl. el-forbrug til grundvandspumper.

Den nye produktionsenhed får hermed følgende nøgledata:

- Varmeeffekt: 6 MW
- Brændselsforbrug: 3,8 MW
- El-forbrug: 0,5 MW

Løsningen forudsætter at der investeres i en træpillekedel, en absorptionsvarmepumpe, en el-drevet varmepumpe samt et antal grundvandsboringer og -pumper. Den samlede investering er estimeret til 50 mio. kr.

Scenarie 3: 50 % solvarme og el-drevet varmepumpe

I dette scenarie suppleres referencen med et system med en netto solvarmedækningsgrad på 50 %[8]. Systemet består af et solvarmeanlæg på ca. 50.000 m^2, et damvarmelager på ca. 100.000 m^3 samt en el-drevet varmepumpe. Varmepumpen køler 10.000 MWh/år, har en køleeffekt på 2,5 MW og en COP på 4,0. Den samlede investering er estimeret til 120 mio. kr.

Scenarie 4: 50 % solvarme og absorptionsvarmepumpe

I dette scenarie suppleres referencen med et system med en netto solvarmedækningsgrad på 50 %. Systemet består af et solvarmeanlæg på ca. 50.000 m^2, et damvarmelager på ca. 100.000 m^3 samt en absorptionsvarmepumpe, som drives af en træpillekedel[9] på 3,5 MW. Varmepumpen køler 10.000 MWh/år, har en køleeffekt på 2,5 MW og en COP på 1,7. Den samlede investering er estimeret til 130 mio. kr.

Selskabsøkonomiske beregningsforudsætninger

El-produktionstilskud

- 8 øre/kWh[10]

---

[6] 'COP' er en forkortelse for *Coefficient of Performance* (*effektfaktor* på dansk), som er defineret som forholdet mellem varmepumpens varmeproduktion og dens el-forbrug.

[7] Det bemærkes at det ikke er tilladt at etablere biomassekedel på et naturgasfyret kraftvarmeværk, jf. § 17 stk. 2 i Energistyrelsens BEK nr. 374 af 15/04/2013 samt Energiklagenævnets afgørelse J.nr. 1021-12-153.

[8] Incl. varmetab fra lageret og excl. drivenergi til varmepumpen.

[9] Samme bemærkning som fodnoten til scenarie 2.

[10] El-produktionstilskuddet ('8-øren') blev den 1/7-2013 omlagt fra at være et variabelt tilskud til at være et fast (produktionsuafhængigt) tilskud. Dette øger varmeproduktionsprisen på naturgasmotorer, således disse får færre driftstimer. Det vurderes at dette vil halvere motorernes varmeproduktion, jf. figur 8.1.1, samt at den varme, som motorerne ikke leverer, primært erstattes af naturgaskedeldrift. Dette vurderes derfor at dette ikke ændrer ved konklusionerne i modelberegningerne.

Brændselspriser

- Naturgas: 2,50 kr./Nm^3
- Træpiller: 68,6 kr./GJ * 17,5 GJ/ton = 1.200 kr./ton

El-priser

- 'Rå' el-pris: Vestdanmark 2012 (DK1)
- Uvægtet gennemsnit: 27,1 øre/kWh
- El-distribution m.m.: 15 øre/kWh
- Afgift: 40,7 øre/kWh
- PSO: 0 øre/kWh
- Uvægtet gennemsnit i alt: 82,8 øre/kWh

Afgifter (på brændsler, gældende pr. 1. februar 2013)

- Naturgasmotorer, energiafgift: 279,5 øre/Nm^3 med refusion efter E-formlen
- Naturgasmotorer, CO_2-afgift: 37 øre/Nm^3
- Naturgasmotorer, NO_X-afgift: 14,1 øre/Nm^3
- Naturgasmotorer, metan-afgift: 6,3 øre/Nm^3
- Naturgaskedler, energi- og CO_2-afgift: 259 kr./MWh (afgiftslempelse)
- Naturgaskedler, NO_X-afgift: 4 øre/Nm^3
- CO_2-kvoter: 0 kr./ton
- Træpiller, NO_X-afgift: 34,4 kr./ton
- Træpiller, svovl-afgift: 35,6 kr./ton

D&V

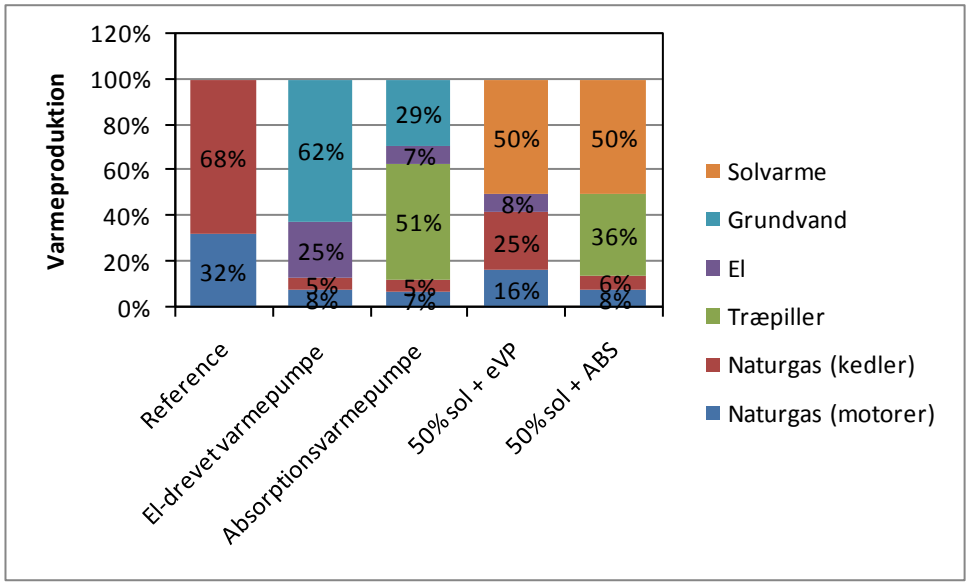
- Naturgasmotorer: 90 kr./MWh
- Naturgaskedler: 5 kr./MWh
- Pillekedler: 15 kr./MWh
- Solvarme: 5 kr./MWh
- El-drevet varmepumpe: 25 kr./MWh_{el}

Den årlige energiomsætning og de årlige driftsudgifter er beregnet i simuleringsprogrammet energyPRO fra EMD International A/S.

Der er regnet med en gennemsnitlig teknisk levetid på 20 år, dog 30 år for solvarmeanlæggene.

Energiomsætning

Figur 8.1.1 viser varmeproduktionen fordelt på de enkelte energikilder.



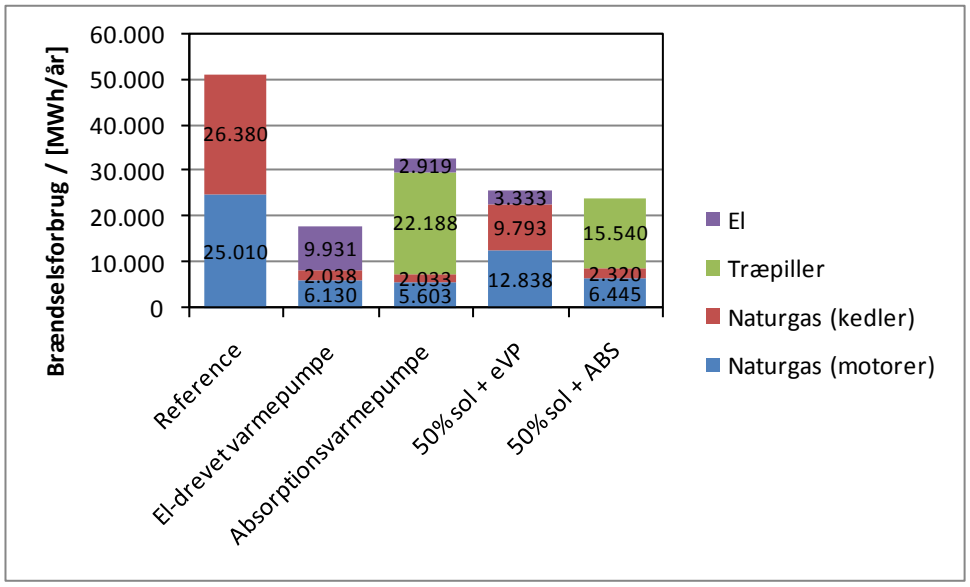
Figur 8.1.1: *Varmeproduktion fordelt på energikilder.*

Det fremgår at naturgasmotorerne kun producerer 32 % af varmen i referencen mod 68 % på naturgaskedlerne. Dette skyldes bl.a. lave el-spotpriser som følge af øget vindkraft i det danske el-system.

I scenarierne 1 og 2 producerer varmepumperne henholdsvis 87 % og 88 % af varmen, og fortrænger dermed store mængder naturgas.

I scenarierne 3 og 4 dækkes 50 % af varmebehovet af solvarme. I scenarie 3 stammer yderligere 8 % af varmeproduktionen fra varmepumpens el-forbrug, og i scenarie 4 stammer yderligere 36 % af varmeproduktionen fra varmepumpens hedtvandsforbrug, som igen stammer fra træpiller.

Figur 8.1.2 viser brændsels- og el-forbruget i referencen og i de enkelte scenarier. Sammenlignet med referencen reduceres det samlede energiforbrug med henholdsvis 65 %, 36 %, 49 % og 53 % i de enkelte scenarier.



Figur 8.1.2: *Brændsels- og el-forbrug.*

Det fremgår, at scenarie 1 har det laveste, samlede energiforbrug, men samtidig det største el-forbrug. I scenarierne 1 og 2 fortrænges brændslerne af varme fra grundvand, og i scenarierne 3 og 4 fortrænges brændslerne af solvarme.

I scenarierne 1, 2 og 4 er brændselsforbruget på naturgaskedlerne mindre end 9 % af brændsels-forbruget i referencen. I scenarie 3 er det tilsvarende tal 37 %.

Selskabsøkonomiske konsekvenser
Tabel 8.1.1 viser nogle selskabsøkonomiske nøgletal for de 4 scenarier.

Selskabsøkonomi	Enhed	0 - Naturgas - Reference	1 - Naturgas - El-drevet varmepumpe	2 - Naturgas - Piller + ABS	3 - Naturgas - 50% sol + eVP	4 - Naturgas - 50% sol + piller + ABS
Investering	kr	0	40.000.000	50.000.000	120.000.000	130.000.000
Driftsudgifter	kr/år	18.490.097	10.231.280	10.506.820	10.209.843	6.690.592
Driftsbesparelse	kr/år	0	8.258.817	7.983.277	8.280.254	11.799.505
Simpel tilbagebetalingstid	år	-	4,8	6,3	14	11
Intern rente	-	-	20%	15%	6%	8%

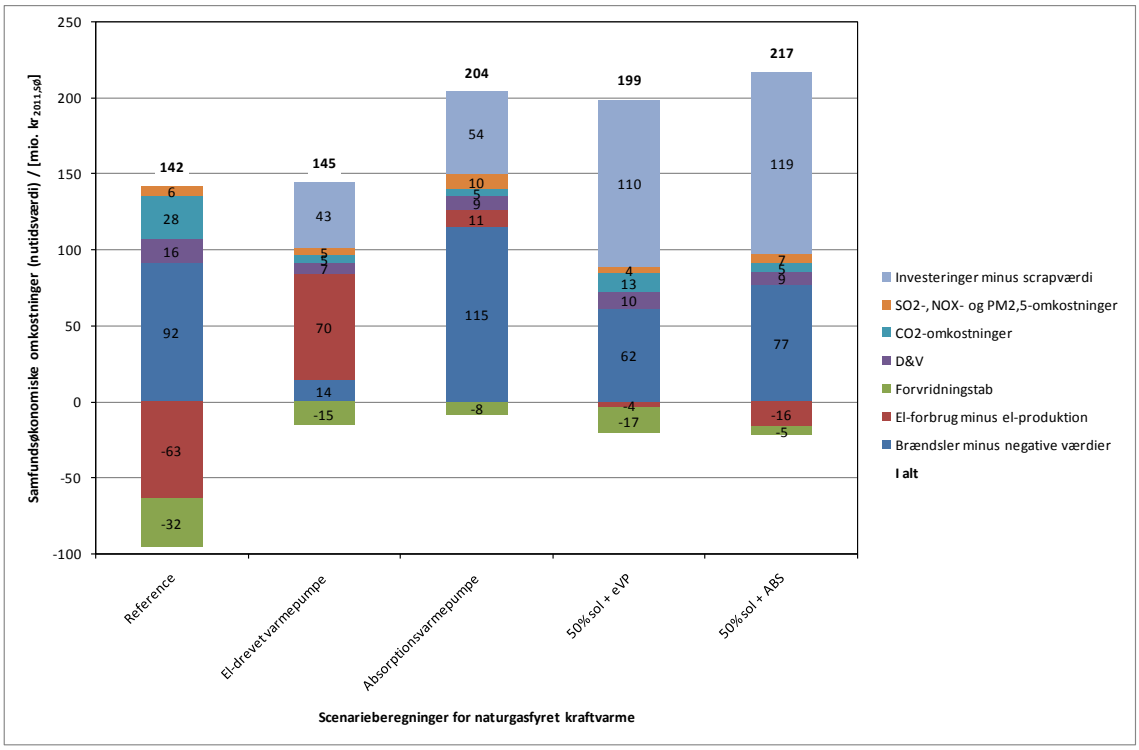
Tabel 8.1.1: *Selskabsøkonomiske nøgletal. Driftsudgifterne er beregnet i energyPRO.*

Det fremgår at selskabsøkonomien er god i alle 4 scenarier, idet de interne renter alle er højere end realrenten, som p.t. er ca. 1 – 2 % p.a. Den gode selskabsøkonomi skyldes sparede udgifter til brændsler og afgifter.

Det bemærkes selskabsøkonomien i de grundvandsbaserede varmepumper (scenarierne 1 og 2) er bedre end i scenarierne med 50 % solvarme (scenarierne 3 og 4). Det bemærkes endvidere at scenarie 1 (med en el-drevet varmepumpe) har en bedre selskabsøkonomi end scenarie 2, samt at scenarie 4 (med en absorptionsvarmepumpe) har en bedre selskabsøkonomi end scenarie 3.

Samfundsøkonomiske konsekvenser

De samfundsøkonomiske konsekvenser er beregnet i henhold til Energistyrelsens vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet[11] samt Energistyrelsens seneste beregningsforudsætninger[12] for samme.



Figur 8.1.3.: *Samfundsøkonomiske nutidsværdier med en kalkulationsrente på 4 % p.a.*
Bemærk at samfundsøkonomiske fordele vises som negative værdier, f.eks. vises el-produktionen i referencen som –63 mio. kr.
Brændselsomkostningerne, som er henholdsvis 187, 30, 123, 82 og 99 mio. kr., er vist fratrukket negative værdier, f.eks. er brændselsomkostningerne i referencen 92 + 63 + 32 = 187 mio. kr.
Forvridningstab, se[13].

---

[11] *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet*, Energistyrelsen, april 2005 (Beregningseksempler revideret juli 2007) med efterfølgende tillægsblade.

[12] Fra oktober 2012 med efterfølgende tillægsblade.

[13] Ændrede skatte- og afgiftsbetalinger fra den private sektor modsvares af et ændret nettoprovenu til det offentlige. Når det alligevel ikke netter ud i det samlede samfundsøkonomiske regnskab, skyldes det forvridningsomkostninger, der udgår fra skatter og afgifters negative virkning på samfundsøkonomien.
Hvis et projekt medfører en netto belastning af de offentlige finanser, skal dette nødvendigvis finansieres. Det kan i sidste ende kun ske gennem beskatning af andre aktiviteter i samfundet, hvilket medfører en forvridning af aktiviteten i økonomien, som benævnes skatteforvridningstabet ved skattefinansieringen.
I Finansministeriets vejledning skønnes forvridningstabet at udgøre 20 pct. (skatteforvridningsfaktoren) af skattebeløbet. Den samlede samfundsøkonomiske omkostning ved at opkræve 1 kr. ekstra i skat skønnes således til i alt 20 øre. Tilsvarende giver en netto forbedring af de offentlige finanser mulighed for at sænke beskatningen, hvilket skønnes at have en positiv samfundsøkonomisk værdi på 20 pct. af beløbet.
Hvis eksempelvis et projekt medfører en netto merudgift eller provenutab for det offentlige på 1 mio. kr. årligt, skal der i projektberegningen medregnes en årlig samfundsøkonomisk omkostning på 200.000 kr. per år. Nettotabet for de offentlige finanser kan opstå som følge af direkte offentlige udgifter forbundet med projektet eller svigtende offentlige indtægter, f.eks. et tabt afgiftsprovenu på grund af et resulterende mindre forbrug af en afgiftsbelagt vare (for givne afgiftssatser).

Figur 8.1.3 viser de samfundsøkonomiske omkostninger i henholdsvis referencen og i de 4 scenarier, og tabel 8.1.2 viser nogle samfundsøkonomiske nøgletal.

Samfundsøkonomi	Reference	El-drevet varmepumpe	Absorptionsvarme pumpe	50% sol + eVP	50% sol + ABS
Samfundsøkonomiske omkostninger / [Mkr]	142	145	204	199	217
Samfundsøkonomisk overskud / [Mkr]	0	-2,8	-62	-57	-75
Intern rente	-	3,3%	#DIVISION/0!	-0,4%	-1,3%

Tabel 8.1.2: *Samfundsøkonomiske nøgletal (nutidsværdier).*

Det fremgår, at samfundsøkonomien i scenarie 1 (med en el-drevet varmepumpe) er tæt på at balancere (den interne rente er tæt på Energistyrelsens anbefaling på mindst 4 % p.a.), mens samfundsøkonomien i de øvrige scenarier er negativ. I scenarie 2 kan den interne rente ikke beregnes, idet der ikke er nogen samfundsøkonomisk fordel ved driften i dette scenarie. Scenarie 2 vil således ikke være samfundsøkonomisk fordelagtigt selv med en investering på 0 kr.

Scenarierne 1, 3 og 4 har samfundsøkonomiske driftsfordele (d.v.s. fraregnet investeringerne) på mellem 40 og 53 mio. kr., hvilket stort set svarer til investeringsbehovet i scenarie 1, men kun ca. halvdelen af investeringsbehovet i scenarierne 3 og 4 (med 50 % solvarme).

Konklusioner for det naturgasfyrede kraftvarmeværk
Selskabsøkonomien i alle 4 beregnede scenarier er attraktiv, hvilket primært skyldes reducerede omkostninger til brændsler og afgifter. De grundvandsbaserede scenarier (scenarie 1 og 2) er selskabsøkonomisk mere attraktive end scenarierne med 50 % solvarme (scenarie 3 og 4).

Alle 4 beregnede scenarier har negativ samfundsøkonomi, dog vil scenarie 1 balancere hvis investeringen reduceres med blot 7 %. I scenarierne med 50 % solvarme skal investeringen reduceres med mere en 50 % for at opnå samfundsøkonomisk balance.

Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger opererer med samme el-pris i alle årets timer og belønner ikke fleksibilitet i forhold til el-systemet og indregner ikke transportomkostninger til el ved salg af el. Endvidere er ikke medtaget investeringer i referencen. Ændringer på disse punkter vil kunne forbedre samfundsøkonomien.

Anvendelse af nettoafgiftsfaktor og skatteforvridningstab indebærer samlet, at en offentlig udgift til køb af varer og tjenester på en krone tilskrives en samfundsøkonomisk omkostning på i alt 1,17·1,20 kr. = 1,404 kr. Kilde: Afsnit 4.5 i *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet*, Energistyrelsen, april 2005.

8.2 Følsomhedsberegninger, naturgasfyret kraftvarmeværk

8.2.1 Scenarie 1: El-drevet varmepumpe

Der tages udgangspunkt i en el-drevet varmepumpe, som køler grundvand fra 8° C til 2° C. Dette giver følgende COP'er:

	Nuværende fjernvarmetemp. = 40/80° C	Fremtidig fjernvarmetemp. = 30/60° C
Nuværende virkningsgrad = 60 %	COP = 3,7	COP = 4,8
Fremtidig virkningsgrad = 70 %	COP = 4,3	COP = 5,6*

*) Kan øges til 6,8 i samdrift med kedel, hvis varmepumpen opvarmer fra 30° C til 45° C.

I grundberegningen er der regnet med COP = 3,5 (inkl. el-forbrug til grundvandspumper).

I **følsomhedsberegning A** regnes med COP = 5,0 (inkl. el-forbrug til grundvandspumper).

8.2.2 Scenarie 2: Absorptionsvarmepumpe

I grundberegningen anvendes en el-drevet varmepumpe til at køle grundvand fra 8° C til 2° C samt en absorptionsvarmepumpe med LiBr/vand til at opvarme fjernvarmevandet.

I **følsomhedsberegning B** anvendes en absorptionsvarmepumpe med ammoniak/vand eller et andet kølemiddelpar, som kan køle grundvandet til 2° C. Fjernvarmevandet opvarmes fra 40° C til 80° C og varmepumpen har en COP på 1,5. Det er kun 75 % af træpillekedlens energi som kan omsættes i varmepumpen (pga. temperaturniveauet). Det betyder at varmeeffekten på 6 MW kræver 4,4 MW brændsel (og varmepumpen leverer 4,8 MW).

Med en ammoniak/vand-opløsning kan kombinationen af absorptionsvarmepumpe og træpillekedel godt nå en fremløbstemperatur på 80° C uden brug af elektrisk varmepumpe, hvilket reducerer investeringen og el-forbruget.

I **følsomhedsberegning C** anvendes en absorptionsvarmepumpe med ammoniak/vand eller et andet kølemiddelpar, som kan køle grundvandet til 2° C. Fjernvarmevandet opvarmes fra 30° C til 60° C og varmepumpen har en COP på 1,6. Det er kun 80 % af træpillekedlens energi som kan omsættes i varmepumpen (pga. temperaturniveauet). Det betyder at varmeeffekten på 6 MW kræver 4,0 MW brændsel (og varmepumpen leverer 5,1 MW).
Med en ammoniak/vand-opløsning kan kombinationen af absorptionsvarmepumpe og træpillekedel godt nå en fremløbstemperatur på 60° C uden brug af elektrisk varmepumpe, hvilket reducerer investeringen og el-forbruget.

8.2.3 Scenarie 3: 50 % solvarme og el-drevet varmepumpe

Der tages udgangspunkt i en el-drevet varmepumpe, som køler damvarmelageret fra 5 K over returtemperaturen til 10° C. Dette giver følgende COP'er:

	Nuværende fjernvarmetemp. = 40/80° C	Fremtidig fjernvarmetemp. = 30/60° C
Nuværende virkningsgrad = 60 %	COP = 6,1	COP = 8,5
Fremtidig virkningsgrad = 70 %	COP = 7,2	COP = 9,9*

*) Kan øges til 14,3 i samdrift med kedel, hvis varmepumpen opvarmer fra 30° C til 45° C.

I COP-værdierne forudsættes det, at varmepumpen kan udnytte temperaturspændet på den kolde side. Hvis den altid kører med 5° C fordampningstemperatur for at nedkøle fra 45° C til 10° C i

et hug – holder ovenstående ikke. Det gælder kun hvis den hele tiden ligger ca. 3 – 5 K lavere end vandets temperatur.

I grundberegningen er der regnet med COP = 4,0.

I **følsomhedsberegning D** regnes med COP = 6,5 svarende til en relativ forbedring som svarer til potentialet i tabellen ovenfor.

8.2.4 Scenarie 4: 50 % solvarme og absorptionsvarmepumpe

Det forventes ikke at teknologisk udvikling vil bidrage væsentligt til dette scenarie. Varmepumpens COP forventes fortsat at være 1,7, men reducerede fjernvarmetemperaturer medfører en øget solvarmeproduktion. Der er ikke lavet følsomhedsberegninger med dette.

8.2.5 Scenarie 3 med billigere damvarmelager

I grundberegningen er der regnet med en pris på damvarmelageret på 250 kr./m^3.

I **følsomhedsberegning F** regnes med en pris på damvarmelageret på 175 kr./m^3.

8.2.6 Scenarie 4 med billigere damvarmelager

I grundberegningen er der regnet med en pris på damvarmelageret på 250 kr./m^3.

I **følsomhedsberegning G** regnes med en pris på damvarmelageret på 175 kr./m^3.

8.2.7 Scenarie 1 med højere el-priser

I grundberegningen er der regnet med el-spotpriser fra Vestdanmark 2012 (DK1), som har et uvægtet gennemsnit på 271 kr./MWh.

I **følsomhedsberegning H** regnes med el-spotpriser som ovenfor tillagt 100 kr./MWh.

8.2.8 Scenarie 1 med "skæve" samfundsøkonomiske el-priser

Energistyrelsens forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet opererer som udgangspunkt med "flade" el-priser, idet der udelukkende opgives konstante årsværdier og ingen årsvariationer.

I grundberegningen er der derfor regnet med produceret el sælges til *Nord Pool forbrugsvægtet*, som er ca. 12 % højere end *Nord Pool uvægtet*, og at el købes *An virksomhed*, som svarer til *Nord Pool forbrugsvægtet* / 0,93 + 134 kr./MWh, idet der regnes med et transmissionstab på 7 % samt et distributionstillæg.

I **følsomhedsberegning I** regnes med at el sælges 193 % (dog 156 % i referencen) * *Nord Pool uvægtet*, og at el købes til 95 % * *Nord Pool uvægtet* / 0,93 + 134 kr./MWh, idet de anvendte procentsatser svarer til de faktiske priser i energyPRO-beregningerne.

8.2.9 Selskabsøkonomiske konsekvenser

De selskabsøkonomiske konsekvenser fremgår af tabellen nedenfor, hvor grundberegningerne også er vist (med grå baggrund).

Selskabsøkonomi	Følsomhed	Investering	Driftsbesparelse	Simpel tilbagebetalingstid	Intern rente
Enhed	**-**	**kr**	**kr/år**	**år***	**-**
1 - Naturgas - El-drevet varmepumpe		40.000.000	8.258.817	4,8	20,1%
1 - Naturgas - El-drevet varmepumpe	**A**	40.000.000	10.741.289	3,7	26,6%
2 - Naturgas - Piller + ABS		50.000.000	7.983.277	6,3	15,0%
2 - Naturgas - Piller + ABS	**B**	35.000.000	9.115.733	3,8	25,8%
2 - Naturgas - Piller + ABS	**C**	35.000.000	9.758.268	3,6	27,7%
3 - Naturgas - 50% sol + eVP		120.000.000	8.280.254	14,5	5,5%
3 - Naturgas - 50% sol + eVP	**D**	120.000.000	8.718.855	13,8	6,0%
3 - Naturgas - 50% sol + eVP	**F**	112.500.000	8.280.254	13,6	6,1%
4 - Naturgas - 50% sol + piller + ABS		130.000.000	11.799.505	11,0	8,2%
4 - Naturgas - 50% sol + piller + ABS	**G**	122.500.000	11.799.505	10,4	8,9%
1 - Naturgas - El-drevet varmepumpe	**H**	40.000.000	6.137.949	6,5	14,3%

*) Rød hvis >15 år.

Det fremgår blandt andet at **følsomhedsberegning**

- **A** reducerer tilbagebetalingstiden fra 4,8 år til 3,7 år (pga. det reducerede el-forbrug).
- **B** og **C** reducerer tilbagebetalingstiden fra 6,3 år til henholdsvis 3,8 år og 3,6 år (pga. den reducerede investering og det reducerede el-forbrug).
- **D** reducerer tilbagebetalingstiden fra 14,5 år til 13,8 år (pga. det reducerede el-forbrug).
- **F** reducerer tilbagebetalingstiden fra 13,8 år til 13,6 år (pga. den reducerede investering).
- **G** reducerer tilbagebetalingstiden fra 11,0 år til 10,4 år (pga. den reducerede investering).
- **H** øger tilbagebetalingstiden fra 4,8 år til 6,5 år (pga. den øgede el-pris).

8.2.10 Samfundsøkonomiske konsekvenser

De samfundsøkonomiske konsekvenser fremgår af tabellen nedenfor, hvor grundberegningerne også er vist (med grå baggrund).

Samfundsøkonomi	Følsomhed	Samfundsøkonomiske omkostninger	Samfundsøkonomisk overskud*	Intern rente
Enhed	**-**	**mio. kr.**	**mio. kr.**	**-**
1 - Naturgas - El-drevet varmepumpe		144,6	-2,8	3,3%
1 - Naturgas - El-drevet varmepumpe	**A**	119,1	22,6	8,9%
2 - Naturgas - Piller + ABS		203,9	-62,1	#DIV/0!
2 - Naturgas - Piller + ABS	**B**	182,4	-40,7	-17,7%
2 - Naturgas - Piller + ABS	**C**	171,1	-29,3	-6,3%
3 - Naturgas - 50% sol + eVP		199,1	-57,3	-0,4%
3 - Naturgas - 50% sol + eVP	**D**	192,6	-50,9	0,1%
3 - Naturgas - 50% sol + eVP	**F**	192,2	-50,5	-0,1%
4 - Naturgas - 50% sol + piller + ABS		216,8	-75,0	-1,3%
4 - Naturgas - 50% sol + piller + ABS	**G**	209,9	-68,2	-1,1%
1 - Naturgas - El-drevet varmepumpe	**H**	149,3	1,5	4,4%
1 - Naturgas - El-drevet varmepumpe	**I**	123,4	-7,0	2,3%

*) Rød hvis <0.

Det fremgår blandt andet at **følsomhedsberegning**

- **A** ændrer det samfundsøkonomiske underskud på 2,8 mio. kr. til et overskud på 22,6 mio. kr. (pga. det reducerede el-forbrug).
- **B** og **C** reducerer det samfundsøkonomiske underskud på 62,1 mio. kr. til henholdsvis 40,7 mio. kr. og 29,3 mio. kr. (pga. den reducerede investering og det reducerede el-forbrug).
- **D** reducerer det samfundsøkonomiske underskud på 57,3 mio. kr. til 50,9 mio. kr. (pga. det reducerede el-forbrug).

- **F** reducerer det samfundsøkonomiske underskud med 6,8 mio. kr. (fra 57,3 mio. kr. til 50,5 mio. kr.) (pga. den reducerede investering).
- **G** reducerer det samfundsøkonomiske underskud med 6,8 mio. kr. (fra 75,0 mio. kr. til 68,2 mio. kr.) (pga. den reducerede investering).
- **H** ændrer det samfundsøkonomiske underskud på 2,8 mio. kr. til et overskud på 1,5 mio. kr. (pga. den øgede motordrift).
- **I** øger det samfundsøkonomiske underskud fra 2,8 mio. kr. til 7,0 mio. kr. (pga. den øgede indtjening fra motordrift i referencen).

8.3 Flisfyret varmeværk

Modelberegningerne på varmeværket tager udgangspunkt et eksisterende flisfyret varmeværk (herefter kaldet referencen) med følgende nøgletal:

- Varmegrundlag: 60.000 MWh/år (heraf 70 % GAF)
- Spidseffekt: 17,6 MW
- Minimumseffekt: 1,8 MW

Værket har en fliskedel på 10 MW (med en virkningsgrad på 106 %) og træpillekedler på 11,6 MW (med en virkningsgrad på 95 %). Værket har desuden en mindre varmeakkumuleringstank på 350 m^3.

Scenarie 1: El-drevet varmepumpe

I dette scenarie suppleres referencen med en el-drevet varmpumpe, som køler røggas fra fliskedlen samt grundvand. Varmepumpen kobles i serie med fliskedlen, således varmepumpens afgangstemperatur kan reduceres i forhold til fremløbstemperaturen til byen.

Varmepumpen har følgende nøgledata:

- Varme-effekt: 8 MW
- COP_{varm}: 4,0 (incl. el-forbrug til grundvandspumper)

Løsningen kræver en el-drevet varmepumpe, en ekstra røggasvasker samt et antal grundvandsboringer og -pumper. Den samlede investering er estimeret til 40 mio. kr.

Scenarie 2: Absorptionsvarmepumpe

I dette scenarie antages det at den eksisterende fliskedel er udtjent og derfor skal erstattes af en ny. Mod en relativt beskeden merpris kan den nye fliskedel designes som en hedtvandskedel, som kan producere hedtvand, som kan drive en absorptionsvarmepumpe. Varmekilden er røggas fra fliskedlen og grundvand. Da grundvandet er for koldt til en 'standard' absorptionsvarmepumpe, suppleres løsningen med en el-drevet varmepumpe, som køler grundvandet og afleverer energien ved ca. 20° C. Den el-drevne varmepumpe forventes at have en COP_{varm} på 5,6 incl. el-forbrug til grundvandspumper.

Den nye produktionsenhed får hermed følgende nøgledata:

- Varmeeffekt: 15,6 MW
- Brændselsforbrug: 9,4 MW
- El-forbrug: 1,0 MW

Løsningen forudsætter at den eksisterende fliskedel skal udskiftes, at den nye fliskedel designes som en hedtvandskedel, og at der investeres i en absorptionsvarmepumpe, en el-drevet varmepumpe, en ekstra røggasvasker samt et antal grundvandsboringer og -pumper. Den samlede inve-

stering er estimeret til 50 mio. kr. (excl. investeringen i den nye fliskedel, men incl. merinvesteringen i en hedtvandskedel i stedet for en varmtvandskedel).

Selskabsøkonomiske beregningsforudsætninger
Brændselspriser
- Flis: 50 kr./GJ * 9,5 GJ/ton = 475 kr./ton
- Træpiller: 68,6 kr./GJ * 17,5 GJ/ton = 1.200 kr./ton

El-priser
- 'Rå' el-pris: 30 øre/kWh (fast)
- El-distribution m.m.: 15 øre/kWh
- Afgift: 40,7 øre/kWh
- PSO: 15 øre/kWh
- I alt: 100,7 øre/kWh

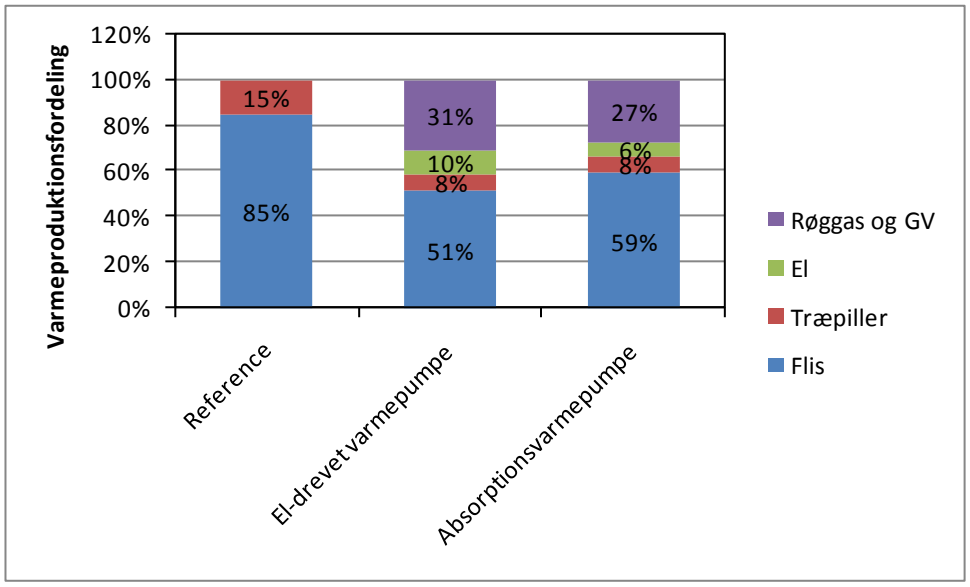
Afgifter (på brændsler, gældende pr. 1. februar 2013)
- Flis, NO_X-afgift: 2,3 kr./GJ
- Træpiller, NO_X-afgift: 34,4 kr./ton
- Træpiller, svovl-afgift: 35,6 kr./ton

D&V
- Fliskedler: 50 kr./MWh
- Pillekedler: 30 kr./MWh
- El-drevet varmepumpe: 25 kr./MWh_{el}

Den årlige energiomsætning og de årlige driftsudgifter er beregnet i simuleringsprogrammet energyPRO fra EMD International A/S.

Der er regnet med en gennemsnitlig teknisk levetid på 20 år.

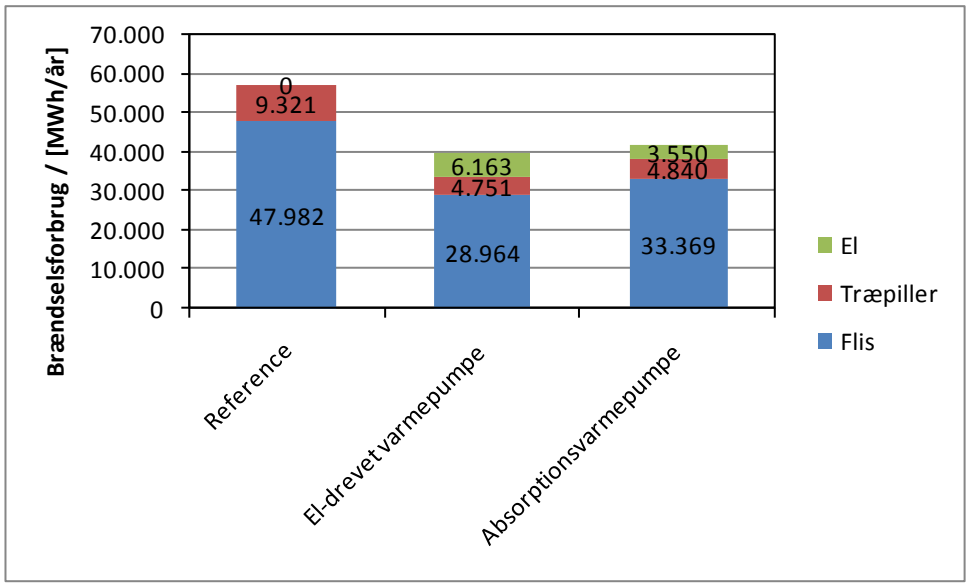
Energiomsætning
Figur 8.3.1 viser varmeproduktionen fordelt på de enkelte energikilder.



Figur 8.3.1: *Varmeproduktion fordelt på energikilder.*

Det fremgår at fordelingen mellem flis og træpiller er ca. 6:1 i alle scenarier, samt at varmeproduktionsfordelingen i scenarierne 1 og 2 er stort set ens.

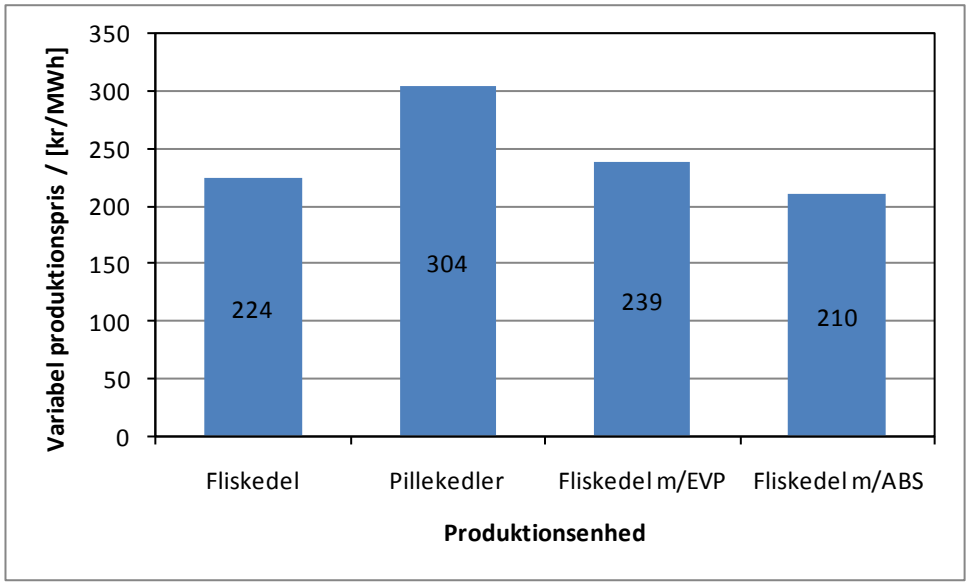
Figur 8.3.2 viser brændsels- og el-forbruget i referencen og i de to scenarier. Sammenlignet med referencen reduceres det samlede energiforbrug med henholdsvis 30 % og 27 % i de to scenarier.



Figur 8.3.2: *Brændsels- og el-forbrug.*

Det fremgår endvidere at el-forbruget er 40 % mindre i scenarie 2 sammenlignet med scenarie 1, samt at træpilleforbruget i scenarierne 1 og 2 er stort set ens. I scenarie 2 er flisforbruget 15 % større end i scenarie 1.

Selskabsøkonomiske konsekvenser
Figur 8.3.3 viser de variable produktionspriser for de forskellige produktionsenheder.



Figur 8.3.3: *Variable produktionspriser.*

Det fremgår, at den variable varmepris på en fliskedel med en el-drevet varmepumpe er højere end den variable varmepris på en fliskedel uden varmepumpe, samt at den variable varmepris på en fliskedel med absorptionsvarmepumpe kun er en smule lavere end den variable varmepris på en fliskedel uden varmepumpe.

Tabel 8.3.1 viser nogle selskabsøkonomiske nøgletal for de to scenarier.

Selskabsøkonomi	Enhed	0 - Flis - Reference	1 - Flis - El-drevet varmepumpe	2 - Flis - Absorptionsvarme pumpe
Investering	kr	0	40.000.000	50.000.000
Driftsudgifter	kr/år	14.135.275	14.638.629	13.017.743
Driftsbesparelse	kr/år	0	-503.354	1.117.532
Simpel tilbagebetalingstid	år	-	-79	45
Intern rente	-	-	#DIVISION/0!	-6,7%

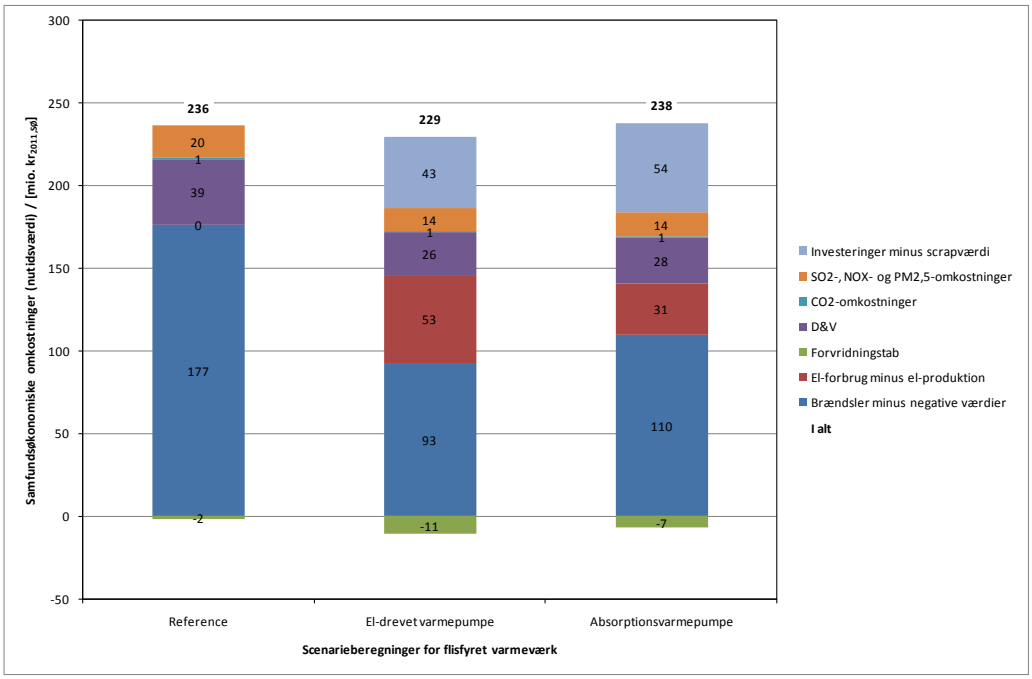
Tabel 8.3.1: *Selskabsøkonomiske nøgletal. Driftsudgifterne er beregnet i energyPRO.*

Scenariet med den el-drevne varmepumpe medfører ikke nogen driftsbesparelse, og er derfor ikke selskabsøkonomisk interessant.

Scenariet med absorptionsvarmepumpen medfører en driftsbesparelse på ca. 1,1 mio. kr./år, men den simple tilbagebetalingstid overstiger investeringens forventede tekniske levetid og er derfor heller ikke selskabsøkonomisk interessant.

Samfundsøkonomiske konsekvenser

De samfundsøkonomiske konsekvenser er beregnet i henhold til Energistyrelsens vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet samt Energistyrelsens seneste beregningsforudsætninger for samme.



Figur 8.3.4: *Samfundsøkonomiske nutidsværdier med en kalkulationsrente på 4 % p.a. Brændselsomkostningerne er henholdsvis 178, 104 og 117 mio. kr.*

Figur 8.3.4 viser de samfundsøkonomiske omkostninger i henholdsvis referencen og i de to scenarier, og tabel 8.3.2 viser nogle samfundsøkonomiske nøgletal.

Samfundsøkonomi	Reference	El-drevet varmepumpe	Absorptionsvarme pumpe
Samfundsøkonomiske omkostninger / [Mkr]	236	229	238
Samfundsøkonomisk overskud / [Mkr]	0	6,9	-1,4
Intern rente	-	5,7%	3,7%

Tabel 8.3.2: *Samfundsøkonomiske nøgletal (nutidsværdier).*

Det fremgår, at scenariet med den el-drevne varmepumpe har en positiv samfundsøkonomi, idet den interne rente er større end Energistyrelsens anbefaling på mindst 4 % p.a., samt at samfundsøkonomien i scenariet med absorptionsvarmepumpen er tæt på at balancere.

Konklusioner for det flisfyrede varmeværk

Selskabsøkonomien i de to beregnede scenarier er uinteressant. Selskabsøkonomien vil sandsynligvis kunne forbedres ved at reducere størrelsen af varmepumperne, idet disse hermed vil få flere årlige fuldlastdriftstimer.

Scenarie 1 med en el-drevet varmepumpe er samfundsøkonomisk fordelagtigt, og scenarie 2 er samfundsøkonomisk neutralt. Også her vil indregning af investeringer i referencen og belønning for fleksibelt el-forbrug ændre resultatet til et mere positivt.

8.4 Følsomhedsberegninger, flisfyret varmeværk

8.4.1 Scenarie 1: El-drevet varmepumpe

Der tages udgangspunkt i en el-drevet varmepumpe, som køler grundvand fra 8° C til 2° C. Dette giver følgende COP'er:

	Nuværende fjernvarmetemp. = 40/80° C	Fremtidig fjernvarmetemp. = 30/60° C
Nuværende virkningsgrad = 60 %	COP = 3,7	COP = 4,8
Fremtidig virkningsgrad = 70 %	COP = 4,3	COP = 5,6*

*) Kan øges til 6,3 i samdrift med kedel, hvis varmepumpen opvarmer fra 33° C til 48° C.

I grundberegningen er der regnet med COP = 4,0 (inkl. el-forbrug til grundvandspumper).

I **følsomhedsberegning J** regnes med COP = 5,6 (inkl. el-forbrug til grundvandspumper).

8.4.2 Scenarie 2: Absorptionsvarmepumpe

I grundberegningen anvendes en el-drevet varmepumpe til at køle grundvand fra 8° C til 2° C samt en absorptionsvarmepumpe med LiBr/vand til at opvarme fjernvarmevandet.

I **følsomhedsberegning K** anvendes en absorptionsvarmepumpe med ammoniak/vand eller et andet kølemiddelpar, som kan køle grundvandet til 2° C. Fjernvarmevandet opvarmes fra 40° C til 80° C og varmepumpen har en COP på 1,5. Det er kun 70 % af fliskedlens energi som kan omsættes i varmepumpen (pga. temperaturniveauet). Det betyder at varmeeffekten på 15,6 MW kræver 11,6 MW brændsel (og varmepumpen leverer 12,2 MW).

Med en ammoniak/vand-opløsning kan kombinationen af absorptionsvarmepumpe og fliskedel godt nå en fremløbstemperatur på 80° C uden brug af elektrisk varmepumpe, hvilket reducerer investeringen og el-forbruget.

I **følsomhedsberegning L** anvendes en absorptionsvarmepumpe med ammoniak/vand eller et andet kølemiddelpar, som kan køle grundvandet til 2° C. Fjernvarmevandet opvarmes fra 30° C til 60° C og varmepumpen har en COP på 1,6. Det er kun 75 % af fliskedlens energi som kan omsættes i varmepumpen (pga. temperaturniveauet). Det betyder at varmeeffekten på 15,6 MW kræver 10,8 MW brændsel (og varmepumpen leverer 12,9 MW).

Med en ammoniak/vand-opløsning kan kombinationen af absorptionsvarmepumpe og træpillekedel godt nå en fremløbstemperatur på 60° C uden brug af elektrisk varmepumpe, hvilket reducerer investeringen og el-forbruget.

8.4.3 Selskabsøkonomiske konsekvenser

De selskabsøkonomiske konsekvenser fremgår af tabellen nedenfor, hvor grundberegningerne også er vist (med grå baggrund).

Selskabsøkonomi	Følsomhed	Investering	Driftsbesparelse	Simpel tilbagebetalingstid	Intern rente
Enhed	**-**	**kr**	**kr/år**	**år***	**-**
1 - Flis - El-drevet varmepumpe		40.000.000	-503.354	-79,5	#NUM!
1 - Flis - El-drevet varmepumpe	**J**	40.000.000	1.012.814	39,5	-5,8%
2 - Flis - Absorptionsvarmepumpe		50.000.000	1.117.532	44,7	-6,7%
2 - Flis - Absorptionsvarmepumpe	**K**	30.000.000	2.187.400	13,7	3,9%
2 - Flis - Absorptionsvarmepumpe	**L**	30.000.000	2.864.088	10,5	7,1%

*) Rød hvis > 15 år.

Det fremgår blandt andet at **følsomhedsberegning**

- **J** øger driftsbesparelsen med ca. 1,5 mio. kr./år (pga. det reducerede el-forbrug).
- **K** og **L** reducerer tilbagebetalingstiden fra 44,7 år til henholdsvis 13,7 år og 10,5 år (pga. den reducerede investering og det reducerede el-forbrug).

8.4.4 Samfundsøkonomiske konsekvenser

De samfundsøkonomiske konsekvenser fremgår af tabellen nedenfor, hvor grundberegningerne også er vist (med grå baggrund).

Samfundsøkonomi	Følsomhed	Samfundsøkonomiske omkostninger	Samfundsøkonomisk overskud*	Intern rente
Enhed	**-**	**mio. kr.**	**mio. kr.**	**-**
1 - Flis - El-drevet varmepumpe		229,5	6,9	5,7%
1 - Flis - El-drevet varmepumpe	**J**	220,2	16,2	7,8%
2 - Flis - Absorptionsvarmepumpe		237,8	-1,4	3,7%
2 - Flis - Absorptionsvarmepumpe	**K**	224,9	11,5	7,6%
2 - Flis - Absorptionsvarmepumpe	**L**	213,7	22,7	10,7%

*) Rød hvis < 0.

Det fremgår blandt andet at **følsomhedsberegning**

- **J** øger det samfundsøkonomiske overskud fra 6,9 mio. kr. til 16,2 mio. kr. (pga. det reducerede el-forbrug).
- **K** og **L** ændrer det samfundsøkonomiske underskud på 1,4 mio. kr. til et overskud på henholdsvis 11,5 mio. kr. og 22,7 mio. kr. (primært pga. den reducerede investering).

Referencer

[1] Solar District Heating Guidelines. Fact sheet 7.2. www.solar-district-heating.eu.

[2] Large scale heat storage. T. Schmidt, D. Mangold, P.A. Sørensen og N. From. Konferencepaper fra IRES 2011, Berlin

[3] Forsyningskataloget 38.01. Energistyrelsen 1988.

[4] Ottrupgård, 1.500 m^3 damvarmelager. Slutrapport. PlanEnergi, september 1995.

[5] Ottrupgård, 1.500 m^3 damvarmelager. Målerapport. PlanEnergi, 1996, 1997 og 1998.

[6] Ottrupgård, 1.500 m^3 damvarmelager. Målerapport, 1998 til 2001. PlanEnergi, juli 2002.

[7] Fastlæggelse af levetider for plastlinere til sæsonvarmelagre. Søren Pedersen og Uffe Nielsen. Teknologisk Institut, juli 2000.

[8] Fastlæggelse af levetider for 2 HDPE plastlinere til sæsonvarmelagre. Søren Pedersen. Teknologisk Institut, 2004.

[9] Final Technical Report, SUNSTORE 2. Marstal Fjernvarme, 2005.

[10] SUNSTORE 4. Deliverable 2.1. Design of the overall energy system. PlanEnergi, 2013

[11] SUNSTORE 4. Deliverable 2.2. Design of the pit heat storage. PlanEnergi, 2013

[12] Store lagre 3. Slutrapport fra projektet borehulslagre til solvarmecentraler, 1995

[13] Boreholes in Brædstrup. Final report. PlanEnergi, June 2013

[14] Two approaches of seasonal heat storing. Pit heat storage and borehole thermal energy storage. Morten V. Jensen og Niels From, PlanEnergi. Konferencepaper til 1st SDH conference, Malmø 2013.

[15] www.saisonalspeicher.de

[16] The BTES project in Crailsheim (Germany) – Monitoring results. Janet Nussbicker-Lux. Konferencepaper Innostock Lleida, 2012

[17] The performance of a High Solar Fraction Seasonal Storage District Heating System – Five Years of Operation. Sibbitt m.fl. Konferencepaper. ISES World Congress, Kassel, 2012

[18] www.dlsc.ca/borehole.htm

[19] Analyse af mulighederne for bedre udnyttelse af overskudsvarme fra industrien. Viegand og Maagøe. Final draft, juni 2013

[20] Højtemperaturvarmelagring i grundvandsreservoir. Hørsholm varmelager. / Schleisner Ibsen, L. Roskilde: Forskningscenter Risø. Forsøgssektionen, 1988. 9 p.

[21] International Energy Agency (IEA), Energy Conservation through Energy Storage (ECES) Implementing Agreement (IA) http://www.iea-eces.org/annexes

[22] Oplyst af Brian Vad Mathiassen, Aalborg Universitet

[23] Hans Martin Henning. Frauenhofer-Institut für Solar Energisysteme ISE. Præsentation i Düsseldorf, 5. september 2013

[24] High temperature aquifer thermal energy storage (HT-ATES): Water treatment in practice, Benno Drijver, 1e Nationaal Contres Bodemenergie Utrect, Nederland, 13.–14. oktober 2011

BILAG A
Spørgeskema vedrørende ståltanke

Spørgeskema omkring varmelagre i fjernvarmesystemer

Grøn Energi er med i et konsortium, som af Energistyrelsen har fået til opgave at indsamle data omkring den eksisterende kapacitet i akkumuleringstankene i de danske fjernvarmesystemer. Derfor bedes I besvare dette korte spørgeskema, som indeholder konkrete spørgsmål om jeres varmelager/akkumuleringstank(e).

Hvis I ikke har et varmelager bedes i stadig udfylde spørgeskemaet og notere "0" til det samlede lagervolumen.

Det er kun "døgn"-varmelagre vi er interesserede i, hvis I har et sæsonlager skal denne ikke oplyses.

I bedes besvare spørgeskemaet snarest muligt.

Værk/Selskabsnavn *

Navn *

Telefonnummer 1

Akkumuleringstank - Samlet lagervolumen i kubikmeter (netto) *

Temperaturforhold i akkumuleringstank: Angiv højeste temperatur i lageret i grader Celcius

Temperaturforhold i akkumuleringstanken: Angiv laveste temperatur i lageret i grader Celcius

Akkumuleringstank - Tab i % per år

Akkumuleringstank 1 - Årstal for idriftsættelse

Akkumuleringstank 2 - Årstal for idriftsættelse

Akkumuleringstank 3 - Årstal for idriftsættelse

Akkumuleringstank - Driftsomkostninger - i kr./år

Noter og kommentarer

Respond

BILAG B
Oversigt, el-kedler

EL-KEDEL

Værk	Leverandør	Effekt	Spænding	Idriftsat
Jerslev Kraftvarme	Averhoff	2,4	0,4	2012
Christiansfeld Fjernvarme	Tjæreborg	3	0,4	2012
Nr. Broby Varmeværk	Tjæreborg	1,5	0,4	2012
Brørup	Averhoff	10	10,5	2012
Egtved Varmeværk	Tjæreborg	4	0,69	2012
Hjallerup	Averhoff	6	10,5	2012
Smørum Kraftvarmeværk	SCAN / Tjæreborg	10	10,5	2012
Strandby Varmeværk	Averhoff	10	10,5	2012
Augustenborg Fjernvarme	Tjæreborg/ SCAN	8	10,5	2011
Bredsten-Balle Kraftvarmeværk	Tjæreborg	2,9	0,69	2011
Brædstrup Fjernvarme	Averhoff	10	10,5	2011
E.ON Danmark, Præstø	Tjæreborg	4,4	0,69	2011
EON-Frederiksund	Tjæreborg	10	10,5	2011
Gartneriet Madsendø	Averhoff	10	10,5	2011
Hanstholm Varmeværk	SCAN / Tjæreborg	10	10,5	2011
Nykøbing Mors	Averhoff	6	10,5	2011
Outrup Varmeværk	Tjæreborg	1,1	0,69	2011
Snedsted	Averhoff	6	10,5	2011
Videbæk Energiforsyning	Averhoff	10	10,5	2011
Vojens	Averhoff	10	15	2011
Vorupør Kraftvarme	DWC Energi	11	0,4	2011
Aulum Fjernvarme	Tjæreborg / AEA	10	10,5	2010
Brovst Fjernvarme	Averhoff	10	10,5	2010
Helsinge Fjernvarme	Averhoff	10	10,5	2010
Hvide Sande	SCAN / Tjæreborg	10	10,5	2010
Nørre Snede	Tjæreborg	4,5	0,69	2010
Ringkøbing Fjernvarmeværk	Averhoff	12	10,5	2010
Sæby Varmeværk	Tjæreborg / AEA	12	10,5	2010
Vildbjerg Varmeværk	Averhoff	12	10,5	2010
Østervraa Varmeværk	DWC Energi	3	0,69	2010
Hornum Fjernvarme	Averhoff	1	0,4	2009
Struer Forsyning	Averhoff	0,9	0,4	2009
Grindsted El & Varmeforsyning	Averhoff	18	10,5	2008
Hinsholm Varmeværk	Tjæreborg	3	0,4	2008
Skagen Varmeværk	Averhoff	10	10,5	2008
Energi Fyn - Assens	Averhoff	16	10,5	2007
Energi Fyn - Kratholm	Averhoff	16	10,5	2006
I alt installeret	**Anlæg: 37**	**294,7**		

BILAG C
Geologiske forhold

Kort beskrivelse af Danmarks overordnede geologiske struktur:

Danien kalk
Vekslende kalkaflejringer fra Danien træffes i et bælte fra den vestlige Limfjord over Djursland og Nordsjælland, samt på Sydøstsjælland og langs det sydlige Storebælt. Kalk fra Danien forekommer som bryozokalk, kalksandskalk (København Kalk) og slamkalk samt sjældnere som koralkalk, jf. figur C.1. Hærdningsgraden veksler fra uhærdnet til stærkt hærdnet, hvor Bryozokalken og koralkalken oftest er hærdnet. Kalken indeholder hyppigt fossiler og tæt flint som oftest har grå farver. Jf. Thomsen (1995) Ofte er toppen af kalken deformeret og opsprækket på grund af tryk fra gletschere under kvartærtiden.

Mergel og grønsandskalk
På Vestsjælland og Fyn træffes kalkrige leraflejringer (mergel) i form af grå Kerteminde Mergel fra Paleocæn tid. På Sjælland træffes endvidere grønsandskalk (kalkcementerede sandlag) vekslende med indslag af mergel i Lellinge Grønsand Formationen, jf. Heilmann-Clausen (2006).

Fed ler fra tidlige Tertiær
I et smalt bælte fra den nordvestlige Limfjord til Århus samt på Vest- og Sydfyn træffes meget finkornede leraflejringer fra tidlig Teritær (Paleocæn-Eocæn) umiddelbart under de kvartære aflejringer. Aflejringerne stammer hovedsageligt fra en af følgende formationer: Æbelø Formationen, Holmehus Formationen, Ølst Formationen, Røsnæs Ler og Lillebælt Ler samt Søvind Mergel. Der er som hovedregel tale om fed til meget fed ler, der ikke knaser ved bid. Leret antager grå, grønne, røde og blålige eller sorte farver. Det kan indeholde forskellige konkretioner, og kan være både kalkholdigt og kalkfrit. Især Ølst Formationen og Røsnæs Leret indeholder karakteristiske askelag, jf. Heilmann-Clausen (2006).

Lokalt omkring Fur og Mors ved den vestlige Limfjord træffes aflejringer af moler. Det er et porøst og lamineret sediment opbygget af mikroskopiske skaller fra kiselalger. Moleret, der er dannet samtidig med Ølst Formationen, indeholder karakteristiske vulkanske askelag og kan desuden indeholde forkislede lag og kalkcementerede konkretioner (cementsten).

Ler fra Oligocæn
Aflejringer fra Oligocæn findes umiddelbart under kvartære sedimenter i et relativt smalt bælte over Jylland fra Sydthy til Århus og videre sydpå langs Jyllands østkyst.

Aflejringerne domineres af svagt siltet, glimmerholdigt ler med grønlige og grå farver, der har varierende kalkindhold, jf. Heilmann-Clausen (2006).

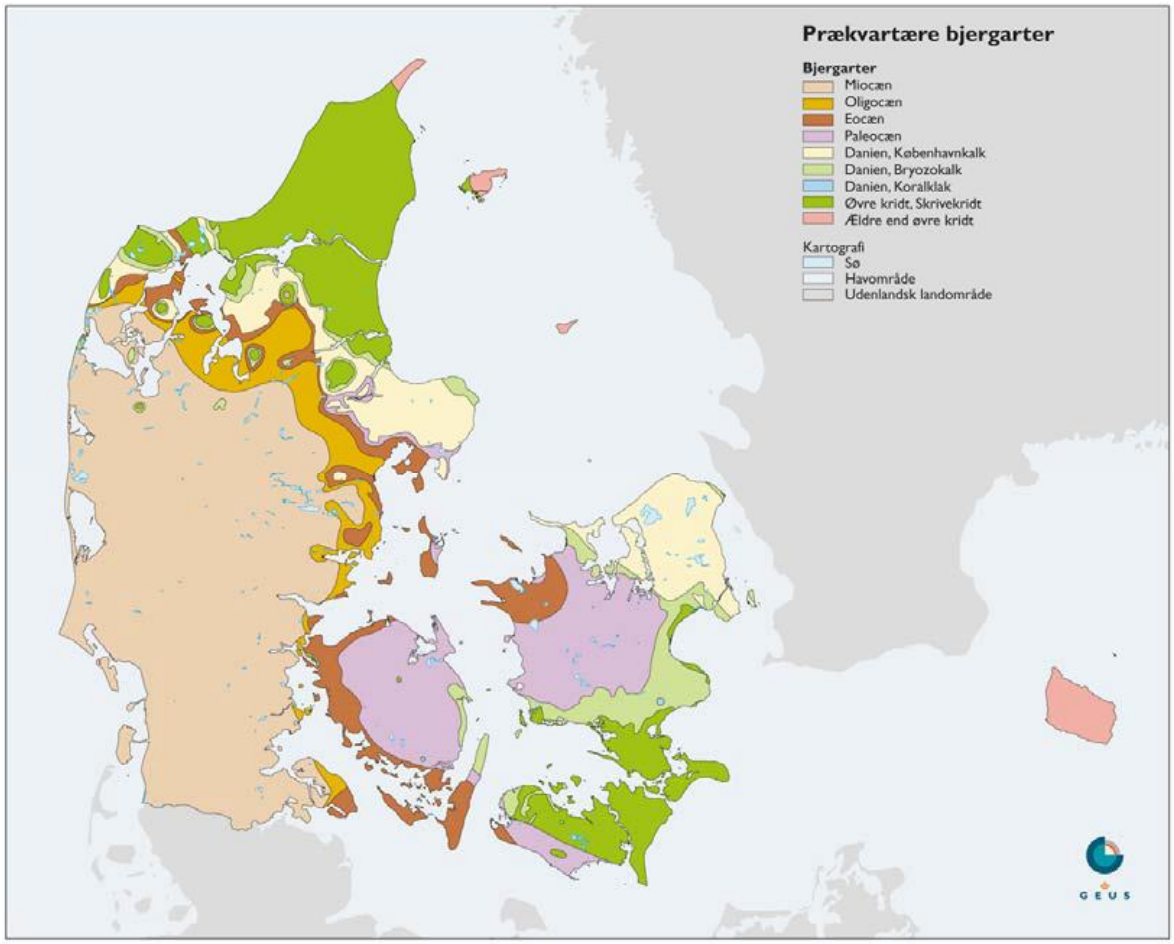
Kvartssand, glimmersand og glimmerler fra Miocæn
Miocæne aflejringer træffes i det centrale og sydvestlige Jylland, i form af vekslende sandede og lerede enheder af kvartssand, glimmersand (stedvis med brunkul) og glimmerler. Aflejringerne er afsat under skiftende havniveauforhold og sandaflejringerne udgøres fortrinsvis af deltalober og flodkanaler samt sand omlejret ved transporteret langs kysten. Under, over og i mellem de sandede enheder er aflejret lerede sedimenter under marine forhold.

De sandede enheder tilhører en af følgende formationer: Billund Formationen, Bastrup Formationen, Odderup Formationen eller Marbæk Formationen. De lerede enheder tilhører: Vejle Fjord Formationen, Klintinghoved Formationen, Arnum Formationen Hodde Formationen, Ørnhøj Formationen eller Gram Formationen. En nærmere beskrivelse af de miocæne aflejringer i Danmark findes i Rasmussen 2006.

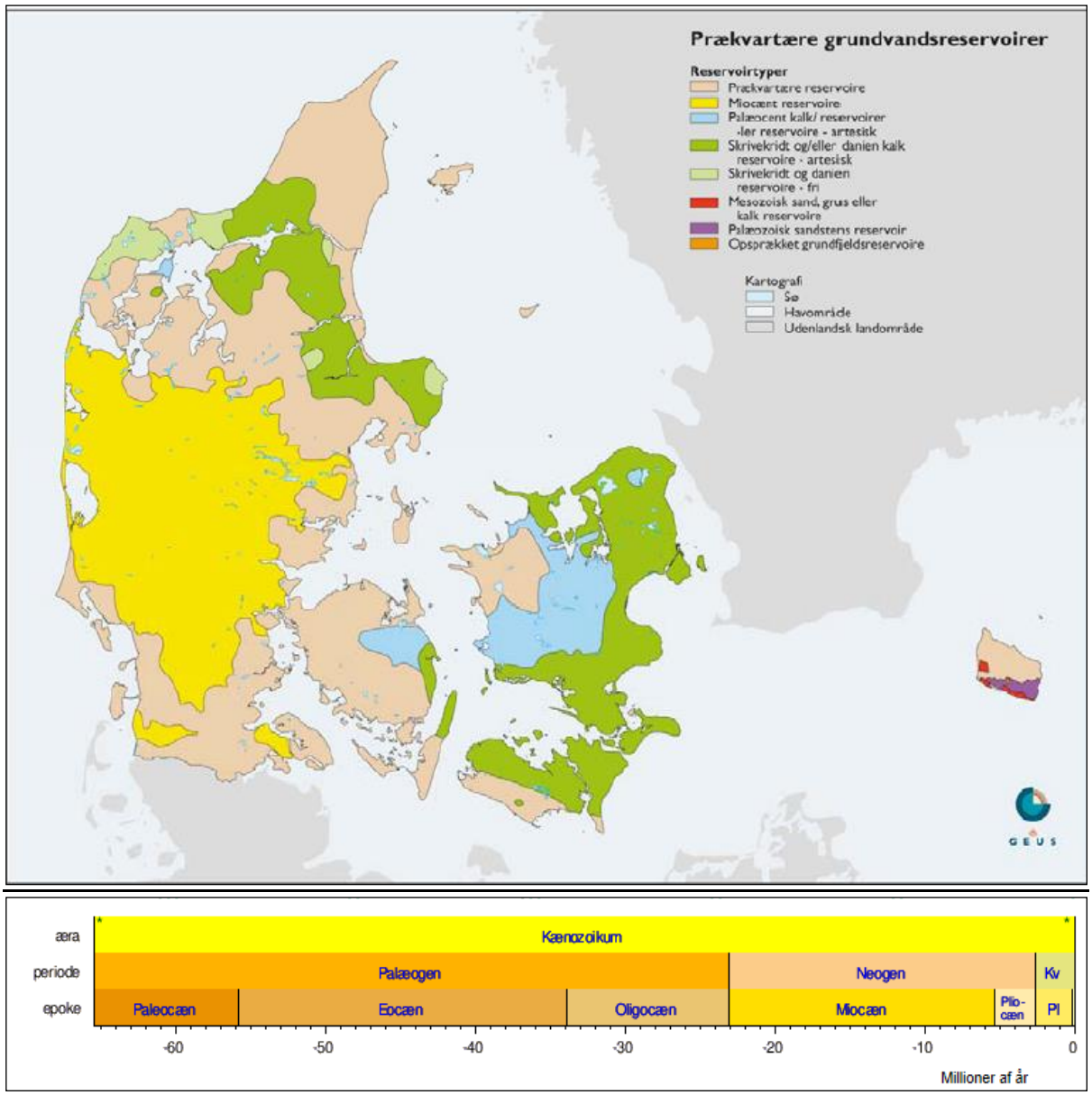
Kvartære aflejringer

Under Kvartærtiden (de seneste ca. 2 mio. år) har klimaet generelt været koldt med vekslende istider og kortere mellemistider. Flere gange er store ismasser trængt ned over det danske område fra Skandinavien. Gletscherne eroderede i underlaget og skubbede stedvis dette op i randmorænebakker foran isen. Samtidig afsattes der usorterede moræneaflejringer under og umiddelbart foran isen. Fra gletscherne løb smeltevandsfloder ud foran isen, hvor der blev aflejret vekslende sandede og grusede hedesletteaflejringer. I stillestående sø-bassiner blev afsat finkornet ofte lagdelt smeltevandsler. Når isen smeltede bort efterlod den klumper af dødis som blev begravet i smeltevandssedimenter og derved isoleret i en periode. Den forsinkede smeltning resulterede i landskaber præget af dødsishuller, se figur C.4. Ved slutningen af en istid skete der ofte en generel stigning i havspejlet og dele af landet blev dækket af hav og fjorde, hvori der blev afsat marint ler og sand.

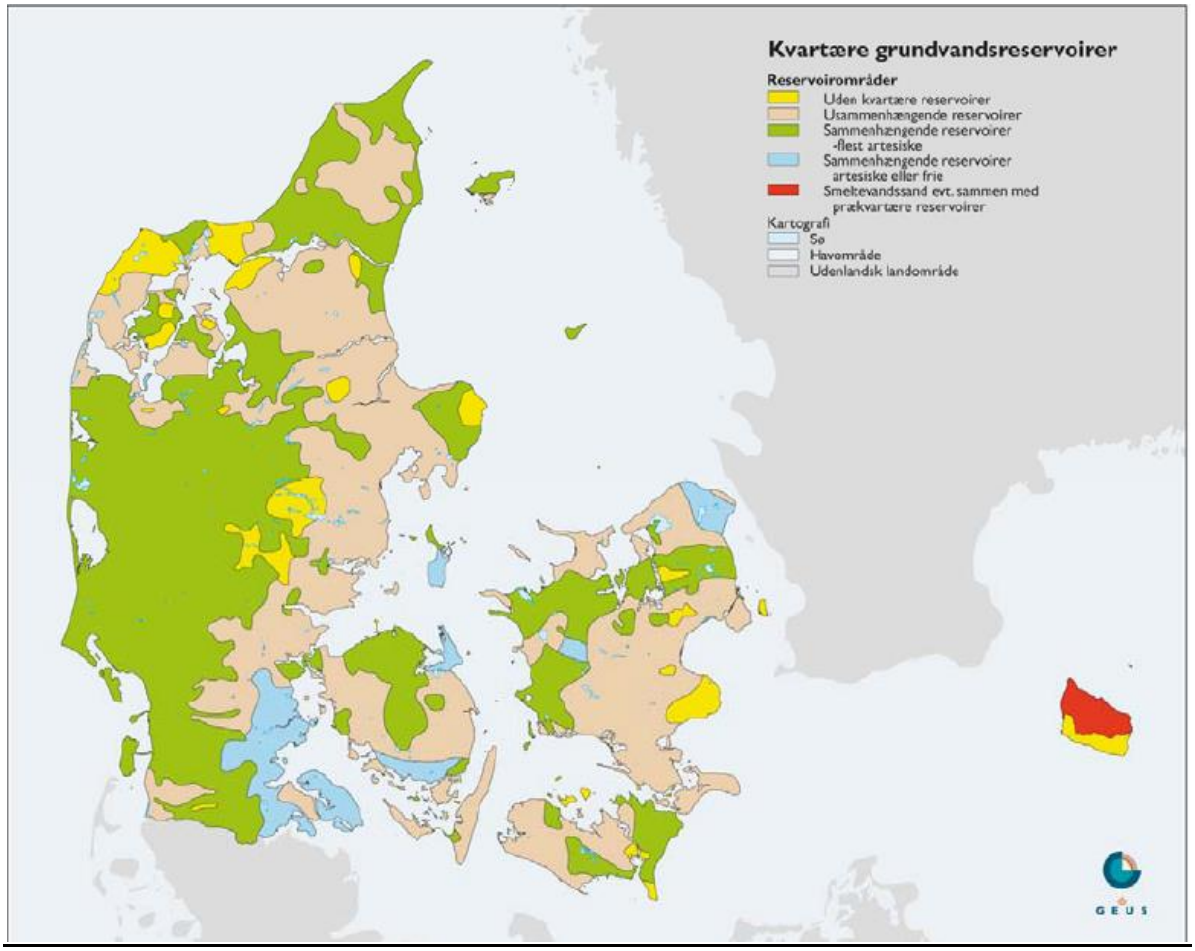
Skift mellem forholdsvis langvarige kolde perioder, hvor gletscherne rykkede frem, og kortere varmere perioder, hvor isen smeltede, er foregået mange gange gennem Kvartærtiden. Dette har resulteret i forholdsvis komplekse lagfølger dannet ved mange på hinanden følgende isfremstød. Processerne bag dannelse af kvartære lagfølger med tilhørende landskaber er illustreret i figur C3.



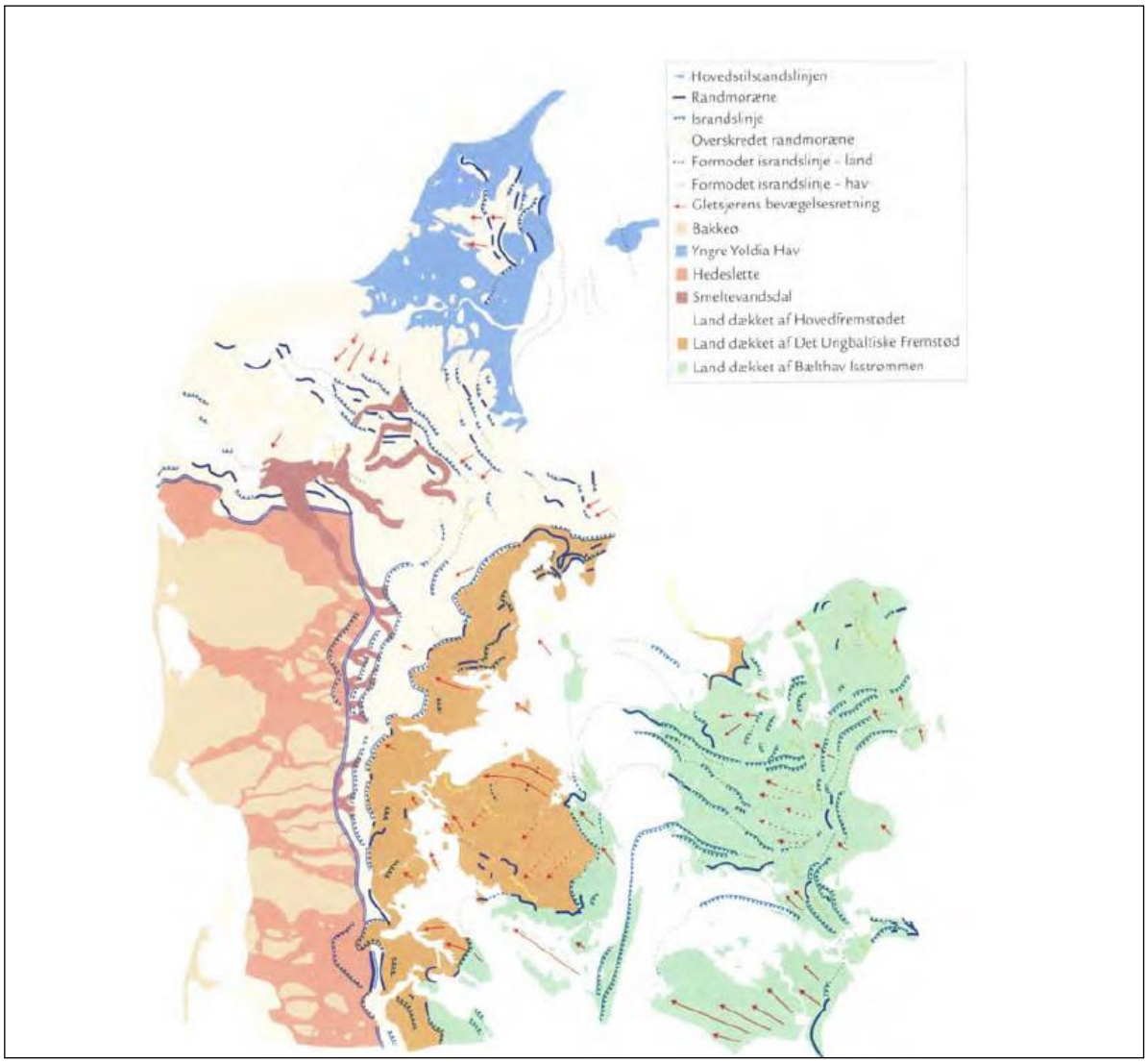
Figur C.1: *Kort over den danske undergrunds geologiske struktur; GEUS.*



Figur C.2: *Grundvandsmagasinkort for de prækvartære aflejringer.*



Figur C.3: *Grundvandsmagasinkort for de kvartære aflejringer*

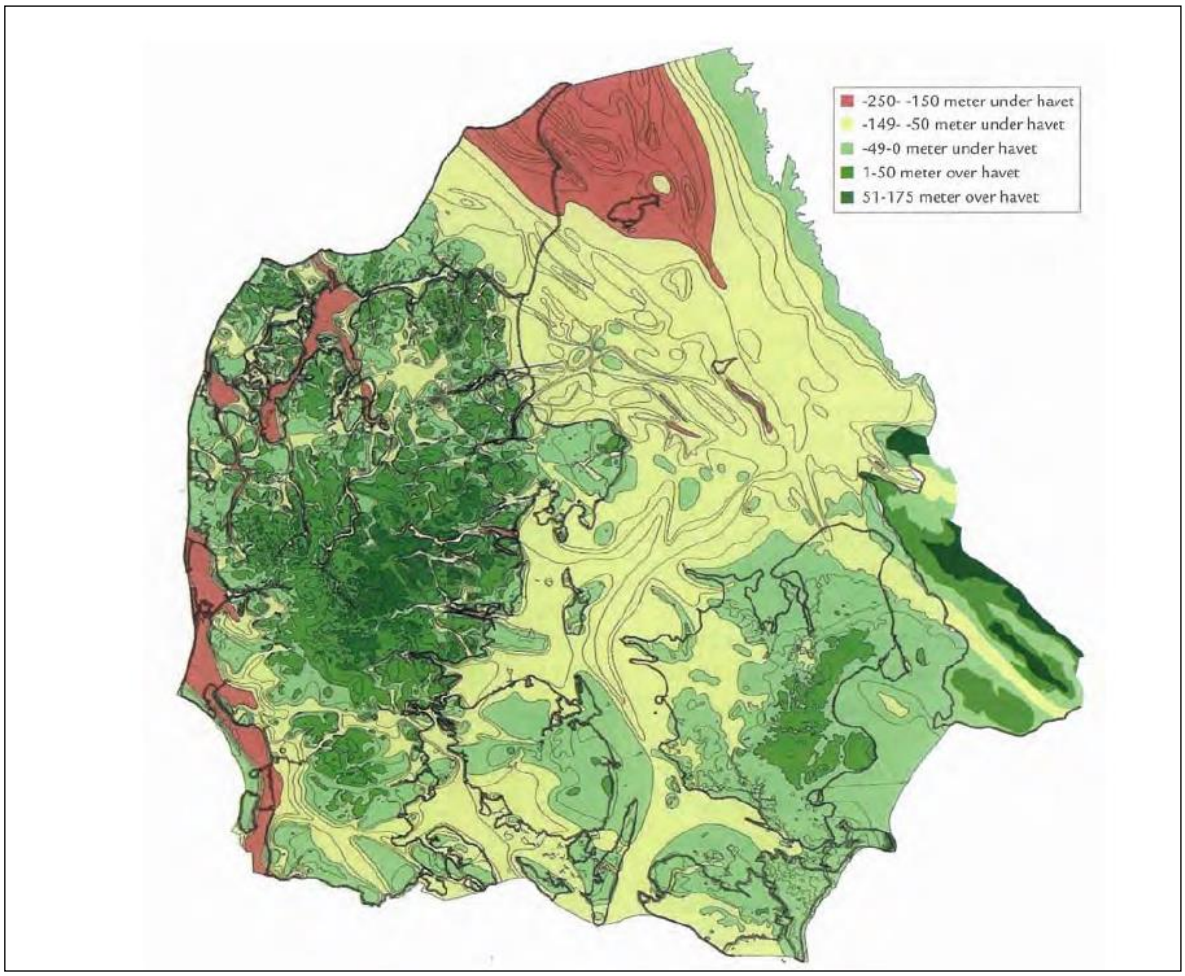


Figur C.4: *Overordnet kort over landskabsformer og forløb af israndslinier, der knytter sig til isens tilbagesmeltning ved slutningen af den seneste istid (Weichsel).*
Kilde: Houmark-Nielsen et al. 2006, delvist efter Smed (1982).

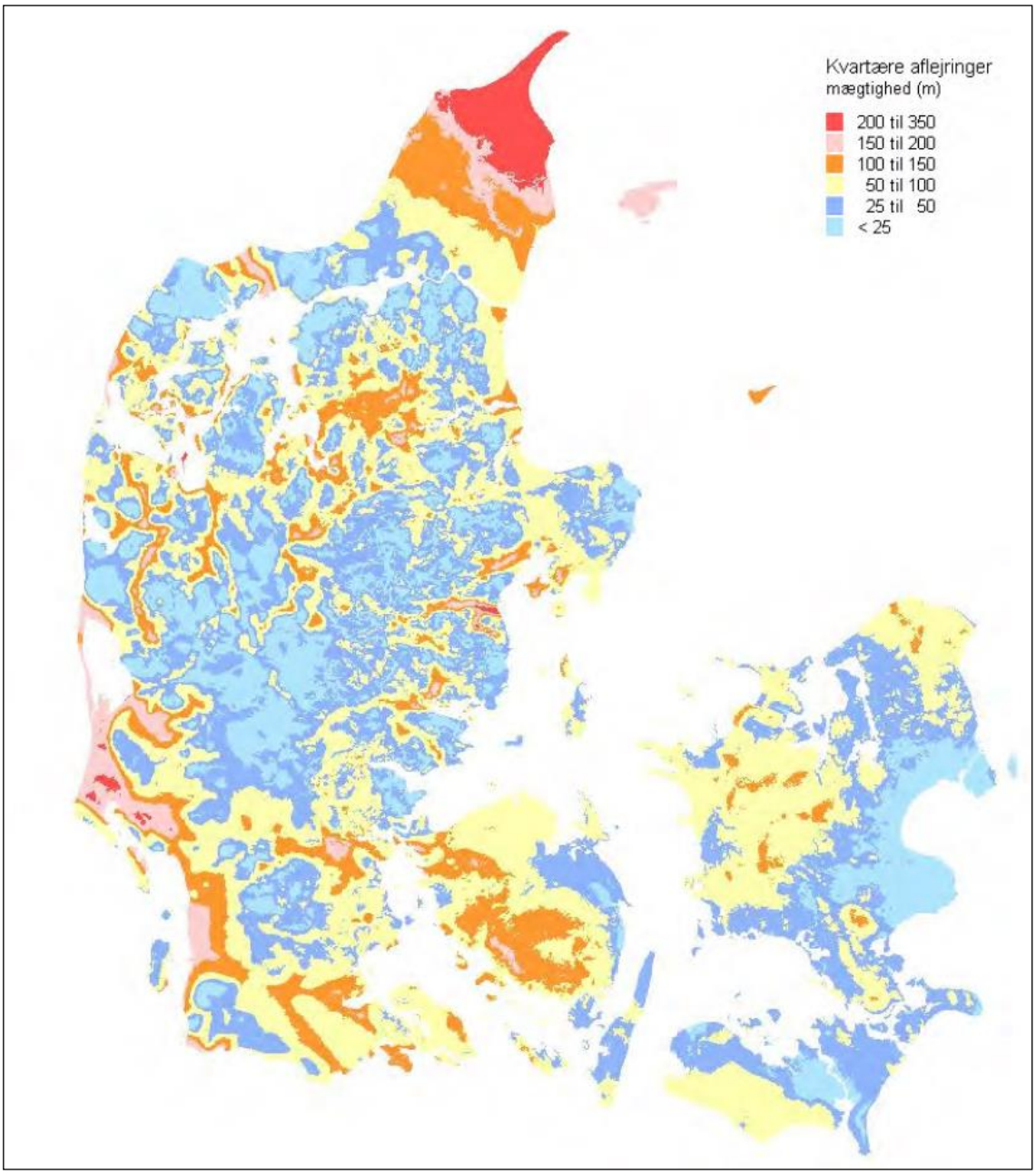
Prækvartæroverfladen og tykkelsen af de kvartære aflejringer
Grænsen mellem kvartære og prækvartære aflejringer betegnes som nævnt prækvartæroverfladen.

Fladen er primært dannet ved erosion fra gletchere og smeltevand i Kvartærtiden.

Desuden har tektoniske bevægelser i undergrunden antagelig også spillet ind i nogle områder



Figur C.5: *Kort over prækvartæroverfladens højdeforhold, d.v.s. dybden under eller højden over nuværende havniveau. Fra Houmark-Nielsen (2006), efter Binzer og Stocmar (1994).*



Figur C.6: *Kort over tykkelsen af kvartære aflejringer. Kortet er sammenstillet på baggrund af kort over prækvartærfladens højdeforhold, Binzer og Stocmar (1994) og kort over terrænets højdeforhold (Kort og Matrikelstyrelsen).*

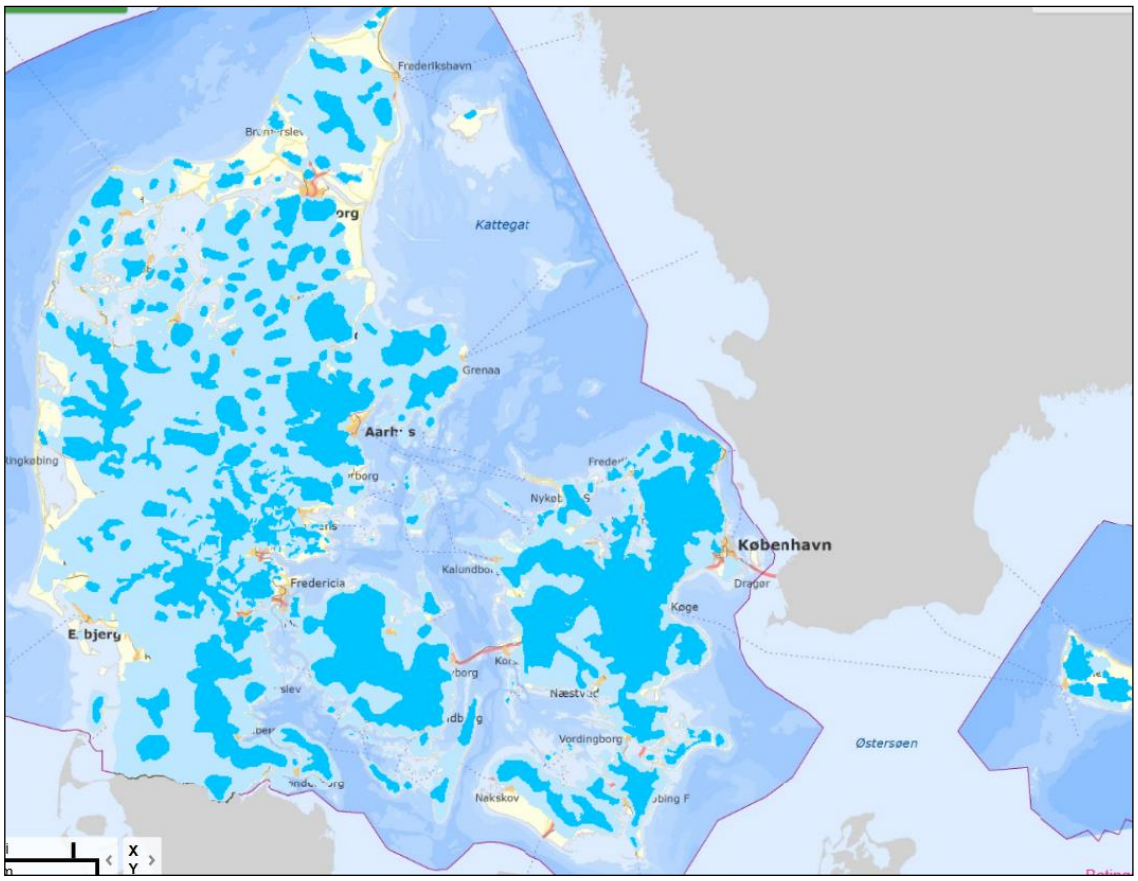
Kortet viser den samlede tykkelse af kvartære aflejringer. De kvartære aflejringer er generelt af mindre mægtighed i store dele af det centrale Jylland, på det østlige Sjælland og Lolland-Falster Store mægtigheder af kvartære aflejringer findes især i Vendsyssel og i det sydvestlige Jylland samt i en lang række begravede dale, der især træffes i Jylland, Sønderjylland på hovedparten af Fyn samt på Vestsjælland.

Drikkevandsinteresser
I forbindelse med den nationale grundvandskortlægning udpeges områder med drikkevandsinteresser og særlige drikkevandsinteresser.

Indenfor områder med særlige drikkevandsinteresser (og indvindingsoplande til almene vandforsyninger uden for disse) har beskyttelse af grundvandet højeste prioritet ved etablering af andre anlæg.

Det betyder imidlertid ikke, at der ikke kan gives tilladelse til jordvarmelagre/damvarmelagre indenfor disse områder, når afstandskravene til eksisterende indvindingsanlæg overholdes.

Lokale forhold kan dog gøre at kommunen vælger at skærpe afstandskravene. Ligeledes må man forvente, at der her er særlig fokus på dokumentation af de anvendte materialer, lagerets opbygning mv.



Figur C.7: *Oversigtskort med angivelse af områder med særlige drikkevandsinteresser (OSD områder angivet med mørk blå farve).*

BILAG D
Investeringsbehov i modelberegningerne

I dette bilag estimeres investeringsbehovene i modelberegningerne, og investeringerne sammenlignes med data fra Energistyrelsens teknologikatalog *Technology Data for Energy Plants*, maj 2012. Priserne i teknologikataloget er i €, og der er anvendt en kurs på 1 € = 7,42 DKK. Prisniveauet i teknologikataloget er 2011, og her regnes med en inflation på 3 % fra 2011 til 2013, således 1 $€_{2011}$ = 7,64 DKK_{2013}.

El-drevet varmepumpe

Selve varmepumpen antages at koste ca. **3,0 mio. kr./MW_{th}**[14] (teknologikataloget 2,3 – 3,8 mio. kr./MW_{th}).

Hertil kommer el-tilslutning, tilslutninger på varmepumpens kolde og varme side samt styring m.m. til ca. 1,5 mio. kr./MW_{th}.

Et grundvandssystem bestående af boringer, pumper og forbindelsesrør antages at koste ca. 1,5 mio. kr./MW_{th}.

Varmepumpen koster således hermed **ca. 4,5 mio. kr./MW_{th}** med et damvarmelager som varmekilde og **ca. 6,0 mio. kr./MW_{th}** med grundvand som varmekilde (teknologikataloget 4,0 – 6,4 mio. kr./MW_{th}).

Absorptionsvarmepumpe

En hedtvandsdrevet absorptionsvarmepumpe antages at koste **ca. 2,0 mio. kr./MW_{th}** incl. installation (teknologikataloget 2,8 – 3,2 mio. kr./MW_{th}). Den lavere pris forklares med at øget konkurrence på det danske marked har reduceret prisen på selve varmepumpen markant.

Træpillekedel

En træpillefyret hedtvandskedel antages at koste **ca. 3,7 mio. kr./MW_{th}** (teknologikataloget 1,9 – 4,2 mio. kr./MW_{th} for varmtvandskedler). Hedtvandsinstallationer er lidt dyrere end varmtvandsinstallationer, og derfor ligger investeringen i den høje ende af skalaen.

Solvarmeanlæg

Et solvarmeanlæg på ca. 50.000 m^2 antages at koste ca. 70 mio. kr. Den forventede årsproduktion er ca. 20.000 MWh, og den specifikke pris er således **ca. 3.500 kr./MWh/år** (teknologikataloget 3.250 kr./MWh/år). I den anvendte pris er der taget højde for at meget store solvarmeanlæg er billigere pr. m^2, samt at den årlige ydelse pr. m^2 er lavere ved meget høje solvarmedækningsgrader.

Damvarmelager

Et damvarmelager på ca. 100.000 m^3 antages at koste ca. 25 mio. kr., svarende til **ca. 250 kr./m^3** (teknologikataloget 267 kr./m^3).

[14] Indekset 'th', som er en forkortelse for *thermal*, refererer til den producerede varme(-effekt).

Hermed estimeres følgende investeringsbehov for det naturgasfyrede kraftvarmeværk:

Scenarie 1: El-drevet varmepumpe

- El-drevet varmepumpe 6 MW á 6 mio. kr./MW = 36 mio. kr.
- Bygning m.m. 4 mio. kr.
- **I alt** **40 mio. kr.**

Scenarie 2: Absorptionsvarmepumpe

- Absorptionsvarmepumpe 6 MW á 2 mio. kr./MW = 12 mio. kr.
- Træpillekedel 3,5 MW á 3,7 mio. kr./MW = 13 mio. kr.
- El-drevet varmepumpe 2,5 MW á 6 mio. kr./MW = 15 mio. kr.
- Bygning m.m. 10 mio. kr.
- **I alt** **50 mio. kr.**

Scenarie 3: 50 % solvarme og el-drevet varmepumpe

- Solvarmeanlæg 20.000 MWh/år á 3.500 kr./MWh/år = 70 mio. kr.
- Damvarmelager 100.000 m^3 á 250 kr./m^3 = 25 mio. kr.
- El-drevet varmepumpe 3,3 MW á 4,5 mio. kr./MW = 15 mio. kr.
- Bygning m.m. 10 mio. kr.
- **I alt** **120 mio. kr.**

Scenarie 4: 50 % solvarme og absorptionsvarmepumpe

- Solvarmeanlæg 20.000 MWh/år á 3.500 kr./MWh/år = 70 mio. kr.
- Damvarmelager 100.000 m^3 á 250 kr./m^3 = 25 mio. kr.
- Absorptionsvarmepumpe 6 MW á 2 mio. kr./MW = 12 mio. kr.
- Træpillekedel 3,5 MW á 3,7 mio. kr./MW = 13 mio. kr.
- Bygning m.m. 10 mio. kr.
- **I alt** **130 mio. kr.**

For det flisfyrede varmeværk estimeres følgende investeringsbehov:

Scenarie 1: El-drevet varmepumpe

- El-drevet varmepumpe 6 MW á 6 mio. kr./MW = 36 mio. kr.
- Bygning m.m. 4 mio. kr.
- **I alt** **40 mio. kr.**

Scenarie 2: Absorptionsvarmepumpe

- Absorptionsvarmepumpe 8 MW á 2 mio. kr./MW = 16 mio. kr.
- Merpris for hedtvandskedel 4 mio. kr.
- El-drevet varmepumpe 3,3 MW á 6 mio. kr./MW = 20 mio. kr.
- Bygning m.m. 10 mio. kr.
- **I alt** **50 mio. kr.**