

# System og teknologi - Opdaterede teknologidata og potentialer

---

Delopgave A – Erfaringsopsamling og teknologidata

---

**VEKS, HOFOR, CTR, VESTFORBRÆNDING**

---


**15. MARTS 2021**

# Indhold

<b>1</b>	<b>Introduktion</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Erfaringsindsamling</b>	<b>4</b>
2.1	Teknologivurderinger	4
<b>3</b>	<b>Delopgave A1 – Varmepumper til spildevand</b>	<b>5</b>
3.1	Varmepumpeanlægget i Frederikshavn	5
3.2	SVAF-projektet	6
3.3	Varmepumpeanlægget i Roskilde, Bjergmarken	6
3.4	Energicentral Tårnby	7
3.5	Varmepumpeanlægget i Odense, Ejby Mølle	7
3.6	Opsamling	7
3.7	Teknologiskema	8
3.7.1	Lorentz virkningsgrad	8
3.7.2	Temperaturer og COP	9
3.7.3	Investering	10
3.7.4	Omkostninger til drift og vedligehold	10
3.7.5	Levetider og rådighed	11
3.7.6	Teknologiskema	11
<b>4</b>	<b>Delopgave A2 – Højtemperatur-varmepumper</b>	<b>12</b>
4.1	Teknologier med CO <sub>2</sub> som kølemiddel	13
4.1.1	Leverandører og referencecases	15
4.1.2	Integration i fjernvarmenettet	15
4.2	Teknologier med HFO-kølemidler	16
4.2.1	Leverandører og referencecases	17
4.2.2	Integration i fjernvarmenettet	17
4.3	Hybrid varmepumpe-teknologi, ammoniak/vand	18
4.3.1	Leverandører og referencecases	19
4.3.2	Integration i fjernvarmenettet	19
4.4	Opsummering	20
<b>5</b>	<b>Delopgave A3 – Havvandsvarmepumper</b>	<b>22</b>
5.1	HOFOR/CTR/VEKS – Stor elvarmepumpe til fjernvarme (“SVAF”)	23

5.2	Affaldvarme Aarhus - Havvandsvarmepumpe	23
5.3	Stockholm Exergi – "Ropsten 1&2" + "Ropsten 3"	24
5.4	Overblik og nøgletal	25
5.5	Teknologiskema	26
5.5.1	Lorentz virkningsgrad	26
5.5.2	Temperaturer og COP	26
5.5.3	Investering	26
5.5.4	Omkostninger til drift og vedligehold, levetid og rådighed	27
5.5.5	Perspektivering i forhold til Energistyrelsens teknologikatalog	28
5.5.5.1	COP	28
5.5.5.2	Investering	28
5.5.5.3	D&V	29
5.5.5.4	Levetid	29
5.5.5.5	Rådighed	29

---



Projekt ID: 10410445  
Ændret: 15-03-2021 13:53  
Revision

Udarbejdet af  
GRAA/CREC/MOBR  
Kontrolleret af CRI  
Godkendt af NBA

## 1 Introduktion

Nærværende rapport er en erfaringsindsamling og teknologibeskrivelse for følgende varmepumpeanlæg:

- Varmepumpeanlæg med spildevand som varmekilde
- Højtemperaturvarmepumper tilkoblet transmissionsnettet
- Varmepumpeanlæg med havvand som varmekilde

## 2 Erfaringsindsamling

Erfaringer er indsamlet gennem en interviewrunde med anlægsejere. Her blev der gennemført interview og erfaringsopsamling i en allerede defineret interviewguide, som var afstemt med arbejdsgruppen ved FFH. I Bilagsrapport A ses alle udfyldte interviews. Spørgsmål var valgt for at kunne indsamle erfaringer omkring teknisk opbygning, COP-værdier, investeringer m.m. Derudover blev der fokuseret ekstra på omkostninger til havvandsindtagsanlægget, og for spildevand blev der fokuseret på opsamling af erfaringer omkring de væsentligste parametre på selve spildevandssiden af projektet: CIP-system, filtersystem og flowudjævning.

For højtemperaturvarmepumper blev det eneste opsatte anlæg i fjernvarmesektoren i Danmark ved Løgumkloster undersøgt.

### 2.1 Teknologivurderinger

Erfaringsindsamlingerne følges op af beregning og sammenligning af nøgletal for anlæggene, herunder beregning af Lorentz virkningsgraden, der angiver en anlægs COP-værdi i forhold til det teoretisk maksimalt mulige. Lorentz virkningsgraden er defineret som følger:

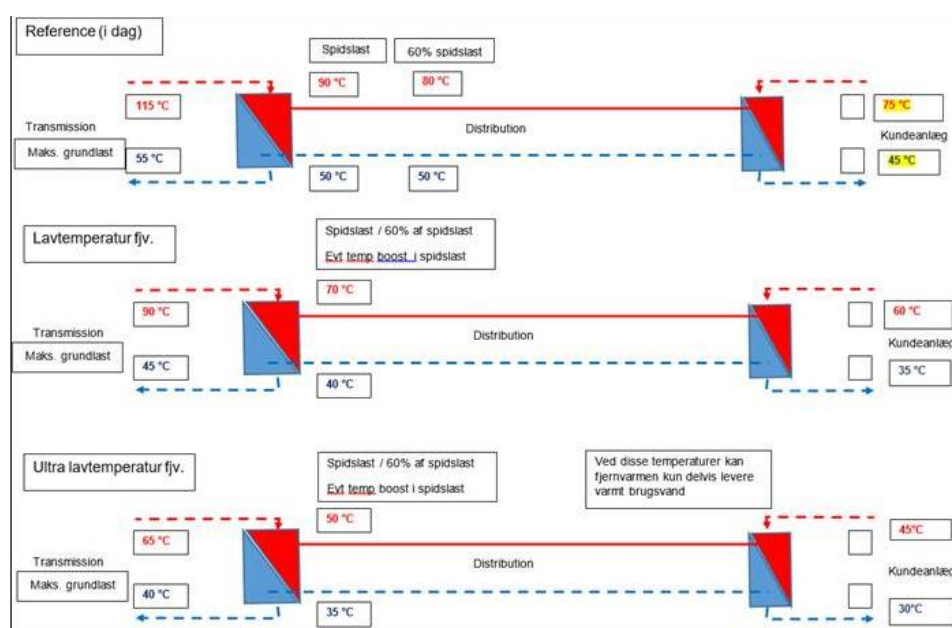
$$\eta_{Lorentz} = \frac{COP_{m\grave{a}lt}}{COP_{Lorentz}}, COP_{Lorentz} = \frac{T_{lm,H}}{T_{lm,H} - T_{lm,L}}$$

Hvor  $T_{lm,H}$  og  $T_{lm,L}$  er logaritmisk beregnede middeltemperaturer på henholdsvis den varme og den kolde side af varmepumpen. Dette vil på den varme side være temperaturen på frem og retur af fjernvarmevandet og på den kolde side være varmekildens frem- og retur temperatur.

I teknologivurderingerne tages der udgangspunkt i Lorentz virkningsgrader fra anlæggene i erfaringsindsamlingen samt i de temperatursæt for fjernvarmen, som er vist på Figur 2.1. Temperaturniveauer er fastsat af FFH50 projektets styregruppe. Der udføres beregninger for henholdsvis reference- og lavtemperatursættene, men ikke for ultra-lavtemperatursættet. Temperaturerne forudsættes værende konstante over året i beregninger af COP værdier i de forskellige årstider.

Figur 2.1: Temperatursæt for hhv. referencen, lav-temperatur scenariet samt ultra lavtemperatur scenariet. Distributions-temperaturer i reference scenariet tages ikke udgangspunkt i spidslast fremløbstemperaturen, men i "60% spidslast", dvs. 80 °C / 50 °C.

Kilde: Styregruppen for FH50 projektet



Foruden estimer af sæson og års COP værdier indeholder teknologivurderingerne også vurderinger af samlede projektkostninger, drift- og vedligeholdelsesomkostninger, tekniske levetider og rådighedstid. Her baseres vurderingerne på informationer fra erfaringsindsamlingen, egne skøn, informationer fra leverandører, tidligere projekter og Energistyrelsens Teknologikataloger.

Teknologivurderingerne indeholder også en vurdering af den fremtidige udvikling. For hver varmepumpe type er opstillet et teknologiskema med alle vurderinger og informationer.

### 3 Delopgave A1 – Varmepumper til spildevand

I dette afsnit gennemgås de anlæg der har været en del af erfaringsindsamlingen: Frederikshavn, SVAF, Bjergmarken, Tårnby og Ejby Mølle. Til sidst udføres teknologivurderinger og sammenligninger på tværs.

#### 3.1 Varmepumpeanlægget i Frederikshavn

Varmepumpeanlægget på 0,8 MW var etableret på udløbet af Frederikshavn renseanlæg mellem 2009 og 2012. Anlægget var opbygget som én samlet enhed med 16 parallelt forbundne skruekompressorer.

Anlægget havde i starten en simpel filter-si, senere et bernoulli filter.

Manuelt CIP system blev installeret efter ca. 1 års drift.

Der var ikke etableret buffertank til opstuvning af spildevand.

Anlægsperioden varede 0,5 år. Varmepumpen blev opsat som containerløsning, og der var ikke nævneværdige udfordringer ved dette. Varmevexler burde have været overdimensioneret fra start for højere varmeproduktion.

Anlægget havde ca. 5.000 driftstimer om året. De største driftsudfordringer var tilstopning af filteret, tilgroning i varmeveksleren og vedligehold af sikkerhedsventiler pga. meget højt tryk for CO<sub>2</sub>. I forhold til værdien af anlæggets varmeproduktion og elforbrug, blev drift og vedligehold for omfattende. Anlægget var fra starten ment som et pilot-anlæg og blev derfor lukket efter testperioden.

Anlægget kunne regulere hurtigt og var i stand til at deltage på regulerkraft marked, hvilket der var positiv erfaring med.

Samlet projektinvestering var 7 MDKK svarende til 9 MDKK/MW(varme), heraf udgjorde selve varmepumpen 71 %.

### 3.2 SVAF-projektet

Varmepumpeanlægget på 5 MW er etableret i 2019 som et EUDP projekt. Det er tilsluttet udløbsledningen fra Damhusåens renseanlæg i København, men har også et havvandsindtag, så der er to muligheder for energikilde. Anlægget er opbygget som to enheder, der er serielt forbundne på kondensatorsiden. Hver enhed har én højtrykskompressor og én lavtrykskompressor, der begge er skruekompressorer.

Anlægget er udstyret med et Boller Kirsch back-flush filter og et fuldautomatisk CIP system. Der er ikke etableret en buffertank til opstuvning af spildevand.

Anlægsperioden var ca. 1,5 år. De største udfordringer (ikke havvandsrelaterede) var varmekildetilslutningen og kontraktindgåelse pga. krav om 90 °C fremløbstemperatur.

Anlægget forventes at få omkring 4.000 fuldlasttimer, der vil være en blanding af spildevands- og havvands-drift.

De hyppigste driftsudfordringer har været væskeslag i kompressorer, partikler i olien, samkøring af Siemens PLC og styring med ABB, og begroning af fordampervekslere. Da anlægget ikke har en mellemkreds mellem spildevand/havvand, kompliceres CIP proceduren.

Samlet projektinvestering var 73 MDKK svarende til 15 MDKK/MW(varme), heraf udgjorde selve varmepumpen 38 %. Den høje pris skyldes bl.a. en stor andel af materiel/anlæg relateret til de ønskede demonstrationsaktiviteter (til i alt ca. 22 mio. kr.) herunder at der er to forskellige energikilder hhv. spildevand og havvand.

### 3.3 Varmepumpeanlægget i Roskilde, Bjergmarken

Varmepumpeanlægget på 8 MW er etableret i 2020 på udløbet til Bjergmarken renseanlæg. Anlægget er opbygget som to parallelle enheder med hver to højtrykskompressorer og tre lavtrykskompressorer. På både kondensatorsiden og fordampersiden er de to enheder parallelle.

Anlægget er udstyret med en buffertank til spildevandet på 50 m<sup>3</sup>, et tromlefilter og et fuldautomatisk CIP system til rensning af spildevandsvekslerne.

Anlægsperioden varede ca. 1 år. De største udfordringer i forbindelse hermed var indskæringen på eksisterende udløbsledning samt pladsforhold ved indpasning af varmepumpeanlæg i eksisterende bygning.

Anlægget forventes at få omkring 7.000 driftstimer. De største driftsudfordringer har indtil nu været slamflugt fra renseanlægget og svingende spildevandsmængde.

Der har været god erfaring med at opvarme vandet til CIP, da det forkorter CIP tiden. Et andet vigtigt erfaringspunkt er, at samarbejde med renseanlægget og nyttiggørelse af deres data er essentielt.

Samlet projektinvestering var 72 MDKK svarende til 9 MDKK/MW(varme), heraf udgjorde selve varmepumpen 49 %.

### 3.4 Energicentral Tårnby

Varmepumpeanlægget på 6,4 MW er etableret i 2020 på udløbet til Tårnby Renseanlæg. Anlægget kan også bortkøle varme fra fjernkølenet fra nærliggende kontorbyggeri. Anlægget er opbygget som 4 enheder, som to og to er forbundet serielt på både for-damper- og kondensator-side. Hver enhed har en kompressor.

Anlægget er udstyret med et bernoulli filter og et fuldautomatisk CIP system. Der er ikke en buffertank til udjævning af flowet fra renseanlægget. Anlægsperioden varede ca. 1 år. De største udfordringer i forbindelse hermed var myndighedsbehandling, aftaler med kølekunderne, at finde tracé for spildevands- og fjernvarmeledninger og at få plads nok i energicentralen.

Anlægget forventes at køre konstant med køleproduktion om sommeren og varmeproduktion om vinteren. De største driftsudfordringer er lavt spildevandsflow og for høj returtemperatur i fjernvarmen. Der er udskiftet pumper på renseanlægget for at opnå mere stabilt flow.

Samlet projektinvestering inkl. fjernkøleanlæg var 60 MDKK svarende til 9 MDKK/MW(varme), heraf udgjorde selve varmepumpen 55 %.

### 3.5 Varmepumpeanlægget i Odense, Ejby Mølle

Varmepumpeanlægget på 20 MW er etableret i 2020 på udløbet af Ejby Mølle renseanlæg i Odense. Anlægget består af 4 skruekompressorer, som på spildevandssiden er koblet parallelt, men på fjernvarmesiden er koblet serielt for at få en høj COP.

Der anvendes et selvrensende highflux vlr filter og et halvautomatisk CIP anlæg. Der findes en buffertank/sump på 300 m<sup>3</sup> til udjævning af spildevandsflow.

Anlægget har en mellemkreds, hvor mediet er ethanol, hvilket er valgt pga. miljøhensyn i forhold til recipienten.

Anlægget kan holde en meget lav fremløbstemperatur (65 °C), fordi der opblandes med andre varmeproducerende enheder.

Anlægsperioden var ca. 1 år og de største udfordringer var at totalentreprenøren var under rekonstruktion og begrænsninger som følge af covid-19.

Der forventes ca. 5.428 årlige fuldlasttimer på anlægget, og at der skal foretages CIP hver anden måned. Der er indtil nu meget få driftserfaringer.

Samlet projektinvestering var 110 MDKK svarende til 5,5 MDKK/MW(varme), heraf udgjorde varmepumpen inkl. bygning og varmeveksler ca. 68 %.

### 3.6 Opsamling

De væsentligste karakteristika og nøgletal for de fem spildevansvarmepumpeanlæg er samlet i Tabel 3.1:

Tabel 3.1: Opsamling på nøgletal fra fem varmepumpeanlæg på spildevand.

\*Pris for selve varmepumpen ved Ejby Mølle er oplyst inkl. pris for bygning og veksler.

		Frk. Havn	SVAF	Roskilde	Tårnby	Odense
Varmeydelse	[MW]	0,8	5	8	6,4	20
Idriftsættelse	[år]	2009	2019	2020	2020	2020
Kølemiddel	[-]	CO <sub>2</sub>	NH <sub>3</sub>	NH <sub>3</sub>	NH <sub>3</sub>	NH <sub>3</sub>
Filter		Bernoulli	Boller-Kirsch back-flush	Tromle	Bernoulli	Highflux VLR
Mellemkreds		-	-	Propylenglycol	Behandlet vand	Ethanol
CIP		Manuel	Fuldautomatisk	Fuldautomatisk	Fuldautomatisk	Halvautomatisk
Buffertankstørrelse		-	-	50 m <sup>3</sup>	-	300 m <sup>3</sup>
Spildevand ind/ud	[°C/°C]	6/2	8/4	8/2	14/8	11/5,7
Fjernvarme frem/retur	[°C/°C]	80/43	80/50	80/52	75/55	65/40
COP	[-]	2,6	2,78	3,15	3,58	4,36
Estimeret Lorentz virkningsgrad	[-]	44 %	48 %	57 %	57 %	59 %
Elforbrug til øvrig (pumper mm.)	[-]	3 %	10 %	11 %	9 %	16 %
Investering	[MDKK]	7,0	73,5	72,0	59,5	110
Specifik pris	[MDKK/MW]	9,0	14,7	9,0	9,3	5,5
Heraf pris for varmepumpe	[-]	71%	38%	49%	55%	68%

### 3.7 Teknologiskema

Der foretages her en vurdering af udvalgte parametre for de enkelte anlæg og til slut en samlet opsamling på nøgletal for teknologien.

Nøgletallene for anlægget i Frederikshavn medtages som oftest ikke i vurderingen, for anlægget adskiller sig for meget fra de øvrige, hvad angår varmeydelse, anlægsdesign, projekttype og kølemiddel.

#### 3.7.1 Lorentz virkningsgrad

Vurderingen af COP værdier baseres primært på de Lorentz-virkningsgrader, som er beregnet for de fem anlæg der deltog i erfaringsindsamlingen. For alle de nyere anlæg gælder, at der endnu ikke findes store mængder af erfaringer, og derfor er de indmeldte værdier som oftest baseret på entreprenørens eller fabrikantens specifikationer. Lorentz-virkningsgraderne spænder fra 44% i Frederikshavn til 59% i Ejby Mølle. Der ses en tydelig tendens både hvad angår anlæggenes størrelse og kompleksitet.

Tårnby og Roskilde har stort set samme varmeydelse og også samme beregnede Lorentz virkningsgrad på trods af, at anlægsopbygningerne er meget forskellige. Roskilde



er et pladsopbygget anlæg med to tryktrin og economizer for at opnå en høj virkningsgrad. I Tårnby er der fire et-trins skruekompressorheder, som til gengæld er forbundet delvist serielt på kondensatorsiden for at øge virkningsgraden.

Anlægget i Odense har større og meget effektive skruekompressorer, som ligesom i Tårnby er forbundet serielt. Anlægget kan også kan nøjes med en lavere trykforskel, fordi fremløbstemperaturen er lavere, hvilket giver bedre effektivitet. Derfor er det helt som forventet at Lorentz virkningsgrad for dette anlæg ligger et par procent over de øvrige.

SVAF har derimod en tydelig afvigelse i forhold til de andre, fordi Lorentz virkningsgraden ligger lavere end Roskilde og Tårnby, der stort set er sammenlignelige anlæg med næsten samme niveau af kompleksitet i opbygningen.

Lorentz virkningsgraderne kan sammenlignes med de værdier, som findes i Energistyrelsens teknologikatalog for luft-vand varmepumper, der ligger på 47%, 53% og 60% for hhv. 1 MW, 3 MW og 10 MW anlæg. For de fem anlæg ligger Lorentz virkningsgraderne fra erfaringsindsamlingen en smule lavere. En forklaring kan være, at de indsamlede værdier overvejende er entreprenørens garanterede værdier, så de virkelige værdier vil vise sig at være højere, da entreprenøren indbygger en sikkerhed i forbindelse med afgivelse af tilbud.

**Fremskrivning:** Der forventes ingen eller en meget begrænset udvikling af teknologien frem mod 2050. Det skyldes, at det er kendt teknologi, som har været i brug i mange år. Der lanceres dog stadig nye kompressormodeller, og der foregår ligeledes meget forskning inden for kølemidler. Der er lige nu ikke mange kølemidler, som kan konkurrere med ammoniak på effektivitet, og der er umiddelbart ingen forventning til at ammoniak udfases inden for de kommende år, fordi det er et naturligt kølemiddel med mange fordele såsom lav GWP, lav pris og mulighed for høje COP værdier.

### 3.7.2 Temperaturer og COP

COP beregninger anvender temperatursættet 80 °C/50 °C (reference) og 70 °C /40 °C (lavtemperatur). For spildevands ind- og udløbstemperaturer er der taget udgangspunkt i et konkret projekt fra 2020, fordi de gennemsnitlige udløbstemperaturer af spildevandet afhænger af, hvor stor varmepumpekapaciteten er i forhold til de tilgængelige spildevandsmængder, hvilket også afhænger af projektkøkonomien. Jo større varmepumpekapacitet, jo længere ned køles spildevandet. Værdierne ses nedenfor i Tabel 3.2. Blandt andet ses, at afkølingen af spildevandet er størst om sommeren, hvor flowmængderne oftere er lave, men lav i efteråret hvor flowmængderne er høje. Afkølingen er også lav om vinteren, hvilket ikke skyldes høje flowmængder, men at afkølingen oftest når den nedre grænse, som her er 2 °C.

Tabel 3.2: Ind- og udløbstemperaturer for spildevand baseret på et tidligere NIRAS projekt.

	T_ind [°C]	T_ud [°C]	Afkøling [K]
Hele året	14,2	6,4	7,8
Vinter	10,6	4,1	6,5
Forår	14,5	5,4	9,1
Sommer	18,3	8,3	10,0
Efterår	13,5	7,7	5,8

COP beregningen er for hele anlægget, dvs. inkl. forbrug til pumper og øvrigt udstyr, estimeret til 10 % baseret på oplysninger fra de fem konkrete projekter.

**Fremskrivning:** I dag viser klimamodeller<sup>1</sup>, at den gennemsnitlige temperatur i Danmark vil stige. Dette vil uden tvivl påvirke spildevand som varmekilde med nogle få grader. Dette er dog ikke medregnet i fremskrivningen.

### 3.7.3 Investering

Investeringsomkostningerne for de fem anlæg ligger fra 5,5 MDKK/MW (varme) for anlægget i Odense til 14,7 MDKK/MW (varme) for SVAF anlægget. Investeringsomkostningen for SVAF anlægget er i høj grad præget af udgifter til havvandsindtag og en dyr grund midt i København. Projektet har oplyst en udgift på 3,3 mio. kr. for havvandsindtag- og afkast.

Investeringsmæssigt ligner Tårnby og Roskilde anlæggene hinanden meget, begge omkring 9 MDKK/MW (varme). Dette på trods af forskellig entreprisform (hhv. fagentre- priser og en totalentreprise) og anlægsopbygning (hhv. units og pladsopbygget anlæg).

For anlægget ved Ejby Mølle er enhedsprisen meget lavere. Det skyldes til dels stor- skala fordele, som især viser sig ved etablering af bygning, fjernvarmetilslutningen, indkøring og rådgivning. Det skyldes dog også, at anlægsopbygning er et simpelt et- trins-design, foranlediget af, at kravet til fremløbstemperaturen var forholdsvist lavt, fordi fjernvarmevandet efterfølgende blandes sammen med vand fra øvrige produkti- onsenheder, som ikke har store problemer ved at øge temperaturen. Endvidere var det muligt at udnytte en eksisterende elforsyningskilde, så der ikke skulle etableres ny transformestation.

Det vurderes alligevel at der er en væsentlig storskalafordel gående fra 11 MDKK/MW ved 5 MW anlæg til 7 MDKK/MW for 20 MW anlæg.

**Fremskrivning:** I Energistyrelsens Teknologikatalog beskrives en forventning om at forøget efterspørgsel på varmepumperne og forøget konkurrence mellem leverandø- rerne vil resultere i en prisreduktion for store varmepumper (ca. 12% for 10 MW var- mepumpe). Denne forventning kan overføres til selve varmepumpeanlæggene i spildevandsvarmeprojekterne, men umiddelbart ikke til de andre omkostningselementer så- som filtre, CIP anlæg og spildevandsintegration. Prisreduktionen forventes på den bag- grund at være lidt mindre.

### 3.7.4 Omkostninger til drift og vedligehold

Drift og vedligehold har været det vanskeligste at vurdere for de adspurgte projektle- dere og driftsfolk, pga. den meget begrænsede driftserfaring fra alle de nyere anlæg. Der blev derfor spurgt specifikt til servicekontrakt og allokeret arbejdstid for driftsper- sonale. Prisen på servicekontrakten anses som værende en drifts-variabel udgift, fordi anbefalinger til service af kompressorer typisk baseres på et antal driftstimer og ikke på alder af anlægget.

---

<sup>1</sup> DMI's forventning til temperaturstigninger i Danmark: <https://www.dmi.dk/klima/temaforside-klimaandring/vandforsyning-og-spildevand/>, IPCC's rapport om klimaforandringer fra 2007: <https://www.ipcc.ch/report/ar4/syr/>

Driftspersonale anses som en delvist driftsafhængig, delvist fast omkostning (50 %/50 %), fordi personalet skal iagttage anlægget uanset om det kører eller ej, men der kan være flere opgaver på et anlæg, som kører meget i forhold til et anlæg med få driftstimer. Eksempelvis er CIP rutine tidskrævende og afhængig af anlæggets driftstimer. Kun projektlederen fra Roskilde gav et estimat af forventede driftstimer.

Der er nævnt øvrige omkostninger såsom indkøb af kemi til CIP og forsikring, men disse er ikke prissat, og omfanget vurderes at være mindre. De vurderes at svare til 5 % af servicekontrakten.

Datagrundlaget er for lille til at vurdere, om der er storskala fordele, men det vurderes at både driftsomkostning og serviceaftale er meget afhængig af anlæggets type og opbygning end størrelse af anlægget. Eksempelvis er det meget omfattende at servicere 10 små kompressorer end 2 store.

**Fremskrivning:** Der forventes ingen eller meget begrænset udvikling.

### 3.7.5 Levetider og rådighed

I alle projekter er levetiden vurderet til 20 år. Dette vurderes dog i højere grad at være den økonomiske horisont som selskaberne ser for projektet, og ikke den tekniske levetid af anlægget. I Energistyrelsens teknologikatalog vurderes den tekniske levetid for luft-vand-varmepumpeanlæg på 25 år. Der kan være sliddele ved spildevandsvarmepumper, som skal udskiftes hyppigere, men for selve varmepumpeanlægget vurderes ingen væsentlige forskelle på levetiden i forhold til luft-vand-varmepumper. Endvidere har erfaringsindsamlingen for havvandsvarmepumper vist varmepumpeanlæg, som fortsat er i drift efter 35 år. Derfor vurderes en teknisk levetid på 25 år med forudsætning om god løbende vedligeholdelse.

Anlæggene har meget forskellige antal forventede fuldlasttimer fra ca. 4.000 til konstant drift. Det vurderes, at disse estimater hovedsageligt baseres på de timer, hvor varmepumpen kan prioriteres i nettet. Mht. u-planlagte udetimer har anlæggene vurderet ud fra de udfordringer, de har set i deres indkøringsfase, hvor der har været forskellige blandede udfordringer. Det vurderes, at anlæggene kommer til at køre mere stabilt. Der er på den baggrund vurderet følgende udetid:

- CIP procedure: Der er meget forskel på udmeldinger (fra 2 gange månedligt til hver anden måned, fra 1 time til 8 timer). Der anvendes en gennemsnitsbetragtning med CIP én gang månedligt, varighed tre timer.
- Årlig udetid til service: 1 uge
- Årlig udetid grundet anlægsspecifikke problemer såsom slamflugt, ombygninger på renseanlæg, lavt spildevandsflow eller andet. Vurderes til 1 uge. Pga. den korte driftserfaring for alle anlæg er der en stor usikkerhed på denne vurdering.
- Samlet rådighed vurderes til 95%.

**Fremskrivning:** I tråd med Energistyrelsens Teknologikataloger forventes der ikke en udvikling i levetiderne for varmepumpeanlæggene. For rådigheden vurderes det, at der vil være en forbedring i takt med at anlægsejerne får flere driftserfaringer.

### 3.7.6 Teknologiskema

Tabel 3.3: Teknologiskema for varmepumper til spildevand  
 \*Elforbrug til pumper er angivet som % af elforbrug til kompressorer  
 \*\*Investeringsomkostninger er for hele anlægget

		2020	2025	2030	2050
<b>Referencetemperatur – 10 MW varmeydelse</b>					
Temperaturniveauer, fjernvarme	[°C/°C]	80/50	80/50	80/50	80/50
Temperaturniveauer, varmekilde, gennemsnit	[°C/°C]	14/6	14/6	14/6	14/6
Lorenz virkningsgrad	[%]	57	58	59	60
Elforbrug til pumper*	[%]	10	10	10	10
COP - år	[-]	3,21	3,27	3,33	3,38
COP - vinter	[-]	3,07	3,12	3,17	3,23
COP - forår	[-]	3,11	3,17	3,22	3,27
COP - sommer	[-]	3,37	3,43	3,48	3,54
COP - efterår	[-]	3,33	3,38	3,44	3,50
<b>Referencetemperatur – 10 MW varmeydelse</b>					
Temperaturniveauer, fjernvarme	[°C/°C]	70/40	70/40	70/40	70/40
Temperaturniveauer, varmekilde, gennemsnit	[°C/°C]	14/6	14/6	14/6	14/6
Lorenz virkningsgrad	[%]	57	58	59	60
Elforbrug til pumper*	[%]	10	10	10	10
COP - år	[-]	3,47	3,53	3,59	3,65
COP - vinter	[-]	3,61	3,67	3,74	3,80
COP - forår	[-]	3,67	3,74	3,80	3,86
COP - sommer	[-]	4,05	4,12	4,19	4,26
COP - efterår	[-]	3,99	4,06	4,13	4,20
<b>Omkostninger og drift</b>					
Investering**	[MDKK/MW]	8,0	7,8	7,7	7,4
D&V omkostninger, årlig	[DKK/MW]	18.000	18.000	18.000	18.000
D&V omkostninger, variabel	[DKK/MWh]	17	17	17	17
Levetid	[år]	25	25	25	25
Rådighed	[-]	95%	97%	98%	98%

## 4 Delopgave A2 – Højtemperatur-varmepumper

I denne delopgave vil højtemperatur-varmepumper til fjernvarmenettet<sup>2</sup> blive gennemgået. Gennemgangen her har fokus på anvendelsesmuligheder, erfaringsopsamling af teknologien, samt overblik over aktuelle leverandører og deres tilgængelige og kommende løsninger.

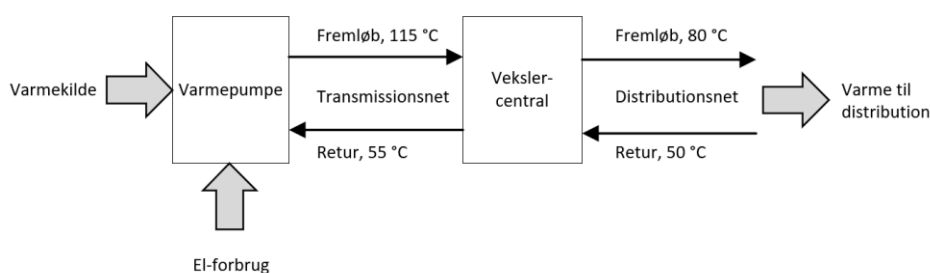
<sup>2</sup> Distribution og transmission

Højtemperatur-varmepumper er i denne rapport en betegnelse for varmepumper der opnår fremløbstemperaturer høje nok til at levere fjernvarme direkte til transmissionsnettet. I referencecasen for fjernvarme-temperatursæt har transmissionsnettet temperatursæt på 115 °C / 55 °C (fremløb/retur). I det følgende behandles derfor varmepumpeløsninger, som kan levere fremløbstemperaturer på 115 °C.

Baseret på tidligere arbejde hos fjernvarmeselskaberne vedrørende højtemperaturvarmepumpe-teknologier er højtemperatur-varmepumper baseret på Stirling-processen blevet fravalgt pga. ufordelagtig pris og kapacitet. Tilsvarende er ammoniak-baserede varmepumper blevet fravalgt, da de ikke kan levere tilstrækkelig høj fremløbstemperatur.

I principskitsen Figur 4.1 ses en højtemperatur-varmepumpe anvendt med direkte leverance til transmissionsnettet. En af fordelene ved at benytte varmepumper med leverance til transmissionsnettet, er at varmepumpen kan erstatte udtjente eller forældede produktionsenheder. Ved koblingen direkte til transmissionsnettet kan produktionen indgå i lastfordelingen på lige fod med andre fjervarmeteknologier, samtidig kan varmepumpen placeres strategisk i nettet ud fra et hydraulisk perspektiv.

Figur 4.1: Temperatursæt for fjernvarmen benyttet som udgangspunkt for teknologienemgangen for højtemperatur-varmepumper



Havvand kan udgøre en relevant varmekilde for højtemperatur-varmepumper, da havvand kan gøres tilgængeligt i eksisterende havvandsindtag ved kraftværkerne, som er centrale indfødningspunkter til transmissionsnettene. Baseret på disse betragtninger er teknologivurderingerne for højtemperatur-varmepumperne lavet ved at antage at havvand udgør varmekilden, og at der leveres varme til transmissionsnettet. Temperatursættet for havvandet er 2,5 °C til 0,5 °C. Se også delopgave B afsnit 3 vedrørende potentialekortlægning for havvandsvarmepumper. Andre varmekilder er også relevante i denne forbindelse f.eks. store overskudsvarmekilde (datacentre) og geotermi.

De fleste af de gennemgåede varmepumpe-teknologier kan ikke levere hele temperaturløftet, der skal til for at udnytte varme fra havvand til varmeleverance til transmissionsnettene. Teknologivurderingerne indeholder derfor også betragtninger om, hvordan højtemperatur-varmepumperne kan kombineres med konventionelle varmepumpeteknologier for at muliggøre deres anvendelse, hvilket også er medtaget i COP-vurderingerne. Denne fremgangsmåde er valgt for at sikre et fornuftigt sammenligningsgrundlag teknologierne imellem.

#### 4.1 Teknologier med CO<sub>2</sub> som kølemiddel

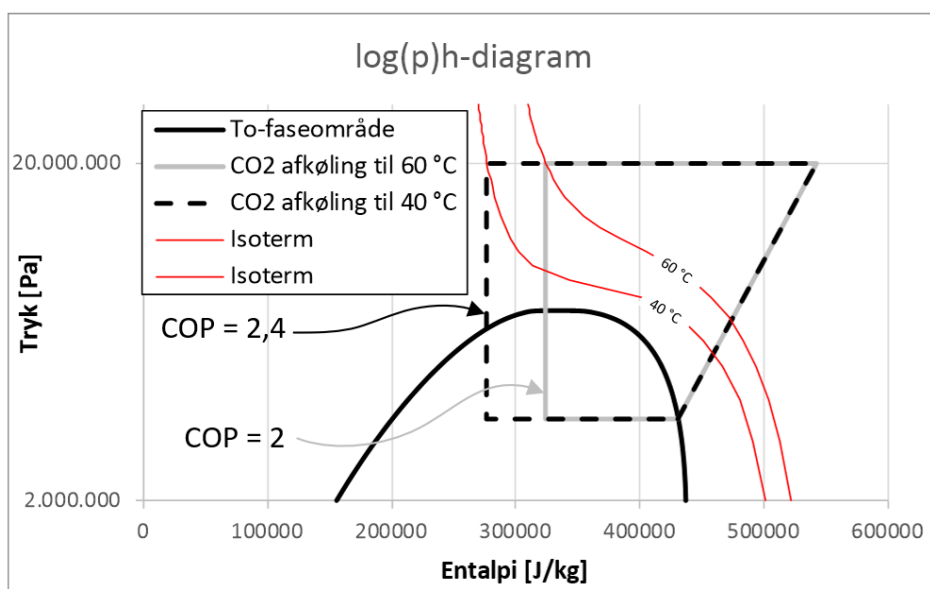
Varmepumper og køleanlæg med CO<sub>2</sub> vækker større og større interesse i industrien. Fordelene er mangfoldige, en er bl.a. det naturlige kølemiddels miljøvenlighed, det er et

lavt GWP (Global Warming Potential) og intet ODP (Ozone Depletion Potential). I kontrast til de nævnte fordele ved CO<sub>2</sub> som kølemiddel er også en række negative egenskaber, som er nødvendige at tage højde for når et anlæg skal designes. Et er det høje arbejdstryk i anlægget, sammenlignet med andre kølemidler, der sætter større krav til komponenter, øger slid på delene, og kræver større sikkerhedsforanstaltninger til omgivelserne.

CO<sub>2</sub> varmepumper kan bruges i applikationer, der opvarmer vand fra 5 °C til 150 °C. Varmepumpen kan opnå COP'er omkring 3 ved referencetemperaturene i fjernvarmenettet. En væsentlig detalje er, at kredsprocessen som CO<sub>2</sub>'en indgår i, er transkritisk, hvilket betyder at den termodynamiske proces arbejder på begge sider af det kritiske tryk. I praksis betyder det, at varmeoptaget fra varmekilden sker ved fordampning, ligesom det kendes fra konventionelle varmepumper, mens varmeoverførslen på den varme side sker ved overkritisk tryk. Afkølingen ved overkritisk tryk sker ved gradvist aftagende temperatur, der indgår ikke kondensering ved konstant temperatur.

Den ikke-isotermiske afkølingsproces betyder at returtemperaturen for fjernvarmen har en væsentlig betydning for varmepumpeanlæggets COP-værdi, idet returtemperaturen bestemmer hvor meget den overkritiske CO<sub>2</sub> kan afkøles, og dermed hvor meget varme der kan produceres for en given kompressoreffekt. Denne sammenhæng er illustreret i Figur 4.2, som viser en principskitse af et log(p)h-diagram over en kredsproces med CO<sub>2</sub> som kølemiddel. Der er skitseret to isotermer med rødt, en for 40 °C og en for 60 °C. De grå og sort-stiplede streger viser en simpel CO<sub>2</sub> kredsproces, hvor CO<sub>2</sub> afkøles til hhv. 60 °C og 40 °C. Kompressoreffekten for de to kredsprocesser er ens, men den lavere temperatur for den sort-stiplede kredsproces giver større varmeproduktion (her vist som entalpiforskel) og dermed højere COP-værdi<sup>3</sup>.

Figur 4.2: log(p)h-diagram af kredsprocessen med CO<sub>2</sub> som arbejdsmedium. Diagrammet viser sammenhængen mellem afkølingen af CO<sub>2</sub>'en i gaskøleren og COP'en for anlægget.



<sup>3</sup> COP-værdier er beregnet baseret på en isentropvirkninggrad for kompressoren på 0,7, en fordampningstemperatur på 0 °C og nul overhedning før kompressoren.

#### 4.1.1 Leverandører og referencecases

MAN har meldt sig som en af de nye leverandører på markedet. DIN forsyning i Esbjerg har valgt MAN til at være leverandør af en 50 MW havvandsvarmepumpe med CO<sub>2</sub> som arbejdsmedium. Varmepumpen er en et-trins centrifugalkompressor (Barrel compressor) med indbygget turbine til genvinding af den store trykforskel mellem vekslerne, i form af elproduktion. Varmepumpen er planlagt at være i drift i april 2023.

MAN forventer en COP omkring 3 ved transmissionsnettets referencetemperaturer (115 °C / 55 °C). Varmepumpen kan opvarme vand til 150 °C med kildetemperatur ned til 5 °C. Den største kommercielle varmepumpe MAN kan levere i skrivende stund, er dimensioneret til 15 MWe input, hvilket bidrager med op til 50 MW varmeoutput.

GEA er en etableret leverandør af køleanlæg som også tilbyder en CO<sub>2</sub>-varmepumpeløsning. GEA har i et udviklingsprojekt bygget en 0,5 MW varmepumpe, der kan løfte en returtemperatur mellem 10-45 °C til en fremløbstemperatur på 130 °C med en COP på 3. Anlægget er et demonstrationsanlæg installeret i Søborg. Anvendelsen for GEAs CO<sub>2</sub>-varmepumpe er primært fokuseret på varmegenvinding fra spraytørringsanlæg med procesintegration, som sikrer lave returtemperaturer til varmepumpen og dermed relativt høje COP-værdier sammenlignet med hvad der kan forventes i fjernvarmenet. GEA har leveret et 800 kW anlæg til et slagteri i Zürich, Schweiz<sup>4</sup>.

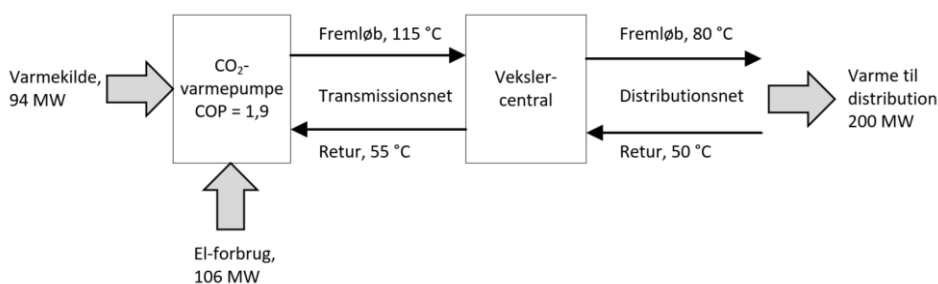
#### 4.1.2 Integration i fjernvarmenettet

De overkritiske CO<sub>2</sub>-varmepumper kan umiddelbart integreres direkte i fjernvarmenettet og levere varme til transmissionsnettet ved at udnytte havvand.

I Figur 4.3 er vist en CO<sub>2</sub> varmepumpe med en COP på 1,9 som leverer 200 MW til fjernvarmenettet ved brug af 94 MW varme fra varmekilden plus 106 MW tilført i varmepumpens kompressor. COP-værdien er beregnet baseret på en simpel kredsprocesmodel med antagelser vist i Tabel 4.1.

Figur 4.3: Direkte integration af CO<sub>2</sub>-varmepumpe med varmelevering til transmissionsnettet

System COP = 1,9



Tabel 4.1: Antagelser benyttet i den simple kredsprocesmodel

Parameter	Værdi
Fordampningstemperatur	-5 °C

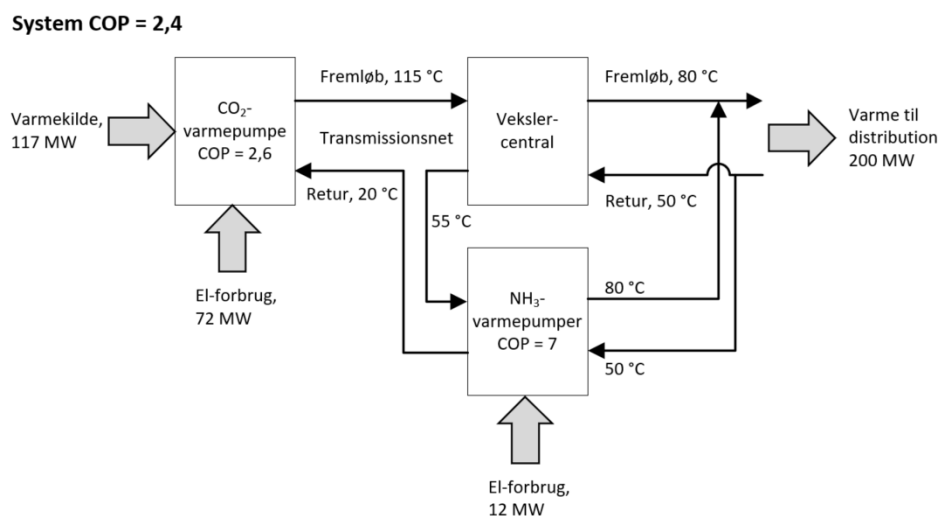
<sup>4</sup> Link: <https://www.gea.com/en/customer-cases/abattoir-zurich.jsp>



Parameter	Værdi
Overhedning	0 °C
Isentropisk virkningsgrad, kompressor	0,7
Tryk efter kompressoren	180 bar
Temperaturforskel mellem fjernvarmeretur og CO <sub>2</sub>	5 °C

Det er muligt at øge COP-værdien for CO<sub>2</sub>-varmepumpen ved at sænke returtemperaturen i transmissionsnettet jf. beskrivelserne ovenfor. Dette kan eksempelvis gøres, ved at lade en konventionel ammoniak-varmepumpe tage varme fra returstrengen fra vekslercentralen og levere yderligere varme til distributionsnettet. Ved at sænke returtemperaturen opnås en højere COP-værdi for CO<sub>2</sub>-varmepumpen, og dermed kan system-COP-værdien øges fra 1,9 (se Figur 4.3) til 2,4 (se Figur 4.4). Beregningerne er baseret på antagelserne vist i Tabel 4.1 for CO<sub>2</sub>-varmepumpen, og ammoniakvarmepumpens COP er beregnet baseret på en Lorentz-virkningsgrad på 57 %.

Figur 4.4: Eksempel på hvordan integrationen af CO<sub>2</sub>-varmepumper i transmissionsnettet kan optimeres ved brug af konventionelle ammoniakvarmepumper (NH<sub>3</sub>-varmepumper)



## 4.2 Teknologier med HFO-kølemidler

HFO (hydrofluoroolefin) som kølemiddel bliver mere og mere udbredt som et alternativ til konventionelle kølemidler af typen HFC (hydrofluorocarbon), da en lang række HFC-kølemidler står overfor en udfasning pga. deres miljøskadelige effekter<sup>5</sup>. For at imødekomme den stigende efterspørgsel efter miljøvenlige kølemidler er der udviklet en række forskellige HFO-kølemidler f.eks.: R1336mzz, R1233zd og R1234ze(e) og

<sup>5</sup> HFC-kølemidler har typisk høje GWP-værdier (Global Warming Potential), hvilket betyder at de har en betydende drivhuseffekt, som er mange gange større end CO<sub>2</sub>



R1234ze(z), der alle har lav GWP. HFO-kølemidler er relevante i kølemaskiner, konventionelle varmepumper og ses også i enkelte højtemperatur-varmepumper.

#### 4.2.1 Leverandører og referencecases

Siemens har udviklet to varmepumpeapplikationer til industrien, der benytter enten R1233zd eller R1234ze.

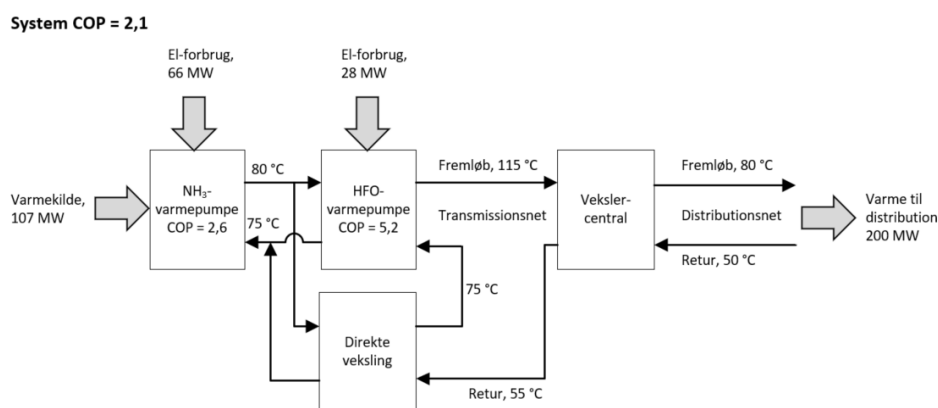
Med kølemidlet R1234ze kan opnås en fjernvarmefremløbstemperatur på 95 °C. Anlægget er opbygget med stempelkompressor. Teknologien ses også som et alternativ til de mere gængse HFC-kølemidler, såsom R134a (HFC), men den lave fremløbstemperatur gør den ikke velegnet til at producere til transmissionsnettet.

Samtidig har Siemens udviklet en varmepumpe med R1233zd som kølemiddel. Siemens forventer at varmepumpen kan løfte fra en fordampningstemperatur på 80 °C og op til en kondenseringstemperatur omkring 150 °C med en estimeret COP på 3-4. Anlægget er ved disse betingelser afhængig af en supplerende varmeproduktionsenhed til det første temperaturløft. Hvis der skal løftes fra havvandstemperaturer til fjernvarmetemperaturer i transmissionsnettet kan en kaskadeopstilling være relevant. Siemens angiver en indikativ enhedspris for selve højtemperaturvarmepumpen på omkring 2-8 MDDK/MW for anlæg mellem 5-70 MW (varme). Varmepumperne kan bygges med en kapacitet med et output på maksimalt 70 MW per enhed.

#### 4.2.2 Integration i fjernvarmenettet

I Figur 4.5 er vist en mulighed for at integrere en HFO-varmepumpe fra Siemens i transmissionsnettet. COP-værdien for ammoniakvarmepumpen er baseret på en Lorentz-virkningsgrad på 57 %. For HFO-varmepumpen er COP opgjort baseret på forventet Carnot-virkningsgrad (beregnet baseret på fordampning- og kondenseringstemperaturer) på omkring 60 %. COP-værdien er beregnet med denne Carnot-virkningsgrad og ved at antage en fordampningstemperatur på 70 °C og en kondenseringstemperatur på 115 °C. Den samlede system-COP bliver for dette eksempel omkring 2,1.

Figur 4.5: Eksempel på hvordan HFO-varmepumpen kan kobles til transmissionsnettet



I Figur 4.5 ses et kaskadeanlæg. Her sørger en varmepumpe for det første temperaturløft, hvorefter en HFO-varmepumpe løfter til transmissionstemperaturen. Fordelene er, at varmepumperne ikke behøver at være tæt placeret på en vekslercentral, og at begge

varmepumper kan placeres i samme anlæg, eksempelvis på samme byggegrund velegnet hertil. Det betyder, at varmepumperne kan erstatte et eksisterende kedelanlæg eller opføres i stedet for at bygge nye.

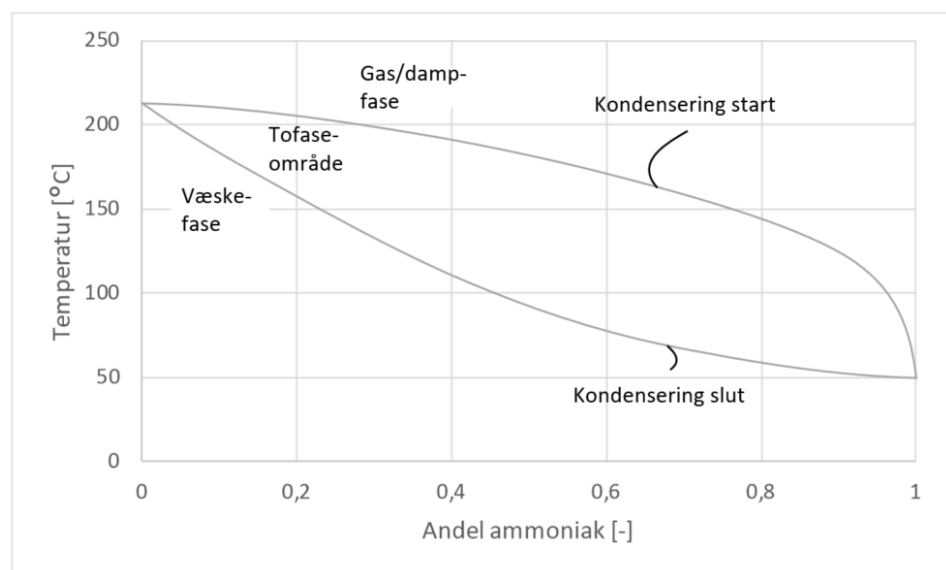
### 4.3 Hybrid varmepumpe-teknologi, ammoniak/vand

Hybridvarmepumpen benytter et arbejdsmedium bestående af en blanding af vand og ammoniak, teknologien er bredt tilgængelig og afprøvet i flere fuldskala anlæg. Den store fordel ved hybridvarmepumpen er det lave tryk, den kan arbejde under sammenlignet med et rent arbejdsmedium, samt temperaturglidet i fordampner og kondensator.

I Figur 4.6 er vist hvordan temperaturniveauet for kondensering (og fordampning) ændrer sig som funktion af ammoniakindholdet i en ammoniakvand-blanding ved et tryk på 20 bar. En ammoniakandel på nul svarer til rent vand, og her er kondenseringstemperaturen omkring 210 °C ved 20 bar. Tilsvarende er en ammoniakandel på ét svarende til ren ammoniak, som har en kondenseringstemperatur på omkring 50 °C. Ved de mellemliggende blandingsforhold er kondenseringstemperaturen angivet som to temperaturkurver, hvor den øverste svarer til starten af kondenseringen (hvor den først dråbe dannes) og slutningen af kondensering (hvor den sidste gas kondenseres). Området imellem kurverne udgør to-faseområdet og temperaturforskellen mellem kurverne angiver temperaturglidet, som varierer med blandingsforholdet.

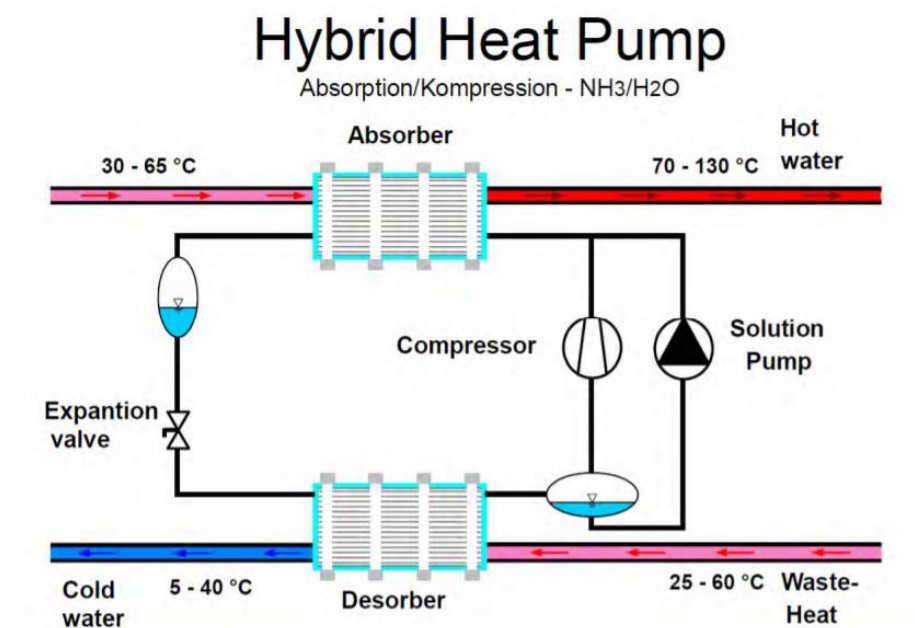
De fysiske egenskaber for ammoniak/vand-blandingen gør at det er muligt at opnå højere kondenseringstemperaturer med blandinger sammenlignet med ammoniak ved det samme tryk. For eksempel vil et designtryk på 20 bar for et arbejdsmedie bestående udelukkende af ammoniak kunne opnå en kondenseringstemperatur på 50 °C, hvorimod kondenseringen principielt kan startes ved ca. 150 °C ved en ammoniakandel på 0,75 jf. Figur 4.6. Tilsvarende kan der ved brug af ammoniak/vand-blandinger opnås lavere tryk for samme fjernvarme-temperatursæt, hvilket resulterer i mindre slitage og vedligeholdelsesomkostninger. Samtidig bevirker temperaturglidet, at anlægget kan nøjes med et lavere temperaturløft over kompressoren sammenlignet med anlæg uden glid.

Figur 4.6: Sammenhæng mellem fordampning/kondenseringstemperatur og blandingsforhold for ammoniak og vand ved 20 bar.



I Figur 4.7 ses en principskitse af en hybrid-varmepumpe. I desorperen (svarende til fordamperen i en konventionel varmepumpe) modtages varmen fra varmekilden hvorved ammoniak/vand-blandingen delvist fordampes. Ved udgangen af desorperen adskilles væske- og dampfaserne i en separator. Dampfasen består primært af ammoniak og komprimeres i en kompressor, og væskefasen tryksættes i pumpen. I absorberen (svarende til kondensatoren i en konventionel varmepumpe) kondenseres arbejdsmediet og her afgives varme til varmeoptagssiden.

Figur 4.7: Principskitse af en hybridvarmepumpe (fra [https://www.danskfjernvarme.dk/-/media/danskfjernvarme/kurser\\_og\\_arrangementer/modematerialer/erfomoe-der/2015-17-september-sol-gruppen/sol-og-varmepumper-er-fremtiden--peter-g-andersen-loegumkloster-fjernvarme.pdf](https://www.danskfjernvarme.dk/-/media/danskfjernvarme/kurser_og_arrangementer/modematerialer/erfomoe-der/2015-17-september-sol-gruppen/sol-og-varmepumper-er-fremtiden--peter-g-andersen-loegumkloster-fjernvarme.pdf))



#### 4.3.1 Leverandører og referencecases

Varmepumpen i Løgumkloster Fjernvarme er bygget som et demonstrationsprojekt med en kapacitet på 1,2 MW, en maksimal fremløbstemperatur på 80 °C og en kildetemperatur mellem 17-23 °C. Varmekildetemperaturen opretholdes ved varmesupplering fra røggaskondensator og luft/vand-varmepumpe. COP-værdien for varmepumpen er omkring 5.

Hybrid-varmepumpen hos Løgumkloster Fjernvarme er leveret af Hybrid Energy, som er et norsk firma, der leverer hybrid-varmepumpeløsninger med et arbejdsmedium bestående af ammoniak og vand. Den danske leverandør med agenturet for denne type anlæg er Innoterm.

Hos Løgumkloster Fjernvarme bruges varmepumpen ikke som højtemperaturvarmepumpe jf. fremløbstemperaturen ovenfor, men anlægget har under test leveret fremløbstemperaturer på op til 100 °C. Højere fremløbstemperaturer kan opnås, men det kræver andre blandingsforhold. Hybrid Energy leverer anlæg op til 120 °C fremløbstemperatur. Udover anlægget hos Løgumkloster Fjernvarme har Hybrid Energy også leveret løsninger til norske og danske mejerier.

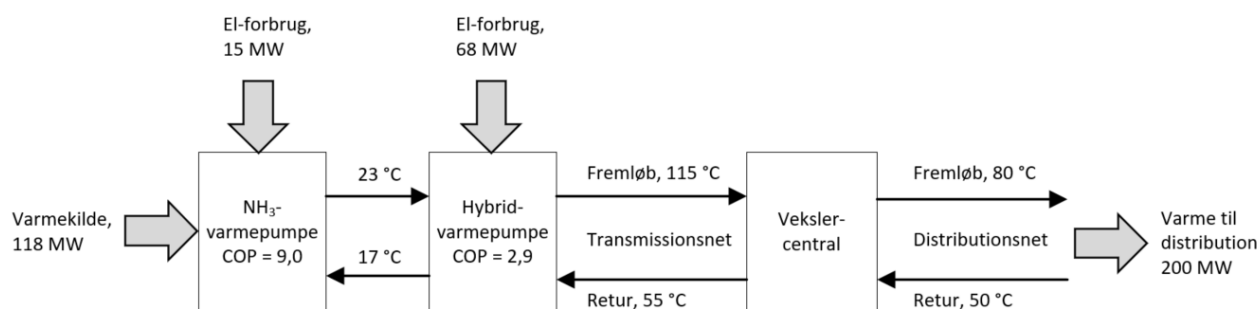
#### 4.3.2 Integration i fjernvarmenettet

Hybrid-varmepumpen kræver ligesom HFO-varmepumpen at varmekilden har en tilpas høj temperatur, hvilket gør at en del af temperaturløftet skal leveres med en anden

varmeproduktionsenhed, f.eks. en konventionel varmepumpe. I Figur 4.8 er vist et eksempel hvor en ammoniakvarmepumpe løfter til et temperatursæt på 23 °C/17 °C, hvilket svarer til det nominelle varmekildetemperatursæt for hybridvarmepumpen ved Løgumkloster Fjernvarme. COP-værdierne for ammoniakvarmepumpen og hybridvarmepumpen er baseret på en Lorentzvirkningsgrad på hhv. 57 % og 53 %. Lorentzvirkningsgraden for hybridvarmepumpen er beregnet baseret på data fra Løgumkloster Fjernvarme. Den samlede system-COP bliver i eksemplet 2,4.

Figur 4.8: Eksempel på hvordan hybrid-varmepumpen kan kobles til transmissionsnettet

System COP = 2,4



## 4.4 Opsummering

Nøgletallene for de forskellige højtemperatur-varmepumpeteknologier er vist i oversigten i Tabel 4.2 nedenfor. De viste tal er baseret på informationer fra leverandører samt resultater af analyser og overvejelser præsenteret i de enkelte afsnit for hver af teknologierne. Generelt er teknologierne under udvikling eller i tidligere udrulningsstadier, hvilket betyder at tallene vist i oversigten er behæftet med en vis usikkerhed og kan rykke sig som udviklingen skrider fremad. Bemærk at COP-værdier for enhederne ikke er direkte sammenlignelige pga. forskellige temperaturniveauer. I stedet er system-COP'erne opstillet med det formål at muliggøre performance-sammenligning for anvendelsen med havvand som varmekilde og varmeleverance til transmissionsnettet, se beskrivelser i afsnit 4.1.2, 4.2.2 og 4.3.2.

Kølemiddel	Leverandør	Enhedsstørrelse [MW]	Fremløbstemperatur [°C]	Kildetemperatur [°C]	Kompressor type	Modenhed	COP for enhed [-]	System-COP [-]	Pris varmepumpeenhed [MDKK/MW]
CO <sub>2</sub>	MAN ES	15-45	T < 150	T > 0	Turbo	Test september 2020 – leverandør til projekt i Esbjerg	2-3*	1,9-2,4	Ikke oplyst
CO <sub>2</sub>	GEA	0,9-1,2	T < 130	T > 10	Stempel	Testopstilling og reference i slagteri	3**	-	Ikke oplyst
NH <sub>3</sub> / H <sub>2</sub> O	Hybrid Energy	2-5	T < 120	T > 70	Skrue	Kommercielt tilgængeligt	4***	-	Ikke oplyst

NH <sub>3</sub> / H <sub>2</sub> O	Hybrid Energy	0,75-2	T < 120	T > 23	Stempel	Anlæg i drift ved Løgumkloster Fjernvarme + en række mejerier	3****	~ 2,4	4,7
R1233zd	Siemens	5-70	T < 150	~ 80	Turbo	Under test	3-4 *****	~ 2,1	2-8 for anlæg mellem 5-70 MW

Tabel 4.2: Sammenligning af forskellige teknologier for højtemperatur-varmepumper

\* COP angivet af leverandøren ved et samlet temperaturløft mellem kilde og fremløb på mellem 90 K og 140 K

\*\* COP angivet af leverandøren ved opvarmning af en LT-strøm fra 20 °C til 72 °C og en HT-strøm fra 75 °C til 130 °C og afkøling af varmekilde fra 10 °C til 4 °C

\*\*\* COP opgivet af leverandør når kilde afkøles fra 75 °C til 55 °C og fjernvarmen opvarmes fra 95 °C til 120 °C

\*\*\*\* COP opgivet af leverandør når kilde afkøles fra 60 °C til 40 °C og fjernvarmen opvarmes fra 95 °C til 120 °C

\*\*\*\*\* Forventet COP opgivet af leverandøren ved en fordampningstemperatur på 80 °C og kondensationstemperatur på 155 °C

Den teknologi der er længst i udviklingen, er hybrid-varmepumpen fra Hybrid Energy, der har en række referencecases, både som varmeproducent til fjernvarmenettet og i industrivirksomheder. De største enheder når op på omkring 5 MW med skruekompressorer, hvilket betyder, at varmeproduktion i 100 MW-skala kræver at det samlede anlæg sammensættes af mange mindre enheder. I forhold til at udnytte en varmekilde som f.eks. havvand kan der være udfordringer i forhold til, at varmepumpen kræver en minimumtemperatur på varmekilden omkring 23 °C. Dette giver et behov for at en supplerende enhed leverer det første temperaturløft, hvilket gør Hybrid Energy løsningen mindre relevant til havvandsanvendelsen. Teknologien er bedre egnet til at udnytte overskudsvarme, som kommer med en konstant og tilpas høj temperatur året rundt f.eks. overskudsvarme fra datacentre. Fremløbstemperaturer på op til 120 °C gør teknologien relevant i forhold til at levere varme til transmissionsnettet.

Inden for CO<sub>2</sub>-varmepumper har leverandørerne MAN ES og GEA begge højtemperaturvarianter, som er ved at blive introduceret på markedet. De to leverandører sigter efter forskellige markeder, hvor MAN ES primært sigter mod forsyningsbranchen og GEA primært sigter efter anvendelser indenfor industrien. Derfor vurderes løsningen fra MAN ES at være mest relevant af de to i forhold til at levere varme til transmissionsnettet. CO<sub>2</sub>-varmepumpen fra MAN ES har den fordel at den kan levere hele temperaturløftet fra havvand til transmissionstemperaturer uden brug af supplerende enheder. Yderligere gør turbokompressoren det muligt at lave meget store enheder.

Siemens har også en højtemperatur-varmepumpeløsning på vej, som bruger HFO-kølemediet R1233zd som arbejdsmedium. Løsningen er rettet mod både fjernvarmeanvendelser og industrielle anvendelser. Varmepumpeløsningen sigter efter temperaturløft fra omkring 80 °C til omkring 150 °C. En kaskadeløsning kan derfor være relevant hvis varmepumpen skal løfte temperaturen fra havvandstemperaturer til transmissionstemperaturer. Siemens bruger ligesom MAN ES turbokompressorer, hvilket muliggør etablering af varmepumpeenheder med stor varmeeffekt. En fordel ved turbokompressorer er, at der kan forventes mindre service og vedligehold.

Generelt gælder det for de beskrevne varmepumpeanlæg at det er svært at opnå system-COP'er over 2,5 ved temperaturløft fra havvand (vinterkonditioner) til transmissionsnettet (fremløb på 115 °C). Se afsnit 4.1.2, 4.2.2 og 4.3.2 for nærmere beskrivelse af baggrunden for system-COP-værdierne.

## 5 Delopgave A3 – Havvandsvarmepumper

I dette afsnit gennemgås de anlæg der har været en del af erfaringsindsamlingen: SVAF, Aarhus Ø, Stockholm Exergi. Til sidst udføres teknologivurderinger og sammenligninger på tværs. Til sidst findes også en perspektivering til tal fra Energistyrelsens teknologikatalog.

I modsætning til spildevand og industriel overskudsvarme har havvand som varmekilde stort set ingen begrænsninger ved varmekilden. På trods af de lave temperaturer i Danmark (typisk mellem 2 °C og 17 °C) kan der produceres store mængder varme, fordi mængderne er nærmest ubegrænsede.

Havvand som varmekilde har visse ligheder med luft, idet temperaturen er lav, men mængderne der er til rådighed er store. Her er en af fordelene ved at vælge havvand, at temperaturen om vinteren er højere og mere konstant. En anden fordel er, at der ved væske/væske veksling kan opnås meget lavere temperatur forskelle end ved luft/vand veksling. Endvidere er det fysiske plads/areal behov mindre ved væske/væske veksling end ved luft/vand veksling.

Typisk ledes havvand ind til varmepumpen gennem store havvandsindtag, hvor varmepumpen afkøler det få grader inden det ledes ud igen. Selve varmepumpeenheden behøver ikke at adskille sig fra varmepumper, hvor spildevand eller industriel overskudsvarme er varmekilden, men der kan være større krav til anlæggets fordampere. Havvandet kan enten ledes direkte ind i varmepumpens fordampere, så det overføres direkte til kølemidlet. Alternativt kan der etableres havvandsveksler, hvori varmen overføres til en væske (glycol), som cirkuleres over til varmepumpens fordampere.

Når varmen i havvandet udnyttes i en varmepumpe, sænkes temperaturen lokalt omkring indtaget. I modsætning til luft kan dette have påvirkning på plante- og dyrelivet, og det er derfor nødvendigt at tage et større miljøhensyn.

Vand har den største densitet ved 4 °C, og det er derfor afgørende, hvordan havvandsindtaget etableres, og hvilken dybde indtaget er placeret i. Især i kolde egne er det derfor en fordel hvis havvandsindtaget er placeret langt under overfladen, idet problemer med frysninger kan undgås. Ligeledes er det essentielt at placere havvandsindtag og -udløb på en måde, så der ikke bliver "kortslutning" ved at vand fra udløbet strømmer direkte til indløbet.

En anden typisk problematik er at alger, muslingeskaller og andet kan sætte sig omkring på indløbsrist, i ledninger og i filteret, og i sidste ende medføre tilstopninger. For at anlægget bliver driftssikkert skal der være en sikring mod dette. Det kan også være nødvendigt at kunne rense havvandsvarmeveksleren eller fordampere indvendigt, idet der over lang tid kan opbygges et tyndt lag af mikroorganismer og andet biologi som er for småt til at blive fanget af filteret.

I Danmark findes der i dag meget få havvandsvarmepumper som er i drift, men der er flere steder planer om at etablere forholdsvist store anlæg. I Sverige er der flere eksempler på havvandsvarmepumper, som har været i drift i mange år.

I det følgende beskrives tre kendte anlæg, hvor havvand udnyttes til fjernvarmeproduktion vha. en varmepumpe. Informationer og data er, ligesom i beskrivelsen af spildevandspumperne, baseret på interviews med projektledere og driftsfolk fra anlægene.



Beskrivelserne fokuserer på de ovennævnte problematikker og spørgsmål med fokus på anlægsdesign og driftserfaringer for anlæggene. Erfarings- og dataindsamlingen er foretaget i perioden november 2020 til januar 2021 og blev udført som delvis mundtlig dialog og delvis mail kommunikation til de relevante nøglepersoner.

Efterfølgende samles op på de væsentligste konklusioner og nøgletal for anlæggene. De komplette udfyldte interviewskemaer er vedlagt i bilagsrapport A.

## 5.1 HOFOR/CTR/VEKS – Stor elvarmepumpe til fjernvarme ("SVAF")

Varmepumpeanlægget på 5 MW er etableret i 2019 som et EUDP projekt. Det er tilsluttet udløbsledningen fra Damhusåens renseanlæg i København, men har også et havvandsindtag, så der er to muligheder for energikilde. Anlægget er opbygget som to enheder, der er serielt forbundne på kondensatorsiden. Hver enhed har én højtrykskompressor og én lavtrykskompressor, der begge er skruekompressorer.

Anlægget er udstyret med et Boller Kirsch back-flush filter og et fuldautomatisk CIP system.

Der blev etableret et nyt havvandsindtag til varmepumpen placeret i havnekanten tæt på havoverfladen. Der er ca. 70 meter mellem havvandsindtag og havvandsudløb.

Anlægsperioden var ca. 1,5 år. De største udfordringer (ikke havvandsrelaterede) var varmekildetilslutningen og kontraktindgåelse pga. krav om 90 °C fremløbstemperatur.

Anlægget forventes at få omkring 4.000 fuldlasttimer, der vil være en blanding af spildevands- og havvands-drift.

De hyppigste driftsudfordringer har været væskeslag i kompressorer, partikler i olien, samkøring af Siemens PLC og styring med ABB, og begroning af fordampervekslere.

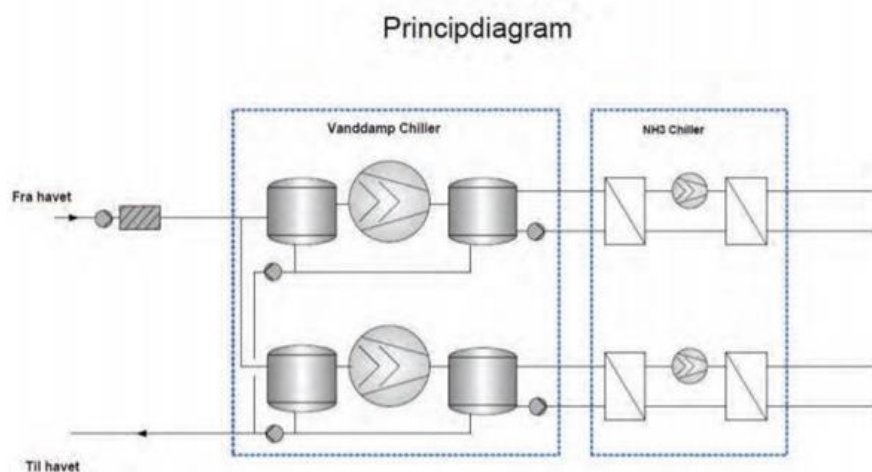
Der er indtil nu for få driftserfaringer med meget lave havvandstemperaturer, og det er derfor ikke undersøgt, hvor langt ned havvandet kan køles uden problemer med begyndende frysning.

Samlet projektinvestering var 73 MDKK svarende til 15 MDKK/MW(varme), heraf udgjorde selve varmepumpen 38 %. Den høje pris skyldes bl.a. en stor andel af materiel/anlæg relateret til de ønskede demonstrationsaktiviteter (til i alt ca. 22 mio. kr.) herunder at der er to forskellige energikilder hhv. spildevand og havvand.

## 5.2 Affaldvarme Aarhus - Havvandsvarmepumpe

Anlægget på 2 MW er etableret i 2020 på Aarhus Havn som et EUDP projekt. Det er bygget op med to parallelle enheder, der hver består af to trin. Lavtrykstrinnet er en unik vanddamp-chiller og højtrykstrinnet er en almindelig ammoniak varmepumpe. Anlægsopbygningen er vist på Figur 5.1.

Figur 5.1: Principskitse for vanddamp-chiller, Kilde: <https://www.aarhus.dk/media/4299/vvm-afgoerelse-varmepumper-hjortholmsvej-2.pdf>



Anlægget har ikke CIP på fordampervekslerne, fordi det er ren damp som ledes igennem. Der er dog både et grovfilter (Taprogge) og et finfilter (Boll).

Indløb og udløb er placeret på hver side af en havnemole, så de på den måde holdes helt adskilt.

Anlægsperioden var 55 måneder, hvoraf opførelsen af bygningen tog 30 måneder. De største udfordringer i anlægsperioden var kompleksiteten ved byggeri under vandspejlet, og at entreprenøren gik konkurs undervejs. Isdannelse undgås ved at tage et større flow ind end vanddampchilleren skal bruge.

Samlet anlægspris var 128 MDKK. Anlægget omfatter arbejde under havoverfladen og etablering af bygningen, som er forberedt til flere varmepumpeenheder og fungerer som showroom for projektet. Endvidere indeholder anlægget også et traditionelt veksleranlæg på 37 MW, og der er lavet forberedelser til senere udbygning af varmepumpeanlægget.

### 5.3 Stockholm Exergi – "Ropsten 1&2" + "Ropsten 3"

De to store varmepumpeanlæg på i alt 214 MW varme blev etableret i 1986 i Skærgården i Stockholm. "Ropsten 1&2" består af seks to-trins turbokompressorer på hver 21 MW varme. "Ropsten 3" består af 4 to-trins turbokompressorer på hver 22 MW varme. Anlæggene har været i drift siden 1986, men undervejs er kølemidlerne som tidligere var hhv. R22 og R500, blevet udskiftet til R134a (R134a er under udfasning i Danmark og derfor ikke en mulighed i fremtidige store varmepumper til fjernvarme).

Anlæggene anvender et grovfilter/ rist og et finfilter som er et selvrensende filter af mærket Taprogge. Som resultat er det ikke nødvendigt at rense havvandsvarmeveksleren, og der er heller ikke behov for et CIP anlæg.

Anlægget anvender separate havvandsindtag for hhv. sommer og vinter. Ropsten 1&2 har sommerindtaget i dybden 3 m og vinterindtaget i dybden 17 m. Ropsten 3 har sommerindtag i dybden 19 m og vinterindtag i dybden 13 m. Der er ca. 170 m mellem indløb og udløb.



Tilfrysninger begynder allerede ved indløbstemperatur på 4 °C, og ved samme temperatur falder COP drastisk. Hvis indløbet begynder at fryse til, slukkes varmepumpen nogle timer mens havvandspumperne kører videre. Dette smelter i al sin enkelthed opbygningen af is.

Anlægget har ikke andre væsentlige driftsudfordringer. Pladefordamperne rengøres ca. hvert andet år med en kost - en procedure der tager ca. 10 minutter pr. varmepumpe.

Der er ikke nogen typiske problemer med anlægget, som forårsager ude-tid, og tilgængeligheden vurderes til ca. 99 %.

Levetid for anlægget forventes at være 20 år mere (55 år i alt).

Anlægget kostede omkring 5-6 mio. SEK/MW ekskl. bygning og tilslutning til el og fjernvarme.

## 5.4 Overblik og nøgletal

Tekniske karakteristika og nøgletal for de tre havvandsvarmepumpeanlæg er samlet i Tabel 5.1.

Tabel 5.1: Tekniske karakteristika og nøgletal for de tre havvandsvarmepumpeanlæg.

		HOFOR /CTR/ VEKS "SVAF"	Affaldvarme Aarhus	Stockholm Exergi
Varmeydelse	[MW]	5	2	214
Idriftsættelse	[år]	2019	2020	1986
Kølemiddel	[-]	NH <sub>3</sub>	Vand+NH <sub>3</sub>	R134a
Havvand ind/ud	[°C/°C]	4/0,5	5/3	3/1
Fjernvarme frem/retur	[°C/°C]	80/50	65/40	80/50
COP	[-]	2,6	3	2,9
Estimeret Lorentz virkningsgrad	[-]	48 %	45 %	54 %
Elforbrug til øvrig (pumper mm.)	[-]	10 %	2 %	Ikke oplyst
Investering	[MDKK]	73,5	128	-
Specifik investering	[MDKK/MW]	14,7	-	-
Heraf investering for varmepumpe	[-]	38 %	50 %	Ikke relevant (gamelt anlæg)
Heraf investering for havvandsindtag	[-]	4,5%	8 %	-

## 5.5 Teknologiskema

De tre havvandsanlæg i denne sammenligning er meget forskellige, hvad angår både varmeydelse, anlægsopbygning og kølemiddel. Teknologivurderinger suppleres derfor i høj grad med data og viden fra spildevandsvarmepumperne, beskrevet i afsnit 3.7.

Fremskrivninger og forventninger til teknologiudviklinger ligger for alle områderne op ad forventningerne for spildevandsvarmepumper, som beskrevet i afsnit 3.7.

### 5.5.1 Lorentz virkningsgrad

Lorentz-virkningsgraderne spænder fra 45 % til 54 % for de tre havvandsvarmepumpeanlæg. For spildevandsvarmepumperne lå Lorentz virkningsgrader imidlertid helt op til 59 %, og der er ikke nogen teknisk hindring som gør, at de fem spildevandsanlæg ikke kunne udnytte havvand i stedet. En forskel, som måske alligevel kan have en betydning, er tilstedeværelsen af mellemkreds. I alle tre havvandsvarmepumper findes ikke en mellemkreds, og temperaturforskellen mellem kilden (havvand) og varmepumpens fordampertemperatur kan derfor blive mindre, hvilket vil give en forøget effektivitet for anlægget.

I teknologiskemaet er det alligevel forudsat, at havvandsvarmepumperne har en mellemkreds, idet risikoen ved at veksle kølemiddel (NH<sub>3</sub>) direkte med havvand miljømæssigt ikke kan accepteres. Lorentz virkningsgraden for disse anlæg vurderes derfor at ligge på samme niveau som spildevandsvarmepumperne af samme størrelse.

### 5.5.2 Temperaturer og COP

COP beregninger anvender temperatursættet 80 °C/50 °C (reference) og 70 °C /40 °C (lavtemperatur). For havvands ind- og udløbstemperaturer er der taget udgangspunkt i klimakorrigerede månedlige temperaturer for havvandet i København som blev udregnet af HOFOR i forbindelse med projektet ved SVAF. Der forudsættes en afkøling af havvandet på 2 grader. Temperaturen i de fire sæsoner ses i Tabel 5.2.

Tabel 5.2: Havvandstemperaturer i København, kilde: [www.climate-data.org](http://www.climate-data.org)

	T <sub>ind</sub> [°C]	T <sub>ud</sub> [°C]
Hele året	10,5	8,5
Vinter	3,7	1,7
Forår	6,3	4,3
Sommer	16,4	14,4
Efterår	12,1	10,1

### 5.5.3 Investering

Af de tre havvandsvarmepumper giver SVAF projektet den bedste indikation for investeringsomkostningerne. Det skyldes, at varmepumpen i Stockholm blev etableret for mange år siden og i et andet land, mens investeringsomkostningerne for Aarhus' varmepumpe bærer kraftigt præg af at det er et udviklingsprojekt.

I forhold til spildevandsvarmepumperne er den største forskel i investeringsomkostninger prisen på havvandsindtag. Både projektet i Aarhus og SVAF projektet har havvandsindtaget tæt på havkanten og har ikke lange ind- eller udløbsledninger på hav-

bunden. Det er derfor dette som er udgangspunkt i investeringsvurderingen. For projektet i Aarhus var investeringsomkostningen til havvandsindtaget 10 mio. kr., mens at det samlede indtags- og afkastanlæg for SVAF kostede 5,5 mio. kr., hvoraf havvandsdelen udgjorde 3,3 mio. kr. Det vurderes på den baggrund, at prisen for et tilsvarende havvandsindtag for en 10 MW varmepumpe vil ligge omkring 10 mio. kr., men at det i høj grad er afhængigt af længden af indtaget, omgivelserne, havvandsdybde og så videre.

Skal selve indtaget ikke etableres ved havnen, men i stedet et stykke fra kysten vurderes meterprisen for kanalen mellem indtag og varmepumpen at ligge i intervallet 10.000-30.000 kr./m afhængigt af kanaldimensioner, havdybde og underlag.

Der er også mindre forskelle i forhold til spildevandsvarmepumperne. Teknologibeskrivelserne for anlæggene har vist, at der normalt ikke etableres CIP anlæg til havvandsvarmepumper, og der er heller ikke behov for en buffertank eller sump til at udjævne flowet. Disse besparelser vurderes dog at være langt mindre end den ekstra omkostning til havvandsindtag og -udløb.

#### 5.5.4 Omkostninger til drift og vedligehold, levetid og rådighed

Omkostninger til drift- og vedligehold vurderes at være de samme som for spildevandsvarmepumper. Det gør sig også gældende for levetiden, som ikke er afhængig af varmekilden.

Rådigheden for havvandspumper vurderes højere end for spildevandsvarmepumperne af den grund at varmepumpen ikke er afhængig af eller påvirkes af driften på renseanlægget og ikke har nedetid pga. CIP. Efterhånden som der opnås erfaringer med anlægget, vil rådigheden komme op på 99 % svarende til det oplyste for varmepumpen i Stockholm.

		2020	2025	2030	2050
<b>Referencetemperatur – 10 MW varmeydelse</b>					
Temperaturniveauer, fjernvarme	[°C / °C]	80/50	80/50	80/50	80/50
Temperaturniveauer, varmekilde, gennemsnit	[°C / °C]	10,5/8,5	10,5/8,5	10,5/8,5	10,5/8,5
COP - år	[-]	3,12	3,17	3,23	3,28
COP - vinter	[-]	2,82	2,87	2,92	2,97
COP - forår	[-]	2,94	2,99	3,05	3,10
COP - sommer	[-]	3,55	3,61	3,67	3,74
COP - efterår	[-]	3,26	3,32	3,37	3,43
<b>Referencetemperatur – 10 MW varmeydelse</b>					
Temperaturniveauer, fjernvarme	[°C / °C]	70/40	70/40	70/40	70/40
Temperaturniveauer, varmekilde, gennemsnit	[°C / °C]	10,5/8,5	10,5/8,5	10,5/8,5	10,5/8,5
COP - år	[-]	3,35	3,41	3,46	3,52

		2020	2025	2030	2050
COP - vinter	[-]	3,26	3,32	3,38	3,43
COP - forår	[-]	3,43	3,49	3,55	3,61
COP - sommer	[-]	4,32	4,40	4,47	4,55
COP - efterår	[-]	3,89	3,96	4,02	4,09
<b>Omkostninger og drift</b>					
Investering, stand-alone	[MDKK/MW]	9,0	8,8	8,6	8,3
heraf havvandsindtag	[MDKK/MW]	1,0	1,0	1,0	1,0
D&V omkostninger, årlig	[DKK/MW]	18.000	18.000	18.000	18.000
D&V omkostninger, variable	[DKK/MWh]	17	17	17	17
Levetid	[år]	25	25	25	25
Rådighed	[-]	98%	98%	98%	99%

### 5.5.5 Perspektivering i forhold til Energistyrelsens teknologikatalog

I Energistyrelsens teknologikatalog<sup>6</sup> (ET) findes lignende data og fremskrivning for 20 MW havvandsvarmepumpeanlæg. I det følgende sammenlignes værdier for COP, investering, D&V, levetid og rådighed fra nærværende teknologivurdering med teknologivurderingen fra ET.

#### 5.5.5.1 COP

I ET angives COP værdi på hhv. 3,4 (vinter) og 3,7 (årgennemsnit). Dette er hhv. 21 % og 19 % højere end vurderet i referencescenariet i denne rapport. Forskellen ser ud til at skyldes:

- Forskellige forventninger til Lorenz-virkningsgrad. Det ser ud til at forventningen til Lorenz-virkningsgraden for selve anlægget ekskl. elforbrug til pumper i ET ligger omkring 60%. Dette kan til dels skyldes, at der i ET tages udgangspunkt i et anlæg med større kapacitet, og derved stordriftsfordele.
- Forskellige forventninger til øvrigt elforbrug. I ET forventes et øvrigt elforbrug på 1 % af varmeydelsen. Det er ca. tre gange højere end forventningen i denne rapport, som er på 10 % af elforbruget til kompressorerne.
- Forskelle i temperatursæt. I ET er temperatursættet for fjernvarme 80/40, mens det er 80/50 i denne rapport. Den lavere returtemperatur i ET har en betydning for den endelige COP-vurdering når den baseres på Lorentz-virkningsgrader. Der ses ikke umiddelbart en forskel i havvandstemperaturer.

#### 5.5.5.2 Investering

I ET er investeringen 3,6 MDKK/MW, hvor den i denne rapport er 9,0 MDKK/MW. ET ligger således 60% lavere end denne rapport. Forskellen skyldes:

- Forskellige forventninger til varmepumpepriser. Nærværende analyse tager primært udgangspunkt i teknologi- og erfaringsindsamlingerne fra eksisterende anlæg. ET

<sup>6</sup> Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation, version April 2020

ser ud til i overvejende grad at tage udgangspunkt i samtaler med producenter og leverandører.

- Forskelligt omfang af investering. ET investeringssum er ekskl. havvandsindtag, el-tilslutning, fjernvarmetilslutning og erhvervelse af grund.
- Stordriftsfordele ved større varmeeffekt. I nærværende rapport er priserne baseret på 10 MW varmeeffekt, og i ET er priserne baseret på 20 MW varmeeffekt.

#### 5.5.5.3 D&V

I ET udgør faste omkostninger til D&V omkring 30.000 MDKK/MW. Dette er 67 % mere end i denne rapport. Variable omkostninger udgør ca. 9 DKK/MWh. Dette er ca. 47 % mindre end i denne rapport.

Forskellene skyldes:

- Forskellige forventninger til omkostninger. Nærværende analyse tager primært udgangspunkt i teknologi- og erfaringsindsamlingerne fra eksisterende anlæg. ET ser ud til i overvejende grad at tage udgangspunkt i samtaler med producenter og leverandører.
- Måske forskellige kompressortyper<sup>7</sup> og derved forskelligt behov for vedligehold.
- Stordriftsfordele ved 20 MW varmeeffekt fremfor 10 MW varmeeffekt.

#### 5.5.5.4 Levetid

Der vurderes samme tekniske levetid i denne rapport som i ET, 25 år.

#### 5.5.5.5 Rådighed

Der vurderes samme rådighed i denne rapport som i ET, 98%, svarende til en uges udetid om året.

---

<sup>7</sup> Stempel/skrue eller lign.