

Drejebog

til store varmepumpeprojekter
i fjernvarmesystemet

November 2014



Udarbejdet for Energistyrelsen

Udarbejdet for:



Udarbejdet af:



Grøn Energi (Projektleder)
Kim S. Clausen
kcl@danskfjernvarme.dk



PlanEnergi
Niels From og Morten Hofmeister
nf@planenergi.dk og mh@planenergi.dk



Teknologisk Institut
Bjarke Lava Paaske
bjpa@teknologisk.dk



Rambøll
John Flørning
jnf@ramboll.com

Forord

Dette er en drejebog for „store varmepumper“ i fjernvarmen. Varmepumpeprojekter kan være komplicerede og ikke to varmepumpeprojekter er ens. Der er mange typer, og sandsynligvis er højst nogle enkelte varianter relevante i hvert konkret tilfælde. Der er mange forskellige aspekter at overveje, og ikke alle er relevante at overveje i alle varmepumpeprojekter. Vi har valgt at beskrive mange forskellige varmekilder, for netop at illustrere forskelligheden i varmepumpeprojekter.

Drejebogen og inspirationskataloget kan inspirere til nærmere overvejelser om, hvorvidt varmepumper kan blive en del af den fremtidige fjernvarmeproduktion i et konkret fjernvarmesystem. Drejebogen kan så ledes understøtte udarbejdelsen af et beslutningsgrundlag samt øge vidensniveauet hos målgruppen.

1. Se eksempler på varmepumpeprojekter i **inspirationskataloget** og bliv inspireret af **drejebogen**.
2. Afprøv **beregningsværktøjet** med data fra dit eget værk.
3. Tag kontakt til en rådgiver, hvis der skal udarbejdes et egentligt beslutningsgrundlag for, om investering i en varmepumpe er relevant for dit værk.

Med „store varmepumper“ mener vi varmepumper, der indgår i fjernvarmesystemer, hvorfor drejebogens fokus er på indpasning af varmepumper i fjernvarmesystemet, og dermed som bindeled mellem fjernvarmesystemet og elsystemet. Varmepumper, der ikke er en del af fjernvarmesystemet, kan også levere en vis fleksibilitet til elsystemet, men

disse er ikke omfattet af denne drejebog. Fokus er således på store/kollektive varmepumper i fjernvarmesystemer.

På opdrag fra Energistyrelsen er denne drejebog og et inspirationskatalog udarbejdet. Inspirationskataloget indeholder beskrivelser af konkrete anvendelser af varmepumper i danske fjernvarmesystemer. Fokus i inspirationskataloget er på at vise de forskellige anvendelsesmuligheder der er for varmepumper, samt at sætte fokus på de mange forskellige varmekilder en varmepumpe kan anvende. Drejebogen og inspirationskataloget kan læses som separate dokumenter.

Målgruppen for drejebogen er primært fjernvarmeværker (driftsledere, direktører og bestyrelser) og varmeplanlæggere i kommunerne. Ambitionen for drejebogen er at bidrage til at belyse, hvorvidt en varmepumpe kan indgå i den fremtidige fjernvarmeproduktion, og således bidrage til at komme nærmere en afklaring af, hvorvidt muligheden skal undersøges nærmere f.eks. vha. en rådgiver.

Drejebogen er struktureret med fokus på den information målgruppen har brug for. Efter en indledning om baggrunden for varmepumper, beskrives hvilke overvejelser, der er relevante i forhold til indpasning af en varmepumpe i den nuværende fjernvarmeforsyning, dvs. med fokus på lokale forhold.

En afgørende parameter i forhold til varmepumper er hvilke(n) varmekilde(r) der er til rådighed. Dette understreger, at der altid er tale om en konkret lokal vurdering, afhængig af de lokale forhold. Der gives

et overblik over forskellige varmekilder. Derefter følger en forklaring af hvad varmepumper er, sammen med beskrivelse af forskellige anlægs-koncepter.

Myndighedsgodkendelse er en vigtig del af et varmepumpeprojekt, og dette belyses med udgangspunkt i konkrete eksempler. Som grundlag for at vurdere økonomien i et varmepumpeprojekt, gennemgås forudsætningerne for de væsentligste parametre. Derefter beregnes eksempler, og følsomheder ved beregningerne belyses.

Drejebogen indeholder et beregningsværktøj, der kan understøtte de første overvejelser, og evt. kan give en indikation af, om der er grundlag for at arbejde videre med ideen om en varmepumpe. De resultater, der er fremkommet ved anvendelse af beregningsværktøjet kan udelukkende danne grundlag for en beslutning om at undersøge muligheden nærmere, og ikke som beslutningsgrundlag for en investering.

Hvis der er økonomi i en varmepumpe, følger implementeringen. Derfor indeholder drejebogen efterfølgende afsnit der understøtter de næste skridt inden implementering. Dette omfatter organisation og kontraktforhold, udbud og valg af leverandør samt test af ydelse og aflevering.

Endelig vil en perspektivering samle de væsentligste konklusioner, samt belyse aspekter i forhold til energisystemet.

En del af indholdet i drejebogen er flyttet til bilag for at øge læsbarheden af selve drejebogen. Der kan være relevant information at finde i bilagene, så følg gerne henvisningerne og tjek bilagslisten.

Bagerst i drejebogen er der en ordliste, en liste over lovgivningsreferencer, samt en liste over øvrige referencer. Referencer er angivet med parenteser, f.eks. (Energistyrelsen, 2014).

Som en del af processen har projektgruppen været i dialog med forskellige aktører. Dette har givet værdifuldt input ved færdiggørelsen af drejebogen, inspirationskataloget og beregningsværktøjet. Projektgruppen vil derfor gerne takke:

- Allan Norsk Jensen, Dansk Energi
- Charles Winther Hansen, Bjerringbro Varmeværk
- Claus Haparanda, Støvring Kraftvarmeværk
- Esben Nagskov, Aulum Fjernvarme
- Grethe Føns Hjortbak, AffaldVarme Aarhus
- Henrik Schultz, Thisted Varmeforsyning
- Jens Borchmann, Vestforbrænding
- Jørgen Risom, EnergiMidt
- Karsten Lund Jørgensen, Skjern Fjernvarme
- Karsten R. Kristensen, Skovlund Varmeværk
- Klaus Christensen, Grundfos
- Lars Toft Hansen, Thisted Varmeforsyning
- Morten Boje Blarke, Energianalyse.dk
- Søren Damgaard, Thisted Varmeforsyning
- Søren Skærbæk, Skjern Papirfabrik
- Torben Pedersen, Vejen Varmeværk

Projektgruppen ønsker god fornøjelse med læsningen. Du er velkommen til at kontakte os, hvis du har spørgsmål eller ønsker at få udarbejdet et egentligt beslutningsgrundlag om investering i en varmepumpe.

Resumé

Større udbredelse af varmepumper i fjernvarmen – hvorfor, hvor, hvordan og hvornår?

Værktøjer; drejebogen, inspirationskataloget og beregningsværktøjet

Det er ambitionen med denne drejebog at gøre det lettere at vurdere mulighederne for varmepumper i et konkret fjernvarmesystem. **Drejebogen** og **inspirationskataloget** beskriver bl.a. de forskellige typer anvendelser af varmepumper i fjernvarmesystemer, der allerede findes i dag. Drejebogen indeholder også et beregningsværktøj. Læseren kan anvende **beregningsværktøjet** til selv at lave beregninger og dermed få en indikation af, om en varmepumpe kan være økonomisk attraktiv for et fjernvarmeværk.

Varmepumper – en væsentlig spiller til opfyldelse af de energipolitiske mål

Danmark har i dag en af den moderne verdens mest effektive, miljøvenlige og omstillingsparate energiforsyninger. Kraftvarme har været – og er fortsat – en væsentlig forudsætning for at dette er muligt. En markant tendens er at fjernvarmeværkerne fra at producere el, i fremtiden kan bruge el til fjernvarmeproduktion. Denne el vil i stadig stigende grad være baseret på vedvarede energi (primært vindkraft) og anvendes effektivt vha. eldrevne varmepumper.

Brændselspriser og konkurrenceforhold til andre teknologier er afgørende aspekter, når fjernvarmeværkerne skal investere i ny produktionskapacitet. Varmepumper kan være et godt alternativ, da den gør det muligt at effektivisere varmeforsyningen og give lave varmepriser. Derfor kan varmepumper være en fornuftig investering i mange forskellige systemkonfigurationer.

Denne drejebog for store varmepumpeprojekter i fjernvarmesystemet har til formål at motivere og kvalificere overvejelser om, hvorvidt varmepumper er en del af den fremtidige fjernvarmeproduktion i konkrete fjernvarmesystemer.

De væsentligste teknisk-økonomiske vilkår for store varmepumper er:

1. Elpriser (jf. kapitel 5 på side 43 om forudsætninger).
2. Afgifter, en reduktion af elafgiften gav i 2014 en afgift på 412 kr./MWh-el.
3. Et udvalg af leverandører og relativt velafprøvet teknologi, herunder udenlandske erfaringer, jf. bilag A om leverandører og inspirationskataloget.
4. Konkurrencedygtig varmeproduktionspris i forhold til alternative produktionsformer.

Hvorfor skulle et fjernvarmeværk overveje varmepumper?

En varmepumpe gør det muligt at opsamle termisk energi fra en varmekilde med lav temperatur og afgive energien igen ved et højere temperaturniveau. Det er nødvendigt at tilføre højværdig energi, enten i form af kraft, dvs. elektricitet, eller i form af varme ved en relativt høj temperatur, f.eks. røggas. Varmepumper indebærer en række fordele for fjernvarmen:

1. **Lavere varmepriser** – Den primære motivation til at investere i en varmepumpe er en forventning om lavere varmepriser enten nu eller på længere sigt.
2. **Risikospredning** – Ved introduktion af et nyt „brændsel“ (elektricitet) i produktionen, bidrager varmepumpen til at sprede den økonomiske risiko i produktionen (diversificering), hvilket gør produktionen mere robust over for variationer i el- og brændselspriserne.
3. **Effektivisering** – Muligt at udnytte rest- og spildvarme i det eksisterende produktionsanlæg, eller nærliggende industriel produktion. Endvidere mulighed for at optimere udnyttelsen af solvarme (det undersøges i et igangværende F&U-Konto projekt (Dansk Fjernvarmes F&U-Konto, 2015)).
4. **Introduktion af nye forretningsområder** – Introducere muligheden for at producere og sælge køling i tilknytning til fjernvarmeproduktionen.
5. **Styrker miljøprofilen** – Hovedsageligt vindbaseret elproduktion - udnytter hidtil uudnyttede lav-temperatur varmekilder i omgivelserne som spildevand, industriel spildvarme, geotermi, grundvand m.m. og herfra leverer et vedvarende energi-bidrag til varmeproduktionen.
6. **Styrke nye samarbejder** – Ved fjernvarmens samspil med elforsyningen og med muligheden for fjernkøling, og dermed fjernvarmens rolle i fremtidens integrerede forsyningsplanlægning.

Hvordan kan en varmepumpe indpasses i fjernvarmeproduktionen?

- Hvilke mulige varmekilder er til rådighed? Dvs. kortlægning og vurdering af potentielle interne og eksterne varmekilder, herunder muligheden for at levere fjernkøling.
- Hvilke krav stilles til varmepumpens fremløbstemperatur? Herunder foretages overvejelser omkring mulighed for at reducere krav til fremløbstemperatur samt reducere fjernvarmens returtemperatur. Overvej f.eks. muligheder for forskellige fremløbstemperaturer i forskellige dele af fjernvarmenettet, for derved at optimere driftsøkonomien ved at sikre højest mulig COP.
- Hvad er mulighederne for at optimere eller skrotte eksisterende produktionsenheder? Ved etablering af varmepumpe med intern varmekilde, bør vurdering af muligheder for eksterne kilder indgå som del af risikovurderingen for investeringen, i tilfælde af at den interne varmekilde bortfalder.

Se mere i kapitel 1 på side 1.

Interne og eksterne varmekilder – eksempler på konkrete projekter

Der er således principielt to modeller for, hvordan en varmepumpe kan integreres i fjernvarmeproduktionen:

1. Varmepumpe med **ekstern** varmekilde, f.eks. spildevand, evt. fjernkøling. Varmepumpe og evt. bestående motoranlæg kan driftes uafhængigt af hinanden, hvilket giver mulighed for fleksibel drift.

2. Varmepumpe med **intern** varmekilde, f.eks. røggaskondensering eller intercooling/ procesoptimering, herunder endvidere integration med solvarme. Drift af varmepumpe og produktionsanlæg er indbyrdes afhængige, hvilket giver begrænsninger for fleksibel drift, omend fleksibiliteten kan øges ved at etablere et koldt mellemlager (eventuelt som sæsonlager) til lagring af den opsamlede lav-temperatur varme.

Drejebogens kapitel 2 – og inspirationskataloget – indeholder beskrivelser af følgende varmekilder:

- Røggas
- Overskudsvarme (fra industri og køleprocesser, herunder fjernkøling)
- Geotermi
- Spildevand
- Grundvand, herunder grundvandslager (ATES), og drænvand fra afværgeboringer mv.
- Sø- og åvand
- Andre varmekilder (luft, havvand, jordvarme, drikkevand, solvarme og varmelagre)

Inspirationskataloget indeholder beskrivelser af konkrete eksempler på projekter, hvor varmepumper er anvendt.

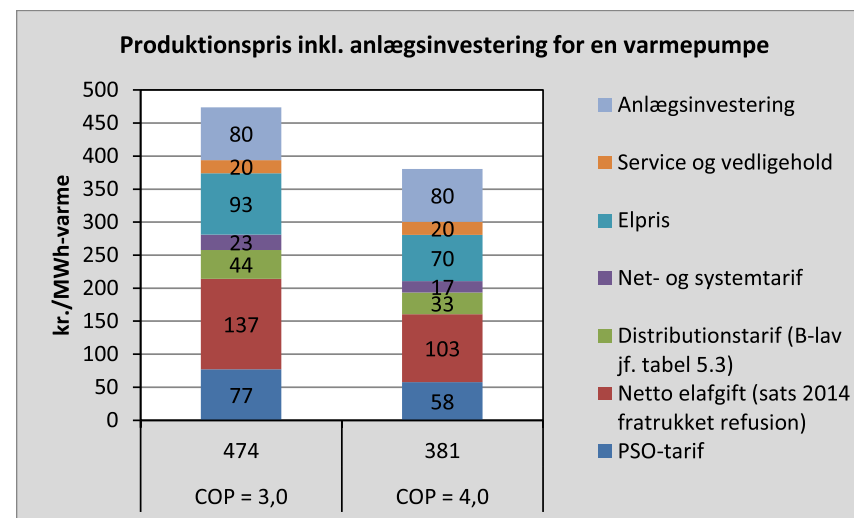
Beregningsværktøj – lav din egen første vurdering af rentabiliteten af en varmepumpe på dit værk

I nærværende projekt er der udviklet et regnearksbaseret værktøj. Formålet med regnearket er at beregne selskabsøkonomien i et varmepumpeprojekt på et eksisterende varmeværk. Beregningen tager derfor udgangspunkt i et eksisterende varmeværk, som suppleres med en varmepumpe. Det eksisterende varmeværk kan bestå af op til 4 forskellige produktionsenheder, hvoraf den ene er et solvarmeanlæg.

Se nærmere beskrivelse af beregningsværktøjet i kapitel 7 på side 61. Beregningsværktøjet er en Excel-fil.

Økonomien i varmepumper

En økonomivurdering af et varmepumpeprojekt omfatter følgende elementer som vist på figuren:



Figur 1 – Sammensætning af produktionsomkostningerne for en varmepumpe ved henholdsvis COP = 3 og COP = 4.

En del af disse parametre er markedspriser, men nogle af de væsentlige er fastsat helt eller delvist politisk som f.eks. PSO og nettarif. Til trods for muligheden for at få refunderet en del af elafgiften, udgør elafgiften stadig den største post i økonomien efterfulgt af henholdsvis elprisen, investeringen og PSO.

Varmepumper vil få en vigtig rolle for samspillet mellem varme- og elmarkedet. Dette vil primært bestå i at være aftager af el, og ikke i særlig høj grad som fleksibelt element, da det er meget begrænset, hvad der kan tjenes i op- og ned-reguleringsmarkedet. Derfor bør der som ud-

gangspunkt ikke indregnes en indtjening herfra i den økonomiske vurdering af et varmepumpeprojekt.

Der knytter sig imidlertid en række væsentlige forbehold til overvejelser om diskontinuerlig drift af varmepumpen:

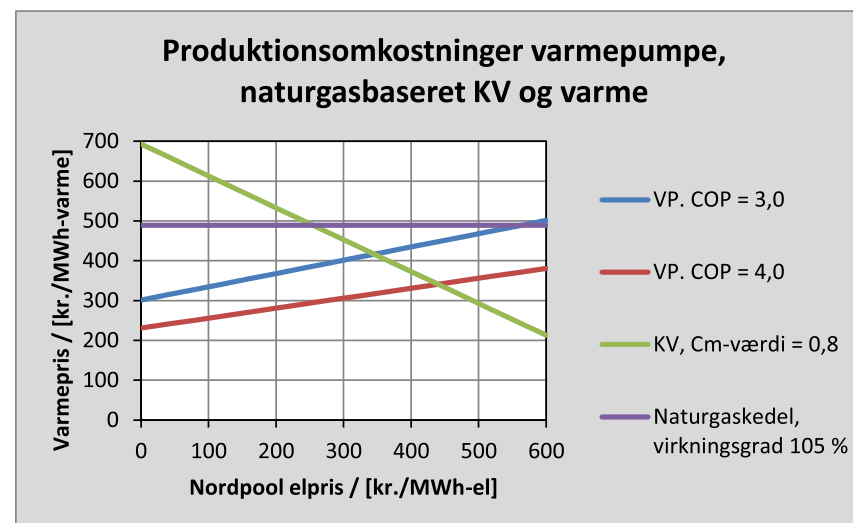
1. Varmepumpeanlæg kræver en lang indkøringstid før det optimale driftmodus opnås, i visse tilfælde flere timer. Det kan derfor være vanskeligt præcist at forudsige omkostningen ved at koldstarte en varmepumpe. Dette har betydning for både op- og nedreguleringsbud, idet varmepumpen også ved opregulering (afkobling) kan resultere i en ekstra koldstart.
2. For de fleste varmepumper vil virkningsgraden være lav under opstart, hvor elforbruget i en periode stort set kun bruges til opvarmning af selve varmepumpen. Der produceres altså ikke varme i denne periode, og reguleringsbuddene skal derfor have en størrelse, der kan dække elforbruget uden varmeproduktion.

Er en varmepumpe konkurrencedygtig?

Hvorvidt en varmepumpe er en god investering afhænger af en konkret vurdering, herunder en række forudsætninger. Som eksempel viser følgende figur varmeproduktionsomkostninger for varmepumper med en COP på henholdsvis 3 og 4 i forhold til naturgasfyret kraftvarme. Varmepumpen er billigst ved elpriser op til ca. 350 kr./MWh-el (COP på 3) eller 440 kr./MWh-el (COP på 4).

Biomassefyret kraftvarme og -kedler er billigst ved alle elpriser. Varmepumper er således ikke konkurrencedygtige overfor biomassebaseret fjernvarme baseret på træflis.

Træpillebaseret kraftvarme- og varmeproduktion er billigst ved elpriser over hhv. 150 kr./MWh-el (COP på 3) og 260 kr./MWh-el (COP på 4).



Figur 2 – Variable produktionsomkostninger for varmepumpe i relation til naturgas varme og kraftvarme.

Disse udsagn er baseret på de anvendte beregningsforudsætninger, og indikerer blot rentabiliteten ved forskellige typer anlægskonfigurationer. Baseret på dette er konklusionen således, at varmepumper vil være mest rentable på værker, hvor der i dag er naturgasfyret kraftvarme- og varmeproduktion.

Læs mere om beregningsforudsætninger og økonomien i varmepumpeprojekter – resultater i kapitlerne 5 på side 43 og 6 på side 55.

Organisation og kontraktforhold

Når et varmepumpeprojekt er rentabelt, har fjernvarmeselskabet en central rolle med hensyn til at identificere de bedste projekter, og organisere et samarbejde med øvrige lokale aktører, herunder nye fjernvarmekunder, nye fjernkølekunder, virksomheder med overskudsvarme og øvrige aktører, der råder over varmekilder til varmepumperne, herunder kommunerne.

Et varmepumpeprojekt kan være mere komplekst end etablering af andre typer produktionskapacitet. Det kan bestå af flere mindre enheder, der er placeret på forskellige adresser, og hvor varmesektoren spiller sammen med både elsystemet, komfortkøl, proceskøl, industrielle processer og vandsystemerne. Dertil kommer komplicerede skattemæssige forhold, og forskellige økonomiske kriterier for beslutningstagerne.

Læs mere i kapitel 8 på side 67.

Udbud og valg af leverandør

Før en varmepumpe udbydes skal man bl.a. have styr på varmepumpens dimensioneringsgrundlag, varmekilden (jf. kapitel 2), varmeafsætningen og systemintegrationen, jf. afsnit 3.2, der skal foreligge en positiv business-case baseret på budgetterede virkningsgrader og investeringsbehov, og det anbefales, at man har et godkendt projektforslag i henhold til (Varmeforsyningsloven, 2011).

Det er de færreste varmepumpeprojekter, der vil være ens, og de fleste varmepumpeleverancer vil derfor blive skræddersyet til den aktuelle opgave, ligesom det også ses indenfor køle-industrien.

Et varmepumpeprojekt kan udbydes i totalentreprise. Dette har bl.a. følgende fordele:

- Varmepumpeprojekter kan være komplicerede, bl.a. fordi varmepumpen skal tilsluttes både elnettet, varmekilden og fjernvarmesystemet, og selve varmekilden kan være et projekt i sig selv. Typisk skal der også etableres et separat, støjisoleret rum, hvori varmepumpen skal etableres. Med en totalentreprise er det entreprenørens ansvar at koordinere alle disse elementer.
- Det er nemmere at placere ansvaret, såfremt leverancen ikke lever op til kontrakten i forhold til f.eks. ydelse, støj eller funktionalitet.

En totalentreprise har dog også nogle ulemper. Bl.a. vil selve varmepumpen normalt udgøre en meget stor del af den samlede investering (25 – 75 %). Med en totalentreprise er der risiko for, at varmepumpedelen ikke udsættes for fuld konkurrence.

Det anbefales, at selve varmepumpen udbydes i en separat entreprise i større og/eller komplicerede projekter. Mindre, simplere varmepumpeprojekter, f.eks. med røggaskøling, kan dog med fordel udbydes i totalentreprise.

Det anbefales generelt, at varmepumper udbydes på funktionskrav, idet varmepumpeleverandørerne er eksperter på, hvordan selve varmepumpen kan designes mest optimalt med hensyn til bl.a. pris og ydelse.

Ved valg af leverandør anbefales det altid at anvende kriteriet ”det økonomisk mest fordelagtige tilbud”, og således ikke anvende kriteriet „den laveste pris“, idet rentabiliteten af et varmepumpeprojekt så godt som altid er meget mere følsom i forhold til COP.

Læs mere i kapitel 9 på side 75

Samspillet med elsystemet

De økonomiske analyser i drejebogen viser, at varmepumpen først og fremmest skal fungere som en afbrydelig grundlast-forbrugsenhed i elsystemet, der kan afkobles ved lav diskontinuerlig produktion (i praksis udtrykt ved markant høje spotpriser eller op-reguleringspriser). Under de rammevilkår, der er i dag, vil varmepumperne være i drift i 6.000-8.000 timer i året, når de konkurrerer med gasbaseret varmeproduktion. De timer hvor varmepumperne ikke vil producere, er i timer, hvor elspotprisen er meget høj. Det vil normalt være sammenfaldende med de timer, hvor elsystemet er hårdt belastet, og hvor det derfor vil være vigtigst at reducere forbruget.

Rammebetingelser – afgørende for udbredelsen

Omkostningerne ud over den „rene“ elpris (net- og systemtarif, distributionstarif, elafgift og PSO-tarif) har stor indflydelse på rentabiliteten af en investering i en varmepumpe. Drejebogen gennemgår, hvordan en tilpasning af disse omkostninger kan ske, så det i højere grad er i overensstemmelse med de energipolitiske mål, herunder ønsket om et fleksibelt energisystem og en høj andel af vedvarende energi.

Det er komplekse sammenhænge som har indflydelse på rentabiliteten af et varmepumpeprojekt. Udfordringen er, at investeringen i en varmepumpe bliver så robust som muligt, så varmeprisen bliver så lav som muligt.

Større udbredelse af varmepumper i fjernvarmen – hvorfor, hvor, hvordan og hvornår?

- Hvorfor? – Der er behov for fleksibilitet og at anvende el til fjernvarmeproduktion på en effektiv måde.
- Hvor? – Der hvor det er mest rentabelt under givne forudsætninger, dvs. hvor varmepumpen bidrager til en lavere varmepris.
- Hvordan? – Det konkrete fjernvarmeværk vurderer om varmepumper er noget, der bør undersøges, dvs. om de er konkurrencedygtige med andre varmeproduktionsteknologier.
- Hvornår? – Afhænger bl.a. af rammebetingelserne (afgifter og tariffer), der har stor indflydelse på varmepumpernes konkurrencedygtighed. Dette omfatter værdisætning af varmepumpernes værdi for elsystemet.

Indholdsfortegnelse

Kapitel 1	Hvorfor overveje varmepumper i den nuværende fjernvarmeforsyning?	1
1.1	Forskellige vedvarende energiteknologier stormer frem – mens varmepumperne står stille	2
1.2	Formål	3
1.3	Hvorledes kan en varmepumpe styrke fjernvarmen?	4
1.4	Varmepumpens rolle i strategisk energiplanlægning	5
1.5	Varmepumpens integration i fjernvarmeforsyningen – hvor og hvordan?	5
Kapitel 2	Hvilke varmekilder er til rådighed?	9
2.1	Røggas	12
2.2	Overskudsvarme	13
2.3	Geotermi	14
2.4	Spildevand	15
2.5	Grundvand (herunder aquifer thermal energy storage, ATES)	16
2.6	Sø- og åvand	17
2.7	Andre varmekilder (luft, havvand, jordvarme, drikkevand, indirekte varmekilder, solvarme og varmelagre)	19
Kapitel 3	Valg af varmepumpe, systemintegration, anlægskoncepter samt vedligehold	25
3.1	Varmepumpetyper (kompression, hybrid og absorption)	25
3.2	Systemintegration, COP og optimeringspotentialer	29
3.3	Service og vedligehold samt levetid	34
Kapitel 4	Myndighedsgodkendelse	37
4.1	Myndighedsprojekt efter Varmeforsyningsloven	37
4.2	Grundvand som kilde til varmepumpeanlæg	37
4.3	Søer, vandløb, hav, spildevand mv. som mulige varmekilder til varmepumpe	39
4.4	Røggas	41

Kapitel 5	Økonomiske forudsætninger og markeder	43
5.1	Anlæg og etablering – samlet set	43
5.2	Service og vedligehold	43
5.3	Tilslutning til elnet	44
5.4	Køb af el, herunder elpriser, tariffer, afgifter og PSO	45
5.5	Overskudsvarmeafgift	50
5.6	Tilskud til energibesparelser	50
5.7	Indtægtsmuligheder i reguleringsmarkedet	50
5.8	Priser på naturgas og biomasse	52
Kapitel 6	Økonomi	55
6.1	Produktionsomkostningen for en varmepumpe	55
6.2	Varmepumpen sammenlignet med alternative produktionsteknologier	56
6.3	Rentabilitet for en varmepumpeløsning	58
Kapitel 7	Vejledning til regneark til simple varmepumpeberegninger	61
7.1	Input	61
7.2	Beregningsresultater	64
Kapitel 8	Organisation og kontraktforhold	67
8.1	Generelt	67
8.2	Fjernvarmetariffer	67
8.3	Samarbejde med kølekunder	69
8.4	Case: Rambølls hovedkontor i Ørestaden	71
8.5	Samarbejde med industrier med overskudsvarme	72
8.6	Øvrige varmepumper til fjernvarmeproduktion	73
Kapitel 9	Udbud og valg af leverandør	75
9.1	Funktionsudbud	75
9.2	Valg af leverandør	76
9.3	Kontrakt	77
Kapitel 10	Test af ydelse/aflevering	79
10.1	Europæisk standard EN12900	79
10.2	Målenøjagtighed i henhold til ISO 917 Annex A	80
10.3	Fremgangsmåde for garantiprøver	80
Kapitel 11	Perspektivering	83

Referencer	87
Lovtekster	87
Andre kilder	88
Ordliste	91
Bilag A Liste over varmepumpeleverandører	95
Bilag B Mekaniske varmepumper med naturlige kølemidler	97
Bilag C Eksempler på vigtige forhold vedrørende systemintegration	101
Bilag D Undersøgelse af elkedler i forhold til eventuelle begrænsninger fra netselskabet	109
Bilag E Elmarkedet og varmepumpens indtjeningsmuligheder i det manuelle reservemarked	111
Bilag F Nettoafregning	117
Bilag G Distributionstariffer	119
Bilag H Naturgaspris og afgifter	121
Bilag I Regnearkets brugerflade	123

1 Hvorfor overveje varmepumper i den nuværende fjernvarmeforsyning?

Den danske fjernvarmesektor spiller en central rolle i udviklingen af den danske energiforsyning. Sektoren har bl.a. taget ansvar for betydelige investeringer i kraftvarmeanlæg i 1990'erne, hvilket medvirker til at Danmark i dag har en af den moderne verdens mest effektive, miljøvenlige og omstillingsparate energiforsyninger.

Brændselspriser og konkurrenceforhold til andre teknologier er afgørende aspekter, når værkerne skal investere i produktionskapacitet. Biomassekedler, som er markant billigere end naturgas, er et alternativ for kraftvarmeværkerne men er - jf. projektbekendtgørelsen - ofte ikke tilladt. Værkernes investeringsmuligheder er således politisk begrænsede. Varmepumper kan være et godt alternativ, da den gør det muligt at effektivisere øvrig forsyning. Derfor kan den være en fornuftig investering i mange forskellige systemkonfigurationer - f.eks. opsamle overskudsvarme fra industrivirksomheder. Derudover kan varmepumpen opsamle naturligt genereret lavtemperaturvarme fra solvarmeanlæg i gråvejrs, fra søer og åer samt jord og luft fra samproduktion af køl og varme.

Fjernvarmesektoren står overfor betydelige udfordringer, og har udsigt til at skulle foretage nye markante investeringer i den nærmeste fremtid. Det er der flere årsager til:

1. Det produktionsuafhængige tilskud til kraftvarme – grundbeløbet¹ – er planlagt til at bortfalde med udgangen af 2018, hvilket

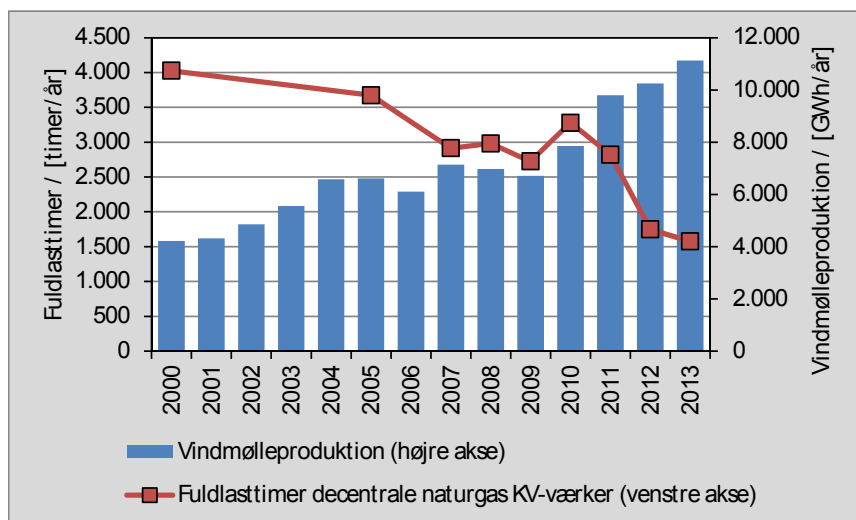
¹Grundbeløbet blev indført som en kompensation for det tab de decentrale kraftvarmeværker i visse tilfælde fik ved overgangen fra tredjestarif til det frie elmarked.

alt andet lige vil føre til højere varmepriser (jf. analyse fra (Grøn Energi, 2014))

2. Den markante udbygning med vindkraft har resulteret i lavere gennemsnitlige elpriser, hvilket i en årrække har gjort kraftvarmeproduktion mindre rentabel. Denne udbygning fortsætter på fuld kraft, og i 2020 skal 50 % af elforbruget dækkes af vindkraft (Energiaftalen, 2012). I januar 2014 satte Vestdanmark imidlertid verdensrekord da vindkraften udgjorde 61,7 % af månedens elbehov (Ingeniøren, 2014).
3. Investeringerne i naturgasbaseret kraftvarme er foretaget i 1990'erne, mange anlæg er regnskabsmæssigt afskrevne, og vedligeholdelsesomkostningerne er stigende. Værkerne forventes derfor i nær fremtid at skulle tage stilling til levetidsforlængelse af eksisterende anlæg, nyinvestering eller stigende driftsomkostninger.
4. Der er bred politisk vilje til at Danmarks el- og varmesektor skal være fossilfri i 2035, hvilket kræver udfasning af kul-, olie- og gasbaseret forsyning.
5. Kommunale og regionale strategiske energiplaner kræver sammentænkning og samarbejde på tværs af fjernvarmenet og organisationer.

Udfordringen for især naturgasfyret kraftvarmeværker kan aflæses på udviklingen i de årlige driftstimer, der er mere end halveret på et årti;

Fra 4.000 fuldlasttimer i år 2000 til omkring 1.600 fuldlasttimer i 2013², jf. figur 1.1. Konsekvensen er, at en stor andel af varmen nu bliver produceret på naturgaskedler ligesom i 1970'erne og 80'erne. Det er et teknologisk og miljømæssigt tilbageskridt, da det indebærer ressourcespild.



Figur 1.1 – Udviklingen i vindkraftproduktion og naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværkers fuldlasttimer. Baseret på (Energistyrelsen, 2012a), samt udtræk af markedsdata fra (Energinet.dk, 2014).

1.1 Forskellige vedvarende energiteknologier stormer frem – mens varmepumperne står stille

Store moderne solvarmeanlæg er et eksempel på en vedvarende energiteknologi, der har fundet indpas i fjernvarmen i de senere år. Siden 2006

²Figuren indikerer faldende fuldlasttimer med udbygningen af vindkraft grundet lavere elpriser. Der kan godt være forhold der trækker i modsatte retning – herunder udbygning af transmissionsforbindelserne med udlandet. Energistyrelsens prognoser indikerer stigende gennemsnitlige elpriser på længere sigt.

er arealet af solvarmeanlæg 10-doblet, og Danmark er i dag hjemsted for nogle af verdens største anlæg, flere steder ovenikøbet med store sæsonvarmelagre.

Elkedler er et andet eksempel på ny teknologi, som sektoren har taget godt imod. Således har elkedler fundet vej til mere end 40 fjernvarmewærker og repræsenterer en produktionskapacitet på 447 MW primo 2014.

Biomasseanvendelse har også fundet vid udbredelse. Der eksisterer allerede i dag en lang række centrale og decentrale kraftvarmewærker baseret på biomasse og der bliver stadig etableret nye. Biogasbaseret kraftvarme er også godt på vej, dog sker der også udvikling i retning af opgradering af biogas.

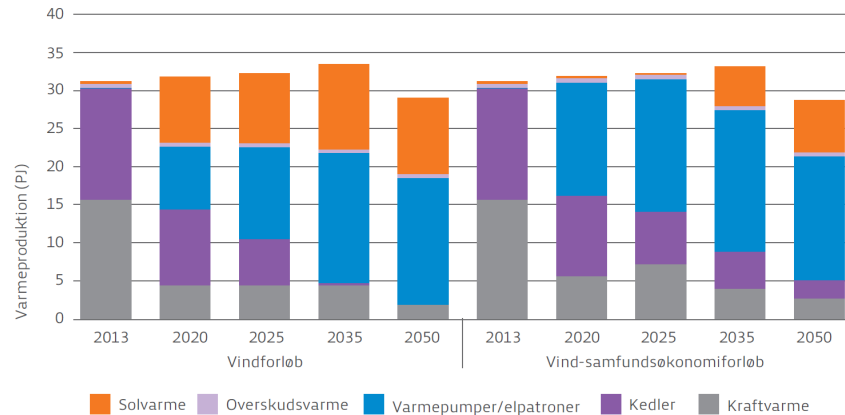
Samlet set går det således fremad for den vedvarende energi.

Men hvor bliver de store varmepumper af? Hvad afholder værkerne fra at investere i varmepumper? Varmepumper kan betegnes som vedvarende energi på to måder; dels kan de anvende el fra f.eks. vindmøller såfremt varmepumperne optimerer produktionen og leverer varmen til et varmelager, og dels kan de anvende forskellige varmekilder, der kan betegnes som vedvarende, da energien stammer fra solen (f.eks. søvand) eller udnytter overskudsvarme fra industrien, som ellers ikke ville blive udnyttet. Dvs. varmepumper øger energieffektiviteten, uanset hvilken energiressource der er anvendt.

En række analyser [Fjernvarmens rolle i den fremtidige energiforsyning (Energistyrelsen, 2014); IDAs Klimaplan 2050 (IDA, 2009) m.fl.] har samstemmende peget på at varmepumper kan være en hensigtsmæssig løsning, der skal bidrage til at løse nogle af de udfordringer som energisektoren generelt, og fjernvarmesektoren i særdeleshed, står overfor.

I Energistyrelsens analyse „Fjernvarmens rolle i den fremtidige energiforsyning“ (Energistyrelsen, 2014) er det fundet, at varmepumper med særlig fordel kan indgå i de mindre fjernvarmeområder, se figur 1.2.

Status er dog, at der i 2014 kun er omkring 20 værker, der har taget den eldrevne varmepumpe teknologi til sig, og der er i de fleste tilfælde tale



Figur 1.2 – Resultater fra Energistyrelsens scenarieberegninger for små fjernvarmeområder. (Energistyrelsen, 2014)

om relativt små anlæg med en samlet varmeproduktionskapacitet på 37 MW, svarende til en eleffekt på mindre end 10 MW. I Energiforligsanalyse forventes ca. 8 PJ varme at komme fra varmepumper i 2020, det vil kræve ca. 120 MW-el varmepumper. Der er lang vej igen på kun 5-6 år.

De væsentligste teknisk-økonomiske vilkår for store varmepumper er:

1. Elpriser (jf. kapitel 5 på side 43 om forudsætninger).
2. Afgifter, en reduktion af elafgiften gav i 2014 en afgift på 412 kr./MWh.
3. Et udvalg af leverandører og relativt velafprøvet teknologi, herunder udenlandske erfaringer, jf. bilag A på side 95 om leverandører og inspirationskataloget.
4. Konkurrencedygtig varmeproduktionspris i forhold til alternative produktionsformer.

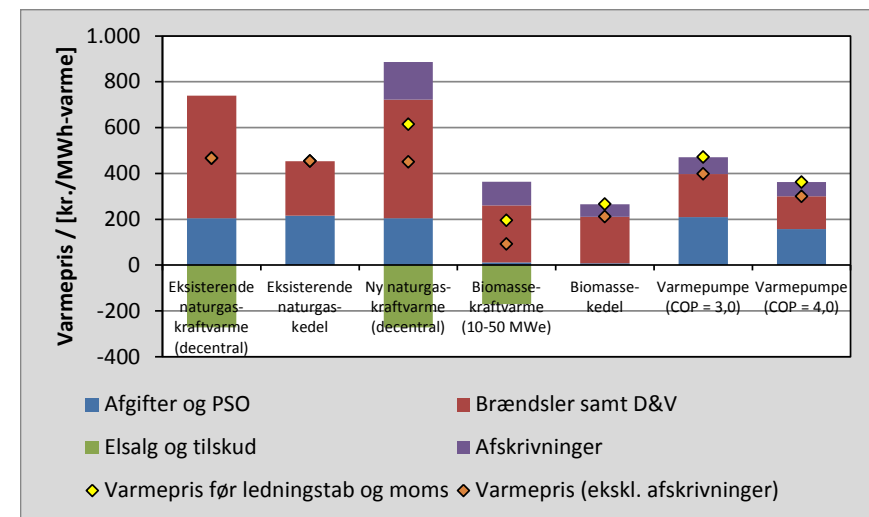
1.2 Formål

Denne drejebog har til formål at bistå fjernvarmeselskaber og varmeplanlæggere med at træffe kvalificerede beslutninger om forhold ved-

rørende etablering af varmepumper i varmeproduktionen på gældende vilkår. Fokus vil være på de eldrevne varmepumper, mens varmedrevne varmepumper kun indgår i et mindre omfang.

Drejebogen suppleres af et inspirationskatalog, der beskriver nogle af de varmepumpeanlæg der findes i de danske fjernvarmesystemer. Dette bidrager til erfaringsudvekslingen, og kan forhåbentligt motivere til at flere fjernvarmeselskaber undersøger mulighederne for varmepumper på deres værker.

Nogle af de primære drivere for en øget udbredelse af varmepumper i fjernvarmesystemerne er, at de kan bidrage til lavere varmepriser i forhold til alternativerne og at de reducerer værkernes risici ved variationer i elpriserne. Drejebogen og inspirationskataloget er tænkt som en hjælp til at belyse dette.



Figur 1.3 – Varmepris for forskellige produktionsformer 2015.

Figur 1.3 viser varmeprisen for forskellige konkurrerende teknologier. Varmeprisen ved de forskellige produktionsanlæg er inddelt i „Elsalg og tilskud“, „Brændsler samt D&V“, „Afgift og PSO“ og „Afskrivninger pr. MWh-varme“. Det kan ses, at der er stor forskel og varmepumperne ge-

nerelt er billigere end anlæg baseret på naturgas og dyrere end anlæg baseret på biomasse. I kapitel 6 på side 55 er forudsætninger uddybet.

Forudsætninger:

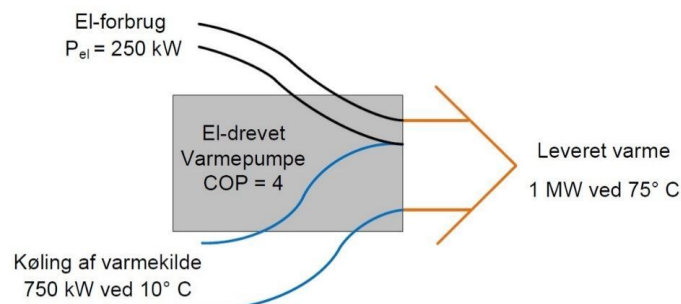
- Alle teknologier afskrives over 20 år
- Afgifter er fremskrevet ud fra gældende lovgivning ikke det nye lovforslag, som givet vis vil ændrede rammevilkår
- Rente: 4 %
- Investeringspriser og D&V fra Energistyrelsens Teknologikatalog
- Brændselspriserne er Energistyrelsens fremskrivning.
- Der er ikke inkluderet grundbeløb til naturgaskraftvarme

	Elvirkningsgrad	Varmevirkningsgrad	Fulldlasttimer pr. år
Eks. naturgaskraftvarme	44 %	48 %	
Eksisterende naturgaskedel		97 %	
Ny naturgaskraftvarme	44 %	48 %	3.000
Biokraftvarme (10-50 MWe)	29 %	77 %	8.000
Biomassekedel		108 %	8.000
Varmepumpe (COP 3)		300 %	6.000
Varmepumpe (COP 4)		400 %	6.000

Tabel 1.1 – Forudsætninger for resultaterne i figur 1.3.

1.3 Hvorledes kan en varmepumpe styrke fjernvarmen?

En varmepumpe gør det muligt at opsamle termisk energi fra en varmekilde med lav temperatur og afgive energien igen ved en højere temperatur. Det er nødvendigt at tilføre energi, enten i form af kraft, dvs. elektricitet, eller i form af varme ved en relativt høj temperatur, f.eks. røggas.



Figur 1.4 – Principskitse for en eldrevet varmepumpe. Kilde: Teknologisk Institut.

Princippet åbner for en række muligheder for at udnytte energikilder ved lave temperaturer og indebærer således en række fordele for fjernvarmen:

1. **Lavere varmepriser** – Den primære motivation til at investere i en varmepumpe er en forventning om lavere varmepriser enten nu eller på længere sigt.
2. **Risikospredning** – Ved introduktion af et nyt „brændsel“ (elektricitet) i produktionen, bidrager varmepumpen til at sprede den økonomiske risiko i produktionen (diversificering), hvilket gør produktionen mere robust over for variationer i el- og brændselspriserne.
3. **Effektivisering** – Muligt at udnytte rest- og spildvarme i det eksisterende produktionsanlæg, eller nærliggende industriel produktion.

tion. Endvidere mulighed for at optimere udnyttelsen af solvarme (det undersøges i et igangværende F&U-Konto projekt (Dansk Fjernvarmes F&U-Konto, 2015)).

4. **Introduktion af nye forretningsområder** – Muligheden for at producere og sælge køling i tilknytning til fjernvarmeproduktionen.
5. **Styrker miljøprofilen** – Ved dels at anvende vindbaseret elproduktion - og dels at udnytte hidtil uudnyttede lav-temperatur varmekilder i omgivelserne som spildevand, industriel spildvarme, geotermi, grundvand m.m. og herfra leverer et vedvarende energibidrag til varmeproduktionen.
6. **Styrke nye samarbejder** – Ved fjernvarmens samspil med elforsyningen og med muligheden for fjernkøling, og dermed fjernvarmens rolle i fremtidens integrerede forsyningsplanlægning.

1.4 Varmepumpens rolle i strategisk energiplanlægning

Den strategiske energiplanlægning skal sikre sammentænkning og samarbejde om langsigtede løsninger, der er CO₂-neutrale, fleksible og robuste. Ved at sammentænke og samarbejde om løsninger på tværs af kommunegrænser og energitjenester (el, varme, køling, gas, transport) kan der høstes fælles fordele, og sub-optimering kan undgås til fordel for et bedre fælles hele.

I denne sammenhæng spiller varmepumper en særlig rolle, idet varmepumper sammenkobler elektricitet, varme og køling, hvilket giver mulighed for at effektivisere processer og systemer, der traditionelt har været adskilt.

Så når kommuner og regioner gennem strategiske energiplaner søger at udvikle fjernvarmeområder, og i den forbindelse kortlægger potentialer for vindkraft, geotermi, solvarme, varmelagre, affaldsvarme, industriel spildvarme, kollektive kølesystemer til industrielle processer, vand- og spildevandsforsyning, så kommer de ikke uden om varmepumper, der

teknisk set kobler disse forskellige systemer energimæssigt, og sikrer at systemet fungerer optimalt.

I henhold til §§ 13 og 14 i (Projektbekendtgørelsen, 2014) skal varmeproduktionsanlæg over 1 MW principielt etableres som kraftvarmeanlæg i de centrale kraftvarmeområder. Energistyrelsen kan dog søges om dispensation (jf. § 30) for kraftvarmekravet i forbindelse med etablering af varmepumper i de centrale kraftvarmeområder. Energistyrelsen har tidligere givet sådanne dispensationer, og på længere sigt må det forventes, at denne barriere i (Projektbekendtgørelsen, 2014) fjernes.

Lokale aftaler mellem aktører (varmekøbsaftaler) kan, såvel som lovgivningen, sætte nogle vilkår for de konkrete muligheder for at etablere varmepumper.

1.5 Varmepumpens integration i fjernvarmeforsyningen – hvor og hvordan?

Dette afsnit giver en kort beskrivelse af hvorledes store varmepumper kan integreres i fjernvarmeforsyningen. Samtidig introduceres der tre indledende overvejelser som er helt afgørende for succes'en for et vellykket varmepumpeprojekt.

1.5.1 Hvor?

Energistyrelsens analyse „Fjernvarmens rolle i den fremtidige energiforsyning“ (Energistyrelsen, 2014) opererer med fire fjernvarmeområder: Centrale, mellemstore, mindre affaldsområder samt små fjernvarmeområder.

Tabel 1.2 opsummerer analysens forventninger til store varmepumper for hvert af disse områder. Det fremgår, at det især er i mindre affaldsområder og i de små fjernvarmeområder, at der på kortere sigt er forventninger til store varmepumper. I begge områder er der forventninger om, at varmepumper vil fortrænge naturgasbaseret kraftvarme- og




varmeproduktion. I de små fjernvarmeområder er der desuden en forventning om, at varmepumper kan fortrænge biomassebaserede kedler.

Fjernvarmeområde	Eks.	Forventning til store varmepumper
Centrale	Storkøbenhavn, Aarhus, Aalborg, Odense, Kalundborg, Randers, Esbjerg-Varde, Herning-Ikast, Trekantområdet (TVIS), Åbenrå og Rønne.	Ingen betydning før efter 2035.
Mellemstore	Nordøstsjælland, Holstebro-Struer, Hillerød-Farum-Værløse, Silkeborg, Hjørring, Viborg, Sønderborg, Grenå, Horsens og DTU-Holte.	Ingen betydning før efter 2035.
Mindre affaldsområder	Næstved, Nykøbing Falster, Slagelse, Nyborg, Thisted, Svendborg, Aars, Haderslev, Hammel, Frederikshavn, Hobro, Skagen og Nørre Alslev.	Stor betydning frem mod 2020, hvor varmepumper vil supplere eller erstatte en del naturgasbaseret kraftvarmeproduktion.
Små	Allingåbro, Dueholm, Arnborg, Filskov, Gedsted, Haslev, Hjørring, Hurup m.fl.	Meget stor betydning frem mod og efter 2020, hvor varmepumper i udbredt og stigende grad vil erstatte naturgasbaseret kraftvarmeproduktion og biomassebaseret kedeldrift.

Tabel 1.2 – Fjernvarmeområdetyper. (Energistyrelsen, 2014)

1.5.2 Hvordan?

Følgende tabel 1.3 viser hvorledes en varmepumpe kan integreres i de mindre affaldsområder samt små fjernvarmeområder, og indikerer endvidere projektets økonomiske rentabilitet.

Eksisterende anlæg	Varmepumpeintegration	Økonomi
Naturgasfyret kraftvarme og -kedeldrift	A. Supplering eller erstatning af kraftvarmehenhed ved brug af ældre varmepumpe med ekstern varmekilde. Bevarelse af kedel til spids- og reservelast. B. Levetidsforlængelse og optimering af kraftvarmehenhed med røggaskondensering ved brug af ældre varmepumpe med intern varmekilde.	
Biomassekedel	Etablering af ældre varmepumpe med ekstern varmekilde/fjernkøling. Bevarelse af kedel til spids- og reservelast.	
Naturgas-kraftvarme og solvarme	Etablering af ældre varmepumpe med ekstern varmekilde/fjernkøling i område der i forvejen har gaskraftvarme og solvarme.	

Tabel 1.3 – En varmepumpes integration i mindre affaldsområder og små fjernvarmeområder.

Der er således principielt to modeller for, hvordan en varmepumpe kan integreres i fjernvarmeproduktionen:

1. Varmepumpe med **ekstern** varmekilde, f.eks. spildevand, evt. fjernkøling. Varmepumpe og evt. bestående motoranlæg kan driftes uafhængigt af hinanden, hvilket giver mulighed for fleksibel drift.
2. Varmepumpe med **intern** varmekilde, f.eks. røggaskondensering eller intercooling/ procesoptimering, herunder endvidere integration med solvarme. Drift af varmepumpe og produktionsan-

læg er indbyrdes afhængige, hvilket giver begrænsninger for fleksibel drift, omend fleksibiliteten kan øges ved at etablere et koldt mellemlager (eventuelt som sæsonlager) til lagring af den opsamlende lav-temperatur varme.

Der er i begge tilfælde mulighed for etablering af både kolde og varme termiske lagre. De 2 ovennævnte modeller, kan kombineres så varmepumpen anvendes til røggaskøling når det er muligt og med ekstern varmekilde i resten af tiden som f.eks. luft, spildevand, grundvand, kølevandoptimering af solvarmeanlæg osv.

1.5.3 Tre indledende overvejelser

Forud for et varmepumpeprojekt er det nødvendigt at gøre sig følgende overvejelser:

- Hvilke mulige varmekilder er til rådighed? Dvs. kortlægning og vurdering af potentielle interne og eksterne varmekilder, herunder muligheden for at levere fjernkøling.
- Hvilke krav stilles til varmepumpens fremløbstemperatur? Herunder foretages overvejelser omkring mulighed for at reducere krav til fremløbstemperatur samt reducere fjernvarmens returtemperatur. Overvej f.eks. muligheder for forskellige fremløbstemperaturer i forskellige dele af fjernvarmenettet, for derved at optimere driftsøkonomien ved at sikre højest mulig COP.
- Hvad er mulighederne for at optimere eller skrotte eksisterende produktionsenheder? Ved etablering af varmepumpe med intern varmekilde, bør vurdering af muligheder for eksterne kilder indgå som del af risikovurderingen for investeringen, i tilfælde af at den interne varmekilde bortfalder.

De følgende kapitler understøtter disse overvejelser.

2 Hvilke varmekilder er til rådighed?

En varmepumpe flytter varmeenergi fra et temperaturniveau til et andet, hvilket gør varmekilder altafgørende. Hvis et fjernvarmeselskab overvejer at investere i en varmepumpe, er et af de første skridt at identificere, hvilke varmekilder, der er til rådighed i umiddelbar nærhed. Efter varmekilderne er identificeret skal det undersøges, hvor stort potentiale varmekilderne har. Dette gøres bl.a. ved at se på tilgængelighed, temperatur, flow og variation over året. I dette kapitel vil følgende typer varmekilder blive beskrevet:

- Røggas
- Overskudsvarme (fra industri og køleprocesser, herunder fjernkøling)
- Geotermi
- Spildevand
- Grundvand, herunder grundvandslager (ATES), og drænvand fra afværgeboringer mv.
- Sø- og åvand
- Andre varmekilder (luft, havvand, jordvarme, drikkevand, solvarme og varmelagre)

Dele af dette kapitel er baseret på rapporten „Udredning vedrørende varmelagringssteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet“, udarbejdet for Energistyrelsen af (PlanEnergi, m.fl., 2013).

I tilknytning til denne drejebog er også udarbejdet et inspirationskatalog, hvor der er indsamlet data fra forskellige varmepumpeprojekter.

Der er indsamlet erfaringer fra projekter inden for alle ovenstående varmekilder, og hvor det har været muligt, er der fokuseret på driftserfaringer.

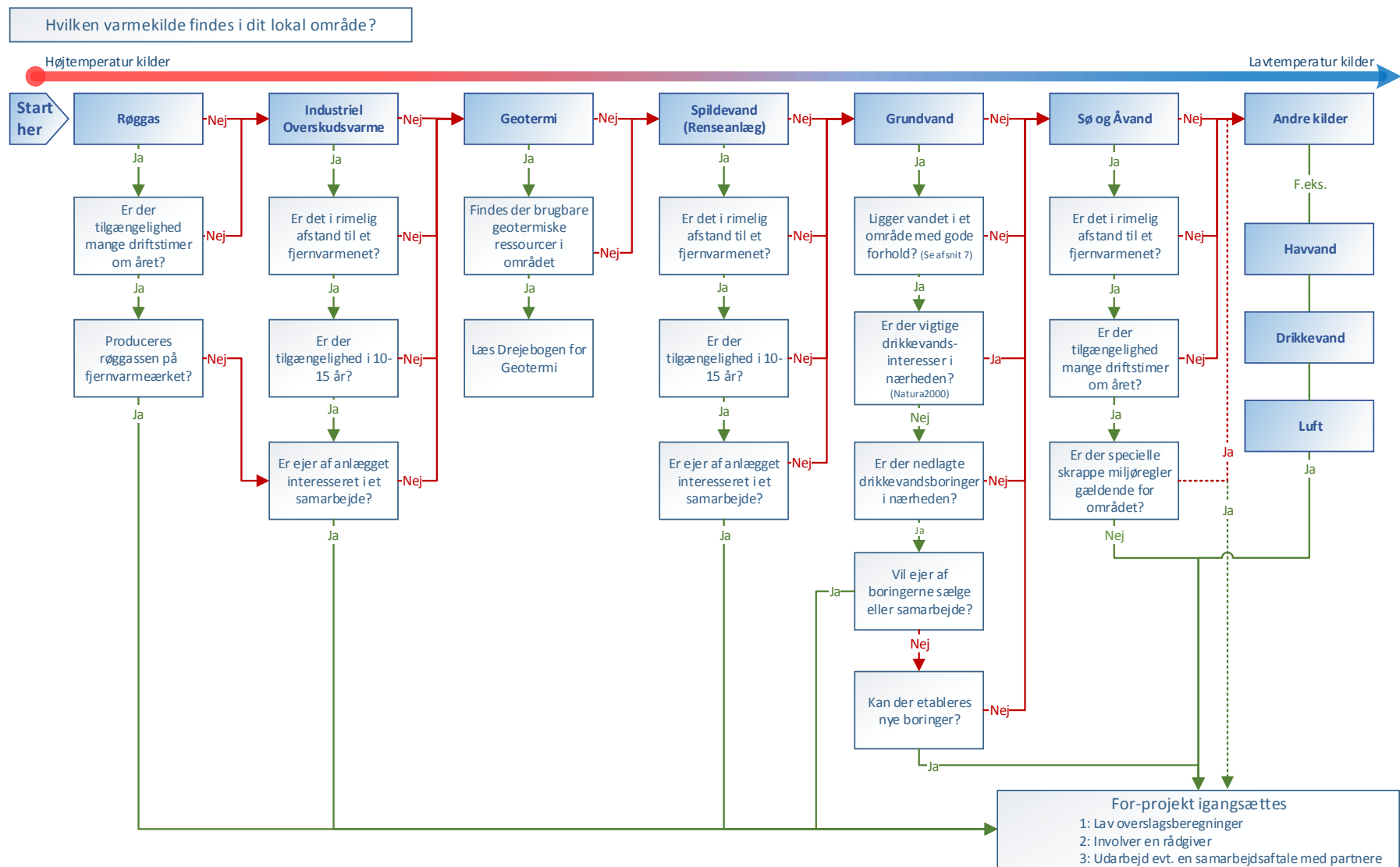
Før selve beskrivelsen af de forskellige varmekilder er der indledningsvis lavet en illustration over hvilke overordnede overvejelser, der skal til før en varmekilde findes. Diagrammet er vist i figur 2.1, hvor de varmeste kilder er vist til venstre og de koldeste til højre og derimellem gradueres kilderne fra varm til kold.

Diagrammet er opbygget til at hjælpe værker med at fastslå hvilke varmekilder, der i nærhed til det givne værk er værd at undersøge nærmere. Figur 2.1 læses fra venstre (varmekilder med højt energiindhold) mod højre (varmekilder med lavere energiindhold). Under varmekilderne er der forskellige forudsætninger for, om det kan betale sig at benytte varmekilden. F.eks. tilgængelighed, afstand til fjernvarmesystem, samarbejde med eksterne og lovgivning. Diagrammet ender ud i to kasser: „Samarbejdskoncept“ og „Projektgangsættelse“. Samarbejdskonceptet skal udarbejdes, hvis der er eksterne aktører inde over projektet. Projektet sættes i gang ved at lave overslagsberegninger, jf. kapitel 7 på side 61, hvis dette giver anledning til videre arbejde kan en rådgiver inkluderes i projektet.

I større fjernvarmesystemer kan det sagtens være, at flere varmekilder kan være attraktive. Dette er væsentligt at holde sig for øje når diagrammet gennemgås, da den ofte ender i en af de kasser beskrevet ovenfor. Eksempelvis kan et fjernvarmeværk vælge at undersøge varmekilden spildevand nærmere, men dermed skal det ikke forstås således, at andre varmekilder ikke kan benyttes. Alle varmekilder er værd at tage ind

i en betragtning, og under de rette forhold kan varmekilder med lavere energiindhold være med til at sænke de samlede varmeproduktionsomkostninger.

Kilderne er vurderet ud fra en årsbetragtning, men i givne tilfælde kan nogle kilder godt have en anden placering end hvad der er vist herunder. Bl.a. har luft og havvand et højere energiindhold end grundvand i sommerperioden. Vi gør derfor opmærksom på, at illustrationen er vurderinger fra projektgruppen.



Figur 2.1 – Diagrammet viser de forskellige varmekilder, der kan benyttes til en varmepumpe. De nærmere detaljer indenfor hver enkel varmekilde er beskrevet efterfølgende i kapitlet.

2.1 Røggas

Når et brændsel (fossilt eller ikke-fossilt; fast, flydende eller gasformigt) brændes af, dannes der varme røggasser, som kan være adskillige hundrede grader celsius. Formålet med afbrændingen er oftest at producere elektricitet (på kraftvarmeanlæg) eller varme (på kedler). Når røggasserne forlader kraftvarmeanlæggene og kedlerne, vil de være kølet ned til en lavere temperatur, inden de ledes ud til omgivelserne.

Hvis den røggas, der ledes ud til omgivelserne, er varmere end fjernvarmens returtemperatur, kan røggassen køles yderligere vha. returvandet, hvilket ikke kræver en varmepumpe. Røggas, der er kølet ned til returtemperaturen, indeholder stadig energi, som kan udnyttes vha. en varmepumpe. Dette gælder specielt for røggasser med et højt indhold af vanddamp (f.eks. røg fra skovflis eller naturgas).

Ved at gennemføre en kraftig nedkøling af røggassen fra et naturgasbaseret motoranlæg, vil det være praktisk muligt at hæve totalvirkningsgraden fra 88 – 95 % til omkring 104 – 105 %. Dette kræver at røggassen nedkøles til en temperatur under 20° C. Varmepumpen der anvendes, kan være af enten absorptionstypen (hvor der anvendes varme) eller kompressionstypen (hvor der anvendes el). Valget afhænger af de specifikke lokale forhold, men de senere års driftserfaringer har vist, at absorptionsvarmepumpen oftest giver den bedste driftsøkonomi.

Ved beregningen af rentabiliteten i et varmepumpeprojekt med røggas som varmekilde er det vigtigt at være opmærksom på røggassens tilgængelighed, dvs. hvor mange årlige driftstimer der forventes at blive på den røggasproducerende enhed. Hvis man ønsker at køle røggas fra eksisterende enheder, skal man desuden tage højde for restlevetiden på disse enheder.

Temperatur på varmekilden

Temperaturen på varmekilden er helt afhængig af i hvor stor en udstrækning, røggassen i forvejen køles med en røggaskondensator. Temperaturen kan således ligge fra ca. 50° C og op til mere end 100° C. Ved

selv en meget lav fjernvarmeretur på måske 30° C, vil røggassen stadig indeholde en vis energi, hvis den kan køles ned til under 20° C, idet der sker en kraftig udkondensering af vanddamp fra røggassen.

Fordele ved varmekilden

- Den helt store fordel ved at kombinere et eksisterende naturgasbaseret kraftvarmeværk med en varmepumpe, der anvender røggas som varmekilde er, at der sker en betydelig forbedring af driftsøkonomien, hvorved anlægget opnår flere årlige driftstimer.
- Løsningerne er ofte relativt billige og simple at installere i forhold til varmepumper med eksterne varmekilder.

Ulemper ved varmekilden

- Røggaskondensering medfører en ikke uvæsentlig mængde kondensat, der dels skal neutraliseres, og dels skal afledes til kloak. Begge dele er en omkostning, der skal indregnes i rentabiliteten.
- Den største ulempe ved røggas som varmekilde er, at den forudsætter samtidig produktion på brændselsbaserede enheder, hvilket begrænser varmepumpens potentiale til ca. 10 % af den samlede varmeproduktion.

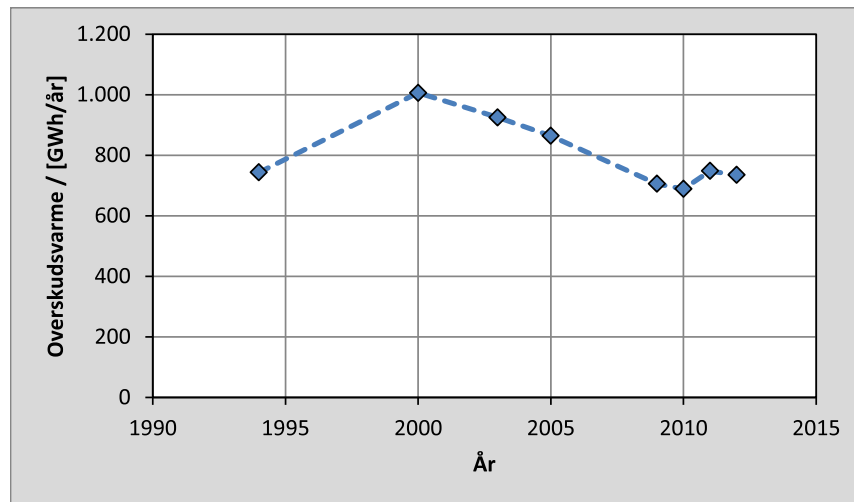
Se endvidere i inspirationskatalogets kapitel 2.

2.2 Overskudsvarme

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

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

I Energistyrelsens Energistatistik opgøres mængden af overskudsvarme, som benyttes til fjernvarme. I 2012 var mængden på ca. 2.600 TJ, mens den i 2000 var ca. 1.000 TJ højere, se figur 2.2. Det samlede potentiale for varmepumpebaseret overskudsvarme er opgjort af Viegand og Maagøe i 2013 til 6.000 TJ/år (Viegand Maagøe, 2013).



Figur 2.2 – Fjernvarmeproduktion fra overskudsvarme i Danmark. (Energistyrelsen, 2012a).

Varmepumper til køling eksisterer i meget stor udstrækning i allerede i Danmark, men „overskuds“-varmen udnyttes ikke. Varmepumper og kølemaskiner er én og samme maskine, men hvor forskellige dele af maskinen udnyttes. Når den udelukkende er etableret som kølemaski-

ne afsættes varmen typisk i tørkølere, men ved en temperatur der er for lav til at udnytte til fjernvarmeformål. Ændres maskinen (eller udskiftes) således at den opererer ved et højere tryk, er det muligt desuden at anvende både den kolde side (til køling) og den varme side til fjernvarme (varmepumpedelen). Kølemaskiner er meget ofte installeret i byområder – dvs. hvor der vil være mulighed for at afsætte varmen fra kølemaskinen til fjernvarmesystemet, såfremt maskinen bliver ombygget.

Temperatur på varmekilden

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 imellem 65 og 80° C imens returtemperaturen ligger imellem 35 og 40° C. Mange steder forventes temperaturene at kunne reduceres i de kommende år efterhånden som systemerne optimeres og 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) vha. en varmepumpe.

Fordele ved varmekilden

- Temperaturen på varmekilden er ofte varmere end naturlige varmekilder.
- Udnyttelse af overskudsvarme kan være med til at afhjælpe andre problemstillinger fra virksomheder, bl.a. lugtgener og støjgener fra køletårne, samt medvirke til at reducere vand og kemikalieforbrug.
- Både virksomhed og fjernvarmeselskab vil på sigt (med de rette kontraktforhold jf. kapitel 8 på side 67) tjene penge på investeringen.

Ulemper ved varmekilden

- Virksomheder kræver nogle gange meget korte tilbagebetalingstider på projekter helt ned til 1 år. Da varmepumpeprojekter med industriel overskudsvarme ofte har en tilbagebetalingstid på op imod 5 år, er det nogle gange problematisk at overtale virksomheder til at indgå i et samarbejde.
- Hvis virksomheden lukker står varmekilden pludselig uden denne varmeproduktion, og dermed en risiko for at stå med en stor investering, der i praksis kan være værdiløs.

2.3 Geotermi

Undergrundens temperatur stiger med ca. 25-30° C/km. Derfor er geotermisk vand fordelagtigt at benytte til fjernvarme, da temperaturen er højere end de andre naturlige varmekilder. Det er dog ikke alle steder i Danmark, det er muligt at etablere geotermiske anlæg, da det kræver, at de geotermiske reservoirer har de rette egenskaber til at kunne udnytte det geotermiske vand. I Energistyrelsens Drejebog om geotermi (Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, m.fl., 2013) er reservoirer, som er interessante beskrevet således:

Reservoirer bestående af sandsten er i udgangspunktet interessante, idet der mellem sandkornene findes større eller mindre hulrum kaldet porer. Porøsiteten er defineret som porernes andel af det samlede volumen. Porerne er vigtige, da de giver plads til det geotermiske vand. Under de rette betingelser står porerne desuden mere eller mindre i forbindelse med hinanden, således at det geotermiske vand kan strømme mellem porerne. Denne egenskab betegnes som sandstens permeabilitet. Derudover skal sandstensreservoiret have en passende tykkelse og udbredelse. Herved sikres det, at tilstrækkelige mængder varmt

vand kan hentes op fra og injiceres tilbage til reservoiret. (Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, m.fl., 2013)

I Danmark er der tre geotermianlæg i henholdsvis Thisted, Sønderborg og på Amager. Grunden til at der ikke er flere, er at den økonomiske risiko ved fiasko er meget voldsom for investorer. I januar 2014 offentliggjorde Energistyrelsen en drejebog for geotermi, hvor interesserede guides igennem hele processen fra ide til drift. Ud over drejebogen blev der også offentliggjort en Udredning om mulighederne for risikoafdækning i geotermiprojekter (WellPerform, m.fl., 2014). Risikoafdækningen er et af de væsentligste aspekter for at få flere geotermiske anlæg installeret i Danmark.

Temperatur på varmekilden

De tre danske geotermiske anlæg har borer i forskellige dybder og derfor også forskellige temperaturer. Anlægget i hovedstaden har den varmeste kilde på 73° C, mens anlæggene i Sønderborg og Thisted har temperaturer på henholdsvis 48° og 43° C. Dybderne er i hovedstaden 2,6 km, mens den er henholdsvis 1,2 og 1,3 km i Sønderborg og Thisted. Som en tommelfingerregel er de bedste egenskaber for geotermiske reservoirer en dybde på mellem 800 og 3.000 meter.

Der er flere grunde til, at man ikke bare borer dybere ned og benytter vand med temperaturer over 100° C. I drejebogen om geotermi er det beskrevet således:

Både porøsiteten og særligt permeabiliteten falder nemlig med dybden på grund af trykket fra de overliggende aflejringer og de stigende temperaturer, som forårsager kemiske udfældningsprocesser, der helt eller delvist udfylder pore rummene i sandstenene. (Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, m.fl., 2013)

I Thisted borede man faktisk ca. 3 km ned og fandt varmt vand med temperaturer over 100° C, men her var netop for dårlige vandledende egenskaber til at udnytte vandet.

Fordele ved varmekilden

- Varmekilden har høje temperaturer. Det er dog en optimering, hvor dybt det er rentabelt at bore, i forhold til den øgning af temperaturen der opnås, sammenlignet med omkostningen ved at hæve temperaturen i en varmepumpe.

Ulemper ved varmekilden

- Risikoen ved etablering af geotermiske anlæg er i øjeblikket meget stort, hvis projektet viser sig at være en fiasko.
- Risici for udfældning af jern og kalk, der skal håndteres.

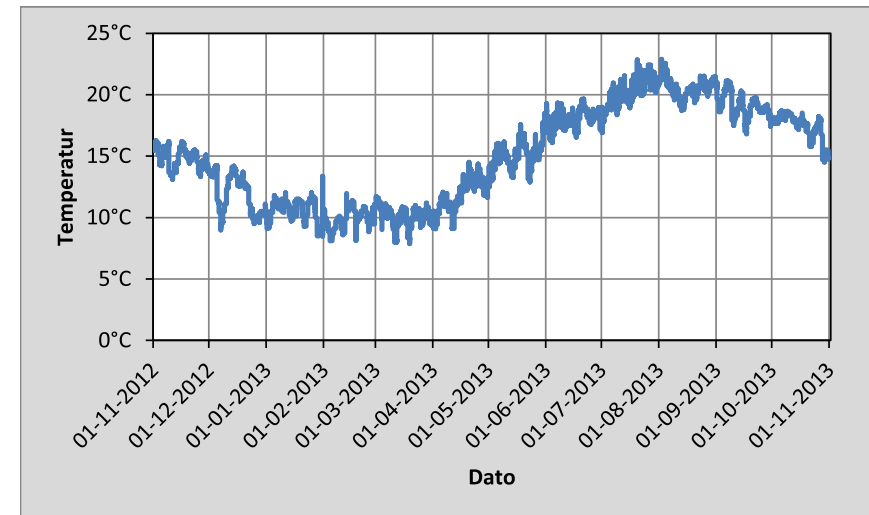
2.4 Spildevand

I Danmark er der ca. 1.400 renseanlæg (Miljøstyrelsen, 2003) og i (Plan-Energi, m.fl., 2013) blev potentialet fra renseanlæg opgjort til 350 MW-varme. Dog skønnes det, at 25 % ikke kan anvendes på grund af for lang afstand til et fjernvarmenet eller på grund af at f.eks. billig varme fra affaldsforbrænding blokerer for anvendelse af spildevand i sommerperioden. Potentialet er der altså, og det kan betale sig at undersøge mulighederne i et samarbejde med renseanlæg i nærhed af et fjernvarmenet. I inspirationskataloget er beskrevet en case fra Frederikshavn, hvor der er konkrete erfaringer med at udnytte spildevand som varmekilde. (Arp, 2013)

Det bemærkes, at trenden er at centralisere spildevandsbehandlingen, hvilket medfører at en række mindre renseanlæg nedlægges. Det er derfor vigtigt at kende fremtidsplanerne for det aktuelle renseanlæg.

Temperatur på varmekilden

Temperaturen i et udløb fra renseanlæg er typisk mellem 9° C i vinterperioden og 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.



Figur 2.3 – Eksempel på temperaturvariationer fra renseanlægsløb. Kilde: Horsens Vand.

Fordele ved varmekilden

- Varmekilden kan stort set benyttes året rundt, men kan afgive mest varme i sommerperioden.
- Billig tilgængelig varmekilde, der i sommerhalvåret har en relativt høj temperatur.
- Der skal ikke etableres grundvandsboringer, der først skal prøvebores og –pumpes, før der er et brugbart designgrundlag til varmepumpen.

- Afprøvet teknologi. I Sverige findes mere end 35 store varmepumper med en samlet varmeeffekt på 5.000 MW (Ea Energianalyse, 2011).

Ulemper ved varmekilden

- Afhængig af, at renseanlægget ikke lukkes.
- Store krav til varmevekslere, pumper, ventiler m.v. Der kan ikke anvendes standardkomponenter, grundet det forholdsvis hårde miljø der er på og omkring renseanlægget. Installationen skal endvidere designes således, at der ikke opstår begroninger eller korrosion.
- Temperaturkrav for recipienten; det kan være miljømæssigt problematisk, hvis temperaturen ved udledning til recipienten er for lav.
- Hvem ejer rettighederne til at udnytte energiindholdet i spildevandet?

2.5 Grundvand (herunder aquifer thermal energy storage, ATES)

Store dele af Danmarks grundvandsmagasiner egner sig til etablering af grundvandsbaserede energianlæg, men det er væsentligt at undersøge de lokale forhold, før man investerer i en varmepumpe. Grundvand findes i forskellige dybder og grundvandsmagasinerne er af forskellige størrelser. For, at grundvand er relevant som varmekilde til en varmepumpe, skal det være muligt at pumpe forholdsvis store vandmængder op fra grundvandsmagasinerne (og ned igen).

Det væsentligste forhold, der gør sig gældende i relation til etablering af energimæssigt rentable aquiferlagre og grundvandsvarmepumpeløsninger, er mulighederne for et nærmere beregnet konstant grundvandsflow, der helst skal være således, at den lagrede varme ikke forsvinder fra området, dvs. at flowet gennem lagringsområdet er relativt lille.

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 grundvandsmagasinerne hydrogeologiske egenskaber, og det er ofte muligt med stor sandsynlighed at afgøre, om et aquiferlager eller en grundvandsvarmepumpe, faktisk kan realiseres med tilstrækkeligt grundvandsflow.

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.

Rent teknisk bør vandet analyseres både for pH/aggressivitet og kvalitet i forhold til tilsmudsning 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 tilsmudsning har stor indflydelse på varmepumpens virkningsgrad og varmeeffekt.

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

Det er værd at bemærke, at der i Holland er ca. 2.000 ATES-anlæg mod kun ca. 20 i Danmark.

Når grundvand oppumpes med andre formål end energiformål, er det oplagt at undersøge om dette med fordel kan kombineres med en varmepumpe. Dette kan f.eks. være i forbindelse med permanente grundvandsænkninger, afværgeboringer i forbindelse med forureninger eller klimatilpasning, eller indvinding af drikkevand, jf. afsnit 2.7.4.

Temperatur på varmekilden

Temperaturen på grundvand i Danmark er stort set konstant hele året, med en temperatur på ca. 8-10 °C, som kan være lidt varierende fra sted til sted.

Fordele ved varmekilden

- Der er store dele af Danmarks grundvandsmagasiner, som egner sig til etablering af grundvandsbaserede energianlæg.
- Der er mange data fra drikkevandsboringer, som kan indikere om der er mulighed for at benytte grundvand til varmekilde. Dog er det ofte nødvendigt at lave prøveboringer, som sikrer, at der er det nødvendige flow.
- Grundvand har ca. samme temperatur hele året rundt, hvilket er fordelagtigt i forhold til andre varmekilder, som er varmest i sommerperioden, hvor man har mindst brug for varme.

Ulemper ved varmekilden

- Der skal som udgangspunkt etableres én prøveboring, som skal prøvepumpes i ca. 2 uger, hvorefter der skal udarbejdes en grundvandsmodel, der beskriver de hydrogeologiske forhold omkring grundvandets strømningsforhold og -hastighed.
- Det er dyrt at lave prøveboringer, men det kan være nødvendigt for at sikre nødvendigt flow til varmepumpen.
- 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. Der kan ofte findes andre placeringsmuligheder lidt længere væk fra værket.
- Beskyttelseshensynet i forhold til udpegningsgrundlaget for Natura 2000 områder vægtes særligt højt og kan derfor forhindre etableringen af varmepumper/sæsonlagre i visse områder. Der

kan stilles krav om prøvepumpning for at sikre, at der ikke er forbindelse mellem forskellige drikkevandsmagasiner og indvindingsmagasiner.

- Nærliggende beskyttet våd natur (§3), som mose, sø, eng mv. må ikke påvirkes i negativ retning.
- Ethiske overvejelser i forhold til at anvende grundvand til andre formål end vandforsyning.
- Relativt højt vandforbrug – der trækkes måske for hårdt på en boring.
- Okker kan udgøre en barriere.

2.6 Sø- og åvand

Større vandløb eller søer vil ofte kunne anvendes som varmekilder for varmepumper. Det er dog vigtigt at bemærke, at den mindst tilladelige temperatur for vand, der tilbageledes til recipienten, er 2° C. Det betyder, at varmepumpeløsninger med overfladevand som varmekilde er forbundet med en vis begrænsning i vintermånederne (medmindre der er gemt varmere energi fra om sommeren i et ATES lager, borehuller eller lignende). Varmepumpen kan 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. Ifølge § 15 i den historiske (BEK nr. 450, 1984) må vandet maksimalt afkøles 5° C fra indtag til udladning, og den laveste temperatur vandet må afledes med er 2° C. Det bemærkes dog, at disse krav ikke er videreført i (BEK nr. 1206, 2006).

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 varmpumpeanlæg 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 stor 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 temmelig meget fra år til år, der kan derfor 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 værende ustabil når varmebehovet er størst (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 varmpumper 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 værende 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 anlæget indeholder mere end 1 kg olie. Visse kølemidler vil skade vandmiljøet i tilfælde af udslip og derfor kan der være krav om anvendelse af en sekundær væskekreds, så vandet ikke er i direkte kontakt med fordampere.

Fordele ved varmekilden

- Mange af de danske søer og åer indeholder meget vand og der kan derfor udvindes betydelige varmemængder.

Ulemper ved varmekilden

- Søer og åer afkøles i løbet af efteråret og nærmer temperaturen sig frysepunktet kan det være nødvendigt at begrænse varmeproduktionen. I disse tilfælde vil varmekilden ikke kunne bidrage fuldt ud i den periode, hvor der er størst efterspørgsel med mindre den kombineres med et lager.
- Myndighedsbehandlingen kan være meget tidskrævende, jf. inspirationskatalogets afsnit 6.1.3.
- Begroning af varmevekslere og andre komponenter kan være problematisk.

2.7 Andre varmekilder (luft, havvand, jordvarme, drikkevand, indirekte varmekilder, solvarme og varmelagre)

2.7.1 Luft

Luftvarmepumper anvendes ofte i forbindelse med mindre anlæg til opvarmning af kontorbyggeri eller beboelses ejendomme. For varmekilden gælder det, at energitætheden er væsentlig lavere end de øvrige varmekilder, hvorfor luft umiddelbart ikke egner sig til anlæg i MW-størrelsen. Samtidig er temperaturerne lavere i fyringssæsonen, hvilket betyder, at COP bliver ringere end for de øvrige varmekilder.

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 konkurrencedygtig med de øvrige varmekilder. Til en varmepumpe på 1 MW kræves en luftstrøm på ca. 300.000 m³/time, og der stilles derfor store krav til køleflader og ventilatorer.

På trods af ovenstående kan luft være en god nok varmekilde i områder uden andre varmekilder. En varmepumpeløsning med luft som varmekilde kan også være væsentlig billigere at etablere end andre varmekilder, hvilket kan være med til at opveje den lavere effektivitet i vintermånederne. Grunden til dette er, at man eksempelvis ikke skal investere i grundvandsboringer eller etablering af ind- og udsugning fra å og sø. Derudover er der luft i nærheden af alle fjernvarmeverker, hvilket ikke altid er tilfældet med andre varmekilder.

På Lading Fajstrup Varmeværk er der installeret to mindre industrivarmpumper. Varmepumperne er egentligt installeret til at køre samtidigt med værkets motorer. Varmepumperne køler returvandet og forvarmer shuntvandet til fremløbet. Den kølede returvand er med til at øge effektiviteten på værkets lavtemperaturveksler. Varmepumperne kan i stedet for at benytte returvandet som varmekilde benytte luft som varmekilde.

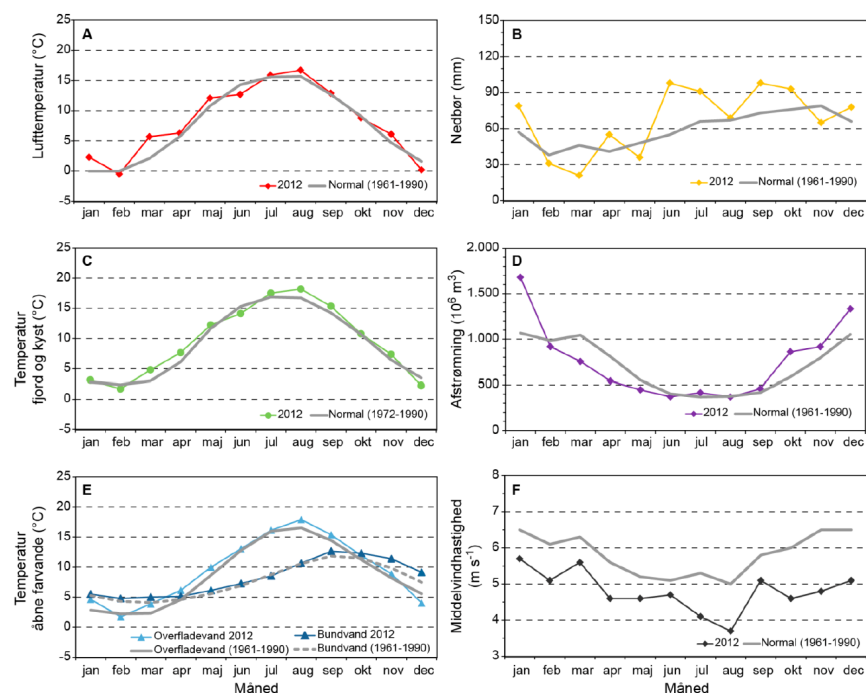
Denne mulighed bruges i praksis kun i sommerperioden. Varmepumpens system-COP ligger på ca. 3 uafhængig af, hvilken drift der er. Denne case blev afrapporteret til Dansk Fjernvarmes F&U-Konto i september 2013 (Dansk Fjernvarmes F&U-Konto, 2013) og er det eneste kendte projekt, der anvender luft som varmekilde i den danske fjernvarmebranche.

2.7.2 Havvand

Havvand er i praksis uden kapacitetsmæssige begrænsninger som varmekilde. Samtidig er alle de større byer placeret tæt ved havet, og der er derfor store muligheder 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, kan 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. En ny og mere konkurrencedygtig kompressortype er i øjeblikket ved at blive færdigudviklet. Med kompressortypen eliminerer man problematikkerne omkring isdannelse og dårlig virkningsgrad, når vandtemperaturen nærmer sig frysepunktet. Dette vil gøre anvendelse af havvand langt mere attraktiv. Augustenborg Fjernvarme er i øjeblikket ved at projektere et demoanlæg på 2 MW-varme, som skal anvende den nye kompressortype og udvinde energi fra Augustenborg fjord. Man kan læse mere om teknologien i „Udredning vedrørende varmelagringssteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet“. (PlanEnergi, m.fl., 2013)

På figur 2.4 ses årsvariationen for havvandstemperaturerne for henholdsvis fjord og kyst (C) og åbne farvande (E).



Figur 2.4 – Årsvariation i 2012 sammenholdt med standardperioden 1961-1990 for A) lufttemperatur, B) nedbør, C) vandtemperatur for fjord- og kystnære stationer, D) ferskvandsafstrømning til de indre farvande, E) vandtemperatur for overflade- og bundvand for stationer i de åbne indre farvande og F) middelvindhastighed. De klimatiske forhold i Danmark i år 2012 beskrives med middel vandtemperaturer beregnet ud fra de nationale overvågningsdata. Temperaturen repræsenterer hele vandsøjlen for fjorde og kystnære områder, hvorimod den er opdelt i overflade (≤ 10 m) og bundvand (≥ 20 m) for de åbne farvande. (Hansen, 2013).

Som det ses, nærmer temperaturerne sig frysepunktet i løbet af vinteren, og traditionelle pladevarmevekslere vil derfor ikke være anvendelige

til drift hele året. E) viser desuden, at bundvandet er varmere end overfladevandet om vinteren.

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, rur/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 forebygges eller fjernes med 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.

I Stockholm er en betydelig del af fjernvarmeforsyningen baseret på spildevands- og havvandsbaserede varmepumper. De spildevandsbaserede varmepumper har en kapacitet på i alt ca. 225 MW varme og de havvandsbaserede en kapacitet på ca. 200 MW varme i alt. Varmepumperne producerer desuden køling til fjernkølesystemet i Stockholm.

2.7.3 Jordvarme

Traditionelle jordslanger benyttes i højere og højere grad som varmekilde ved private boliger. Men at anvende jordvarme til fjernvarme er umiddelbart en dyr løsning i forhold til alternativerne. For jordvarme kan der typisk udvindes 40 kWh/m² 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.

I vinterperioden køles glykolkredsen i et jordvarmeanlæg typisk fra ca. 0° C 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.

Lodrette jordvarmeboringer er en anden mulighed som også primært udnyttes ved private boliger. Løsningen er ikke så udbredt som vandrette slanger, da etableringsomkostningerne på nuværende tidspunkt er væsentligt højere. I forhold til vandrette slanger påvirkes jordtemperaturen ikke af årstidsvariationer, når dybden er større end ca. 15 meter. De lodrette borer laves i dybder på op til 100-200 meter, og her er temperaturen rimelig konstant på 8-9° C, hvor temperaturen i de øvre jordlag vil være lavere i vinterperioden. I forhold til vandrette jordslanger, har teknologien nogle praktiske fordele, da det berørte overfladeareal er væsentlig mindre. Samtidig er der ikke de samme krav ved overfladen omkring skyggepåvirkning, nedslivningsmuligheder m.m.

Der kan være store variationer i varmeledningsevnen, afhængigt af de sedimentter jorden består af forskellige steder i Danmark. Varmeledningsevnen, og dermed kapaciteten, kan derfor svinge meget, og det anbefales, at der laves forhåndsundersøgelser af eksisterende sedimentbeskrivelser, eller eventuelt prøveboringer, inden et projekt dimensioneres. Et EUDP-projekt er netop afsluttet, hvor forskellige undersøgelser og erfaringer er analyseret. Resultaterne kan læses på www.geoenergi.org.

2.7.4 Drikkevand

Drikkevand er ofte omkring 8-9° C varmt, når det bliver pumpet op af jorden og udgør derfor en potentiel varmekilde til varmepumper. I udredningen (PlanEnergi, m.fl., 2013) er det samlede danske potentiale opgjort til 2.320 GWh/år. Løsninger med drikkevand som varmekilde

bør kun realiseres, hvis vandet genopvarmes til den oprindelige temperatur (eller tæt på) under transporten fra varmepumpen og frem til brugeren.

Ifølge Danva udgøres 59 % af vores vandforbrug af bad og hygiejne, tøjvask, opvask og rengøring. 27 % af vandforbruget bruges til toiletskyl, som afhængigt af standtid toilet også må forventes at påvirke varmeforbruget i en husstand. Det er altså en væsentlig del af vores drikkevand som opvarmes, og hvis indløbstemperaturen i husene reduceres, vil det øge el- og varmeforbruget, da energien så skal tilføres igen i husene.

Den virkelige energikilde er derfor ikke drikkevandet, men jorden omkring ledningsnettene. Jorden skal altså være i stand til at tilføre drikkevandet den energi, som en eventuel varmepumpe fjerner. Umiddelbart virker dette usandsynligt, da det dels vil kræve et stort overfladeareal på vandledningerne, og dels fordi jordens temperatur vil aftage efterhånden som energien overføres til vandet. Når jordens temperatur aftager, forsvinder varmetilførslen indtil jorden regenereres i løbet af sommeren. Dette sker dog kun under de rigtige forhold med en bestemt jorddybde, overfladeforhold m.m. Såfremt jorden ikke regenereres vil vandet kun genopvarmes i en kortere periode indtil jorden er „tømt“ for varme, og herefter vil princippet ikke fungere længere.

På nuværende tidspunkt findes der ingen analyser som kvantificerer ovenstående problemstillinger, men DTU arbejder i øjeblikket på en redegørelse som formentlig vil kaste mere lys over forholdene.

I visse tilfælde lagres vandet før det sendes ud til forbrugerne. I Morsø lagres vandet i et vandtårn, hvor det om sommeren nogle gange kan blive varmere end man er interesseret i. Derfor har Morsø Forsyning investeret i en varmepumpeløsning, som udnytter drikkevandet som varmekilde og producerer fjernvarme til fjernvarmenettet i Morsø. Løsningen afhjælper altså problemet med for varmt drikkevand, samtidigt med at der produceres fjernvarme til fjernvarmenettet. Der kan være lovgivningsmæssige forhold i forhold til sideordnede aktiviteter, som man skal være opmærksom på.

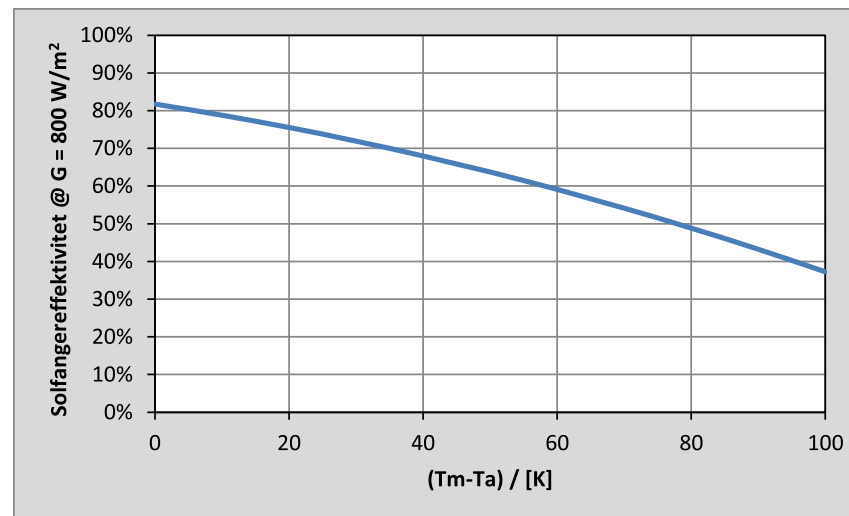
2.7.5 Indirekte varmekilder

En kold returtemperatur er ønsket på alle fjernvarmeværker, og i særlige tilfælde kan det betale sig at køle returtemperaturen yderligere for at øge effektivitet på lavtemperatur-vekslere. Under „Luft“ blev systemet på Lading Fajstrup Varmeværk præsenteret. De to industrivarmepumper, der er installeret på værket, er med til at køle returtemperaturen fra ca. 35° til 27° C, hvilket øger effektiviteten på værkets lavtemperatur-veksler. Lavtemperatur-veksleren er koblet til værkets ene motor, og varmpumpen skal derfor køre samtidigt med motoren, eller lagre det kølede returvand i akkumuleringstanken således, at senere drift på motoren medfører en øget virkningsgrad i lavtemperatur-veksleren.

Løsningen er dog ikke optimal, da lavtemperatur-veksleren ikke genvinder den samme energimængde, som varmpumpen køler med. Dette betyder, at den faktiske COP (system-COP), bliver lavere end varmpumpens og løsningen bliver derfor ikke så attraktiv, som man umiddelbart kunne tro. For denne type løsninger bør varmpumpen ikke køle på returvandet, men direkte på lavtemperatur-veksleren. Hermed kan temperaturgradienten tilpasses røggassen, så hele varmpumpens energiforbrug resulterer i effektivt arbejde og øget energiudnyttelse fra røggassen. Problemstillingen svarer til den, som er beskrevet yderligere i bilag C på side 101.

2.7.6 Solvarme

Effektiviteten på et solvarmeanlæg er afhængig af temperaturdifferensen mellem væsketemperaturen i solfangerne og omgivelsestemperaturen. Ved at tilkoble en varmpumpe kan temperaturdifferensen reduceres, hvilket reducerer varmetabet og dermed forøger effektiviteten på solvarmeanlægget. I denne sammenhæng skal det samlede system analyseres for at beregne den samlede system-COP for anlægget. Herefter kan det vurderes om løsningen er rentabel.



Figur 2.5 – Effektivitet på en solfanger som funktion af temperaturdifferensen ($T_m - T_a$) mellem væsken i solfangeren og omgivelsestemperaturen (T_m = Middelvæsketemperatur i solfangeren; T_a = Udetemperatur).

2.7.7 Varmelagre

En varmepumpe kan tilkobles et varmelager. Hermed kan man:

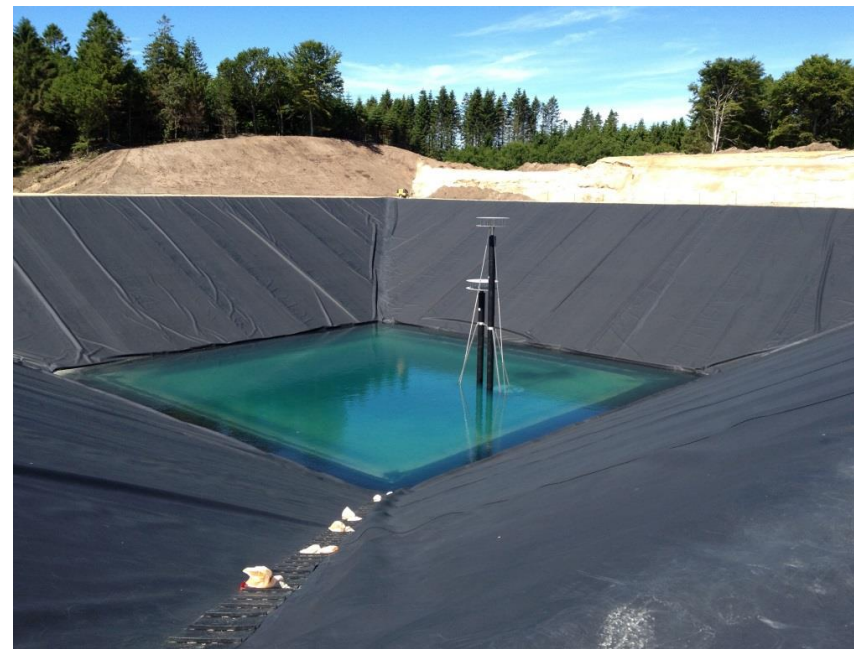
- Øge lagerets kapacitet ved at øge temperaturforskellen mellem „kold“ og „varm“.
- Udnytte varme ved lavere temperaturer end returtemperaturen.
- Reducere varmetabet fra lageret.

Ståltanke

Et typisk solvarmeanlæg tilkoblet et decentralt fjernvarmeværk har en solvarmedækning på 18-22 % af det årlige varmebehov af værk, hvor energien fra solvarmeanlægget lagres i en traditionel stål akkumuleringstank (Tank Thermal Energy Storage, TTES). Ved væsentligt større solvarmedækning er det fordelagtigt med et sæsonvarmelager, således en del af solvarmeproduktionen i sommerhalvåret kan lagres til efterårs- og vinterperioden. I den sammenhæng er det ikke økonomisk rentabelt at etablere meget store stål akkumuleringstanke, og der skal derfor anvendes andre og billigere lagertyper.

Damvarmelagre

Ved Marstal Fjernvarme er der etableret to sæsonvarmelagre, som er konstrueret som damvarmelagre (Pit Thermal Energy Storage, PTES). Dette anlæg har en solvarmedækning på ca. 50 %, hvor de to damvarmelagre er på henholdsvis 75.000 m³ og 10.000 m³. Energien fra solvarmeanlægget bliver lagret i damvarmelageret, og vil, når dette er fuldt opladt, have en temperatur på op til 90-95°C i toppen, hvilket i den første periode, når lageret aflades, kan anvendes direkte i fjernvarmenettet. Efter en periode vil temperaturen i lageret være faldet til under fremløbstemperaturen, og der vil nu være behov for at køle lageret ved hjælp af en varmepumpe. Ved Marstal Fjernvarme anvendes en eldrevet varmepumpe.

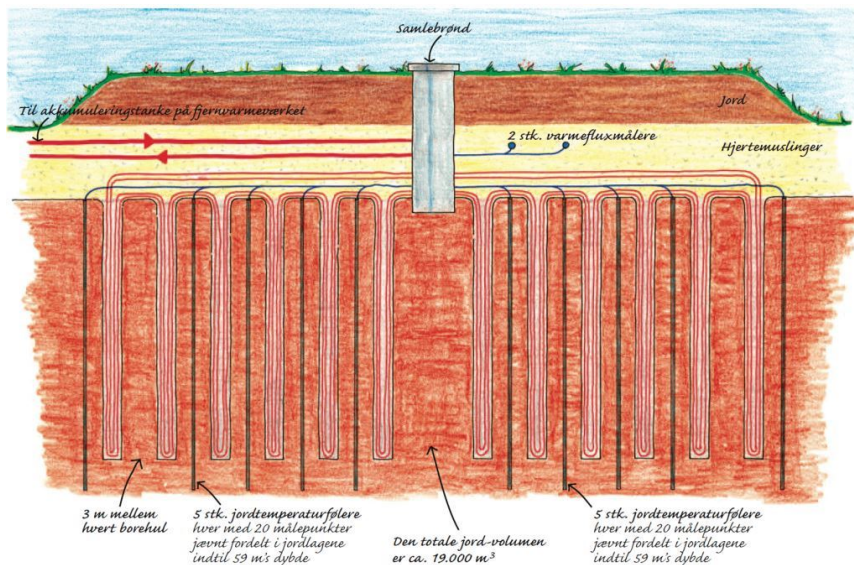


Figur 2.6 – Vandpåfyldningen af damvarmelageret i Dronninglund er påbegyndt. Foto: PlanEnergi, 18. juni 2013.

Dronninglund Fjernvarme har i foråret 2014 idriftsat et solvarmeanlæg på 37.500 m² med et tilhørende damvarmelager på 60.000 m³, jf. figur 2.6, hvor der er tilkoblet en absorptionsvarmepumpe på 2,1 MW-køl (varmedrevet varmepumpe) til køling af damvarmelageret.

Borehulslagre

Ved Brædstrup Fjernvarme er der etableret et pilot-borehulslager (Borehole Thermal Energy Storage, BTES) på 19.000 m³ jordvolumen, hvilket modsvarer varmekapaciteten af ca. 5.000 m³ vand. Lageret består af en række vertikalt borede brønde, hvori der er indstøbt serieforbundne PEX-slanget, hvorigennem der cirkuleres opvarmet væske fra solvarmeanlægget. Igennem sommerhalvåret bliver lagret opladet, hvilket vil sige, at den omkringliggende jord opvarmes. I løbet af efteråret og de



Figur 2.7 – Principskitse af borehulslageret i Brædstrup. Lodret snit. Kilde: Brædstrup Totalenergianlæg.

Grundvandslagre / ATEs-anlæg

I Bjerringbro er der etableret et grundvandslager (Aquifer Thermal Energy Storage, ATEs). ATEs er beskrevet i afsnit 2.5, og grundvandsanlægget i Bjerringbro er beskrevet i Inspirationskatalogets afsnit 3.1.2.

En grundvandsvarmepumpe kræver en naturlig grundvandsstrømning, som kan føre det afkølede grundvand væk fra de „varme“ produktions-boringer, således der ikke opstår „termisk kortslutning“ mellem injektions- og produktions-boringerne. I dette tilfælde anvendes grundvandet som en varmekilde.

I modsætning hertil vil det kun give mening at lagre varme i et ATEs-anlæg, hvis den naturlige grundvandsstrømning er så lav, at den ikke fører den lagrede varme væk, inden den genoppumpes. I dette tilfælde kan grundvandsmagasinet anvendes som et lavtemperatur-varmelager.

første vintermåneder bliver lageret afladet, hvilket sker ved hjælp af en eldrevet varmepumpe, der køler lageret.

3 Valg af varmepumpe, systemintegration, anlægskoncepter samt vedligehold

Dette kapitel har dels til hensigt at give læseren en overordnet forståelse af varmepumpernes arbejdsprincip. Herudover fokuseres der på vigtige forhold, som kan gøre varmepumpeanlæg mere eller mindre effektive. Der er en beskrivelse af systemintegration og dennes indflydelse på COP og eventuelle optimeringspotentialer. Dette afsnit understøttes af et par eksempler, som viser de økonomiske forhold ved 3 forskellige varmepumpeløsninger til samme fjernvarmesystem. Sidst i kapitlet findes en beskrivelse af forhold omkring service og vedligehold. Der findes desuden yderligere beskrivelser og eksempler omhandlende varmepumpe-teknologi og systemintegration i bilag B på side 97 og C på side 101.

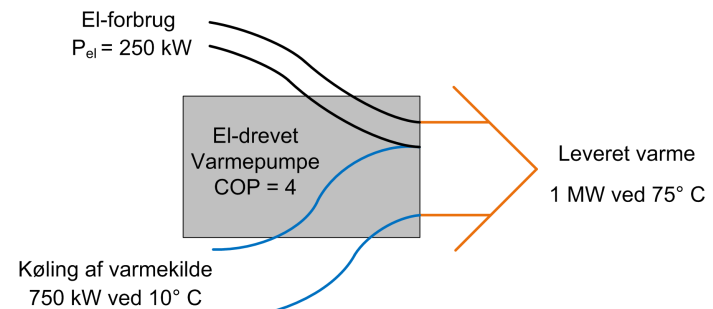
3.1 Varmepumpetyper (kompression, hybrid og absorption)

Som nævnt tidligere kan varmepumper overordnet inddeles i to forskellige typer. En varmedrevet (også kaldet absorptionsvarmepumpe) og en mekanisk drevet type, hvor den mekaniske varmepumpe som hovedregel drives af en elektrisk motor.

Hvor termisk energi (varme) altid vil strømme fra et højt temperatur-niveau til et lavere, flytter varmepumper energi fra et lavt temperatur-niveau til et højere. På den måde opkvalificeres termisk energi så den bliver brugbar – f.eks. til opvarmningsformål. Dette giver mulighed for at udnytte energikilder med lav temperatur til opvarmningsformål. Men varmepumper skal bruge enten termisk eller mekanisk drivenergi i forbindelse med denne proces. Forholdet mellem den afleverede varme-

mængde og drivenergien kaldes varmepumpens effektfaktor, og udtrykkes oftest som COP fra det engelske Coefficient of Performance.

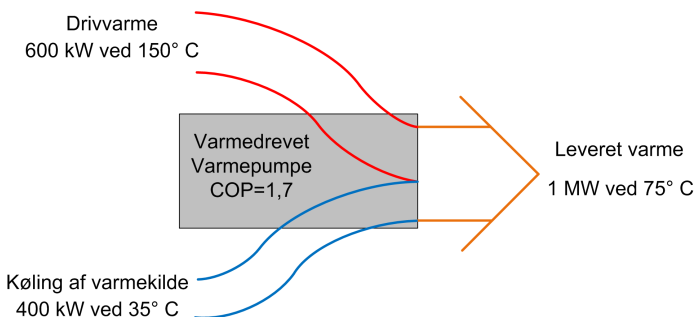
Elektrisk drevne varmepumper har typisk en COP på mellem 3 og 5. For hver enhed elektricitet der driver varmepumpen, leveres derfor mellem 3 og 5 enheder varme. Figur 3.1 viser energistrømmen i en elektrisk drevet varmepumpe med en COP på 4.



Figur 3.1 – Principskitse for en eldrevet varmepumpe. Kilde: Teknologisk Institut.

Varmepumpen på figur 3.1 har et elforbrug på 250 kW og leverer 1 MW varme. Ud over elforbruget på 250 kW, udvinder varmepumpen 750 kW energi fra en varmekilde på 10° C, som f.eks. kunne være havvand. Ved hjælp af varmepumpen øges temperaturen fra varmekilden, samtidig med at det meste af elektriciteten også bliver til varme. Den samlede energimængde fra elektricitet og varmekilde afleveres ved 75° C, og varmemængden bliver altså 4 gange større end elforbruget.

De termisk drevne varmepumper har en COP på ca. 1,7 og kræver altså væsentlig mere drivenergi end de mekaniske typer. Til gengæld er drivenergien varme, som oftest er billigere end elektricitet, og derfor er de termisk drevne varmepumper også interessante, både ud fra et økonomisk og et energimæssigt synspunkt. Figur 3.2 viser energistrømmene i en termisk drevet varmepumpe.



Figur 3.2 – Energistrømme i en termisk drevet varmepumpe. Kilde: Teknologisk Institut.

Varmepumpen på figur 3.2 tilføres 600 kW drivvarme ved 150° C. Dette gør varmepumpen i stand til at udvinde 400 kW energi fra en varmekilde på 35° C, som f.eks. kunne være røggas. Ved hjælp af varmepumpen øges temperaturen fra varmekilden, imens temperaturen fra drivvarmen reduceres. Den samlede energimængde fra drivvarme og varmekilde afleveres ved 75° C, og den samlede varmemængde bliver altså 1,7 gange større end drivvarmen.

Både de varmedrevne og de mekaniske varmepumper finder anvendelser i forbindelse med fjernvarme, fjernkøling og kraftvarmeanlæg. Mekaniske varmepumper er normalt udført som kompressionsvarmepumper efter samme princip som traditionelle køleanlæg. Varmedrevne varmepumper er typisk udført som absorptionsvarmepumper med kølemiddel og absorbent. I nyere tid anvendes også de såkaldte hybridvarmepumper, som er en mekanisk drevet varmepumpe, der kombinerer kompressions- og absorptions-teknologierne. Arbejdsprincipperne for kompressions- og absorptionsvarmepumper beskrives nærmere i de

følgende afsnit. Hybridvarmepumpen er beskrevet yderligere i bilag B på side 97.

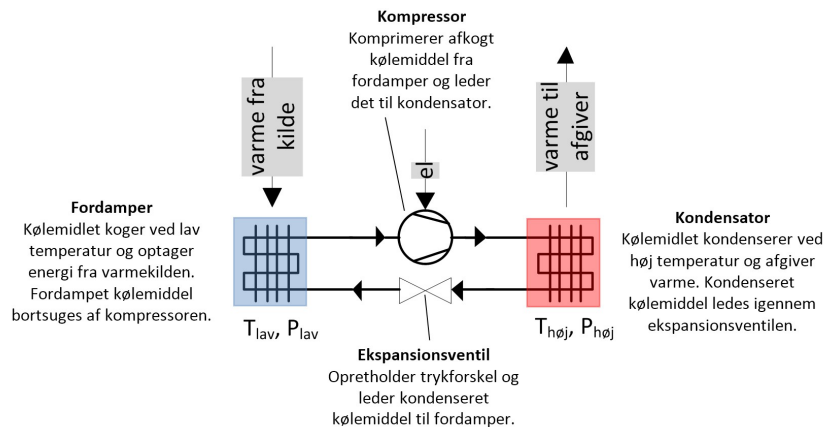
3.1.1 Arbejdsprincip for mekaniske varmepumper (kompression og hybrid)

Eldrevne kompressionsvarmepumper er den mest udbredte type, og fungerer efter samme princip som traditionelle kompressionskøleanlæg, hvor varmeoptagelse og -afgivelse foregår ved cirkulering af et kølemiddel, som fordampes ved lave temperaturer og kondenserer ved en højere temperatur. Ved at udnytte sammenhængen imellem tryk og kogepunkt for rene stoffer, kan fordampning og kondensering foregå ved forskellige temperaturniveauer.

En kompressor trækker kølemiddeldamp ud af fordampere ved lavt tryk, og fører den op til kondensatoren ved højt tryk. I kondensatoren vil kølemidlet kondensere og afgive den optagne varme ved en højere temperatur. En ekspansionsventil holder trykforskellen, og leder kondenseret kølemiddel fra højtryks- til lavtrykssiden. I fordampere koger kølemidlet ved en temperatur som er lavere end varmekildens temperatur, og optager herved varme fra varmekilden. Kompressoren drives typisk af en elmotor. Den simple skitse på figur 3.3 viser princippet.

I større anlæg vil fordampere og kondensator typisk være pladevarmevekslere, så kølemiddelfyldningen begrænses mest muligt. For at opnå en bedre effektfaktor, er de større anlæg oftest bestykket med flere varmevekslere end på figur 3.3. Dette er især tilfældet på den varme side, hvor de termiske tab kan reduceres ved at anvende separate vekslere til henholdsvis gas, kondensering og væske. Desuden kan anlæggene være opdelt i flere tryktrin, hvor der anvendes flere kompressorer som arbejder ved forskellige temperaturniveauer.

Igennem tiden er der udviklet en lang række syntetiske kølemidler med forskellige termiske og kemiske egenskaber, der gør dem anvendelige i et stort temperaturområde. Alle syntetiske kølemidler er dog forbundet med miljømæssige problemstillinger, og i dag er mange af dem forbudt



Figur 3.3 – Principdiagram for en kompressionsvarmepumpe. Kilde: Teknologisk Institut.

i en række lande. I Danmark tillades syntetiske kølemidler slet ikke i anlæg, hvor kølemiddelfyldningen er større end 10 kg.

Til større eldrevne varmepumper i Danmark anvendes der derfor udelukkende naturlige kølemidler. Dette påvirker ikke virkningsgrader og ydelser, men betyder at visse komponenter som er udviklet til syntetiske kølemidler, ikke kan anvendes direkte til varmepumper i Danmark. På verdensplan går udviklingen dog primært i retning mod naturlige kølemidler, hvorfor udvalget også bliver større og større. I praksis er kølemiddellovgivningen, som udelukker syntetiske kølemidler, derfor ikke et problem for udbredelsen af store varmepumper i Danmark.

De kølemidler, der kan anvendes til større eldrevne varmepumper, vil primært være kuldioxid (CO_2), ammoniak (NH_3), isobutan (C_4H_{10}) og propan (C_3H_8). I hybridvarmepumper anvendes ammoniak som kølemiddel og vand som absorbent.

I øjeblikket arbejdes der desuden på demonstration af nye vanddampkompressorer, som betyder at køleanlæg og varmepumper kan anvende vand som kølemiddel. Installation af de første demonstrationsanlæg er planlagt til 2015. Disse vil demonstrere princippet som anvendelse til

proceskøling og udnyttelse af havvand til fjernvarmeproduktion. Denne teknologi kan få stor udbredelse i løbet af de næste 5-10 år.

Det gælder for alle de nævnte principper, at varmepumpeteknologierne er afledt af køleteknologi. Der anvendes derfor ofte modificerede komponenter fra køleindustrien, og udviklingen inden for de enkelte kølemiddelteknologier følger ofte udviklingen i den tilsvarende kølependant. I forhold til køleindustrien er store varmepumper fortsat et nicheområde, og det forventes derfor at udviklingen vil foregå på denne måde de næste mange år.

Der findes yderligere information om de mekaniske varmepumpe typer i bilag B på side 97.

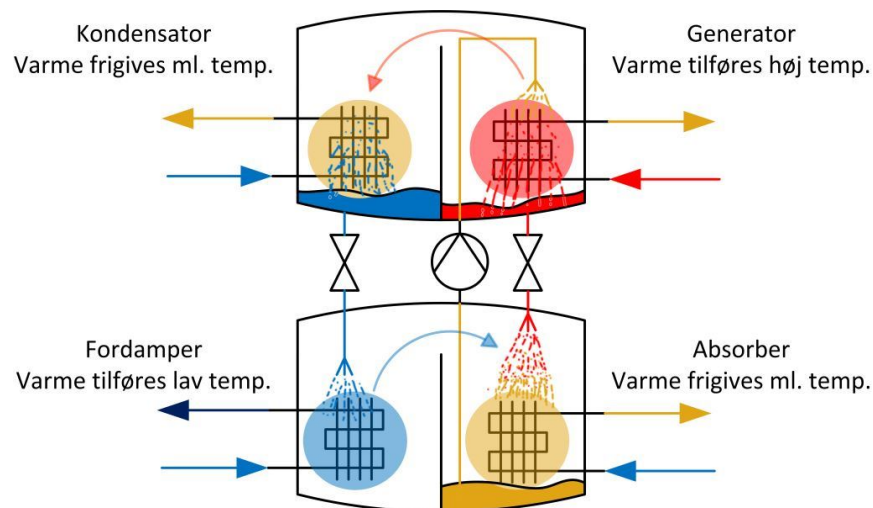
3.1.2 Arbejdsprincip for varmedrevne varmepumper (absorptionsvarmepumper)

Ligesom i hybridvarmepumpen, udnytter de varmedrevne varmepumper absorptions-princippet. Til varmepumper anvendes vand som kølemiddel og en opløsning med lithium-bromid som absorbent. Lithium-bromid er ekstremt vandabsorberende, og vandet kan derfor kondensere og fordampe fra blandingen afhængigt af temperatur og tryk.

Varmepumpen består i princippet af nogle beholdere med fire varmevekslere og en væskepumpe. Princippet er skitseret på figur 3.4 og består i højre side af absorber, væskepumpe og generator. I venstre side ses fordamper og kondensator. Der er to forskellige trykniveauer i systemet – et højt tryk i generator/kondensator, og et andet lavere tryk i fordamper/absorber. I generatoren findes en opløsning af vand og lithium-bromid. Denne tilføres varme ved høj temperatur, hvorved en del af vandet fordamper imens opløsningen opkoncentreres.

Vanddampen ledes over til kondensatoren øverst til venstre, imens den opkoncentrerede opløsning ledes ned til absorberen, hvor trykket er lavere. Kondensatoren køles med fjernvarmevand, som får vanddampen til at kondensere og afgive varme. Det kondenserede vand ledes herefter til fordamperen, hvor trykket er lavere og vandet derfor kan fordampe

igen ved en lav temperatur. Dette giver en køleydelse, og varmepumpen optager her energi ved lav temperatur. Det fordampede vand absorberes i den koncentrerede opløsning i absorberen og frigiver igen kondenseringsenergi til opvarmning af fjernvarmevand. Opløsningen pumpes herefter tilbage til generatoren hvor processen begynder forfra.



Figur 3.4 – Principdiagram for en absorptionsvarmepumpe.

Absorptionsvarmepumpen tilføres altså drivenergi i form af varme i generatoren. Køleeffekten opstår i fordamperen, som herved også tilføres energi ved lav temperatur, imens den samlede energimængde frigives i absorber og kondensator. Absorber og kondensator er ofte forbundet serielt inden i selve varmepumpen, så der kun er én tilslutning for fjernvarmevand.

Absorptionsvarmepumper har en teoretisk COP på 2,0 fordi hver enhed tilført varmeenergi teoretisk frigiver én enhed i kondensatoren og én enhed i absorberen. I praksis er der dog nogle interne varmetab, som betyder at ikke al varmen nyttiggøres. COP er derfor typisk ca. 1,65-1,75. I modsætning til eldrevne varmepumper ændres COP stort set ikke, når temperaturniveauerne ændres. Før processen kan fungere, skal nogle bestemte temperaturniveauer imellem de forskellige energistrømme

være overholdt. Men så længe disse overholdes, er COP nogenlunde konstant. Har man en drivkilde med meget høj temperatur, er det muligt at udnytte den samme energi to gange i en såkaldt „dobbelt-effekt“-varmepumpe. Herved opnås en COP på ca. 2,3.

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

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 rene varmeproduktionsanlæg udnyttes energikvaliteten meget dårligt, fordi afbrændingstemperaturen er langt højere (måske 5-600° C) end temperaturbehovet til opvarmning af fjernvarmevand. I praksis kan varmeproduktionen fra f.eks. gas- eller biomassekedler hæves betragteligt (op til ca. 50 %) ved anvendelse absorptionsvarmepumper, såfremt der er tilstrækkelige varmekilder til rådighed.

Varmepumperne drives af temperaturforskelle, og processen fungerer kun når visse temperaturforskelle imellem både drivenergi, varmekilde og varmeafgiver (fjernvarmevand) overholdes. Afhængigt af de forskellige temperaturniveauer kan der derfor være grænser for udgangstemperaturen på både fjernvarmevand og kølevand. 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.

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

3.2 Systemintegration, COP og optimeringspotentialer

Varmepumper installeres primært med det ene formål at reducere varmeprisen. Derfor er høj energieffektivitet og lav investeringsomkostning helt centrale elementer, hvis varmpumper skal have en berettigelse. Varmepumperne kan integreres på mange måder og opfylde forskellige roller i et varmeproduktionssystem. For at finde den mest optimale løsning, er det derfor vigtigt at vurdere mulighederne grundigt inden et anlæg etableres.

Varmepumper kan integreres som selvstændige enheder, der producerer varme uafhængigt af andre varmeproduktionsenheder, i kombination med andre enheder, eller begge dele. De eldrevne varmpumper kan skabe større fleksibilitet med hensyn til anvendelse af forskellige energiformer, og kan mindske afhængighed af brændsler, imens varmedrevne varmpumper primært øger udnyttelsen af det anvendte brændsel.

Ud over varmeproduktion kan varmpumper også bruges til at øge temperaturdifferensen mellem top og bund i lagertanke, eller nedkøle returvand til optimering af øvrige varmeproduktionsenheder. Disse forskellige anvendelsesmuligheder er ikke nødvendigvis alle økonomisk rentable, men der kan være forhold, hvor en sådan anvendelse alligevel kan være interessant. Dette er beskrevet nærmere under afsnittet „Andre varmekilder“ i kapitel 2 på side 9.

Nogle fjernvarmesystemer kan være mere egnede til varmpumper end andre, og der kan være stor forskel på krav til temperaturer, størrelse og varmpumpetype. Disse parametre er alle med til at afgøre økonomien i en varmpumpeløsning, og det er derfor vigtigt at kravene fastlægges ud fra den højeste effektivitet for det samlede system. I mange tilfælde kan det betale sig at optimere eller tilpasse det eksisterende system, så en varmpumpeløsning ikke blot vælges ud fra systemets krav, men at systemet også tilpasses i forhold til varmpumpens egenskaber.

3.2.1 Varmepumpers COP

Som nævnt tidligere, er de varmedrevne varmpumpers COP altid omkring 1,7. Forholdene imellem de forskellige temperaturniveauer afgør om processen kan fungere eller ej, men så længe disse niveauer hænger sammen, påvirkes COP'en stort set ikke.

For mekaniske varmpumper er der en fysisk sammenhæng imellem arbejde og temperaturer i et termodynamisk system. Med en given temperaturforskkel kan man skabe en bestemt mængde mekanisk arbejde (f.eks. igennem en dampturbine). Omvendt kan man med en givet mængde mekanisk arbejde skabe en bestemt temperaturforskkel (i en varmpumpe). I teorien afhænger effektfaktoren altså udelukkende af temperaturerne i systemet. Den teoretiske maksimale effektfaktor for et mekanisk varmpumpeanlæg kan beregnes af følgende formel (kaldet Lorentz-COP):

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

hvor T_{lmH} indeholder temperaturerne på den varme side og T_{lmL} temperaturerne 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 med ovenstående formel. Med disse temperaturer bliver Lorentz-COP = 6,67.

I praksis er der dog en række tab i de forskellige komponenter. Dels er der mekaniske komponenter som kompressorer, pumper og ventiler, der ikke udnytter energien med en effektivitet på 100 %. Og dels er der termiske tab i varmevekslere og kølemidler, der betyder at temperaturerne i selve varmpumpen ligger længere fra hinanden end temperaturerne på varmekilde og fjernvarmevand. Til sammen betyder disse tab, at den faktiske COP sjældent er højere end 50-60 % af det teoretisk maksimale, og ofte væsentlig lavere. Med andre ord kan man sige, at de bedste eksisterende anlæg har en virkningsgrad på 50-60 %.

Det er derfor vigtigt at bemærke, at COP både afhænger af det krævede temperaturløft (den teoretiske Lorentz-COP) og af varmepumpeanlæggets effektivitet (virkningsgrad). COP vil afhængigt af anlægget ofte være imellem 20 og 60 % af Lorentz-COP, og beregnes ved at gange Lorentz-COP med varmepumpens samlede virkningsgrad:

$$\text{Faktisk COP} = \text{COP}_L * \eta_{VP}$$

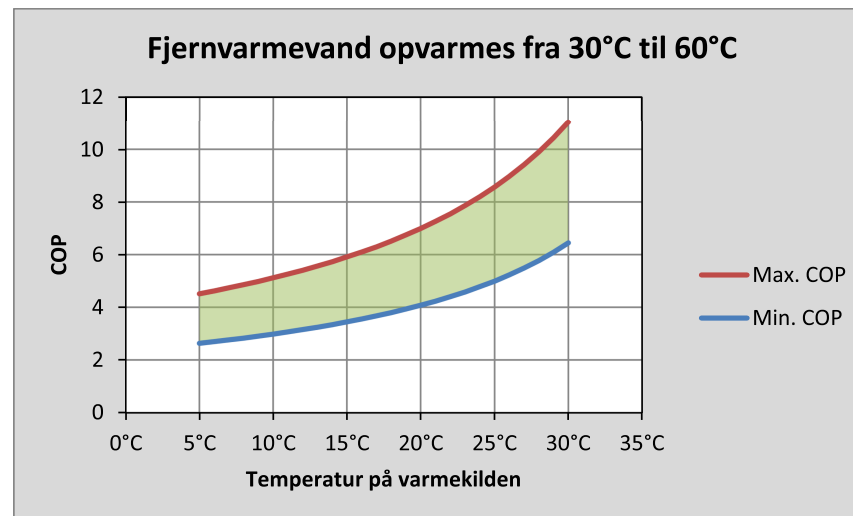
hvor COP_L er Lorentz-COP og η_{VP} er varmepumpens virkningsgrad. I grundvands-eksemplet fra før vil en varmepumpe med en virkningsgrad på 60 % således få en faktisk COP på:

$$\text{Faktisk COP} = 6,67 * 0,6 = 4,00$$

På figurerne 3.5 og 3.6 vises typiske COP-værdier for varmepumpeløsninger, som opvarmer fjernvarmevand fra henholdsvis 30-60° C og 40-80° C. Grafen viser både en øvre og nedre forventelig COP ved den angivne temperatur på varmekilden. Den højeste COP fås ved større, industrielle anlæg uden sekundærkredse imellem varmepumpe og varmekilde eller fjernvarmevand. De laveste værdier fås typisk ved anlæg med små kompressorer og mellemkredse eller store temperaturløft imellem varmepumpe og varmekilde.

Som det ses på de to figurer har fjernvarmevandets temperatur stor indflydelse på varmepumpernes COP. De mest optimale varmepumpeløsninger vil have en COP på omkring 11 ved en varmekilde på 30° C og opvarmning af fjernvarmevand fra 30-60° C, imens en ligeså optimal varmepumpeløsning kun vil have en COP på omkring 6, hvis fjernvarmevand skal opvarmes fra 40-80° C. Samme mønster ses for løsninger som er mindre optimale og har den lavest forventede COP. Det er altså meget vigtigt at overveje alle muligheder for reduktion af fjernvarmetemperaturerne i forbindelse med investering i en varmepumpe.

I udredningen om varmelagring og store varmepumper (PlanEnergi, m.fl., 2013) blev udviklingspotentialer for store varmepumper analyseret. Med denne analyse blev det tydeligt at forbedring af dagens bedste

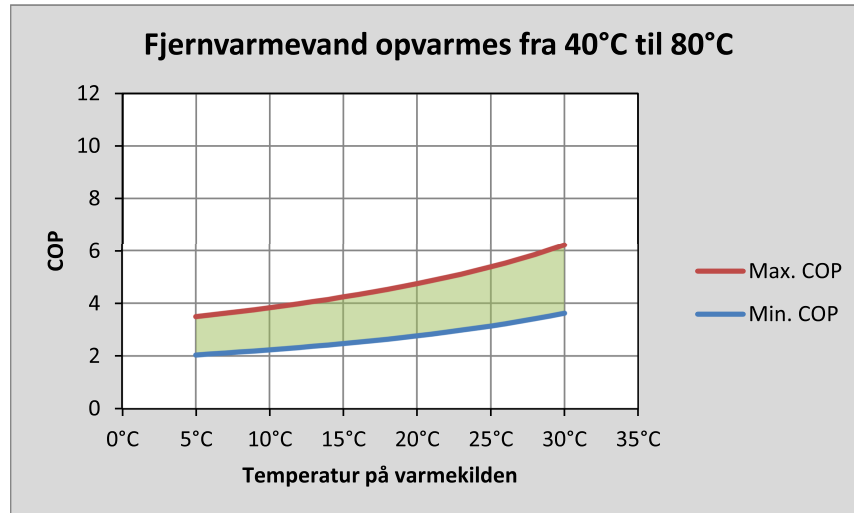


Figur 3.5 – Forventet COP som funktion af varmekildens temperatur. Fjernvarmevand opvarmes fra 30-60° C.

varmepumper med virkningsgrader på ca. 60 %, vil kræve et meget omfattende udviklingsarbejde. Man skal derfor ikke forvente at varmepumperne i sig selv bliver væsentligt forbedrede i løbet af en kort årrække. Til gengæld viste analysen, at der er et stort potentiale ved at drifte varmepumperne optimalt i forhold til øvrige produktionsanlæg og tilpasning af fjernvarmesystemet.

Fordi COP'en er så afhængig af temperaturniveauerne, vil den ofte variere over året afhængigt af ændringer i både fjernvarmetemperaturer og temperaturen på varmekilden. I økonomiske vurderinger er det derfor vigtigt, at COP beregnes som gennemsnit over året, og ideelt vægtes afhængigt af driftsmønstret.

Samtidig er det også vigtigt at vurdere varmepumpen i forhold til det system, den indpasses i. I visse tilfælde kan varmepumpen have en positiv eller en negativ indflydelse på det samlede system, og her tales om en „system-COP“, som kan være højere eller lavere end varmepumpens egen COP.



Figur 3.6 – Forventet COP som funktion af varmekildens temperatur. Fjernvarmevand opvarmes fra 40-80° C.

System-COP defineres som forholdet mellem den ekstra energimængde, som tilføres systemet igennem varmepumpen, og varmepumpens elforbrug. Kigges der på selve varmepumpens COP isoleret set, er denne baseret på den energimængde varmepumpen flytter. Flytter en varmepumpe for eksempel energi fra returvand til fremløb, kan selve varmepumpen godt have en høj COP. Men så længe returvandet ikke tilføres yderligere energi, er det kun varmepumpens elforbrug som reelt bliver tilført systemet, og system-COP'en bliver derfor 1,0. Der gives eksempler på forhold omkring system-COP i bilag C på side 101 – Eksempler på vigtige forhold vedrørende systemintegration.

3.2.2 Optimeringspotentialer

Som nævnt ovenfor afhænger det mekaniske arbejde i teorien udelukkende af temperaturforskellen imellem varmekilde og fjernvarmevand. Uanset hvor meget de enkelte komponenter optimeres, vil der derfor altid være en stor energigevinst, når energien optages ved en så høj temperatur som muligt, og afleveres ved en så lav temperatur som muligt.

Minimering af temperaturforskellene øger som sådan ikke varmepumpens virkningsgrad, men betyder at det krævede arbejde bliver mindre, hvorved varmepumpens elforbrug reduceres, selvom virkningsgraden er den samme.

I kombination med øvrige enheder

Når varmepumper kombineres med andre varmeproduktionsenheder, er det ofte en fordel at varmepumperne udelukkende forvarmer vand til øvrige enheder. Dette skal dog kun ske, når varmepumpen ikke kan dække hele varmebehovet alene, og der alligevel skal suppleres med øvrige enheder. En varmepumpe på grundvand, som opvarmer fjernvarmevand fra 35-75° C, kan som nævnt ovenfor have en COP på omkring 4,0. Kombineres varmepumpen med en kedel, så varmepumpen blot forvarmer vandet til 55° C, vil COP for varmepumpen blive 4,8 selvom varmepumpens virkningsgrad er den samme. Det er vigtigt at tænke disse muligheder ind, da samdrift ofte kan reducere elforbruget med 15-20 %. Varmepumper skal dog kun kombineres med andre anlæg, når det er økonomisk rentabelt.

Seri kobling af varmepumper

I nogle tilfælde kan COP øges ved at koble flere anlæg i serie. Fremfor at have et enkelt anlæg, som opvarmer fjernvarmevandet fra f.eks. 35-80° C, kan det gøres af tre anlæg som opvarmer fra 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 en ammoniakvarmepumpe, som hæver fjernvarmetemperaturen fra 35-80° C i et trin, typisk have en COP på 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 flertrins-anlæg 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 særligt egnet til store temperaturløft.

Reducerede fjernvarmetemperaturer

Som nævnt tidligere afhænger COP i høj grad af temperaturløftet i mellem varmekilde og fjernvarmevand. Når en varmepumpeløsning overvejes bør det altid undersøges, om fjernvarmetemperaturerne i sammen omgang kan reduceres. Værdien af dette tiltag giver både reduceret varmetab og øger varmepumpens COP. I et fjernvarmesystem, der kører med 80° C fremløb og 40° C retur, vil en grundvandsvarmepumpe have en COP på ca. 3,7. Reduceres fjernvarmetemperaturerne til 60°/30° C, 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. Der er ikke tale om en forøgelse af varmepumpens virkningsgrad, men blot at systemet gør det „lettere“ for varmepumpen.

Optimale systemløsninger er afgørende for god økonomi

På de fleste værker giver varmepumper gode muligheder for at effektivisere driften med bedre økonomi til følge. Det største potentiale for energioptimering ligger klart ved optimal samproduktion med øvrige enheder, samt reducerede fjernvarmetemperaturer. Lave fjernvarmetemperaturer vil ofte kunne forøge COP med mere end 50 % i forhold til systemer med krav om høj fremløbstemperatur. Kan eksisterende eller nye akkumuleringsstanke udnyttes til øget samdrift af varmepumper og øvrige anlæg, bør dette også tænkes ind.

Optimale systemløsninger er essentielle i forbindelse med udbredelsen af varmepumper, og vil samtidig være det område, hvor de største effektiviseringer kan nås med de laveste investeringsomkostninger.

3.2.3 Overvejelser om rigtig størrelse og type

For at understrege nogle af de forhold, som skal overvejes ved valg af en varmepumpeløsning, er beregningsprogrammet, jf. kapitel 7 på side 61, brugt til at regne på 3 forskellige varmepumpeløsninger til et mindre kraftvarmeværk.

Til eksemplet bruges et fiktivt kraftvarmeværk med en årlig varmeproduktion på 15.000 MWh, det største varmebehov er ca. 4 MW, og grundlasten i sommerperioden er ca. 0,5 MW. Varmeværket har en naturgasmotor med en varmeeffekt på 3,5 MW og to kedler med en samlet ydelse på 5 MW. Det antages at naturgasmotoren kan producere varme til kr. 375 kr./MWh i 20 % af årets timer, og at kedlerne har en produktionspris på 475 kr./MWh hele året.

Fjernvarmeværket har en fremløbstemperatur på 75° C og en returtemperatur på 35° C. Nogle ældre, nedlagte grundvandsboringer kan udnyttes som varmekilde, og grundvandet kan køles fra 9-2° C.

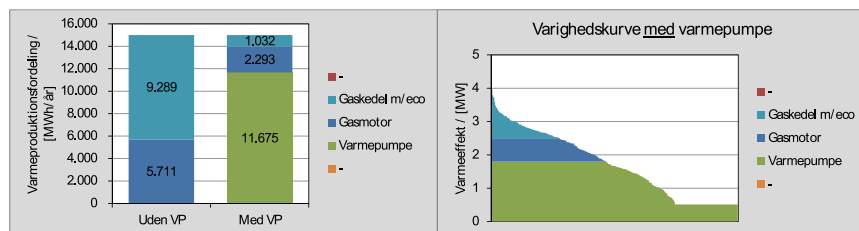
Der kigges på 3 forskellige varmepumpeløsninger:

1. En stor varmepumpe på 2 MW, som altid leverer fremløbstemperatur.
2. En mellemstor varmepumpe på 0,75 MW, som leverer fremløbstemperatur i sommerperioden og reducerer temperaturen, når der køres samdrift med øvrige enheder i vinterperioden.
3. En mindre varmepumpe på 250 kW, som altid driftes sammen med andre enheder, og derfor blot forvarmer fjernvarmevandet til 55° C.

I alle tre eksempler antages det, at varmepumpen er tilgængelig i 90 % af årets timer.

1. Stor varmepumpe – 2 MW

Der regnes med en samlet investering på 6 mio. kr./MW-varme. Den samlede investering bliver altså 12 mio. kr. Løsningen indtastes i beregningsprogrammet, som viser produktionsfordelingen på figur 3.7.



Figur 3.7 – Varmeproduktionsfordeling og varighedskurve med 2 MW varmepumpe.

Under de givne forhold vil varmepumpen have følgende effekt:

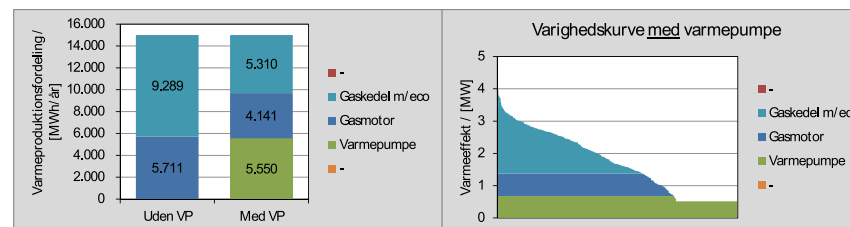
- COP = 3,3
- Varmeproduktionspris = 345 kr./MWh
- Varmepumpens produktionsandel = 78 %
- Antal fuldlasttimer = 5.837 timer/år
- Årlig driftsbesparelse = 1.180.000 kr.
- Simpel tilbagebetalingstid = 10,2 år
- Overskud over 20 år (uden renter) = 11,6 mio. kr.

2. Mellemstor varmepumpe – 0,75 MW

Der regnes med en samlet investering på 6 mio. kr./MW-varme. Den samlede investering bliver altså 4,5 mio. kr. Løsningen indtastes i beregningsprogrammet, som viser produktionsfordelingen på figur 3.8.

Under de givne forhold vil varmepumpen have følgende effekt:

- COP vinter = 4,0



Figur 3.8 – Varmeproduktionsfordeling og varighedskurve med 750 kW varmepumpe.

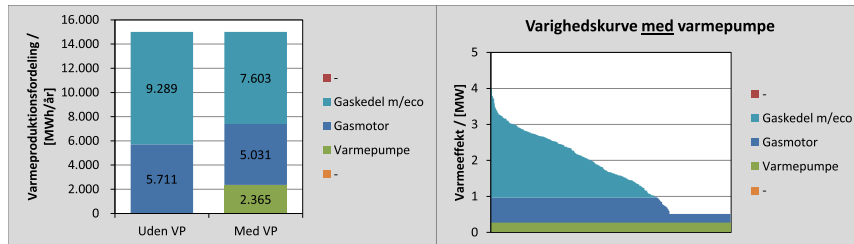
- COP sommer = 3,3
- Varmeproduktionspris vinter = 288 kr./MWh
- Varmeproduktionspris sommer = 345 kr./MWh
- Varmepumpens produktionsandel = 37 %
- Antal fuldlasttimer = 7.399 timer/år
- Årlig driftsbesparelse = 648.320 kr.
- Simpel tilbagebetalingstid = 6,9 år
- Overskud over 20 år (uden renter) = 8,5 mio. kr.

3. Mindre varmepumpe – 0,25 MW

Der regnes med en samlet investering på 5 mio. kr./MW-varme. Fordi varmepumpen kun skal levere 55° C, er selve varmepumpen lidt billigere end i de foregående eksempler. Den samlede investering bliver altså 1,25 mio. kr. Løsningen indtastes i beregningsprogrammet, som viser produktionsfordelingen på figur 3.9.

Under de givne forhold vil varmepumpen have følgende effekt:

- COP = 4,0
- Varmeproduktionspris = 288 kr./MWh
- Varmepumpens produktionsandel = 13 %
- Antal fuldlasttimer = 7.884 timer/år
- Årlig driftsbesparelse = 313.000 kr.



Figur 3.9 – Varmeproduktionsfordeling og varighedskurve med 250 kW varmepumpe.

- Simple tilbagebetalingstid = 4,0 år
- Overskud over 20 år (uden renter) = 5,0 mio. kr.

Konklusion

Som det ses af de tre eksempler, giver den største varmepumpe den største besparelse over 20 år. Men kræver samtidig også den største investering. Det lille anlæg på kun 250 kW giver den korteste tilbagebetalingstid, og dermed det største afkast i forhold til investeringens størrelse. Denne løsning er dog afhængig af mange driftstimer på de øvrige produktionsanlæg.

Afhængigt af forventninger til el- og brændselspriser, afgifter, fleksibilitet, investeringshorisont, øvrige muligheder for produktionsanlæg osv., har hver af de tre løsninger fordele og ulemper. Der er dog tale om løsninger med lang levetid i alle tre tilfælde, og derfor bør fremtidige forhold overvejes grundigt i forbindelse med investeringen. Er fremtidsudsigterne ikke helt tydelige, kan det være fordelagtigt at installere et mindre varmepumpeanlæg, som senere kan udbygges, hvis fremtiden viser at teknologien stadig er holdbar.

3.3 Service og vedligehold samt levetid

Som for øvrige varmeproduktionsanlæg kræver varmepumper regelmæssig service og vedligehold. Omfang og udgifter afhænger af den pågældende varmepumpe type, hvor der særligt er forskel imellem de varmedrevne- og de mekaniske typer. Dette skyldes mængden af bevægelige komponenter, som stort set ikke er eksisterende i de varmedrevne typer, imens de mekaniske kræver regelmæssig udskiftning af smørelie, samt renovering og udskiftning af sliddele.

Ud over servicering af de mekaniske komponenter, kan varmepumpe-løsninger på bestemte varmekilder kræve regelmæssig rensning af varmevekslere. Dette har dog ikke noget med varmepumpen at gøre i sig selv, men kan være et problem når der anvendes varmekilder, som giver anledning til tilsmudsning eller opbyggelse af biofilm i varmeoptaget. Dette kan f.eks. være i forbindelse med grundvand, overfladevand eller spildevand. Problematikkens omfang vil være meget individuel, og det er derfor ikke muligt at sige noget generelt om kravene til rensning af vekslere. I et anlæg renses veksleren automatisk hver 14. dag, og i et andet er det kun nødvendigt én gang årligt. Krav til renholdelse af vekslere er ikke behandlet yderligere i dette afsnit, men beskrives til dels i kapitel 2 på side 9 som omhandler de forskellige varmekilder.

Krav til service og vedligehold vil desuden variere afhængigt af leverandør og specifik type, men typiske forhold er beskrevet i det følgende.

3.3.1 Mekaniske varmepumper

For mekaniske varmepumper omhandler service og vedligehold primært kompressoren og smøring af denne. I anlæg med mindre kompressorer (f.eks. CO₂-anlæg), kan det ikke svare sig at renovere eller reparere kompressorerne, og disse udskiftes blot når de er tilstrækkeligt slidte. Med tiden vil ydelse og virkningsgrad reduceres, og efter en længere årrække vil det blive rentabelt at forny kompressorerne. Afhængigt af antallet af årlige driftstimer vil der typisk være tale om en periode på 10-15 år.

For anlæg med større kompressorer anbefales en løbende vedligeholdelse, så anlæggene bevarer en høj virkningsgrad og sikres en meget lang levetid. Her anbefales ofte mindre eftersyn for hver 5.000 driftstimer, kombineret med planlagte renoveringer med længere intervaller. Her skelnes der imellem stempel- og skruekompressorer, hvor stempelkompressorerne kræver hyppigere vedligehold pga. flere bevægelige dele. Der skelnes normalt ikke imellem dellast- og fuldlasttimer i forbindelse med service-intervallerne. Anlæg med mange timer ved lav last vil derfor umiddelbart være dyrere i service end anlæg, der kun er i drift ved fuld last. Typiske anbefalede service-intervaller er:

Generelt for alle typer anlæg:

- Hvert år eller ca. 5.000 timer – lille eftersyn med kontrol af olie, filtre, sikkerhedsautomatik m.m.
- Hvert 2. år – Der foretages et lovpligtigt eftersyn af trykbeholdere og rørsystemer.
- Hvert 4. og 8. år er der krav om en mere grundig besigtigelse af henholdsvis trykbeholdere og rørsystemer.

For større anlæg med skrue-kompressorer, ud over generelt:

- Hovedeftersyn for hver 30-40.000 timer, opmåling og kontrol, eventuelt udskiftning af lejer m.m.

For større anlæg med stempelkompressorer, ud over generelt:

- Mellemstort eftersyn for hver 10.000 timer, opmåling og kontrol, eventuelt udskiftning af fjedre m.m.
- Hovedeftersyn for hver 30.000 timer, udskiftning af lejer, plejlstangsbolte m.m.

3.3.2 Varmedrevne varmepumper

De eneste mekaniske komponenter i absorptionsvarmepumperne er nogle mindre, hermetisk lukkede cirkulationspumper, som ikke stiller krav til servicering. Det anbefales at der udføres et årligt eftersyn, hvor kølemidlet kontrolleres. Kan der udvikles et overtryk i anlægget på 0,5 bar eller mere, er der desuden krav om eftersyn og besigtigelser hvert 2. år. Med lithium-bromid (LiBr) varmepumper vil trykket kunne overstige 0,5 bar, hvis drivtemperaturen er over ca. 110° C.

- Hvert år – Der udtages kølemiddelprøve som analyseres og kølemidlet korrigeres eventuelt.
- Hvert 2. år – Der foretages et lovpligtigt eftersyn af trykbeholdere og rørsystemer (kun hvis drivtemperaturen er over 110° C).
- Hvert 4. og 8. år er der krav om en mere grundig besigtigelse af henholdsvis trykbeholdere og rørsystemer.

3.3.3 Varmepumpers levetid

Varmepumper har generelt en meget lang levetid, hvis de vedligeholdes korrekt. Enkeltdele som ventiler, pumper m.m. kan selvfølgelig gå i stykker, men disse kan som regel udskiftes uden større indgreb. Kompressorerne på de mekaniske varmepumper er den mest kritiske sliddel. På baggrund af erfaringer med tilsvarende anlæg i køleapplikationer, må det forventes at mindre kommercielle kompressorer har en levetid på 10-15 år. Efter denne periode vil kompressorerne let kunne udskiftes og varmepumpen kan fortsat være i drift.

Anlæg med større, industrielle kompressorer kan i princippet holde evigt, såfremt de angivne intervaller for service og renovering overholdes. Disse anlæg må ofte først skrottes, når det ikke længere er muligt at få reservedele. Visse leverandører garanterer adgang til reservedele i længere perioder på f.eks. 20 år. Alternativt er det også muligt at udskifte kompressoren til en ny type, hvis det øvrige anlæg fortsat fungerer hensigtsmæssigt. I Sverige har store varmepumper været i drift i 25-30 år

med udskiftning af fordamperen (og kølemiddeltypen) som den eneste større vedligeholdelsesomkostning.

I løbet af en periode på 15-20 år bør det enkelte varmeværk dog også overveje, om der fortsat er forventninger om samme varmeleverance og temperaturkrav. Er dette ikke tilfældet, kan en mere optimal løsning til de nye forhold måske findes, hvorfor en udskiftning kan være mere optimal end levetidsforlængelse.

4 Myndighedsgodkendelse

Et varmepumpeprojekt kan ikke gennemføres uden et betydeligt samarbejde med myndighederne. Dels skal projektet godkendes efter (Varmeforsyningsloven, 2011), og dels er der miljømæssige krav der skal overholdes. Dette kapitel gennemgår myndighedsforholdene dels for selve installationen og endvidere for de varmekilder, der benyttes i driften af varmepumpen.

4.1 Myndighedsprojekt efter Varmeforsyningsloven

Der skal udarbejdes et projektforslag efter (Varmeforsyningsloven, 2011), hvori det skal eftervises, at etablering af varmepumpen giver en positiv økonomi for selskabet, samfundet og slutbrugerne. Grundlaget for projektet er Bekendtgørelse om godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg (Projektbekendtgørelsen, 2014). Det er den lokale kommune, der er myndighed på sagen og kommunalbestyrelsen skal godkende projektforslaget.

(Projektbekendtgørelsen, 2014) anfører bl.a. hvilke projekter kommunalbestyrelsen kan godkende.

I henhold til § 13 og §14 i (Projektbekendtgørelsen, 2014) skal varmeproduktionsanlæg over 1 MW principielt etableres som kraftvarmeanlæg i de centrale kraftvarmeområder. Der kan dog søges om dispensation (jf. § 30) for kraftvarmekravet hos Energistyrelsen i forbindelse med etablering af varmepumper i de centrale kraftvarmeområder. Energistyrelsen har tidligere givet sådanne dispensationer, og på længere sigt må det forventes, at denne barriere i (Projektbekendtgørelsen, 2014) fjernes.

I kapitel 4 i (Projektbekendtgørelsen, 2014) er anført hvilke oplysninger kommunalbestyrelsen skal have for at kunne tage stilling til projektforslaget.

4.2 Grundvand som kilde til varmepumpeanlæg

I beskrivelsen er det forudsat, at grundvandet indvindes fra borer i undergrunden, at grundvandet transporteres og anvendes som varmekilde i et lukket system, og at grundvandet efterfølgende re-injiceres i grundvandsmagasinet gennem re-injiceringsboringer.

Det er også muligt at re-infiltrere det afkølede grundvand til undergrunden gennem nedsivning eller at udlede det til en overfladevandsrecipient f.eks. havet.

Kommunerne er myndighed i forhold til at give tilladelser til varmeindvindingsanlæg (og grundvandskøleanlæg).

4.2.1 Tilladelse til varmeindvindingsanlæg

Bekendtgørelse om varmeindvindingsanlæg og grundvandskøleanlæg (BEK nr. 1206, 2006).

Dette er den overordnede bekendtgørelse, som fastsætter regler for kommunernes meddelelse af tilladelse til etablering og drift af varmeindvindingsanlæg og grundvandskøleanlæg, afledning af vand samt egenkontrol med sådanne anlæg. Bekendtgørelsens regler skal sikre, at grundvandskvaliteten i magasinet bevares, og at der ikke er fare for forurening af vandforsyningsanlæg ved at etablere varmeindvindingsanlæg.

Bekendtgørelsen fastsætter en række punkter og undersøgelser om grundvandsmagasinet, som skal gennemføres og dokumenteres som grundlag for kommunernes sagsbehandling. Som dokumentation skal der blandt andet gennemføres hydrogeologiske modelberegninger i forhold til påvirkning af andre vandindvindinger og jord- og grundvandsforureninger i området samt af temperaturforholdene i grundvandsmagasinet. Der er i bekendtgørelsen opstillet temperaturintervaller, som grundvandet, der re-injiceres i grundvandsmagasinet, skal opfylde. Endvidere skal det dokumenteres, at der ikke er risiko for, at de stoffer, der anvendes i forbrugskredsløbet, kan forurene grundvandet.

4.2.2 Tilladelse til oppumpning af grundvand og udførelse af boringer

Bekendtgørelse af lov om vandforsyning m.v. (Vandforsyningsloven, 2013).

Der skal søges om tilladelse efter vandforsyningsloven til at indvinde vandet til varmepumpen (§ 20), samt til at etablere boringerne til at indvinde og reinjicere grundvandet i grundvandsmagasinet (§ 21).

Normalt gives en foreløbig indvindingstilladelse og boretilladelse til at etablere en boring, som bruges til at undersøge grundvandsmagasinet og indvindingens påvirkning af omgivelserne. Når disse oplysninger er tilvejebragt søges om endelig tilladelse med angivelse af den vandmængde, der skal oppumpes. Indholdet i ansøgninger og tilladelser til vandindvinding fremgår af *Bekendtgørelse om vandindvinding og vandforsyning* (BEK nr. 1451, 2007).

Indvindingstilladelsen fastlægger, hvor meget grundvand der må oppumpes årligt, og angiver endvidere enten oppumpning pr. time, eller hvor meget grundvandsspejlet må sænkes.

Boringerne til grundvandsmagasinet skal udføres efter *Bekendtgørelse om udførelse og sløjfning af boringer og brønde på land* (BEK nr. 1260, 2013).

I den endelige indvindingstilladelse kan kommunen stille krav om, at der skal udlægges et beskyttelsesområde omkring boringerne, hvor der er restriktioner på arealanvendelsen og hvad der må opbevares og håndteres af stoffer, som kan forurene grundvandet. Et beskyttelsesområde kan have en radius på 5-10 meter omkring boringen. Beskyttelsesområder omkring boringer udlægges efter § 22 i (Miljøbeskyttelsesloven, 2010)

4.2.3 Tilladelse til afledning af vand fra prøvepumpning af boringer

Ved udførelse af boringer og prøvepumpning af boringer for at fastlægge grundvandsmagasinet og boringens egenskaber skal det oppumpede vand enten afledes til kloak (tilslutningstilladelse) eller udledes til et vandløb/havet (udledningstilladelse) eller en anden overfladevandsrecipient. Dette kræver en tilladelse efter (Miljøbeskyttelsesloven, 2010).

4.2.4 Tilladelse til re-injicering eller udledning af grundvandet

Når grundvandet har passeret varmepumpen, skal det reinjiceres³ i grundvandsmagasinet eller alternativt afledes til en overfladereipient. For at mindske påvirkningen af grundvandsmagasinet re-injiceres vandet ofte igen. Det kan give problemer, hvis oppumpningsboringer og re-infiltrationsboringer ligger for tæt på hinanden, så det nedpumpede kolde vand oppumpes i boringerne, der er kilde til varmepumpen (termisk kortslutning). Kommunerne skal give tilladelse til at re-infiltrere⁴ vandet eller udlede det til recipient for at sikre, at der ikke sker forurening.

Tilladelse til at re-infiltrere vandet gives efter § 19 i (Miljøbeskyttelsesloven, 2010).

³Vandet ledes via boringer tilbage til grundvandsmagasinerne

⁴Vandet ledes ud på eller nær jordoverfladen og siver langsomt ned i jorden

Tilladelse til at udlede vandet til en overfladevandsrecipient gives efter (Miljøbeskyttelsesloven, 2010)s § 28. Endvidere kan bekendtgørelsen om hvilke stoffer og koncentrationer af stoffer, der må udledes til vandmiljøet blive inddraget i godkendelsen: *Bekendtgørelse om miljøkvalitetskrav for vandområder og krav til udledning af forurenende stoffer til vandløb, søer eller havet* (BEK nr. 1022, 2010).

(Miljøbeskyttelsesloven, 2010)s kapitel 3 handler om beskyttelse af jord og grundvand, og kapitel 4 om beskyttelse af overfladevand. Der er udarbejdet en bekendtgørelse som nærmere regulerer forholdene i disse to kapitler. Tilladelser til re-infiltration og udledning til recipient gives derfor også efter (Spildevandsbekendtgørelsen, 2007).

4.3 Søer, vandløb, hav, spildevand mv. som mulige varmekilder til varmepumpe

Nærværende afsnit omhandler en vurdering af de risici for miljø og natur, der vil være forbundet med udnyttelse af varmekilder i form af vand fra søer, vandløb og hav samt fra rensset spildevand og brugt industri-kølevand eller industrikøleluft. Samtidig er lovgivningsmæssige forhold knyttet til disse risici forsøgt udredt.

4.3.1 Baggrund

I forbindelse med store varmepumpeanlæg i tilknytning til fjernvarmesystemer, vil mulige varmekilder til disse anlæg kunne hentes fra eksisterende vandforekomster med temperaturer over ca. 10° C. Der kan være tale om vand fra søer, vandløb eller havet. Endvidere kunne varmen knyttet til spildevand og industrikølevand muligvis også være en egnet varmekilde.

Princippet er at vandforekomster med temperaturer mellem ca. 10 og 20 °C, pumpes til en varmeveksler og returneres herefter til systemet med en væsentlig lavere temperatur (omkring 3-5 °C).

4.3.2 Problemstilling – påvirkningsscenarier

Der kan identificeres følgende overordnede risici for miljø og natur ved den bekræftede type af energiudnyttelse:

1. Temperaturpåvirkning
2. Forurening ved lækage i anlægget
3. Flytning af forurening fra en lokalitet til en anden

Sideeffekter: Begroninger i rør, der, udover at repræsentere en konkret effektivitetsnedsættelse, også øger risikoen for brud og lækage. Derudover vil en vedligeholdelse af anlægget med kemikalier også kunne give forureningsproblemer. En gennemspuling af rørene vil desuden medføre en mere koncentreret tilførsel af organisk materiale til recipienten, hvilket kan give en kortvarig overskridelse af eventuelle krav.

Almindeligvis føres det varme vand, der skal forsyne varmepumpen under normal drift, tilbage til det sted eller område, hvorfra det blev taget.

Temperaturpåvirkning. Ved returnering af vandet til kildeområdet vil det pågældende udledningssted typisk blive påvirket med vand med en lavere temperatur. Dette vil kun i særlige tilfælde være et problem. For det meste vil organismer ikke lide skade af en temperaturnedsættelse af den art. I søer og vandløb vil det tilbageledte køligere vand som regel søge mod bunden, under stadig opblanding med det vand det møder undervejs. Temperaturforskellen vil således relativt hurtigt blive udlignet. Der kan dog være områder i mindre søer eller vandløb, hvor køligere vand kan forvolde problemer for organismer, der bruger det berørte vandområde som gyde og opvækstområde. I reglen bør det blot påses, at udledningsstedet ikke karamboleres med sådanne udsatte områder.

Forurening ved lækage kan være et problem. Det være sig, at det rensede spildevand, der anvendes til at forsyne varmepumpen, og som pumpes gennem sårbare naturområder, lækker til disse. Også kølemidlet ved varmeveksleren (som regel ammoniak), vil generelt være uheldigt at få spredt til de nærmeste omgivelser. Anvendes søvand eller åvand er det

svært at forestille sig, at en læk for alvor kan afstedkomme problemer, med mindre det sker tæt på en utæt drikkevandsboring. I forhold til havvand, herunder havandsbaseret kølevand, vil det især være saltpåvirkning, der vil kunne forvolde problemer for naturen og eventuelt det ferske grundvand, hvis varmekilden transporteres henover andre områder. Spildevand vil være uheldigt at få spredt ukontrolleret til omgivelserne.

Flytning af forurening fra en lokalitet til en anden. Hvis de stednære forhold ved indtaget er ringere end ved udledningsstedet, kan det medføre en uheldig lokal påvirkning, selv om der grundlæggende set er tale om samme system. Dette kan være tilfældet, hvis det oppumpede bundvand har et forhøjet indhold af næringsstoffer eller besidder dårlige iltforhold. Det skal derfor sikres, at miljøforholdene ved returstedet ikke er bedre end ved indtaget.

Varmekilde	Temperaturfald	Lækage	Omplacering af forurening
Vandløb	☹️	😊	😊
Sø	☹️	😊	☹️
Hav	☹️	☹️	☹️
Spildevand	😊	☹️	😊
Kølevand	😊	☹️	😊

Tabel 4.1 – Tabel der opsummerer potentielle skadelige virkninger for natur og miljø af store vandbaserede varmepumpeanlæg.

Symbolforklaring: ☹️ = betydende påvirkning; ☹️ = generelt ubetydelig påvirkning; 😊 = ingen skadelig påvirkning.

I forhold til selve vandbalancen i de forskellige kildesystemer, forventes ingen eller kun ubetydelige negative effekter af nærværende varmepumpeprincip. I vandløb skal det dog sikres at indtaget ikke medfører at minimumsvandføringen ikke kan opretholdes.

4.3.3 Tilknyttet lovgivning

(VVM-bekendtgørelsen, 2014)

Projektet skal screenes for VVM-pligt, idet et varmepumpeanlæg vil være omfattet af bekendtgørelsens bilag 2, pkt. 3 Energianlæg a) *Industrialnæg til fremstilling af elektricitet, damp og varmt vand*, samt eventuelt af pkt. 11 Infrastrukturanlæg a) *Anlægsarbejder i byzone*, f) *regulering af vandløb* eller j) *Anlæg af vandledninger over større afstande*.

(Miljøbeskyttelsesloven, 2010)

Anlægget skal muligvis have en miljøgodkendelse efter (Miljøbeskyttelsesloven, 2010)s kapitel 5, idet det kan være omfattet af (Godkendelsesbekendtgørelsen, 2014)s bilag 2, listepunkt G 201 *Kraftproducerende anlæg, varmeproducerende anlæg, gasturbineanlæg og motoranlæg med en samlet nominel indfyret termisk effekt på mellem 5 og 50 MW*.

Hvis anlægget miljøgodkendes, håndteres udledning af vand til recipient som en del af miljøgodkendelsen. Hvis anlægget ikke skal miljøgodkendes, skal der laves en udledningstilladelse efter lovens § 28, idet returvand normalt vil blive betragtet som spildevand.

Endvidere vil andre forhold som støjforhold, krav til udsugning fra ammoniak mv. være indeholdt i miljøgodkendelsen.

Vandplanerne

Her skal det sikres, at en eventuel industriel varmeudnyttelse ikke er i konflikt med målsætningerne for grundvandet og de overfladenære vandsystemer.

(Habitatbekendtgørelsen, 2007)

Hvis projektet kan påvirke et Natura 2000-område, skal der laves en indledende væsentlighedsvurdering eller en konsekvensvurdering i henhold til reglerne i (Habitatbekendtgørelsen, 2007).

(Naturbeskyttelsesloven, 2013)

Projektet skal have en dispensation i henhold til (Naturbeskyttelsesloven, 2013)s § 3, hvis en sø over 100 m² eller et vandløb anvendes som varmekilde, eller hvis områder, der er beskyttede af § 3 berøres i øvrigt.

Derudover kan der være lovgivning og regler knyttet til områder, som der skal tages hensyn til ved konkrete planer om etablering af et anlæg.

4.4 Røggas

Røggas kan anvendes som varmekilde til varmepumpen. Når den afkøles til et punkt under dugpunktet, sker der en kondensering af vanddampene indeholdt i røggassen, hvorved kondensatmængden, der skal ledes til det offentlige kloaksystem forøges. Såfremt det medfører, at de tilladte kondensatmængder fra miljøgodkendelsen overskrides, skal der søges om en ny godkendelse. Kondensatet skal skimmes for eventuel olie og neutraliseres inden udledning.

Ved en afkøling af røggassen ændres de fysiske egenskaber, hvilket stiller krav om, at der gennemføres nye OML-beregninger⁵ baseret på den lavere temperatur. Dette skal endvidere fremgå af den reviderede miljøgodkendelse og spildevandstilladelse.

⁵„Operational Meteorologisk Luftkvalitetsmodel“ der anvendes til beregning af skorstenshøjder, således at der sikres en tilstrækkelig fortynding af udledninger til atmosfæren. Nærmere beskrivelse i Luftvejledningen „Vejledning fra Miljøstyrelsen“.

5 Økonomiske forudsætninger og markeder

De følgende 3 kapitler beskæftiger sig med forhold, der vedrører varmepumpers økonomi. Desuden gennemgås i dette kapitel forhold omkring eltilslutning, der rækker ud over det økonomiske.

Kapitel 5 præsenterer de grundlæggende anlægs-, drifts-, og markedsøkonomiske forudsætninger og overvejelser, der ligger til grund for en økonomivurdering. I kapitlet gennemgås følgende elementer:

- Anlæg og etablering – samlet set
- Service og vedligehold
- Tilslutning til elnet
- Net- og systemtarif, samt distributionstarif
- Elmarkedet
- PSO-tarif
- Elafgifter, elpatronordningen samt overskudsvarmeafgift
- Brændselspriser for naturgas og biomasse i forhold til værkets øvrige produktionsenheder

Kapitel 6 på side 55 præsenterer udvalgte økonomiske analyser og vurderinger.

Kapitel 7 på side 61 introducerer et regnearkbaseret beregningsprogram, der er udviklet i forbindelse med drejebogen, og som læseren kan anvende til egne, simple økonomiske analyser.

5.1 Anlæg og etablering – samlet set

Varmepumpeprojekters økonomi tegnes i særlig grad af lokale forhold, især valget af varmekilde.

På basis af økonomiske oplysninger fra case studierne, der er præsenteret i inspirationskataloget, ligger anlægsinvesteringerne på 4-6 mio. kr./MW varme, men er dog helt afhængig af de lokale forhold, hvilket medfører, at der kan være store forskelle fra projekt til projekt.

Beløbet indeholder omkostninger til:

- Varmepumpeinstallationen
- Omkostninger til fremførsel af lavtemperatur varmekilde, herunder rør, eventuelle borer, filtre mv.
- Fjernvarmetilslutning
- Eltilslutning
- Styring, regulering og overvågning
- Bygninger
- Rådgivning, projektering og myndighedsbehandling

5.2 Service og vedligehold

Omkostninger til service og vedligehold varierer fra anlæg til anlæg og afhænger især af kompressortype og varmekilde. For de større anlæg laves der typisk en komplet serviceaftale med leverandøren, så anlægget sikres en høj driftssikkerhed og der ikke kommer uventede udgifter i tilfælde af fejl. For de mekaniske varmepumpeanlæg koster en komplet

serviceaftale typisk imellem 10 og 20 kr./MWh varme. For absorptions-anlæggene vil det være mindre end 5 kr./MWh varme.

Herudover kan der være vedligehold af det omkringliggende system, hvor særligt visse varmekilder kan kræve rensning og vedligehold af varmevekslere, mens andre er næsten vedligeholdelsesfrie.

5.3 Tilslutning til elnet

Nettilslutning sker efter én af to modeller:

1. Nettilslutning med fuld netadgang, hvilket indebærer et fast tilslutningsbidrag, som er meget afhængig af tilslutningspunkt, effektstørrelse og andre lokale forhold.
2. Nettilslutning med begrænset netadgang, hvor der afregnes for de faktiske omkostninger. Denne model kan kun tilbydes, hvis der kan etableres automatisk styring baseret på online overvågning af en entydig flaskehals i nettet. Modellen er i øvrigt begrænset til anlæg, der opfylder betingelserne for tilbagebetaling af elafgifter i henhold til elpatron-ordningen (se afsnit 5.4.5). Tilslutningsbidraget kan i visse tilfælde helt bortfalde.

I begge tilfælde skal der derudover betales abonnement og distributionstarif til netselskaberne.

Nettilslutning med fuld netadgang betyder, at netselskabet garanterer levering af el til enhver tid. Tilslutningsbidraget er generelt det samme for tilslutning til 0,4 kV- eller 10 kV-nettet (C- eller B-kunder), mens tilslutning til 50/60 kV (A-kunde) fører til et lavere tilslutningsbidrag, da man her ikke betaler for vedligehold og udbygning af distributionsnettet. Netselskabet kan i visse tilfælde desuden opkræve en rådighedsbetaling, såfremt varmpumpen opererer med et lavt antal fuldlasttimer. Dette vurderes imidlertid ikke at være aktuelt for eldrevne varmpumper, som må forventes at få et højt antal fuldlasttimer grundet deres typiske drift i grundlast.

Nettilslutning med begrænset netadgang betyder, at netselskabet i perioder med høj belastning af det lokale elnet har mulighed for automatisk eller manuel bortkobling/nedregulering af varmpumpen. Ejeren af varmpumpen bærer den fulde økonomiske risiko ved begrænsninger på varmpumpens drift som følge af begrænset ellevering. Nettilslutning med begrænset netadgang kræver derfor i praksis, at fjernvarmeselskabet bevarer tilstrækkelig alternativ produktionskapacitet for at kunne opretholde sin forsyningsforpligtelse uden varmpumpe. Samtidig må der påregnes en risiko for, at varmpumpen senere alligevel bliver nødt til at overgå til tilslutning med fuld netadgang.

Det er netselskabet, der forud for varmpumpens etablering skal vurdere varmpumpens betydning for eksisterende og fremtidige begrænsninger i den lokale elforsyning, hvilket danner grundlag for valg af en passende model for varmpumpens tilslutning til elnettet. I denne vurdering indgår bl.a. spændingsniveau for nettilslutning, varmpumpens elektriske mærkeeffekt, samt belastnings- og spændingsforhold i det lokale net. Efterfølgende skal aftalte tilslutningsforhold og betalinger nedskrives i en tilslutningsaftale som anmeldes til Energitilsynet. Hvis netselskabet er nødt til at foretage forstærkning af nettet som følge af varmpumpeinstallationen, eller hvis der ikke kan etableres et automatisk styresignal baseret på online måling af effekt og spænding, vil netselskabet typisk ikke kunne tilbyde nettilslutning med begrænset netadgang.

Netselskabet kan typisk give et estimat for, hvor mange timer varmpumpen kan blive bortkoblet/nedreguleret. Dette estimat vil være baseret på historiske belastningsdata, samt forventet udvikling i elforbruget. Uforudsete tilslutninger af nye store forbrugere, udvidelse af effektaftag hos eksisterende forbrugere, eller ombygning af elnettet, kan imidlertid betyde, at begrænsningen af varmpumpen øges ud over det forudsete, eller at begrænset netadgang på et senere tidspunkt ikke længere kan tilbydes. Sådanne ændringer varsles af netselskabet på forhånd, mens havari i nettet og deraf følgende midlertidige/permanente ombygninger eller omlægninger i nettet ikke kan varsles.

Det er i forbindelse med drejebogens udfærdigelse undersøgt om elkedler tilsluttet i kraftvarmeverker og etableret med begrænset netadgang bortkobles/nedreguleres i praksis. Rundspørgen viste, at elkedlerne stort set aldrig begrænses. I de tilfælde hvor begrænsning er forekommet, har det skyldtes særlige lokale forhold. Resultaterne af rundspørgen er beskrevet i bilag D på side 109.

Ved begrænset nettilslutning skal fjernvarmeselskabet betale samtlige omkostninger til kontrolsystemer, målesystemer og datakommunikation, der er nødvendige for tilslutning af varmepumpen. Ved fuld nettilslutning er disse omkostninger dækket af tilslutningsbidraget.

Dansk Energi har udgivet en vejledning om nettilslutning af elkedler og varmepumper⁶, som det anbefales at konsultere.

5.4 Køb af el, herunder elpriser, tariffer, afgifter og PSO

Omkostninger for køb af el består af:

1. Elprisen (indkøbt på markedsvilkår til enten variabel eller fast pris) samt handelsomkostninger
2. Net- og systemtarif (til Energinet.dk)
3. Distributionstarif (til netselskabet)
4. Elafgift (til staten)
5. PSO-tarif (til staten)

Tabel 5.1 giver en oversigt over de aktuelle satser ved betaling af alm. elafgift (ikke elpatronordning):

I kapitel 11 på side 83 diskuteres, hvordan at denne energiafgiftsstruktur kan ændres så den sikrer, at vindkraft kan benyttes til varmeproduktion.

⁶Vejledning om nettilslutning af elkedler (herunder varmepumper der opfylder betingelser i elpatron-ordningen) (Dansk Energi, 2014b).

Elomkostning	Sats [kr./kWh]
Elpris (gennemsnit af fastpriskurs 2015-2019 DK2 (øst) inkl. handelsomkostninger)	0,280
Net- og systemtarif (2014)	0,069
Distributionstarif (B-lav, varierer i 2014 fra 0,048-0,231)	0,133
Elafgift (2014)	0,412
PSO-tarif (3. kvartal 2014)	0,230
I alt	1,124

Tabel 5.1 – Elomkostninger i forskellige kategorier. Her er der forudsat, at elkunden er tilsluttet i B-lav niveau. Dette varierer fra værk til værk.

5.4.1 Elprisen

En økonomisk vurdering bør som minimum præsentere best case og worst case scenarier for varmepumpens rentabilitet i relation til de valgmuligheder og den usikkerhed, der knytter sig til elmarkedet. Drejebogen har ikke til opgave at foretage en forhåndsvurdering af risici i elmarkedet, men vil understrege, at netop usikkerheden omkring el- og brændselspriser er et argument for at inddrage flere „brændsler“ i produktionen af fjernvarme; Når der er flere „brændsler“ at vælge imellem, er man bedre sikret mod prisudsving på de enkelte markeder.

Elhandelsvirksomheder tilbyder to markedsprodukter for køb af el, der er relevante for varmepumper:

1. Variabel elpris (spotmarkedet).
2. Fast elpris via finansiel kontrakt (typisk op til 5 år frem i tiden, eventuelt endnu længere, men det afhænger af om der kan findes sælgere i markedet. Jo længere fremme i tiden, desto færre sælgere).

Valg af markedsprodukt afgøres af fjernvarmeselskabets risici og behov for budgetsikkerhed.

En variabel elpris giver de bedste muligheder for optimeret og fleksibel driftsplanlægning af varmepumpen, men er forbundet med en risiko, der skyldes usikkerhed omkring fremtidens elpriser.

En fast elpris giver sikkerhed for elprisen og kan især være at foretrække ud fra et ønske om risikominimering, hvis varmepumpen i en driftsanalyse med anvendelse af variabel elpris alligevel planlægges at være i drift med et meget højt antal fuldstimer. Det skal dog bemærkes, at en fast elpris ikke giver et incitament til at drifte varmepumpen fleksibelt i forhold til elmarkedet og derfor ikke er ønskelig set fra elsystemets perspektiv.

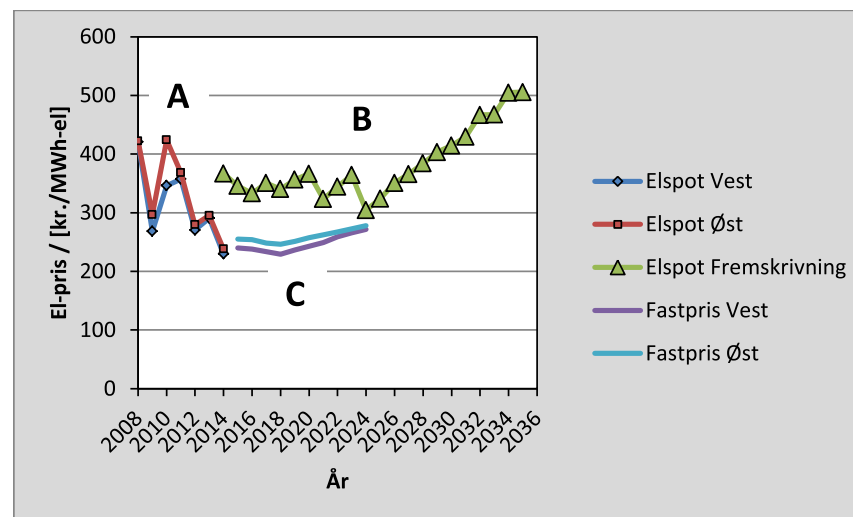
Køb af el sker gennem en elhandelsvirksomhed, normalt gennem en såkaldt FBA-aftale⁷, der indebærer et månedligt abonnement inkl. eventuel leje af PLC-styringsboks. Prisen er typisk 2-4.000 kr. per måned. Dertil kommer en variabel betaling per købt MWh-el, der typisk er på 3-5 kr./MWh. En FBA-aftale sikrer, at man undgår at købe el til varmepumpen i de timer, hvor elprisen er så høj, at varmen kan produceres billigere på andre enheder. Hvis der indgås en fastprisaftale, sikres elprisen via en finansiel kontrakt, hvor der vil være en yderligere handelsomkostning, typisk på 2-3 kr./MWh.

Figur 5.1 illustrerer historiske elpriser, Energistyrelsens fremskrivning af elprisen, samt et eksempel på aktuelle fastpriskurser:

- A. Elprisens udvikling i Vest- og Østdanmark fra 2008 til i dag, hvoraf det fremgår, at elprisen i 2014 ligger på sit hidtil laveste niveau.
- B. Energistyrelsens fremskrivning af elprisen for perioden 2014 til 2035.
- C. Aktuelle fastpriskurser inkl. handelsomkostning for køb af el fra 2015 til 2024, oplyst pr. 27-10-2014 af Energi Danmark.⁸

⁷FBA (Forbrugsbalanceansvarlig).

⁸Energi Danmark understreger, at de oplyste fastpriskurser svinger fra dag til dag og kun er gældende når de oplyses.



Figur 5.1 – Elspot-prisens udvikling i Vest- og Østdanmark 2008-2014 (frem til 26-09-2014) samt Energistyrelsens fremskrivning af elprisen pr. oktober 2012. Energi Danmark's fastpriskurser er oplyst pr. 06-10-2014 og det understreges, at prisen varierer fra dag til dag.

Figuren viser, at der aktuelt er gode muligheder for at sikre en lav elpris for perioden 2015-2019.

Energistyrelsens forventninger til el- og brændselspriser på langt sigt skal tages med de sædvanlige store forbehold.

Bilag E på side 111 indeholder en kort introduktion til spotmarkedet, samt supplerende yderligere statistisk analyse af elmarkedet.

5.4.2 Net- og systemtarif

Net- og systemtariffen fastlægges af Energinet.dk for et år ad gangen, og udgør tilsammen 69 kr./MWh-el i 2014.

I det særlige tilfælde, at varmepumpen er tilsluttet en installation som er nettoafregnet (jf. bilag F om nettoafregning), kan det forekomme, at

Kunde	Distributionstarif [kr./MWh]	Aftagepunkt
C	287	0,4 kV-nettet
B-lav	131	På 0,4 kV siden af 10/0,4 kV transformestation
B-høj	109	10 kV-nettet
A-lav	41	På 10 kV siden af en hovedstation
A-høj	38	50/30 kV-nettet
A-0	1	132 kV-nettet

Tabel 5.2 – Eksempel på distributionstariffens variation inkl. energispareforpligtelse for forskellige aftagepunkter. Priserne er ekskl. abonnementsbetaling. Priser for A og B kunder afhænger typisk af tidspunkt for levering (spids-, høj- eller lavlast). Her er angivet tariffen i højlast (DONG Energy Eldistribution, 2014)

der ikke betales net- og systemtarif for det elektricitetsforbrug som produceres og anvendes i egen installation på timebasis.

5.4.3 Distributionstarif

Alle elforbrugere skal betale distributionstarif og energispareforpligtelse til netselskabet. Distributionstariffen afhænger af netselskabet, samt af tilslutningspunkt og spændingsniveau. Jo højere spændingsniveau, desto lavere distributionstarif.

Tabel 5.2 viser et eksempel fra DONG Energy Eldistribution på distributionstariffens variation inkl. energispareforpligtelse for forskellige aftagepunkter.

Tabel 5.3 viser distributionstariffens variation inkl. energispareforpligtelse baseret på gennemgang af et antal netselskaber for de mest rele-

Distributionstarif [kr./MWh]	B-lav	B-høj	A-høj
Højeste	231	150	86
Laveste	48	58	30
Uvægtet gennemsnit	133	106	50

Tabel 5.3 – Forskellige elkunders distributionstariffer excl. system- og nettarif til Energinet.dk. Opgørelsen er baseret på Dansk Energi's oversigt over elforsynings tariffer og elpriser og omfatter hhv. 14 selskaber for A-kunder, 34 selskaber for B-høj kunder og 64 selskaber for B-lav kunder (Dansk Energi, 2014a).

vante kundetyper. Det fremgår, at der er markante forskelle i distributionstariffen fra netselskab til netselskab.⁹

Bilag G på side 119 indeholder en samlet oversigt over fordelingen af distributionstariffer på netselskaber for forskellige kundetyper.

I det særlige tilfælde, at varmepumpen er tilsluttet en installation som er nettoafregnet (jf. bilag F på side 117 om nettoafregning), betales der ikke distributionstarif for det elektricitetsforbrug som produceres og anvendes i egen installation på timebasis. Dog kan der opkræves rådighedsbetaling for det elektricitetsforbrug, som produceres og anvendes i egen installation på timebasis.

Distributionstariffen for netselskaberne er forskellig afhængigt af, om elforbrugeren er kategoriseret som A, B eller C kunde. Definitionen af de forskellige kategorier afhænger af, hvor i elnettet elforbrugeren er koblet på nettet. En A kunde betaler lavere distributionstarif end en B kunde osv. Eksempelvis kan der i tabel 5.2 ses de specifikke forhold hos DONG Energy Eldistribution. I tabellen kan det ses, at aftagepunktet definerer kundeforholdet, og kundeforholdet er meget afgørende for distributionstariffen.

⁹Det er her værd at bemærke, at de meget lave tariffer kan skyldes, at andelsejede selskaber har besluttet at udlodde en del af egenkapitalen til andelshaverne ved at køre med en kunstig lav tarif. En sådan skattefri udlodning af egenkapitalen vil have en tidsbegrænsning, hvorfor varmeproducenterne ikke bør kalkulere med, at tariffen fortsætter med at være unaturlig lav.

[kr./MWh]	A-kunde (50/60 kV-nettet)	B-høj (10 kV-nettet)	B-lav (0,4 kV siden af transformator)
Maks.	154,70	219,10	300,30
Min.	98,70	126,80	116,70
Vægtet gns.	118,70	174,60	201,80

Tabel 5.4 – Forskellige elkunders distributionstariffer inkl. system- og net-tarif til Energinet.dk. Der er 14 selskaber bag dataene til A-kunder, 34 selskaber bag data til B-høj kunder og 64 selskaber bag data til B-lav kunder (Dansk Energi, 2014a).

Dansk Energi opgør hvert år en oversigt over elforsyningsens tariffer og elpriser. Denne oversigt er benyttet som baggrund til data i tabel 5.4, hvor distributionspriser ved forskellige kundeforhold er opgjort.

Distributionstarifferne er forholdsvis forskellige og har et stort spænd fra det billigste til det dyreste selskab. Lokale forhold kan være meget afgørende for distributionstarifferne, hvilket også ses i prisforskellene.

5.4.4 Elafgift

Varmepumper i fjernvarmeproduktionen opnåede med en lovændring i 2013 en markant refusion af afgiften på elektricitet. Refusionen opnås tillige for fremstilling og levering af komfortøling. Tabel 5.5 viser de aktuelle afgiftssatser.

Afgift [kr./MWh]	2014	2015 (LOV nr. 1174, 2014)
Alm. elafgift	833	878
Refusion ved anvendelse til fjernvarme	-421	-498
Netto elafgift for fjernvarmeproducenter	412	380

Tabel 5.5 – Elafgiftssatser

El anvendt til procesformål, f.eks. til pumpearbejde, er fritaget for elafgift.

5.4.5 Alternativ til elafgift: afgift på varmeproduktion (elpatronordningen)

Som et alternativ til den almindelige elafgift, kan man vælge at betale afgift efter den såkaldte elpatronordning.¹⁰

Tabel 5.6 viser de aktuelle afgiftssatser under (Elpatronordningen, 2005).

Afgift [kr./MWh]	2014	2015 (LOV nr. 1174, 2014)
Sats	263	212

Tabel 5.6 – Afgiftssatser elpatronordning.

Følgende betingelser skal være opfyldt for at kunne anvende (Elpatronordningen, 2005):

- Fjernvarmeselskabet har, eller havde pr. 1. oktober 2005, kraftvarmekapacitet, dvs. 100 % af varmeleverancen i mindst 75 % af året kan dækkes af kraftvarmeenheden. Mindst 25 % af produktionen af elektricitet og varme i kraftvarmeenheden skal udgøres af elektricitet.
- Kraftvarmeenheden og varmepumpen (eller elkedlen) skal levere varme til samme fjernvarmenet

Da afgiften efter (Elpatronordningen, 2005) beregnes på grundlag af den producerede varme, og altså ikke på grundlag af den anvendte elektricitet, skal varmepumpens COP umiddelbart være under ca. 1,6 (412/263 i 2014) for at det kan betale sig at afregne efter (Elpatronordningen, 2005). Men da der under (Elpatronordningen, 2005) desuden kan opnås PSO-fritagelse, skal varmepumpens COP aktuelt være under ca. 2,4 ((412+230)/263) for, at (Elpatronordningen, 2005) skal foretrækkes. I 2015 skal varmepumpens COP tilsvarende være under henholdsvis ca. 1,8 og ca. 2,9 for, at (Elpatronordningen, 2005) skal foretrækkes.

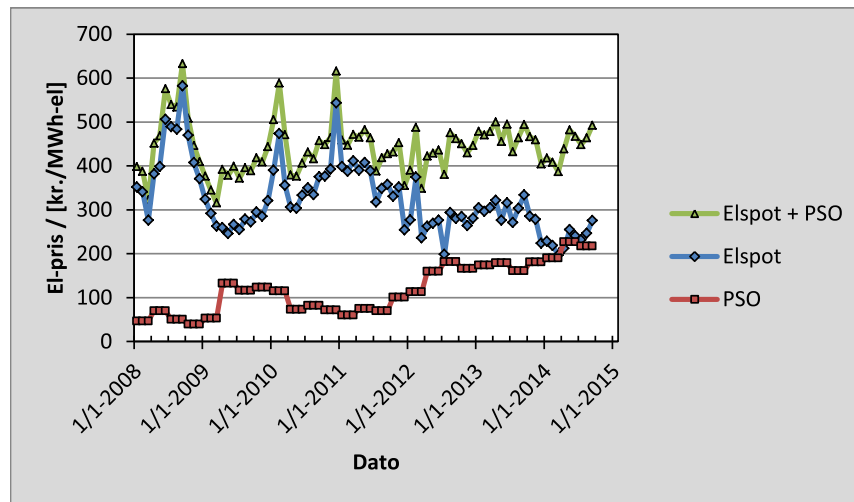
¹⁰(Elpatronordningen, 2005) er en afgiftslempelse på fjernvarme, der blev indført med lov 1417 af 21. december 2005. Ordningen trådte i kraft 1/1-2008.

5.4.6 PSO-tarif

PSO står for Public Service Obligations, dvs. offentlige serviceforpligtelser, og statens indtægter herfra finansierer fremme af miljøvenlig elproduktion.

PSO-tariffen er for 4. kvartal 2014 udmeldt til 230 kr./MWh.

Energinet.dk fastlægger PSO-tariffen på basis af de forventede markedspriser for et kvartal ad gangen. En forventet høj markedspris medfører en lav PSO-tarif og omvendt. Dette betyder, at selvom PSO-tariffen varierer, så er summen af elpris og PSO-tarif mere stabil. Dette fremgår af figur 5.2, der viser elprisen og PSO-tariffens udvikling fra 2008 til og med september 2014.



Figur 5.2 – Elspot og PSO-tariffens udvikling fra 2008 til 09/2014 (Energinet.dk, 2014).

Det fremgår af § 9 a i (Elforsyningsloven, 2013), at:

§ 9 a. En virksomhed, som producerer fjernvarme på et kraft-varme-værk eller på et fjernvarmeværk, som den 1. oktober 2005 var indrettet til kraft-varme-produktion, beta-

ler ikke beløb til dækning af omkostninger til offentlige forpligtelser efter § 8, stk. 1, for det elforbrug, som medgår til at producere fjernvarme til forbrugere ved hjælp af elektricitet.(...)

Endvidere fremgår det af § 1 i (BEK nr. 324, 2009) at:

§ 1. Varmeproducerende virksomheder kan fritages for at betale beløb til dækning af offentlige forpligtelser som nævnt i § 9 a, stk. 1 og 2, i lov om elforsyning for den del af deres elforbrug, som anvendes til varmeproduktion, såfremt

1. elektriciteten anvendes til at producere varme i et varmeproducerende anlæg omfattet af §§ 2 eller 3, og
2. elektriciteten medgår til direkte varmeproduktion ved hjælp af elpatroner, varmepumper o.l.

På trods af dette er Energistyrelsen og SKAT af den opfattelse, at elforbrug til varmepumper kun kan fritages for betaling af PSO-tarif, såfremt elafgiften afregnes efter (Elpatronordningen, 2005) (263 kr./MWh-varme i 2014).

Der hersker derfor fortsat usikkerhed om, hvorvidt elforbrug til varmepumper kan fritages for betaling af PSO-tarif, såfremt elafgiften afregnes efter reglerne om delvis godtgørelse af elafgift for el til varmefremstilling (412 kr./MWh-el i 2014).

I det særlige tilfælde, at varmepumpen er tilsluttet en installation, som er nettoafregnet (jf. bilag F om nettoafregning), betales en reduceret PSO-tarif, der for 3. kvartal 2014 er udmeldt til 12 kr./MWh. Den reducerede tarif opnås også, når kraftvarmeanlægget og varmepumpen kører samtidig.

5.5 Overskudsvarmeafgift

Anvendes varmepumpen til at udnytte overskudsvarme, røggas eller kondensat fra industrielle processer, som er baseret på fossile brændsler, og hvor der godtgøres afgifter for disse brændsler, skal der betales overskudsvarmeafgift.

En virksomhed, der sælger overskudsvarme til fjernvarmeformål, betaler en overskudsvarmeafgift på 63,8 kr./GJ (229,7 kr./MWh), dog højst 38 % af den samlede betaling fra fjernvarmeselskabet.¹¹ Den samlede betaling omfatter både variabel betaling for varme såvel som eventuel fast betaling.

Det er imidlertid virksomheden, der leverer overskudsvarmen, der afregner overskudsvarmeafgiften, og fjernvarmeselskabet skal alene forholde sig til den med virksomheden aftalte betaling.

Hvis fjernvarmeselskabet vælger at etablere en varmepumpe i tilknytning hertil for bedre at kunne udnytte den købte overskudsvarme betales altså ingen ekstra overskudsvarmeafgift.

5.6 Tilskud til energibesparelser

Fjernvarmesektoren har sammen med elsektoren, gassektoren og oliebranchen indgået en aftale med Energistyrelsen om at realisere forpligtende mål om energibesparelser. Forsyningsselskaberne afgør selv, hvorledes energibesparelserne findes og opgøres, dvs. om de selv aktivt vil finde dem, rådgive om dem, gennemføre dem, investere i dem, give tilskud til dem, eller købe dem.

Etablering af varmepumper kan i visse tilfælde bidrage til at realisere dette energisparemål, og udgør i disse tilfælde en ekstra værdi for fjernvarmeselskabet, som kan indgå i projektets økonomiberegninger.

Eksempler på varmepumpeprojekter, der bidrager til dette er:

¹¹Ændret fra 32,5 % sammen med indførelse af forsyningssikkerhedsafgift pr. 1. februar 2013. Med tilbagerulningen af forsyningssikkerhedsafgiften, jf. (LOV nr. 1174, 2014), falder den til 33 % fra den 1. januar 2015.

- Varmepumper, der bidrager til at nedbringe ledningstab.
- Varmepumper, der udnytter overskudsvarme fra virksomheder.

Værdien kan opgøres som den besparelse man opnår på aktiviteter, man ellers ville skulle gennemføre for at nå energisparemålet.

Der kan ikke iøvrigt medregnes energibesparelser, der opnås indenfor el- og varmeproduktionsanlægget, samt på produktionsanlæg hos slutforbrugere. Dette betyder, at der ikke kan medregnes effektiviseringsbesparelser opnået i produktionsanlægget, uanset om dette er ejet af fjernvarmeselskabet eller ej.

5.7 Indtægtsmuligheder i reguleringsmarkedet

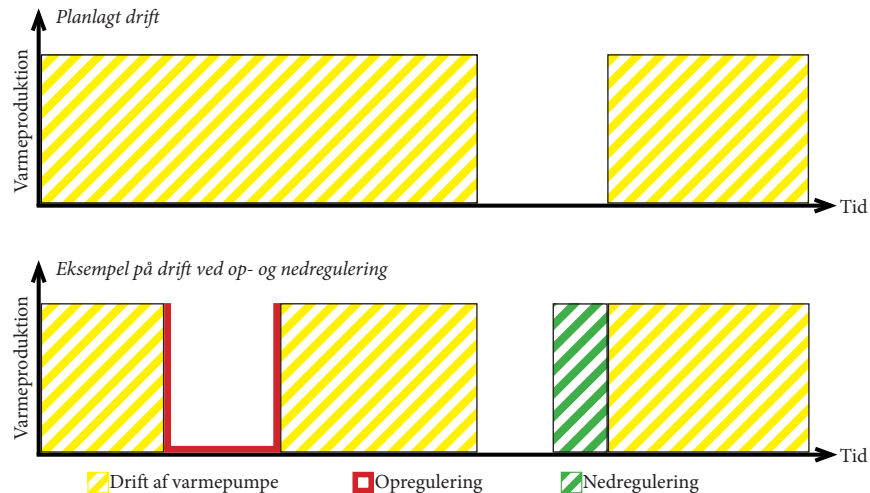
Varmepumper har, ligesom store elproduktionsenheder, i princippet mulighed for at levere systemydelse i op- og nedreguleringsmarkedet.

Begrebet op- og nedregulering henfører til princippet for drift af elproduktionsenheder, hvor opregulering betyder, at elproduktionen øges, mens nedregulering betyder, at elproduktionen reduceres.

For varmepumper gælder således, at opregulering betyder, at varmepumpen stoppes, mens nedregulering betyder, at varmepumpen startes. Sådan vil det i praksis typisk gælde, selvom nogle varmepumper også kan operere i dellast.

Figur 5.3 illustrerer dette princip. Den øverste del af figuren viser planlagt drift, mens den nederste del viser et eksempel på hvor der er handlet op- og nedregulering.

Aktuelt er der en minimumsgrænse på 10 MW-el for bud i regulerkraftmarkedet. Dette betyder, at eldrevne varmepumper typisk vil være for små til selv at handle i regulerkraftmarkedet. Elhandelsselskabet kan dog i princippet pulje varmepumper med andre lignende forbrugsenheder, og på den måde give mulighed for at byde ind i dette marked. I praksis er dette dog uafprøvet og vurderes at være principielt vanskeligt



Figur 5.3 – Illustration af planlægning af varmepumpens drift ved op- og nedregulering.

på grund af store variationer i varmepumpernes budpriser og tekniske anlægsintegration.

I bilag E på side 111 er der gennemført en analyse og vurdering af varmepumpens indtjeningsmuligheder i reguleringsmarkedet.

Det vurderes, at det er meget begrænset, hvad der kan tjenes i op- og nedreguleringsmarkedet, og at der som udgangspunkt ikke bør indregnes en indtjening herfra i den økonomiske vurdering.

Energinet.dk udmeldte d. 01-10-2014, at det vstdanske marked for to systemydelse (primær og sekundær reserve) helt og delvist lukker, når den nye udlandsforbindelse til Norge, Skagerrak 4, går i drift fra starten af det nye år.

Det vurderes desuden, at nedreguleringsmarkedet i praksis kun har begrænset relevans for varmepumper. Dette skyldes, at varmepumper helt overvejende vil indgå som grundlastenheder i produktionen med en driftstid på 6.000-8.000 timer årligt. Da varmepumpen således sjældent står stille på basis af handel i spotmarkedet, er der yderst sjældent mulighed for at starte den i nedreguleringsmarkedet.

Opreguleringsmarkedet kan aktuelt bidrage med en begrænset indtægt, der dog ikke har betydning for projektets rentabilitet.

Der knytter sig imidlertid en række væsentlige forbehold til overvejelser om diskontinuerlig drift af varmepumpen:

1. Varmepumpeanlæg kræver en lang indkøringstid før det optimale driftmodus opnås, i visse tilfælde flere timer. Det kan derfor være vanskeligt præcist at forudsige omkostningen ved at koldstarte en varmepumpe. Dette har betydning for både op- og nedreguleringsbud, idet varmepumpen også ved opregulering (afkobling) kan resultere i en ekstra koldstart.
2. For de fleste varmepumper vil virkningsgraden være lav under opstart, hvor elforbruget i en periode stort set kun bruges til opvarmning af selve varmepumpen. Der produceres altså ikke varme i denne periode, og reguleringsbuddene skal derfor have en størrelse, der kan dække elforbruget uden varmeproduktion.

I praksis vil man håndtere dette ved at fastsætte en høj startomkostning, og et deraf følgende højt bud i opreguleringsmarkedet, hvilket yderligere begrænser opreguleringsmarkedets potentiale.

Tabel 5.7 opsummerer reguleringsmarkedet relevans for varmepumper.

Reguleringsmarkeder	Relevans for varmepumper
Primær og sekundær reserve	Aktuelt ikke relevant for varmepumper af driftstekniske årsager, da det ikke er muligt dels at beregne omkostningen ved frekvensregulering af varmepumpens elmotor, dels at fastlægge reguleringseffekten præcist.
Manuel reserve, nedregulering	Ikke relevant for varmepumper af driftsøkonomiske årsager, da varmepumper indgår i grundlast med et meget højt antal driftstimer på basis af spotmarkedet. Desuden lang indkøringstid fra koldstart.
Manuel reserve, opregulering	Principielt relevant for varmepumper, dog skal der indregnes omkostning pga. lang indkøringstid fra senere koldstart.

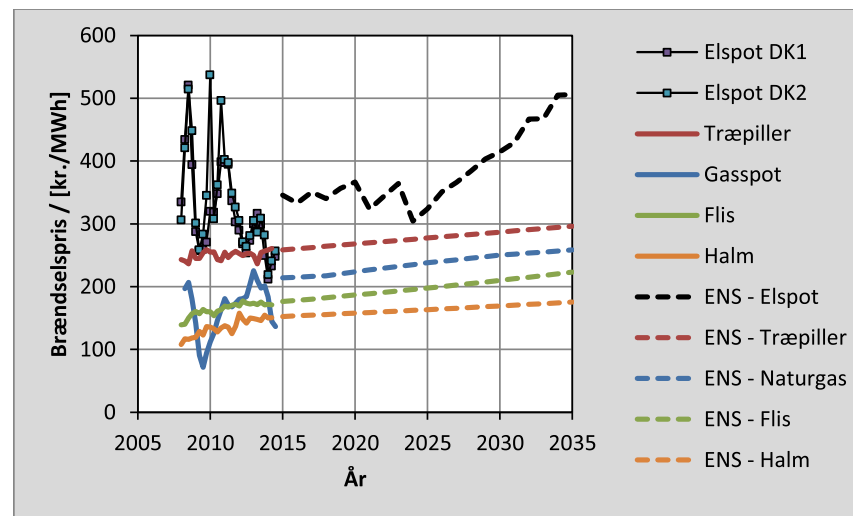
Tabel 5.7 – Reguleringsmarkedet for varmepumper.

5.8 Priser på naturgas og biomasse

Et varmepumpeprojekts rentabilitet og driftsplanlægning afhænger af produktionsomkostningerne for de øvrige enheder, herunder i særlig grad brændselspriserne og deres udvikling.

Figur 5.4 illustrerer den historiske udvikling siden 2008 i den kvartalsvise gennemsnitspris for naturgas, halm, flis og træpiller inkl. transportomkostninger, samt til sammenligning den historiske udvikling i den årlige uvægtede elpris excl. afgifter og transportomkostninger. Det fremgår, at der har været markante udsving i gasprisen, mens biomassepriserne har været jævnt stigende. Elprisen har i samme periode været faldende, og er aktuelt på sit hidtil laveste niveau.

Brændselspriserne for halm, flis og træpiller, jf. figur 5.4, er fra Dansk Fjernvarmes brændselsprisstatistik og inkluderer transportomkostninger. Naturgasprisen er dagspriser fra Gaspoint Nordic, og elprisen er hentet fra Energinet.dk's markedsdata. Gas- og elpriser er eksklusiv afgifter og transportomkostninger.



Figur 5.4 – Historisk el- og brændselsprisudvikling fra 2008 til og med tredje kvartal 2014, samt Energistyrelsens fremskrivning af priser for naturgas, halm, flis, træpiller og el fra (Energistyrelsen, 2012b) (Dansk Fjernvarme, 2014).

Figur 5.4 illustrerer endvidere Energistyrelsens fremskrivning af prisudviklingen inkl. transportomkostninger, men ekskl. afgifter for naturgas, halm, flis og træpiller, samt til sammenligning Energistyrelsens fremskrivning af elprisen excl. transportomkostninger (Energistyrelsen, 2012b).

Tabel 5.8 viser de beregnede årlige stigningstakter frem mod 2035. Det fremgår, at naturgas- og biomassepriserne vil være jævnt stigende med en stigningstakt på 0,6 % til 1,1 % p.a., mens elprisen frem mod 2025 vil være faldende med -1,0 % p.a. og derefter stigende med 4,1 % p.a. frem mod 2035. Elprisens gennemsnitlige stigningstakt fra 2015 til 2035 vil være 1,4 % p.a. Det er således især i perioden frem mod 2025, at der må forventes at kunne høstes relativt store fordele ved at introducere el i fjernvarmens brændselsmiks.

Årlig prisstigningstakt	2015-2025	2025-2035	2015-2035
Naturgas	0,8 %	0,8 %	0,8 %
Halm	0,6 %	0,6 %	0,6 %
Træflis	1,1 %	1,1 %	1,1 %
Nordpool Spot Uvægtet	-1,0 %	4,1 %	1,4 %

Table 5.8 – Stigningstakter i Energistyrelsens fremskrivninger af el- og brændselspriser. (Energistyrelsen, 2012b)

Det understreges, at fremskrivninger af el- og brændselspriser på langt sigt skal tages med de sædvanlige store forbehold.

Bilag H på side 121 indeholder yderligere informationer om markedet for naturgas.

6 Økonomi

For at sikre, at udbygningen med store varmepumper sker velovervejet og med et klart beslutningsgrundlag, er det nødvendigt at skabe et samlet overblik over økonomien – både totaløkonomien, men også den variable økonomi, der direkte er bestemmende for de mulige årlige driftstimer med varmepumpen baseret på en driftsøkonomisk optimering.

En beslutning omkring en varmepumpeinstallation hviler på en lang række tekniske og økonomiske forudsætninger, der dels vedrører selve varmepumpen, men også vedrører varmekilden for varmepumpen. Anvender varmepumpen en varmekilde med lav temperatur i vinterperioden kan det eksempelvis medføre, at den fungerer med en lav effektivitet, hvilket giver en høj produktionspris for varmen. Samtidigt kan det være fordyrende for det samlede projekt at få fat i en varmekilde af god kvalitet. Mere omkring varmekilder og betydningen heraf i kapitel 2 på side 9.

Andre forhold, der har betydning for varmepumpens totaløkonomi, er bl.a. hvilke alternative produktionsmuligheder varmepumpen skal konkurrere med. Skal varmepumpen eksempelvis konkurrere mod afgiftsbelagt naturgas – enten som kraftvarme eller ren varme – opnår varmepumpen mange årlige driftstimer, idet den variable produktionspris meget ofte er lavere, mens varmepumpen kun vil opnå et begrænset antal timer, såfremt produktionen skal konkurrere med biomasse – eksempelvis halm eller træflis.

Kapitlet vil koncentrere sig om følgende:

- Driftsøkonomien for en varmepumpe sammenlignet med relevante produktionsalternativer, og herunder følsomheder ved variationer i forudsætningerne.
- Rentabiliteten for en varmepumpeløsning. Beregningen gennemføres i beregningsprogrammet EnergyPRO og vil bl.a. synliggøre elmarkedets betydning for varmepumpens rentabilitet. Der gennemregnes to ekstreme år - dels et år med meget lave elpriser og dels et år med høje elpriser.

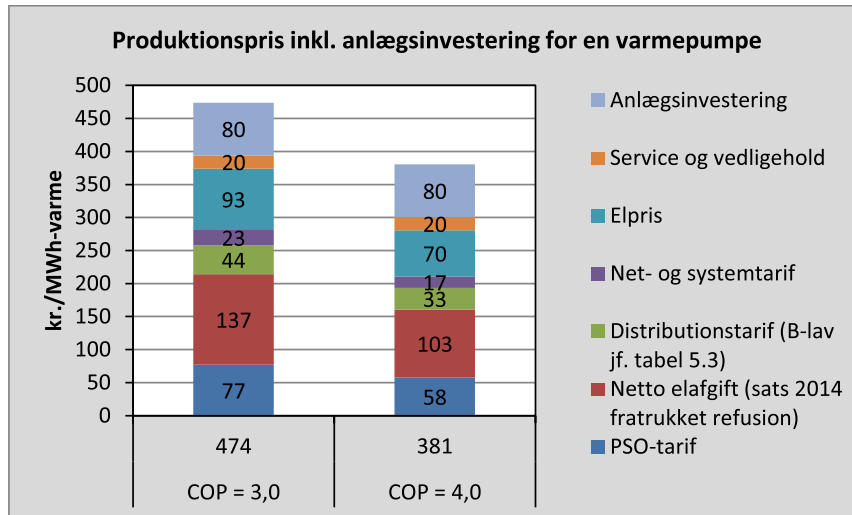
Tekniske og økonomiske forudsætninger anvendt i indeværende kapitel er gennemgået i detaljer i andre kapitler i drejebogen.

6.1 Produktionsomkostningen for en varmepumpe

Nogle forudsætninger har stor betydning for den samlede økonomi, mens andre har en meget begrænset betydning.

Figur 6.1 viser et eksempel på sammensætningen af den samlede produktionspris for en varmepumpe.

Søjlen til venstre viser de enkelte omkostningselementer, hvor der er regnet med en COP på 3,0 mens søjlen til højre er indregnet en COP for varmepumpen på 4,0. Den samlede produktionspris i eksemplet er på 474 kr./MWh-varme inkl. investering for en COP på 3,0 og 381 kr./MWh ved en COP på 4,0.



Figur 6.1 – Sammensætning af produktionsomkostningerne for en varmepumpe ved henholdsvis COP = 3 og COP = 4.

Det ses, at elementerne „Anlægsinvestering“¹² og „Service og vedligehold“ har samme værdi i de to søjler. Baggrunden er, at de i begge søjler er indsat i kr./MWh-varme, der ikke er afhængig af COP.

Anlægsomkostningerne er udelukkende relevante at inddrage under beslutningsprocessen, der skal føre til en eventuel investering. Når investeringen er foretaget og anlægget er sat i drift, kan omkostningerne betragtes som sunk costs. Derefter er det udelukkende relevant at se på de marginale omkostninger og løbende foretage optimeringen mellem varmepumpen og dens produktionsalternativ således, at det altid er den billigste enhed, der er i drift uanset hvor mange driftstimer varmepumpen opnår herefter.

På figuren er det samtidigt muligt at se hvilke elementer i de samlede produktionsomkostninger, der har størst betydning for økonomien. Til trods for muligheden for at få refunderet en del af elafgiften, udgør elafgiften stadig den største post i økonomien efterfulgt af henholdsvis

¹²Antaget 6,0 mio. kr./MW varme, afskrivning over 20 år og 5.000 driftstimer årligt.

elprisen, investeringen og PSO. Dog er investeringen afhængig af bl.a. antallet af årlige driftstimer.

6.2 Varmepumpen sammenlignet med alternative produktionsteknologier

Ved vurdering af hvor mange årlige driftstimer det er muligt at opnå for en varmepumpe, er det udelukkende interessant at fokusere på den variable driftsøkonomi. I nærværende afsnit sammenlignes således økonomien for en varmepumpe med henholdsvis naturgas kraftvarme, naturgaskedler, biomasse kraftvarme og biomasse varme. Der kan naturligvis være andre teknologier som varmepumpen konkurrerer imod, men de nævnte udgør langt hovedparten.

En varmepumpes COP kan variere betydeligt over året afhængigt af temperaturen på varmekilden. For at tage hensyn hertil i sammenligningen med øvrige teknologier, er eksemplerne i afsnittet vist med både en COP på 3,0 og en COP på 4,0.

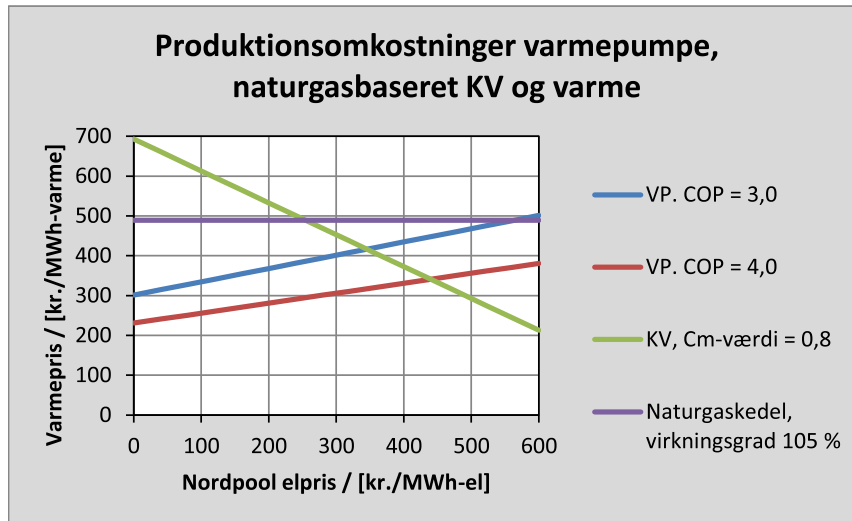
Der regnes udelukkende på selskabsøkonomi i eksemplerne. Samfundsokonomien ved etablering af en varmepumpeløsning er markant anderledes, eftersom der bl.a. ikke indgår afgifter. Både selskabs- og samfundsokonomien skal være positive førend kommunalbestyrelsen kan godkende et projektforslag i henhold til (Varmeforsyningsloven, 2011) for en varmepumpeløsning.

6.2.1 Varmeproduktion med naturgas

Figur 6.2 viser et beregningseksempel med varmepumpens variable produktionsomkostninger (selskabsøkonomisk) sammenlignet med henholdsvis naturgas kraftvarme og en naturgaskedel.

Følgende kan aflæses af figuren:

- Når elprisen er over ca. 250 kr./MWh er det mere rentabelt at have kraftvarmeværket i drift frem for en naturgaskedel.



Figur 6.2 – Variable produktionsomkostninger for varmepumpe i relation til naturgas varme og kraftvarme.

- Ved elpriser lavere end ca. 440 kr./MWh er der bedst økonomi i at have varmepumpen i drift (COP 4,0) end kraftvarmeværket og dermed også naturgaskedlen.
- Ved elpriser lavere end ca. 350 kr./MWh er der bedst økonomi i at have varmepumpen i drift (COP 3,0) end kraftvarmeværket og dermed også naturgaskedlen.
- Driftsbesparelsen ved drift med varmepumpen (COP 3,0) i forhold til kraftvarmeværket svarer ved en elpris på eksempelvis 250 kr./MWh til ca. 100 kr./MWh-varme, aflæst som forskellen mellem de to kurver.

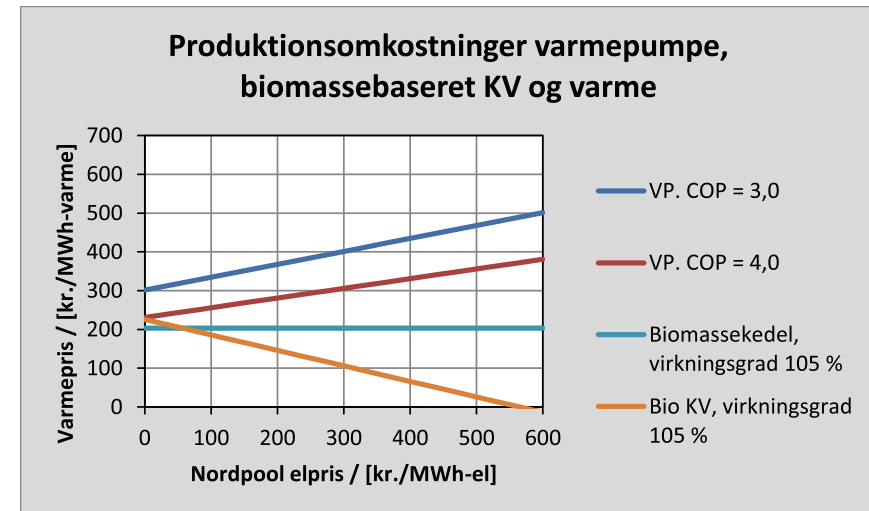
Det, der er interessant i relation til vurdering af en eventuel investering i en varmepumpeløsning, er; hvor mange driftstimer varmepumpen vil være i stand til at opnå, den mulige driftsbesparelse i driftstimerne og hvorvidt besparelsen kan forrente investeringen.

Antallet af driftstimer som varmepumpen faktisk opnår i eksemplet, afhænger af elpriserne i det aktuelle år.

I eksemplet er der regnet med en gaspris på 2,50 kr./Nm³ inkl. transportomkostninger med ekskl. afgifter.

6.2.2 Varmeproduktion med biomasse

På figur 6.3 konkurrerer en varmepumpe med henholdsvis biomasse kraftvarme og biomasse varme. Der indgår en pris på biomasse på 50 kr./GJ, omtrentligt svarende til Energistyrelsens gennemsnitlige flispris i perioden frem til 2020.



Figur 6.3 – Variable produktionsomkostninger for varmepumpe i relation til biomasse varme og kraftvarme.

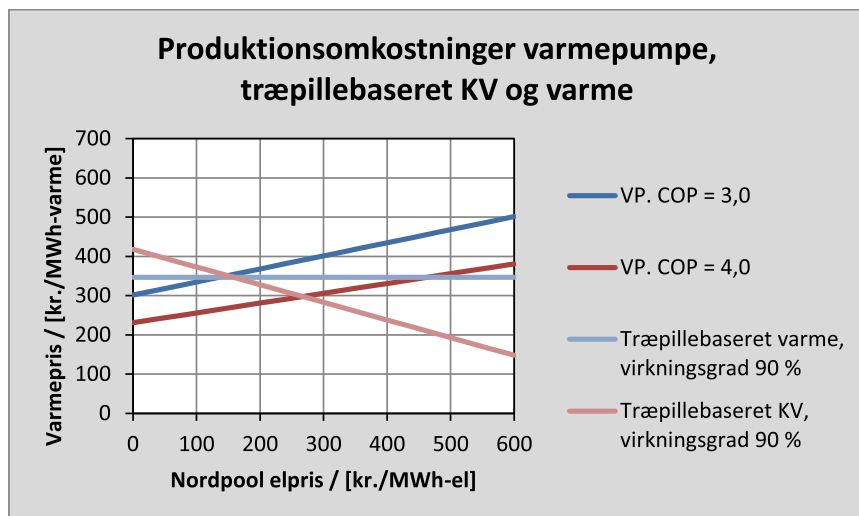
Følgende kan aflæses af figuren:

- Biomassebaseret kraftvarme og varme er altid billigere (ved brændselspris på 50 kr./GJ) end en varmepumpe

Det er således generelt vanskeligt for en varmepumpe at konkurrere mod teknologier, der anvender afgiftsfri biomasse.

Billedet ser markant anderledes ud såfremt varmepumpen konkurrerer mod biomasse i form af træpiller, idet prisen herfor er noget højere end

de 50 kr./GJ anvendt i ovenstående eksempel. Anvendes en gennemsnitlig pris på 75 kr./GJ frem til 2020 jf. Energistyrelsens samfundsøkonomiske forudsætninger, vil billedet være som vist på figur 6.4.



Figur 6.4 – Variable produktionsomkostninger for varmepumpe i relation til træpillebaseret varme og kraftvarme.

Af figuren kan følgende aflæses:

- Ved en COP på 4,0 skal elprisen være mindre end ca. 450 kr./MWh for at der er mere rentabelt at have varmepumpen i drift frem for en biomassekedel (træpiller).
- Ved en COP på 4,0 skal elprisen være lavere end ca. 260 kr./MWh for at det er mere rentabelt at have varmepumpen i drift frem for et biomassebaseret kraftvarmeværk (træpiller).
- Ved en COP på 3,0 skal elprisen være lavere end ca. 150 kr./MWh for at det er mere rentabelt at have varmepumpen i drift frem for et biomassebaseret kraftvarmeværk.

Konkurrerer en varmepumpe mod træpillebaseret produktion, vil den således opnå væsentligt flere driftstimer end når den konkurrerer mod eksempelvis halm- eller træflisbaseret produktion.

6.3 Rentabilitet for en varmepumpeløsning

Under vurderingen af om de mulige driftsbesparelser ved drift med en varmepumpe kan forrente investeringen, fluktuerer elpriserne fra time til time. Som følge deraf kan den økonomiske rangorden mellem produktionsenhederne skifte konstant. Hvor mange timer en varmepumpe opnår, er således helt afhængigt af niveauet for elpriserne. Endvidere vil produktionsenhederne ofte producere varmen til lager.

Ovenstående er vanskeligt at illustrere i en overordnet Excel-baseret model som er anvendt foregående afsnit. Som alternativ til Excel anvendes programmet EnergyPRO. En af de helt store fordele ved EnergyPRO er, at det optimerer varmeproduktionen mellem produktionsenhederne på timebasis ud fra tekniske og økonomiske forudsætninger.

Tabel 6.1 viser de gennemførte beregninger.

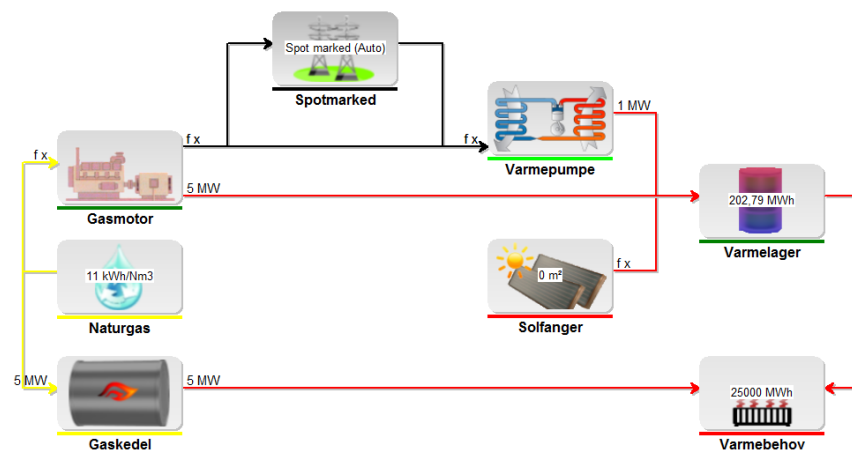
Naturgasbaseret kraftvarmeværk uden varmepumpe	År med lave elpriser generelt	År med høje elpriser generelt
Naturgasbaseret kraftvarmeværk med varmepumpe	År med lave elpriser generelt	År med høje elpriser generelt
Naturgasbaseret kraftvarmeværk med solvarmeanlæg uden varmepumpe	År med lave elpriser generelt	År med høje elpriser generelt
Naturgasbaseret kraftvarmeværk med solvarmeanlæg og varmepumpe	År med lave elpriser generelt	År med høje elpriser generelt

Tabel 6.1 – Beregninger i EnergyPRO.

Der foretages ikke beregninger i situationen, hvor produktionsalternativet er biomasse varme eller kraftvarme idet figur 6.3 viser, at der er vanskeligt for en varmepumpeløsning at være rentabel.

- Som eksempel på et år med lave elpriser anvendes år 2007 i Vestdanmark, gennemsnitspris på 241 kr./MWh.
- Som eksempel på et år med høje elpriser anvendes år 2008 i Vestdanmark, gennemsnits pris på 421 kr./MWh.

Figur 6.5 viser modellen der er opbygget i EnergyPRO.



Figur 6.5 – Opbygning af EnergyPRO-model.

Hovedforudsætningerne i modellen er:

- Samlet varmegrundlag af 25.000 MWh.
- Der er tilknyttet et døgnvarmelager på 5.000 m³.
- COP på varmepumpen varierer mellem 3,0 og 4,0 fra vinter til sommer.
- Kapacitet for kraftvarmeværk er 5 MW, varmepumpen er 1 MW.
- Virkningsgraden for kraftvarmeanlægget er 88 %.
- Virkningsgraden for naturgaskedlen er 100 %.

- Naturgasprisen er 2,50 kr./Nm³ eksklusive afgifter, men inkl. transportomkostninger.
- Der indgår energi- og CO₂-afgifter svarende til niveauet i 2014.
- Elpriser: Vestdanmark timepriser i henholdsvis 2007 og 2008.
- Solfangeranlæg på 10.000 m² med en specifik produktion på ca. 450 kWh/m²/år.

Hovedresultater for beregningerne er anført i tabel 6.2.

[1000 DKK]	År 2007	Diff. 2007	År 2008	Diff. 2008	Gns. 07/08	Marginal driftsbesparelse ved VP
KV ekskl. VP	-11.091		-8.428		-9.760	
KV inkl. VP (1MW)	-9.750	1.341	-8.177	251	-8.964	796
KV inkl. VP (2MW)	-8.854	896	-7.982	195	-8.418	546
KV inkl. sol (10.000m ²)	-8.957		-7.171		-8.064	
KV inkl. sol og VP (1MW)	-7.966	991	-6.942	229	-7.454	610
KV inkl. sol og VP (2MW)	-7.311	655	-6.771	171	-7.041	413

Tabel 6.2 – Driftsresultater ved etablering af varmepumpe (ekskl. varmeindtægt).

I tabellen er anført de samlede driftsresultater ekskl. indregning af varme for henholdsvis 2007 og 2008. Dvs. i resultat indgår eksempelvis på indtægtssiden salg af el samt tilskud til kraftvarmeanlæg og på udgiftssiden udgifter til brændsel, afgifter, drifts / vedligehold mv. I kolonnerne „Diff 2007“ og „Diff 2008“ beregnes ændringen i resultatet ved etablering af en varmepumpe, der supplerer produktionen.

I år 2007 var elpriserne generelt lave og som følge deraf, var omkostningerne ved at producere på et motorbaseret kraftvarmeværk høje. Ved etablering af en varmepumpe på 1 MW forbedres driftsresultatet ca. 1,3 mio. kr. årligt (ses i kolonnen „Diff 2007“).

Omvendt i 2008 hvor elpriserne var høje og som følger deraf, var der god økonomi i at producere på kraftvarmeværket. Såfremt der havde været

en varmepumpe til rådighed, kunne den producere varmen om natten, hvor elpriserne var lave og på kraftvarmeværket om dagen, hvor elpriserne var høje. Driftsbesparelsen med en varmepumpe er beregnet til ca. 250.000 kr. årligt.

Antages en specifik investering i en varmepumpe at ligge på 6 mio. kr./MW, udgør den samlede investering 6 mio. kr. for en 1 MW varmepumpe og 12 mio. kr. for en 2 MW varmepumpe.

Antages det, at årene 2007 og 2008 udgør yderpunkterne for elmarkedet og dermed også for økonomien ved produktion på et kraftvarmeværk, vil driftsbesparelsen ligge et sted midt imellem de beregnede driftsbesparelser – dvs. for en 1 MW varmepumpe på et anlæg uden solvarme mellem ca. 0,7 og 0,9 mio. kr./år. Med en investering på 6 mio. kr. giver den en simpel tilbagebetalingstid på 7-9 år. Det skal dog understreges at ovenstående model stadig kan optimeres.

For fjernvarmeselskaber, der i forvejen har solvarme opnår varmepumpen færre årlige driftstimer. Derfor øges tilbagebetalingstiden. Ud fra tabel 6.2 kan der beregnes en simpel tilbagebetalingstid på 9-12 år.

Én af de store udfordringer ved vurdering af rentabiliteten er at finde et egnet forudsætningsgrundlag for elpriserne på timebasis over de næste 20 år. Jævnfør, at gennemsnitlige elpriser kan anvendes til investeringsberegninger. Et alternativ hertil kunne være at tage udgangspunkt i de historiske elpriser. Det kan imidlertid ikke anbefales uden, at der udvises stor forsigtighed. Hele elsystemet kommer til at undergå betydelige forandringer over de næste 10-15 år, hvor bl.a. store mængder vindenergi skal indpasses i energisystemet. Andre faktorer for elprisernes udvikling er bl.a. elbilernes succes, antallet af nye transmissionsforbindelser i DK og Europa, tilgængelig ikke-fluktuerende produktionskapacitet (herunder centrale og decentrale kraftvarmeværker) samt naturligvis successen for store varmepumper i fjernvarmesystemerne. Antages det, at elpriserne eksempelvis stiger med i gennemsnit 100 kr./MWh, vil der være væsentligt færre fuldlastdriftstimer for varmepumpen eftersom den bliver mindre konkurrencedygtig overfor naturgasbaseret kraftvarme. Endvidere bliver driftsbesparelsen i relation til kraftvarme reduceret.

7 Vejledning til regneark til simple varmepumpeberegninger

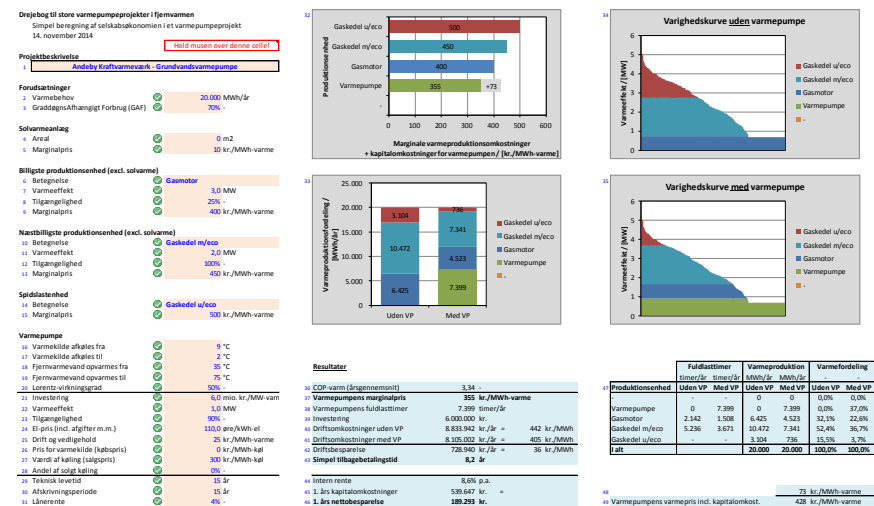
I forbindelse med udarbejdelsen af ”Drejebog til store varmepumpeprojekter i fjernvarmen” er der udviklet et regnearksbaseret værktøj, som kan bruges til at lave indledende, simple beregninger af selskabsøkonomien i varmepumpeprojekter i fjernvarmen.

Regnearket, som hedder ”Simpel varmepumpeberegning.xlsx”, kan downloades fra Energistyrelsens hjemmeside. Regnearket, som er udviklet i Microsoft Excel 2010, består af én fane. Det anbefales at zoome regnearket således hele fanen kan ses på skærmen.

Figur 7.1 viser regnearkets brugerflade. En større version af figuren kan ses i bilag I på side 123.

Formålet med regnearket er at beregne selskabsøkonomien i et varmepumpeprojekt på et eksisterende varmekværk. Beregningen tager derfor udgangspunkt i et eksisterende varmekværk, som suppleres med en varmepumpe. Det eksisterende varmekværk kan bestå af op til 4 forskellige produktionsenheder, hvoraf den ene er et solvarmeanlæg.

Beregningen er baseret på brugerbaserede input i de 31 sandfarvede celler i brugerfladens venstre side. Beregningens resultater fremgår af de 4 figurer i brugerfladens højre side, samt af de lyseblå tabeller under figurerne.




Figur 7.1 – Regnearkets brugerflade. En større version af figuren kan ses i bilag I på side 123.

7.1 Input

Regnearket er født med eksempelverdier i alle de sandfarvede inputceller. Disse kan tjene til inspiration, men det anbefales at man forholder sig til dem alle.

Regnearket foretager en simpel kontrol af de indtastede værdier, og markerer til venstre for værdierne disse med et , eller , afhængigt af hvorvidt det vurderes at den aktuelle værdi er ”acceptabel”, ”tvivlsom” eller ”urealistisk”. Denne vurdering er dog kun vejledende, og vurderin-

gen påvirker ikke beregningerne i regnearket. Det anbefales dog at tilstræbe at alle værdier er markeret med .

Til venstre for alle de sandfarvede inputceller findes et lille, blå tal, som refererer til nedenstående noter.

1. I denne celle kan man indtaste en kort beskrivelse af den aktuelle beregning. Dette er specielt nyttigt hvis man gemmer flere versioner eller udskriver regnearket.
2. I denne celle indtastes værket's årlige varmeproduktion / varmebehov ab værk, svarende til solgt varme incl. ledningstab i et normalår. Hvis varmebehovet udvikles kan man anvende et forventet gennemsnit over de næste ca. 10 år.
3. I denne celle indtastes hvor stor en andel af varmebehovet i celle (2), som er graddøgnsafhængigt, d.v.s. som afhænger af udetemperaturen. Hvis man ikke kender dette tal, kan man f.eks. bruge 70 %.
4. Hvis værket har et solvarmeanlæg, eller overvejer at etablere et, kan solvarmeanlæggets areal indtastes her. Man kan justere arealet, hvis man ønsker at justere solvarmeanlæggets ydelse i celle Y39. Hvis der ikke skal regnes med et solvarmeanlæg, indtastes "0" i cellen.
5. I denne celle kan man indtaste den variable varmepris på solvarmeanlægget, som typisk er omkring 5 kr./MWh. Solvarmeanlægget har 1. prioritet i beregningen, og solvarmeanlæggets variable varmepris har derfor ingen indflydelse på rentabiliteten af en varmepumpe.

I cellerne (6) – (9) indtastes data for den nuværende billigste produktionsenhed, når der ses bort fra et eventuelt solvarmeanlæg. Denne enhed vil normalt være grundlastenhed.

6. I denne celle indtastes produktionsenhedens navn.

7. I denne celle indtastes produktionsenhedens varmeeffekt. Hvis der er flere, sammenlignelige enheder, kan man indtaste den samlede varmeeffekt for disse. Er der f.eks. 3 stk. ens naturgasmotorer á 2,0 MW-varme pr. stk. kan man indtaste "6,0" i cellen.
8. I denne celle indtastes produktionsenhedens gennemsnitlige tilgængelighed på årsbasis. Kedler vil normalt have en høj tilgængelighed (tæt på 100 %). Naturgaskraftvarme vil normalt være begrænset af spotpriserne, hvilket svarer til en lav tilgængelighed. Man kan justere tallet i cellen, hvis man ønsker at ramme en bestemt årsproduktion i celle Y41, f.eks. sidste års varmeproduktion.
9. I denne celle indtastes produktionsenhedens gennemsnitlige, variable varmepris på årsbasis. Den variable varmepris på en naturgasmotor vil oftest være (lidt) lavere end den variable pris på en naturgaskedel.

I beregningen af den årlige energiomsætning forudsættes produktionsenhedens oplevede varmeeffekt at svare til enhedens varmeeffekt, jf. note (7), ganget med dens tilgængelighed, jf. note (8).

I cellerne (10) – (13) indtastes data for den nuværende næstbilligste produktionsenhed, når der ses bort fra et eventuelt solvarmeanlæg. Denne enhed vil normalt være mellemlastenhed.

10. Se note (6).
11. Se note (7).
12. Se note (8).
13. Se note (9).

I cellerne (14) – (15) indtastes data for den nuværende spidslastenhed. Det antages at spidslastenhedens varmeeffekt altid er tilstrækkelig, samt at dens tilgængelighed er 100 %.

14. Se note (6).
15. Se note (9).

Hvis varmekilde har færre end 3 produktionsenheder (excl. et eventuelt solvarmeanlæg), kan man "slukke" for den billigste og/eller den næstbilligste produktionsenhed ved at sætte varmeeffekten i celle (7) og/eller celle (11) til "0,0". Man kan til gengæld ikke slukke for spidslastenheden, så hvis varmekilde kun har én produktionsenhed, f.eks. en fliskedel, så skal denne indsættes som spidslastenhed i cellerne (14) og (15).

I cellerne (16) – (31) indtastes data for varmepumpeprojektet.

16. I denne celle indtastes temperaturen på varmekilden. Hvis temperaturen varierer, f.eks. i løbet af året, indtastes en vægtet gennemsnitstemperatur.
17. I denne celle indtastes den temperatur som varmekilden ønskes afkølet til.
18. I denne celle indtastes den temperatur som fjernvarmevandet opvarmes fra, hvilket typisk vil være returtemperaturen.
19. I denne celle indtastes den temperatur som fjernvarmevandet ønskes opvarmet til. Dette vil typisk svare til fremløbstemperaturen, hvis der ikke er samproduktion med andre produktionsenheder, og koldere, hvis der er samproduktion med andre produktionsenheder.
20. I denne celle indtastes systemets Lorentz-virkningsgrad, jf. Drejebogens afsnit 3.2.1. Lorentz-virkningsgraden ligger typisk mellem 35 % og 55 %. Varmepumpens COP i celle (36) beregnes ud fra cellerne (16) – (20). Hvis man ønsker at ramme en bestemt COP i celle (36) kan dette f.eks. gøres ved at justere Lorentz-virkningsgraden.
21. I denne celle indtastes varmepumpeprojektets samlede specifikke investering, incl. tilslutninger på varmepumpens kolde og varme sider samt eltilslutning m.m. I nogle projekter har den specifikke investering været omkring 6 mio. kr./MW-varme (hvoraf selve varmepumpen udgør omkring halvdelen), men der kan være store forskelle fra projekt til projekt. Hvis projektet modtager tilskud, f.eks. i form af godskrivning af energibesparelsen, skal denne indeholdes i tallet.

22. I denne celle indtastes varmepumpens gennemsnitlige varmeeffekt på årsbasis.
23. I denne celle indtastes varmepumpens årlige tilgængelighed. Den vil typisk være høj for selve varmepumpen, men kan begrænses af varmekilden. Er varmekilden f.eks. kun til rådighed i 5.000 timer om året, indtastes $5.000 / 8.760 = „57 \text{ %}“$ i cellen.
24. I denne celle indtastes den forventede, gennemsnitlige elpris over de næste ca. 10 år, incl. elspotpris og alle afgifter m.m. Det anbefales at læse mere om dette i Drejebogens afsnit 5.4.
25. I denne celle indtastes de forventede variable omkostninger til drift og vedligehold, incl. forventede eftersyn, reoveringer og re-investeringer i projektets levetid. Der kan budgetteres med 25 kr./MWh-varme.
26. Hvis varmekilde betaler for energien i varmekilden, f.eks. i form af overskudsvarme fra en virksomhed, indtastes MWh-prisen for dette i denne celle. Hvis varmekilde ikke betaler for energien i varmekilden, f.eks. i form af grundvand, indtastes "0" i cellen.
27. Hvis (en del af) den producerede køling sælges, f.eks. til fjernkøling eller til industriel køling, indtastes den forventede salgspris her. Værdien af køling kan f.eks. være 300 kr./MWh-køl. Hvis kølingen ikke sælges, f.eks. i forbindelse med en grundvandsvarmepumpe, indtastes "0" i cellen.
28. I denne celle indtastes andelen af køling, som sælges. Hvis der f.eks. kun sælges køling i sommerhalvåret, indtastes f.eks. „50 %“ i cellen. Hvis kølingen ikke sælges, f.eks. i forbindelse med en grundvandsvarmepumpe, indtastes „0 %“ i cellen. Det bemærkes at mindst én af cellerne (26), (27) og (28) normalt vil være "0", selv om dette ikke er et krav.
29. I denne celle indtastes varmepumpens forventede, tekniske levetid, typisk 15 – 20 år. I regnearket anvendes levetiden udelukkende til at beregne projektets interne rente, jf. note (44).
30. I denne celle indtastes projektets afskrivningsperiode, som typisk vil være 10 – 15 år. Afskrivningsperioden bør ikke overstige den tekniske levetid, jf. note (29).

31. I denne celle indtastes lånerenten incl. en eventuel garantiprovision. Cellerne (30) og (31) anvendes udelukkende til at beregne værdierne i cellerne (45), (46), (48) og (49).

Det bemærkes, at regnearket ikke medregner eventuelle indtægter i forbindelse med elregulering.

7.2 Beregningsresultater

Beregningens resultater fremgår af de 4 figurer i brugerfladens højre side, samt af de lyseblå tabeller under figurerne. Til venstre for disse ses nogle små, blå tal, som refererer til nedenstående noter.

32. I denne figur vises de variable varmeproduktionsomkostninger / marginale varmepriser på de forskellige varmeproduktionsenheder. Varmepumpens variable omkostninger beregnes i regnearket, jf. note (37), og de øvrige produktionsenheders omkostninger er indtastet af brugeren, jf. noterne (5), (9), (13) og (15).
33. I denne figur vises hvordan den årlige varmeproduktion fordeles mellem de forskellige varmeproduktionsenheder henholdsvis uden og med varmepumpen (VP).
34. I denne figur vises en døgnbaseret varighedskurve for varmeproduktionen uden varmepumpen.
35. I denne figur vises en døgnbaseret varighedskurve for varmeproduktionen med varmepumpen.
36. I denne celle vises varmepumpens års-system-COP, som beregnes ud fra cellerne (16) – (20).
37. I denne celle vises varmepumpens variable varmeproduktionsomkostning, beregnet som $P39 = \text{Elpris} * 10 / \text{COP} + \text{D\&V} + (\text{COP} - 1) / \text{COP} * (\text{Varmekildepris} - \text{Køleværdi} * \text{Køleandel})$. Hvis den sidste parentes er 0, reduceres beregningen til $P39 = \text{Elpris} * 10 / \text{COP} + \text{D\&V}$. Elprisen ganges med 10 for at omregne den fra [øre/kWh-el] til [kr./MWh-el].
38. I denne celle vises varmepumpens beregnede antal fuldlasttimer.
39. I denne celle vises investeringen, beregnet som $P41 = [\text{Specifik investering}] * \text{Varmeeffekt}$.
40. I denne celle vises de årlige, variable driftsomkostninger uden varmepumpen, beregnet som den årlige varmeproduktion, jf. tabel (47), ganget med de variable produktionsomkostninger, jf. tabel (50), summeret for alle produktionsenhederne. Desuden vises de gennemsnitlige driftsomkostninger pr. MWh-varme.
41. I denne celle vises de årlige, variable driftsomkostninger med varmepumpen, beregnet som den årlige varmeproduktion, jf. tabel (47), ganget med de variable produktionsomkostninger, jf. tabel (50), summeret for alle produktionsenhederne. Desuden vises de gennemsnitlige driftsomkostninger pr. MWh-varme.
42. I denne celle vises varmepumpeprojektets årlige driftsbesparelse, beregnet som $P44 = [\text{Driftsomkostninger uden varmepumpe}] - [\text{Driftsomkostninger med varmepumpe}]$. Desuden vises den gennemsnitlige driftsbesparelse pr. MWh-varme.
43. I denne celle vises projektets simple tilbagebetalingstid, beregnet som $P45 = \text{Investering} / \text{Driftsbesparelse}$.
44. I denne celle vises projektets interne rente, beregnet ud fra investeringen i celle (39), den årlige driftsbesparelse i celle (42) og projektets tekniske levetid i celle (29).
45. I denne celle vises 1. års kapitalomkostninger på et annuitetslån, beregnet ud fra cellerne (30), (31) og (39).
46. I denne celle vises 1. års nettobesparelse, beregnet som $P49 = \text{Driftsbesparelse} - [1. \text{ års kapitalomkostninger}]$.
47. I denne tabel vises antallet af fuldlasttimer, den årlige varmeproduktion og varmeproduktionsfordelingen for de forskellige varmeproduktionsenheder henholdsvis uden og med varmepumpen.
48. I denne celle vises 1. års kapitalomkostninger beregnet som $Z48 = P48 / Z40$.

49. I denne celle vises varmepumpens samlede produktionsomkostninger beregnet som $Z49 = P39 + Z48$.

50. Denne tabel indeholder værdierne til figur (32).

8 Organisation og kontraktforhold

8.1 Generelt

Det er vigtigt, at varmepumper indarbejdes i fjernvarmeforsyningen således, at der skabes incitamentter til at gennemføre de varmepumpeprojekter, der er samfundsøkonomisk fordelagtige, og det sikres, at de drives mest optimalt både for samfundet som helhed og for det lokale samfund, hvor varmepumpen installeres.

Her har fjernvarmen, som repræsentant for alle eksisterende fjernvarmekunder, en central rolle med hensyn til at identificere de bedste projekter og organisere et samarbejde med øvrige lokale aktører, herunder nye fjernvarmekunder, nye fjernkølekunder, virksomheder med overskudsvarme og øvrige aktører, der råder over varmekilder til varmepumperne, herunder kommunerne.

Set i forhold til udfordringen med indpasning og optimering af kraftvarmeværker er dette en større udfordring. Vi står over for mange mindre enheder, som kan optræde mange forskellige steder, og hvor varmesektoren spiller sammen med både elsystemet, komfortkøl, proceskøl, industrielle processer og vandsystemerne. Dertil kommer komplicerede skattemæssige forhold og forskellige økonomiske kriterier for beslutningstagerne.

8.2 Fjernvarmetariffer

Der er flere forskellige tariffer tilknyttet fjernvarmeforsyningen og i dette afsnit bliver fjernvarmetidstariffer og fjernvarmeincitamentstariffer.

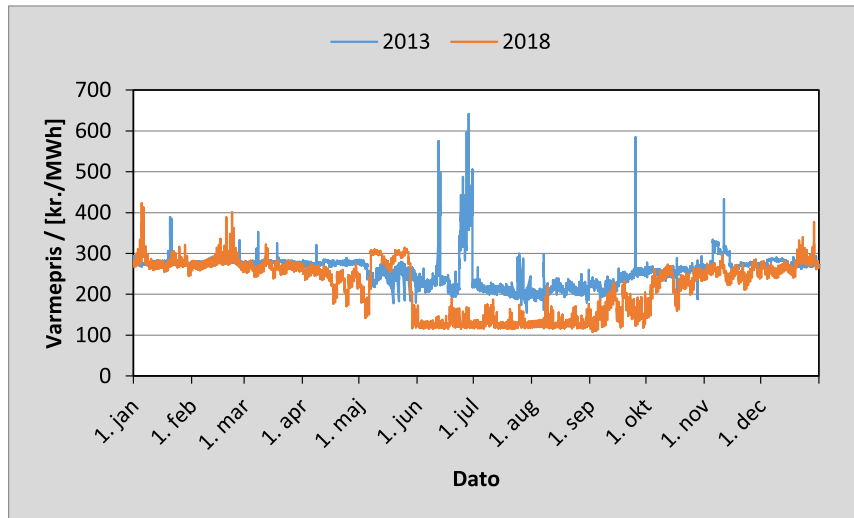
8.2.1 Fjernvarmetidstariffer

Det er ikke givet, at fjernvarmeselskaberne kommer til at eje og drive alle de varmepumper, der vil kunne etableres. Mange mindre varmepumper vil være ejet af forbrugerne, eksempelvis individuelle kølekunder med adgang til en varmekilde, eksempelvis ATES, samt køle-forbrugere, der har særlige krav til forsyningsikkerhed, eksempelvis datacentre og visse industrier. Disse kunder vil i varierende udstrækning være i stand til at styre varmepumperne under hensyntagen til eltariffer og fjernvarmetariffer.

Eltarifferne er stærkt på vej til at være timebaserede for alle kunder, og fjernvarmetarifferne er så småt på vej, jf. bl.a. Dansk Fjernvarmes F&U-projekt for konkurrencedygtige fjernvarmetariffer (Dansk Fjernvarmes F&U-Konto, 2014). På figur 8.1 kan ses et eksempel fra AffaldVarme Aarhus.

Hidtil har der ikke været særligt behov for tidsbaserede fjernvarmetariffer, da det var en uforholdsmæssig stor administrativ byrde i forhold til, at kunderne alligevel ikke havde mulighed for at flytte ret meget på varmebehovet. I dag er situationen anderledes.

- De fleste værker vil i stigende grad opleve en stor forskel på den marginale produktionspris hen over året afhængig af årstid og markedsprisen på el.
- De fleste værker har efterhånden fjernaflæste målere, der let kan opdele behovet på perioder, som afspejler de forskellige marginale produktionspriser.



Figur 8.1 – Eksempel på timevarmepreiser i 2013 og vurdering for 2018. Data fra AffaldVarme Aarhus.

- Mange forbrugere med ledigt tagareal tilskyndes til at investere i solvarme (bl.a. af bestemmelserne i BR) til at producere varme til sig selv, men kun om sommeren.
- Mange forbrugere med kølebehov har mulighed for at udnytte overskudsvarmen til eget forbrug ved at investere i en varmepumpe, men kun i takt med kølebehovet.
- Andre køleforbrugere, som får installeret grundvandskøling, har muligheden for at udnytte varmen i grundvandet til produktion af varme med en varmepumpe, men kun til sig selv.

Disse tilfælde illustrerer, at en konstant fjernvarmetarif vil tilskynde kunderne til at investere og drive deres anlæg uden hensyntagen til den marginale produktionspris i fjernvarmesystemet. Urentable investeringer i solvarme på taget og i drift af varmepumper, der koster mere end den marginale produktionspris påfører både samfundet og lokalsamfundet et tab.

Derfor bør den variable fjernvarmetarif i fremtiden afspejle de marginale omkostninger opdelt på passende perioder.

Hvis der kommer relativt store varmeakkumulatorer i alle fjernvarmesystemer, vil der næppe være behov for timetariffer til slutforbrugerne, men sæson-, måneds- eller evt. døgntariffer for den variable betaling vil være tilstrækkelig, alt afhængig af de lokale forhold.

8.2.2 Fjernvarmeincitamentstariffer og kunderelation

I de seneste 30 år har der været fokus på afkølingstariffer som et godt supplement til at få kunderne til at øge den årsafkøling, som let kunne beregnes ud fra aflæste årsforbrug af flow og energi. I dag er situationen anderledes.

For det første har vi nu nye målere, som kan registrere den akkumulerede energi i fremløb og returløb og dermed skabe et grundlag for at beregne den årlige vægtede returtemperatur. For det andet er økonomien i fremtidens varmeproduktion fra en kombination af kraftvarme, overskudsvarme og ikke mindst store varmepumper og solvarme endnu mere afhængig af returtemperaturen og fremløbstemperaturen end hidtil.

For at kunne udnytte potentialet for store varmepumper bør fjernvarmetariffen, og herunder hele kunderelationen, fokusere endnu mere på om kunderne kan sænke returtemperaturen og stille krav til fremløbstemperatur.

Derfor får fjernvarmeværkerne behov for at overveje:

- At indføre afkølingstariffer, så der gives en større bonus for lav returtemperatur.
- At indføre en vis bonus til kunder, der kan nøjes med en lav fremløbstemperatur.
- At arbejde aktivt med at hjælpe kunderne med at forbedre varmeanlæg.

- At udtænke tilslutninger med 3-benet stik, der udnytter god afkøling og lavt behov for fremløbstemperatur hos en kunde (shuntes på returløb) eller kompenserer for dårlig afkøling (shuntes på fremløb).

8.3 Samarbejde med kølekunder

Mange fjernvarmekunder har installeret køleanlæg, der leverer komfortkøl eller proceskøl. Normalt bortleder de overskudsvarmen i tørkølere eller i et køletårn, men i takt med, at der er udviklet lavtemperaturvarmeanlæg med gulvvarme mv. er interessen vokset for at erstatte noget af fjernvarmen med egen varmeproduktion ved at opgradere køleanlægget til en varmepumpe (afkasttemperaturen øges).

Det kan blive en god forretning for kunden, hvis fjernvarmetariffen er den samme sommer og vinter, hvorfor fjernvarmeselskabet har et incitament til at overveje en tidsafhængig tarif.

Samtidig er det oplagt for fjernvarmeselskabet at se nærmere på de varmepumper, der allerede er og vil blive etableret i deres forsyningsområde for at producere køling, og udnytte dem til varmeproduktion frem for at investere i nye varmepumper, som alene bruges til opvarmning.

Specielt er det interessant for fjernvarmeselskabet at se, hvor der er et potentiale for at etablere et fjernkølesystem, som er økonomisk fordelagtigt i sig selv og tilmed kan stille varmepumper "næsten gratis" til rådighed for varmeforsyningen.

Erfaringer fra Sverige viser, at varmepumper, der kan producere varme og køl i samproduktion har mere "spildkøling" om vinteren end "spildvarme" om sommeren.

Her kan fjernvarmeselskabet invitere til et samarbejde med kunderne i tre trin:

- Trin 1: Skifte til en tidstarif, der afspejler de marginale produktionsomkostninger, så kunden ikke forledes til en fejlinvestering.

- Trin 2: Tilbyde kunden at købe varme til samme pris som tidstariffen angiver, så kunden får incitament til at producere mest varme, når det er fordelagtigt. Fjernvarmen investerer i veksler og pumpe, der sender varmen ind på nettet og modregner afskrivning og forrentning i købsprisen. Kunden driver anlægget.
- Trin 3: Tilbyde kunden at overtage hele køleanlægget og levere køl til en konkurrencedygtig pris, heri indregnet fordel ved at udnytte varmen samt levere overskudsvarme til fjernvarmenettet og kundens anlæg, når det er fordelagtigt. Fjernvarmen betaler restværdien af køleanlægget og indgår samtidig en kontrakt om levering af køling.
- Trin 3A: Som trin 3 med den forskel, at kunden selv beholder et vitalt køleanlæg til proceskøl eller som reserve til proceskøl, som kunden driver i samspil med det køleanlæg, som fjernvarmen har overtaget.

Trin 3 vil først kunne gennemføres generelt, når lovgivningen er ændret, så fjernvarmeselskaber får mulighed for at drive køleanlæg på lige fod med varmeanlæg.

Trin 2 vil næppe være realistisk for kølekunder, som kun har komfortkølebehov baseret på tørkølere. Derimod kan trin 2 være interessant for kunder, der har et proceskølebehov og ønsker at bevare køleanlægget på eget område.

For kølekunder, der har mulighed for grundvandskøling, et såkaldt ATES-anlæg, vil både trin 2 og 3 derimod være særdeles interessante, fordi grundvandlageret gør det muligt at flytte varmeproduktionen til de dage, hvor varmen har mest værdi.

Det bliver naturligvis lettere at forhandle den bedste løsning på plads i trin 2 eller 3, når trin 1 er implementeret.

Grundlaget for at indgå en aftale i trin 2 mellem kølekunde og fjernvarmeselskab skal ses på baggrund af de to parter fordele.

Fjernvarmens fordele ved trin 2:

- Får leveret varme til nettet, når der er mest brug for det uden at skulle betale mere.
- Bevarer et godt kundeforhold.

Kundens fordele ved trin 2:

- Får en indtægt ved at levere overskudsvarme fra egen køleproduktion.
- Slipper for støjgener fra tørkølere, da køling primært sker med fjernvarme.
- Med et ATES-anlæg får kunden mulighed for at øge anlæggets kølekapacitet ved at varmepumpen køler grundvandet ned under sin normale temperatur ved at yde maksimal produktion til fjernvarmen, når prisen er høj nok.

Grundlaget for at indgå en aftale i trin 3 mellem kølekunde og fjernvarmeselskab skal ligeledes ses på baggrund af de to parter fordele.

Fjernvarmens fordele ved trin 3:

- Ved at overtage anlægget bliver det muligt at planlægge det optimale tidspunkt for at koble kundens anlæg på et fjernkølenet og få mulighed for enten at udbygge kundens anlæg eller at nedlægge det.
- Ved at tage hånd om kundens kølebehov undgår fjernvarmen, at kunden vælger at producere det meste af sin varme selv (trin 2) og i værste fald kobler sig af fjernvarmen.
- Fjernvarmen får med et ATES-anlæg mulighed for at producere mellemlastvarme fra de eksisterende varmepumper til en lav pris i de 1.000-2.000 timer, hvor der er gaskedler eller anden dyr varme som alternativ.

- Fjernvarmen får mulighed for at udnytte sin anlægsorganisation bedre og udnytte synergien ved at drive kunders varme- og køle-anlæg.

Kundens fordele ved trin 3:

- Får dækket sit kølebehov til en konkurrencedygtig pris.
- Sparer egen stab til at drive anlægget.
- Slipper for støjgener fra tørkølere, da køling primært sker med fjernvarme.
- Kan se frem til fjernkøling, som vil frigøre arealer til andre formål.

Fjernvarmens organisering af udnyttelse af overskudsvarme fra køling kan kort sammenfattes som følger:

- Fokus på køling som et forretningsområde og udnytte, at de relativt dyre varmepumper primært etableres af hensyn til køling og derfor er til rådighed til at levere varme i samproduktion med køling og evt. også andre varmekilder, som eksempelvis afværgebøringer mv.
- Etablere en fjernkøleaktivitet i selskabet, som er økonomisk bæredygtig i sig selv ud fra storskalafordele og fordele ved kølelager og samtidighed.
- Udforme en tidstarif hvor året som minimum opdeles i 2-3 perioder med høj, middel og lav marginal produktionspris.
- Tilbyde alle kunder at købe varme til den variable pris, fratrukket kapitalomkostninger til nødvendige anlægsomkostninger.
- Tilbyde at overtage alle kunders køleanlæg og levere køling til en konkurrencedygtig pris samt varme til eget net.
- Etablere et fjernkølenet, hvor det er fordelagtigt, og udnytte kundernes anlæg som supplement til en fælles kølecentral med kølelager.

- Bistå kunder med at sænke returtemperatur og krav til fremløbs-temperatur, så fjernvarmenet omkring kølecentraler kan drives ved lave temperaturer.
- Udnytte central produktion af fjernkøling til varmeproduktion ved at opgradere køleanlæg til varmepumper, der kan levere den ønskede temperatur, når det er fordelagtigt.
- Udnytte kapacitet på centrale varmepumper, i samspil med varmelager og evt. i samspil med spidslastkedler til at levere spidslastkapacitet (eksempelvis ved at antage, at varmepumpen kan få rådighed over maksimal elkapacitet i 2/3 af dagens timer på de koldeste dage).
- Nedlægge kunders køleinstallationer, når det er fordelagtigt.

Fjernkøleaktiviteten i selskabet kan organiseres som et selvstændigt forretningsområde parallelt med fjernvarmen og evt. andre forsyningsformer og med fælles funktioner.

Af fælles funktioner og synergier, der kan udnyttes ved en hensigtsmæssig organisering er:

- Fælles salgsfunktion, hvor man respekterer ensartede fjernvarmetariffer og tilpasser varmepumpeudnyttelse og køling til begge parter fordel.
- Fælles administration.
- Fælles drift.
- Fælles ekspertise i ledningsanlæg.
- Udnytte erfaring med vandforsyning til fjernkølenet (i plast).
- Fælles kunderelationer med energisparetiltag mv.

Det er vigtigt for markedsføringen af fjernkølingen og udnyttelsen af overskudsvarmen:

- At salg af køling og køb af overskudsvarme sker efter meget fleksible og markedsbaserede principper, da kundens alternative omkostninger, som aftalen skal matche ofte er så komplekse, at de ikke kan tilpasses med en stiv traditionel tarif.
- At fjernkølingen helt eller delvist fremstår som en hvile-i-sig-selv aktivitet, så kunden kan se frem til at den høje tilslutningsafgift ikke gentager sig når kontrakten er udløbet, men at kølekunden kan få del i de værdier, der er skabt i selskabet.

8.4 Case: Rambølls hovedkontor i Ørestaden

- Bygningen forsynes med grundvandskøling suppleret med et køleanlæg og tørkølere.
- Grundvandet køles ned om vinteren, men kapaciteten i form af lagret energi begrænses af den nedkøling, der kan ske om vinteren.
- En mindre mængde overskudsvarme fra proceskøl bruges til basisvarme via gulvvarme.
- Der er fra en leverandør kommet et forslag om at opgradere køleanlægget til en varmepumpe, så varmepumpen med grundvandet som kilde kan producere hele bygningens varmebehov, så kun brugsvand leveres fra fjernvarmen.
- Denne løsning vil være meget fordelagtig for kunden, da HOFOR's variable fjernvarmepris er relativ høj og konstant året igennem.
- En analyse viser imidlertid, at projektet langt fra er samfundsøkonomisk fordelagtigt, og heller ikke fordelagtigt for Storkøbenhavn som helhed.
- Da der kræves en projektkendelse, vil projektet derfor ikke kunne gennemføres som foreslået.
- Hvis projektet ændres således, at varmepumpen kan levere varme til HOFOR's net i Ørestaden, hvis dette net kan nøjes med 60-65°C, og hvis varmen kun produceres i løbet af de 2.000 timer det vil tage at udnytte hele den oplagrede varme og på de tidspunkter, hvor

den marginale varmeproduktion er dyrest, så vil projektet være særdeles fordelagtigt for samfundet og Storkøbenhavn.

- Det bør således være muligt at udforme tariffer og indgå en aftale, så gevinsten ved projektet kommer alle parter til gode.
- Begge parter overvejer et samarbejde.

En kontrakt kunne udformes både med trin 2 og trin 3.

Trin 2 HOFOR køber varme

- HOFOR udmelder tidstariffer med et særligt højt trin for de dage, hvor gas- og oliekedler er i drift.
- HOFOR etablerer en varmeveksler med pumpe, som kan levere varme til nettet.
- Bygningens anlæg drives således, at hele grundvandsmagasinet om muligt nedkøles til ca. 4°C i løbet af sommeren og således, at indtægter fra salg af varme til nettet maksimeres.
- HOFOR køber varmen til samme pris som tariffen angiver minus kapitalomkostninger til investeringer i veksler og pumpe – evt. fratrukket et beløb, der afspejler, at den variable tarif er højere end de variable omkostninger.
- COP-værdien for bygningens varmepumpe beregnes ud fra medgået el til at hæve temperaturen fra grundvand til 65°C minus sparet el ved ikke at skulle drive tørkølere. El til cirkulation af grundvand er det samme i begge alternativer.
- Varmelastenheden udmelder prognoser for tariffen således, at bygningens driftsorganisation kan optimere driften.
- Ved at sikre god afkøling af grundvandet om vinteren øges grundvandskølingens kapacitet, hvilket kommer bygningen til gode uden at være indregnet i aftalen.
- Aftalen kan suppleres med en driftsaftale, hvor HOFOR fjernbetjener start og stop af varmepumpen.

Trin 3 HOFOR overtager anlægget

- Indledningsvis som trin 2.
- HOFOR overtager driften af hele komfortkøleanlægget, optimerer driften af varmepumpen og afregner for omkostninger til energi og drift minus indtægter ved salg af varme.
- HOFOR overtager hele komfortkøleanlægget til den nedskrevne værdi og leverer køl til bygningen.
- HOFOR opkræver en tilslutningsafgift for bygningen for tilslutning til fjernkøl.
- HOFOR sælger køl til bygningen.
- Bygningens ejer sparer bemanning og øvrige omkostninger.
- HOFOR kan senere koble bygningen på et kommende fjernkøleanlæg uden at det ændrer ved aftalen med bygningens ejer.
- HOFOR kan nedlægge komfortkøleanlæg i bygningen, hvorved bygningens ejer får arealer frigivet til andre formål.
- Bygningens ejer kan fortsat drive sit proceskøleanlæg alene eller i kombination med køb af fjernkøl.

8.5 Samarbejde med industrier med overskudsvarme

Mange industrier har overskudsvarme, som kan udnyttes med en varmepumpe.

Til forskel fra ovennævnte overskudsvarme fra køling er der ikke allerede installeret en varmepumpe, og industrien har som regel krav om kort tilbagebetalingstid.

Desuden kan der være usikkerhed om, hvor mange år processen forløber. Der kan ske teknologiske ændringer, så overskudsvarmen mindskes, eller at industrien i værste fald lukker processen.

Det er derfor vigtigt, at der findes en model, hvor fjernvarmen påtager sig alle investeringer og får sikkerhed for ejerskab af de flytbare anlæg, der installeres på virksomhedens grund.

Det vil sige, at virksomheden ikke skal betale spor, hverken til anlæg eller drift, men måske tilmed få en afledt gevinst i form af reduceret støj eller eludgifter til kølere.

Betalingen til virksomheden kan derfor i en årrække, eksempelvis 5 år, reduceres til den faktiske profit, som evt. kan være nær nul i de første år, hvis virksomheden har afledte gevinster.

Derved får fjernvarmen i denne periode i princippet selve varmen gratis uden afgift på overskudsvarme og skal kun betale el inkl. afgifter i energiudgift. Det giver mulighed for at få investeringen afskrevet hurtigt således risikoen mindskes. Derefter kan virksomheden få en ekstra betaling for overskudsvarme, hvoraf der spares afgift.

8.6 Øvrige varmepumper til fjernvarmeproduktion

Med hensyn til øvrige varmepumper, der ikke nødvendigvis skal placeres på en virksomhed eller i en bygning, har fjernvarmeselskabet frihed til selv at etablere den.

Hvis fjernvarmeselskabet kun får varme fra egne anlæg, vil selskabet naturligvis være bedst til at optimere varmepumpen i forhold til den øvrige varmeproduktion, ikke mindst kraftvarme, og det vil derfor være en god ide, hvis fjernvarmeselskabet selv ejer og driver varmepumpen.

Hvis varmepumpen etableres af et fjernvarmedistributionsselskab, som i øvrigt aftager varme fra et transmissionssystem, vil optimering af varmepumpens drift sandsynligvis forudsætte, at der afregnes varme til omkostningsbestemte variable døgnmiddelpriiser eller evt. timepriser fra transmissionssystemet.

9 Udbud og valg af leverandør

Et varmepumpeprojekt kan generelt udbydes på samme måde som andre fjernvarmeprojekter, men der er naturligvis en række punkter, som er specifikke for varmepumpeprojekterne, og disse beskrives i dette kapitel.

Før en varmepumpe udbydes skal man bl.a. have styr på varmepumpens dimensioneringsgrundlag, varmekilden (jf. kapitel 2), varmeafsætningen og systemintegrationen, jf. afsnit 3.2, der skal foreligge en positiv business-case baseret på budgetterede virkningsgrader og investeringsbehov, og det anbefales, at man har et godkendt projektforslag i henhold til (Varmeforsyningsloven, 2011).

Det er de færreste varmepumpeprojekter, der vil være ens, og de fleste varmepumpeleverancer vil derfor blive skræddersyet til den aktuelle opgave, ligesom det også ses indenfor køle-industrien.

Et varmepumpeprojekt kan udbydes i totalentreprise. Dette har bl.a. følgende fordele:

- Varmepumpeprojekter kan være komplicerede, bl.a. fordi varmepumpen skal tilsluttes både elnettet, varmekilden og fjernvarmesystemet, og selve varmekilden kan være et projekt i sig selv. Typisk skal der også etableres et separat, støjisoleret rum, hvori varmepumpen skal etableres. Med en totalentreprise er det entreprenørens ansvar at koordinere alle disse elementer.
- Det er nemmere at placere ansvaret, såfremt leverancen ikke lever op til kontrakten i forhold til f.eks. ydelse, støj eller funktionalitet.

En totalentreprise har dog også nogle ulemper:

- Selve varmepumpen vil normalt udgøre en meget stor del af den samlede investering (25 – 75 %). Med en totalentreprise er der risiko for, at varmepumpedelen ikke udsættes for fuld konkurrence.
- Hvis totalentreprenøren ikke selv kan levere varmepumpen, så skal varmepumpen leveres som en underentreprise, hvormed der bliver længere afstand mellem bygherren og varmepumpeleverandøren. Dette kan komplicere kommunikationen, hvilket kan føre til mindre optimale løsninger.
- Det er de færreste varmepumpeleverandører, jf. bilag A, der også er eksperter i varmekilder (og fjernvarme).

Det anbefales, at selve varmepumpen udbydes i en separat entreprise i større og/eller komplicerede projekter. Mindre, simple varmepumpeprojekter, f.eks. med røggaskøling, kan dog med fordel udbydes i totalentreprise

9.1 Funktionsudbud

Det anbefales generelt, at varmepumper udbydes på funktionskrav, idet varmepumpeleverandørerne er eksperter på hvordan selve varmepumpen kan designes mest optimalt med hensyn til bl.a. pris og ydelse. Et funktionsudbud på en varmepumpe bør som minimum indeholde følgende:

- Klare grænseflader på varmepumpens kolde og varme sider, el-tilslutning og integration med SRO-anlægget. En mulighed er, at grænsefladerne på varmepumpens kolde og varme sider er flanger excl. pumper og måleudstyr. Varmepumpen vil normalt have sin egen el- og styretavle, og her kunne grænsefladen være hovedforsyningen af eltavlen. Varmepumpen vil tilsvarende normalt have sin egen styring, og her kunne grænsefladen være en busforbindelse til den overordnede SRO.
- Hvis varmepumpen skal installeres i en eksisterende (eller en projekteret) bygning: Max. dimensioner for længde x bredde x højde, suppleret med en bygningstegning.
- Eventuelle krav til kølemidler, f.eks. med hensyn til brændbarhed.
- Eventuelle krav til støj. Det anbefales dog at opstille varmepumpen i et dedikeret, lydisoleret rum.
- Planlagt elforsyning, spænding, max. effekt (kVA), samt kortslutningsniveau på nærmeste hovedtavle.
- Designgrænser omfattende:
 - På varmepumpens kolde side: Min. og max. flow samt max. tryktab.
 - På varmepumpens kolde side: Min. og max. tilgangs- og afgangstemperatur.
 - På varmepumpens varme side: Min. og max. flow samt max. tryktab.
 - På varmepumpens varme side: Min. og max. tilgangs- og afgangstemperatur. Det bemærkes, at max. afgangstemperatur kan være afgørende for valgmulighederne for varmepumpeteknologi og dermed pris og virkningsgrad. Max. afgangstemperatur bør derfor ikke sættes højere end nødvendigt.
- Mindst ét designpunkt/garantipunkt omfattende:
 - På varmepumpens kolde side: Tilgangstemperatur og flow.
 - På varmepumpens varme side: Tilgangstemperatur, afgangstemperatur og mindste varmeeffekt.
- Gerne supplerende designpunkter/garantipunkter, således det er muligt at omregne mellem garanterede værdier og målte data.
- Max. opstarts- og nedlukningstider.
- Krav til dellast-egenskaber:
 - Kompressorernes optagne eleffekt, samt $\cos(\phi)$ ved dellast og fuldlast.
 - Den samlede, optagne eleffekt i alle andre komponenter i leverancen.
 - Den leverede varmeeffekt.

De tilbudte garantidata skal bruges til at kontrollere om leverancen lever op til henholdsvis ydelsen (den leverede varmeeffekt) og effektiviteten (Lorentz-virkningsgraden), jf. kapitel 10.

Varmepumper vil enten være fabrikssamlede eller pladsbyggede. I det første tilfælde kan varmepumpen muligvis testes på fabrikken, og man bør derfor tage stilling til om fabrikstesten kan erstatte en on-site test af ydelse og virkningsgrad.

9.2 Valg af leverandør

Ved valg af leverandør anbefales det altid at anvende kriteriet ”det økonomisk mest fordelagtige tilbud”, og således ikke anvende kriteriet ”den laveste pris”, idet rentabiliteten af et varmepumpeprojekt så godt som altid er meget mere følsom overfor COP end overfor investeringen.

Det anbefales endvidere at opstille en realistisk, økonomisk model i udbudsmaterialet, således tilbudsgiverne er i stand til at foretage korrekt optimering af det tilbudte anlæg.

Såfremt driftsbetingelserne varierer over året, f.eks. temperaturen eller flowet på varmekilden, fjernvarmetemperaturerne eller antallet af driftstimer over året, skal dette indgå i den økonomiske model.

9.3 Kontrakt

Kontrakten med den valgte leverandør skal bl.a. omfatte de tilbudte garantidata, samt konsekvenserne for leverandøren, såfremt leverancen ikke lever op til den garanterede ydelse og/eller virkningsgrad. Med hensyn til ydelsen kan der fastsættes en bod på omkring 3 – 5.000 kr./kW manglende ydelse, idet branchen normalt ikke er indstillet på en højere bod. Bygherren løber hermed en risiko, idet bygherrens samlede investering måske er op imod det dobbelte. Det bør overvejes, at der i kontrakten indbygges en bonus på f.eks. 50 % af boden, såfremt ydelsen overstiger garantien.

Det anbefales endvidere at indbygge et dødbånd i garantien på f.eks. ± 5 %, således der ikke skal betales bod, hvis ydelsen er >95 % af garantien, eller udbetales bonus såfremt ydelsen er <105 % af garantien. Hermed kan man undgå at skulle bruge ressourcer på en garantisag, såfremt den leverede ydelse er tæt på den garanterede.

Eksempel: Hvis den garanterede ydelse er 1.000 kW, så er der ingen bod eller bonus, såfremt den målte ydelse er mellem 950 og 1.050 kW. Hvis den målte ydelse er 930 kW, så er boden $20 \text{ kW} * 5.000 \text{ kr./kW} = 100.000 \text{ kr.}$, og hvis den målte ydelse er 1.080 kW, så er bonussen $30 \text{ kW} * 5.000 \text{ kr./kW} * 50 \% = 75.000 \text{ kr.}$

For virkningsgraden kan man fastsætte noget tilsvarende. Der kan f.eks. fastsættes en bod på f.eks. 5 % af entreprisesummen for hver procent den leverede Lorentz-virkningsgrad¹³ er mindre end den garanterede virkningsgrad. Bygherrens risiko består i, at varmepumpen forventes at være i drift i mange år, hvorfor en lavere virkningsgrad vil have betydning for driftsomkostningerne i mange år fremover. Det anbefales, at der i kontrakten indbygges en bonus på f.eks. 50 % af boden, såfremt virkningsgraden overstiger garantien. Det anbefales endvidere at indbygge et dødbånd i garantien på f.eks. ± 5 %, således der ikke skal betales bod, hvis virkningsgraden er >95 % af garantien, eller udbetales bonus såfremt virkningsgraden er <105 % af garantien. Hermed kan man undgå

¹³Lorentz-virkningsgraden kan beregnes vha. formlerne i afsnit 3.2.1

at skulle bruge ressourcer på en garantisag, såfremt den leverede virkningsgrad er tæt på den garanterede.

Eksempel: Hvis entreprisesummen er 5,0 mio. kr., og den garanterede Lorentz-virkningsgrad er 50,0 %, så er der ingen bod eller bonus, såfremt den målte virkningsgrad er mellem 47,5 % og 52,5 %. Hvis den målte virkningsgrad er 47,0 %, så er boden $1 \% * 5 \% / \% * 5,0 \text{ mio. kr.} = 250.000 \text{ kr.}$, og hvis den målte virkningsgrad er 53,0 %, så er bonussen $1 \% * 5 \% / \% * 5,0 \text{ mio. kr.} * 50 \% = 125.000 \text{ kr.}$

Bygherre bør endvidere kunne afvise leverancen, såfremt den beregnede bod overstiger f.eks. 20 % af entreprisesummen. Kontrakten bør omfatte en procedure for, hvorledes varmepumpens ydelse og virkningsgrad eftervises. Da det normalt vil være vanskeligt at teste varmepumpen præcist i et designpunkt, bør produceren ligeledes beskrive hvorledes der omregnes mellem designpunkter og testpunktet, f.eks. vha. lineær interpolation. Det bør under alle tilfælde tilstræbes, at testpunktet ligger så tæt på et designpunkt som muligt, samt at der ligger designpunkter på begge sider af testpunktet, således ekstrapolation kan undgås.

For andre teknologier, f.eks. kedler og kraftvarmeheder, kan der angives korrektionskurver til omregning mellem garantidata og testdata. Sådanne korrektionskurver kunne naturligvis tilsvarende være praktiske at have for varmepumper, men de fleste varmepumpeberegninger foretages i dag delvist manuelt, og det er derfor relativt tidskrævende blot at beregne et enkelt driftspunkt. Eventuelle korrektionskurver vil skulle baseres på et større antal beregnede driftspunkter, og det vurderes derfor, at korrektionskurver kun vil kunne blive aktuelle for meget store varmepumpeprojekter.

10 Test af ydelse/aflevering

Varmepumper installeres stort set udelukkende for at sænke varmeproduktionsprisen vha. varmepumpens relativt lave elforbrug. Driftsøkonomien er derfor altafgørende, og lever en installeret varmepumpe ikke op til en specificeret ydelse, kan hele grundlaget for investeringen falde fra hinanden.

Som nævnt i afsnit 3.2 om systemintegration, spiller parametre for både varmekilde og fjernvarmevand afgørende roller for varmepumpers ydelse og effektfaktor. Selv små afvigelser i temperatur eller flowmængde ved kilden eller fjernvarmevandet kan ændre forholdene markant både i positiv og i negativ retning. Når en varmepumpe bestilles, er det vigtigt, at leverandøren gøres opmærksom på de variationer som kan opstå i systemet, så varmepumpens ydelse kan beregnes ved forskellige relevante driftspunkter.

Efter installationen kan det kan ofte være svært at ramme det (eller de) beregnede driftspunkt(er) helt nøjagtigt med hensyn til temperaturer og flow på både varm og kold side. Med ændrede temperaturer og/eller flowmængder, vil varmepumpen naturligt få en anden ydelse og effektbrug. Derfor bliver det ofte vanskeligt at vurdere om en installeret varmepumpe reelt lever op til den specificerede ydelse eller ej.

10.1 Europæisk standard EN12900

Den europæiske standard EN12900 vedrører ydelsestests for køle- og varmepumpesystemer med fortrængnings-kompressorer. Varmepumpeleverandører oplyser ofte, at specifikationerne i et givent tilbud overholder kravene i EN12900. Standarden er primært udviklet til mindre

luftkølede køleaggregater og meget af indholdet er derfor ikke relevant i forbindelse med større varmepumpeanlæg. Standardens tolerancer for varmeeffekt, COP og elforbrug kan dog anvendes i forbindelse med varmepumpeanlæg.

EN12900 inddeler køle- og varmepumpeanlæg i tre kategorier med henholdsvis lav, middel og høj fordampningstemperatur på op til henholdsvis -20°C , -5°C og $+5^{\circ}\text{C}$. Alle tre kategorier er defineret med kondenseringstemperaturer op til 55°C . For varmepumper til fjernvarmesystemer vil både fordampnings- og kondenseringstemperaturerne ofte være højere end de specificerede 5° og 55°C . Bruges standarden, bør det derfor udspecificeres, at tolerancerne for anlæg med „høj“ temperatur anvendes, selvom de faktiske temperaturer er endnu højere. For systemer med „høj“ fordampningstemperatur gælder følgende:

Varmeydelse

I EN12900 er varmeydelse ikke nævnt, men der nævnes til gengæld en køleydelse. Denne skal ligge på mindst 95 % af det specificerede. Når det drejer sig om varmepumper bør "varmeydelsen" anvendes med samme tolerance, frem for kølekapaciteten.

Elforbrug

EN12900 forholder sig også til varmepumpens elforbrug isoleret set, som ikke må overstige 105 % af det angivne. I mange tilfælde (men ikke alle) vil et eventuelt større elforbrug dog ikke være en byrde for anlægsejeren, da dette også indeholdes i COP'en. Et højere elforbrug vil derfor også give en højere varmeydelse, såfremt COP'en overholdes. Er der be-

grænsninger på strømforsyningen til varmepumpen, kan det dog give mening at indeholde dette punkt også.

COP

I henhold til EN12900 må køle-COP'en ikke være lavere end 90 % af det specificerede. Når der er tale om varmepumper bør varme-COP'en anvendes i stedet. Elforbruget bør måles på varmepumpens eltavle. Hermed regnes forbrug til pumper for fjernvarme og varmekilde ikke med, da disse som regel ligger uden for varmepumpeleverandørens entrepris.

10.2 Målenøjagtighed i henhold til ISO 917 Annex A

I forbindelse med ydelsestest kan kravene fra ISO 917 Annex A anvendes. Det kræves, at alt måleudstyr er kalibreret imod en sporbar reference, før og efter testen. Standardafvigelserne må maksimalt være som følger:

- Temperaturer
 - I kalorimetre: 0,06° C
 - For vand i kondensatorer: 0,06° C (bør anvendes på hele den varme side)
 - Øvrige temperaturer: 0,3° C
- Elforbrug
 - Alt elforbrug: 1 % af det målte
- Vandflow
 - Alt vandflow: 1 % af det målte¹⁴

¹⁴I tilfælde hvor en flowmåler er monteret, så kalibrering ikke er mulig, kan det tillades at estimere usikkerheden i henhold til ISO 5168.

- Tid
 - Tidsmålinger: 0,1 %

Da der ikke vil være tale om laboratorietests, kan det være vanskeligt at måle anlæggets ydelse med de angivne standardafvigelser. Udover høje krav til det anvendte måleudstyr, kræver de lave afvigelser, at måleudstyret kan installeres på en måde, så målenøjagtigheden ikke forstyrres. Til temperaturmålere vil dette kræve indbyggede føler lommer med isolering, mens flowmålere kræver lange, lige rørstræk.

Ønskes en garanti prøve ud fra ovenstående, er det således vigtigt, at anlægget er udstyret med passende udstyr, eller forberedt for montage af det relevante udstyr. Hermed kan et uvildigt prøvningsorgan montere måleudstyr i forbindelse med en test.

10.3 Fremgangsmåde for garanti prøver

Det anbefales som udgangspunkt, at anlægsejer i første omgang gennemfører en simpel test med det eksisterende måleudstyr. Dette vil ofte afsløre om anlægget ligger inden for de tilladelige tolerancer, eller om en mere nøjagtig måling eventuelt kan blive nødvendig. Er det vanskeligt at vurdere varmepumpens ydelse, fordi de oplyste driftspunkter ikke kan rammes, kan en uvildig rådgiver kontaktes og bidrage med en vurdering af målingerne.

I forbindelse med målinger bør varmepumpen altid være i drift i mindst én time under helt stabile forhold. Er der variationer i temperaturer eller flow på kold eller varm side, vil varmepumpens ydelse ændres igennem forløbet. Da der samtidig er en vis træghed i systemet, giver dette uønskede forstyrrelser i målingerne.

Afvigelser fra et oplyst driftspunkt kan (men vil ikke altid) have følgende konsekvenser på varmepumpens ydelse:

	Varme- ydelse	El- forbrug	COP	Fremløbs- temp.	Dellast nødv.	Skal stop- pes
Højere FV-returtemp.	↓	↑	↓	↑	X	(X)
Lavere FV-returtemp.	↑	↓	↑	↓		
Højere fjernvarme-flow	↑	↓	↑	↓	(X)	
Lavere fjernvarme-flow	↓	↑	↓	↑	X	(X)
Højere varmekilde-temp.	↑	↑	↑	↑	(X)	(X)
Lavere varmekilde-temp.	↓	↓	↓	↓	(X)	
Højere varmekilde-flow	↑	↑	↑	↑	(X)	(X)
Lavere varmekilde-flow	↓	↓	↓	↓	X	

Tabel 10.1 – Eksempler på konsekvenser af ændrede driftsbetingelser. FV = Fjernvarme.

Som det ses af tabel 10.1, kan ændringer af de enkelte forhold have forskellige konsekvenser for varmepumpens ydeevne. Er der flere parametre, som afviger fra driftsbetingelserne i varmepumpens specifikationer, kan det være vanskeligt at vurdere, hvorvidt et anlæg lever op til den garanterede ydeevne. I sådanne tilfælde bør man kontakte en uvildig rådgiver, som kan vurdere den forventede ydelse i driftspunkter, som ikke er specificeret for varmepumpen.

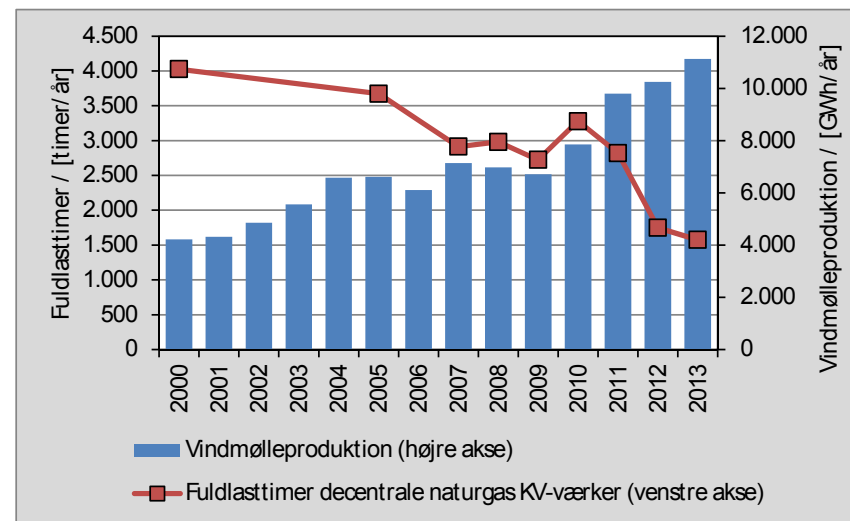
11 Perspektivering

Med energireformen fra 2012 er det planlagt, at ca. 50 % af behovet for el i Danmark skal dækkes med vindenergi i 2020. Samtidig er det regeringens målsætning, at Danmark skal være fossilfrit i 2035 – kul skal dog være udfaset i 2030. Med den store satsning på vindenergi forventes det, at kraftvarmeværkerne kommer under betydeligt økonomisk pres.

Ser man på de mange forskellige produktionsteknologier til rådighed i dag, er det ikke svært at nå målet. Udfordringen er at vælge de løsninger, der giver de laveste omkostninger for samfundet som helhed.

I takt med, at vindkraften udgør en større og større andel af elproduktionen i Danmark, reduceres specielt de decentrale kraftvarmeværkers driftstimer og dermed begrænses indtjeningsgrundlaget for værkerne, se – figur 11.1. Aktuelt betyder det, at en del af den varmeproduktion, der tidligere blev produceret på kraftvarmeværker, nu i højere grad bliver produceret på naturgaskedler.

Det er derfor naturligt, at mange fjernvarmeværker overvejer deres fremtidige produktionsforhold, således at kunderne fortsat kan modtage konkurrencedygtig kollektiv varme. Spørgsmålet er - skal de foretage reinvesteringer i kraftvarmeanlægget? Skal de investere i varmepumper, sol, biomasse eller satse på en kombination af flere teknologier? I forhold til elsystemet er der brug for varmepumper til at aftage store mængder af el i perioder med stor vindproduktion og der er behov for spidslastproduktion, når vindmøllerne ikke producerer. Det sidste findes allerede – som kraftvarmeanlæg – hvis der kan findes økonomi ved fremtidig drift.



Figur 11.1 – Udviklingen i vindkraftproduktion og naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværkers fuldlasttimer. Baseret på (Energistyrelsen, 2012a), samt udtræk af markedsdata fra (Energinet.dk, 2014).

Pressede rammevilkår

Danmark har i mange år været kendt for at have et unikt kraftvarmesystem – altså et unikt samspil mellem el- og varmeproduktion. Dette samspil har de senere år været under pres af forskellige grunde. En grund er, at elpriserne har været lave og derfor har det ikke været økonomisk fordelagtigt at producere el og varme sammen. Desuden varierer den termiske elproduktion meget mere end tidligere i takt med, at der kommer mere og mere vindkraft. Dette stiller større og større krav til

fleksibiliteten i resten af energisystemet. Med de rigtige markedsvilkår, vil der være god købmandsskab i at anvende billig el, når vindmøllerne producerer meget, og producerer el fra kraftvarme, når vindmøllerne står stille. Dette kræver – alt andet lige – flere muligheder at arbejde med og i mange tilfælde også flere produktionsenheder (fra solvarme, varmepumper, kedler, motorer osv.) og dermed en større kapitalbinding i teknologi.

Den store udfordring er at få dækket investeringsomkostningerne til produktionsenhederne. Når der er investeret i udstyr og maskiner, er den næste udfordring at få dækket de faste omkostninger, når priserne i specielt elmarkederne er så lave, som det er set de seneste år. Nogle vil argumentere for at også priserne på fossile brændsler er lave – men forholdet mellem de fossile brændselspriser og elpriserne er rykket de senere år, således at el er blevet forholdsvis billigere. Grunden hertil er, at i takt med der kommer mere og mere vindkraft, bliver der overkapacitet af termiske elproducerende anlæg, som derfor får færre driftstimer, jf. figur 11.1.

Der er stor enighed i branchen om, at der er fremtid i at bevare 'den danske model' – nemlig samspillet mellem el og varme. Vigtigst for fjernvarmebranchen er at kunne fastholde konkurrenceevnen over for individuel varmeforsyning, eller sagt med andre ord – at kunne levere tilstrækkelige lave varmepriser til forbrugerne. Der arbejdes hårdt for at udbrede højere interaktion imellem elektricitet og varme i andre lande, hvor man mange steder misunder det danske system. Hvis det skal bevares, skal det udvikles således, at det er driftsøkonomisk rentabelt at drive enhederne i et fremtidigt energisystem. I dette system må man forvente færre driftstimer til elproducerende kraftvarmeenheder samtidig med at 'overskydende' vindmøllestrøm skal anvendes i varmesystemet vha. varmepumper og elkedler.

Indpasning af vindkraft

At indpasse en så stor andel af vindenergi, som planlagt i den danske elforsyning, er ikke uproblematisk. Specielt fordi landene omkring os

også planlægger massive mængder af vindkraft, som producerer nogenlunde samtidig med vindkraften i Danmark. I princippet er elkedler og varmepumper ideelle at introducere som fleksible forbrugere, som kan forbruge 'når vinden blæser'.

Dog viser de økonomiske analyser i drejebogen, at varmepumpen først og fremmest kommer til at fungere som en afbrydelig grundlastforbrugsenhed i elsystemet, der kan afkobles ved lav diskontinuerlig produktion (i praksis udtrykt ved markant høje spotpriser eller opreguleringspriser). Under de rammevilkår, der er i dag vil varmepumperne være i drift i 6.000-8.000 timer i året, når de konkurrerer mod naturgasbaserede produktionsenheder – dvs. primært de decentrale kraftvarmeværker. De timer hvor varmepumperne ikke vil producere, er i timer, hvor elspotprisen er meget høj. Det vil normalt være sammenfaldende med de timer, hvor elsystemet er hårdt belastet, og hvor det derfor vil være vigtigst at reducere forbruget.

Varmepumpens systemværdi kan opfattes som dens evne til at bidrage til bedre udnyttelse af elektricitet i samspil med andre decentrale produktionsenheder. Varmepumpen har bl.a. evne til at fortrænge lokal anvendelse af fossile brændsler, bl.a. fra naturgaskedler, og derudover har varmepumpen en ikke ubetydelige bidrag til indregulering af diskontinuerlig elproduktion som afbrydelig grundlast.

De centrale kraftvarmeværker bliver i disse år i stor udstrækning konverteret til biomasse. Med de nuværende rammevilkår er det yderst vanskeligt for varmepumperne at konkurrere og antallet af timer, hvor varmeproduktion med en varmepumpe er billigere end biomassekraftvarme (dvs. hvor elpriserne er meget lave) er så begrænsede, at investeringerne ikke kan tilbagebetales.

Både i den offentlige debat og politisk har det været drøftet at indføre frit brændselsvalg for de decentrale kraftvarmeværker. I slutningen af november 2014 er det blevet bestemt, at yderligere 50 af de dyreste kraftvarmeværker får frit brændselsvalg. Dette gør, at værkerne i stor udstrækning vil konvertere til biomasse. Hvis de resterende decentrale

kraftvarmeverker også får frit brændselsvalg, vil man ikke vil opnå den ønskede udbygning med varmepumper.

Variable tariffer på distributions- og transmissionsniveau vil kunne bidrage til, at varmepumpers produktion sker på tidspunkter med lavt elforbrug (f.eks. om natten) eller i tilfælde med meget vindkraftsproduktion (eller lavt forbrug). I øjeblikket har nogle enkelte distributionselskaber lavet en tre-leds-betaling på distributionstariffen, hvilket giver et større incitament til elforbrug om natten. Variable elafgifter vil endvidere kunne bidrage til mere elforbrug på tidspunkter med lav efterspørgsel. I øjeblikket foregår en større analyse af hele energiafgiftssystemet - resultaterne ventes med spænding. Analysen vil måske føre til tiltag i denne retning, men ind til videre er variable afgifter ikke fundet anvendelige i Skatteministeriet.

Afgifter, PSO og energibesparelser

Hvis varmepumpen er eldrevet, udgør de variable omkostninger forbundet med elforsyningen en stor del af omkostningerne ved drift af varmepumpen. Omkostningerne består for størstedelens vedkommende af afgifter og tariffer. I skrivende stund er reglen, at et varmeverk ud over energiafgift og distributionstariffer også skal betale PSO afgift af den el som varmepumpen bruger. Under nuværende regler udgør energiafgift, PSO og tariffer ca. $\frac{3}{4}$ af de variable omkostninger, hvor den rene elpris udgør ca. $\frac{1}{4}$. Af denne samlede udgift til el vil energiafgiften udgøre omkring 40 %, som tilfalder staten. Godt 20 % betales i PSO-tarif og ca. 15 % betales i tariffer.

Hvis man regner med, at varmen alternativt ville være blevet produceret på en naturgaskedel ville halvdelen af brændselsudgiften have været selve gasudgiften, knap 40 % ville have været energiafgift til staten og godt 10 % ville have været øvrige afgifter. Det samlede regnestykke for statskassen ved installering af en varmepumpe, som fortrænger naturgasproduceret varme, vil være et underskud på energiafgifter, en betydelig PSO-tarif og en øget indtægt til transmissions- og distributionsel-

skaber af næsten samme størrelse som PSO-tariffen. Alt i alt en væsentlig omfordeling i forhold til naturgasbaseret produktion.

Omkostningerne, ud over den "rene" elpris (net- og systemtarif, distributionstarif, elafgift og PSO-tarif), har stor indflydelse på rentabiliteten på en investering i en varmepumpe. Det debatteres, hvordan en tilpasning af disse omkostninger kan ske, så det i højere grad er i overensstemmelse med de energipolitiske mål, herunder ønsket om et fleksibelt energisystem. I en artikel i tidsskriftet (RÅSTOE, 2014) beskriver Frede Hvelplund to barrierer for integration af vind-el på varmemarkedet. Hovedpointerne i artiklen er:

- Forvridende energiafgiftsstruktur. Afgiften for vindkraft til elvarme (inkl. PSO-afgift) er ca. dobbelt så høj som afgiften for naturgas og olie. Dette medfører, at selvom elprisen er meget lav, vil prisen for forbrugeren inkl. afgifter for vindkraft være højere end prisen for varme baseret på olie og naturgas.
- Forvridende netbetalingspraksis. Der betales system- og nettarif selvom el bruges lokalt og regionalt og derfor ikke belaster transmissionsnettet. Dertil kommer, at vindkraftbaseret varme betaler en gennemsnitspris til det lokale distributionsnet, også i perioder, hvor der er ledig kapacitet i nettet.

Disse pointer illustrerer behovet for en ændring af rammebetingelserne for energisystemet, der i højere grad tager højde for den mere fleksible måde energisystemet skal fungere på, når andelen af vedvarende energi øges væsentligt.

En anden pointe for ændringer i rammebetingelserne er, at en øget anvendelse af biomasse kan have nogle samfundsmæssige konsekvenser, som i højere grad undgås med eldrevne varmepumper. Som reglerne er i øjeblikket, bidrager varmepumpeproduktion med energiafgifter og PSO til udbygning af andelen af vindkraft. Installerer der i stedet biomasse, vil disse penge altså skulle findes et andet sted.

Det må forventes, at flere af ovenstående forhold kan føre til ændrede rammebetingelser i varmepumpernes favør. Ambitionen må være en regulering, der sikrer at de selskabsøkonomiske incitamenter (f.eks. afgifter) i størst mulig grad medfører, at de mest samfundsøkonomiske investeringer foretages.

Pointen er, at varmepumper (og alle andre teknologier) i rammebetingelserne skal anerkendes for den værdi de er med til at skabe. Hvis varmepumper er med til at skabe værdi for elsystemet, så skal dette afspejles i reguleringen af varmepumper. Hvis andre teknologier (f.eks. transmissionsledninger til udlandet) skaber denne værdi billigere, så skal varmepumper ikke fremmes særskilt. Her er det vigtigt, at der er gennemskuelighed ift. hvilke faktorer, der indregnes, hvordan de værdisættes, og hvad værdien er.

Dette er komplekst og præget af forskellige interesser. Eksempelvis fremlægges Elreguleringsudvalgets rapport i starten af december 2014.

Nye tiltag i Finansloven.

Finansloven for 2015 er positiv i et varmepumpe-perspektiv. Dels er der afsat 60 mio. kr. over 3 år til at få gang i geotermiske borer som på det nærmeste er gået i stå. Dels er der afsat midler til både et rejsehold for udbredelsen af varmepumper samt til demonstrationsprojekter for store varmepumper. Der er 4 mio. kr. årligt i tre år til rejseholdet og der er 55 mio. kr. over to år til demonstrationsprojekter. En plan for hvordan disse penge forventes udmøntet snarest. Desuden rummer EUDP fortsat en pulje til at fremme store varmepumper i fjernvarmen.

Forligskredsen bag energiaftalen har besluttet, at værkerne skal have bedre forudsætninger for at planlægge og få godkendt nye projekter med store varmepumper. Derfor vil forligskredsen nu have ændret forudsætningerne for de samfundsøkonomiske beregninger for varmepumpeprojekter, så det fremadrettet bliver indregnet rigtigt i projektforslagene, at varmepumperne kan udnytte perioder med lave elpriser.

Afrunding

Der er ingen tvivl om, at varmepumper har sin berettigelse i et fremtidigt energisystem. Udfordringen er hvordan der kommer gang i implementeringen af dem. Som situationen er nu er det driftsøkonomisk fornuftigt i mange tilfælde – hvis varmekilden er gratis. Der mangler dog erfaring og ikke mindst udbredelse af denne erfaring. Det forventes dog at komme med de nye tiltag i Finanslov 2015 og gennem denne drejebog og tilhørende inspirationskatalog.

Referencer

Lovtekster

BEK nr. 1022 (2010). *Bekendtgørelse om miljøkvalitetskrav for vandområder og krav til udledning af forurenende stoffer til vandløb, søer eller havet, BEK nr. 1022 af 25/08/2010*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=132956>.

BEK nr. 1206 (2006). *Bekendtgørelse om varmeindvindingsanlæg og grundvandskøleanlæg, BEK nr. 1206 af 24/11/2006*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=12964>.

BEK nr. 1260 (2013). *Bekendtgørelse om udførelse og sløjfning af borer og brønde på land, BEK nr. 1260 af 28/10/2013*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=151892>.

BEK nr. 1451 (2007). *Bekendtgørelse om vandindvinding og vandforsyning, BEK nr. 1451 af 11/12/2007*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=113762>.

BEK nr. 324 (2009). *Bekendtgørelse om fritagelse for betaling til dækning af offentlige forpligtelser for forbrug af elektricitet til produktion af varme i medfør af §9 a i lov om elforsyning, BEK nr. 324 af 28/04/2009*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=124640>.

BEK nr. 450 (1984). *Bekendtgørelse om afledning af afkølet vand fra varmeindvindingsanlæg, BEK nr. 450 af 21/08/1984, Historisk, afløst af*

BEK nr. 1206 af 24/11/2006. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=48420>.

Elforsyningsloven (2013). *Bekendtgørelse af lov om elforsyning, LBK nr. 1329 af 25/11/2013*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=159158>.

Elpatronordningen (2005). *Lov om ændring af forskellige miljø- og energiafgiftslove, LOV nr. 1417 af 21/12/2005*. URL: <https://www.retsinformation.dk/forms/r0710.aspx?id=17158>.

Godkendelsesbekendtgørelsen (2014). *Bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomhed, BEK nr. 669 af 18/06/2014*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=163512>.

Habitatbekendtgørelsen (2007). *Bekendtgørelse om udpegning og administration af internationale naturbeskyttelsesområder samt beskyttelse af visse arter, BEK nr. 408 af 01/05/2007*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=13043>.

LBK nr. 1330 (2013). *Bekendtgørelse af lov om fremme af vedvarende energi, LBK nr. 1330 af 25/11/2013*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=159159>.

LOV nr. 1174 (2014). *Lov om ændring af lov om afgift af elektricitet, lov om afgift af stenkul, brunkul og koks m.v., personskatteloven og forskellige andre love, LOV nr. 1174 af 05/11/2014. (Tilbagerulning af forsyningsikkerhedsafgiften, nedsættelse af elvarmeafgiften, forhøjelse af*

elafgiften m.v.) URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=165520>.

Miljøbeskyttelsesloven (2010). *Bekendtgørelse af lov om miljøbeskyttelse, LBK nr. 879 af 26/06/2010*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=132218>.

Naturbeskyttelsesloven (2013). *Bekendtgørelse af lov om naturbeskyttelse, LBK nr. 951 af 03/07/2013*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=155609>.

Nettoafregningsbekendtgørelsen (2013). *Bekendtgørelse om nettoafregning for egenproducenter af elektricitet, BEK nr. 1032 af 26/08/2013*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=158132>.

Projektbekendtgørelsen (2014). *Bekendtgørelse om godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg, BEK nr. 566 af 02/06/2014*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=163524>.

Spildevandsbekendtgørelsen (2007). *Bekendtgørelse om spildevandstiladelser m.v. efter miljøbeskyttelseslovens kapitel 3 og 4, BEK nr. 1448 af 11/12/2007*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=113752>.

Vandforsyningsloven (2013). *Bekendtgørelse af lov om vandforsyning m.v., LBK nr. 1199 af 30/09/2013*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=145854>.

Varmeforsyningsloven (2011). *Bekendtgørelse af lov om varmforsyning, LBK nr. 1184 af 14/12/2011*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=139597>.

VVM-bekendtgørelsen (2014). *BBekendtgørelse om vurdering af visse offentlige og private anlægs virkning på miljøet (VVM) i medfør af lov om planlægning, BEK nr. 764 af 23/06/2014*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=163829>.

Andre kilder

Arp, Kim (2013). *Varmepumpe på spildevand, præsentation på minimesse om varmpumper i Aalborg, Kim Arp, 17. april 2013*. URL: http://smartvarme.dk/index.php?option=com_content&view=article&id=3117&Itemid=83.

Dansk Energi (2014a). *Elforsynings tariffer og elpriser, Dansk Energi, 2014*. URL: http://www.danskeenergi.dk/~media/Energi_ital/Elforsynings_tariffer_og_elpriser_pr__1__januar_2014.ashx.

Dansk Energi (2014b). *Vejledning om nettilslutning af elkedler (Herunder varmpumper der opfylder betingelserne i elpatron-ordningen), Dansk Energi, Sagsnr. 10/161, 2014*. URL: <http://www.danskeenergi.dk/AndreSider/NetTeknik/Nettilslutning.aspx>.

Dansk Fjernvarme (2014). *Dansk Fjernvarmes Brændselsprisstatistik. Denne er ikke offentligt tilgængelig, men tilgængelig for Dansk Fjernvarmes medlemmer (Kontakt: Kim S. Clausen, Grøn Energi)*. URL: <http://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/sekretariat>.

Dansk Fjernvarmes F&U-Konto (2013). *Industrivarmepumper på kraftvarmeværker, Dansk Fjernvarmes F&U-Konto, Projekt nr. 2012-06, Lading-Fajstrup Varmeforsynings selskab og Aaen, 2013*. URL: <http://www.danskfjernvarme.dk/viden-om/f-u-konto/2012-06-industriwarmepumper-paa-kraftvar>.

Dansk Fjernvarmes F&U-Konto (2014). *Konkurrencedygtige fjernvarmetariffer, Dansk Fjernvarmes F&U-Konto, Projekt nr. 2013-01, Vestforbrænding, Rambøll, Lystrup Fjernvarme, VEKS og Rødovre Kommunele Fjernvarmeforsyning, 2014*. URL: <http://www.danskfjernvarme.dk/viden-om/f-u-konto/2013-01-konkurrencedygtige-fjernvarmetar>.

Dansk Fjernvarmes F&U-Konto (2015). *Solvarme kombineret med varmpumper, Dansk Fjernvarmes F&U-Konto, Projekt nr. 2014-01, Karup Varmeværk, PlanEnergi og Industrivarme, igangværende,*

2015. URL: <http://www.danskfjernvarme.dk/viden-om/f-u-konto/2014-01-solvarme-kombineret-med-varmepumper>.
- Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, m.fl. (2013). *Energistyrelsens Drejebog om geotermi - Etablering og drift af geotermiske anlæg til fjernvarmeforsyning, Grøn Energi, GEUS, Ross Engineering og Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, 2013*. URL: <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/vedvarende-energi/geotermisk-energi>.
- DONG Energy Eldistribution (2014). *DONG Energys Eldistributions oversigt over distributionstariffer, 2014*. URL: http://www.dongenergy-distribution.dk/da/erhverv/Eldistribution/Priser%20og%20gebyrer/Pages/Prisergebyrer2012_ny.aspx.
- Ea Energianalyse (2011). *VindVarme - Skitseprojekt om fjernvarme fra vindmøller og varmepumper, Ea Energianalyse, 2011*. URL: http://www.ea-energianalyse.dk/subpages/929_vindvarme_skitseprojekt_om_fjernvarme_fra_vindmoeller_og_varmepumper.html.
- Energiaftalen (2012). *Aftale mellem regeringen (Socialdemokraterne, Det Radikale Venstre, Socialistisk Folkeparti) og Venstre, Dansk Folkeparti, Enhedslisten og Det Konservative Folkeparti om den danske energipolitik 2012-2020, 2012*. URL: <http://www.ens.dk/politik/dansk-klima-energipolitik/politiske-aftaler-pa-energiområdet/energiaftalen-22-marts-2012>.
- Energinet.dk (2010). *Retningslinjer for nettoafregning af egenproducenter, 27582-10, Energinet.dk, 2010*. URL: <http://www.energinet.dk/DA/El/Nyheder/Sider/Ny-udgave-af-retningslinjer-for-nettoafregning-af-egenproducenter.aspx>.
- Energinet.dk (2014). *Udtræk af markedsdata, Energinet.dk, 2014*. URL: <http://energinet.dk/DA/El/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>.
- Energistyrelsen (2012a). *Energistyrelsens Energiproducenttælling og Energistatistik 2012*. URL: <http://www.ens.dk/info/tal-kort/statistik-nogleletal/arlig-energistatistik>.
- Energistyrelsen (2012b). *Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, Energistyrelsen, 2012*. URL: <http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsokonomiske-beregnings-forudsatninger>.
- Energistyrelsen (2014). *Fjernvarmens rolle i den fremtidige energiforsyning, Energistyrelsen, 2014*. URL: <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/forsyning-varme/analyse-fjernvarmens-rolle>.
- Gaspoint Nordic (2014). *Gaspoint Nordic organiserer fysisk handel af naturgas*. URL: <http://www.gaspointnordic.com/market-data>.
- Grøn Energi (2014). *Frafald af grundbeløb: Konsekvenser for varmepris. Grøn Energi har gennemført en analyse af, hvor meget varmeprisen vil stige når grundbeløbet bortfalder med udgangen af 2018*. URL: <http://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/analyser/grundbeloeb>.
- Hansen, Jens Würgler (2013). *Marine områder 2012, NOVANA, Videnskabelig rapport fra DCE - Nationalt Center for Miljø og Energi nr. 77, Jens Würgler Hansen, Aarhus Universitet, Institut for Bioscience, 2013*. URL: <http://dce2.au.dk/pub/SR77.pdf>.
- HMN Naturgas (2014). *Distributionstariffer 2014*. URL: <http://hmn.naturgas.dk/erhverv/kundeservice/priserogbetingelser/distributionstarif/>.
- IDA (2009). *IDAs Klimaplan 2050, IDA, 2009*. URL: <http://ida.dk/publikationer/rapport/idas-klimaplan-2050>.
- Ingeniøren (2014). *Rekord: Vindmøller leverede 41,2 pct. af danskerne elforbrug i første halvår, Ingeniøren, 2014*. URL: <http://ing>.

dk/artikel/rekord-vindmoeller-leverede-412-pct-af-danskernes-elforbrug-i-foerste-halvaar-170541.

Miljøstyrelsen (2003). *Data om spildevand og udledning fra renseanlæg, Miljøstyrelsen, 2003*. URL: http://www2.mst.dk/blst_databaser/mstmiljoedata/reseanlaeg/reseanlaeg.htm.

PlanEnergi, m.fl. (2013). *Energistyrelsens Udredning vedrørende varmelagringssteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet, PlanEnergi, Teknologisk Institut, GEO og Grøn Energi, 2013*. URL: <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/forsyning-varme/fjernvarme/analyse-fremtidens>.

RÅSTOF (2014). *Artiklen: Reformer integration af el og varme, bedre vindkraftøkonomi og elkapacitet til lavvindsperioder, Frede Hvelplund, tidsskriftet RÅSTOF, efterår 2014, side 20-21*. URL: <http://www.ve.dk/argang-2014>.

Viegand Maagøe (2013). *Energistyrelsens Analyse af mulighederne for bedre udnyttelse af overskudsvarme fra industrien, Viegand Maagøe, 2013*. URL: <http://www.ens.dk/info/nyheder/nyhedsarkiv/industrien-kan-tjene-penge-paa-overskudsvarmen>.

WellPerform, m.fl. (2014). *Energistyrelsens Udredning om mulighederne for risikoafdækning i geotermiprojekter, WellPerform og Sandroos Advokatfirma, 2014*. URL: <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/vedvarende-energi/geotermisk-energi>.

Ordliste

Absorbent	Medie med stor opløselighed af et kølemiddel. Læs mere i afsnit 3.1.2 på side 27	høj temperatur. Denne varme kaldes drivvarme . Kompressionsvarmepumper kræver mekanisk energi, som oftest leveres fra en elmotor. En sådan varmepumpe er derfor eldrevet. Læs mere i afsnit 3.1 på side 25.
ATES	ATES er en forkortelse for Aquifer Thermal Energy Storage, som er et grundvandsbaseret varmelager. Læs mere i afsnit 2.5 på side 16.	
COP	COP er en forkortelse for Coefficient Of Performance, som på dansk kaldes effekt faktoren . COP er defineret som det aktuelle forhold mellem den leverede effekt [MW] og drivenergiens effekt [MW]. COP for en eldrevet varmepumpe er derfor forholdet mellem varmepumpens leverede varme og dens elforbrug (COP-varm). COP for et eldrevet køleanlæg er tilsvarende forholdet mellem køleanlæggets leverede køling og dens elforbrug (COP-kold). Tilsvarende gælder for absorptionsvarmepumper, som dog bruger drivvarme i stedet for el. Læs mere i afsnittene 3.1 på side 25 og 3.2.1 på side 29.	Egenproducenter Egenproducenter er selskaber, som selv producerer el. El El er en forkortelse for elektricitet. Elpatron En elpatron omdanner el til varme. Elpatroner kaldes også elkedler og dyppekogere . Elpatron-ordningen Elpatronordningen er en afgiftslempelse på fjernvarme, der blev indført med lov nr. 1417 af 21. december 2005. Ordningen trådte i kraft 1/1-2008. F&U-Konto Dansk Fjernvarmes F&U-Konto støtter forsknings- og udredningsarbejder i fjernvarmesektoren. For at opnå tilskud fra F&U-kontoen er det et krav, at man har et aktuelt projekt, der har bred almen interesse i fjernvarmesektoren. F&U-Kontoen supplerer offentlige forsknings- og udviklingsprogrammer som Energistyrelsens EUDP-program og Energinet.dk's PSO-programmer og udfylder de huller, der opstår, når projekter falder udenfor rammerne af disse ordninger.
Drivenergi	En varmepumpe kræver en højværdig drivenergi for at kunne fungere. Absorptionsvarmepumper drives af varme ved	

	Alle varmeværker indbetaler et bidrag på 1,404 øre pr. GJ (i 2013) til F&U-Kontoen. Det årlige budget til støtteudbetaling er cirka 1.900.000 kr. Heraf får distributionsgruppen ca. 600.000 kr. til sine aktiviteter. Dansk Fjernvarmes F&U-Konto har eksisteret siden 2001.	IDA	IDA (tidligere Ingeniørforeningen i Danmark) er en interesseorganisation og faglig forening for tekniske og naturvidenskabelige akademikere.
FBA	FBA er en forkortelse for Forbrugsbalanceansvarlig.	Intercooler	Intercooler er den engelske betegnelse for ladeluftkøler, som bruges til at nedkøle komprimeret forbrændingsluft inden den ledes ind i en forbrændingsmotor.
Grundbeløb	Grundbeløbet (det produktionsuafhængige tilskud) blev indført som en compensation for det tab de decentrale kraftvarmeværker ellers ville få ved lave elspotpriser ved overgangen fra treledstarif til det frie elmarked.	Køleanlæg	Et køleanlæg er det samme som en varmepumpe, se denne.
HOFOR	HOFOR står for Hovedstadsområdets Forsyningselskab. HOFOR forsyner byer med vand, spildevandsafledning, fjernvarme, bygas og fjernkøling og opfører vindmøller. HOFOR står for både vandforsyningen og for at lede spildevand og regnvand væk i otte kommuner: Albertslund, Brøndby, Dragør, Herlev, Hvidovre, København, Rødovre og Vallensbæk. Udover vand forsyner HOFOR København med fjernvarme, bygas og fjernkøling – og er i gang med flere vindmølleprojekter både i og uden for København. HOFOR ejer også Amagerværket, som producerer el og fjernvarme. Læs mere i afsnit 8.4 på side 71.	Kølemiddel	Arbejdsmediet i et køleanlæg / en varmepumpe kaldes et kølemiddel. Kølemidlet optager varme når det fordamper ved et lavt tryk, og afgiver varme når det kondenserer ved et højere tryk. Ammoniak (NH ₃ , R717), kuldioxid (CO ₂ , R744), isobutan (C ₄ H ₁₀ , R600a), propan (C ₃ H ₈ , R290) og vand (H ₂ O, R718) er alle eksempler på naturlige kølemidler (med kemiske betegnelser og kølemiddelnumre i parentes). Læs mere i bilag B på side 97.
		Lavtemperaturveksler	En lavtemperaturveksler, som også kaldes en LT-veksler, røggaskøler, kondensator eller economizer, bruges til at nedkøle røggas og kondensere vanddampen i røggassen. Læs mere i kapitel 2 på side 9.
Hydrogeologi	Hydrogeologi beskæftiger sig med grundvand, dvs. vand, som under jordoverfladen udfylder alle porer og sprækker. Grundvand dannes af nettonedbøren, som er forskellen mellem nedbør og fordampning. Læs mere i afsnit 2.5 på side 16.	LithiumBromid	LithiumBromid (LiBr) er et salt, som sammen med vand bruges som kølemiddelpar (kølemiddel og absorbent) i en absorptionsvarmepumpe. Læs mere i afsnit 3.1.2 på side 27.

Lorentz-COP	Lorentz-COP er den teoretisk maksimale COP som kan opnås når en varmekilde køle fra én temperatur til en anden, samtidig med at et varmedræn tilsvarende opvarmes fra én temperatur til en anden. Læs mere i afsnit 3.2.1 på side 29.	Re-injicere	Reinjicere betyder typisk, at vandet via en boring ledes direkte ned til grundvandsmagasinerne igen.
Lorentz-virkningsgrad	Lorentz-virkningsgraden er forholdet mellem den faktiske COP og Lorentz-COP. Læs mere i afsnit 3.2.1 på side 29.	SCOP	SCOP er en forkortelse for Seasonal Coefficient Of Performance, som på dansk kaldes års-effekt faktoren eller års-COP . COP afhænger driftstemperaturerne, som typisk varierer over året. SCOP er i modsætning hertil et års-vægtet gennemsnit af COP. SCOP for en eldrevet varmepumpe kan beregnes som ét års leveret varme [MWh] divideret med elforbruget [MWh] i den samme periode. Læs mere i afsnit 3.1 på side 25.
MW	MW er en forkortelse for effekten mega-watt eller 1.000.000 watt. I drejebogen bruges MW og MW-varme for varme-effekt, og MW-el for eleffekt.	Scrubber	Scrubber er den engelske betegnelse for en røggasvasker, som vha. en „bruser“ med scrubbervand bruges til at nedkøle røggas og kondensere vanddampen i røggassen. Læs mere i bilag C på side 101.
MWh	MWh er en forkortelse for energimængden mega-watt-timer. I drejebogen bruges MWh og MWh-varme for varme-energi, og MWh-el for elenergi.	System-COP	System-COP defineres som forholdet mellem værkets samlede mer-produktion af varme i forhold til værkets samlede mer-forbrug af el som følge af varmepumpens drift. System-COP for en grundvandsvarmepumpe vil f.eks. være lavere end varmepumpens egen COP, fordi der også bruges el til at cirkulere grundvandet. System-COP for et system med indirekte varmekilder vil typisk ligeledes være lavere end varmepumpens egen COP. Dette er grunden til at indirekte varmekilder typisk ikke er rentable, samt at disse kræver meget grundige beregninger. Læs mere i afsnit 3.2.1 på side 29.
Nettoafregning	Egenproducenter af el kan under visse betingelser nettoafregne, hvilket betyder at de kun skal afregnes for den faktiske elleverance (i begge retninger). Læs mere i bilag F på side 117.		
PSO	PSO står for Public Service Obligations, dvs. offentlige serviceforpligtigelser, og statens indtægter herfra finansierer fremme af miljøvenlig elproduktion. Læs mere i afsnit 5.4.6 på side 49.		
Re-infiltrere	Reinfiltrere betyder typisk, at vandet ledes ud på eller nær jordoverfladen og langsomt siver ned igennem jordlagene til grundvandsmagasinerne.		

Treledstarif

For decentrale kraftvarmeværker, der modtager pristillæg efter treledstariffen, køber Energinet.dk værkernes produktion af el til en beregnet pris, der reguleres hvert kvartal.

Det betyder, at døgnet er inddelt i tre perioder: en lav, en høj og en spids fordeling. Hver periode har sin egen tarifsats.

Energinet.dk afregner el fra værket efter den tarifsats, der gælder for perioden, og efter om det er en sommer- eller vinterperiode.

Læs mere i kapitel 1 på side 1.

Varmekilde

En varmekilde indeholder energi. Hvis varmekildens temperatur overstiger behovet, kan varmekilden udnyttes direkte, evt. via en varmeveksler. Hvis varmekildens temperatur er lavere end behovet, kan energi udnyttes ved at hæve temperaturen med en varmepumpe.

I drejebogen skelnes mellem **eksterne** varmekilder, som findes udenfor varmeværket (f.eks. grundvand) og **interne** varmekilder, som findes på varmeværket (f.eks. røggas). De interne varmekilder kræver drift på andre varmeproducerende enheder, f.eks. kedler.

Desuden skelnes mellem **direkte** og **indirekte** varmekilder. De indirekte varmekilder, primært returvand, er ikke en varmekilde i sig selv, men kan øge effektiviteten af andre enheder, f.eks. lavtemperaturvekslere, solvarme eller varmelagre. De indirekte varmekilder er mindre effektive end de direkte.

Læs mere i kapitel 2 på side 9.

Varmepumpe

En varmepumpe er en termisk maskine, som vha. en højværdig drivenergi kan optage varme ved en lav temperatur (fra en varmekilde) og afgive den ved en højere temperatur (til et varmedræn).

De to mest almindelige varmepumpetyper er **kompresionsvarmepumpen**, som drives af mekanisk energi, typisk fra en elmotor, og **absorptionsvarmepumpen**, som drives af drivvarme med en høj temperatur.

Læs mere i afsnit 3.1 på side 25 (samt resten af drejebogen).

VP

VP er en forkortelse for varmepumpe.

A Liste over varmepumpeleverandører

Advansor A/S

Typer: CO₂-varmepumper

Hjemmeside: <http://www.advansor.dk/>

Kontaktperson: Jacob Nielsen

Cronborg ApS

Typer: CO₂-, propan- og ammoniakvarmepumper

Hjemmeside: <http://cronborg.dk/>

Kontaktperson: Karsten Pedersen

Danstoker A/S

Typer: Absorptionsvarmepumper i forbindelse med Danstoker kedler

Hjemmeside: <http://www.danstoker.dk/>

Kontaktperson: Carsten Ebbesen

ICS Energy A/S

Typer: CO₂- og ammoniakvarmepumper

Hjemmeside: <http://www.icsenergy.dk/>

Kontaktperson: Torben Henriksen

Innoterm A/S

Typer: Ammoniak- og hybridvarmepumper

Hjemmeside: <http://www.innoterm.dk/>

Kontaktperson: Christian Christensen

Johnson Controls Denmark ApS, Køleteknik

Typer: Propan-, isobutan- og ammoniakvarmepumper samt absorptionsvarmepumper

Hjemmeside: <http://www.johnsoncontrols.dk/content/dk/da.html>

Kontaktperson: Svend Madsen

SEG A/S

Typer: Absorptionsvarmepumper

Hjemmeside: <http://segenergy.dk/>

Kontaktperson: Henning Sloth

Svedan Industri Køleanlæg A/S

Typer: Ammoniakvarmepumper

Hjemmeside: <http://www.svedan.com/>

Kontaktperson: Søren Gram

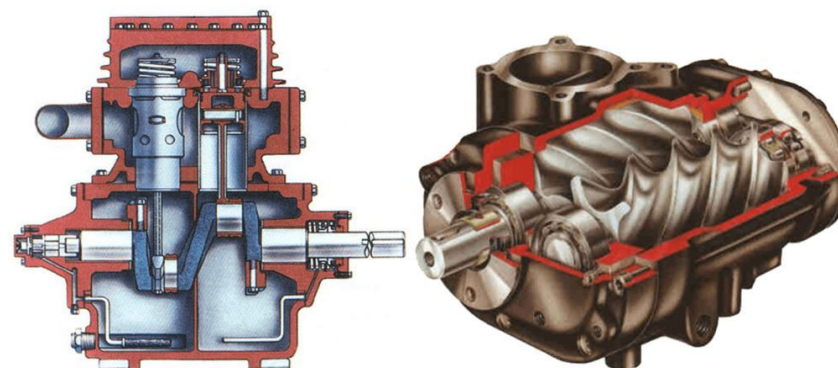
B Mekaniske varmepumper med naturlige kølemidler

For de mekaniske varmepumpe typer skelnes typerne primært på det anvendte kølemiddel. Kølemidlerne har forskellige egenskaber, som hver især stiller særlige krav til anlæggets udførelse. Et CO₂-anlæg adskiller sig f.eks. væsentligt rent teknisk fra en ammoniakvarmepumpe. Arbejdsprincippet er det samme, men der vil være forskellige krav til kompressor, varmevekslere, rørsystemer osv. afhængigt af kølemidlet.

Kompressorer

Til mekaniske varmepumper anvendes primært fortrængningskompressorer, som enten er stempelkompressorer eller skruekompressorer. Fortrængnings-princippet fungerer på den måde at gassen indespærres i et lukket rum, hvorefter rummets volumen reduceres så trykket stiger indtil gassen presses ud ved højt tryk. Forholdet imellem trykniveau på kompressorens indsugnings- og udblæsnings-side kaldes „trykforholdet“, hvor stempelkompressorer ofte har lidt bedre virkningsgrad ved lave trykforhold, imens skruekompressorer har bedre virkningsgrad ved høje trykforhold. Skruekompressorer har færre bevægelige dele og kræver derfor mindre vedligehold end stempelkompressorer.

I meget store udenlandske anlæg anvendes også dynamiske kompressorer (også kaldet turbo-kompressorer), hvor gassens hastighed øges og hastigheden derefter omdannes til trykstigning efter Bernoullis princip, som også kendes fra bl.a. centrifugalpumper. Centrifugal-kompressorerne fungerer bedst med kølemidler, som har tunge molekyler som f.eks. R134a. Kompressor-typen er derfor mindre egnet til natur-



Figur B.1 – Stempelkompressor til venstre og skrue-kompressor til højre.

lige kølemidler som har lettere molekyler. Samtidig kan en enkelt kompressor kun levere et relativt lavt trykforhold, hvorfor flere kompressorer i serie er nødvendige til større temperaturløft.

Kølemidler

De enkelte kølemidler er i teorien alle sammen lige gode rent termodynamisk. De fungerer dog forskelligt ved forskellige temperatur-niveauer, hvilket betyder at bestemte kølemidler ofte er mest hensigtsmæssige i et konkret system. Desuden er der forskellige praktiske forhold, som trykniveau, brandbarhed, giftighed, udvalg af komponenter osv., der kan gøre bestemte kølemidler mest egnede i visse applikationer. Om de enkelte kølemidler kan kort nævnes:

Kuldioxid er et gammelkendt kølemiddel, men pga. højt arbejdsstryk har det traditionelt kun været anvendt til meget lave temperaturer. Med udfasningen af HFC-kølemidler i Danmark og andre lande, har teknologien igennem de seneste 10 år vundet stort indpas i supermarkedskøleanlæg over hele verden, og anvendes nu også under højere temperaturer. Udvalget af komponenter følger i høj grad de komponenter som anvendes inden for kommerciel køling, og visse komponenter må derfor dubleres i forbindelse med større anlæg. CO₂-anlæg bygges i størrelser op til ca. 1,5 MW, og i denne størrelse vil et anlæg bestå af 10-16 mindre kompressorer. CO₂ har nogle termodynamiske egenskaber, som gør det særligt egnet til opvarmning af vand med et stort temperaturløft, f.eks. fra 20-70° C.

Fordele

- Ikke giftigt, ikke brandbart
- Særligt velegnet til store temperaturløft på den varme side (40-90 °C)
- Op til 90° C
- Stor volumetrisk kuldeydelse (kompakte anlæg)
- Kan håndtere stor temperaturforskelle 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

Ammoniak anvendes i meget stort omfang til industriel køling, og er de senere år blevet videreudviklet så anvendelsen også omfatter varmepumper ved høj temperatur. Ammoniak-anlæg anvendes traditionelt i større kølesystemer, og det er derfor muligt at lave varmepumper med kapaciteter over 1 MW, med få, store komponenter. Traditionelle ammoniak-køleanlæg har typisk et maksimalt arbejdsstryk på 25

bar. Med denne slags anlæg kan man nå en temperatur på 50-55° C. Man har igennem længere tid kunne købe varmepumper med 40 bars komponenter, 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 væsentlige prisforskelle afhængigt af den krævede temperatur, og derfor kan selv lavtryks-løsningerne være interessante i forbindelse med f.eks. forvarmning af returvand til en kedel.

Fordele

- Op til 95° C
- Stort udvalg af standardkomponenter gør særligt lavtryksanlæg effektive og økonomisk fordelagtige
- Stor tilgængelighed af industrielle komponenter

Ulemper

- Giftigt og svagt brandbart
- Kan blive nødvendigt med flere trin ved større temperaturforskelle

IsoButan har først for nyligt fundet anvendelse til mellemstore varmepumper op til 4-500 kW 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 stor kompressor)

Propan anvendes typisk til mellemstore varmepumper op til 4-500 kW med fremløbstemperaturer op til ca. 60° C. I forhold til isobutan arbejder propan anlæg med noget højere tryk, men det betyder samtidig at en mindre kompressor får større ydelse. Derfor kan propan-anlæg være fordelagtige, når der ikke kræves høj temperatur.

Fordele

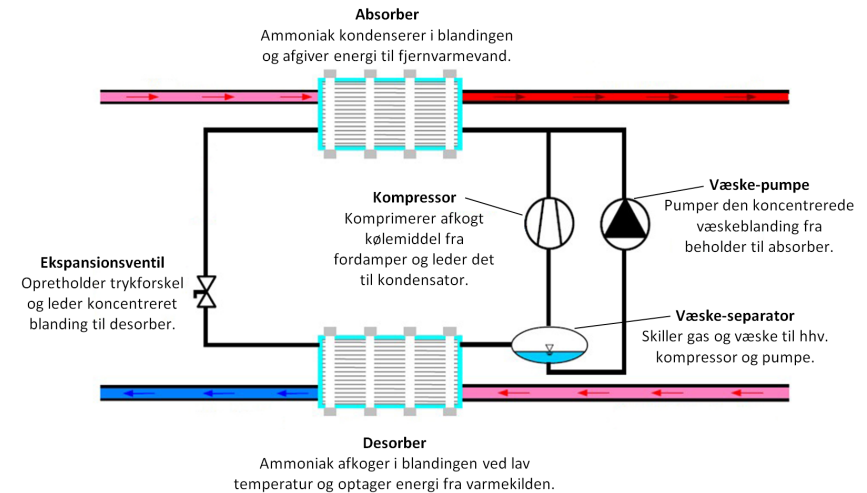
- Høj volumetrisk varmeydelse sammenlignet med isobutan
- Simple og prisbillige anlæg, som anvender kommercielle kølekomponenter

Ulemper

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

Hybridvarmepumper er ikke så udbredte endnu, men anvendes flere steder til industrielle formål. Teknologien bygger på absorptionsprincippet mellem ammoniak og vand, hvor ammoniak på gasform absorberes i vand og afgiver kondenseringsvarme. Den tekniske udformning minder meget om det traditionelle kompressionsprincip. En kompressor komprimerer afkogt ammoniak-damp, hvorefter det blandes

sammen med en tynd opløsning af vand og ammoniak. Opløsningen pumpes fra en væskeudskiller og frem til kompressorens afgang af en væske-pumpe, som ikke findes på traditionelle kompressions-anlæg. Ammoniak-gassen absorberes i opløsningen, og der frigives kondenseringsenergi som udnyttes til opvarmning af fjernvarmevand. Den opkoncentrerede opløsning ledes herefter til en ekspansionsventil, hvor trykket reduceres, inden det ledes til desorberen. Pga. det lavere tryk kan ammoniakken nu koges ud af opløsningen ved en lavere temperatur og optage energi fra en varmekilde. Herefter ledes ammoniak-damp og opløsning til en væske-separator, hvor dampen ledes til kompressoren og væske ledes til pumpen. Princippet ses på figur B.2.



Figur B.2 – Principdiagram for en hybridvarmepumpe. Kilde: Hybrid Energi.

Én af fordelene ved hybridprincippet er, at processen foregår ved et lavere tryk end når ren ammoniak kondenserer ved samme temperatur. Herved kan man bruge almindelige lavtrykskomponenter til selv høje temperaturer. Dette betyder også at det er muligt at lave anlæg med høj kapacitet (over 1 MW), med få, store komponenter. Ved at ændre på koncentrationen i vand/ammoniak-opløsningen kan man samtidig

ændre kogepunktet, og således få en glidende temperatur på kølemidlet, som passer til temperaturforløbet for fjernvarmevand.

Fordele

- Op til 100° C med standard-komponenter
- Lavt tryk
- Temperaturglid på kølemiddel muliggør høj effektivitet

Ulemper

- Bedst egnet til varmekilder med høj temperatur (30-40° C)
- Lav volumetrisk varmeydelse sammenlignet med almindelige ammoniak-anlæg

EUDP har givet tilsagn om støtte til demonstrationsprojektet „Hybridvarmepumpe til fjernvarme“, hvor en hybridvarmepumpe på ca. 1,3 MW skal installeres hos Løgumkloster Fjernvarme. Hybridvarmepumpen skal, sammen med en absorptionsvarmepumpe, køle på et damvarmelager, som opvarmes af solvarme.

Vanddamp-kompressorer har været under udvikling i en længere årrække, dog primært til fjernkøleformål. Samme type anlæg kan også anvendes som nederste del af en varmepumpeløsning, hvor varmekilden har lav temperatur. Der arbejdes også på højtemperatur-løsninger i lidt mindre skala, som primært udvikles til inddampnings-processer i industrien. Disse kan også blive interessante i fjernvarme-sammenhæng på varmekilder med høj temperatur. For at udnytte fordampningsvarmen ved lav temperatur, skal trykket være meget lavt og det gør dampen tynd. Det betyder at volumen-mængden bliver meget stor, og der anvendes derfor 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 udkondenserer 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 tilsmudsning i varmevekslere. Teknologien kan ligeledes anvendes til is-generering, og gør det derfor muligt at bruge havvand som varmekilde hele året. I lande som Danmark vil dette potentiale være meget stort. Augustenborg Fjernvarme har netop vedtaget at igangsætte et demonstrationsprojekt, hvor to nye vanddamp-kompressorer skal udvinde energi fra vandet i Augustenborg fjord. De to kompressorer har en samlet varmeydelse på ca. 1,5 MW ved en vandtemperatur på 0° C, og løfter temperaturen ca. 30 grader. Temperaturen øges yderligere via en ammoniakvarmepumpe, som overfører energien til fjernvarmevand. Det forventes at anlægget vil blive installeret i 2015.

Fordele

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

Ulemper

- Nye konkurrencedygtige systemer er først lige ved at blive demonstrerede
- Kræver flere trin når kold eller varm side har et større temperaturspænd



Eksempler på vigtige forhold vedrørende systemintegration

Dette bilag indeholder to eksempler, som skal tydeliggøre nogle af de parametre, man skal være særlig opmærksom på, når et varmepumpeanlæg projekteres. I visse tilfælde kan det være svært at gennemskue, hvordan systemet påvirker varmepumpens COP og faktiske ydelse, og disse eksempler vil vise nogle af de forhold, der kan have stor betydning.

Det første eksempel viser, hvordan en varmepumpe kan integreres i forbindelse med røggaskøling, og hvilken indflydelse integrationen har på varmepumpens faktiske systemydelse. Problematikken er også gældende, hvis en varmepumpe anvendes til køling af returvand, drikkevand, solvarme, sæsonlagring eller lignende, hvor varmekildens faktiske effekt kan være svært at beregne.

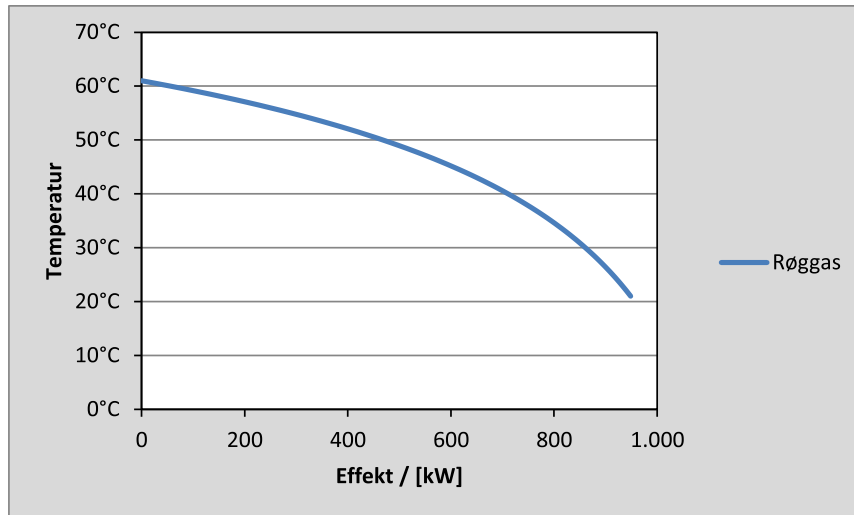
I det andet eksempel er anlægget på Skjern Papirfabrik brugt. Anlæg med varmekilder som har høj temperatur, understreger pointen særligt godt. Det skal understreges, at Skjern Papirfabrik i denne forbindelse udelukkende danner baggrund for et tænkt eksempel, og at det slet ikke er sikkert, at de foreslåede ændringer kan realiseres i praksis. En reduktion af temperaturspændet mellem varmekilde og fjernvarmevand har stor effekt i alle installationer, men ved energikilder med særlig høj temperatur bliver effekten endnu større. For anlæg der udnytter geotermi, vil effekten af temperaturoptimering derfor også være særlig stor.

Installation af varmepumpeanlæg til køling af røggas på fliskedel

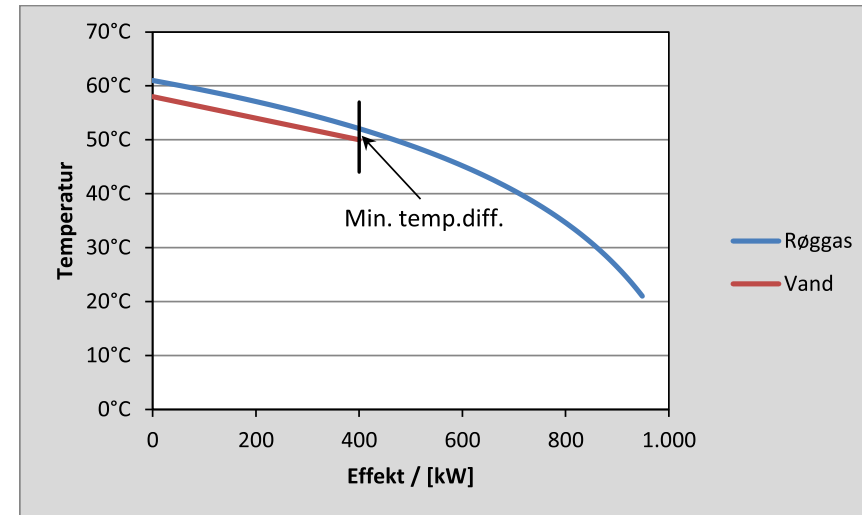
Træflis indeholder normalt 40-55 vægt-% vand, som fordamper under afbrændingen. Denne fordampning optager en del af energien, og kan genvindes ved afkøling af røggassen, så vanddampen udkondenserer. Afhængigt af vandindholdet ligger dugpunktet normalt imellem 55° og 65° C, og røggassen skal således kunne køles til en temperatur herunder, før genvinding af kondenseringsvarmen bliver mulig. Figur C.1 viser resteffekten imellem 62° og 21° C i røggas for en fliskedel, hvor selve kedlen har en effekt på 4,8 MW og vandindholdet i flisen er 50 vægt-%.

Som det ses af figuren, kan der udvindes knap 1 MW yderligere såfremt røggassen afkøles til 21° C. Kedlens effekt kan altså øges til ca. 5,8 MW, svarende til en forøgelse på godt 20 %. Med en fornuftig returtemperatur kan størstedelen af energien udvindes, og skal det hele med, eller kan returen ikke sænkes tilstrækkeligt, kan en varmepumpe være en fornuftig løsning. Figur C.2 viser en skitse af en fliskedel med et scrubbærtårn til røgrensning og en returtemperatur på 45° C.

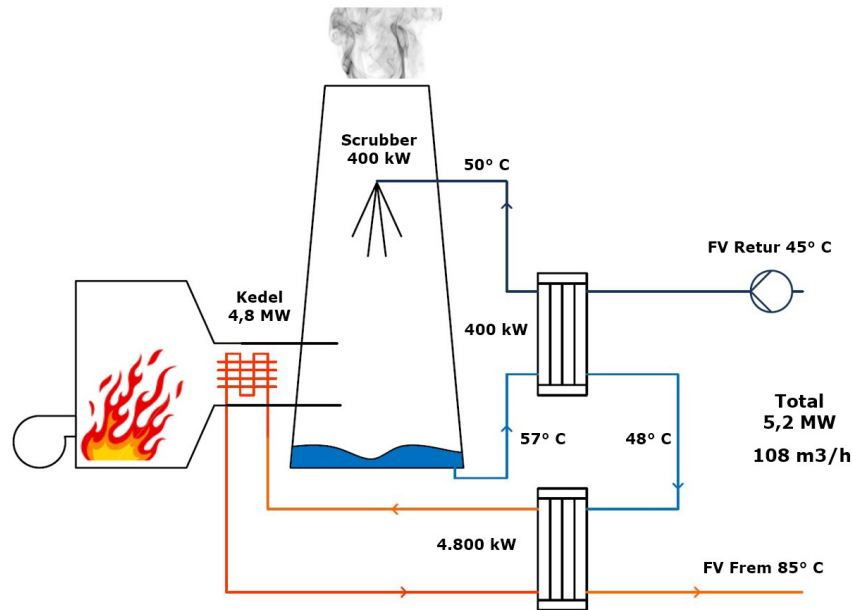
Figur C.2 viser en skitse af fliskedlen på 4,8 MW. I skrubbærtårnet afkøles røggassen yderligere til godt 50° C og afgiver ca. 400 kW ekstra varme. Scrubbervandet køles fra 57° til 50° C via fjernvarmereturen i en pladevarmeveksler. Der resterer altså fortsat omkring 600 kW varme i røggassen, som kan indvindes ved hjælp af en varmepumpe. Temperaturforløbet imellem scrubbervand og røggas ses på figur C.3. Som det ses begrænses effekten af scrubbervandets temperatur på 50° C.



Figur C.1 – Temperatur og effekt i røggas fra flis kedel. Kilde: Teknologisk Institut.



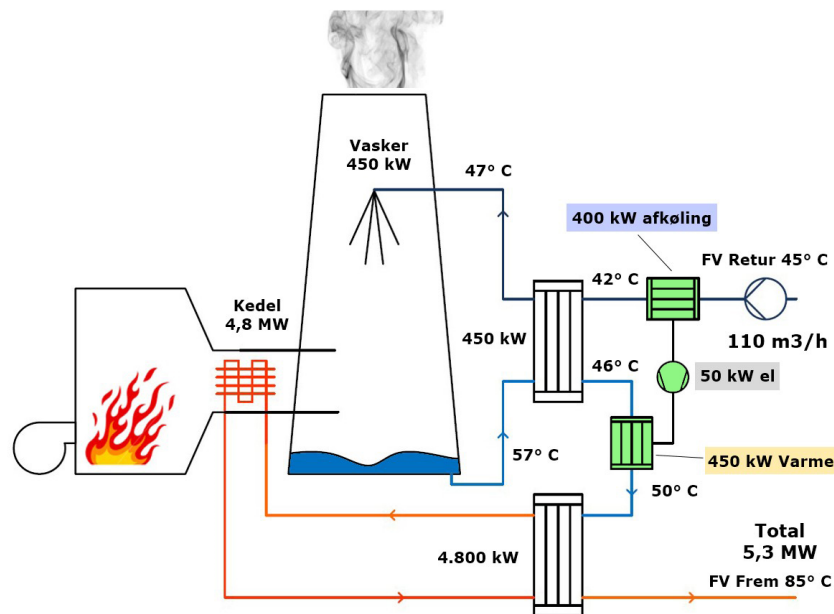
Figur C.3 – Temperaturforløb for 50°C scrubbevand og røggas. Kilde: Teknologisk Institut.



Figur C.2 – Flis kedel med scrubbertårn til røggasrensning. Kilde: Teknologisk Institut.

Som det ses af figur C.3, kan der udvindes 400 kW. Herefter bliver temperaturforskellen imellem vand og røggas for lille, og der kræves køligere vand for yderligere energiudvinding. Der har været flere eksempler, både med biomasse og naturgas, hvor en varmepumpe afkøler returvandet, som herefter skulle indvinde yderligere energi i røggassen. Det er dog vigtigt at bemærke, at returvandets vandstrøm er så stor, at temperaturforskellene på returvand og røggas slet ikke er sammenhængende. Dette er illustreret i eksemplet på figur C.4, hvor en varmepumpe køler returvandet med 400 kW.

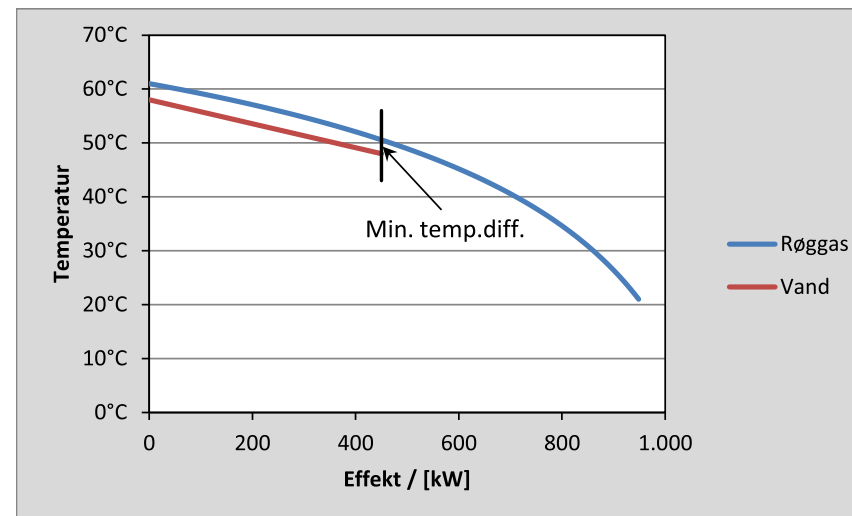
Varmepumpen (grøn) afkøler returvandet med en effekt på 400 kW og afleverer energien efter veksleren til scrubbevandet. Varmepumpen laver kun et lille temperaturløft og har derfor kun et eloptag på 50 kW. Afkølingen på 400 kW ændrer dog kun vandtemperaturen med 3° C, hvor scrubbevandet nu bliver 47° C imod 50° C tidligere. Reduktionen på 3° C har ikke stor effekt i vasketårnet, hvor den samlede effekt nu er 450 kW. Selvom varmepumpen flytter 400 kW med høj COP ($450 \text{ kW} / 50 \text{ kW} = 9,0$), er den faktiske virkning i scrubbertårnet kun 50 kW. Hertil bruger



Figur C.4 – Fliskedel hvor en varmepumpe køler returvandet. Kilde: Teknologisk Institut.

varmepumpen 50 kW-el, og system-COP'en bliver derfor kun 2,0. Varmepumpen bruger 50 kW elektricitet og den samlede effektforøgelse er 100 kW. Temperaturforløbene for røggas og scrubbevand ses på figur C.5.

Figur C.5 viser temperaturforløbet med 47° C vand. I forhold til 50° C, giver den lavere temperatur lidt større ydelse før temperaturforskellen imellem røggas og scrubbevand bliver for lille. Ydelsen øges med 50 kW til 450 kW, men det kræver som nævnt en køleydelse på 400 kW at udvinde de ekstra 50 kW. I forbindelse med røggaskondensering, bør varmepumper altid kobles på en selvstændig vandkreds, så temperaturforløbet for afkølingen kan tilpasses røggassens temperatur. Dette er skitseret på figur C.6.

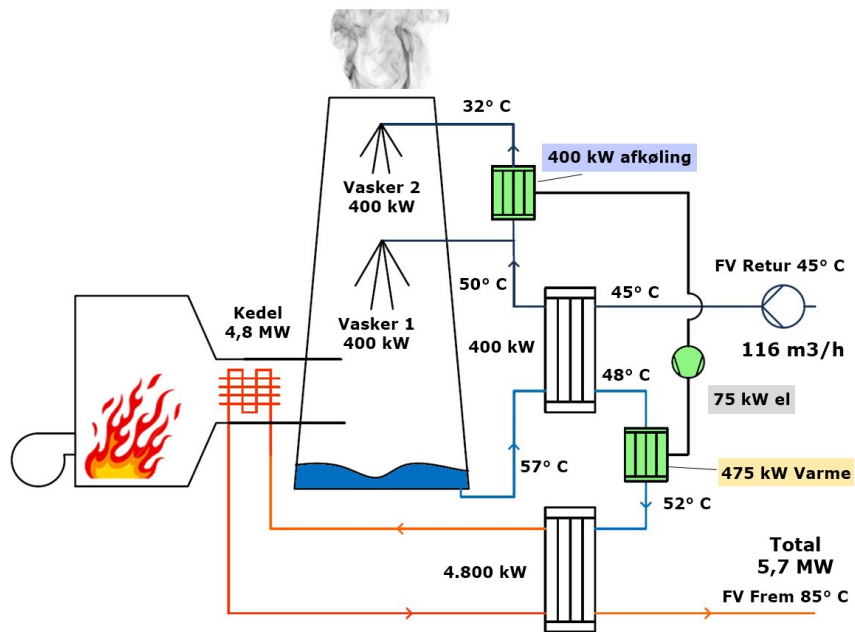


Figur C.5 – Temperaturforløb for 47° C scrubbevand og røggas. Kilde: Teknologisk Institut.

Varmepumpen (grøn) afkøler nu en delstrøm af scrubbevandet med en effekt på 400 kW. Energien afleveres fortsat efter veksleren til scrubbevandet. Temperaturløftet bliver nu større end i det forrige eksempel og effektoptaget bliver 75 kW-el. Fordi vandstrømmen som køles nu kan reguleres selvstændigt, reduceres vandstrømmen så de 400 kW nu køler vandtemperaturen ned til 32° C. Dette betyder, at kølingen genvinder 400 kW yderligere varme. I forhold til det tidligere eksempel er hele varmepumpens køleeffekt nu effektiv, og varmepumpens elforbrug på 75 kW resulterer i en øget varmeeffekt på 475 kW. System-COP'en bliver derfor $475 \text{ kW} / 75 \text{ kW} = 6,3$.

Temperaturforløbene for røggas og scrubbevand ses på figur C.7.

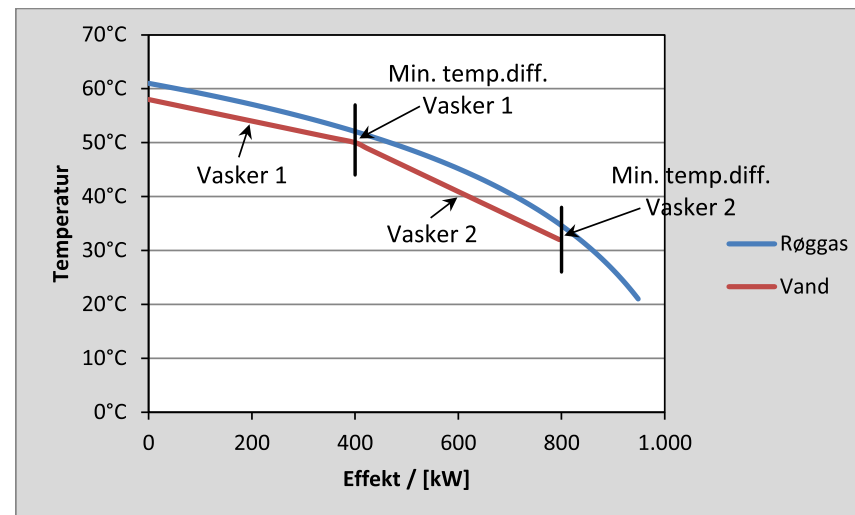
Figur C.7 viser forløbet, når der først indvindes direkte med returvand (Vasker 1) og herefter køles på en delstrøm med varmepumpen (Vasker 2). Forløbet for Vasker 1 er identisk med det på figur C.3 og forstyrres ikke af varmepumpen. Vandstrømmen i Vasker 2 er reduceret, hvorfor linjens hældning bliver stejlere, så temperaturforløbet passer med røg-



Figur C.6 – Fliskedel hvor en varmepumpe køler en delstrøm af scrubber-vandet. Kilde: Teknologisk Institut.

gassens. Herved rammes temperaturbegrænsningen først når alle 400 kW er indvundet ved en røggastemperatur på omkring 35° C.

Som det ses af eksemplet er det utroligt vigtigt, at varmepumpen tænkes rigtigt ind. Hele varmepumpens køleeffekt SKAL resultere i mere effekt fra varmekilden. Er dette ikke tilfældet bliver system-COP'en lavere end varmepumpens egen COP og økonomien tilsvarende dårligere. Samtidig er det vigtigt, at varmepumpen afleverer energien ved en så lav temperatur som muligt. I kombinationer med brændselsanlæg påvirkes højtemperatur-vekslere (HT) ikke af en øget indløbstemperatur, og varmen skal derfor leveres før denne. Dette sikrer både en høj COP-værdi og gør samtidig varmepumpeanlægget billigere, fordi den lave temperatur betyder, at trykket i varmepumpen ikke bliver særlig højt.

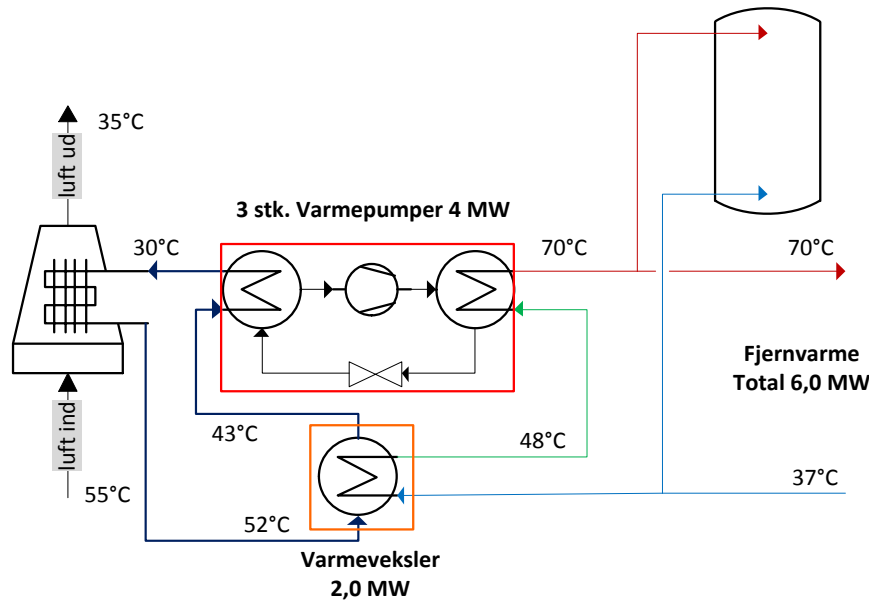


Figur C.7 – Temperaturforløb for scrubbervand og røggas med afkøling af en delstrøm. Kilde: Teknologisk Institut.

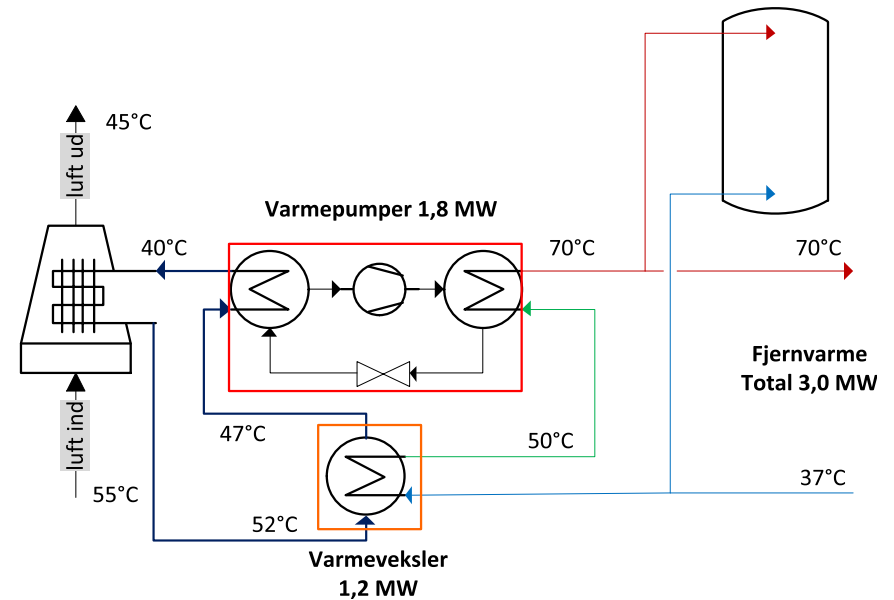
Udnyttelse af direkte varmeveksling med overskudsvarme

I dette eksempel bruges anlægget på Skjern Papirfabrik til at vise betydningen af ændrede temperaturforløb på både varmekilde og fjernvarmevand. Anlæg med varmekilder, som har høj temperatur, understreger pointen særligt godt og det skal understreges, at Skjern Papirfabrik her udelukkende er brugt som et tænkt eksempel, og at det ikke vides om potentialet kan realiseres i praksis. En reduktion af temperaturspændet mellem varmekilde og fjernvarmevand har stor effekt i alle installationer, men ved energikilder med særlig høj temperatur (f.eks. overskudsvarme, sæsonlagring eller geotermi) bliver effekten endnu større.

Eksemplet viser et varmepumpeanlæg, der udvinder energi fra tørreluft på en virksomhed. Fordi der er et overlap imellem temperaturniveauerne for overskudsvarmen og fjernvarmevandet, kan en del af varmen afsættes direkte igennem en varmeveksler uden brug af varmepumper. De tilknyttede varmepumper supplerer ved at køle afkastluft-



Figur C.8 – Skitse af et varmepumpeanlæg til udnyttelse af overskudsvarme. Kilde: Teknologisk Institut.



Figur C.9 – Varmepumpeanlæg til udnyttelse af overskudsvarme ved delast. Kilde: Teknologisk Institut.

ten yderligere, imens fjernvarmevandet hæves til fremløbstemperatur, hvilket ikke er muligt med veksleren alene. Figur C.8 viser en skitse af princippet.

Figur C.8 viser driftskonditionerne under normal drift. Afblæsningsluften afkøles til ca. 35°C, som giver en samlet varmeydelse på ca. 6 MW. Den direkte varmeveksler genvinder 2 MW, mens varmepumperne leverer resten. Varmepumperne har en COP på 4,7 og derfor et elforbrug på 850 kW. Samlet fås altså en varmeydelse på 6 MW ved et elforbrug på 850 kW og systemets COP bliver derfor 7,0.

Årsagen til den høje COP er primært, at systemet omkring varmepumperne muliggør en stor andel af direkte varmeveksling, og at varmepumperne ikke skal flytte energien så mange grader imellem varmekilde og fjernvarmevand. Varmepumpernes effektivitet i sig selv har mindre indflydelse, og det er altså i højere grad systemet og en rigtig kombination af

varmepumper og varmeveksling, som giver den høje system-COP. Skal anlæggets COP øges yderligere, er der også langt størst potentiale ved optimering af systemerne omkring varmepumpeanlæggene. Det er dog vigtigt, at varmepumperne også kan spille sammen med eventuelle forbedringer, og fremtidige optimeringer bør tænkes ind fra start, så anlægget kan udnytte de fordele, der kan opstå på længere sigt.

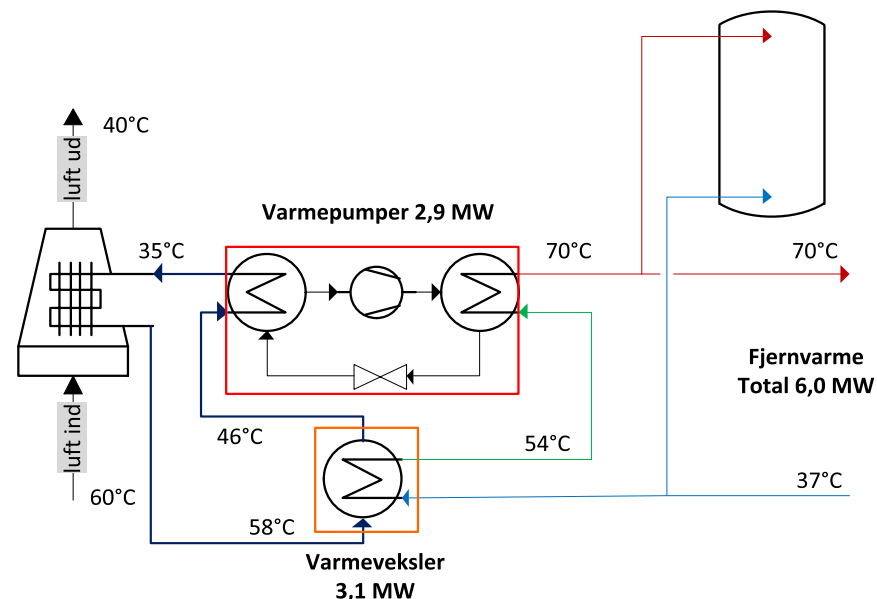
Såfremt anlægget kører dellast i sommerperioden, opstår der nogle muligheder for øget COP. I sommerperioderne overstiger anlæggets kapacitet byens behov, og her er det måske kun muligt at afsætte 3 MW. Det betyder, at luftmængden ikke skal køles så mange grader, og ved fortsat at køre en stor flowmængde i vandkredsen på den kolde side, bliver temperaturforskellen for varmepumpen mindre og COP højere. Dette er illustreret på figur C.9.

Som det ses af figuren yder anlægget nu kun 3 MW varme, og tørreluftten afkøles derfor kun til 45° C. I vandkredsen på kølesiden køres der fortsat med et højt vandflow, så temperaturdifferensen bliver mindre. Herved øges varmevekslerens procentvise ydelse, så den nu yder 40 % af den samlede varmegenvinding. Samtidig bliver temperaturforskellen for varmepumperne mindre, og varmepumpens COP bliver derfor højere. I det givne tilfælde vil varmepumpernes COP øges med op imod 25 %, så den nu bliver 5,8 imod 4,7 tidligere. Varmepumperne bruger derfor 310 kW elektricitet for at levere 1,8 MW varme, og den samlede system-COP bliver under disse forhold 9,7.

For at nå en så høj COP som muligt i sådan et system, er det vigtigt, at varmevekslerne er dimensioneret til meget lave temperaturdifferenser, så så meget varme som muligt kan genvindes direkte. Samtidig skal varmepumperne være dimensionerede til at kunne håndtere en høj temperatur på den kolde side under delast. Det er altså meget vigtigt, at systemet optimeres så meget som muligt og samtidig, at varmepumperne tilpasses systemet, så fordelene kan udnyttes. Yderligere optimering på både luftside og fjernvarmeside bør undersøges nærmere, da dette kan gøre anlægget endnu mere effektivt. Dette er illustreret på de følgende sider.

Med den interne varmeveksler, har højere temperatur på varmekilden og lavere temperatur på fjernvarmevandet stor indflydelse på systemets samlede COP. Der kunne måske være en mulighed for, at luftmængden i tørreprocessen kunne begrænses for at opnå en højere temperatur på afblæsningsluften. En temperaturforøgelse på bare 5° C vil give en stor effekt, da det vil muliggøre en større grad af direkte varmeveksling. Dette er illustreret på figur C.10.

Med en temperaturforøgelse på 5° C øges kapaciteten i den direkte varmeveksler med 1,1 MW og leverer nu mere end halvdelen af varmen. Varmepumperne får også højere temperatur på den varme side, og deres COP bliver 5,2. Varmepumperne bruger derfor 560 kW elektricitet, og systemets samlede COP bliver nu 10,7 imod 7,0 tidligere – alene fordi tørreluftten er 5° C varmere.

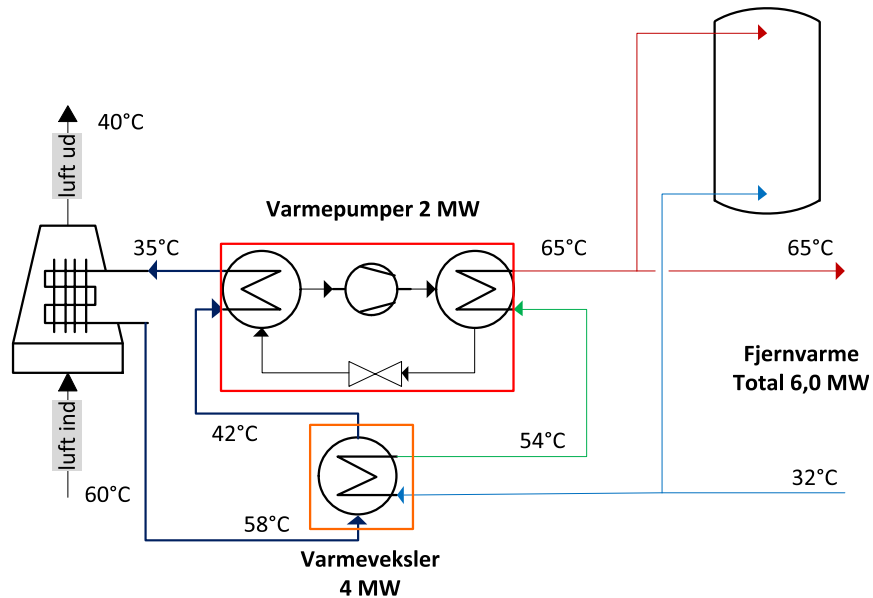


Figur C.10 – Højere temperatur på tørreluftten øger virkningen af den direkte varmeveksling. Kilde: Teknologisk Institut.

En reduktion af fjernvarmetemperaturerne vil ligeledes have stor effekt. På figur C.11 ses systemet med 60° C afblæsningsluft og fjernvarmetemperaturer som er reduceret med 5° C.

Med lavere fjernvarmetemperaturer øges kapaciteten af den direkte varmeveksler nu endnu mere, så den yder 2/3 af den samlede varmemængde. Fordi varmepumperne kun skal løfte temperaturen til 65° C stiger deres COP samtidig fra 5,2 i forrige eksempel til nu 5,7. Varmepumperne får derfor et effektforbrug på kun 350 kW elektricitet, og den samlede system-COP bliver nu 17.

Som eksemplet viser, er det muligt at hæve anlæggets samlede system-COP fra 7,0 til 17 alene ved at ændre forholdene i systemet. En sådan forøgelse vil slet ikke være mulig ved at optimere varmepumpeanlægget alene, og det er meget vigtigt at forstå, hvor meget systemets parametre spiller ind på disse løsninger.



Figur C.11 – Optimering af systemet omkring varmepumperne ændrer effektiviteten markant. Kilde: Teknologisk Institut.

Det er samtidig vigtigt at tænke mulige fremtidige ændringer ind allerede når anlægget projekteres. Eksemplet på figur C.11 vil give lidt dårligere virkningsgrad, hvis veksleren ikke er dimensioneret til at klare den ekstra kapacitet under de givne temperaturer. Samtidig er det vigtigt at bemærke, at varmepumperne nu kun skal yde 2 MW. Er dette et muligt fremtidigt scenarie bør det derfor overvejes, om der skal investeres i varmepumper med en kapacitet på 4 MW.

D Undersøgelse af elkedler i forhold til eventuelle begrænsninger fra netselskabet

For at undersøge, hvad det vil betyde for en eldrebet varmepumpe at være koblet på nettet med begrænset nettilslutning frem for en fuld tilslutning, er de fjernvarmeverker med en elkedel installeret blevet kontaktet. Grunden til dette var, at det forventedes, at de fleste elkedler er tilsluttet med begrænset nettilslutning, og ved at undersøge hvor ofte og hvor lang tid de har været begrænset af netselskabet vil der muligvis kunne drages nogle paralleller til, hvad dette vil betyde for eldrebet varmepumper. Selvom driftstiden på en elkedel er markant mindre end driftstiden på en eldrebet varmepumpe, vil eventuelle generelle tendenser være med til at illustrere hvornår og hvor ofte en varmepumpe vil forventes at blive begrænset.

36 værker med elkedler er blevet kontaktet og af dem har 18 besvaret henvendelsen. Kun en enkelt af de 18 værker havde en fuld tilslutning, de resterende 17 var tilsluttet nettet med begrænset nettilslutning. Af de 17 havde kun tre værker oplevet, at elkedlen var blevet koblet ud. Alle tre gjorde opmærksom på, at det var yderst sjældent, og at de derudover ikke havde nogle data, som viste frekvensen eller hvor lang tid det drejede sig om. Den ene af de tre elkedler, som var blevet koblet ud, deler transformer med en fiskeforarbejdningsfabrik, og de tidspunkter deres elkedel var blevet koblet ud var i forbindelse med, at kølebehovet fra fabrikken stiger markant, når de får leveret fisk. Dette eksempel fortæller, at der er tale om lokale forhold i distributionsnettet i forhold til om enheder begrænses.

På grund af de meget få tilfælde af begrænsninger og manglende data fra hændelserne har det ikke været muligt at tegne et generelt billede af

hvornår og hvor ofte begrænsningerne optræder. Derfor har det heller ikke været muligt at beregne, hvad det vil betyde for en eldrebet varmepumpe med markant flere driftstimer end en elkedel. Da de lokale forhold er så afgørende for, hvordan en begrænset nettilslutning påvirker driften på en eldrebet varmepumpe er en dialog med det lokale netselskab nødvendigt.

Elmarkedet og varmepumpens indtjeningsmuligheder i det manuelle reservemarked

Dette bilag gennemgår elmarkedet med fokus på elementer, der har betydning for køb af el til varmepumper, dvs. især elspot-markedet, princip for prissikring af elkøb, samt det manuelle reservemarked. Bilaget understøtter indholdet i kapitlerne 5 på side 43 og 6 på side 55, der rummer en beskrivelse af de væsentligste økonomiske forudsætninger, markeder og teknisk-økonomiske case-studier.

Elsystem og markeder

Det danske elsystem består af to sammenkoblede områder, Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2), adskilt af Storebælt. De to områder er teknisk koblet til henholdsvis det kontinentale Europa (DK1) og Norden (DK2).

Handel med el sker enten bilateralt mellem to parter, eller på Nord Pool Spot. Handel på spotmarkedet sker enten i day-ahead-markedet (elspot), eller intra-day-markedet (elbas). Elspot er det største af disse markeder, og 70 % af Nordens elforbrug handles her.

Elspot-markedet lukker kl. 12 hver dag. Forbrug og produktion som vinder bud skal indfris fra kl. 00.00 og et døgn frem. Det betyder at elspot-

markedet lukker 12-36 timer før den faktiske produktion eller forbrug starter.¹⁵

På 12-36 timer kan der ske ting, der ændrer de prognoser, der var udgangspunkt for handler på elspot. F.eks. nedbrud på et kraftværk, havari af forbrugsenhed, eller en vejrfrent, der kommer to timer senere end forventet, hvilket forskyder vindmøllernes elproduktion.

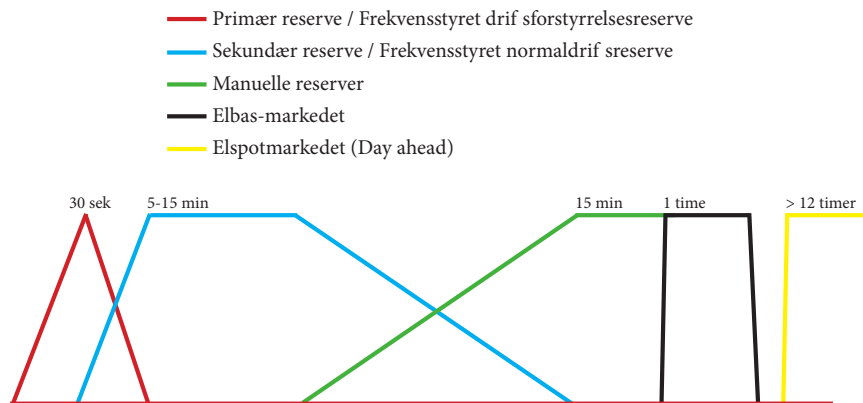
De balanceansvarlige aktører, der samler bud i elmarkedet og indmelder disse til Nord Pool, overholder i praksis faktisk sjældent deres planer til fulde i driftstimen. En stor del af den nødvendige balancering sker gennem køb af op- og nedregulering i reservemarkedet.

Hvis en ubalance kendes mindst en time før produktionsstart afhjælpes ubalancer ved handel i elbas.

Hvis en ubalance imidlertid er pludselig, afhjælpes ubalancer ved handel i reservemarkedet. Først aktiveres den primære reserve, derefter den sekundære reserve (hvilket frigør den primære reserve), og til sidst den manuelle reserve.¹⁶ De primære og sekundære reserver reguleres automatisk, mens den manuelle reserve fjernaktiveres af Energinet.dk.

¹⁵Eksempel: 100 MW forbrug for kl. 13 til 14 bydes ind på elspot-markedet inden kl. 12 dagen før. Buddet godtages, og den efterfølgende dag (25 timer senere) kan byderen forbruge 100 MW mellem kl. 13 og 14.

¹⁶For læselighedens skyld tages udgangspunkt i det veldanske system og terminologi. De fysiske principper er tilsvarende i det østdanske system, men der opereres med en anden udbudsform.



Figur E.1 – Illustration af de forskellige reserver og markeder.

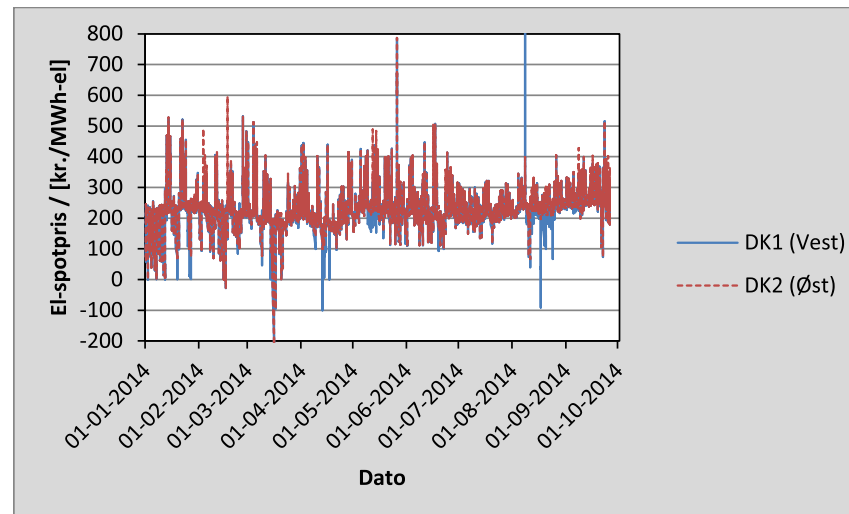
Figur E.1 illustrerer spot (elspot og elbas) og balance-markederne (primær, sekundær og manuel reserve) samt deres leverancetidspunkter (hvor hurtigt kapaciteten skal kunne leveres, hvilket også afspejler tidspunkt for handel).

Historisk analyse af elspot-markedet

Figur E.2 viser elspot-prisen i 2014 i DK1 og DK2. Det fremgår, at der i dag er en stor grad af prissammenfald i de to markedsområder. Det fremgår tillige, at der optræder markante udsving i elspot-prisen fra time til time.

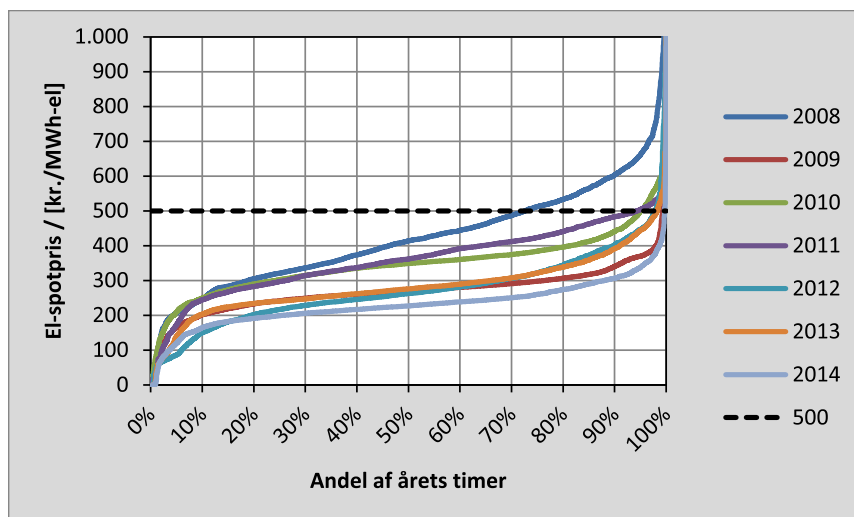
Figur E.3 viser fordelingen af elspot-priserne i perioden fra 2008-2014. Det fremgår, at ved en eventuel kip-pris¹⁷ på 500 kr./MWh-el, så vil varmepumpen i perioden fra 2009-2014 være i produktion over 95 % af tiden, i 2008 kun 65 % af tiden. Det fremgår endvidere, at 2008 repræsenterer en øvre prisfordeling, mens 2014 repræsenterer en nedre prisfordeling.

¹⁷Kip-prisen betyder den pris i elspot, hvor varmepumpen er den billigste produktionsenhed på anlægget. Kipprisen afhænger af produktionspriserne på de øvrige produktionsenheder, og dermed også af prisen på andre brændsler. Kipprisen for varmepumper er i denne periode set variere fra 450-600 kr./MWh-el.



Figur E.2 – Elspot-prisen time for time i 2014 (frem til 26/9-2014). Den 16/3 var der 3 timer, hvor prisen var < -200 kr./MWh-el, og den 8/8 var der 3 timer, hvor prisen i DK1 var > 800 kr./MWh-el.

Tabel E.1 viser en række statistiske nøgletal for elspot-prisen i perioden fra 2008-2014. Det fremgår, at den uvægtede gennemsnitspris i perioden varierer fra 230 til 424 kr./MWh-el i de to markedsområder. Der er store forskelle fra år til år i prisspredningen, her udtrykt ved standardafvigelsen, der varierer fra 67 til 406. En høj prisspredning er positiv for rentabiliteten i sammensatte energianlæg, der både køber og sælger el, samt lagrer varme (eller el), f.eks. for et decentralt kraftvarmeverk med varmepumpe og varmelager.



Figur E.3 – Elspot-prisens fordeling i DK1 (Vest) 2008-2014. Der optræder nogle få priser henholdsvis over 1.000 kr./MWh-el og under 0 kr./MWh-el, men disse er ikke vist på figuren.

[kr./MWh-el]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Uvægtet gns. pris (DK1)	421	268	346	357	270	291	230
Uvægtet gns. pris (DK2)	422	297	424	368	280	295	238
Minimum – Vest	0	-892	-150	-274	-1.492	-463	-450
Maximum – Vest	1.379	1.491	982	827	1.561	14.911	1.193
Minimum – Øst	0	0	-283	-274	-1.492	-463	-450
Maximum – Øst	1.789	10.418	14.904	1.417	1.887	971	787
Standardafvigelse (DK1)	151	76	89	102	122	351	71
Standardafvigelse (DK2)	163	190	406	111	136	90	67

Table E.1 – Statistiske nøgletal for elspot-prisen i perioden fra 2008-2014.

Prissikring af elpris

Som det fremgår, svinger elspot-prisen fra time til time, fra år til år. Risikoen kan reduceres via handel med finansielle produkter og betyder i praksis, at man for en årrække handler el til faste, kendte priser. Denne handel kaldes hedging eller prissikring, og foregår i det såkaldte forward-marked. I forward-markedet handles ikke fysiske kWh, men

finansielle produkter knyttet til fremtidig handel med el. Disse handler foregår på NASDAQ OMX Commodities via en forbrugsbalanceansvarlig.

Table E.2 viser kurser i forward-markedet for perioden 2015-2024 som oplyst af Energi Danmark den 27-10-2014. Det fremgår, at med en kippris på 500 kr./MWh-el, vil en varmepumpe handlet i forward-markedet være i drift 100 % af tiden i denne periode.

[kr./MWh-el]	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
DK1	240	238	233	229	237	243	249	259	266	272
DK2	255	254	248	246	251	257	262	267	273	278

Table E.2 – Forward-kurser for el 2015-2024 (Energi Danmark, oplyst pr. 27/10-2014).

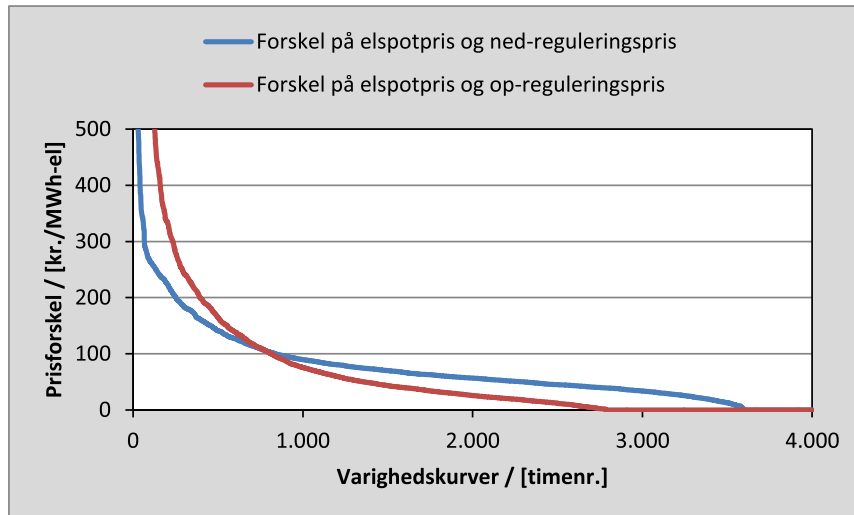
Det manuelle reservemarked (regulerkraft-markedet)

Det manuelle reservemarked (også kaldet regulerkraft-markedet), håndterer bud med hvilken kapacitet, der stilles til rådighed til henholdsvis op- og nedregulering. Hvis en enhed bliver aktiveret i regulerkraft-markedet, bliver indtjeningen til enheden beregnet ud fra en marginalprissætning. Det vil sige, at enheden bydes ind til dens marginalpris, og den dyreste enhed, der skal aktiveres i den pågældende aktivering, sætter prisen.¹⁸ På den måde sikres det, at de billigste enheder altid bliver aktiveret først, og omkostningerne til systemet holdes lavest muligt.

Figur E.4 viser forskellen på elspot-prisen og henholdsvis op- og nedreguleringsprisen i 2012 for DK1 (Vest).

I 2012 var der 3.596 timers ned-regulering og 2.786 timers op-regulering.

¹⁸Eks. hvis en marginal budpris i opregulerings-markedet er 500 kr./MWh-el, men det højeste bud i den samlede pulje af vindende bud er 1.000 kr./MWh-el, så modtager alle vundne bud 1.000 kr./MWh-el.

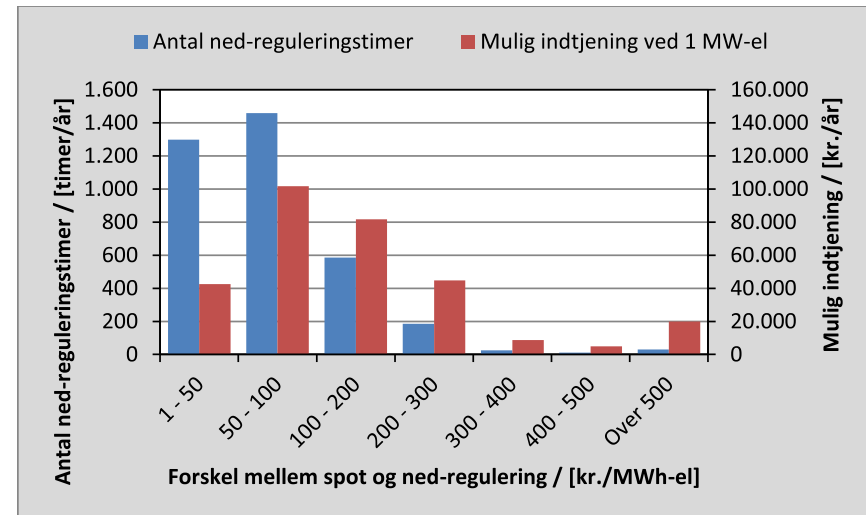


Figur E.4 – Forskel mellem elspotprisen og ned-reguleringsprisen, samt elspotprisen og op-reguleringsprisen. Y-aksen er begrænset til 500 kr./MWh-el. Der er 30 ned-reguleringstimer med en forskel over 500 kr./MWh-el, mens der var 127 op-reguleringstimer med en forskel over 500 kr./MWh-el.

Teoretisk set ville en 1 MW-elenhed kunne opnå en indtjening på 304.000 kr. i ned-regulerings-markedet og 339.000 kr. i op-regulerings-markedet, beregnet på basis af forskellen mellem elspot-prisen og reguleringsprisen.¹⁹ Trods et lavere antal aktiveringstimer er indtjeningsmulighederne i dette tilfælde altså teoretisk bedre på op-regulerings-markedet end på ned-regulerings-markedet.

Figurene E.5 og E.5 viser fordelingen af timer (blå) og sum af mulig indtjening (rød) graderet efter forskellen på elspotpris og reguleringsprisen. Det fremgår, at de fleste timer ligger med en forskel på under 100 kr./MWh-el.

¹⁹Denne sum er givet, hvis alle minutter i en ned-reguleringstime bliver betalt. Ofte er det kortere perioder, hvilket gør dette tal for højt. Hvis ned-regulering gennemsnitligt varer 45 min. af en time, vil der kunne opnås en indtjening på ca. 228.000 kr.

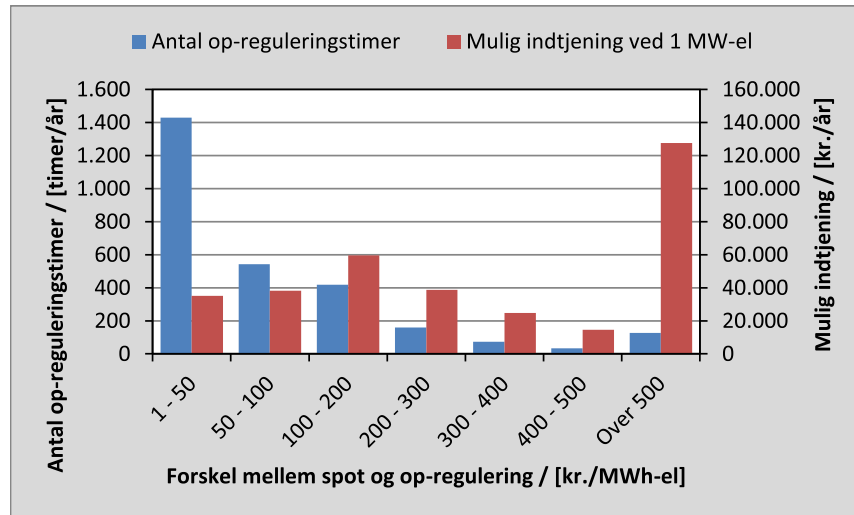


Figur E.5 – Forskel mellem spot og ned-regulering.

Det fremgår, at indtjeningspotentialer i op-regulerings-markedet ligger i nogle få timer, hvor forskellen mellem elspot- og op-reguleringsprisen er over 500 kr./MWh-el. Hvis man vandt bud med en 1 MW-elenhed i de 127 timer det her drejer sig om, ville der være teoretisk mulighed for at tjene 125.000 kr.

Ned-regulerings-markedet vurderes ikke at være relevant for ældre varmepumper, som må forventes at være i drift i et højt antal driftstimer baseret på bud i elspot (6.000-8.000 fuldlasttimer årligt). I 2012 var der i DK1 (Vest) blot 125 timer med en spotpris over 537 kr./MWh-el (typisk kippris mellem varmepumpe og naturgasmotor på et decentralt kraftvarmeværk i perioden). I disse timer blev der aktiveret ned-regulering i 63 af timerne.

Det er kun i en mulig fremtidig situation, hvor varmepumperne tænkes overdimensioneret i forhold til varmebehovet, understøttet af et marked med høj prisspredning i elspot og høje priser og et stort volumen i det indenlandske regulerings-marked, at der kan opstå en situation, hvor varmepumper kan spille en rolle i ned-reguleringsmarkedet.



Figur E.6 – Forskel mellem spot og op-regulering.

Beregning af indtjeningspotentiale i det manuelle reserve-marked (regulerkraft-markedet) for 2012 og 2013

På basis af historiske spot- og reservekraft-markeder er der gennemført en analyse, der har til hensigt at afdække indtjeningspotentialet i det manuelle reserve-marked. Det understreges, at der er tale om en historisk analyse. Den aktuelle udvikling tyder på, at fremtidige balance-markeder vil være domineret af udenlandske aktører.

Analysen er gennemført for et typisk, decentralt, naturgasfyret kraftvarmeværk på 6 MW-el, med en varmepumpe på 1 MW-el. Analysens detaljerede forudsætninger, metodik og resultater er tilgængelige i COMPOSE.²⁰

Tabel E.3 viser varmepumpens bruttoindtjening i det manuelle reserve-marked i henholdsvis DK1 og DK2 i henholdsvis 2012 og 2013.

²⁰COMPOSE (COMParE Options for Sustainable Energy) kan downloades fra ENER-GIANALYSE.DK og inkluderer data fra denne analyse.

[kr./år]	DK1	DK2
2012	191.317	290.696
2013	154.375	98.750

Tabel E.3 – Bruttoindtjening.

Tabel E.4 viser varmepumpens teoretiske nettoindtjening i det manuelle reserve-marked i henholdsvis DK1 og DK2 i henholdsvis 2012 og 2013. Nettoindtjeningen er lavere end bruttoindtjeningen pga. et øget antal starter (og derved startomkostninger) på varmepumpen, øget drift på kraftvarmeenheden m.m.

[kr./år]	DK1	DK2
2012	128.100	190.879
2013	59.533	62.980

Tabel E.4 – Nettoindtjening.

Tabel E.5 viser betydningen for den balancerede varmepris i 2013. Det fremgår, at varmepumpens eventuelle indhandlen i det manuelle reserve-marked ville have haft en meget begrænset effekt på anlæggets driftsøkonomi i 2013.

[kr./MWh-varme]	DK1	DK2
Spot 2013	483	496
Spot + reserve 2013	481	494

Tabel E.5 – Balanceret varmepris.

F Nettoafregning

Elproducenter, der producerer elektricitet, som anvendes i egen installation kan nettoafregne elproduktionen, jf. (Nettoafregningsbekendtgørelsen, 2013). Betingelsen for nettoafregning af elproducenter er, at elektriciteten produceres på solcelleanlæg med nominel effekt over 50 kW, vindmøller over 25 kW eller over 11 kW for kraftvarmeanlæg og andre elproduktionsanlæg. Elproduktionsanlægget skal være tilsluttet det kollektive net og skal være 100 % ejet af elforbrugeren. Solcelleanlæg og vindmøller skal være tilsluttet i egen forbrugsinstallation.

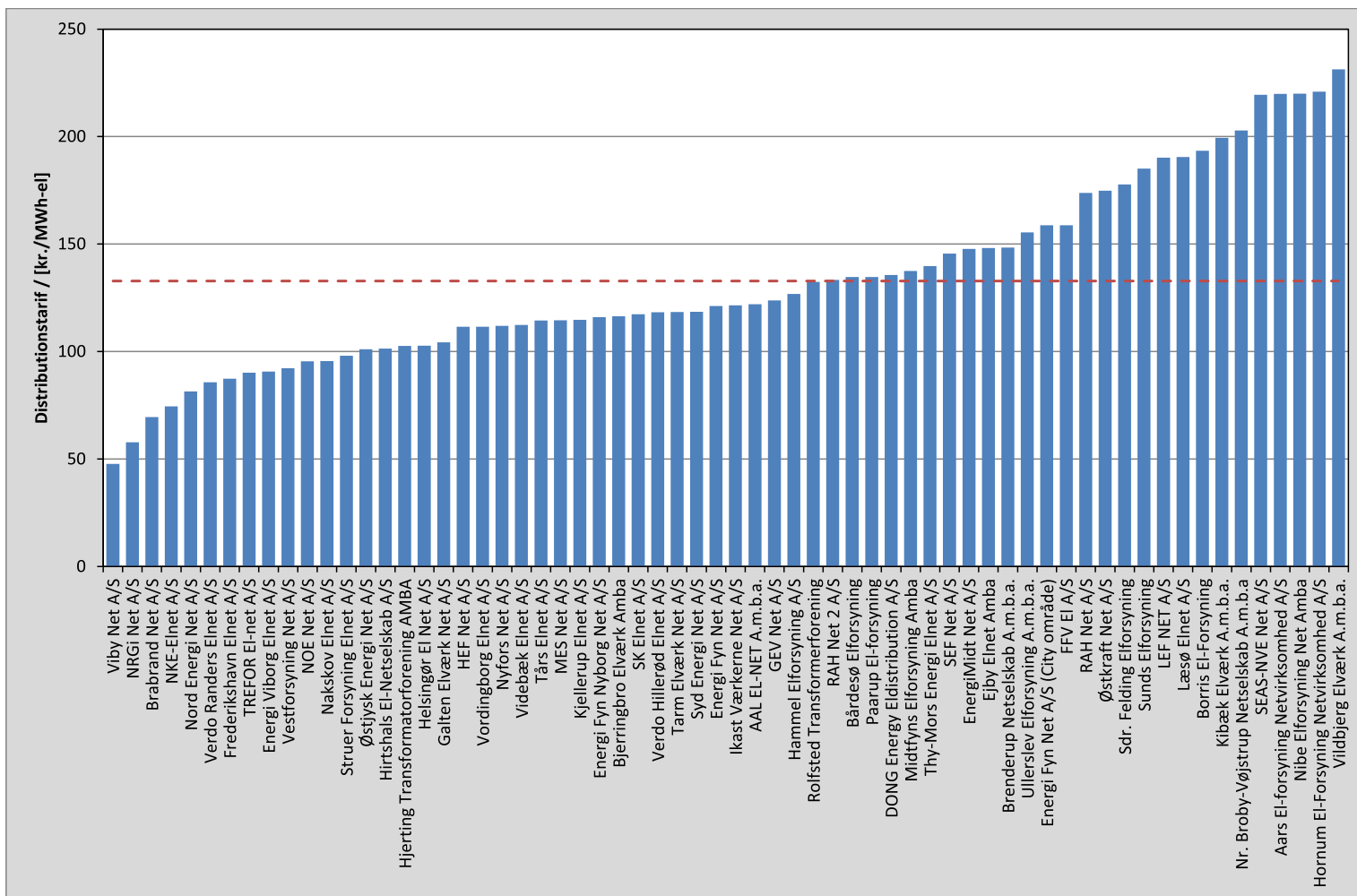
Nettoafregning medfører, at der ikke betales transmissions- og systemtarif, omkostninger til miljøvenlig elproduktion og distributionstarif. For nettoafregnede egenproducenter anvendes en reduceret PSO-tarif for den del af deres forbrug, som de dækker ved egen produktion, med mindre anden lovgivning fritager for nettoafregning. Reduktionen svarer til omkostningerne ved pristillæg til vedvarende energi og decentrale værker. PSO-tariffen er for 2. kvartal 2014 22,7 øre/kWh for almindeligt elforbrug og 1,3 øre/kWh for nettoafregnede egenproducenter. I stedet for distributionstariffen kan netselskabet opkræve en rådighedsbetaling, såfremt der er lav antal fuldlasttimer på netforbindelsen som følge af nettoafregningen.

Nettoafregningen har tillige betydning for afgiftsbetalingen for elforbruget på varmepumpen. Produceres elektriciteten via fossile brændsler eller affald betales elafgifter på elforbruget uanset, at der nettoafregnes. Dette skyldes, at brændslerne til elproduktionen får godtgjort afgifter. Der kan kun kræves afgift af energien en gang.

For elektricitet produceret på vedvarende energikilder, der ikke er belagt med energiafgifter, betales ikke elafgift af den forbrugte egenproducerede

elektricitet i varmepumpen ved nettoafregning. Egenproducenter på VE og biomasse kan dog vælge mellem afgiftsfritagelse eller elproduktionstilskud, jf. §§ 35 – 49 i (LBK nr. 1330, 2013). Der kan ikke opnås begge dele. Hvis der vælges afgiftsfritagelse for VE og biomassebaseret elektricitet, kan der kun opnås elproduktionstilskud til overskydende elektricitet som sælges ud på elnettet. Den producerede og egen anvendte elektricitet tæller dog med i opgørelsen, såfremt der er begrænsninger på tilskuddets varighed i form af f.eks. max antal fuldlasttimer. Det skal bemærkes, at der ikke er overensstemmelse mellem bekendtgørelsen om nettoafregning for egenproducenter af elektricitet og den praksis Energinet.dk udøver gennem deres markedsforskrift (Energinet.dk, 2010) for så vidt angår eget forbrug af elektricitet i decentrale kraftvarmeværker. I praksis kan industrielle kraftvarmeværker, centrale kraftvarmeværker, affaldsfyrede kraftvarmeværker samt små husstandsba- serede elproduktionsanlæg (solceller < 50 kW, husstandsvindmøller < 25 kW og kraftvarmeanlæg < 25 kW) nettoafregne, såfremt markedsforskriften følges. Decentrale kraftvarmeværker kan ikke nettoafregne ifølge forskriften bortset fra den nedsatte PSO-tarif.

G Distributionstariffer



Figur G.1 – Distributionstariffer ved B-lav kunder hos de forskellige netselskaber inkl. abonnement og ekskl. net- og systemtarif, som betales til Energinet.dk. Den røde, stiplede linje er et simpelt gennemsnit, som er 132,80 kr./MWh-el. Data fra (Dansk Energi, 2014a).

H Naturgaspris og afgifter

Naturgassen transporteres gennem lange søledninger fra den danske del af Nordsøen til gasbehandlingsanlægget ved Varde, og videre gennem transmissionsledninger på land til gasdistributionsselskaberne.

Der indgår store gaslagre i gastransmissionssystemet, der fyldes op i sommerperioden, hvor forbruget er begrænset. I vinterperioden supplerer lagrene gassen fra Nordsøen.

Følgende hovedelementer indgår i de samlede omkostninger til naturgas:

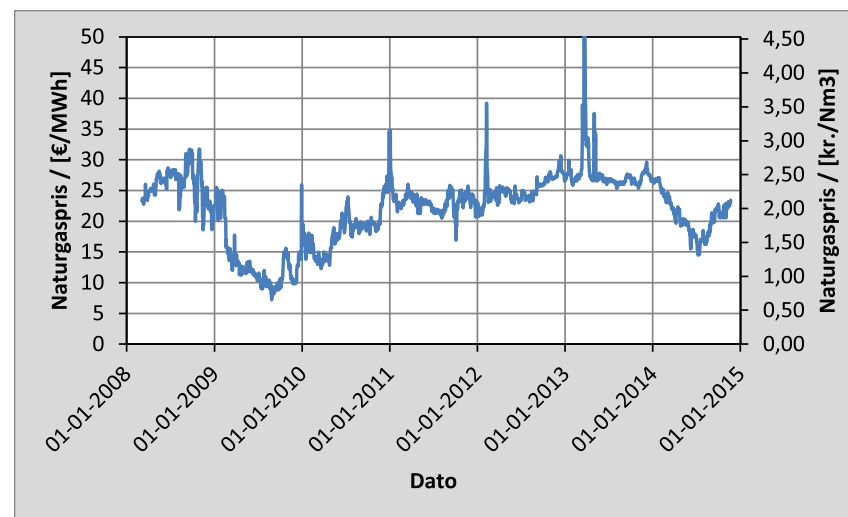
- Selve gasprisen (spot)
- Transmissionstarif
- Distributionstarif og energisparebidrag
- Handelstarif
- Afgifter

Gasprisen spot fremgår af gasbørsen Gaspoint Nordic, der er et selskab etableret af Energinet.dk og Nordpool Spot. (Gaspoint Nordic, 2014)

Transmissionstariffen opkræves af Energinet.dk. Den er opdelt i en kapacitetsbetaling og forbrugsafhængig betaling og indeholder endvidere betaling for lagring af naturgassen. Kapacitetsbetalingen, der typisk betales som fast beløb på månedsbasis, er afhængig af den bestilte gaskapacitet i den maksimale time. Enheden er DKK/(Nm³/time)/år. Omregnes kapacitetsbetalingen til en variabel pris, er denne således afhængig af dels den bestilte gaskapacitet og af det årlige forbrug af naturgas.

Den variable betaling er noget lavere end kapacitetsbetalingen og udgør i størrelsesordenen 2 øre/Nm³ pr. oktober 2014.

Distributionstariffen er afhængig af det årlige gasforbrug pr. måler. I HMN's priser for 2014 udgør betalingen for de første 20.000 Nm³ 0,578 kr./Nm³ i distributionstarif, og 0,209 kr./Nm³ i energisparebidrag. Prisen falder gradvist, og eksempelvis i intervallet fra 300.000 Nm³/år til 10 mio. Nm³ pr. år (tariftrin 5) betales henholdsvis 0,150 og 0,048 kr./Nm³ i distributionstarif og energisparebidrag. Der er i alt 7 tariftrin, jf. tabel H.1.



Figur H.1 – Naturgasprisens udvikling 2008-2014 på Gaspoint Nordic. Dagspriser. I marts 2013 var der 3 dage hvor prisen var > 50 €/MWh. (Gaspoint Nordic, 2014)

Handelstariffen er et gebyr som betales til gasselskabet for, at de køber gassen på børsen. Det typiske niveau ligger på 5-10 øre/Nm³.

Afgifter på naturgas udgøres af henholdsvis energi -, CO₂ -, NO_x - og metan-afgift.

Figur H.1 viser naturgas-spotprisens udvikling siden 2008.

Tabel H.1 viser aktuelle typiske distributionstariffer inkl. energisparebidrag for forskellige forbrugsniveauer. (HMN Naturgas, 2014)

Årligt forbrug [Nm ³]	Distributionstarif inkl. energisparebidrag [øre/Nm ³]
0 - 20.000	0,787
20.000-75.000	0,773
75.000 - 150.000	0,451
150.000 - 300.000	0,272
300.000 - 10,0 mio.	0,198
10,0 mio. - 35,0 mio.	0,184
> 35,0 mio.	0,172

Tabel H.1 – Distributionstariffer og energisparebidrag for naturgas (ekskl. moms). (HMN Naturgas, 2014)

Tabel H.2 viser aktuelle naturgasafgifter.

Afgifter [kr./Nm ³]	2014	2015
Energiafgift (pålægges varmedel)	2,845	2,158
CO ₂ -afgift (pålægges varmedel)	0,377	0,384
NO _x -afgift (kedel)	0,041	0,042
NO _x -afgift (motor)	0,144	0,146
Metan-afgift (motor)	0,065	0,066

Tabel H.2 – Afgifter på naturgas anvendt til varme.

I Regnearkets brugerflade

Drejebog til store varmepumpeprojekter i fjernvarmen

Simplet beregning af selskabsøkonomien i et varmepumpeprojekt
14. november 2014

Hold musen over denne celle!

Projektbeskrivelse

1 **Andeby Kraftvarmeværk - Grundvandsvarmepumpe**

Forudsætninger

2 Varmeeffekt 20.000 MWh/år
3 GraddøgnsAfhængigt Forbrug (GAF) 70% -

Solvarmeanlæg

4 Areal 0 m2
5 Marginalpris 10 kr./MWh-varme

Billigste produktionsenhed (excl. solvarme)

6 Betegnelse **Gasmotor**
7 Varmeeffekt 3,0 MW
8 Tilgængelighed 25% -
9 Marginalpris 400 kr./MWh-varme

Næstbilligste produktionsenhed (excl. solvarme)

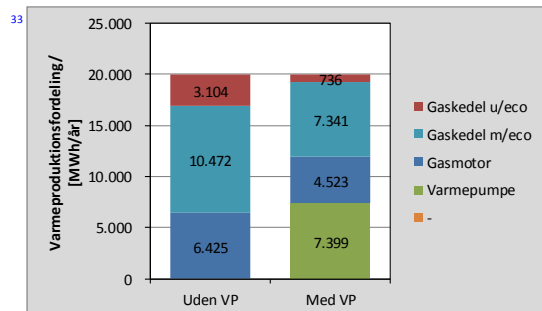
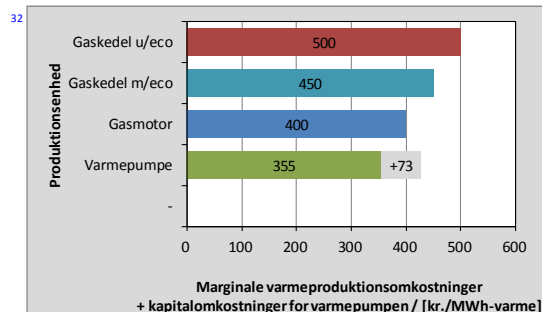
10 Betegnelse **Gaskedel m/eco**
11 Varmeeffekt 2,0 MW
12 Tilgængelighed 100% -
13 Marginalpris 450 kr./MWh-varme

Spidslastenhed

14 Betegnelse **Gaskedel u/eco**
15 Marginalpris 500 kr./MWh-varme

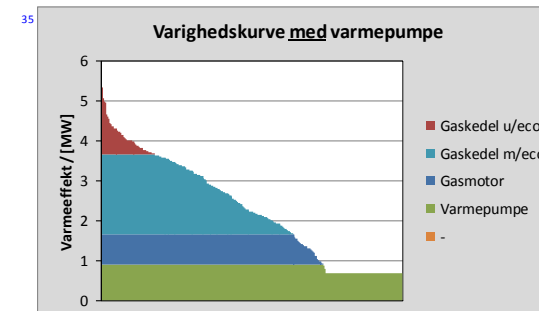
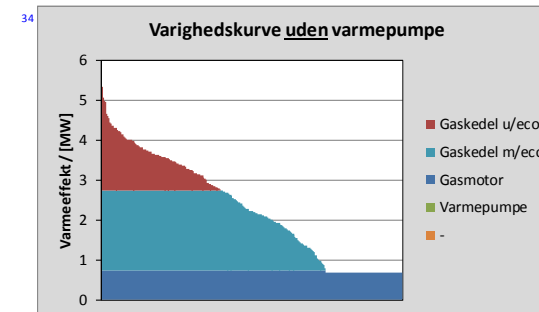
Varmepumpe

16 Varmekilde afkøles fra 9 °C
17 Varmekilde afkøles til 2 °C
18 Fjernvarmevand opvarmes fra 35 °C
19 Fjernvarmevand opvarmes til 75 °C
20 Lorentz-virkningsgrad 50% -
21 Investering 6,0 mio. kr./MW-varr
22 Varmeeffekt 1,0 MW
23 Tilgængelighed 90% -
24 El-pris (incl. afgifter m.m.) 110,0 øre/kWh-el
25 Drift og vedligehold 25 kr./MWh-varme
26 Pris for varmekilde (købspris) 0 kr./MWh-køl
27 Værdi af køling (salgspris) 300 kr./MWh-køl
28 Andel af solgt køling 0% -
29 Teknisk levetid 15 år
30 Afskrivningsperiode 15 år
31 Lånerente 4% -



Resultater

36 COP-varm (årgennemsnit)	3,34 -
37 Varmepumpens marginalpris	355 kr./MWh-varme
38 Varmepumpens fuldlasttimer	7.399 timer/år
39 Investering	6.000.000 kr.
40 Driftsomkostninger uden VP	8.833.942 kr./år = 442 kr./MWh
41 Driftsomkostninger med VP	8.105.002 kr./år = 405 kr./MWh
42 Driftsbesparelse	728.940 kr./år = 36 kr./MWh
43 Simplet tilbagebetalingstid	8,2 år
44 Intern rente	8,6% p.a.
45 1. års kapitalomkostninger	539.647 kr. =
46 1. års nettobesparelse	189.293 kr.



Produktionsenhed	Fuldlasttimer		Varmeproduktion		Varmefordeling	
	Uden VP	Med VP	Uden VP	Med VP	Uden VP	Med VP
-	-	-	0	0	0,0%	0,0%
Varmepumpe	0	7.399	0	7.399	0,0%	37,0%
Gasmotor	2.142	1.508	6.425	4.523	32,1%	22,6%
Gaskedel m/eco	5.236	3.671	10.472	7.341	52,4%	36,7%
Gaskedel u/eco	-	-	3.104	736	15,5%	3,7%
Ialt			20.000	20.000	100,0%	100,0%

48	73 kr./MWh-varme
49 Varmepumpens varmepris incl. kapitalomkost.	428 kr./MWh-varme