

Drejebog

til store varmepumpeprojekter
i fjernvarmesystemet

December 2017



Udarbejdet for Energistyrelsen og Grøn Energi

Udarbejdet for:



Udarbejdet af:



Grøn Energi
Hanne Kortegaard Støchkel
hks@danskfjernvarme.dk



PlanEnergi
Bjarke Lava Paaske
blp@planenergi.dk



DFP
Kim S. Clausen
ksc@dfp.dk

Forord

Dette er en drejebog for „store varmepumper“ i fjernvarmen. Ikke to varmepumpeprojekter er ens og varmepumpeprojekter kan være komplicerede. Der er mange forskellige aspekter at overveje, og ikke alle er lige relevante i alle varmepumpeprojekter. Vi har valgt at beskrive mange forskellige varmekilder, for netop at illustrere forskelligheden i varmepumpeprojekter.

Med „store varmepumper“ mener vi varmepumper, der indgår i fjernvarmesystemer, hvorfor drejebogens fokus er på indpasning af varmepumper i fjernvarmesystemet.

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 således 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.

Denne drejebog er en grundig opdatering af den drejebog som blev udgivet i 2014 på opdrag fra Energistyrelsen. Udviklingen har overhalet den

oprindelige drejebog, og derfor er alle drejebogens kapitler blevet opdateret og suppleret med ny viden. Drejebogen hører sammen med et inspirationskatalog, som også er opdateret.

Inspirationskataloget indeholder beskrivelser af konkrete anvendelser af varmepumper i danske fjernvarmesystemer. Fokus i inspirationskataloget er 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 og inspirationskataloget er primært fjernvarmeværker (driftsledere, direktører og bestyrelser) og varmeplanlæggere i kommunerne. De vil også kunne fungere som et nyttigt værktøj for rådgivere, leverandører af energianlæg samt personer og virksomheder, der har interesse for varmepumper. Ambitionen for udgivelserne er at bidrage til grundlaget for vurdering af, hvorvidt en varmepumpe kan indgå i den fremtidige fjernvarmeproduktion, og således bidrage til at komme nærmere en afklaring af, hvorvidt muligheden skal undersøges nærmere fx med hjælp fra en rådgiver.

Drejebogen er struktureret med fokus på, hvilken information målgruppen har brug for. Efter en indledning om hvordan varmepumper passer godt ind i den grønne omstilling, drejes fokus over på fjernvarmeselskabet og de overvejelser, analyser og opgaver, som hænger sammen etableringen af en stor varmepumpe i et fjernvarmesystem.

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, som er afhængig af de lokale forhold. Der gives et overblik over forskellige varmekilder. Derefter følger beskrivelser af hvad en varmepumpe er, samt forskellige anlægskoncepter.

Myndighedsgodkendelse er en vigtig del af et varmepumpeprojekt, og dette belyses med fokus på grundsvandsvarmekilder.

Som grundlag for at vurdere økonomien i et varmepumpeprojekt, gennemgås forudsætningerne for de væsentligste parametre. Derefter beregnes eksempler med fokus på økonomien i et varmepumpeprojekt.

Sammen med drejebog og inspirationskatalog er der udviklet et beregningsværktøj, der kan understøtte de første overvejelser, og eventuelt kan give en indikation af, om der er grundlag for at arbejde videre med idéen om en varmepumpe. Resultaterne fremkommet ved anvendelse af beregningsværktøjet kan udelukkende danne grundlag for en beslutning om at undersøge muligheden nærmere, og kan ikke bruges som grundlag for en investeringsbeslutning.

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

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 tjek bilagslisten.

Som en del af processen har projektgruppen været i dialog med nogle repræsentanter for nogle forskellige fjernvarmeselskaber. Dette har givet værdifuldt input ved færdiggørelsen af drejebogen og inspirationskataloget. Det vil projektgruppen gerne takke for.

Projektgruppen ønsker god fornøjelse med læsningen. Du er velkommen til at kontakte os, hvis du har spørgsmål.

Indholdsfortegnelse

Kapitel 1	Gode grunde til at etablere kollektive varmepumper i fjernvarmen	1
1.1	Energisystemerne har brug for store varmepumper	1
1.2	Det længe ventede gennembrud	2
1.3	De store varmepumper set fra værkets synsvinkel	3
1.4	Det samlede billede	4
Kapitel 2	Hvilke varmekilder er til rådighed?	5
2.1	Røggas	7
2.2	Overskudsvarme	8
2.3	Fjernkøling	10
2.4	Geotermi	11
2.5	Spildevand	12
2.6	Grundvand (herunder sæsonlagring)	14
2.7	Havvand	19
2.8	Sø- og åvand	21
2.9	Luft	23
2.10	Andre varmekilder (jordvarme, drikkevand, indirekte varmekilder, solvarme og varmelagre)	24
Kapitel 3	Varmepumpetyper	29
3.1	Arbejdsprincip for mekaniske varmepumper	31
3.2	Arbejdsprincip for termisk drevne varmepumper (absorptionsvarmepumper)	33
3.3	Varmepumpers COP	35
3.4	Service og vedligehold	38
3.5	Varmepumpers levetid	39
3.6	Systemintegration	39
3.7	Optimeringspotentialer	40

Kapitel 4 Myndighedsgodkendelse	43
4.1 Myndighedsprojekt efter Varmeforsyningsloven	43
4.2 Grundvand som kilde til varmepumpeanlæg	43
4.3 Søer, vandløb, hav, spildevand mv. som mulige varmekilder til varmepumpe	45
4.4 Røggas	47
Kapitel 5 Økonomiske forudsætninger og markeder	49
5.1 Investeringsomkostninger	49
5.2 Drift (varmepumpe)	52
Kapitel 6 Økonomi	59
6.1 Produktionsomkostningen for en varmepumpe	59
6.2 Overvejelser om rigtig størrelse og type	60
6.3 Varmepumpen sammenlignet med alternative produktionsteknologier	63
6.4 Rentabilitet for en varmepumpeløsning - Selskabsøkonomi	65
6.5 Samfundsøkonomi	67
6.6 Opsamling	69
Kapitel 7 Vejledning til regneark til simple varmepumpeberegninger	71
7.1 Input	71
7.2 Beregningsresultater	74
Kapitel 8 Tariffer og organisatoriske forhold	77
8.1 Generelt	77
8.2 Organisatoriske forhold for vedvarende energikilder	77
8.3 Organisatoriske forhold ved samproduktion af køling og fjernvarme	77
8.4 Organisatoriske forhold for overskudsvarme	78
8.5 Fjernvarmens betaling til leverandører	78
8.6 Fjernvarmetariffer overfor forbrugerne	79
Kapitel 9 Udbud og valg af leverandør	81
9.1 Funktionsudbud	82
9.2 Valg af leverandør	83
9.3 Kontrakt	83
Kapitel 10 Test af ydelse/aflevering	85
10.1 Europæisk standard EN12900	85
10.2 Målenøjagtighed i henhold til ISO 917 Annex A	86
10.3 Fremgangsmåde for garantiprøver	87

Referencer	89
Lovtekster	89
Andre kilder	90
Bilag A Liste over varmepumpeleverandører	91
Bilag B Mekaniske varmepumper med naturlige kølemidler	93
Bilag C Eksempler på vigtige forhold vedrørende systemintegration	99
C.1 Installation af varmepumpeanlæg til køling af røggas på fliskedel	99
C.2 Udnyttelse af direkte varmeveksling med overskudsvarme	103
C.3 Varmepumpe i kombination med solvarmeanlæg	106
C.4 Varmepumpe til afkøling af fjernvarmeretur	109
C.5 Generel temperaturreduktion i kombination med solvarme eller varmepumpe	113
Bilag D Elmarkedet og varmepumpens indtjeningsmuligheder i det manuelle reservemarked	121
D.1 Elsystem og markeder	121
D.2 Historisk analyse af elspot-markedet	122
D.3 Prissikring af elpris	123
D.4 Det manuelle reservemarked (regulerkraft-markedet)	123
Bilag E Regnearkets brugerflade	127

1 Gode grunde til at etablere kollektive varmepumper i fjernvarmen

1.1 Energisystemerne har brug for store varmepumper

Den danske fjernvarmesektor er sammen med elsektoren væsentlige aktører, når Danmark frem mod 2050 skal gøre sig uafhængigt af fossile brændsler. I forhold til Danmarks slut-energiforbrug bidrager fjernvarmen med mere end 15 % og forsyner knap 2 ud af 3 boliger med varme. Det er dog ikke kun de store energimængder, som gør fjernvarmen væsentlig. Der er en tendens til at overse fjernvarmens betydning og potentiale for at skabe løsninger på tværs af energisystemerne. Mange processer - både dem som vi kender i dag og dem som vi skal til at udvikle - bruger eller afgiver varme. Allerede fra de varmepumpeprojekter vi kender i dag, er det tydeligt, at evnen til at optimere og tænke varmen ind i større processer, skaber økonomisk værdi som samtidig er effektive, grønne løsninger. Dette bliver kun vigtigere i takt med at varmesystemet integreres yderligere med store datacentre, HVDC-konverterstationer, procesindustri, biobrændstoffabrikker og forgasningsanlæg.

Der er mindst to hovedårsager til at fremtidens energisystem har brug for store varmepumper i fjernvarmesystemet. Den første årsag er, at energi fra andre kilder end direkte fra vind og sol kan opsamles via store varmepumper. Kun store varmepumper gør det muligt at:

- hente energi ud af lunkent spildevand, grundvand, udeluft og havvand,
- kombinere varmeproduktion med opsamling af overskudsvarme og industriens behov for køling, og

- øge effektiviteten på eksisterende kedler og kraftvarmeanlæg ved at opsamle energi fra restvarme i røggas.

Der ligger store energimængder i disse kilder, og de er kendetegnet ved enten at være vedvarende eller at være en udnyttelse af energi, som ellers ville være spildt.

En anden hovedårsag til at der er brug for de store varmepumper er den værdi de skaber for fremtidens energisystem. Integration på tværs af (energi)systemer anses for at være en afgørende brik i en bæredygtig omstilling. Det gælder i særdeleshed en øget integration af de eksisterende, kollektive systemer for el, fjernvarme og naturgas. Overordnet set og på tværs af forskellige typer af varmepumpesystemer, så skaber varmepumperne fleksibilitet og koblinger mellem energisystemerne. Her følger nogle få eksempler på fordele ved at have store varmepumper i fjernvarmen:

Store varmepumper og elsystemet:

- Store varmepumper øger den generelle efterspørgsel efter el, hvilket understøtter udbygningen med grøn elproduktion.
- Hvis elsystemet er presset og der er mangel på el, kan de store varmepumper frakobles og dermed fungere som afbrydeligt forbrug til gavn for elmarkedet og forsyningsikkerheden.
- Overskud af vindenergi omdannes via eldrevne varmepumper til varme i fjernvarmesystemet. Varmen kan enten direkte erstatte anden varmeproduktion eller lagres i akkumuleringstanke eller sæsonlagre til senere brug.

Store varmepumper og gassystemet:

- Øget fleksibilitet i fjernvarmeværkets drift med en samlet portefølje bestående af både varmepumper og gasbaserede anlæg.
- Mere effektiv udnyttelse af gas via gasdrevne varmepumper.
- Øget effektivitet af gaskedler og gasmotorer via varmepumper med røggas som varmekilde.

Store varmepumper og fjernvarmesystemet:

- Mulighed for meget effektiv samproduktion af varme og køling.
- Forsøg i Danmark og erfaringer fra Sverige peger på, at varmepumper anvendt til kølebehov om sommeren kan udbygges til også at levere varme om vinteren, hvor overskydende kulde ikke anvendes. Dette øger spidslastkapaciteten i varmesystemet om vinteren, hvor der er mest behov for det.
- Synergi mellem vindkraft, store varmepumper og fjernvarmesystemets lagerkapacitet i form af tanke, rørsystemer, grundvandslagre og damslagre. Denne synergi forstærkes i kombination med kraftvarmeanlæg, som kan producere el og varme med meget høj effektivitet, når vinden ikke blæser.

Danmark har en førerposition i udbygning af fjernvarmesystemer og effektiv produktion af fjernvarme. At vise vejen med store varmepumper vil styrke denne position yderligere og give et godt grundlag for eksport af grønne fjernvarmesystemer.

1.2 Det længe ventede gennembrud

Fjernvarmen har, som repræsentant for alle eksisterende fjernvarmekunder, en central rolle med hensyn til at identificere de projekter som giver den laveste varmepris for forbrugeren. Fjernvarmesektoren er samtidig reguleret så de valg der foretages skal være under hensyntagen til både samfundsøkonomien og forbrugernes privatøkonomi. Denne regulering underbygger ikke altid de grønne løsninger. . Hidtil har

det været et begrænset antal varmepumpeprojekter, som er blevet gennemført. Årsagerne til dette har blandt andet ligget i de hidtidige rammevilkår, herunder høje elafgifter, men også andre barrierer for at gennemføre specielt de første projekter har spillet ind. Under disse betingelser var det specielt vigtigt at finde gode varmekilder og optimerede anlægsdesigns, så den samlede effektivitet blev så stor, at projektet kunne gennemføres. Flere af de etablerede varmepumper har kun kunnet gennemføres med tilskud fra specielle puljer.

Situationen er nu en anden. Det er fortsat afgørende at finde en god varmekilde og sikre sig et optimeret anlægsdesign, men de økonomiske rammer har ændret sig.

- PSO-tariffen er under udfasning og vil være helt væk i 2022.
- Indtil ultimo 2020, hvor energisparerordningen for 2016-2020 udløber, kan energibesparelser som stammer fra etablering af store varmepumper medregnes under bestemte vilkår. Da varmepumpeprojekter ofte resulterer i store energibesparelser, kan dette være et betydeligt, positivt bidrag til økonomien i et projekt.
- Elvarmeafgiften sænkes permanent med 10 øre/kWh fra 1. januar 2019. I følge samme politiske aftale fra november 2017 er det hensigten at nedsætte elvarmeafgiften med yderligere 5 øre/kWh i 2019 og 10 øre/kWh i 2020, samt at gennemføre en varig nedsættelse af elvarmeafgiften med i alt 25 øre/kWh i forhold til 2017 fra og med 2021.

Udover de ovenfor nævnte vilkår kommer eventuelle muligheder for at søge anlægsstøtte. I 2017 og 2018 er det for eksempel muligt for fjernvarmeselskaber at søge om anlægsstøtte på op til 15 % af etableringsomkostningerne, for værker som står til at miste grundbeløbet i 2019 og er uden for kvotesektoren.

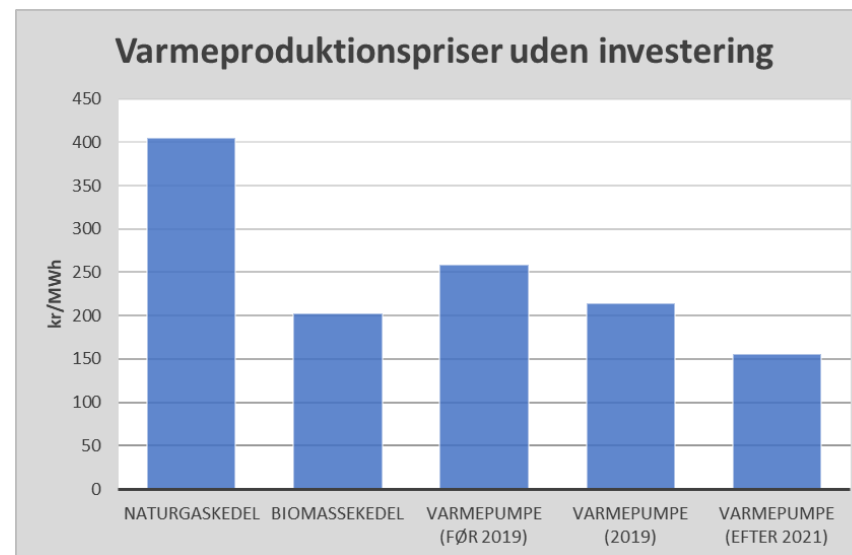
Støtteordningen er etableret under Energistyrelsen og er målrettet eldrevne varmepumper.

Sækelse af elvarmeafgiften og etablering af støtteordningen er et politisk signal om, at man forstår de store varmepumpers betydning for fremtidens energisystem, og at man ønsker at understøtte udviklingen. Dette signal har været efterspurgt og kan indirekte medvirke til flere investeringsbeslutninger for store varmepumper.

Det er bestemt heller ikke uvæsentligt, at erfaringsgrundlaget er vokset. Praktiske erfaringer med design, komponenter, tilretning, indkøring og flere års drift bidrager til at reducere risikoen i nye projekter og til yderligere at optimere anlægsdesign og drift.

Biomasse eller stor varmepumpe? Det har været det typiske spørgsmål, som hidtil ofte er faldet ud til biomassens fordel, når der skulle investeres i fjernvarmen. Også dette kan være under forandring. Figur 1.1 er en forenkling, men illustrerer at store varmepumper bliver mere og mere konkurrencedygtige. Uden sækelse af elvarmeafgiften og kun delvist udfaset PSO-tarif, har varmepumper svært ved at konkurrere med en biomassekedel (flis). Dette vil dog ændre sig betydeligt efterhånden som ændringer i elvarmeafgift og PSO slår igennem. Figuren viser tal for den marginale varmeproduktionspris uden investeringer, og tilsvarende konklusioner gælder inkl. investeringsomkostninger. I figur 1.1 er brugt følgende data, og ellers forudsætningerne som for andre beregninger i drejebogen.

Før	2019:	Elvarmeafgift 405 kr./MWh og PSO-tarif 160 kr./MWh.
	2019:	Elvarmeafgift 305 kr./MWh og PSO-tarif 80 kr./MWh.
Efter	2021:	Elvarmeafgift 155 kr./MWh og PSO-tarif 0 kr./MWh.



Figur 1.1 – Forenklet sammenligning af varmeproduktionspriser fra gaskedel, biomassekedel og eldriven varmepumpe med COP-faktor 4,0 ved forskellige satser for elvarmeafgift og PSO-tarif.

1.3 De store varmepumper set fra værkets synsvinkel

Når fjernvarmeselskaber investerer i forbedret ledningsnet eller nye enheder, så har deres valg betydning for varmeprisen mange år frem og måske endda fjernvarmeselskabets overlevelse på sigt. Derfor bliver der ikke kun tænkt på varmeprisen på kort sigt, men også på hvordan man vælger de løsninger, som giver den bedste fremtidssikring. Man ønsker at sammensætte sit fjernvarmesystem, så det er robust og samtidig passer til fremtidens systembehov og rammer. Her ser de store varmepumper ud til at passe godt med fremtidens behov; men når det gælder brændselspriser, teknologisk udvikling og politisk retning, så er der selvfølgelig ingen garantier.

Den primære motivation til at investere i en stor varmepumpe er en forventning om lavere varmepriser for fjernvarmebrugere. Varmepumper vil ofte blive en grundlastenhed i fjernvarmesystemet. Derfor er fokus effektivitet og minimering af driftsomkostninger, sammenholdt med investeringens størrelse, vigtige parametre ved etablering af en varmepumpe. En lille forbedring af anlæggets COP-værdi kan have stor betydning set over de mange driftstimer og år, hvor varmepumpen leverer varme.

Varmepumpen vil påvirke resten af det system som den kommer til at indgå i. Andre produktionsenheder vil få færre driftstimer - eller måske flere, hvis varmepumpen udnytter røggassen og dermed øger effektiviteten af en kedel eller en motor. På grund af sammenhængen mellem vandtemperatur og effektivitet af varmepumpen, så vil fx også temperaturerne i fjernvarmesystemet indgå i en samlet optimering. Alt i alt er erfaringen, at de bedste resultater opnås, når man ser på værket som helhed og ikke kun på selve varmepumpen.

Et varmepumpeanlæg kræver en god varmekilde, så her må man se på de lokale, potentielle varmekilder, som måtte findes. Der vil ofte kun være et begrænset antal muligheder tæt på fjernvarmesystemet; og det er ikke altid muligt at finde en egnet kilde. Dog er der med de forbedrede rammevilkår, og dermed lavere grænse for konkurrencedygtig COP-faktor, blevet relevant at se på luft-baserede, store varmepumper. Dermed er en generelt tilgængelig varmekilde kommet i spil, hvilket er specielt godt nyt for de fjernvarmeselskaber, som ikke har andre egnede varmekilder i nærheden.

Hvis man ser på konkurrenceforholdet mellem fjernvarme og individuel forsyning, har store varmepumper nogle fordele, som individuelle varmepumper ikke har. For eksempel har de kollektive varmepumper mulighed for at udnytte store og effektive varmekilder; såsom grundvand, spildevand, geotermi og overskudsvarme fra større industrivirksomheder eller datacentre. De store varmepumper vil også kunne slukkes i de få timer, hvor elsystemet er virkelig trængt.

Varmepumpens integration med varmekilden, det lokale fjernvarmesystem og de større el- og gassystemer giver nogle fordele, men tilføjer også en grad af kompleksitet. Tilsvarende kan etableringen af varmepumper også medføre nye samarbejdspartnere (fx ved overskudsvarme eller fjernkøling), hvilket yderligere kan øge graden af kompleksitet.

En af de nye muligheder er fjernkøling. Eldrevne varmepumper omsætter effektivt elektricitet til varme med en COP-faktor på tre til seks. Hvis varmepumpen også leverer kuldeydelse kan den samlede COP-faktor være syv til otte. Fjernkøling er et ledningsnet, der cirkulerer koldt vand fra centrale anlæg til typisk erhvervskunder. Kølingen kan produceres med en varmepumpe og leveres til kunden, mens varmen anvendes i fjernvarmen. Disse varmepumper vil derfor levere en meget effektiv varmeproduktion i samspil med fjernkøling fx til datacentre, grønttorve eller ejendomme med servicefaciliteter. Potentialet for fjernkøling vil afhænge af størrelse og årstidsvariation af det lokale kølebehov.

1.4 Det samlede billede

De store varmepumper giver nye muligheder for at udnytte lokale varmekilder, som ofte er ved lav temperatur og som derfor ellers ikke kan udnyttes. Med etableringen af en effektiv, stor varmepumpe kan fjernvarmeselskabet levere billigere varme til forbrugerne med en produktionsform som typisk vil være grønnere end den eksisterende produktion. Store varmepumper anses for at være et vigtigt skridt på vejen mod en omkostningseffektiv grøn omstilling og passer derfor godt sammen med ønsket om langtidsholdbare løsninger i fjernvarmen.

2 Hvilke varmekilder er til rådighed?

En varmepumpe flytter varmeenergi fra et temperaturniveau til et andet og teknologien afhænger derfor af en egnet varmekilde. 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 undersøges varmekilderne potentiale. Dette gøres bl.a. ved at se på tilgængelighed, temperatur, energimængde og variation over året. I dette kapitel beskrives følgende varmekilder:

- Røggas
- Overskudsvarme
- Fjernkøling
- Geotermi
- Spildevand
- Grundvand, herunder grundvandslager (ATES), og drænvand fra afværgeboringer mv.
- Havvand
- Sø- og åvand
- Luft
- Andre varmekilder (jordvarme, drikkevand, solvarme og varmelagre)

Dele af dette kapitel er baseret på rapporten “Udredning vedrørende varmelagrings-teknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet”, udarbejdet for Energistyrelsen af PlanEnergi, m.fl., 2013.

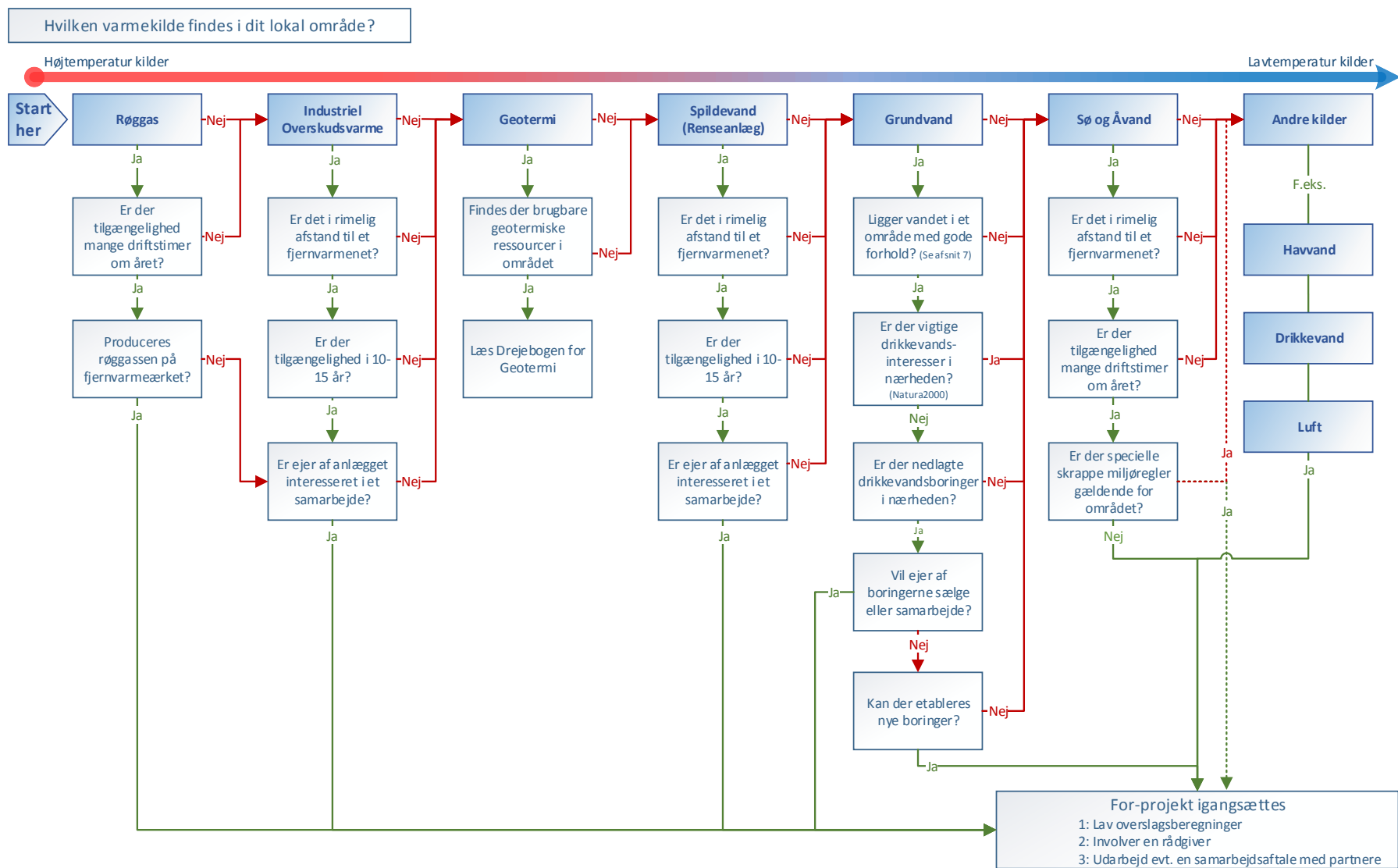
I tilknytning til denne drejebog er også udarbejdet et inspirationskatalog, hvor der er indsamlet data fra forskellige varmepumpeprojekter.

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

Figur 2.1 på følgende side illustrerer nogle af de overordnede overvejelser, i forbindelse med at identificere en egnet varmekilde. Diagrammet er opbygget til at hjælpe fjernvarmeselskaber med at identificere de varmekilder, som kan være værd at undersøge nærmere. Figuren læses fra venstre (varmekilder med højt energiindhold) mod højre (varmekilder med lavere energiindhold). Under varmekilderne er der forskellige forudsætninger, som er afgørende for om kilden kan bruges i praksis. For eksempel tilgængelighed, afstand til fjernvarmesystem, samarbejde med eksterne og lovgivning. Projektet sættes i gang ved at lave overslagsberegninger, jævnfør kapitel 7. Hvis dette giver anledning til videre arbejde bør en rådgiver inkluderes i projektet.

I større fjernvarmesystemer kan der være flere attraktive varmekilder, hvilket skal holdes for øje når diagrammet gennemgås. Eksempelvis kan et fjernvarmeværk vælge at undersøge spildevand nærmere, men dermed skal det ikke forstås således, at andre varmekilder ikke kan benyttes. Under de rette forhold kan varmekilder med lavere energiindhold også være interessante og reducere varmeprisen.

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. Blandt andet har luft og havvand højere temperatur end grundvand i sommerperioden. Figurens inddeling af varmekilder skal således kun betragtes som vejledende.



Figur 2.1 – Egnede varmekilder til varmepumpeprojekter. 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, genereres elektricitet (på kraftvarmeanlæg) og/eller varme (på kedler). Røggasserne afkøles mest muligt inden de ledes ud til omgivelserne, for at udvinde så meget energi som det kan lade sig gøre.

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 som 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, altså hvor mange årlige driftstimer der forventes 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

- Fordelen er, at der sker en forbedring af driftsøkonomien på det pågældende anlæg, 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 samproduktion på brændselsbaserede enheder. En varmepumpe vil typisk kun kunne udvinde omkring 5-10 % yderligere energi fra røggassen, hvilket begrænser besparelsespotentialt.

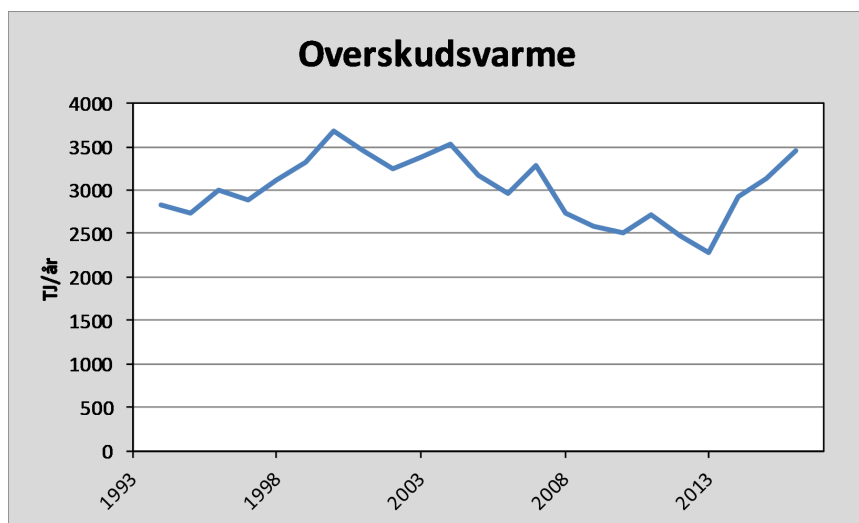
Se endvidere i inspirationskatalogets kapitel 2.

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 blandt andet Aalborg Portland, Shell, Statoil, Faxe 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 2015 var mængden på ca. 2600 TJ, mens den i 2000 var ca. 1000 TJ højere, se figur 2.2. Det samlede potentiale for varmepumpebaseret overskudsvarme er opgjort i 2013 til 6000 TJ/år (Viegand og Maagøe, 2013).



Figur 2.2 – Fjernvarmeproduktion fra overskudsvarme i Danmark (*Energistyrelsens Energiproducenttælling og Energistatistik*).

I løbet af de næste år, hvor koncerner som Apple og Facebook etablerer datacentre i Danmark, ses en ny og meget interessant mulighed for

udnyttelse af overskudsvarme. Størrelsen af disse datacentre betyder, at der kan leveres overskudsvarme til opvarmning af rigtig mange husstande. Energimængderne vil ofte være langt større end det lokale varmebehov, og anvendelsen vil formentlig primært ske i større skala. Samtidig er mængden af spildvarme nogenlunde konstant henover året. Dette giver altså mulighed for en god og stabil varmekilde, som er til rådighed hele året.

Som udgangspunkt har datacentrene mulighed for at bortkøle spildvarmen alene ved at bruge udeluften uden mekaniske køleanlæg. Derfor har de nye større datacentre som regel ikke brug for decideret køling, og der er altså ikke tale om fjernkøling i traditionel forstand. Udnyttelsen kræver, at der installeres ekstra varmevekslere og yderligere udstyr til genvinding af varmen. Dette har selvfølgelig en omkostning, men til gengæld har datacentrene ofte interesse i, at stille overskudsvarmen gratis til rådighed. Dette bidrager positivt til deres energiregnskab og samtidig udløses en større energibesparelse, som kan finansiere eventuelle investeringer.

Når der anvendes overskudsvarme, som stammer fra afgiftsgodtgjorte brændsler (fossile), skal der som udgangspunkt betales overskudsvarmeafgift. Der har været skrevet meget om, at overskudsvarmeafgiften blokerer for udnyttelse spildvarme. Dette er dog ikke helt rigtigt. Det er rigtigt, at overskudsvarmeafgiften har en betydning for økonomien, men der er andre faktorer, som har langt større betydning. Det er derfor en misforståelse at overskudsvarmeafgiften alene, er afgørende for udnyttelse af overskudsvarme.

Samarbejdsform

Et anlæg til udnyttelse af overskudsvarme kan enten etableres af produktionsvirksomheden, som herefter bliver varmeproducent og sælger varme til et fjernvarmeselskab, eller det kan etableres af fjernvarmeselskabet, som køber eller får overskudsvarmen af virksomheden og herefter hæver temperaturen, så der produceres fjernvarme. Tidligere har der været eksempler, hvor virksomheder har etableret anlæggene. Med

den nye energispareordning, hvor fjernvarmeselskaber også kan indberette energibesparelser med varmepumpeløsninger, vil man formentlig primært se denne konstellation fremover.

Ved overskudsvarme med høj temperatur, køber fjernvarmeselskabet typisk varmen til en pris der ligger et sted under fjernvarmeselskabets alternativ. Ved lave overskudsvarmetemperaturer, ses det oftest at varmen bortgives eller at der betales et mindre beløb. Her bliver varmeproduktionen for dyr, hvis der skal betales ret meget mere end 40-50 kr./MWh, hvilket dog afhænger af temperaturen. Derfor er "kold" overskudsvarme som regel ikke så interessant rent økonomisk for virksomhederne. Til gengæld kan der være andre forhold som gør, at virksomhederne gerne muliggør udnyttelsen.

Uanset hvilket løsning der vælges er det vigtigt, at der laves en kontrakt som beskriver aftalen og hvordan pris eller leveringsomfang eventuelt ændres, som følge af udefrakommende forhold. Dette er beskrevet nærmere i kapitel 8.

Temperatur på varmekilden

Overskudsvarmen kan udnyttes på tre forskellige måder afhængigt af temperaturniveauet og kravet i det konkrete fjernvarmesystem:

1. Høj temperatur: Direkte varmeveksling uden brug af varmepumpe (som eksempel afkøles overskudsvarme fra 95 til 40 °C - fjernvarme opvarmes fra 35 til 75 °C)
2. Mellem temperatur: Kombination af direkte varmeveksling og brug af varmepumpe (som eksempel afkøles overskudsvarme fra 55 til 25 °C - fjernvarme opvarmes fra 35 til 75 °C)
3. Lav temperatur: Der bruges varmepumpe til hele energimængden (som eksempel afkøles overskudsvarme fra 25 til 15 °C - fjernvarme opvarmes fra 35 til 75 °C)

Der anvendes kun varmepumper, når temperaturen på overskudsvarmen ikke er tilstrækkelig til direkte varmeveksling. I tilfælde hvor en

del af varmen kan veksles direkte fås en meget høj system-COP, da det kun er en del af varmen, som gennemløber varmepumpen. Her vil COP typisk være højere end 5,0. Ved udnyttelse af overskudsvarme med lav temperatur, vil COP typisk være større end 4,0.

Overskudsvarme bør så vidt muligt afsættes i lokale distributionssystemer, hvor temperaturerne er lavere end i transmissionsnettene. I lokale net ligger fremløbstemperaturen typisk imellem 65 og 80 °C imens returtemperaturen ligger imellem 35 og 40 °C. Mange steder forventes temperaturerne at kunne reduceres i de kommende år efterhånden som systemerne optimeres og lavtemperatur fjernvarme bliver mere udbredt.

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, blandt andet 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) 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 fjern selskabet pludselig uden den varmeproduktion, og dermed en risiko for at stå med en stor investering, der i praksis kan være værdiløs.

2.3 Fjernkøling

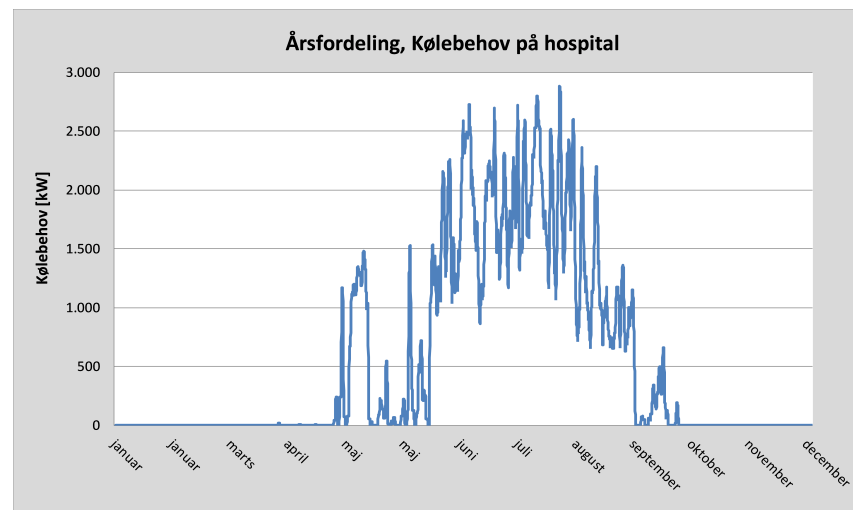
Da varmepumper altid producerer køling og varme simultant, er det oplagt at udnytte begge sider af anlæggene. I praksis er det dog vigtigt at erkende, at køle- og varmebehov sjældent er sammenfaldende. Dette er typisk uproblematisk, hvis varmepumpeanlægget er lille i forhold til det samlede fjernvarmesystem, og alternativt kan der etableres et sæsonlager, så spildvarmen fra sommerperioden kan udnyttes om vinteren. Samproduktion har den fordel at den samlede effektivitet øges, og at både varme- og kølekunder er med til at betale investeringen. Desuden har kollektive kølesystemer en skalafordel i forhold til individuelle løsninger på tilsvarende måde, som det er kendt fra de kollektive varmesystemer. I vurderingen af det økonomiske potentiale er det vigtigt, at prisen for køling vil kunne konkurrere med alternative kølingsmuligheder for kunden.

I forbindelse med fjernkøling er det først og fremmest vigtigt, at kigge på kølebehovet henover året og dernæst på udgifterne til køleproduktionen. Er der et jævnt kølebehov hele året, vil der være mulighed for at producere kølingen med en varmepumpe, der kan få mange årlige driftstimer og tilbagebetale investeringen. Er det samtidig dyrt, at producere kølingen hele eller i dele af året, vil varmepumpen give en ekstra driftsbesparselse, som kan finansiere en større investering eller retfærdiggøre et lavere antal årlige driftstimer.

Figur 2.3 viser det forventede kølebehovet ved et større hospital, hvor det overvejes at udnytte spildvarmen, til fjernvarmeproduktion.

Som det ses af figur 2.3, er varmekilden stort set ikke til rådighed i opvarmningssæsonen.

Igennem de senere år har Hofor og Frederiksberg Forsyning etableret fjernkøling i flere dele af Københavnsområdet, og der vil ske en fortsat udbygning i de kommende år. Senest har Høje Taastrup Forsyning etableret et kombineret varme- og køleanlæg, som leverer køling til det nye Copenhagen Markets og samtidig udnytter varmen til fjernvarmeproduktion i Høje Taastrup Forsyning.



Figur 2.3 – Forventet kølebehov ved større hospital (kendes endnu ikke eksakt).

Der er etableret relativt store fjernkølesystemer i København. Her er anlæggene ikke forsynet med varmepumper, og overskudsvarmen bortkøles derfor udelukkende til havvand. Dette skyldes den meget spidse varighedskurve, hvor kølebehovet primært findes i sommerperioden. Her dækkes fjernvarmeproduktionen via affaldsforbrænding og den marginale produktionspris er derfor meget lav. Fordi varmekilden samtidig kun er til rådighed i et begrænset antal årlige timer, bliver den samlede økonomi for et varmepumpeanlæg mindre attraktiv, og for det samlede system skal vinterlasten fortsat dækkes af øvrige produktionsenheder.

Ved industrielle kølebehov, er varmekilden typisk til rådighed en større del af året. For fjernkølesystemer som placeres tæt på eksisterende fjernvarmenet og alligevel skal forsynes med et mekanisk køleanlæg, vil merinvesteringen i en varmepumpe frem for et rent køleanlæg, være ret begrænset. Derfor skal udnyttelse af spildvarme fra fjernkøling ikke afskrives, selvom varighedskurverne for køle- og fjernvarmebehov typisk

ikke er sammenfaldende. Ved det nye universitetssygehus i Århus, er der etableret et fjernkøleanlæg, som enten har mulighed for at bortkøle varmen til det fri eller levere fjernvarme til det lokale net.

Har energiudnyttelsen en høj værdi, kan der også være mulighed for at lagre køleenergien fra sommer til vinter igennem et grundvandslager. Her passer temperatursættet ofte direkte til behovet ved fjernkøling.

Temperatur på varmekilden

Fjernkøling til rum- eller serverkøling, vil ofte have en fremløbstemperatur på mellem 6 og 10 °C imens returtemperaturen vil ligge imellem 12 og 18 °C. Temperatursættet er derfor ikke væsentlig mere attraktivt end mange andre varmekilder, men fordi både køling og varme har en værdi, kan driftsøkonomien være særdeles god.

Fordele ved varmekilden

- Højt besparelspotentiale, da både varme- og kuldeproduktion har en værdi.
- Bedre udnyttelse af investeringen, da varmepumpen både kan erstatte varmeproduktionsenheder og køleanlæg til fjernkøling.
- En varmepumpe i tillæg til eksisterende køleudstyr giver højere forsyningssikkerhed for fjernkøling.

Ulemper ved varmekilden

- Kølebehovet, og dermed varmekilden, er primært til rådighed i sommerperioden.
- Fjernkøling eksisterer primært i København, hvor der i forvejen er billig varmeproduktion i sommerperioden. Dette vil også være tilfældet i andre større byer, hvor der kan etableres fjernkøling i fremtiden.

2.4 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. Da den økonomiske risiko ved fiasko er meget stor for investorer, er der ikke flere geotermianlæg i Danmark. I januar 2014 offentliggjorde Energistyrelsen en drejebog for geotermi, hvor interesse-rede 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 3000 m.

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 porummene i sandstenene (Dansk Fjernvarmes Geotermiskab, m.fl., 2013).

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

Fordele ved varmekilden

- Varmekilden har høje temperaturer. Hvor dybt det er rentabelt at bore afhænger dog af hvor meget temperaturen øges og 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.

2.5 Spildevand

I Danmark er der ca. 1400 renseanlæg, og i 2013 blev potentialet fra renseanlæg opgjort til 350 MW_{varme} (PlanEnergi, m.fl., 2013). Dog skønnes det, at 25 % ikke kan anvendes på grund af for lang afstand til et fjernvarmenet eller fordi billigere varmeproduktion fra affaldsforbrænding eller lignende, blokerer for anvendelse af spildevand i sommerperioden. I mange større byer, er der altså et potentiale og det vil ofte kunne betale sig at undersøge mulighederne i samarbejde med renseanlægget.

Det bemærkes, at der mange steder sker en centralisering af spildevandsbehandlingen, hvilket medfører at en række mindre renseanlæg nedlægges. Det er derfor vigtigt at kende fremtidsplanerne for det aktuelle renseanlæg.

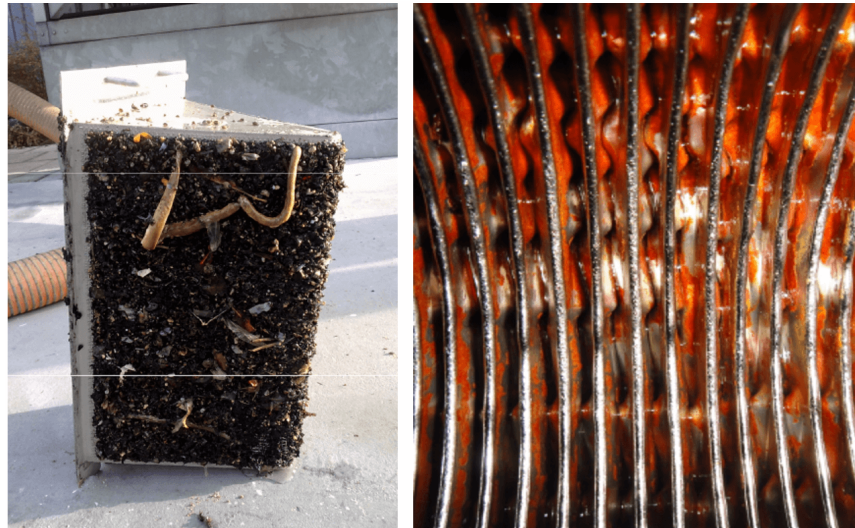
Erfaringer fra Frederikshavn

Den første danske spildevandsvarmepumpe blev installeret i Frederikshavn i 2009. Anlægget er dog aldrig kommet til at fungere tilfredsstillende og blev derfor taget ud af drift igen i 2013. Effektiviteten har levet op til forventningerne, og selve varmepumpen har fungeret fint. Udfordringer har fundet sted i den del af systemet, som er koblet på rensningsanlægget.

I perioder med højvande, og særligt om natten hvor spildevandsflowet er lavt, kan havvand komme ind i spildevandsledningen. Hermed opstår der risiko for, at der pumpes saltet havvand (i stedet for det ferske spildevand) ind gennem varmepumpens fordamper. Dette er muligt, da spildevandet til varmeveksleren kommer fra udløbsrøret nedenfor overfaldsanlægget, mellem rensningsanlægget og havet, og der er derfor en direkte forbindelse mellem filteret før veksleren og udløbet til havet. For at forebygge korrosion har man af denne grund valgt at erstatte den oprindelige fordamper af rustfrit stål med en ny af titanium.

På grund af kølemidlets høje tryk er fordamperen udført som en fuldvejset konstruktion med relativt lille spalteafstand på spildevandssiden. Det er derfor nødvendigt at montere filtre foran fordamperen så

den ikke tilstoppes af partikler. Det har vist sig at mængden af større partikler såsom snegle, ål, blade, tang og lignende har været så stor, at det ikke har været hensigtsmæssigt at benytte filtre med manuel rensning. Det har derfor været nødvendigt at montere større, selvrensede filtre med automatisk tilbageskyl. I venstre side af figur 2.4 ses et foto af en tilstoppet filterindsats fra et manuelt filter.



Figur 2.4 – Til venstre ses en filterindsats fra et manuelt filter, som er tilstoppet med ål, snegle, skaller, blade og tang, og til højre ses biologiske belægninger (biofilm) på spildevandssiden af varmepumpens fordamper.

Det største problem har været biologiske belægninger (biofilm) på spildevandssiden af varmepumpens fordamper, jf. fotoet i højre side af figur 2.4. Det primære problem med disse belægninger er, at de virker isolerende, hvilket reducerer varmepumpens COP og ydelse markant, samt øger tryktabet og dermed reducerer spildevandsflowet. Selvom varmekilden er rensset spildevand, så indeholder vandet stadig masser af næringsstoffer, som kan give næring til bakterievækst. Man har forsøgt at bekæmpe den mikrobiologiske vækst i varmeveksleren med re-

gelmæssig rensning med lud (NaOH) og salpetersyre (HNO₃), idet ultralyd ikke har haft nogen registrerbar effekt. Høje strømningshastigheder kan også reducere væksten, men på grund af de mange driftsproblemer, har varmepumpen stået stille i mange timer med spildevand i varmeveksleren.

Som nævnt i indledningen, har Frederikshavn Forsyning desværre opgivet at få varmepumpen til at fungere tilfredsstillende og den blev taget ud af drift i 2013.

Øvrige erfaringer

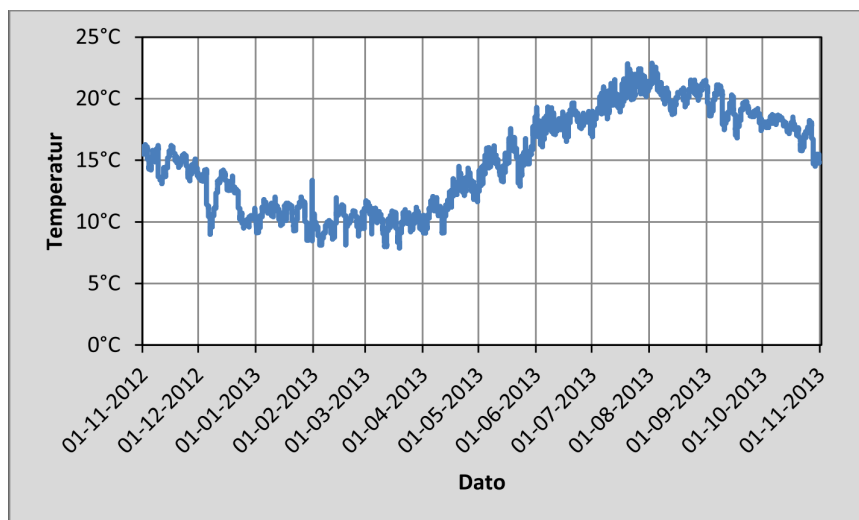
I 2017 blev to nye spildevandsvarmepumper sat i drift i henholdsvis Rødkærsbro og Kalundborg. Anlæggene er fortsat relativt nye med et begrænset antal driftstimer, men indtil videre har der ikke været driftsproblemer eller tilsmudsning af varmevekslerne. Ved begge anlæg er der lavet mellemkredse med kølevand imellem varmepumpens kølemiddel og spildevandet, så spildevandet ikke afkøles direkte i varmepumpens fordamper. Samtidig er der installeret automatiske rensesystemer til renholdelse af spildevandsvekslerne. Disse består af flere pladevarmevekslere, hvor én pladevarmeveksler kan renses imens driften oprettholdes på den/de øvrige.

Mellemkredsen giver et lille temperaturtab, som reducerer COP, men til gengæld fås en mere driftssikker opbygning. Skulle der opstå større problemer omkring tilsmudsning betyder denne opbygning også, at vekslerne nemmere kan adskilles og undersøges eller renses, end hvis der havde været kølemiddel på den ene side. Med den valgte opbygning, skulle det ikke være muligt at løbe ind i de samme driftsproblemer som i Frederikshavn. Begge anlæg er beskrevet nærmere i inspirationskatalogets kapitel 5.

Temperatur på varmekilden

Temperaturen i et udløb fra rensenanlæg er typisk 10 °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 Horsens Rensningsanlæg.



Figur 2.5 – Eksempel på temperaturvariationer fra renseanlægsudløb. 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.
- Hurtig og simple installation, der ikke stiller særlige dokumentationskrav eller miljøtilladelser.
- Afprøvet teknologi. I Sverige findes mere end 35 store varmepumper med en samlet varmeeffekt på 5000 MW (Ea Energianalyse, 2011).

Ulemper ved varmekilden

- Afhængig af, at renseanlægget ikke lukkes.
- De dele af installationen som har kontakt til spildevandet, skal designes i forhold til det miljø der er på og omkring renseanlægget. Her skal det særligt sikres, at der ikke opstår begroninger eller korrosion og/eller at eventuelle begroninger kan fjernes løbende via et automatisk rensesystem.

2.6 Grundvand (herunder sæsonlagring)

Store dele af Danmarks grundvandsmagasiner egner sig til etablering af grundvandsbaserede energianlæg. Det er dog 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, skal det være muligt at pumpe forholdsvis store vandmængder op fra grundvandsmagasinerne (og ned igen).

Grundvand som varmekilde eller termisk lager?

Grundvandsbaserede varmepumpeløsninger kan enten etableres som rene varmepumpeløsninger, der udelukkende udvinder energi fra grundvandet - eller som lagerløsninger, hvor grundvandet kan udnyttes til køling i sommerperioden og opvarmning i vinterperioden. Herved kan spildvarme fra for eksempel fjernkøling lagres og udnyttes til fjernvarmeproduktion i vinterperioden, hvor kølebehovet normalt er begrænset.

Rene varmeindvindingsanlæg kan etableres på to forskellige måder:

1. Med indvindingsboringer og et drænfelt. Her nedsives det afkølede vand tilbage til grundvandet
2. Med indvindings- og injektionsboringer. Her pumpes det afkølede vand tilbage til grundvandet

For rene varmeindvindingsanlæg er det vigtigt, at det kolde vand, der nedsives eller nedpumpes ikke bevæger sig tilbage til kildepladsen. Derfor skal der enten være tilstrækkelig afstand mellem kildepladsen og injektionsfeltet eller en grundvandsstrømning fra injektions-/nedsivningsfeltet væk fra kildepladsen - selv i driftssituationen.

Herudover findes en tredje løsning, hvor grundvandet udnyttes som termisk lager (ATES - Aquifer Thermal Energy Storage):

3. Grundvandslagring. Her indvindes og nedpumpes vandet på skift i to sæt dipole borerer.

Ved grundvandslagring er det vigtigt, at energien ikke forlader kildepladsen, hvorfor det tilstræbes at lokalisere områder med en mindre strømning i grundvandsmagasinerne. Termisk lagring i grundvandet beskrives nærmere i afsnit 2.6.1.

For alle tre anlægstyper gælder, at der skal gennemføres et grundigt forstudie inden etableringen af anlægget. 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 varmepumpeløsninger. 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 anlæg fra et givet grundvandsmagasin faktisk kan realiseres med tilstrækkeligt grundvand.

Den eksisterende viden omkring grundvandsforholdene skal ofte suppleres med konkrete undersøgelser. Der skal som udgangspunkt etableres én prøveboring i henholdsvis kildepladsen og i injektions-/nedsivningsfeltet, udføres pumpeforsøg og udtages vandprøver. Alle disse indsamlede data lægges sammen med den eksisterende viden ind i en grundvandsmodel for dels at projektere det optimale anlæg og dels at vurdere påvirkninger i grundvandsmagasinet og det omkringliggende miljø.

For det tekniske anlæg skal man være særligt opmærksom på, hvorvidt grundvandets kemiske sammensætning ændres fra det bliver pumpet op til det bliver ledt ned. Dette kan være et problem, hvis der findes jern og mangan i vandet, som kan reagere med ilt hvis det kommer i kontakt med luft. Her vil resultatet være dannelse af okker, som kan tilstoppe borerer, rør, varmevekslere og andre installationer på ganske kort tid. Ved åbne anlæg, som ved nedsivningsanlæg, kan der etableres et filtersystem, som kan eliminere problemet. Dette er dog ret bekosteligt, hvorfor behovet så vidt muligt bør undgås.

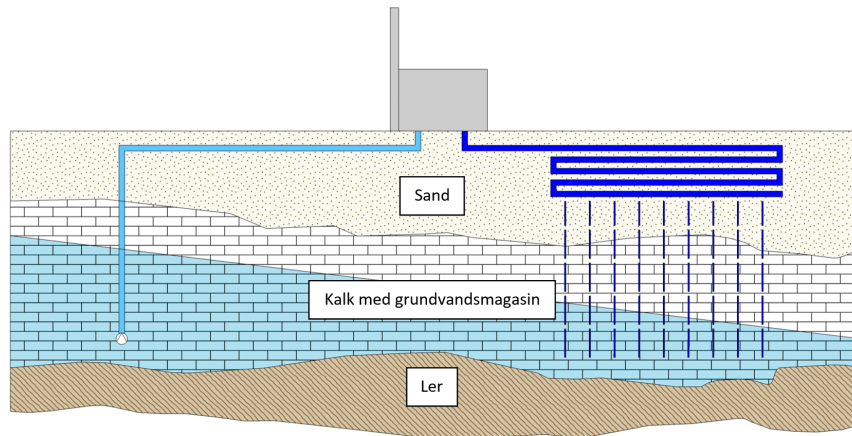
Fra myndigheder, vandværker og naturforvaltere er der en udpræget bekymring for forurening af varmepumpeanlæggets kølemiddel til grundvandsmagasinet. Denne risiko er dog meget lille, da man monterer en kølemiddelsensor på afgangsvandet. Ved detektion af kølemiddel i afgangsrøret, udløses en alarm og alle ventiler og pumperne stoppes.

Når grundvand oppumpes med andre formål end energiformål, er det oplagt at undersøge om dette med fordel kan kombineres med en varmepumpe. Dette kan for eksempel være i forbindelse med permanente grundvandssænkninger, afværgeboringer i forbindelse med forureninger, klimatilpasning eller indvinding af drikkevand, jf. afsnit 2.10.2.

Grundvand som varmekilde med nedsivningsfelt

Denne anlægstype er økonomisk attraktiv i etablering og drift. Når man gennem undersøgelser af grundvandsforholdene til et varmeindvindingsanlæg konstaterer, at grundvandsmagasinet, som påtænkes at indvinde fra, er en oxideret vandtype, kan man med fordel undersøge mulighederne for at nedsive vandet tilbage til grundvandsmagasinet via et drænfelt. En oxideret vandtype betyder, at der er ilt men ikke jern og mangan til stede i grundvandet. Derved kan der ikke ske en belægning af rørintallationer og varmepumpe eller tilsmudsning af drænrørene. Ofte er de overfladenære grundvandsmagasiner af en oxideret vandtype.

Figur 2.6, viser princippet for et indvindingsanlæg med nedsivningsfelt.



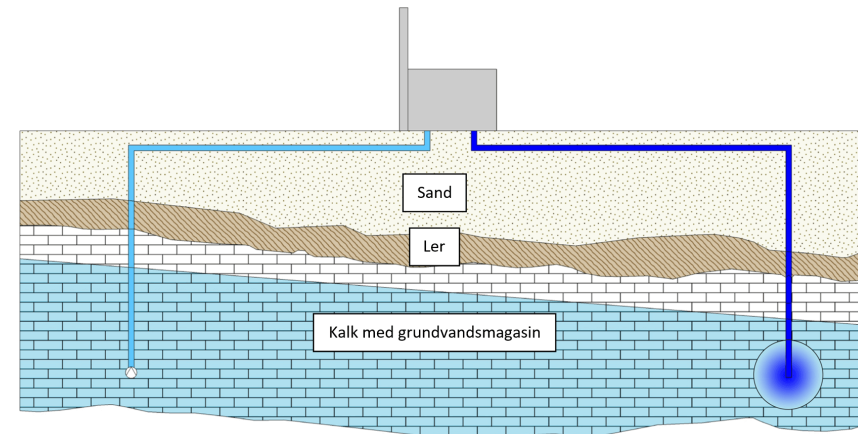
Figur 2.6 – Princip for grundvandsvarmepumpe med nedsivningsanlæg.

Figur 2.6 viser et område med et sandlag øverst. Herefter følger kalk og nederst ses et lerlag, som begrænser grundvandet i at løbe til dybereliggende lag. Grundvandet står højest til venstre på figuren og løber derfor fra venstre imod højre. Grundvandet indvindes via én eller flere boringer i kalklaget. Disse placeres medstrøms i forhold til grundvandet bevægelsesretning. Nedsivningsanlægget består af perforerede rør, som nedgraves én til to meter under terræn i sandlaget. Herfra nedsiver det afkølede vand tilbage til grundvandsmagasinet i kalklaget. Da nedsivningen foregår modstrøms i forhold til grundvandet bevægelse, vil det afkølede vand ikke returnere til indvindingsområdet.

Forudsætningen for nedsivning er, at der forekommer et sandlag ved terræn af en vis størrelse. Her kan de relativt store vandmængder nedsives uden at det udledte vand stiger til terræn. Endvidere skal det grundigt vurderes om der i nedsivningsfeltet kan ske en tilsmudsning af filterslidser ved udfældning af kalk og kiselsyre, bakterievækst eller partikler (sand eller silt). Dette vil afhænge af vandkemi i det konkrete område. I forbindelse med den indledende kortlægning, bør der derfor udtages vandprøver som analyseres, så de rette forholdsregler kan tages.

Grundvand som varmekilde med injektionsboringer

Oppumpning og injektion af grundvand gennem boringer er den mest kendte anlægstype og anvendes i udenlandske anlæg. Anlægstypen etableres, når der arbejdes med reducerede vandtyper - altså med grundvandsmagasiner, hvor der er jern og mangan til stede i vandet. Ved at injicere det oppumpede vand tilbage til det samme grundvandsmagasin, undgås udfældninger undervejs i anlægget, da grundvandet ikke kommer i kontakt med ilt. Princippet ses på figur 2.7 herunder:



Figur 2.7 – Princip for grundvandsvarmepumpe med reinjicering.

Figur 2.7 viser et område med et sandlag øverst. Herefter følger et lerlag og herunder findes kalk med et grundvandsmagasin. Grundvandet står højest til venstre på figuren og løber derfor fra venstre imod højre. Grundvandet indvindes via én eller flere boringer i kalklaget. Disse placeres medstrøms i forhold til grundvandet bevægelsesretning. På grund af lerlaget, er det ikke muligt at nedsive til samme grundvandsmagasin. Derfor etableres én eller flere boringer, hvor grundvandet kan reinjiceres i kalken under lerlaget. Som ved nedsivningsanlæg, reinjiceres grundvandet modstrøms i forhold til grundvandet bevægelse og det afkølede vand returnerer ikke til indvindingsområdet.

Anlægget er dyrere at etablere end et nedsivningsfelt, men har den fordel, at der fra udlandet er indhentet meget gode erfaringer med anlægstypen og dermed er sikkerheden i driften af anlægget på et højt niveau. Anlægget har yderligere den fordel, at idet grundvandet typisk hentes og leveres tilbage i dybereliggende grundvandsmagasiner, bliver den terrænnære påvirkning væsentlig mindre udtalt. Man mødes ikke på samme måde med et højt krav til dokumentation af miljøpåvirkninger som oversvømmelse, naturfølsomme arealer såsom søer, enge, vandløb, heder og overdrev eller sætningsfølsomme anlæg.

Temperatur på varmekilden

Temperaturen på grundvand i Danmark er stort set konstant hele året, med en temperatur på ca. 8-11 °C, som kan være lidt varierende fra sted til sted.

Fordele ved varmekilden

- I store dele af Danmarks findes grundvandsmagasiner, som egner sig til etablering af grundvandsbaserede energianlæg. Dette inkluderer også kystnære områder med saltet grundvand.
- Der er mange data fra borer, den nationale grundvandskortlægning, hos kommuner og regioner, som kan indikere, om der er mulighed for at benytte grundvand til varmekilde. Dog er det ofte nødvendigt at supplere med konkrete undersøgelser med prøveboringer, pumpeforsøg og vandprøver.
- Grundvand har tilnærmelsesvis samme temperatur (mellem 8 og 11 °C) hele året rundt, hvilket er fordelagtigt i forhold til andre varmekilder fra omgivelserne, som er varmest i sommerperioden, hvor man har mindst brug for varme.
- Et grundvandsbaseret energianlæg har med almindelig vedligeholdelse en meget lang levetid. I Danmark findes flere borer, som er mere end 100 år gamle og forfatteren er ikke bekendt med borer, som er nedlagte på grund af slitage eller ælde.

- Energianlæg baseret på grundvand er meget udbredt i Sverige, Tyskland, Holland og Belgien, hvor der er etableret flere tusinde anlæg. Der ligger således stærke referencer og erfaringer med etablering og drift af anlæggene.

Ulemper ved varmekilden

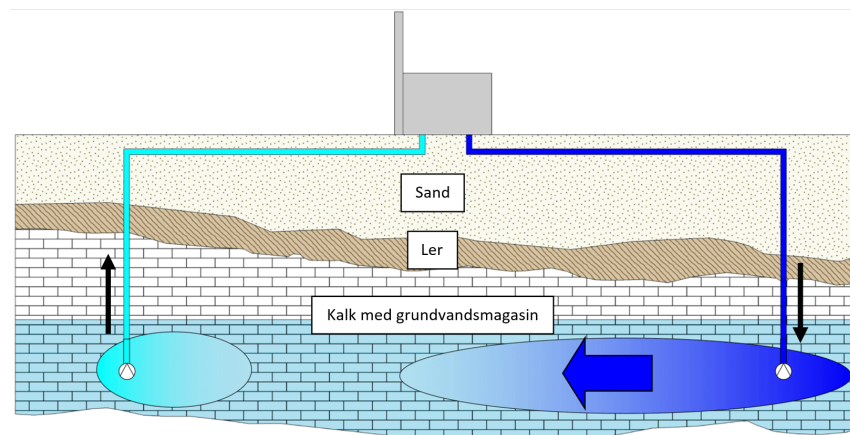
- Forundersøgelserne for at vurdere de tekniske muligheder og bæredygtigheden af disse i forhold til det omkringliggende miljø, kan være forbundet med store omkostninger, før det med sikkerhed kan konkluderes, om anlægget kan realiseres. Her vil en indledende screening kunne gennemføres for omkring 50 000 kr. Ved et positivt screeningsresultat, gennemføres efterfølgende et prøvepumpningsforsøg, som efterviser de faktiske forhold i området. Prøvepumpning inkl. monitorering og tolkning, vil typisk udgøre en omkostning i omegnen af 450 000 kr. Viser prøvepumpeforsøget, at anlægget ikke vil kunne etableres, vil undersøgelserne altså have kostet værket omkring 500 000 kr. Afhængigt af lokale forhold og adgang til eksisterende dokumentation, kan de indledende forundersøgelser dog også være endnu mere omkostningstunge.
- Anlægstypen flytter ofte store mængder grundvand, og da den er ny i Danmark, hersker der en udpræget bekymring og utryghed ved etableringen af disse anlæg. Dialog og orientering over for myndigheder, grundvandsinteressenter og naturorganisationer er vigtig for succes. På trods af disse tiltag kan man blive mødt med VVM-pligt og udarbejdelse af en miljøkonsekvens rapport og offentlige høringer. Det skal forventes at forundersøgelser og miljøvurdering fra kommunen tager mindst ét år før man har en miljøgodkendelse. I nogle tilfælde har forløbet endda taget flere år.
- Der vil som udgangspunkt ikke kunne gives tilladelse til etablering af grundvands-varmepumper i områder med særlige drikkevandsinteresser (OSD) af hensyn til beskyttelse af den fremtidige vandforsyning. I så fald kræver det en høj grad af dokumentation.

- Nærliggende beskyttet våd natur (§3), som mose, sø, eng, vandløb mv. må ikke påvirkes væsentligt i negativ retning. Dette kan være en udfordring, hvis oppumpning og nedsivning eller injektion foregår terrænnært, da ændringer i vandspejlet kan på virke disse arealer.

2.6.1 Grundvandslagere / ATEs-anlæg

Et grundvandslager eller ATEs-anlæg (Aquifer Thermal Energy Storage) består af to dipoler. Et sæt borer, hvor koldt vand pumpes ned ved varmebehov eller hentes op ved kølebehov og et andet sæt borer, hvor varmt vand hentes op ved varmebehov og pumpes ned ved kølebehov. Man kan sige at den kolde side svarer til bunden af en akkumuleringskøleakku, mens den varme side svarer til toppen. Anlægget er et tovejs strømningsanlæg, hvor der i sommerperioden typisk pumpes koldt vand op fra den ene dipol til køling, og det varme vand injiceres efterfølgende i den anden dipol. I den efterfølgende vinterperiode vendes strømmen og vandet fra den anden dipol pumpes op og afkøles via varmepumpen, hvor det kolde vand efterfølgende injiceres i den første dipol. Temperatursættet i lageret er ned til 4-5 °C på den kolde side og 15-18 °C på den varme. Selvom temperaturforskellen er begrænset, er volumen i undergrunden meget stor, hvorfor det ikke er problematisk at lave grundvandslagere i GWh-størrelser. Princippet er vist på figur 2.8 og 2.9.

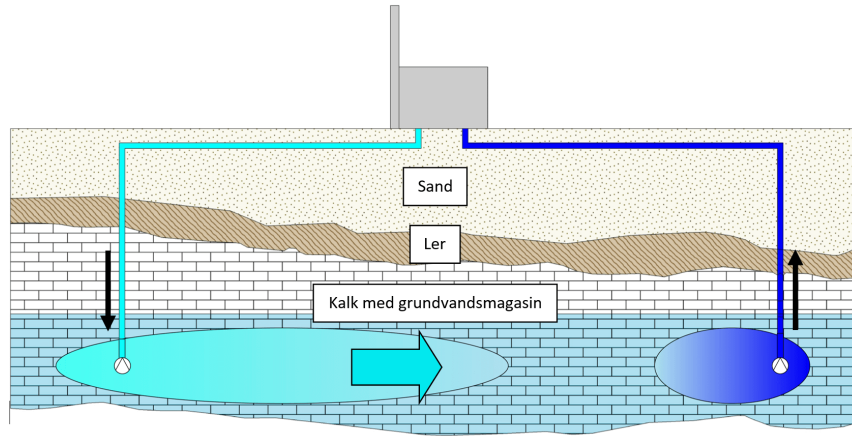
Figur 2.8 og 2.9 viser et grundvandsmagasin som udnyttes til varmelagring. Geologien er identisk med foregående eksempel med et sandlag øverst, samt et lerlag der "isolerer" det grundvandsholdige kalklag fra overfladen. Når grundvandet bruges til termisk lagring, må grundvandet ikke bevæge sig ret meget. Figur 2.8 viser vintersituationen, hvor det varme vand indvindes fra boringen til venstre på figuren, mens det afkølede vand reinjiceres i boringen til højre. Det afkølede vand som reinjiceres, bevæger sig langsomt imod indvindingsboringen og vil på et tidspunkt nå boringen til venstre på figuren. På dette tidspunkt er lageret tomt, og det er ikke muligt at hente mere varme ud.



Figur 2.8 – Princip for energilagring i grundvandsmagasin, hvor lagret varme indvindes (vintersituation).

Figur 2.9 viser sommersituationen, hvor det opvarmede vand reinjiceres til boringen i venstre side af figuren, mens det kolde vand i den højre boring oppumpes og udnyttes til køling. Det opvarmede vand, bevæger sig langsomt imod indvindingsboringen og vil på et tidspunkt nå boringen til højre på figuren. På dette tidspunkt er lageret fyldt, og det er ikke muligt at udnytte det kolde vand til køling længere.

På grund af den lave temperatur, er varmetabet i denne type lagre meget begrænset eller ikke eksisterende. Der vil dog være et temperaturtab på omkring 3-5 °C afhængigt af anlægsstrukturen, fordi der sker flere varmevekslinger imellem kølevand og grundvand samt grundvand og materialet i undergrunden. For at have kølevand ved 6 °C hele sommeren, skal lageret derfor typisk underkøles til 3-4 °C i løbet af vinteren. På samme måde skal varmen lagres ved 20 °C for at kunne oppumpe den ved en temperatur på 17-18 °C efterfølgende. Effekten vil dog svinge afhængigt af bestyknings, drift samt konkrete hydrogeologiske forhold.



Figur 2.9 – Princip for energilagring i grundvandsmagasin, hvor spildvarme lagres (sommersituation).

I modsætning til rene varmeindvindingsanlæg, kan lagring kun lade sig gøre, hvis den naturlige grundvandsstrømning er så lav, at den ikke fører den lagrede varme eller kulde væk, inden den genoppumpes.

Grundvandslagre påvirker ikke grundvandsmagasinet eller det omkringliggende miljø i lige så høj grad som rene varmeindvindingsanlæg, da afstanden mellem dipolerne ikke behøver at være stor. Ved Crown Plaza på Amager er afstanden mellem dipolerne ca. 200 m og der cirkuleres vand med op til $200 \text{ m}^3/\text{t}$ fra den ene til den anden dipol. Sænkningstragten fra oppumpningen ophæver stigningstragten i injektionen og man skal ikke på mange hundrede meters afstand, før at anlæggets påvirkning ikke kan registreres i vandspejlet.

Ved grundvandslagre kræves det ligeledes, at der udføres en række forundersøgelser. Sædvanligvis er omfanget dog mindre end ved rene varmeindvindingsanlæg, da afstanden imellem dipolerne er væsentlig mindre, fordi man ofte bruger de dybereliggende magasiner og fordi påvirkningerne ikke er lateralt udbredt. Ofte kan man nøjes med at foreta-

ge én undersøgelsesboring, udføre et prøvepumpningsforsøg, udtage et mindre antal vandprøver.

Det er værd at bemærke, at der i Holland er ca. 2000 grundvandslagre imod kun ca. 20 i Danmark.

I Bjerringbro er der etableret et grundvandslager i kombination med en varmepumpe. Dette anlæg er beskrevet i Inspirationskatalogets kapitel 3.

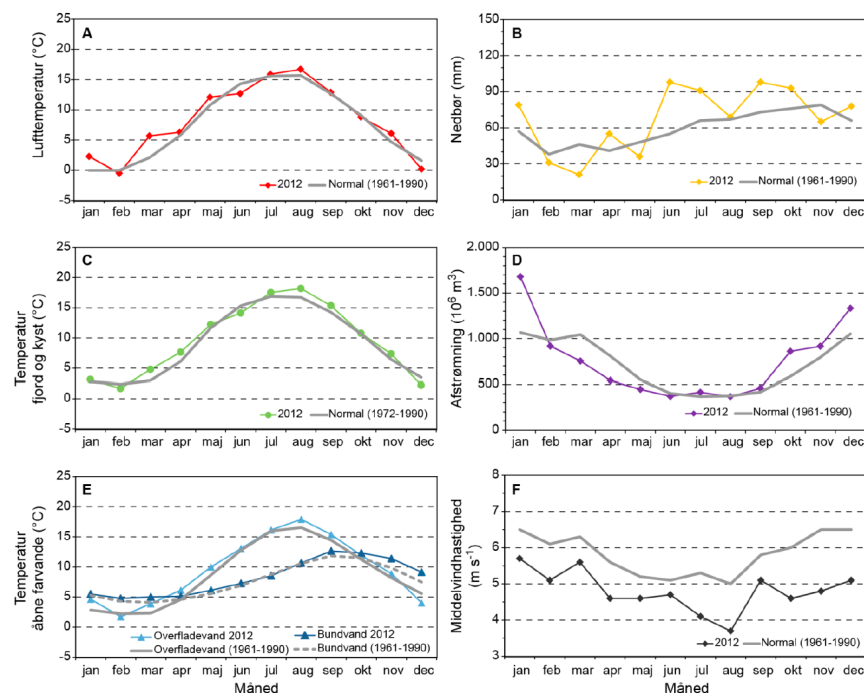
2.7 Havvand

Havvand er i praksis uden kapacitetsmæssige begrænsninger som varmekilde. Samtidig er alle større byer i Danmark placeret tæt ved havet, og der er derfor store muligheder for at udnytte havvand med 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. Varmepumpen kan bruge varmt overfladevand om sommeren, og skifte til vand fra større dybde om vinteren, hvor der er risiko for isdannelse.

En anden mulighed er at anvende en vanddampkompressor, som kan udvinde den latente energi i vandet, når det fryser. I en længere årrække har der været arbejdet på en ny og mere konkurrencedygtig kompressortype. Med den nye type elimineres problematikkerne omkring isdannelse og dårlig virkningsgrad, når vandtemperaturen nærmer sig frysepunktet. Dette vil gøre anvendelse af havvand langt mere attraktiv. Affald Varme Aarhus er i øjeblikket ved at projektere et demoanlæg på $2 \text{ MW}_{\text{varme}}$, som skal anvende den nye kompressortype og udvinde energi fra Aarhus Havn. Man kan læse mere om teknologien i "Ud-

redning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet” (PlanEnergi, m.fl., 2013).

På figur 2.10 ses årsvariationen for havvandstemperaturerne i Danmark for henholdsvis fjord og kyst (C) og åbne farvande (E).



Figur 2.10 – 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 af E), nærmer temperaturen for overfladevand sig frysepunktet i løbet af vinteren, imens bundvand på mere end 20 m ikke bliver koldere end 5°C . Det vil normalt ikke være nødvendigt at køle vandet mere end tre grader, hvorfor bundvandet i en vis dybde, vil være anvendeligt hele året.

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. $225 \text{ MW}_{\text{varme}}$ og de havvandsbaserede en kapacitet på ca. $200 \text{ MW}_{\text{varme}}$ i alt. Varmepumperne producerer desuden køling til fjernkølesystemet i Stockholm.

Fordele ved varmekilden

- Til rådighed ved hovedparten af de større danske byer.
- Billigt og enkelt at etablere.
- Mulighed for meget store anlæg.
- Myndighedsbehandlingen er væsentlig mere simpel end ved ferskvand.
- Kraftværker har erfaring med havvandsveksling fra dampkondensatorer.

Ulemper ved varmekilden

- Varmekilden er koldere om vinteren end om sommeren.
- Vandet skal kunne indtages fra en vis dybde, hvis der ikke skal opstå problemer med tilisning i de koldeste perioder.
- Begroning af varmevekslere og andre komponenter kræver jævnlig rensning.

2.8 Sø- og åvand

Søer som varmekilde

På grund af energitætheden i vand, kan sø- eller åvand være relevant som varmekilde for større varmepumpeanlæg. Her tages vandet direkte ind i varmepumpen, hvor det afkøles og udledes nedstrøms i forhold til indtaget i et vandløb eller i en passende afstand, hvis der er tale om en stillestående sø. Sammenlignes med luft eller jordslanger, svarer energitætheden i én kubikmeter vand til 3000 m³ luft. Afkøles én kubikmeter vand tre grader fås den samme varmeeffekt, som hvis 750 m jordslange afkøles kontinuert i én time. Når anlæggene bliver store, giver vandets høje energitæthed nogle praktiske fordele i forhold til jord eller luft. Samtidig vil vandtemperaturen være højere end luftens henover vinteren.

Det skal dog sikres, at der er adgang til vand som ikke kommer meget under 4 °C i længere perioder om vinteren. Dette vil afhænge af vandsystemets udformning og tilløb af grundvand. Normalt tillades det, at ferskvand afkøles til 2 °C inden det ledes tilbage til vandsystemet. I praksis vil det formentlig heller ikke være muligt at komme meget tættere på frysepunktet uden risiko for tilfrysning i varmepumpen.

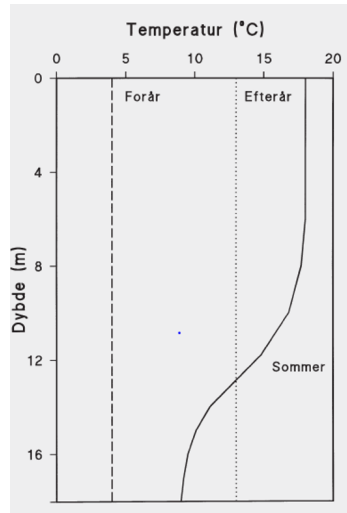
I en stillestående sø ændrer temperaturen sig hen over året. Fra det tidlige forår udvikles en lagdeling af vandet, hvor det øverste vand opvarmes af solen og luftens temperatur, mens søens nedre vand kun i meget begrænset omfang ændrer temperatur. En veludviklet lagdeling af søvandet beskrives som et springlag, hvor vand vanskeligt bevæger sig på tværs. I løbet af efteråret afkøles søen af luften, og sammen med øget vind nedbrydes springlaget, således at søen opnår en ensartet temperatur: fra ca. 17-18 °C i starten af efteråret til 4 °C i det tidlige forår.

Dette er illustreret på figur 2.11, hvor den stiplede linje viser at vandets temperatur i det tidlige forår er 4 °C i hele søens dybde. Den prikkede linje viser på samme måde en ensartet temperatur om efteråret, hvor den optrukne linje viser lagdelingen i sommermånederne

De fleste danske søer (ca. 70 %) er så lavvandede og vindeksponerede, at de ikke udvikler en permanent temperaturlagdeling om sommeren. Her er lagdelingen indskrænket til kortvarige varme, vindstille perioder. Selv dybe søer som Jyllands største sø, Mossø, der har en maksimumdybde på 22 m, kan være uden et stabilt springlag om sommeren. I Mossøs tilfælde skyldes det, at søen har længdeaksen orienteret vest-øst og den fremherskende vestenvind har derfor en lang søflade at virke på, hvilket skaber en effektiv omrøring.

Ved isdække standses vindens omrøring af vandet. Der kan så udvikles svage temperaturforskelle med det koldeste vand (ca. 1 °C) i kontakt med isen og det varmeste vand (3-4 °C) med den højeste densitet ved bunden.

Temperaturforholdene i de danske søer rejser to forhold, som skal afklares, hvis man planlægger at anvende søvand som en energikilde til en varmepumpe. Det ene forhold er at indhente konkrete målinger af tem-



Figur 2.11 – Temperaturer i stillestående sø.

peraturvariationer i søen igennem vintermånederne for at vurdere søens temperatur i forhold til varmepumpens driftsperiode fra november til april. Bliver søen for tidlig kold, kan der formentlig ikke opnås en tilstrækkelig effekt for varmepumpen. Det andet forhold er at belyse det udledte kolde vands påvirkning på søens flora og fauna ved beregninger af vandvolumener og temperaturforskelle. I beregningen kan indgå et vandløbs bidrag ved ind- og udløb. Er påvirkningen lille, kan denne foreligges for kommunen og derfra tage en dialog om muligheden for at etablere et energianlæg.

Ans Varmeværk har tidligere arbejdet på et varmepumpeprojekt, hvor Silkeborg Kommune gav tilladelse til etablering af et 1,6 MW varmepumpeanlæg, som kunne indvinde og afkøle 360 m³ vand i timen. Varmeværket har dog valgt at lægge projektet til side, indtil muligheden for en sammenlægning med øvrige varmeværker i området er afklaret.

Vandløb som varmekilder

Ved vandløbets udspring vil temperaturen være bestemt af grundvands temperaturen, der oftest ligger stabilt på ca. 8-10 °C hele året. Herfra ændrer temperaturen i vandløbet sig afhængig af grundvandsbidraget til vandløbet og afstanden fra udspringet, da både solen og luftens temperatur enten opvarmer vandet om sommeren eller afkøler vandet om vinteren. I forbindelse med Statens tilstandsvurderinger af de danske åer foretages der temperaturmålinger. Disse temperaturer findes tilgængelige på Hydrometri.dk eller Miljøportalen. Man kan derfor konkret vurdere, om et nærliggende vandløb til en fjernvarmeforsyning er en mulighed.

Særlig kendetegnende for temperaturer i åer er, at i afløb fra søer følger temperaturen i vandløbet søens temperatur. Søen øger vandets opholdstid, så vintertemperaturerne bliver lave (ned til 3-4 °C og sommertemperaturerne høje (17-18 °C). Det betyder, at om vinteren må det påregnes, at åvandet efter gennemløb af den første større sø, allerede er kølet ned til et niveau, hvor det ikke er interessant som varmekilde - med mindre at grundvandsbidraget efter søen er stort til vandløbet og løfter temperaturen igen.

Ideelt set er åvand i de fleste tilfælde kun anvendelig som energikilde i vintermånederne, hvis vandløbet får et stort grundvandsbidrag (da grundvandet har en temperatur på 8-10 °C). Samtidig skal det udledte nedkølede vand fra varmepumpen være lille i forhold til vandløbets vandføring, således at vandløbet ikke nedkøles i sådan en grad, at det påvirker floraen og faunaen i vandløbet. Begge dele skal grundigt belyses ved analyser og målinger, inden der konkret kan tages stilling til etablering af en varmepumpeopløsning.

Temperaturer på varmekilden

Søer vil i vintermånederne variere fra ca. 8 °C i efteråret til 3-4 °C i det tidlige forår. Vandløb har ved dets udspring en temperatur på 8-10 °C, der i vintermånederne sænkes jo længere afstanden til udspringet bliver.

Fordele ved varmekilden

- Mange af de danske søer og åer indeholder meget vand og for mindre decentrale fjernvarmeselskaber, vil der kunne udvindes tilstrækkelige vandmængder til et varmepumpeanlæg.
- Indvinding og udledning af sø- eller åvand er billigt og enkelt at etablere.

Ulemper ved varmekilden

- Søer og åer afkøles i løbet af efteråret og vinteren, og særlige forhold skal være opfyldt for at det kan svare sig at anvende søer og åer som varmekilde. Vurderes disse at være til stede, skal der gennemføres grundige analyser og målinger af temperatur og vandføringer.
- Myndighedsbehandlingen kan være meget tidskrævende, jf. det planlagte varmepumpeprojekt i Ans som beskrives i inspirationskataloget.
- Begroning af varmevekslere og andre komponenter kræver jævnlig rensning.

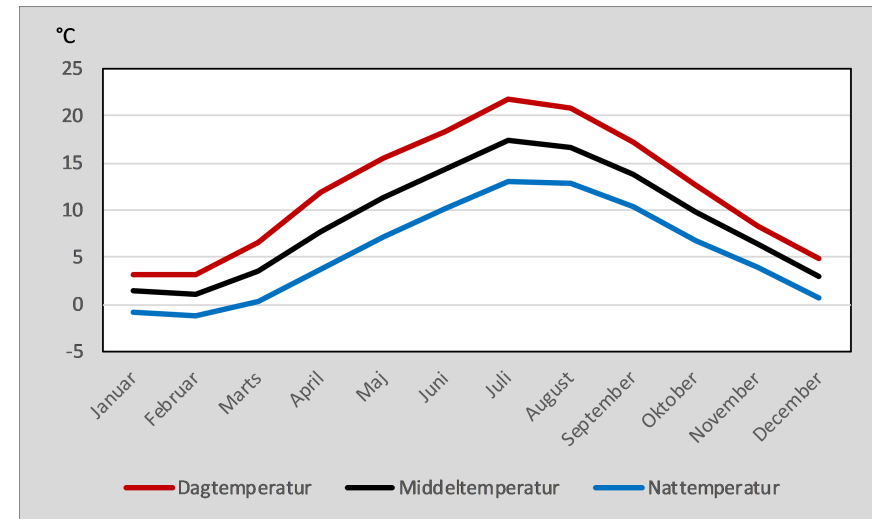
2.9 Luft

For varmekilden gælder det, at energitætheden er væsentlig lavere end de øvrige varmekilder. Derfor bør andre varmekilder, såfremt de er til rådighed, vælges før denne. Luft er en varmekilde, som er til rådighed alle steder, hvilket er kildens største fordel og gør potentialet ekstremt stort. 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.

Temperaturer på varmekilden

Temperaturer på udeluft er lav under fyringssæsonen og høj i sommerperioden. Dette betyder, at varmepumpens COP i løbet af vinteren bliver lavere sammenlignet med andre varmekilder. På figur 2.12 er vist

eksempler på årlige temperaturvariationer af udeluft. I ca. halvdelen af årets timer er temperaturen under 8 °C og i ca. 14 % af året er temperaturen under frysepunktet. Til gengæld er temperaturen i den anden halvdel af året over 8 °C, hvilket gør, at en varmepumpe med udeluft som varmekilde kan få fornuftige COP-faktorer i forår, efterår og sommer.



Figur 2.12 – Udetemperatur. Gennemsnit for 2006-2015. Kilde: DMI.

Når luft anvendes som varmekilde, er tilrimning et problem, som sænker varmepumpens effektivitet. Dog er det muligt at planlægge sig ud af dette ved at lave flere fordampere tilknyttet hver kompressor. Dermed kan en enkelt fordampere tages ud af drift til afrimning, mens de resterende stadig er i drift. Tilrimning er specielt et problem i Danmark, da der er mange timer med temperaturer mellem 0-7 °C. Luften er ofte fugtig i dette temperaturniveau, hvilket skaber meget tilrimning. Når temperaturen kommer under frysepunktet er tilrimningen mindre, da luften er mere tør i frostvejr. De lave temperaturer under fyringssæsonen gør, at virkningsgraden ved luft som varmekilde er lavere end de fleste andre varmekilder.

På trods af ovenstående kan luft være en tilstrækkelig varmekilde i områder uden andre varmekilder. Etableringsomkostningerne til en varmepumpeløsning med luft som varmekilde, kan også være væsentlig lavere end andre varmekilder. Dette kan være med til at opveje den lavere effektivitet i vintermånederne.

I øjeblikket er der flere anlæg i Danmark, som bliver etableret med luft som varmekilde.

Fordele ved varmekilden

- Varmekilden er nem at komme til.
- Varmekilden er til rådighed alle steder.
- Teknologien er afprøvet i stor stil ved mindre husstandsinstallationer, mens større varmepumper først netop er idriftssat, så erfaringerne er begrænsede.
- Myndighedsbehandlingen er mere simpel end ved for eksempel grundvand.

Ulemper ved varmekilden

- Varmekilden har lave temperaturer i vinteren
- Kræver afrimning, som reducerer effektiviteten når temperaturen er under 7 °C
- Ventilatorer til kølefladerne støjer, hvilket skal håndteres i planlægningsfasen. Dette kan være en begrænsning, hvis der er beboelse omkring anlægsstedet.
- Det kræver et areal at opstille fordampere. I Ringkøbing er der opstillet ca. 255 m² fordampere til varmepumpen, som samlet leverer 2,5 MW (om vinteren), hvilket svarer til 102 m²/MW.

2.10 Andre varmekilder (jordvarme, drikkevand, indirekte varmekilder, solvarme og varmelagre)

2.10.1 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. Der kan typisk udvindes 40 kWh/m² årligt fra jordvarme. For en 1 MW varmepumpe med 6000 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 til 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 m. De lodrette boringer 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 overflade areal er væsentlig mindre. Samtidig er der ikke de samme krav ved overfladen omkring skyggepåvirkning, nedsivningsmuligheder 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.

2.10.2 Drikkevand

Drikkevand er ofte omkring 8-9 °C varmt, når det bliver pumpet op af jorden og udgør derfor en potentiel varmekilde til varmepumper. Det samlede danske potentiale opgjort til 2320 GWh/år (PlanEnergi, m.fl., 2013). 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.

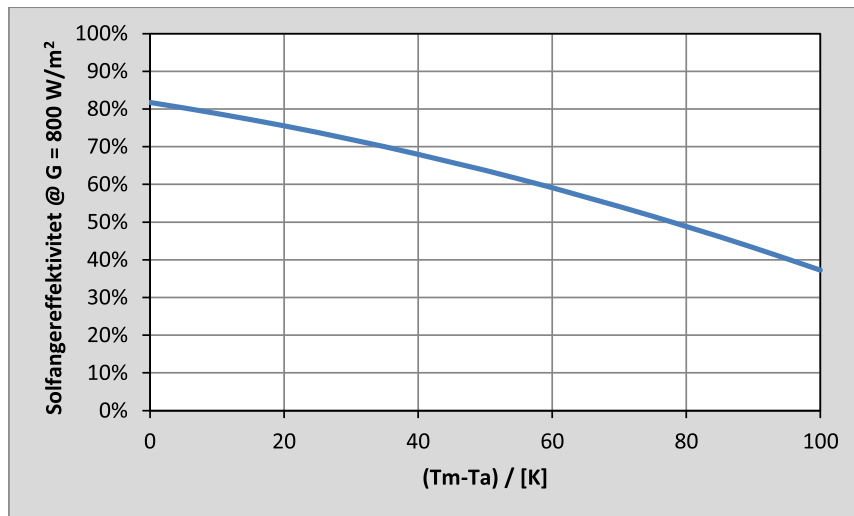
2.10.3 Indirekte varmekilder

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 lavtemperaturvekslere. I Inspirationskataloget beskrives systemet på Lading Fajstrup Varmeværk. 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. Lavtemperaturveksleren er koblet til værkets ene motor, og varmepumpen skal derfor køre samtidigt med motoren, eller lagre det kølede returvand i akkumuleringstanken således, at senere drift på motoren medfører en øget virkningsgrad i lavtemperaturveksleren.

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

2.10.4 Solvarme

Effektiviteten på et solvarmeanlæg er afhængig af temperaturforskellen mellem væsketemperaturen i solfangerne og omgivelsestemperaturen. Ved at tilkoble en varmepumpe kan temperaturforskellen 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. Dette er ligeledes beskrevet nærmere i Bilag C.



Figur 2.13 – Effektivitet af solfanger som funktion af temperaturforskellen mellem solfangeren og omgivelserne.

2.10.5 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

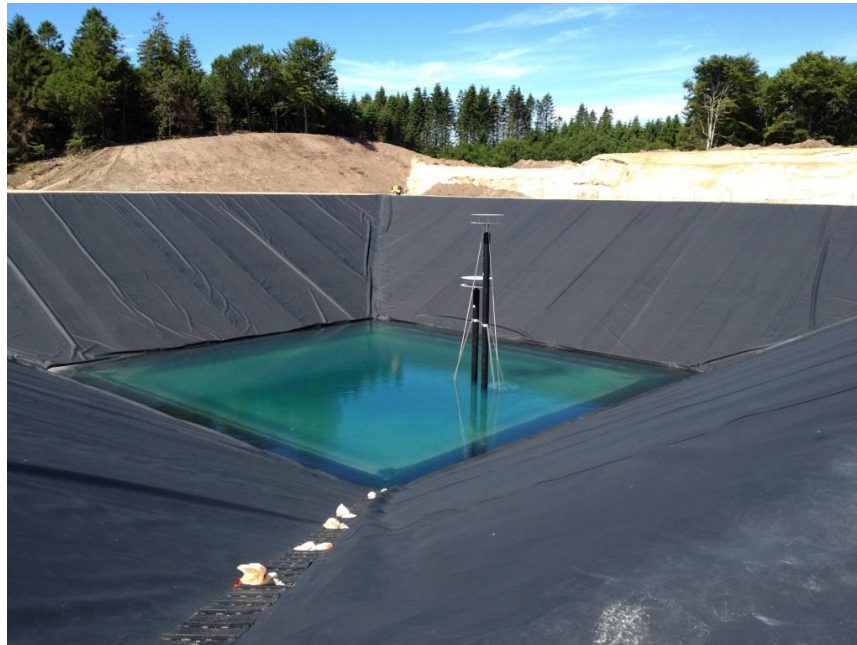
Et typisk solvarmeanlæg tilkoblet et decentralt fjernvarmeværk har en solvarmedækning på 18-22 % af det årlige varmebehov af værk, hvor energien fra solvarmeanlægget lagres i en traditionel akkumulerings-tank. Ved væsentligt større solvarmedækning er det fordelagtigt med et sæsonvarmelager, således en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

Damvarmelagre

Ved Marstal Fjernvarme er der etableret to sæsonvarmelagre, som er konstrueret som damvarmelagre. 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.

Dronninglund Fjernvarme har i foråret 2014 idriftsat et solvarmeanlæg på 37 500 m² med et tilhørende damvarmelager på 60 000 m³, jf. fi-

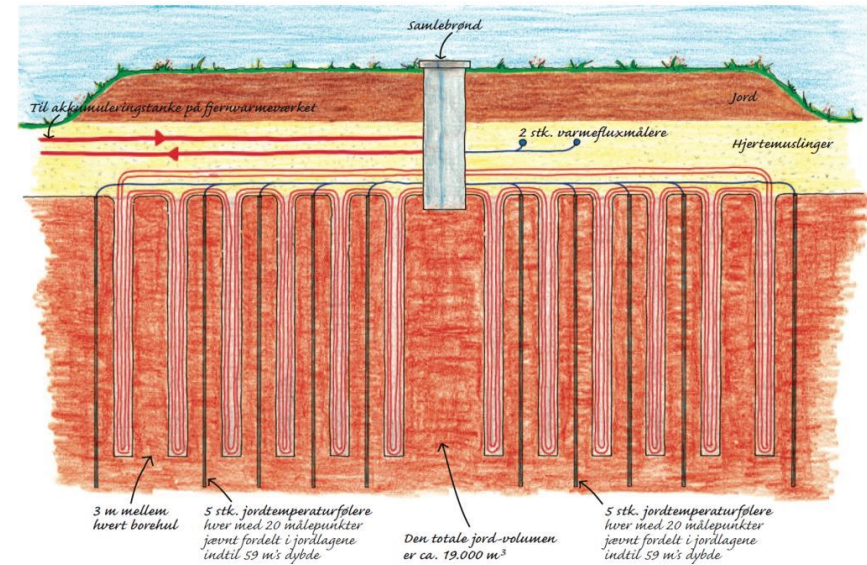
gur 2.14, hvor der er tilkoblet en absorptionsvarmepumpe på 2,1 MW_{køl} til køling af damvarmelageret.



Figur 2.14 – Vandpåfyldningen af damvarmelageret i Dronninglund. Foto: PlanEnergi, 18. juni 2013.

Borehulslagre

Ved Brædstrup Fjernvarme er der etableret et borehulslager på 19 000 m³ jordvolumen, hvilket modsvarer varmekapaciteten af ca. 5000 m³ vand. Lageret består af en række vertikalt borede brønde, hvori der er indstøbt serieforbundne PEX-slanger, hvorigennem der cirkuleres opvarmet væske fra solvarmeanlægget. Igennem sommerhalvåret bliver lageret opladet, hvilket vil sige, at den omkringliggende jord opvarmes. I løbet af efteråret og de første vinter måneder bliver lageret afladet, hvilket sker ved hjælp af en eldrevet varmepumpe, der køler lageret.



Figur 2.15 – Principskitse af borehulslageret i Brædstrup. Lodret snit. Kilde: Brædstrup Totalenergianlæg.

3 Varmepumpetyper

Dette kapitel har til hensigt at give læseren en overordnet forståelse af varmepumpernes arbejdsprincip og virkemåde. Det indeholder også en beskrivelse af forhold omkring service og vedligehold, og vigtige forhold, som har betydning for varmepumpers effektivitet. Her beskrives væsentlige forhold om systemintegration og optimeringspotentialer. Der findes yderligere beskrivelser og eksempler omhandlende varmepumpeteknologi og systemintegration i bilag B og C.

Varmepumper inddeles i to overordnede typer:

1. Mekaniske varmepumper
2. Termiske varmepumper (også kaldet absorptionsvarmepumper eller varmedrevne varmepumper)

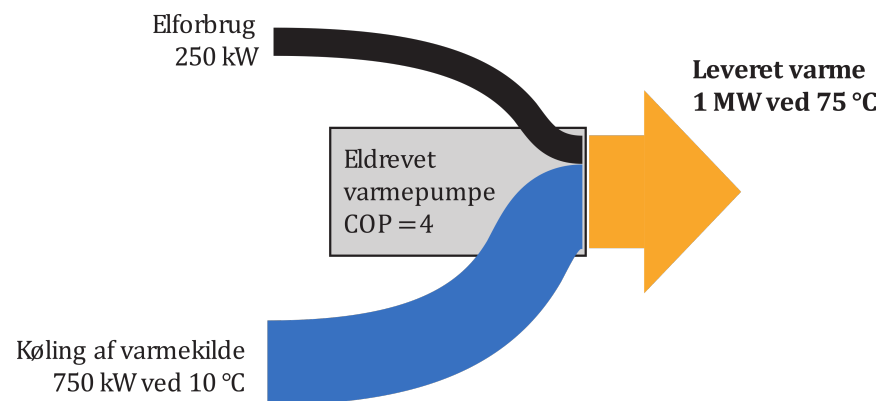
De mekaniske varmepumper drives som hovedregel af en elektrisk motor, men den mekaniske energi kan også frembringes ved anvendelse af en gasmotor. De termiske varmepumper drives af varme ved høj temperatur. Drivvarmen er typisk damp eller hedt vand og denne type kaldes indirekte fyrede varmepumper. Der findes også en mindre udbredt termisk drevet type, hvor varmepumpen er sammenbygget med en gaskedel og røggassen driver varmepumpen direkte. Denne type kaldes en direkte fyret termisk varmepumpe.

Hvor termisk energi (varme) altid vil strømme fra et højt temperaturniveau til et lavere, flytter varmepumper energi fra et lavt temperaturniveau til et højere. På den måde opgraderes termisk energi så den bliver brugbar - for eksempel til opvarmningsformål. Dette giver mulighed for at udnytte energikilder med lav temperatur til fjernvarmeproduktion. Varmepumper bruger dog enten termisk eller mekanisk drivenergi

i forbindelse med denne proces. Forholdet mellem den afleverede varmemængde og drivenergien kaldes varmepumpens effektfaktor, og benævnes oftest som COP fra det engelske Coefficient of Performance. De overordnede forskelle på fire varmepumpetyper er oplyst i tabel 3.1.

3.0.1 Mekaniske varmepumper

Mekaniske varmepumper har typisk en COP-værdi på 3,0 eller højere. For hver enhed elektricitet der driver varmepumpen, leveres derfor 3 enheder varme. I mange tilfælde er COP dog højere. Figur 3.1 viser energistrømmen i en elektrisk drevet varmepumpe med en COP på 4.



Figur 3.1 – Principskitse for en eldrevet varmepumpe.

Varmepumpen på figur 3.1 har et elforbrug på 250 kW og leverer 1 MW_{varme}. Ud over elforbruget på 250 kW, udvinder varmepumpen

	Mekaniske varmepumper		Termiske varmepumper	
	Eldrevne	Gasmotordrevne	Indirekte fyrede	Direkte fyrede
Mulige varmekilder	Alle	Alle	$> \approx 15^\circ\text{C}$	$> \approx 15^\circ\text{C}$
Typiske varmekilder	<ul style="list-style-type: none"> • Udeluft • Grundvand • Spildevand • Overskudsvarme 	<ul style="list-style-type: none"> • Udeluft • Grundvand • Spildevand • Overskudsvarme 	<ul style="list-style-type: none"> • Røggas • Geotermi • Overskudsvarme 	<ul style="list-style-type: none"> • Røggas • Overskudsvarme
Typisk COP	3,0-5,0	2,0-3,0	1,7	1,45-1,6 (inkl. kedel)
Fordele	<ul style="list-style-type: none"> • Lavt energiforbrug • Bruger el i stedet for brændsel • Fleksibel ift. varmekilder 	<ul style="list-style-type: none"> • Mindre følsom overfor temperaturniveauer • Høj fremløbstemperatur • Fleksibel ift. varmekilder 	<ul style="list-style-type: none"> • Simpelt system • Fleksibel ift. brændsel 	<ul style="list-style-type: none"> • Simpelt system
Ulemper	<ul style="list-style-type: none"> • Temperaturer er meget afgørende for COP 	<ul style="list-style-type: none"> • Bruger naturgas • Større kompleksitet end eldrevet anlæg 	<ul style="list-style-type: none"> • Lav virkningsgrad • Begrænset ift. varmekilder 	<ul style="list-style-type: none"> • Bruger naturgas • Lav virkningsgrad • Begrænset ift. varmekilder

Tabel 3.1 – Principielle forskelle på mekaniske (el- eller gasdrevne) og termiske (direkte eller indirekte fyrede) varmepumper.

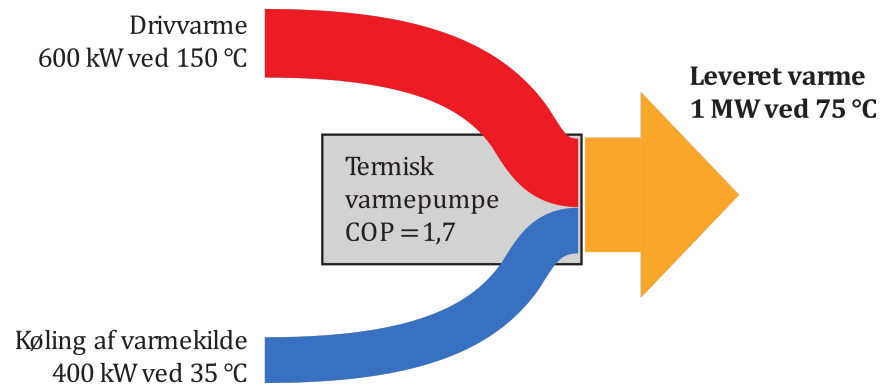
750kW energi fra en varmekilde på 10°C , som eksempelvis kunne være havvand. Ved hjælp af varmepumpen øges temperaturen fra varmekilden, samtidig med at det meste af elektriciteten også bliver til varme. Den samlede energimængde fra elektricitet og varmekilde afleveres ved 75°C , og varmemængden bliver altså 4 gange større end elforbruget.

3.0.2 Termisk drevne varmepumper

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

Varmepumpen på figur 3.2 tilføres 600kW drivvarme ved 150°C . Dette gør varmepumpen i stand til at udvinde 400kW energi fra en varmekilde på 35°C , som fx 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 termiske og mekaniske varmepumper finder anvendelser i forbindelse med fjernvarme, fjernkøling og kraftvarmeanlæg. Mekaniske varmepumper anvender kompressionsprincippet efter samme princip som traditionelle køleanlæg. Termiske varmepumper anvender absorptionsprincippet med kølemiddel og absorbent. Der findes også en tredje udgave, som kombinerer kompressions- og absorptions-teknologierne.



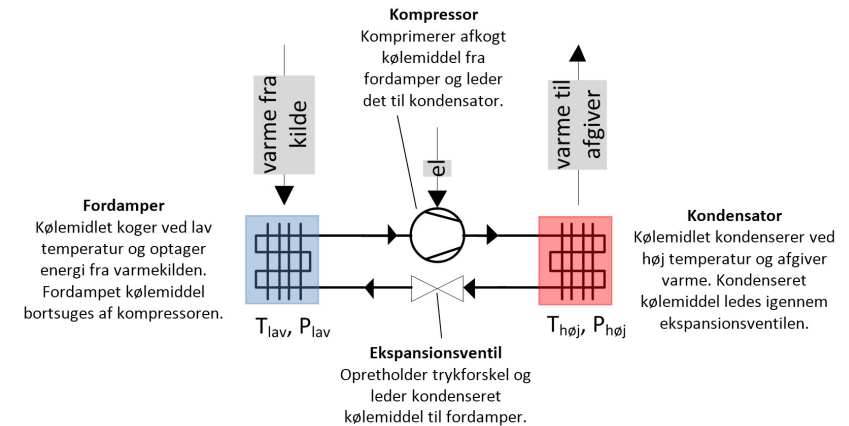
Figur 3.2 – Energistrømme i en termisk drevet varmepumpe.

Denne er ikke særlig udbredt, men beskrives nærmere i bilag B. Arbejdsprincipperne for kompressions- og absorptionsvarmepumper beskrives nærmere i de følgende afsnit.

3.1 Arbejdsprincip for mekaniske varmepumper

Mekaniske varmepumper som drives af en elmotor, er den mest udbredte type, og fungerer efter samme princip som traditionelle kompressionskøleanlæg. Her foregår varmeoptagelse og -afgivelse ved cirkulering af et kølemiddel, som fordampes ved lav temperaturer og kondenserer ved en højere temperatur. Ved at udnytte sammenhængen imellem tryk og kogepunkt, kan fordampning og kondensering foregå ved forskellige temperaturniveauer.

En kompressor trækker kølemiddeldamp ud af fordamperen 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 fordamperen koger kølemidlet ved en temperatur som er lavere end varmekildens tempe-



Figur 3.3 – Principdiagram for en mekanisk varmepumpe, der drives af en elmotor. Kilde: teknologisk Institut

rat, 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 fordamper 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.

3.1.1 Kølemidler

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

i en række lande. I Danmark tillades de traditionelle syntetiske kølemidler slet ikke i anlæg, hvor kølemiddelfyldningen er større end 10 kg. Igenem de seneste år har kemiproducenter udviklet en ny 4. generation af syntetiske kølemidler, som dog godt må anvendes i anlæg med fyldninger større end 10 kg. Umiddelbart er der dog ikke de store energimæssige fordele ved varmepumper med syntetiske kølemidler, da ammoniak vil give et mere effektivt anlæg under de fleste forhold. Der kan dog være praktiske fordele, særligt ved lidt mindre anlæg. I skrivende stund findes der ikke danske anlæg, som anvender de nye HFC-kølemidler, som sælges under betegnelsen HFO.

Til større mekaniske 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 tidligere har udelukket syntetiske kølemidler, derfor ikke et problem for udbredelsen af store varmepumper i Danmark.

De kølemidler, der kan anvendes til større mekaniske varmepumper, vil primært være ammoniak (N_3), men der findes også anlæg med kuldioxid (CO_2), isobutan (C_4H_{10}) og propan (C_3H_8). Der findes også en særlig type mekanisk varmepumpe, som anvender ammoniak som kølemiddel, men hvor ammoniakken fordampes og absorberes i en vandopløsning efter samme princip som i absorptionsvarmepumper. Denne kaldes populært en hybridvarmepumpe og princippet kan være fordelagtigt, hvor der kræves fremløbstemperaturer på mere end 85-90 °C. Der findes mere information om denne varmepumpe i bilag B.

Der arbejdes desuden på demonstration af nye vanddampkompressorer, som betyder at køleanlæg og varmepumper kan anvende vand som kølemiddel, hvilket særligt er en fordel i forbindelse med udnyttelse af

havvand som varmekilde. 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 kølemiddel teknologier følger ofte udviklingen i den tilsvarende kølependant. Igenem de senere år er der dog kommet flere og større komponenter, som er tilpassede varmepumpedrift. Samtidig er flere leverandører begyndt at levere mere standardiserede varmepumpeanlæg, hvor varmepumperne tidligere har været specialbyggede anlæg, som har krævet grundige designstudier og haft lange leveringstider.

3.1.2 Mekaniske varmepumper som drives af en gasmotor

I stedet for at drive varmepumpens kompressorer med elmotorer, kan disse ligeledes drives af én eller flere gasmotorer. Principperne bag varmepumpen er de samme, som netop er beskrevet i afsnit 3.0.1, men når gas er billigere end elektricitet, kan denne løsning også være interessant.

De gasmotordrevne varmepumper er ikke specielt udbredte i Danmark, men i løbet af 2017 er anlæg i både Ringkøbing og Tønder¹ sat i drift. Derudover er der en række værker, som overvejer teknologien, og er i gang med at undersøge mulighederne nærmere.

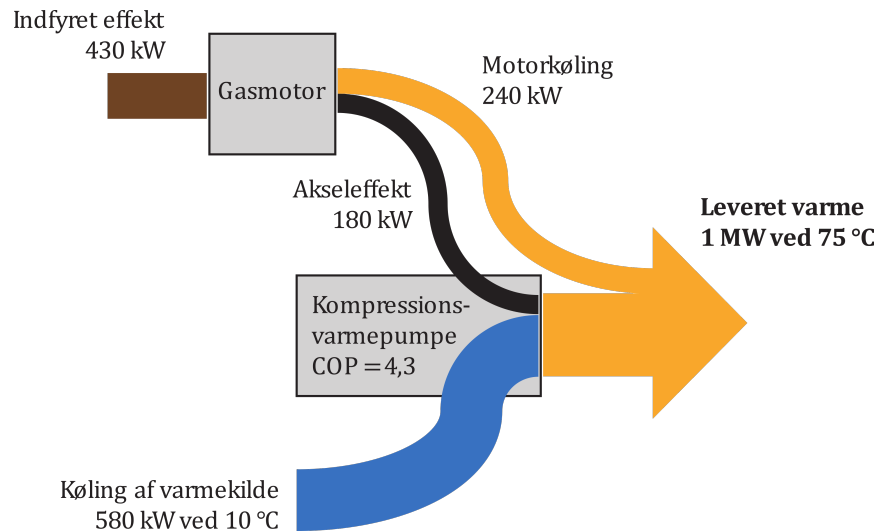
På figur 3.4 er energistrømmene i en gasmotordrevet varmepumpe vist. Det ses, at motoren driver kompressionsvarmepumpen gennem en aksel og derudover leverer motoren også varme fra motor- og røggaskøling. Varmebidraget fra motoren kan være en stor fordel, da den bidrager til at selve varmepumpen skal levere et lavere temperaturløft. Dette sænker arbejdet for varmepumpen og den samlede effektivitet øges, hvilket er særligt fordelagtigt ved høje fremløbstemperaturer.

På figur 3.4 er der vist et eksempel, hvor den gasmotordrevne varmepumpe leverer 1 MW varme. Til dette tilføjes der en indfyret effekt af

¹Læs mere i inspirationskatalogets afsnit om varmepumper med luft som varmekilde.

naturgas på 430 kW og varmepumpen udvinder 580 kW fra varmekilden. Motoren leverer både en akseffekt på 180 kW, som omdannes til varmeenergi i varmepumpen, og en motorkøling på 240 kW. Motorkøling, varme fra akselenergien og køling af varmekilden leverer samlet 1 MW_{varme} med en samlet COP-faktor på 2,3. Altså en varmemængde, som er 2,3 gange større end naturgasforbruget.

Den samlede COP for en gasmotordrevet mekanisk varmepumpe vil altid være lavere, end hvis den drives af en elmotor, da under halvdelen af den indfyrede effekt udnyttes af varmepumpen. Til gengæld er brændslet billigere, hvorfor COP for de to principper ikke bør sammenlignes direkte.



Figur 3.4 – Energistrømme i en gasmotordrevet varmepumpe.

En gasmotordrevet varmepumpe har nogle forskelle i forhold til en elmotordrevet varmepumpe:

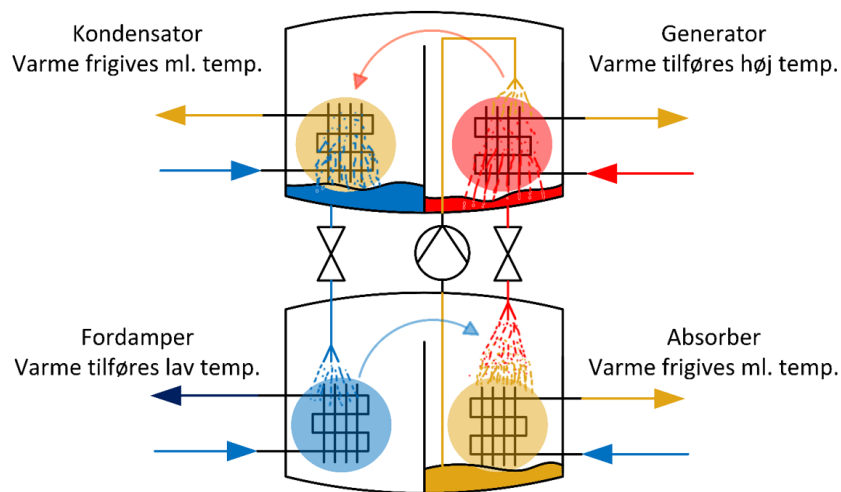
- Service og vedligeholdelsesomkostningerne er lidt højere på grund af gasmotoren, hvilket dog ikke er afgørende for den samlede varmepris.
- Der er behov for et lidt større areal til selve anlægget.
- Der skal etableres en skorsten til anlægget.
- Der skal etableres en ny gasmotor til varmepumpen. Eksisterende gasmotorer kan ikke benyttes.
- En gasmotordrevet skal helst køre fuldlast og kan maksimalt delastet til 70-75 % af fuldlast, hvor effektiviteten falder ved delast. Dette skal indtænkes i forbindelse med varmekilder, hvor temperaturen varierer, da ændringer i kildetemperaturen ændrer momentet på kompressoren.

3.2 Arbejdsprincip for termisk drevne varmepumper (absorptionsvarmepumper)

Termisk drevne varmepumper anvender absorptionsprincippet. Når dette princip anvendes til varmepumper, anvendes vand som kølemiddel og en opløsning med litiumbromid som absorbent. Litiumbromid er ekstremt vandabsorberende, og vandet kan derfor kondensere og fordampe fra blandingen afhængigt af temperatur og tryk.

Varmepumpen består i princippet af to beholdere med fire varmevekslere og en væskepumpe. Princippet er skitseret på figur 3.5 og består i højre side af absorber, væskepumpe og generator. I venstre side ses fordampere og kondensator. Der er to forskellige trykniveauer i systemet - et højt tryk i generator/kondensator, og et lavere tryk i fordampere/absorber. I generatoren findes en opløsning af vand og litiumbromid. 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 fordampere, hvor trykket er lavere og vandet derfor kan fordampe igen ved en lav temperatur. Herved fås køleydelsen, og varmepumpen optager energi ved lav temperatur. Det fordampede vand absorberes i den koncentrerede opløsning i absorberen og frigiver igen kondensationsenergi til opvarmning af fjernvarmevand. Til sidst pumpes opløsningen tilbage til generatoren hvor processen begynder forfra.



Figur 3.5 – Principdiagram for en termisk drevet varmepumpe.

Termisk drevne varmepumpen tilføres altså drivenergi i form af varme i generatoren. Køleeffekten opstår i fordampere, 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.

Termisk drevne varmepumper har en teoretisk COP på 2, 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 varmen ikke nyttiggøres 100 %. COP er derfor typisk ca. 1,65-1,75. I modsætning til mekanisk drevne varmepumper ændres COP stort set ikke, når temperaturniveauerne ændres. Før processen kan fungere, skal nogle bestemte temperaturniveauer imellem de forskellige energistrømme være overholdt. Så længe disse overholdes, er COP dog nogenlunde konstant. Har man en drivkilde med meget høj temperatur, er det muligt at udnytte den samme energi to gange i en såkaldt "dobbel-effekt-varmepumpe". Herved opnås en COP på ca. 2,3.

Selvom COP for termisk drevne varmepumper er lav sammenlignet med eldrevne varmepumper, 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. Afhængigt af drivkilden, bør COP for termisk drevne varmepumper ikke altid betragtes som energiforbrug i forhold til varmeproduktion, men blot øget varmeproduktion.

Så længe der anvendes et brændsel til fjernvarmeproduktion, kan de termisk drevne varmepumper udnytte den energikvalitet, som ellers spildes når energi ved høj temperatur anvendes til opvarmning af fjernvarmevand, som foregår ved et væsentlig lavere temperaturniveau end forbrændingen. I rene varmeproduktionsanlæg udnyttes energikvaliteten meget dårligt, fordi afbrændingstemperaturen er langt højere (måske 500-600 °C) end temperaturbehovet til opvarmning af fjernvarmevand. I praksis kan varmeproduktionen fra for eksempel gas- eller biomassekedler hæves betragteligt (op til ca. 50 %) ved anvendelse af absorptionsvarmepumper, såfremt der er tilstrækkelige varmekilder til rådighed.

Varmepumperne drives af temperaturforskelle, og processen fungerer kun når visse temperaturforskelle imellem både drivenergi, varmekilde og 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

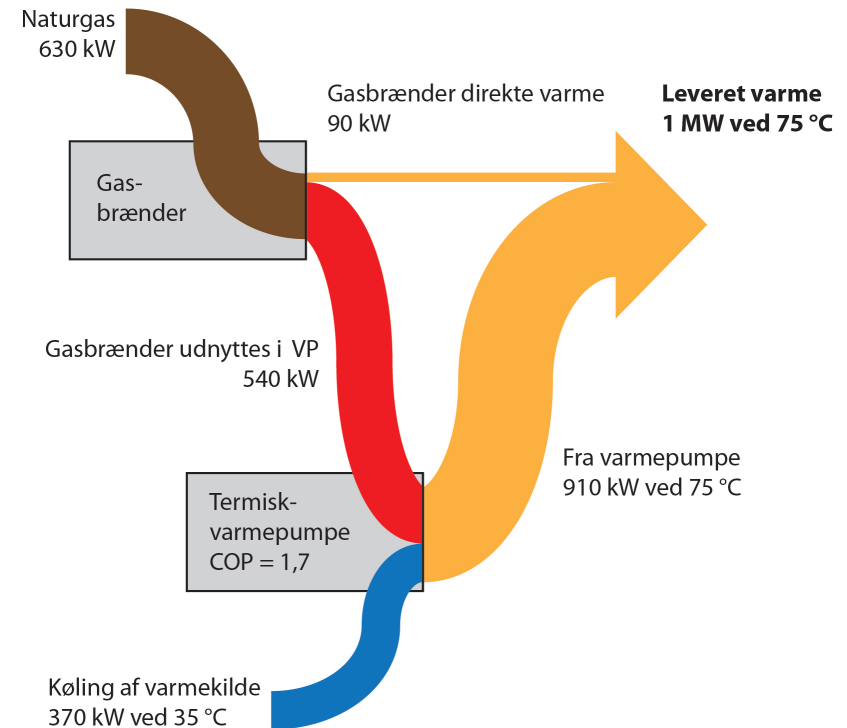
i forbindelse med fjernvarme, fordi varmepumperne kombineres med kedler, hvor der både er mulighed for høj temperatur på drivenergien, imens kravet til udgangstemperatur ofte er lavt.

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.

3.2.1 Direkte gasfyrede termiske varmepumper

En direkte fyret termisk varmepumpe er en gaskedel, som er sammenbygget med en absorptionsvarmepumpe. Her ledes røggassen igennem varmepumpens generator og driver absorptionsprocessen direkte. I forhold til de indirekte fyrede anlæg, er denne opbygning mere simpel, da varmen ikke først skal overføres fra en kedel til en mellemkreds (damp eller hedt vand), og herfra til varmepumpens generator. Til gengæld skal der bruges en større generator i varmepumpen, som samtidig kræver mere vedligehold, da røggassen over tid kan tilsmudse generatoren.

På figur 3.6 er der vist et eksempel, hvor gaskedel og varmepumpe betragtes som en samlet enhed, der i alt leverer $1 \text{ MW}_{\text{varme}}$. Til dette tilføres der en indfyret effekt af naturgas på 630 kW og varmepumpen udvinder 370 kW fra varmekilden. Ud af den indfyrede effekt på 630 kW udnytter varmepumpen 540 kW, hvilket giver en køleffekt på 370 kW. Samlet leverer varmepumpen derfor 910 kW. De 90 kW fra kedlen, som varmepumpen ikke udnytter, opvarmer ligeledes fjernvarmevand. Den samlede varmemængde bliver derfor 1000 kW, svarende til 1,6 gange naturgasforbruget. Det er muligt at lave mere simple og prisbillige anlæg end det, som er skitseret på figur 3.6. Her vil naturgassen til gengæld ikke udnyttes i samme omfang, og den samlede COP bliver mindre (omkring 1,45). For denne type anlæg vil anlægsinvesteringen dog være lavere end et tilsvarende indirekte anlæg, som består af en separat hedtvandskedel, der driver en selvstændig absorptionsvarmepumpe.



Figur 3.6 – Energistrømme i en direkte fyret termisk varmepumpe.

3.3 Varmepumpers COP

3.3.1 COP - mekaniske varmepumper

For mekaniske varmepumper er der en fysisk sammenhæng imellem arbejde og temperaturer i et termodynamisk system. Med en given temperaturforskel kan man skabe en bestemt mængde mekanisk arbejde (fx igennem en dampturbine). Omvendt kan man med en givet mængde mekanisk arbejde skabe en bestemt temperaturforskel (i en varmepumpe). I teorien afhænger effektfaktoren altså udelukkende af temperatu-

terne i systemet. Den teoretiske maksimale effektfaktor for en mekanisk varmepumpe kan beregnes af følgende formel (kaldet Lorentz-COP):

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

hvor T_{lmH} og T_{lmL} er middeltemperaturerne på henholdsvis den varme og den kolde side af varmepumpen. Disse beregnes logaritmisk som:

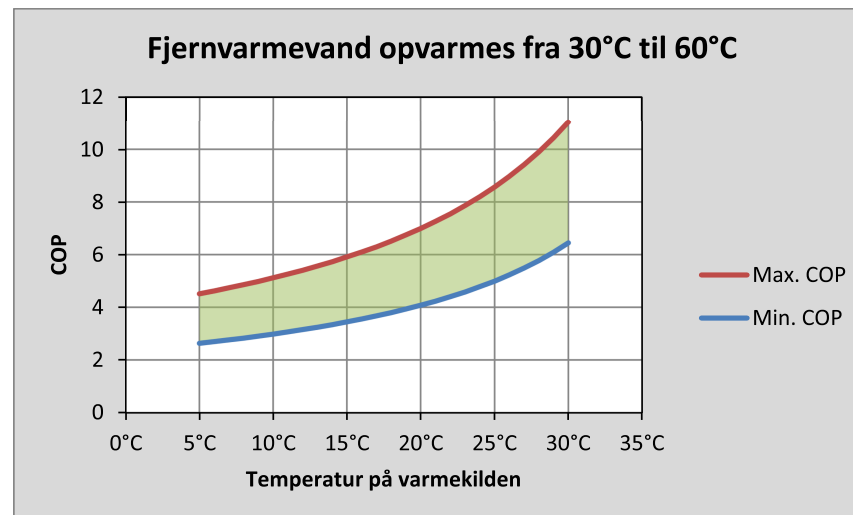
$$T_{lm} = \frac{t_{varm} - t_{kold}}{\ln \frac{t_{varm} + 273,15}{t_{kold} + 273,15}}$$

I et system hvor fjernvarmevand opvarmes fra 35 til 75 °C via køling af grundvand fra 9 til 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 varmepumpen 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 varmepumpens effektivitet (virkningsgrad). COP vil afhængigt af anlægget ofte være imellem 20-60 % af Lorentz-COP, og beregnes ved at gange Lorentz-COP med varmepumpens samlede virkningsgrad:

$$\text{Faktisk COP} = COP_L \cdot \eta_{VP}$$

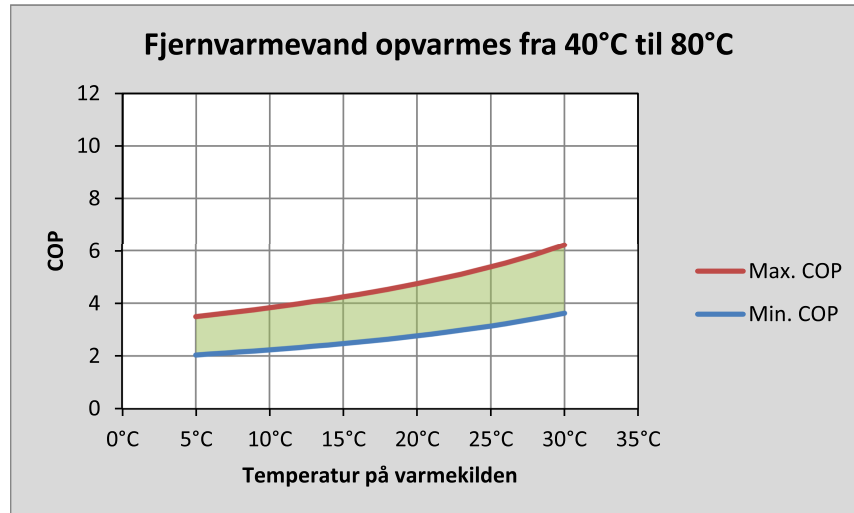


Figur 3.7 – Forventet COP som funktion af varmekildens temperatur. Fjernvarmevand opvarmes fra 30 til 60 °C.

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:

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

På figur 3.7 og 3.8 vises typiske COP-værdier for varmepumpeløsninger, som opvarmer fjernvarmevand med henholdsvis temperatursæt 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 ved store temperaturtab imellem varmepumpe og varmekilde.



Figur 3.8 – Forventet COP som funktion af varmekildens temperatur. Fjernvarmevand opvarmes fra 40 til 80°C.

Som det ses på de to figurer har fjernvarmevandets temperatur stor indflydelse på varmepumpernes COP. De mest optimale varmepumpe-løsninger vil have en COP på omkring 11 ved en varmekilde på 30 °C og opvarmning af fjernvarmevand fra 30 til 60 °C, imens en ligeså optimal varmepumpe-løsning kun vil have en COP på omkring 6, hvis fjernvarmevand skal opvarmes fra 40 til 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 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

gængæld viste analysen, at der er et stort potentiale ved at drifte varmepumperne optimalt i forhold til øvrige produktionsanlæg og tilpasning af fjernvarmesystemet.

Fordi COP 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 driftsmønsteret.

Samtidig er det også vigtigt at vurdere varmepumpen i forhold til det system, den indpasses i. I visse tilfælde kan varmepumper påvirke funktionen eller virkningsgraden af andre komponenter i det samlede fjernvarmesystem. Her kan afledte effekter indregnes i varmepumpeløsningen, hvor der tales om "system-COP", som kan være højere eller lavere end varmepumpens egen COP.

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 den energimængde, som bliver tilført systemet, reelt kun varmepumpens elforbrug. Her vil system-COP derfor være 1. Der gives eksempler på forhold omkring system-COP i bilag C - Eksempler på vigtige forhold vedrørende systemintegration.

3.3.2 COP - termisk drevne varmepumper

Som nævnt tidligere, er de termisk drevne varmepumpers 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. I tilfælde hvor drivkilden har en 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.

For direkte fyrede varmepumper, bør kedlens virkningsgrad indregnes i den samlede COP, så COP afspejler effektfaktoren i forhold til det indfyrede brændsel. Her vil den samlede COP for en kedel med integreret varmepumpe typisk være 1,4-1,5

3.4 Service og vedligehold

Som for øvrige varmeproduktionsanlæg kræver varmepumper regelmæssig service og vedligehold. Omfang og udgifter afhænger af den pågældende varmepumpetype, hvor der særligt er forskel på de termisk drevne og de mekaniske typer. Dette skyldes mængden af bevægelige komponenter, som stort set ikke er eksisterende i de termisk drevne typer, imens de mekaniske kræver regelmæssig udskiftning af smørelolie, samt reovering og udskiftning af sliddele.

Ud over servicering af de mekaniske komponenter, kan varmepumper på bestemte varmekilder kræve regelmæssig rensning af varmevekslere. Dette har dog ikke noget med selve varmepumpen at gøre, men kan være et problem når der anvendes varmekilder, som giver anledning til tilsmudsning eller opbyggelse af biofilm i varmeoptaget. Dette kan for eksempel 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, 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.

3.4.1 Service og vedligehold - mekaniske varmepumper

For mekaniske varmepumper omhandler service og vedligehold primært kompressoren og smøring af denne. I anlæg med mindre kompressorer (eksempelvis anlæg med CO₂ som kølemiddel), kan det ikke

svare sig at reovere 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 5000 driftstimer, kombineret med planlagte reoveringer med længere intervaller. Her skelnes der imellem stempel- og skruekompressorer, hvor stempelkompressorerne kræver hyppigere vedligehold på grund af 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 serviceintervaller er:

Generelt for alle typer anlæg:

- Hvert år eller ca. 5000 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 stempel-kompressorer, 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, plejl-stangsbolte m.m.

3.4.2 Service og vedligehold - termiske 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. For anlæg der drives ved høje temperaturer eller anvender damp som drivmedie, vil der kunne udvikles et overtryk i anlægget på 0,5 bar eller mere, og der er derfor krav om et lovpligtigt eftersyn og besigtigelse hvert 2. år. Med lithium-bromid 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.

3.5 Varmepumpers levetid

Varmepumper har generelt en meget lang levetid, hvis de vedligeholdes korrekt. Enkeltdelen som ventiler, pumper og så videre, 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 reovering 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 for eksempel 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 fordampere (og kølemiddeltypen) som den eneste større vedligeholdelsesomkostning.

I løbet af en periode på 15-20 år bør det enkelte varmekværk 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.

I beregningseksemplerne i denne drejebog, anvendes en levetid på 20 år og løbende udskiftning af alle sliddele er indeholdt i de anvendte omkostninger til drift og vedligehold.

3.6 Systemintegration

Varmepumper installeres primært med det ene formål at reducere varmeprisen. Kigges der på de samlede omkostninger til et eldrevet varmepumpeanlæg over en periode på 15-20 år, vil omkostningsfordelingen imellem investering, drift og vedligehold, samt varmepumpens energiforbrug typisk udgøre 25 % til afskrivninger, 5 % til drift og vedligehold imens 70 % af omkostningerne består af varmepumpens elforbrug.

Derfor er høj energieffektivitet afgørende, hvis varmepumper skal have en berettigelse. Varmepumperne kan integreres på mange måder og 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 varmepumper kan skabe større fleksibilitet med hensyn til anvendelse af forskellige energiformer, og kan mindske afhængighed af brændsler, imens termisk drevne varmepumper primært øger udnyttelsen af brændsler som allerede anvendes.

Ud over varmeproduktion kan varmepumper 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 altid 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 og uddybes i Bilag C.

Nogle fjernvarmesystemer kan være mere egnede til varmepumper end andre, og der kan være stor forskel på krav til temperaturer, størrelse og varmepumpetype. Disse parametre er alle med til at afgøre økonomien i en varmepumpeløsning, 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 varmepumpeløsning ikke blot vælges ud fra systemets krav, men at systemet også tilpasses i forhold til varmepumpens egenskaber. Forskellige optimeringsmuligheder er beskrevet nærmere i det følgende og der findes forskellige regneeksempler i Bilag C.

3.7 Optimeringspotentialer

Som nævnt tidligere, afhænger energiforbruget i mekaniske varmepumper 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 mulig, og afleveres ved en så lav temperatur som mulig. Minimering af temperaturforskellene øger som sådan ikke varmepumpens virkningsgrad, men betyder at det kræve-

de arbejde bliver mindre, hvorved varmepumpens elforbrug reduceres, selvom virkningsgraden er den samme.

Det største potentiale for energioptimering ligger 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 akkumuleringstanke 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.

3.7.1 Seriekobling af varmepumper

I nogle tilfælde kan COP øges ved at koble flere anlæg i serie. Fremfor at have et enkelt anlæg, som opvarmer fjernvarmevandet med et temperatursæt på for eksempel 35-80 °C, kan det gøres af tre anlæg som opvarmer med temperatursæt på 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 - som for eksempel ammoniak. I tilfældet med køling af grundvand, vil en ammoniakvarmepumpe, som hæver fjernvarmetemperaturen fra 35 til 80 °C i et trin, få en COP på omkring 3,3. Sker opvarmningen i tre trin, vil COP i dette eksempel 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.

Termisk drevne varmepumper kan også seriekobles. Dette har ikke indflydelse på anlæggenes COP-værdi, men kan til gengæld udvide temperaturspændet, for et givet anlæg.

3.7.2 Samproduktion med øvrige enheder

Når varmepumper kombineres med brændselsbaserede 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 til 75 °C, kan som nævnt 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 selv om 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.

Det kan være rentabelt at installere termiske varmepumper til køling af røggas på fliskedler - specielt ved nyinstallerede anlæg. Derudover kan det være fordelagtigt at kombinere biomassekedelanlæg og eldrevne varmepumper, hvor varmepumpen har en ekstern varmekilde. Specielt for decentrale kraftvarmeværker, der må investere i 1 MW biomasse kedelanlæg. I Bilag C findes beskrivelser og eksempler på hvorledes disse løsninger kan hænge sammen - og hvad man skal være opmærksom på.

Varmepumper kan også kombineres med solvarmeanlæg. Dog er det som udgangspunkt ikke økonomisk fordelagtigt at benytte indløbet til solfangerne - eller fjernvarmereturen i øvrigt - som varmekilde til varmepumpen. Baggrunden for denne konklusion findes i Bilag C.

3.7.3 Reducerede fjernvarmetemperaturer

Som nævnt tidligere, afhænger COP i høj grad af temperaturløftet i mellem varmekilde og fjernvarmevand. Når en varmepumpeløsning overvejes bør det derfor altid undersøges, om fjernvarmetemperaturerne i samme 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.

I et varmesystem hvor der både er varmepumper og solvarme kan reduktioner i fjernvarmetemperaturerne gøre systemet væsentlig mere effektivt. Der opstår en synergieffekt mellem lavere varmetab samt højere virkningsgrader for både varmepumpe og solvarmeanlæg, idet fjernvarmetemperaturerne reduceres. Et eksempel på denne synergieffekt kan findes i Bilag C.

4 Myndighedsgodkendelse

Et varmepumpeprojekt kan ikke gennemføres uden et betydeligt samarbejde med myndighederne. Dels skal projektet godkendes efter Varmeforsyningsloven (Varmeforsyningsloven, 2017), og dels er der miljømæssige krav, der skal overholdes. Dette kapitel gennemgår myndighedsforholdene både for selve installationen og for de varmekilder, der benyttes i driften af varmepumpen.

På Dansk Fjernvarmes hjemmeside findes der materiale som indeholder skabeloner til en struktureret sagsbehandling af et fjernvarmeprojekt samt VVM-anmeldelse².

4.1 Myndighedsprojekt efter Varmeforsyningsloven

Der skal udarbejdes et projektforslag som beskrevet i Projektbekendtgørelsen (Projektbekendtgørelsen, 2016) og Varmeforsyningsloven. Her skal det eftervises, at etablering af en varmepumpe giver en positiv økonomi for selskabet, samfundet og slutbrugerne. Ud fra de eksempler der er opstillet i kapitel 6 er der store samfundsøkonomiske fordele ved at investere i en varmepumpe. De samfundsøkonomiske beregninger er baseret på små og mellemstore fjernvarmeselskaber. Det er således ikke undersøgt, hvordan samfundsøkonomien er med varmepumpeprojekter i centrale områder. Derudover kan der være lokale forhold, som gør at det er sværere at få et positivt samfundsøkonomisk resultat. Den lokale kommune er myndighed på sagen, og kommunalbestyrelsen skal

²<http://www.danskfjernvarme.dk/viden-om/for-kommuner-subsection/nemmere-kommunal-sagsbehandling-af-fjernvarmeprojekter>

godkende projektforslaget efter reglerne i Projektbekendtgørelsen. I kapitel 4 i Projektbekendtgørelsen er anført, hvilke oplysninger kommunalbestyrelsen skal have for at kunne tage stilling til projektforslaget.

I henhold til §13 og §14 i Projektbekendtgørelsen skal varmeproduktionsanlæg over 1 MW 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 fjernes.

4.2 Grundvand som kilde til varmepumpeanlæg

Varmepumper med grundvand som varmekilde er beskrevet i afsnit 2.6. I dette afsnit fokuseres der på myndighedsbehandlingen af grundvand som varmekilde. I beskrivelsen er det forudsat, at grundvandet indvindes fra borer i undergrunden, at grundvandet transporteres og anvendes som varmekilde. Det afkølede grundvand kan efterfølgende re-injiceres³ i grundvandsmagasinet gennem re-injiceringsboringer, re-infiltreres⁴ til undergrunden gennem nedsivning eller udledes til en overfladevandsrecipient, fx havet.

Kommunerne er myndighed i forhold til at give tilladelser til varmeindvindingsanlæg og grundvandskøleanlæg. Det anbefales at tage kontakt til myndigheden fra starten for at sikre en korrekt myndighedsbehand-

³Vandet ledes via borer til grundvandsmagasinerne

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

ling. I undersøgelsesfasen skal der indhentes tilladelse til etablering af prøveboring og prøvepumpning. Når alle undersøgelser og konsekvensanalyser er udført, skal der indsendes en VVM-ansøgning. I det tilfælde kommunen skønner det nødvendigt, skal der udarbejdes en Miljøkonsekvensrapport efter VVM-loven. Under alle omstændigheder skal der ansøges om indvindingstilladelse og re-injicerings-/nedsivnings- eller udledningstilladelse, inden anlægges sættes i drift. Der gælder særlige regler for §3-områder, Natura 2000, kulturelle fredninger osv. Et eksempel kan være, at transmissionsledningen fra borerne ind til værket går gennem et §3 område og krydser et vandløb. Begge dele skal der søges om, inden at man påbegynder arbejdet.

4.2.1 Tilladelse til varmeindvindingsanlæg

Reglerne i Bekendtgørelse om varmeindvindingsanlæg og grundvandskøleanlæg (BEK nr. 1716, 2015) skal sikre, at grundvandskvaliteten i magasinet bevares, og at der ikke er fare for forurening af vandforsyningsanlæg ved at etablere varmeindvindingsanlæg. Denne bekendtgørelse er grundlaget for kommunernes sagsbehandling og tilladelse til etablering og drift af varmeindvindingsanlæg og grundvandskøleanlæg, afledning af vand samt egenkontrol med sådanne anlæg.

Bekendtgørelsen fastsætter en række punkter og undersøgelser om grundvandsmagasinet, som skal gennemføres og dokumenteres. 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

I følge bekendtgørelse af lov om vandforsyning m.v. (Vandforsyningsloven, 2017) skal der søges om tilladelse til at indvinde vandet til varmepumpen, samt til at etablere borerne til at indvinde og reinjicere grundvandet i grundvandsmagasinet.

Normalt gives først 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. Indholdet i ansøgninger og tilladelser til vandindvinding fremgår af Bekendtgørelse om vandindvinding og vandforsyning (BEK nr. 832, 2016). Indvindingstilladelsen fastlægger, hvor meget grundvand der må oppumpes årligt, og angiver endvidere enten oppumpning pr. time, eller hvor meget grundvandspejlet må sænkes.

I den endelige indvindingstilladelse kan kommunen stille krav om, at der skal udlægges et beskyttelsesområde omkring borerne. Tilladelsen kan specificere restriktioner på arealanvendelsen og håndtering af stoffer, som kan forurene grundvandet inden for beskyttelsesområdet. Et beskyttelsesområde kan have en radius på 5-10 meter omkring boringen. Beskyttelsesområder omkring borerne udlægges efter § 22 i Miljøbeskyttelsesloven (Miljøbeskyttelsesloven, 2017).

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

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 (kræver tilslutningstilladelse til spildevandsrensaneanlægget) eller udledes til et vandløb/havet (kræver udledningstil-

ladelse) eller en anden overfladevandsrecipient (kræver tilladelse efter Miljøbeskyttelsesloven).

I det tilfælde at det oppumpede vand indeholder jern og mangan, må det forventes at kommunen stiller krav om rensning af vandet, inden at det udledes til grøft, vandløb eller anden recipient.

4.2.4 Tilladelse til re-injicering eller udledning af grundvandet

Når grundvandet har passeret varmepumpen, skal det reinjiceres eller re-infiltreres i grundvandsmagasinet eller alternativt afledes til en overfladereipient. Alle tre måder at aflede vandet på kræver en tilladelse, og det er kommunen, det skal give tilladelsen. Hvordan man vælger at bortskaffe vandet er ikke trivielt og der er mange regler forbundet hermed.

- Tilladelse til at re-infiltrere vandet gives efter § 19 i Miljøbeskyttelsesloven.
- Tilladelse til at udlede vandet til en overfladevandsrecipient gives efter § 28 i miljøbeskyttelsesloven. Endvidere kan bekendtgørelsen om hvilke stoffer og koncentrationer af stoffer, der må udledes til vandmiljøet blive inddraget i godkendelsen⁵.
- Re-injicering af vandet til grundvandsmagasinet skal overholde bekendtgørelsen om varmeindvindingsanlæg og grundvandskøleanlæg (BEK nr. 1716, 2015).

Kapitel 3 i Miljøbeskyttelsesloven handler om beskyttelse af jord og grundvand, og kapitel 4 om beskyttelse af overfladevand. Der er udarbejdet en bekendtgørelse som kaldes Spildevandsbekendtgørelsen (Spildevandsbekendtgørelsen, 2017) som nærmere regulerer forholdene i disse to kapitler og tilladelser til re-infiltration og udledning til recipient gives derfor også efter denne.

⁵Bekendtgørelse om miljøkvalitetskrav for vandområder og krav til udledning af forurenende stoffer til vandløb, søer eller havet (BEK nr. 921, 2016)

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 industrilevand eller industrikøleluft, primært røggas. 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 på ca. 10 °C (gennemsnitligt). Der kan være tale om vand fra søer, vandløb eller havet. Endvidere kan varmen knyttet til spildevand og industrikølevand også være en egnet varmekilde.

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

Almindeligvis føres det afkølede vand tilbage til det sted eller område, hvorfra det blev taget.

4.3.2 Problemstilling - påvirkningsscenerier

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

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

Desuden er der nogle tekniske problemstillinger som bør overvejes. Begroninger i rør, der, udover at repræsentere en konkret effektivitetsned-

sættelse, også øger risikoen for brud og lækage. Vedligeholdelse af anlægget med kemikalier vil kunne give forureningsproblemer. En gennemspuling af rørene vil medføre en mere koncentreret tilførsel af organisk materiale til recipienten, hvilket kan give en kortvarig overskridelse af eventuelle krav.

Temperaturpåvirkning. Ved returnering af vandet til kildeområdet vil det pågældende udledningssted typisk blive afkølet lokalt. Dette vil kun være et problem i særlige tilfælde og 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 karambolerer med sådanne udsatte områder.

Forurening ved lækage. Generelt skal der være særligt fokus på lækager fra kølekredsløbene, da dette kan resultere i udledning af ammoniak og smøreolie. Dette vil være særlig kritisk i naturfølsomme å- eller søvandsområder. Der skal derfor laves en risikovurdering af påvirkningen ved eventuelle udslip. Samtidig monteres der normalt sensorer, som kan detektere en eventuel lækage og lukke anlægget ned, inden kølemiddel eller olie udledes til omgivelserne.

Flytning af forurening fra en lokalitet til en anden. I tilfælde hvor vand indvindes fra én kildeplads og udledes et andet sted, skal man være særlig opmærksom på vandkvaliteten på de to lokationer. Hvis vandet fra kildepladsen er forurennet eller har et forhøjet indhold af næringsstoffer, vil dette kunne ændre miljøforholdene ved udledningsstedet og hermed resultere i en negativ påvirkning.

4.3.3 Opsummering af påvirkningsscenerierne

I tabel 4.1 opsummeres i hvor stor grad de forskellige varmekilder påvirkes af potentielle skadelige påvirkninger. Generelt er kravene strengere når der er tale om sø- eller åvand i forhold til havvand.

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.

4.3.4 Tilknyttet lovgivning

VVM-bekendtgørelsen

Projektet skal screenes for VVM-pligt, idet et varmepumpeanlæg vil være omfattet af bekendtgørelsens bilag 2, pkt. 3 Energiindustrien a) Industri anlæg til fremstilling af elektricitet, damp og varmt vand, samt eventuelt af bilag 2 pkt. 10 Infrastrukturprojekter a) Anlægsarbejder i erhvervsområder til industriformål, f) Anlæg af vandveje, som ikke er omfattet af bilag 1, kanalbygning og regulering af vandløb eller j) Anlæg af vandledninger over større afstande.

Miljøbeskyttelsesloven

Hvis projektet er omfattet af Godkendelsesbekendtgørelsens bilag 2 (Godkendelsesbekendtgørelsen, 2017), listepunkt G 201 Kraftproducerende anlæg, varmeproducerende anlæg, gasturbineanlæg og motoranlæg med en samlet nominel indfyret termisk effekt på mellem 5 og 50 MW, skal projektet muligvis have en miljøgodkendelse efter Miljøbeskyttelseslovens kapitel 5. 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 miljøbeskyttelseslovens kapitel 4 § 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.

Vandområdeplanerne

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

Habitatbekendtgørelsen

Hvis projektet kan påvirke et Natura 2000-område, skal der laves en indledende væsentlighedsvurdering eller en konsekvensvurdering i henhold til reglerne i Habitatbekendtgørelsen (Habitatbekendtgørelsen, 2016).

Naturbeskyttelsesloven

Hvis en sø over 100 m² eller et vandløb anvendes som varmekilde, eller hvis områder, der er beskyttede af § 3 berøres i øvrigt, skal projektet have en dispensation i henhold til Naturbeskyttelseslovens § 3 (Naturbeskyttelsesloven, 2017).

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 dette medfører, at de tilladte kondensatmængder fra miljøgodkendelsen overskrides, skal der søges om en ny godkendelse. Kondensatet skal overholde de vejledende krav til industrispildevand og kontrolleres i henhold til godkendelsen.

Ved en afkøling af røggassen ændres de fysiske egenskaber, hvilket stiller krav om, at der gennemføres nye OML-beregninger⁶ baseret på den lavere temperatur. Dette skal endvidere fremgå af den reviderede miljøgodkendelse og spildevandstilladelse. Køling kan desuden føre til spredning af nedfaldende vand til omgivelserne og forårsage korrosion på omliggende metaller hvis der ikke sikres tilstrækkelig dråbefang.

⁶“Operationel 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 tre kapitler beskæftiger sig med forhold, der vedrører varmepumpers økonomi.

Kapitel 5 præsenterer de grundlæggende anlægs-, drifts-, og markedsøkonomiske forudsætninger og overvejelser, der ligger til grund for en økonomivurdering. I kapitlet gennemgås elementer som er relevante ift. investering og drift af varmepumpen:

Investering

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

Drift (varmepumpe)

- Service og vedligehold
- Køb af el
- Overskudsvarme

Kapitel 6 præsenterer udvalgte økonomiske analyser og vurderinger.

Kapitel 7 introducerer et regnearksbaseret beregningsprogram, der blev udviklet i forbindelse med drejebogen, og som læseren kan anvende til egne, simple økonomiske analyser.

5.1 Investeringsomkostninger

Varmepumpeprojekters økonomi tegnes i særlig grad af lokale forhold, især valget af varmekilde. På basis af økonomiske oplysninger fra projekterne, der er præsenteret i inspirationskataloget, ligger anlægsinvesteringerne på 6-8 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. I beregninger i denne drejebog (kapitel 6) er der antaget en samlet investeringsomkostning på 7,5 mio. kr./MW_{varme} med mindre andet er nævnt.

Set over en 15-20 årig periode, udgør de variable omkostninger langt den største del af udgifterne. For en elvarmepumpe forventes ca. 25 % til afskrivninger, ca. 5 % til drift og vedligehold, og ca. 70 % til varmepumpens elforbrug.

5.1.1 Varmepumpeinstallationen

Omkostningen til selve varmepumpeinstallationen er en stor del af investeringen, og den afhænger primært af størrelsen på varmepumpen og typen af varmepumpe. Alligevel er det ikke kun prisen pr. MW for varmepumpen der afgør, hvilken varmepumpe der vælges. Det vigtigste er at vælge den bedst egnede varmepumpe til situationen, så den samlede effektivitet af varmepumpe, varmekilde og tilslutning er den bed-

ste i forhold til investerings- og driftsomkostningerne. Her spiller blandt andet temperaturer og typen af varmekilde en vigtig rolle i valget af varmepumpe.

Varmepumper er beskrevet i Kapitel 3 i drejebogen, og i inspirationskataloget findes eksempler på varmepumpeprojekter med forskellige typer varmepumper. Projektbeskrivelserne i inspirationskataloget indeholder et overordnet budget inkl. omkostninger til varmepumpen.

5.1.2 Tilslutning af varmekilde

Der er stor variation i typen af varmekilder som kan tilsluttes en varmepumpe, og typen af varmekilde har stor betydning for omkostninger og proces for tilslutning af varmekilde. Derudover er der forskellige risikoprofiler knyttet til de forskellige typer af varmekilder.

Fx er et røggasanlæg forudsigeligt i den forstand at teknologi og priser på komponenter er forholdsvis velkendte, samtidig med at effekten af investeringen kan beregnes på forhånd. Modsat vil boringer efter egnede steder til geotermi og grundvandsvarmekilder kræve en større risikobevisthed og investering af både tid og penge. I projekter som baseres på overskudsvarme, er der et økonomisk fokus på aftaler og fortsat tilgængelighed af varmekilden mange år ud i fremtiden.

Varmekilder er beskrevet i Kapitel 2 i drejebogen, og i inspirationskataloget findes eksempler på varmepumpeprojekter med mange forskellige varmekilder. Projektbeskrivelserne i inspirationskataloget indeholder et overordnet budget inkl. omkostninger til varmekilden.

5.1.3 Fjernvarmetilslutning

En anden etableringsomkostning er tilkoblingen af varmepumpeinstallationen til fjernvarmesystemet. De steder hvor varmepumpeinstallationen ligger i eller ved et fjernvarmeanlæg, hænger tilslutningen tæt sammen med design og omkostninger til placering og installation af varmepumpen.

Installation af varmepumpe, tilslutning af varmekilde og sammenkobling med fjernvarmesystemet skal tænkes ind i et samlet, optimeret design. Specielt i tilfælde hvor der er større afstand mellem varmekilde og tilslutningspunkt til fjernvarmesystemet bliver der relevant at undersøge forskellige alternativer.

Bramming Fjernvarme ønsker at udnytte spildvarmen fra den kommende HVDC-konverterstation til COBRACable. Analyser viser her, at det er bedre at placere varmepumpen i Endrup ved konverterstationen frem for ved fjernvarmeværket, fordi man dermed kan benytte en mindre rørdimension på den nye rørstrækning.

5.1.4 Tilslutning til elnet

Nettilslutning sker efter én af to modeller:

1. Nettilslutning med fuld netadgang, hvilket indebærer et fast tilslutningsbidrag, som er afhængig af tilslutningspunkt, effektstørrelse og andre lokale forhold.
2. Nettilslutning med begrænset netadgang, tilbydes til kunder med elkedel og/eller varmepumpe der er tilsluttet i forbindelse med et kraftvarmeanlæg mod fjernelse af tilslutningsbidraget. Kunden skal betale faktiske omkostninger til investeringer i nettet indeholdende komponentforstærkninger, fjernkontrolsystem, etablering af onlinemålinger og sagsbehandling samt projektering. Modellen er i øvrigt begrænset til anlæg, der opfylder betingelserne for tilbagebetaling af elafgifter i henhold til Elpatronordningen (Dansk Energi, 2014). 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 jf. gældende leveringsbestemmelser. 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 betaling af faktiske omkostninger til nettilslutning. Netselskabet kan i visse tilfælde desuden opkræve en rådighedsbetaling, såfremt varmepumpen opererer med et lavt antal fuldlasttimer. Dette vurderes imidlertid ikke at være aktuelt for eldrevne varmepumper, 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 varmepumpen. Ejeren af varmepumpen bærer den fulde økonomiske risiko ved begrænsninger på varmepumpens 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 varmepumpe. Samtidig må der påregnes en risiko for, at varmepumpen senere alligevel bliver nødt til at overgå til tilslutning med fuld netadgang. Det er netselskabet, der forud for varmepumpens etablering skal vurdere varmepumpens betydning for eksisterende og fremtidige begrænsninger i den lokale elforsyning, hvilket danner grundlag for forhandling af en passende model for varmepumpens tilslutning til elnettet.

Dansk Energi har udgivet en vejledning om nettilslutning af elkedler og varmepumper, som det anbefales at konsultere (Dansk Energi, 2014).

5.1.5 Styring, regulering og overvågning

Alle varmepumper har brug for styring, regulering og overvågning (SRO). Omkostninger til SRO afhænger af krav til kvalitet, funktionalitet og integration med andre systemer. Kravene til SRO fastlægges som en del af processen med at designe varmepumpen og de tilhørende installationer. Leverancen af SRO-systemet kan enten ske som en del af den samlede varmepumpeleverance eller som en separat leverance.

5.1.6 Bygninger

Omkostninger til etablering eller ændring af bygninger til at huse varmepumpen og tilhørende installationer kan være en nødvendig del af budgettet og tidsplanen. Omkostningen vil afhænge meget af om en eksisterende bygning med små ændringer kan rumme varmepumpen eller ej. I Inspirationskataloget for store varmepumper kan man se eksempler på omkostninger til bygninger i forbindelse med varmepumpeprojekter.

I Kjellerup er pladskrav til varmepumper tænkt ind i designet af en ny bygning til det flisfyrede varmekværk. På den måde er udgifter til bygninger reduceret væsentligt, hvis man i fremtiden ønsker at investere i varmepumper.

5.1.7 Rådgivning, projektering og myndighedsbehandling

I et varmepumpeprojekt skal der indregnes omkostninger og tid til rådgivning, projektering og myndighedsbehandling. Behovet varierer fra projekt til projekt, og her vil typen af varmekilde have betydning. Det samlede design for varmepumpeprojektet skal optimere kombinationen af varmekilde, valg af varmepumpe og integration med fjernvarmesystemet. De fleste fjernvarmeselskaber vælger derfor at købe rådgivning eller bruge en totalleverandør til opgaven.

Myndighedsbehandling er beskrevet i Kapitel 4.

5.1.8 Værdi af energibesparelser

Fjernvarmesektoren har sammen med elsektoren, gassektoren og oliebranchen indgået en aftale med Energistyrelsen om at realisere energibesparelser (Energistyrelsen, 2016). Aftalen er gældende indtil ultimo 2020. I udgangspunktet skal der realiseres besparelser i slutforbruget og besparelser i kollektive produktionsanlæg kan ikke medregnes. Dog kan overskudsvarme, besparelser i ledningsnet, etablering af solfangere til fjernvarmeproduktion, samt etablering af nye el- og gasdrevne varmepumper til fjernvarme produktion medregnes under nogle bestemte vil-

kår. Det er vigtigt at pointere, at eldrevne, gas- eller gasmotordrevne varmepumper er omfattet af aftalen, men ikke absorptionsvarmepumper.

Aftalen indebærer, at energiselskaberne skal realisere en mængde energibesparelser, der står i forhold til det enkelte selskabs energiomsætning. Selskaberne har metodefrihed til, hvordan besparelserne skaffes, dog skal der være et aftalesæt der sikrer, at selskabet ejer retten til at indberette besparelserne til Energistyrelsen. Dette aftalesæt skal også forefindes ved interne projekter, altså bl.a. etablering af varmepumper - det betyder i praksis, at man "laver en aftale med sig selv".

Såfremt selskabet ikke kan udnytte den energibesparelse der genereres ved etablering af en varmepumpe til fjernvarmeproduktion til at opfylde sit eget energisparemål i ét eller flere år, kan besparelsen sælges til andre selskaber. Besparelsens handelsværdi udgør en ikke uvæsentlig del af en varmepumpes samlede investeringsøkonomi. Derfor er aftalesættet omkring indberetningsretten til energibesparelsen vigtig.

Opgørelse af besparelsen udformes som en nettoopgørelse, således at varmepumpens egetforbrug og andre nødvendige energimængder til frembringelse af varmen fratrækkes den producerede varmemængde. Det kan fx være cirkulationspumper m.v.

For fjernvarmeselskaber der er uden for kvotesektoren og som mister grundbeløbet i 2019, er der under Energistyrelsen etableret en støtteordning målrettet mod eldrevne varmepumper. Der kan søges om op til 15 % af etableringsomkostningerne. Støttebeløbet er uafhængig af det beløb man måtte få fra Energiselskabernes energispareindsats. Man kan således godt få penge fra begge ordninger til samme projekt.

Nedenfor er der vist to simple regneeksempler på værdien af energibesparelser. I eksemplerne er besparelsens værdi regnet til 350 kr./MWh.

Ved installation af eldrevne varmepumper til fjernvarmeproduktion ganges elforbruget med en faktor på 1,0. Ved installation af gasdrevne varmepumper til fjernvarmeproduktion ganges gasforbruget med en faktor på 0,8.

Eksempel (el)

- Anlæg med en forventet COP-faktor på 3,5
- Varmeproduktion fra varmepumpen: 6647 MWh
- Elforbrug til varmepumpen: 1899 MWh
- Energibesparelse: $6647 \text{ MWh} \cdot 1 - 1899 \text{ MWh} \cdot 1 = 4748 \text{ MWh}$
- Værdi af energibesparelse: $4748 \text{ MWh} \cdot 350 \text{ kr./MWh} = 1,7 \text{ mio. kr.}$

Eksempel (gas)

- Anlæg med en forventet COP-faktor på 2,1
- Varmeproduktion fra varmepumpen: 11 989 MWh
- Gasforbrug til varmepumpen: 5709 MWh
- Energibesparelse: $11 989 \text{ MWh} \cdot 1 - 5709 \text{ MWh} \cdot 0,8 = 7422 \text{ MWh}$
- Værdi af energibesparelse: $7422 \text{ MWh} \cdot 350 \text{ kr./MWh} = 2,6 \text{ mio. kr.}$

5.2 Drift (varmepumpe)

Omkostningerne til driften af et varmepumpesystem består af udgifter til service og vedligehold (afsnit 5.2.1) samt indkøb af brændsel inkl. afgifter og tariffer. For eldrevne varmepumper er omkostninger til el beskrevet i afsnit 5.2.2.

Hvis varmekilden er overskudsvarme, skal det afgøres om der skal betales overskudsvarmeafgift. Dette er beskrevet nærmere i afsnit 5.2.3.

5.2.1 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. For absorptionsanlægene vil det være mindre end 5 kr./MWh.

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.

I beregninger i drejebogen (kapitel 6) og inspirationskataloget benyttes en værdi på 15 kr./MWh, med mindre andet er nævnt.

5.2.2 Køb af el

Den største del af driftsomkostningerne for en eldrevne varmepumpe går til betaling af el inkl. tariffer og afgifter. Omkostningerne til el er fordelt på:

1. Elprisen (indkøbt på markedsvilkår til enten variabel eller fast pris) samt handelsomkostninger
2. Net-, system- og distributionstarif
3. Elafgifter
4. PSO-tarif

Tabel 5.1 giver en oversigt over de satser, der er anvendt i drejebogens beregninger ved betaling af alm. elafgift (ikke elpatronordning). PSO-afgiften indgår ikke i de elomkostninger, der benyttes i beregningerne i kapitel 6 og inspirationskataloget. Det skyldes, at PSO-afgiften er under udfasning. Der er benyttet en nettoelafgift til fjernvarmeproduktion på 305 kr./MWh, hvilket er 100 kr./MWh lavere end nettoafgiften i 2017. Dette skyldes en politisk aftale fra november 2017, hvor det blev besluttet at sænke elvarmeafgiften permanent med 100 kr./MWh fra 1. januar 2019. Aftalen gav tydelige indikationer på yderligere sænkninger af afgiften, men ud fra en konservativ vurdering indgår de ikke i forudsætningerne for beregningerne i kapitel 6 og i inspirationskataloget.

Elprisen

En økonomisk vurdering af varmepumpens rentabilitet bør som minimum præsentere best case og worst case scenarier i relation til de valg-

Sats [kr./MWh]	DK1	DK2	DK
Elpris (forwardpris for 2018, okt. 2017)	213	228	220
Net- og systemtarif (2017)	83	83	83
Distributionstarif (Statistik fra 2016 for tilslutning ved 10 kV og et forbrug op til 1 mio. kWh)	92	129	107
Elafgift, netto for fjernvarmeproducenter (2017, men fratrukket 100 kr./MWh)	305	305	305
PSO-tarif (4. kvartal 2017)	169	169	169
I alt (uden PSO-tarif)	693	745	715

Tabel 5.1 – Forudsætninger for beregninger i kapitel 6 og inspirationskatalog: Elomkostninger til varmeproduktion på eldrevne varmepumper.

muligheder 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.

Køb af el på elmarkedet sker via en aftale med en elhandelsvirksomhed. Det kan forenklet set være en aftale om køb af el til variabel elpris (spotmarkedet) eller en langvarig kontrakt med fast pris.

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 man forventer et højt antal

fuldlasttimer. 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.

Det kan dog være, at en mere skræddersyet aftale med elhandelsvirksomheden vil være det bedste. Elhandlerne er ved at få øjnene op for varmepumperne, og de udvikler løbende på nye typer af aftaler. Der til kommer at mange fjernvarmeselskaber har flere enheder som enten producerer eller forbruger el, og at det også kan være relevant at levere systemydelse fra en eller flere enheder. Det kan derfor give god mening at indgå i en tæt dialog med flere elhandlere for at undersøge muligheder og priser.

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

- A. Elprisens udvikling i Vest- og Østdanmark fra 2008 til 2016.
- B. Energistyrelsens fremskrivning af elprisen for perioden frem til 2030.
- C. Fastpriskurser for køb af el fra 2018 til 2021, oplyst pr. 13-11-2017 af Energi Danmark⁷.

Forventninger til elpriser på langt sigt skal tages med de sædvanlige store forbehold.

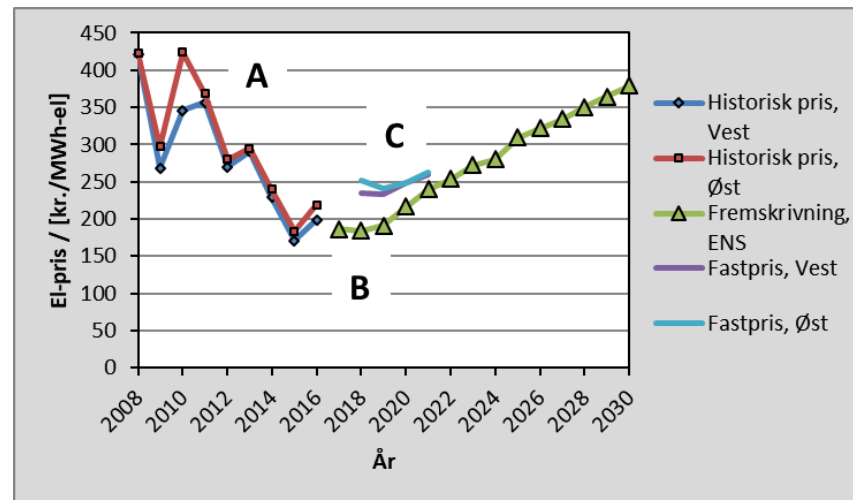
Bilag D indeholder en kort introduktion til spotmarkedet og supplerende statistiske analyser af spot- og regulerkraftmarkedet.

Net-, system- og distributionstarif

Net- og systemtariffen fastlægges af Energinet for et år ad gangen og udgør tilsammen 83 kr./MWh_{el} i 2017.

Alle elforbrugere skal betale distributionstarif og energispareforpligtelse til netselskabet. Distributionstariffen afhænger af netselskabet samt af

⁷Energi 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 2008-2016, Energistyrelsens fremskrivning af elprisen 2017-2030 og Energi Danmarks fastpriskurser oplyst pr. 13-11-2017. Det understreges, at fastkursprisen varierer fra dag til dag.

tilslutningspunkt og spændingsniveau. Jo højere spændingsniveau, jo lavere distributionstarif.

Tabel 5.2 viser et eksempel fra Radius på distributionstariffens variation, inkl. energispareforpligtelse, for forskellige aftagepunkter. Der forekommer desuden store forskelle i distributionstariffen fra netselskab til netselskab.

I de særlige tilfælde, hvor varmepumpen er tilsluttet en installation som er en installationstilsluttet egenproducent, betales der rådighedstarif for det elektricitetsforbrug som produceres og anvendes i egen installation på timebasis.

Kunde	Distributionstarif [kr./MWh]	Aftagepunkt
C	300	0,4 kV-nettet
B-lav	138	På 0,4 kV siden af 10/0,4 kV transformestation
B-høj	107	10 kV-nettet
A-lav	41	På 10 kV siden af en hovedstation
A-høj	32	50/30 kV-nettet
A-0	6	132 kV-nettet

Tabel 5.2 – Eksempel på distributionstariffens variation inkl. energispareforpligtigelse 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 tal for tariffen i højlast. Kilde: Radius, 2017

Elafgifter og elpatronordningen

Varmepumper i fjernvarmeproduktionen opnåede med en lovændring i 2013 en markant refusion af afgiften på elektricitet. Refusionen opnås tillige for fremstilling og levering af komfortkøling.

Tabel 5.3 viser de aktuelle afgiftssatser. Der er i november 2017 indgået en politisk aftale om sænkelse af elafgiften til varmeproduktion med 100 kr./MWh fra 1. januar 2019. I aftalen er der beskrevet intentioner om yderligere sænkelse. Den præcise sats for 2019 kendes ikke endnu, men i drejebogen og inspirationskataloget er der antaget en værdi på 305 kr./MWh i beregningerne.

El anvendt til procesformål, fx til pumpearbejde, er fritaget for elafgift.

Som et alternativ til den almindelige elafgift, kan man vælge at betale afgift efter den såkaldte elpatronordning.⁸

Tabel 5.4 viser de aktuelle afgiftssatser under Elpatronordningen.

⁸Elpatronordningen er en afgiftslempelse på fjernvarme, der blev indført med lov 1417 af 21. december 2005. Ordningen trådte i kraft 1/1-2008.

Afgift [kr./MWh]	2017	2018
Alm. elafgift	910	915
Refusion ved anvendelse til fjernvarme	-505	-507
Netto-elafgift for fjernvarmeproducenter	405	408

Tabel 5.3 – Elafgiftssatser for 2017 og 2018. Fra 2019 bliver netto-elafgiften lavere på grund af politisk aftale fra november 2017.

Afgift [kr./MWh]	2017	2018
Sats	215	216

Tabel 5.4 – Afgiftssatser elpatronordning.

Elpatronordningen har følgende betingelser:

- Fjernvarmeselskabet har, eller havde pr. 1. oktober 2005, kraftvarmekapacitet, dvs. 100 % af varmeleverancen i mindst 75 % af året kan dækkes af kraftvarmeenhederne. Mindst 25 % af produktionen af elektricitet og varme i kraftvarmeenhederne skal udgøres af elektricitet.
- Kraftvarmeenheden og varmepumpen (eller elkedlen) skal levere varme til samme fjernvarmenet.
- Kraftvarmeenheden og varmepumpen skal drives af kraftvarmeproducenten og opfylde krav ift. ejerskab og råderet⁹.

Da afgiften efter Elpatronordningen beregnes på grundlag af den producerede varme, og altså ikke på grundlag af den anvendte elektricitet, skal varmepumpens COP umiddelbart være under ca. 1,9 (405/215 i 2017) for at det kan betale sig at afregne efter Elpatronordningen. Men da der under Elpatronordningen desuden kan opnås PSO-fritagelse, skal varmepumpens COP aktuelt være under ca. 2,7 ((405+169)/215), for at Elpatronordningen skal foretrækkes. Hvis man laver samme regnestykke

⁹Konkrete eksempler på hvornår betingelserne (ikke) er opfyldt kan findes i kapitel fem i drejebogen for elkedler udgivet af Grøn Energi 2017

År	PSO-tarif [kr./MWh]
2018	160
2019	80
2020	50
2021	10
2022	0

Tabel 5.5 – Estimeret fremskrivning for PSO.

med en sænket elvarmeafgift og uden PSO, skal varmepumpens COP være under ca. 1,4 (305/215), for at Elpatronordningen skal foretrækkes. Ud over PSO-fritagelse giver Elpatronordningen også mulighed for tilslutning til elnettet med såkaldt begrænset netadgang.

PSO-tarif

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

PSO-tariffen er for 4. kvartal 2017 udmeldt til 169 kr./MWh.

PSO-tariffen udfases gradvist frem mod 2022, og tabel 5.5 viser et estimat for PSO-tariffen for 2018-2022. De præcise tal kendes ikke, da Energinet 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. På grund af udfasningen er der i denne drejebog og det tilhørende inspirationskatalog set bort fra PSO-tariffen.

5.2.3 Overskudsvarmeafgift

Det første spørgsmål, som skal afklares i forhold til overskudsvarmeafgift, er om varmekilden er "overskudsvarme". Hvis varmen stammer fra "overskudsvarme", er det dog ikke sikkert der skal betales at overskudsvarmeafgift¹⁰.

Der skal betales overskudsvarmeafgift, når varmepumpen anvendes til at udnytte overskudsvarme fra processer, som er baseret på brændsler hvor der godtgøres afgifter. Det gælder for fossile brændsler, affald og elektricitet¹¹.

I forhold til overskudsvarmeafgift anses varme fra røggas eller kondensat fra industrielle processer ikke for at være overskudsvarme¹². Der kan dog være særlige installationer hvor lugtstoffer eller gasser som af miljø-mæssige årsager afbrændes og den efterfølgende udnyttelse af varmen fra røggassen alligevel er overskudsvarme¹³.

Hvis leverandøren af overskudsvarmen ikke har nogen fortjeneste ved levering af overskudsvarme og varmen foræres bort vederlagsfrit, kan leverandøren fritages for betaling af overskudsvarmeafgift. Denne fritagelse gives uanset at udgifter til etablering af nyttiggørelsen dækkes af køber¹⁴.

Hvis overskudsvarmen stammer fra *ikke* afgiftsbelagte brændsler som fx biomasse, fra omgivelser eller fra spildevand opkræves ikke overskudsvarmeafgift¹⁵.

En virksomhed, der sælger overskudsvarme til fjernvarmeformål, betaler en overskudsvarmeafgift på 50,7 kr./GJ (182,5 kr./MWh, dog højst

¹⁰Dansk Fjernvarme har udgivet et notat som beskriver afgifterne i en lang række forskellige situationer, hvor varmepumper i fjernvarmesystemer leverer varme og/eller kulde (Dansk Fjernvarme, 2018).

¹¹SKM2006.352.LSR, SKM2014.37.SR og SKM2015.589.SR

¹²SKM2013.490.LSR og SKM2017.585.SR

¹³SKM2016.106.LSR, SKM2016.7.LSR og SKM2015.186.SR

¹⁴SKM2017.511.SR

¹⁵SKM2016.506.SR og SKM2010.737.SR

33 % af vederlaget. Ifølge en ny afgørelse¹⁶, skal vederlaget forstås som den direkte betaling for varmen, uden afgiften. Hvis virksomheden vil have en indtjening på 75 kr./MWh, betales 33 % af 75 kr./MWh svarende til 25 kr./MWh i overskudsvarmeafgift. Fjernvarmeselskabet betaler altså i alt 100 kr./MWh for overskudsvarmen.

Det er altid virksomheden, der leverer overskudsvarmen, som afregner overskudsvarmeafgiften, og fjernvarmeselskabet skal alene forholde sig til den med virksomheden aftalte betaling. Dette er gældende uanset om fjernvarmeværket investerer i en varmepumpe til udnyttelse af varmen.

Man kan kun afklare, om der skal betales overskudsvarmeafgift for et konkret tilfælde, ved at kontakte SKAT og få et bindende svar. Dette er ikke omkostningstungt, men afhængigt af kompleksiteten kan behandlingstiden udgøre 3-12 måneder. Små forskelle kan dog være afgørende og derfor anbefales det altid, at man søger om bindende svar, hvor man beskriver anlæggene og den planlagte driftsform så præcist som muligt. Afgørelser fra Skatterådet og Landsretten anonymiseres og offentliggøres (se Tabel 5.6). Her kan man typisk finde svar fra tilfælde, som ligner det konkrete projekt, man kigger på. Administrative afgørelser, som gives direkte til virksomheder, offentliggøres ikke på SKATs hjemmeside.

¹⁶SKM2017. 647.SR

Flis- kedel	Nummer	Emne	Beskrivelse
2017	SKM2017.647.SR	Afgift, godtgørelse, overskudsvarme, varmepumpe	El til nedkøling af sprit kan godtgøres - proces. Der skal kun betales 33 % afgift af nettovederlaget, og ikke af hele betalingen til leverandøren.
2017	SKM2017.585.SR	Overskudsvarme, køling, varmepumpe, luftrensning og dampfremstilling	El til nedkøling af procesluft anses som procesforbrug. Dette elforbrug udløser overskudsvarmeafgift. Varme fra afbrænding af procesluft er overskudsvarme. Røggas fra dampproduktion ikke overskudsvarme.
2017	SKM2017.511.SR	Overskudsvarme, vederlag, tilskud, energibesparelser	Der skal ikke betales overskudsvarmeafgift såfremt der ingen fortjeneste er ved levering. Dette uanset at udgifter til etablering af nyttiggørelsen dækkes af køber.
2016	SKM2016.506.SR	Energiafgift, overskudsvarme	Der skal ikke betales overskudsvarmeafgift af varme udnyttet fra spildevand, idet der ikke betales vederlag for udnyttelsen af energien.
2015	SKM2016.106.LSR	Produktion, varmforsyning, overskudsvarme	Produktion af varme fra gasturbine anses for at være overskudsvarme. Ændring af Skatterådets afgørelse.
2015	SKM2016.7.SR	Energiafgift, overskudsvarme	Hvis specialkedel anvendes til afbrænding af lugtstoffer i henhold til miljøkrav kan efterfølgende udnyttet varme via economiser anses for overskudsvarme.
2015	SKM2015.186.SR	Mineralolieafgift, overskudsvarme	Ny produktion af overskudsvarme fra raffinaderi er overskudsvarme.
2015	SKM2015.589.SR	Overskudsvarme, forbrænding, overskudsvarmeafgift	Nyttiggjort, elbaseret varme fra proces er overskudsvarme. Der skal betales overskudsvarmeafgift på såvel variable som faste bidrag fra varmekøber. Varme fra termisk forbrænding af LPG gas og fra afbrænding af emballageaffald er ikke overskudsvarme. Ikke godtgjort at sælger leverer varmen gratis til varmemærk.
2013	SKM2014.37.SR	Overskudsvarme, boosting	Overskudsvarmen skal afgiftsbelægges uanset om den efterfølgende boostes for at opnå højere temperatur.
2012	SKM2013.490.LSR	Fjernvarmeleverance, overskudsvarme, røggas	Varme fra kedlens røggas efter dampfremstilling til papirfabrik er ikke overskudsvarme.
2010	SKM2010.737.SR	Foræring, overskudsvarme, godtgørelse energiafgift	Foræring af 25 °C varmt vand kan ske uden skatte- og afgiftsmæssige konsekvenser. (Ingen afgift af investeringer som modtager af varmen afholder)
2006	SKM2006.352.LSR	El, overskudsvarme, slagteri	Al overskudsvarme fra køleanlæg anses som overskudsvarme uanset at noget af varmen stammer fra grisekroppe. Energien får først værdi som følge af elektricitetsforbruget, og derfor overskudsvarmeafgift på hele varmemængden.

Tabel 5.6 – Oversigt over afgørelser i Skatterådet og Landsskatteretten vedrørende overskudsvarmeafgift.

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. Her er der tale om totaløkonomien, men også den variable økonomi, der direkte er bestemmende for de mulige årlige driftstimer med varmepumpen baseret på en driftsøkonomisk optimering.

Størrelsen på varmepumpen er relevant i forhold til, hvor mange driftstimer varmepumpen kan opnå og dermed også hvor god rentabiliteten i en varmepumpe er. I afsnit 6.2 er rentabiliteten på tre forskellige størrelser af varmepumper beregnet.

Driftsøkonomien i en varmepumpe er hovedsageligt afhængig af, hvilken varmekilde der er til rådighed. Derfor er der i dette kapitel beregnet eksempler for tre varmekilder: Luft, grundvand og overskudsvarme. Derudover er driftstiden og dermed også driftsøkonomien for en varmepumpe afhængig af, hvilke produktionsanlæg fjernvarmeselskabet allerede har til rådighed. Driftsøkonomi og totaløkonomi ved en stor varmepumpe er beregnet overfor forskellige produktionsenheder, bl.a. naturgaskraftvarme og biomassekedel. Se mere i afsnit 6.3 og 6.4.

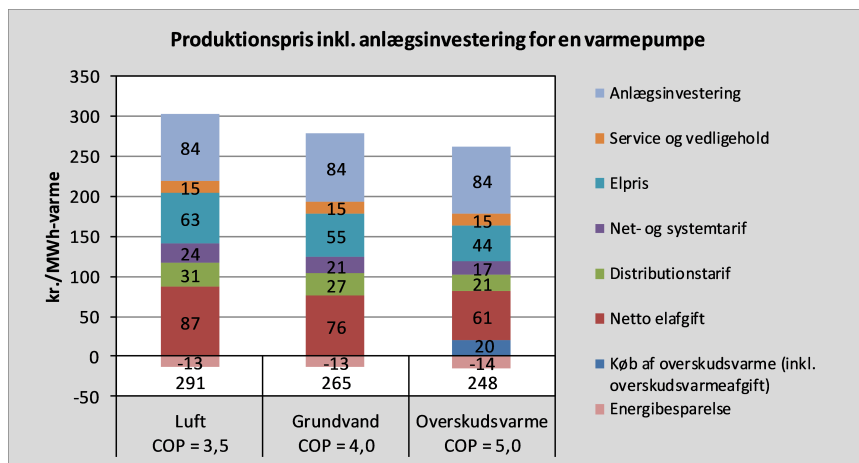
For at få godkendt varmepumpeprojektforslag er der sidst i kapitlet opstillet nogle samfundsøkonomiske resultater. Disse viser hvordan samfundsøkonomien ud fra Energistyrelsens beregningsforudsætninger ser ud for varmepumpeprojekter.

6.1 Produktionsomkostningen for en varmepumpe

Nogle forudsætninger har stor betydning for den samlede økonomi, mens andre har en meget begrænset betydning. I kapitel 5 er de forskellige forudsætninger beskrevet detaljeret. Herunder er de væsentligste beregningsforudsætninger opstillet:

- Investeringsprisen: 7,5 mio. kr./MW for alle varmepumpetyper.
- Elprisen: 220 kr./MWh_{el}.
- Service og vedligehold er forudsat til 15 kr./MWh_{varme}.
- Net- og systemtarif: 83 kr./MWh_{el}.
- Distributionstarif: 106,9 kr./MWh_{el}.
- Elafgiften efter refusion med 100 kr./MWh: 305 kr./MWh_{el}.
- Prisen på energibesparelser: 350 kr./MWh.
- Antal fuldlasttimer: 6000
- Afskrivningsperiode: 20 år.
- Rente: 3 %.

I figur 6.1 vises varmeproduktionsprisen inklusiv anlægsinvestering for en varmepumpe for tre forskellige varmekilder. Søjlen til venstre er luft, hvor der her er regnet med en års-COP på 3,5. Med luft som varmekilde kan der opnås en varmeproduktionspris på 291 kr./MWh inkl. investering. Søjlen i midten er grundvand, hvor der er benyttet en COP på 4,0, hvilket resulterer i en varmeproduktionspris på 265 kr./MWh inkl. investering. Søjlen til højre er overskudsvarme, hvor der er forudsat en



Figur 6.1 – Sammensætning af produktionsomkostningerne for en varmepumpe ved henholdsvis COP = 3,5; COP = 4,0 og COP = 5,0

COP på 5,0. Her ses det, at prisen ender på 248 kr./MWh inkl. investering. Prisen for køb af overskudsvarme er sat til 20 kr./MWh. Dette er med udgangspunkt i, at lavværdi varme købes af en virksomhed til 25 kr./MWh (af dette betaler virksomheden overskudsvarmeafgift). Når COP-faktoren er 5, kommer en del fra el og fire dele fra lavværdivarmer, $4 \cdot \frac{25}{5} = 20$ kr./MWh. Det kan i figuren således ses, at overskudsvarmeafgiften er inkluderet i prisen og er i dette tilfælde ikke ødelæggende for at få en fornuftig varmeproduktionspris.

Det ses, at elementerne “Anlægsinvestering” og “Service og vedligehold” har samme værdi i de tre søjler. Baggrunden er, at de i begge søjler er indsat i kr./MWh, 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. Det er altid den billigste enhed, der er i drift, hvilket efterfølgende har betydning for hvor mange driftstimer varmepumpen opnår.

På figuren er det samtidigt muligt at se, hvilke elementer i de samlede produktionsomkostninger, der har størst betydning for økonomien. Til trods for at elvarmeafgiften er reduceret, udgør elafgiften stadig den største post i økonomien efterfulgt af henholdsvis investeringen og elprisen. Dog er investeringsomkostningen afhængig af bl.a. antallet af årlige driftstimer, og dermed af bl.a. størrelsen på varmepumpen. Dette er analyseret kort i næste afsnit.

6.2 Overvejelser om rigtig størrelse og type

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

Til eksemplet bruges et fiktivt kraftvarmeværk med en årlig varmeproduktion på 15 000 MWh. Spidslastbehovet 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 300 kr./MWh i 10 % af årets timer, og at kedlerne har en produktionspris på 405 kr./MWh hele året.

Fjernvarmeværket har en fremløbstemperatur på 75 °C og en returtemperatur på 35 °C. Der er mulighed for at udnytte grundvand som varmekilde, og grundvandet kan køles fra 9 til 2 °C.

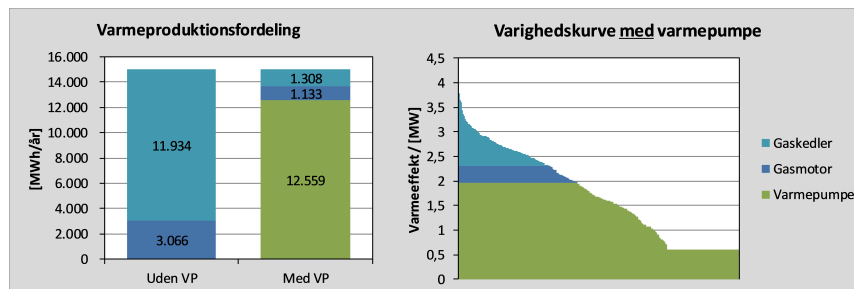
Der kigges på tre forskellige varmepumpeløsninger:

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 98 % af årets timer.

1) Stor varmepumpe - 2 MW

Der regnes med en samlet investering på 7,5 mio.kr./MW_{varme}. Den samlede investering bliver altså 15 mio.kr. Løsningen indtastes i beregningsprogrammet, som viser produktionsfordelingen på figur 6.2.



Figur 6.2 – Varmeproduktionsfordeling og varighedskurve med 2 MW varmepumpe.

Under de givne forhold vil varmepumpen have følgende effekt:

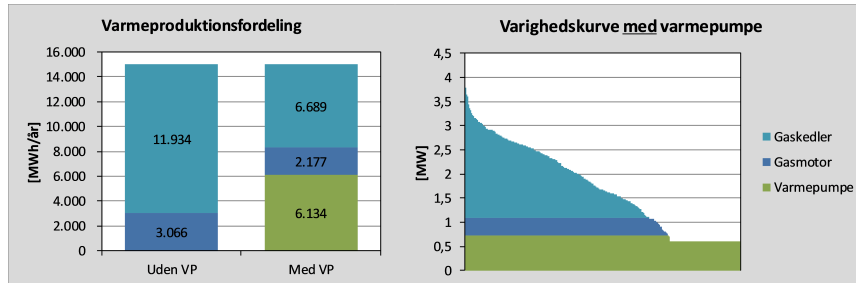
- COP = 3,8
- Varmeproduktionspris = 204 kr./MWh
- Varmepumpens produktionsandel = 84 %
- Antal fuldlasttimer = 6279 timer/år
- Årlig driftsbesparelse = 2 327 675 kr.
- Energibesparelse = 9254 MWh
- Værdi af Energibesparelse = 3 238 900 kr.
- Simpel tilbagebetalingstid = 5,1 år
- Overskud over 20 år (uden renter) = 34,8 mio. kr.

2) Mellemstor varmepumpe - 0,75 MW

Der regnes med en samlet investering på 7,5 mio.kr./MW_{varme}. Den samlede investering bliver altså 5,63 mio.kr.. Løsningen indtastes i beregningsprogrammet, som viser produktionsfordelingen på figur 6.3.

Under de givne forhold vil varmepumpen have følgende effekt:

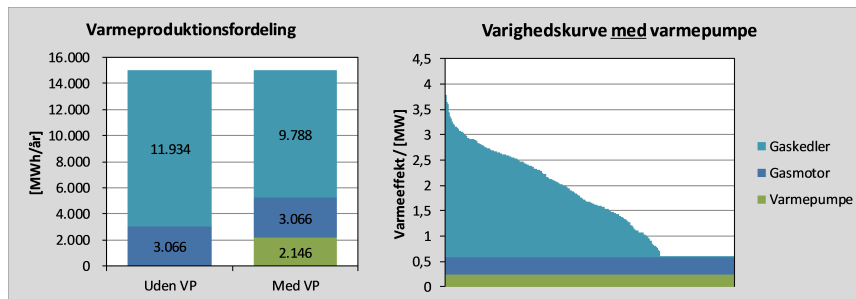
- COP vinter = 4,5
- COP sommer = 3,8
- Varmeproduktionspris vinter = 174 kr./MWh
- Varmeproduktionspris sommer = 204 kr./MWh
- Varmepumpens produktionsandel = 41 %
- Antal fuldlasttimer = 8179 timer/år
- Årlig driftsbesparelse = 1 259 091 kr.
- Energibesparelse = 4686 MWh
- Værdi af Energibesparelse = 1 640 176 kr.
- Simpel tilbagebetalingstid = 3,2 år
- Overskud over 20 år (uden renter) = 21,2 mio. kr.



Figur 6.3 – Varmeproduktionsfordeling og varighedskurve med 750 kW varmepumpe.

3) Mindre varmepumpe - 0,25 MW

Der regnes med en samlet investering på 6 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 1,5 mio. kr. Løsningen indtastes i beregningsprogrammet, som viser produktionsfordelingen på figur 6.4.



Figur 6.4 – Varmeproduktionsfordeling og varighedskurve med 250 kW varmepumpe.

Under de givne forhold vil varmepumpen have følgende effekt:

- COP = 4,5
- Varmeproduktionspris = 174 kr./MWh
- Varmepumpens produktionsandel = 14 %
- Antal fuldlasttimer = 8584 timer/år
- Årlig driftsbesparelse = 495 804 kr.
- Energibesparelse = 1669 MWh
- Værdi af Energibesparelse = 584 189 kr.
- Simpel tilbagebetalingstid = 1,9 år
- Overskud over 20 år (uden renter) = 9,0 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.

6.3 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, biomasse varme og naturgasmotorvarmepumper. 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 års-COP på 3,5 svarende til varmekilden udeluft og en års-COP på 4,0 svarende til grundvand som varmekilde.

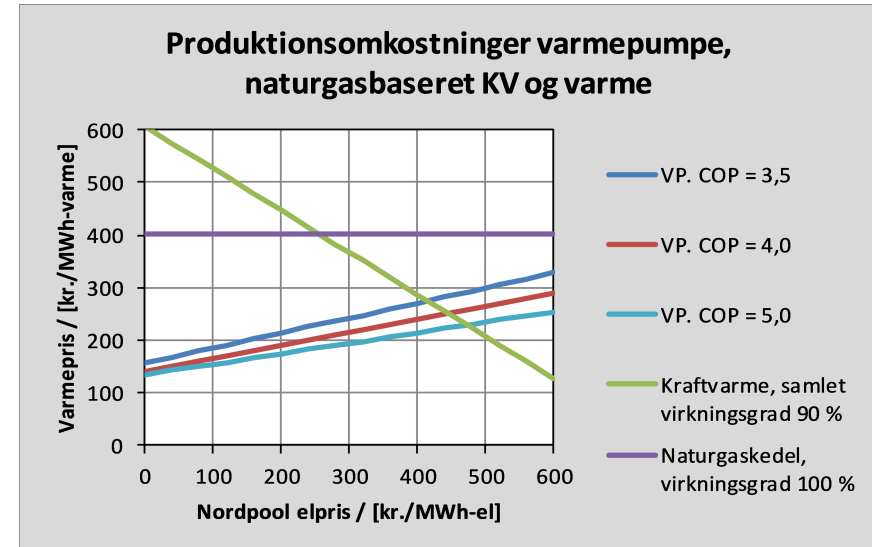
Der regnes udelukkende på selskabsøkonomi i eksemplerne i dette afsnit. Samfundsøkonomien ved etablering af en varmepumpeløsning er markant anderledes end selskabsøkonomien. Både selskabs- og samfundsøkonomien skal være positive førend kommunalbestyrelsen kan godkende et projektforslag i henhold til Varmeforsyningsloven, 2017 for en varmepumpeløsning. Samfundsøkonomien beregnes i afsnit 6.5. De samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger er fastsat af Energi styrelsen.

6.3.1 Varmeproduktion med naturgas

Figur 6.5 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. 260 kr./MWh er det mere rentabelt at have naturgas kraftvarme i drift frem for en naturgaskedel.



Figur 6.5 – Variable produktionsomkostninger for varmepumpe i relation til naturgas varme og kraftvarme. Betaling for overskudsvarme er i eksemplet fastsat til 20 kr./MW_{varme} (kun ved COP 5).

- Ved elpriser lavere end ca. 470 kr./MWh er der bedst økonomi i at have varmepumpen i drift (COP 5,0) end kraftvarmeværket og dermed også naturgaskedlen.
- 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. 410 kr./MWh er der bedst økonomi i at have varmepumpen i drift (COP 3,5) end kraftvarmeværket og dermed også naturgaskedlen.
- Driftsbesparelsen ved drift med varmepumpen (COP 3,5) i forhold til naturgas kraftvarme svarer ved en elpris på eksempelvis 300 kr./MWh til ca. 110 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.

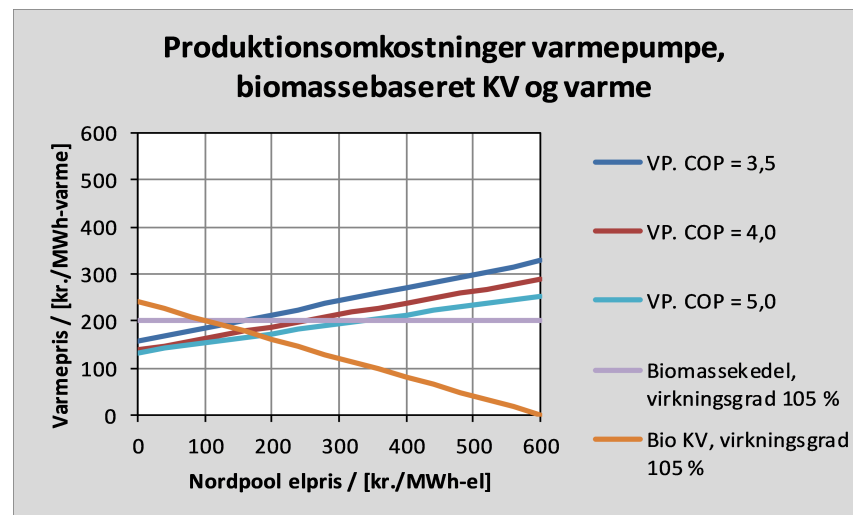
Antallet af driftstimer som varmepumpen faktisk opnår i eksemplet, afhænger af elpriserne i det aktuelle år. Se mere i afsnit 6.4.

I eksemplet er der regnet med en gaspris på 1,95 kr./Nm³ inkl. transportomkostninger og ekskl. afgifter.

6.3.2 Varmeproduktion med biomasse

På figur 6.6 konkurrerer en varmepumpe med henholdsvis biomasse kraftvarme og en biomassekedel. Der indgår en biomassepris på 50 kr./GJ, omtrentligt svarende til Energistyrelsens gennemsnitlige flis-
 pris i perioden frem til 2020. Af figuren ses:

- Når elprisen er over ca. 100 kr./MWh er det mere rentabelt at have biomasse kraftvarme i drift frem for en biomassekedel.
- Ved elpriser lavere end ca. 190 kr./MWh er der bedst økonomi i at have varmepumpen i drift (COP 5,0) end biomassekraftvarme.
- Ved elpriser lavere end ca. 150 kr./MWh er der bedst økonomi i at have varmepumpen i drift (COP 4,0) end biomassekraftvarme.
- Ved elpriser lavere end ca. 120 kr./MWh er der bedst økonomi i at have varmepumpen i drift (COP 3,5) end biomassekraftvarme.
- Ved elpriser lavere end ca. 330 kr./MWh er der bedst økonomi i at have varmepumpen i drift (COP 5,0) end biomassekedlen.
- Ved elpriser lavere end ca. 250 kr./MWh er der bedst økonomi i at have varmepumpen i drift (COP 4,0) end biomassekedlen.
- Ved elpriser lavere end ca. 170 kr./MWh er der bedst økonomi i at have varmepumpen i drift (COP 3,5) end biomassekedlen.
- Driftsbesparelsen ved drift med varmepumpen (COP 4,0) i forhold til en biomassekedel svarer ved en elpris på eksempelvis 100 kr./MWh til ca. 40 kr./MWh_{varme}, aflæst som forskellen mellem de to kurver.

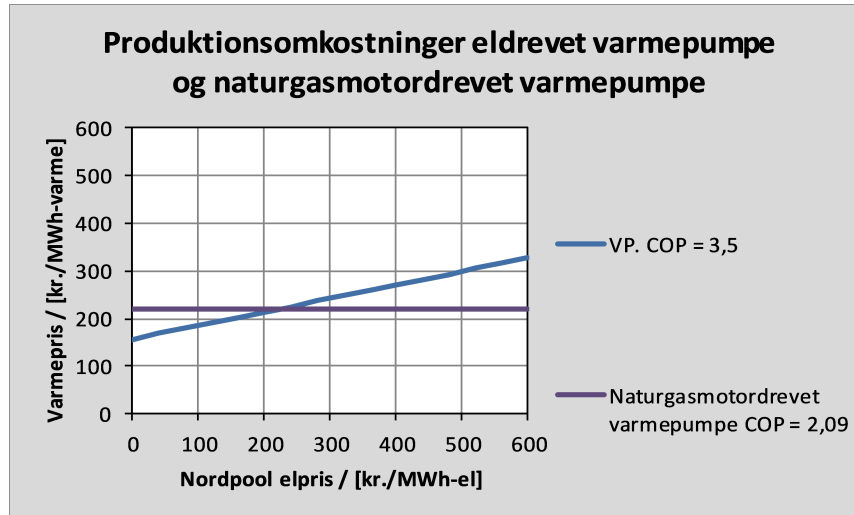


Figur 6.6 – Variable produktionsomkostninger for varmepumpe i relation til biomasse varme og kraftvarme. Elproduktionstilskuddet på 150 kr./MWh_{el} er inkluderet i figuren. Overskudsvarmeafgiften er i eksemplet fastsat til 20 kr./MWh_{varme} (kun ved COP 5).

Det er således generelt vanskeligt for en varmepumpe at konkurrere mod teknologier, der anvender afgiftsfri biomasse, medmindre man har en god varmekilde. Dog har elvarmeafgiftsreduktionen gjort det mere interessant. Se mere i afsnit 6.4.

6.3.3 Varmeproduktion med naturgasmotorvarmepumpe

På figur 6.7 sammenlignes en eldreven varmepumpe med en naturgasmotordrevet varmepumpe. Der indgår en pris på naturgas på 1,95 kr./Nm³ inkl. transportomkostninger. Varmekilden er udeluft for begge varmepumper, så de er sammenlignelige.



Figur 6.7 – Variable produktionsomkostninger for eldrevet varmepumpe i relation til gasmotordrevet varmepumpe. Varmekilden er udeluft for begge varmepumper.

Følgende kan aflæses af figuren:

- Ved elpriser lavere end ca. 210 kr./MWh er der bedst økonomi i at have den eldrevne varmepumpe i drift (COP 3,5).
- Driftsbesparelsen ved drift med varmepumpen (COP 3,5) i forhold til en naturgasmotordrevet varmepumpe ved en elpris på 100 kr./MWh til ca. 30 kr./MW_{varme}, aflæst som forskellen mellem de to kurver.

Elvarmeafgiften har ændret billedet mellem elvarmepumper og gasmotordrevne varmepumper, således at der nu med ovenstående forudsætninger er en lille fordel til den eldrevne varmepumpe. Hvis afgiften reduceres yderligere, vil det kun være ved meget høje elpriser, at naturgasmotordrevne varmepumper kan konkurrere med eldrevne varmepumper.

6.4 Rentabilitet for en varmepumpeløsning - Selskabsøkonomi

Elpriserne ændres fra time til time, hvilket gør at den økonomiske rangorden mellem de forskellige produktionsenheder skifter konstant. Hvor mange driftstimer en varmepumpe opnår, er således helt afhængigt af elpriserne time for time. Endvidere vil produktionsenhederne også have mulighed for at producere varmen til lager.

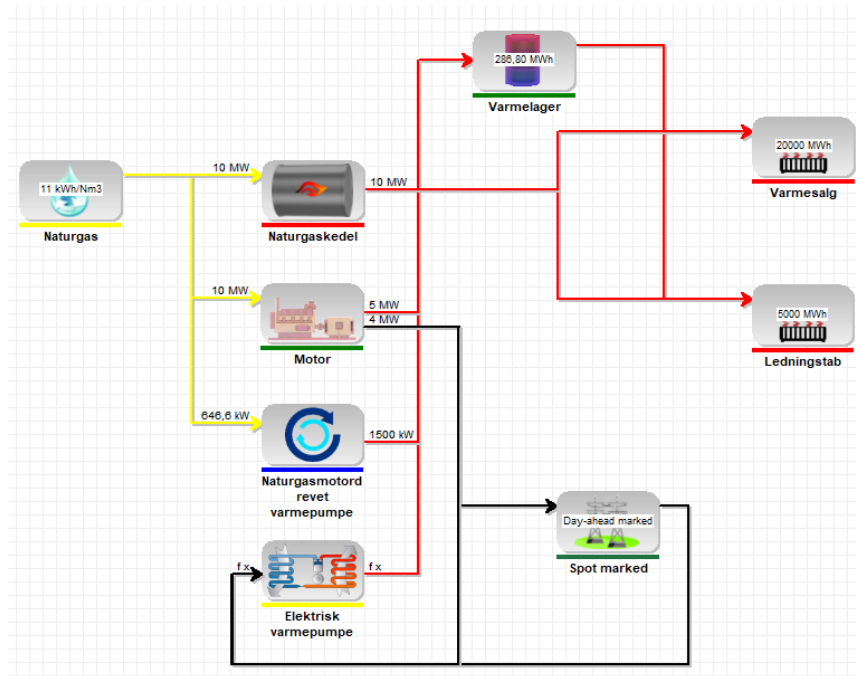
Ovenstående er vanskeligt at illustrere i en overordnet Excel-baseret model som er anvendt foregående afsnit. Derfor anvendes programmet EnergyPRO til beregninger i dette afsnit. En af de helt store fordele ved EnergyPRO er, at det optimerer varmeproduktionen mellem produktionsenhederne på timebasis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

Herunder er beregningerne opstillet punktvis.

1. Naturgaskraftvarmeværk, med kedel og motor uden varmepumpe
2. Naturgaskraftvarmeværk, med kedel og motor med eldrevet varmepumpe (COP = 4,0)
3. Naturgaskraftvarmeværk, med kedel og motor med naturgasmotordrevet varmepumpe (COP = 2,32)
4. Biomassevarmeværk, med kedel uden varmepumpe
5. Biomassevarmeværk, med kedel med eldrevet varmepumpe (COP = 4,0)
6. Biomassevarmeværk, med kedel med naturgasdrevet varmepumpe (COP = 2,32)

Der kunne opstilles mange andre beregninger, men for at holde det på et overskueligt niveau er ovenstående beregninger valgt.

Figur 6.8 viser modellen der er opbygget i EnergyPRO af det naturgasfyrede kraftvarmeværk, som benyttes i de første tre beregninger.



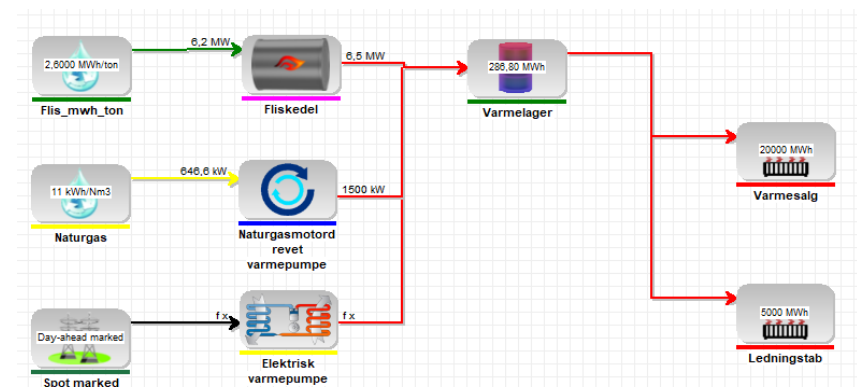
Figur 6.8 – EnergyPRO model af det naturgasfyrede kraftvarmeværk.

Hovedforudsætningerne i modellen er:

- Samlet varmebehov af 25 000 MWh.
- Ledningstab udgør 20 %.
- Der er tilknyttet et døgnvarmelager på 5000 m³.
- COP på den eldrevne varmepumpe er 4,0 (varmekilde fx grundvand).
- Spidslasten fra værket er 6,5 MW.
- Sommerlasten er ca. 1,2 MW.
- Varmepumpen har en kapacitet på 1,5 MW.
- Virkningsgraden for kraftvarmeanlægget er 90 %.

- Virkningsgraden for naturgaskedlen er 100 %.
- Naturgasprisen er 1,95 kr./Nm³ eksklusive afgifter, men inkl. transportomkostninger.
- Der indgår afgifter svarende til niveauet i 2017. Dog med reduktion på 10 øreh/kWh på energiafgiften.
- Elpriser: Vestdanmark timepriser i 2016 (gennemsnit ca. 200 kr./MWh).
- Den naturgasmotordrevne varmepumpe har en COP på 2,32 (varmekilde f.eks. grundvand) og en kapacitet på 1,5 MW.

Figur 6.9 viser modellen der er opbygget i EnergyPRO af det biomassefyrede værk med kedel, som benyttes i de sidste to beregninger.



Figur 6.9 – EnergyPRO model af det biomassefyrede varmeværk

Forudsætningerne vedr. varmepumpe, lager, varmebehov og økonomi er de samme som beskrevet ovenfor.

- Virkningsgrad på fliskedlen er 105 %. Kapacitet er på 6,5 MW
- Flisprisen er sat til 50 kr./GJ

Beregningsnr.	Fuldlasttimer VP	Produktionsomkostninger	Driftsbesparelse	Simpel tilbagebetalingstid
1) Ngas KV		-9,51 mio. kr./år		
2) Ngas KV + el VP	8595 timer	-6,88 mio. kr./år	2,63 mio. kr./år	3,1 år (8,03 mio. kr.)
3) Ngas KV + gasmotor VP	8592 timer	-7,12 mio. kr./år	2,39 mio. kr./år	3,5 år (8,47 mio. kr.)
4) Biomasse		-5,08 mio. kr./år		
5) Biomasse + el VP	7339 timer	-4,86 mio. kr./år	0,22 mio. kr./år	38,6 år (8,49 mio. kr.)
6) Biomasse + gasmotor VP	8592 timer	-5,06 mio. kr./år	0,02 mio. kr./år	Ikke relevant

Tabel 6.1 – Oversigt over resultater fra EnergiPRO-beregninger. Beregningerne er inkl. energibesparelse ekskl. 15 % tilskud.

Hovedresultater for beregningerne er anført i tabel 6.1.

I tabellen kan det ses, at der er rigtig god selskabsøkonomi i at investere i en el- eller naturgasmotordreven varmepumpe. Tilbagebetalingstiden er under fire år, når energibesparelsen medregnes, som et anlægstilskud.

Varmeværker som producerer deres varme med en biomassekedel har i dag ingen incitament for at investere i en varmepumpe. Kun i den situation, hvor de skal udskifte deres eksisterende produktionsanlæg.

Eksemplerne ovenfor er forholdsvis simple og mange andre produktions sammensætninger kunne tænkes. Der er bl.a. mange fjernvarmeverker, som har solvarme eller er i gang med at etablere det. Solvarmeanlæg vil ofte skubbe varmepumpeproduktionen fra varmepumpen væk i sommerperioden, hvilket gør at varmepumpens driftstid mindskes. Dette giver længere tilbagebetalingstid på varmepumpen.

6.5 Samfundsøkonomi

De scenarier, som er beregnet selskabsøkonomisk i afsnit 6.4, er i dette afsnit beregnet samfundsøkonomisk.

De samfundsøkonomiske beregninger bygger på:

- Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger fra august 2017.
- Finansministeriets "Vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger" fra august 2017.

De samfundsøkonomiske beregninger er foretaget over en 20-årig betragtningsperiode i overensstemmelse med Energistyrelsens anvisninger for evaluering af varmeforsyningsprojekter. Der er valgt en betragtningsperiode fra 2018 til 2037. Priserne er på fastpris 2017-niveau.

De samfundsøkonomiske omkostninger ved reference og projekt tilbage diskonteres til en nutidsværdi ved en kalkulationsrente på 4 %, jf. Energistyrelsens beregningsforudsætninger.

Derudover benyttes antagelser fra kapitel 5.

6.5.1 Samfundsøkonomiske resultater naturgas kraftvarmeværk

Tabel 6.2 og 6.3 viser de samfundsøkonomiske omkostninger for et naturgaskraftvarmeværk, hvis værket vælger at investere i en el- eller naturgasmotordrevet varmepumpe. Tabel 6.2 gælder for et kraftvarmeværk udenfor kvotemarkedet, og tabel 6.3 gælder for et værk inden for kvotesektoren. Dette er relevant, da de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger har en væsentlig forskel i CO₂ prisen udenfor og indenfor kvotesektoren, hvilket også kan ses i tabellerne. I investeringsomkostningerne til varmepumpen er fratrukket energibesparelsen.

mio. kr.	Brændsel	Investe- ring	D&V	Emissio- ner	Afgifts- provenu*	I alt
Ngas KV	82,7	0	7,9	31,9	73,2	115,2
El VP	66,6	10,0	8,0	17,0	53,3	96,3
Gas VP	58,8	10,6	9,1	23,9	53,8	97,0

Tabel 6.2 – Samfundsøkonomiske omkostninger ved naturgasreference og ved investeringer i henholdsvis el- og gasmotordrevet varmepumpe udenfor CO₂-kvotemarkedet. Angivet i nutidsværdi (mio. kr.) baseret på 20 år. *10 % modregnes.

Af resultaterne ses det, at investeringen i en eldrevet varmepumpe giver et samfundsøkonomisk overskud på ca. 18 mio. kr. Det samme billede ses hvis der investeres i en naturgasmotordrevet varmepumpe, her er overskuddet også på ca. 18 mio. kr.

mio. kr.	Brændsel	Investe- ring	D&V	Emissio- ner	Afgifts- provenu*	I alt
Ngas KV	82,7	0	7,9	10,5	73,2	93,9
El VP	66,6	10,0	8,0	6,1	53,3	85,4
Gas VP	58,8	10,6	9,1	8,9	53,8	82,0

Tabel 6.3 – Samfundsøkonomiske omkostninger ved naturgasreference og ved investeringer i henholdsvis el- og gasmotordrevet varmepumpe indenfor CO₂-kvotemarkedet. Angivet i nutidsværdi (mio. kr.) baseret på 20 år. *10 % modregnes.

Det ses, at de samfundsøkonomiske omkostninger er markant lavere for værket, der er indenfor kvotemarkedet, hvilket skyldes de fastsatte CO₂ priser i Energistyrelsens beregningsforudsætninger. Af resultaterne ses det, at investeringen i en eldrevet varmepumpe giver et samfundsøkonomisk overskud på ca. 8,5 mio. kr. Det samme billede ses, hvis der investeres i en naturgasmotordrevet varmepumpe. Her er overskuddet på ca. 12 mio. kr..

6.5.2 Samfundsøkonomiske resultater biomasse varmeværk

I tabel 6.4 og 6.5 herunder er de samfundsøkonomiske omkostninger for et biomassevarmeværk, hvis værket vælger at investere i en varmepumpe henholdsvis eldrevet og naturgasmotordrevet. Det er ligesom i det ovenstående lavet to tabeller, som henholdsvis viser omkostningerne udenfor og indenfor kvotemarkedet. Beregningerne følger også her resultaterne i afsnit 6.3.

mio. kr.	Brændsel	Investe- ring	D&V	Emissio- ner	Afgifts- provenu*	I alt
Bio- masse	79,6	0	13,5	1,8	0,6	94,9
El VP	68,3	10,7	10,4	1,2	15,6	89,0
Gas VP	59,4	10,6	11,2	7,9	18,8	87,2

Tabel 6.4 – Samfundsøkonomiske omkostninger ved biomassereferencen og ved investeringer i henholdsvis el- og gasmotordrevet varmepumpe udenfor CO₂-kvotemarkedet. Angivet i nutidsværdi (mio.kr.) baseret på 20 år. *10 % modregnes.

Af resultaterne ses det, at investeringen i en eldrevet varmepumpe giver et samfundsøkonomisk overskud på ca. 6 mio. kr. Det samme billede ses hvis der investeres i en naturgasmotordrevet varmepumpe. Her er det samfundsøkonomiske overskud på ca. 8 mio. kr.

mio. kr.	Brændsel	Investe- ring	D&V	Emissio- ner	Afgifts- provenu*	I alt
Bio- masse	79,6	0	13,5	1,8	0,6	94,9
El VP	68,3	10,7	10,4	1,2	15,6	89,0
Gas VP	59,4	10,6	11,2	3,9	18,8	83,2

Tabel 6.5 – Samfundsøkonomiske omkostninger ved biomassereferencen og ved investeringer i henholdsvis el- og gasmotordrevet varmepumpe indenfor CO₂-kvotemarkedet. Angivet i nutidsværdi (mio.kr.) baseret på 20 år. *10 % modregnes.

I de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger er det forudsat at biomasse er CO₂-neutralt og at elforbruget til varmepumpen også er det, da CO₂-betalingen er inkluderet i elprisen. Derfor har biomassere-

ferencen og projektet med en eldrevet varmepumpe samme samfundsøkonomiske omkostninger uden for og inden for kvotesektoren. Til gengæld er samfundsøkonomien ændret ved den naturgasmotordrevne varmepumpe, som nu giver et samfundsøkonomisk overskud på ca. 12 mio. kr.

Overordnet set er der god samfundsøkonomi i alle tilfælde, både inden og udenfor kvotemarkedet. Dette er på trods af, at det selskabsøkonomisk er en dårlig ide at investere i en varmepumpe med de givne forudsætninger, se afsnit 6.3.

6.6 Opsamling

Siden den første drejebog udkom i slutningen af 2014 er det blevet muligt at opnå en energibesparelse ved investering i en varmepumpe. Derudover er det vedtaget at PSO-tariffen bortfalder efter en årrække. Derudover har fjernvarmeværker udenfor kvotesektoren mulighed for at få yderligere 15 % tilskud til varmepumper i 2017 og 2018, hvis de ansøger Energistyrelsens pulje på ca. 50 mio. kr. Distributionstariffer er faldet og elprisen er på et forholdsvis lavt niveau. Alle disse forhold øger varmepumpers konkurrencedygtighed overfor andre alternativer.

I beregningerne i dette kapitel, ses det at både eldrevne og naturgasmotordrevne varmepumper kan konkurrere med et naturgaskraftvarmeværk med naturgasmotor og -kedel. Dette gælder både i driftsøkonomien, i rentabiliteten når investeringen inkluderes, og med Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger.

Varmepumper har svært ved at konkurrere med biomassekraftvarme eller -kedel i en driftssituation. Dette gør at rentabiliteten i investeringen bliver dårlig. Samfundsøkonomisk er det dog en god ide at investere i varmepumper, men ingen værker investerer ud fra, hvad der er en god løsning ud fra Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger. Varmepumper kan i nogle tilfælde være en fornuftig løsning, hvis værket står overfor at skulle udskifte deres nuværende produktionsanlæg.

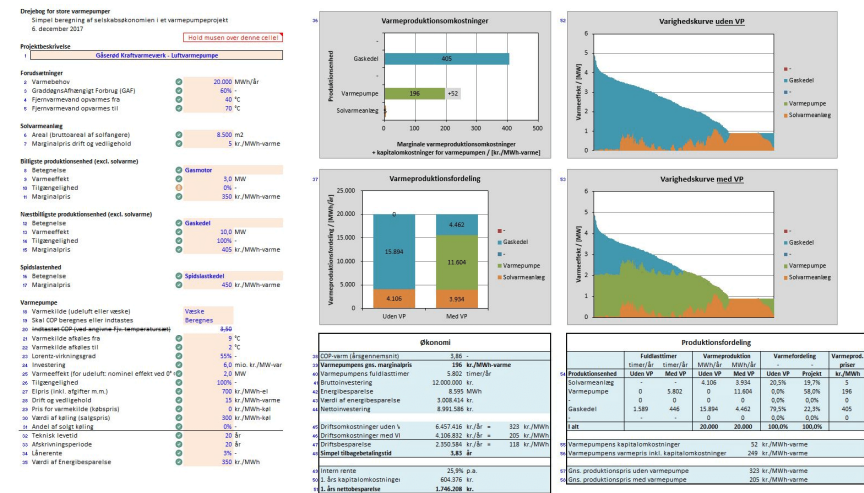
7 Vejledning til regneark til simple varmepumpeberegninger

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 eldrevne varmepumpeprojekter i fjernvarmen. Det skal understreges, at den faktiske økonomi for et projekt kan afvige væsentligt i forhold til det, som beregnes i dette værktøj. Værktøjet må derfor udelukkende bruges i en indledende fase af et projekt, og de beregnede resultater skal altid valideres igennem øvrige studier, inden de anvendes til afgørende beslutninger.

Regnearket, som hedder “Simpel varmepumpeberegning.xlsx”, kan downloades fra Energistyrelsens hjemmeside. Regnearket, som er udviklet i Microsoft Excel, 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 E.

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 fire forskellige produktionsenheder, hvoraf den ene er et solvarmeanlæg.

Beregningen er baseret på brugerbaserede input i de 35 sandfarvede celler i brugerfladens venstre side. Beregningens resultater fremgår af de fire 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 E.

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 vurderingen 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 af værk, svarende til solgt varme inklusive 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, det vil sige som afhænger af udetemperaturen. Hvis man ikke kender dette tal, kan man som udgangspunkt bruge 60 %.
4. Her indtastes den gennemsnitlige returtemperatur i fjernvarmesystemet. Denne bruges til beregning af solfangernes ydelse og varmepumpens COP-værdi.
5. Her indtastes den gennemsnitlige fremløbstemperatur i fjernvarmesystemet. Denne bruges til beregning af solfangernes ydelse og varmepumpens COP-værdi.

Hvis værket har et solvarmeanlæg, eller overvejer at etablere et, kan data for et solvarmeanlæg indtastes i cellerne (6) og (7).

6. Her indtastes arealet af solvarmeanlægget. Man kan justere arealet, hvis man ønsker at ramme en kendt ydelse for solvarmeanlægget, som beregnes. Hvis der ikke skal regnes med et solvarmeanlæg, indtastes "0" i cellen.
7. 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 8-11 indtastes data for den nuværende billigste produktionsenhed, når der ses bort fra et eventuelt solvarmeanlæg. Denne enhed vil normalt være grundlastenhed.

8. I denne celle indtastes produktionsenhedens navn.
9. I denne celle indtastes produktionsenhedens varmeeffekt. Hvis der er flere, sammenlignelige enheder, kan man indtaste den samlede varmeeffekt for disse. Er der for eksempel tre ens naturgasmotorer á 2,0 MW_{varme} pr. stk. kan man indtaste "6,0" i cellen.
10. 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, for eksempel sidste års varmeproduktion.
11. 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 (9), ganget med dens tilgængelighed, jf. note (10). I cellerne (12) - (15) indtastes data for den nuværende næstbilligste produktionsenhed, når der ses bort fra et eventuelt solvarmeanlæg. Denne enhed vil normalt være mellemlastenhed.

12. Se note (8).
13. Se note (9).

14. Se note (10).

15. Se note (11).

I cellerne (16) - (17) indtastes data for den nuværende spidslastenhed. Det antages at spidslastenhedens varmeeffekt altid er tilstrækkelig, samt at dens tilgængelighed er 100 %.

16. Se note (8).

17. Se note (11).

Hvis varmeværket har færre end tre produktionsenheder (ekskl. et eventuelt solvarmeanlæg), kan man "slukke" for den billigste og/eller den næstbilligste produktionsenhed ved at sætte varmeeffekten i celle (9) og/eller celle (13) til "0,0". Man kan til gengæld ikke slukke for spidslastenheden, så hvis varmeværket kun har én produktionsenhed, for eksempel en fliskedel, så skal denne indsættes som spidslastenhed i cellerne (16) og (17).

I cellerne (18) - (35) indtastes data for varmepumpeprojektet.

18. I denne celle vælges det om varmekilden er udeluft eller om varmepumpen afkøler en væske (for eksempel grundvand, spildevand, kølevand fra en proces m.m.).

19. Her vælges det om varmepumpens COP-værdi skal beregnes eller der skal anvendes en fast defineret COP igennem beregningen. I sidstnævnte tilfælde vælges "Indtastes" i celle 19 og den indtastede værdi anvendes. Hvis værdien beregnes, korrigeres der for årlige variationer i udetemperaturen, når der bruges luft som varmekilde. For væskebaserede varmekilder, beregnes COP på baggrund af indtastede kildetemperaturer i de følgende celler, samt en defineret virkningsgrad i celle 23. For både luft og væske beregnes COP med baggrund i de valgte fjernvarmetemperaturer i celle 4 og 5. Samtidig øges COP, når der er samproduktion med kedler eller øvrige enheder bortset fra solvarme. Det skal understreges, at den beregnede COP blot skal tolkes som et udgangspunkt, og at

COP for et faktisk system vil kunne afvige væsentligt fra det, som beregnes i arket.

20. I denne celle indtastes en fast COP-værdi såfremt dette er valgt i celle 19. Alternativt udgår denne celle.

21. Her indtastes varmekildens temperatur, såfremt der er valgt "Væske" i celle 18 og "Beregnes" i celle 19. Hvis der er valgt "Udeluft" i celle 18 og/eller "Indtastes" i celle 19, udgår denne celle.

22. Her indtastes væskens udgangstemperatur fra varmepumpen (efter afkøling) såfremt der er valgt "Væske" i celle 18 og "Beregnes" i celle 19. Hvis der er valgt "Udeluft" i celle 18 og/eller "Indtastes" i celle 19, udgår denne celle.

23. I denne celle indtastes systemets Lorentz-virkningsgrad, jf. Drejebogens afsnit 3.4.1. Lorentz-virkningsgraden ligger typisk mellem 35 % og 60 %. Varmepumpens COP i celle (38) beregnes ud fra de indtastede temperaturer for fjernvarmevand og varmekilde, samt denne virkningsgrad. Som udgangspunkt vil man kunne regne med en virkningsgrad på minimum 50 % i de fleste tilfælde. I tilfælde hvor temperaturløftet fra varmekilde til fjernvarmesystemet er lav, vil virkningsgraden dog være dårligere. Er temperaturløftet mellem varmekilden og fjernvarmesystemets fremløbstemperatur mindre ca. 40 °C, bør virkningsgraden derfor sættes til omkring 40 %. Det skal understreges, at den beregnede COP blot skal tolkes som et udgangspunkt, og at COP for et faktisk system vil kunne afvige væsentligt fra det, som beregnes i arket.

24. I denne celle indtastes varmepumpeprojektets samlede specifikke investering, inklusive varmekilder, tilslutninger på varm side samt eltilslutning m.m. I nogle projekter har den specifikke investering været omkring 7,5 mio.kr./MW_{varme} (hvoraf selve varmepumpen udgør omkring halvdelen), men der kan være store forskelle fra projekt til projekt. Hvis projektet modtager anlægstilskud, skal dette fratreges beløbet. Værdien af energibesparelsen indregnes automatisk og skal derfor ikke fratreges her.

25. I denne celle indtastes varmepumpens varmeeffekt. For luftvarmepumper angives ydelsen ved en udetemperatur på 0 °C. Her-

fra beregnes varmepumpens effekt ved andre temperaturniveauer. Det skal understreges, at denne temperaturkorrektio n kan afvige afhængigt af varmepumpetype og teknisk udførelse.

26. I denne celle indtastes varmepumpens årlige tilgængelighed. Den vil typisk være høj for selve varmepumpen, men kan begrænses af varmekilden. Er varmekilden for eksempel kun til rådighed i 5000 timer om året, indtastes $5000/8760 = "57\%"$ i cellen.
27. I denne celle indtastes den forventede, gennemsnitlige elpris over de næste ca. 10 år, inklusive elspotpris, transportomkostninger, elvarmeafgift m.m. Det anbefales at læse mere om dette i drejebogens afsnit 5.2.2.
28. I denne celle indtastes de forventede variable omkostninger til drift og vedligehold, inklusiv forventede eftersyn, reoveringer og reinvesteringer i projektets levetid. For de fleste projekter, kan der budgetteres med 15 kr./MWh_{varme}.
29. Hvis varmeværket betaler for energien i varmekilden, for eksempel i form af overskudsvarme fra en virksomhed, indtastes MWh – prisen for dette i denne celle. Hvis varmeværket ikke betaler for energien i varmekilden, for eksempel hvor der anvendes luft eller grundvand, indtastes "0" i cellen.
30. Hvis (en del af) den producerede køling sælges, for eksempel til fjernkøling eller til industriel køling, indtastes den forventede salgspris her. Værdien af køling kan for eksempel være 300 kr./MWh_{køl}. Hvis kølingen ikke sælges, for eksempel i forbindelse med en luft- eller grundvandsvarmepumpe, indtastes "0" i cellen.
31. I denne celle indtastes andelen af køling, som sælges. Hvis der for eksempel kun sælges køling i sommerhalvåret, indtastes eksempelvis "50%" i cellen. Hvis kølingen ikke sælges, indtastes "0%" i cellen. Det bemærkes at mindst én af cellerne (29), (30) og (31) normalt vil være "0", selvom dette ikke er et krav.
32. 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 (51).

33. I denne celle indtastes projektets afskrivningsperiode, som typisk vil være 10-15 år. Afskrivningsperioden bør ikke overstige den tekniske levetid, jf. note (32).

34. I denne celle indtastes lånerenten inklusive en eventuel garanti-provision. Cellerne (33) og (34) anvendes udelukkende til at beregne værdierne i cellerne (51), (52), (57) og (58).

35. Her indtastes værdien af den Energibesparelse som varmepumpe anlægget genererer. Værdien indtastes som kr./MWh.

Det bemærkes, at regnearket ikke medregner eventuelle indtægter i forbindelse med systemydelse r til elsystemet.

7.2 Beregningsresultater

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

36. I denne figur vises de variable varmeproduktionsomkostninger / marginale varmepriser på de forskellige varmeproduktionsenheder. Varmepumpens variable omkostninger beregnes i regnearket, jf. note (39), og de øvrige produktionsenheders omkostninger er indtastet af brugeren, jf. noterne (7), (11), (15) og (17).

37. I denne figur vises hvordan den årlige varmeproduktion fordeles mellem de forskellige varmeproduktionsenheder henholdsvis uden og med varmepumpen (VP).

38. I denne celle vises varmepumpens års-system-COP, som beregnes eller indtastes. Det skal understreges, at den faktiske COP kan afvige fra den beregnede, og at resultaterne fra denne beregning udelukkende skal ses som et udgangspunkt.

39. I denne celle vises varmepumpens variable varmeproduktionsomkostning.

40. I denne celle vises varmepumpens beregnede antal fuldlasttimer.

41. I denne celle vises den samlede bruttoinvestering før værdien af energibesparelsen fratrækkes. Bruttoinvesteringen beregnes som den specifikke investering pr. MW_{varme} (celle 42) ganget med anlæggets varmeeffekt (celle 43).
42. I denne celle vises den samlede størrelse af den energibesparelse, som projektet genererer.
43. Her vises den samlede sum for projektets energibesparelse med baggrund i den værdi som vælges i celle 35.
44. I denne celle vises nettoinvesteringen, når den samlede værdi af energibesparelsen trækkes fra bruttoinvesteringen (celle 41 og 43).
45. I denne celle vises de årlige, variable driftsomkostninger uden varmepumpen, beregnet som den årlige varmeproduktion, jf. tabel (55), ganget med de variable produktionsomkostninger, jf. tabel (55), summeret for alle produktionsenhederne. Desuden vises de gennemsnitlige driftsomkostninger pr. MWh_{varme} .
46. I denne celle vises de årlige, variable driftsomkostninger med varmepumpen, beregnet som den årlige varmeproduktion, jf. tabel (55), ganget med de variable produktionsomkostninger, jf. tabel (55), summeret for alle produktionsenhederne. Desuden vises de gennemsnitlige driftsomkostninger pr. MWh_{varme} .
47. I denne celle vises varmepumpeprojektets årlige driftsbesparelse. Desuden vises den gennemsnitlige driftsbesparelse pr. MWh_{varme} .
48. I denne celle vises projektets simple tilbagebetalingstid.
49. I denne celle vises projektets interne rente, beregnet ud fra investeringen i celle (44), den årlige driftsbesparelse i celle (48) og projektets tekniske levetid i celle (32).
50. I denne celle vises 1. års kapitalomkostninger på et annuitetslån, beregnet ud fra cellerne (33), (34) og (55).
51. I denne celle vises 1. års nettobesparelse, beregnet som driftsbesparelse(47) minus 1. års kapitalomkostninger.
52. I denne figur vises en døgnbaseret varighedskurve for varmeproduktionen uden varmepumpen. Solvarmeproduktionen er fordelt efter et standardiseret referenceår, og den faktiske solvarmeproduktion kan derfor være fordelt væsentlig anderledes.
53. I denne figur vises en døgnbaseret varighedskurve for varmeproduktionen med varmepumpen. Solvarmeproduktionen er fordelt efter et standardiseret referenceår, og den faktiske solvarmeproduktion kan derfor være fordelt væsentlig anderledes.
54. I denne tabel vises antallet af fuldlasttimer, den årlige varmeproduktionsfordeling for de forskellige varmeproduktionsenheder henholdsvis uden og med varmepumpen. Længst til højre ses produktionsafhængige varmeproduktionspris for de forskellige enheder.
55. I denne celle vises varmepumpens kapitalomkostninger pr. produceret varmeeenhed.
56. I denne celle vises den samlede varmepris fra varmepumpen, hvor både produktionsafhængige- og kapitalomkostninger indgår.
57. I denne celle ses den gennemsnitlige varmeproduktionspris for det samlede system uden varmepumpen.
58. I denne celle ses den gennemsnitlige varmeproduktionspris for det samlede system med varmepumpen.

8 Tariffer og organisatoriske forhold

8.1 Generelt

I fremtiden vil fjernvarme i højere grad komme fra tre nye kilder hvor varmepumper kan indgå:

1. Vedvarende energikilder
2. Samproduktion med køling
3. Overskudsvarme

Ved samproduktion med køling eller udnyttelse af overskudsvarme, bindes fjernvarmeproduktionen op på samarbejder med private virksomheder eller andre selskaber, hvor aftaler og kontraktforhold kan være vigtige elementer i varmeproduktionen.

Det kan komme på tale at vindmølleejere eller evt. solcelleejere etablerer varmepumpe ved elproduktionsanlægget for at kunne producere varme i perioder med lave elpriser og udnytte fordele ved nettoafregning af elektriciteten. I det tilfælde vil der typisk blive aftalt en varmepris som er på niveau med den laveste alternative varmepris i fjernvarmesystemet. Det skal påses at varmeprisen efterlever varmforsyningslovens prisbestemmelser jf. varmforsyningslovens § 20 stk. 1, se (Dansk Fjernvarme, 2015).

I afsnit 8.2-8.4 diskuteres de organisatoriske forhold for disse varmekilder. Herunder ejerforhold og placering af anlægget. Dette har betydning for de afgifter der skal betales. Dansk Fjernvarme har udarbejdet et notat som behandler de nuværende afgiftsforhold for varmepumper i forskellige konstellationer og ejerskabsforhold (Dansk Fjernvarme, 2018).

I forhold til afgiftsbetalingerne anbefales det at få beskrevet den valgte løsning og produktionsformen, og indhente et bindende svar fra SKAT.

I afsnit 8.5 diskuteres fjernvarmens betaling for varmen fra varmekilden.

Afsnit 8.6 fokuserer på fremvarmetariffer overfor forbrugerne.

8.2 Organisatoriske forhold for vedvarende energikilder

Det vil typisk være fjernvarmeselskabet der etablerer en varmepumpe, som udnytter vedvarende energikilder såsom solvarme, grundvand, søer eller udeluft. Varmepumpen vil typisk placeres ved varmekilden og/eller i forbindelse med eksisterende elektricitetsforbindelse.

8.3 Organisatoriske forhold ved samproduktion af køling og fjernvarme

I et fjernvarmeområde vil der ofte være virksomheder, institutioner eller butikker som har kølebehov. Varmen bortledes ofte i tørkølere eller køletårne, men efter en ændring i afgiftslovgivningen, er det blevet muligt at anvende denne varme til eget opvarmningsbehov. Hvis varmeproduktionen overstiger eget behov, kan den overskydende varme sælges til fjernvarmeselskabet.

I sådanne tilfælde kan virksomheden eje og drive et varmepumpeanlæg og sælge den overskydende varme til fjernvarmeselskabet. Ofte fin-

des fjernvarmetilslutningen allerede, idet varmebehovet hidtil har været dækket via fjernvarmelevering.

Hvis man samproducerer køling og varme, er det vigtigt at anvende den producerede varme til at dække eget opvarmningsbehov først. Da varmebehovet er mindst om sommeren hvor kølebehovet er størst, vil mængden af overskudsvarme ofte være størst om sommeren. Omvendt vil der være mindst kølebehov om vinteren hvor varmebehovet er størst og det kan i mange tilfælde forekomme at der må suppleres med ekstra varme fra fjernvarmesystemet.

De kølemaskiner som producerer fuldt ud om sommeren og med reduceret effekt om vinteren, kan anvendes til at producere mere fjernvarme om vinteren. Varmekilden til denne varme kan komme fra udeluften eller evt. andre tilgængelige varmekilder. Det vil i visse tilfælde være muligt at reversere det køletårn som bortkøler varmen om sommeren til at udnytte varme fra udeluften om vinteren.

En anden organisatorisk mulighed er at etablere et fjernkølesystem, hvor et selvstændigt fjernkøleselskab leverer køleeffekten til virksomheden, institutionen eller butikken samt sideløbende varme til varmebehovet. Fjernkøleselskabet kan være en selvstændig del af fjernvarmeselskabet. Fordelen ved denne konstruktion er at der kan opnås større synergieffekter mellem fjernvarmeselskabet og evt. flere kølekunder samt bedre samlede driftstider på anlæggene, hvilket minimerer både investeringer og driftsomkostninger.

Afgiftsforholdene for de konkrete løsninger vil afhænge både af de processer der skal køles og hvor kølemaskinerne/varmepumperne placeres, både fysisk og ejerskabsmæssigt (Dansk Fjernvarme, 2018). I kapitel 5 findes desuden en beskrivelse af overskudsvarmeafgiften inkl. eksempler på afgørelser om overskudsvarme i Skatterådet og Landsskatte retten.

8.4 Organisatoriske forhold for overskudsvarme

Med overskudsvarme som kilde, kan det være en udfordring at finde ud af om varmepumpen skal finansieres af virksomheden eller af fjernvarmeselskabet. Der kan ske teknologiske ændringer, så overskudsvarmemængderne mindskes, eller at industrien i værste fald lukker processen. Hvis varmepumpen finansieres af virksomheden, kan det medføre relativ højere varmebetaling til virksomheden pga. investeringsomkostningerne og ønske om en kort tilbagebetalingstid. Hvis fjernvarmeselskabet finansierer varmepumpen skal der betales færre penge til virksomheden med overskudsvarmen. Til gengæld skal fjernvarmeselskabet betale kapitalomkostninger i forhold til hvor længe overskudsvarmen forventes at være tilgængelig.

Virksomheden vil ofte have behov for at udnytte noget af overskudsvarmen til egen rumopvarmning, hvilket kan trække i retning af at virksomheden ejer varmepumpen, såfremt alternativet er fuld fjernvarmepris på rumvarmen.

Det er derfor vigtigt at finde en model, hvor usikkerheder og risici vægtes i forhold til hvem der gennemfører investeringen i varmepumpen. Yderligere information om indgåelse af aftaler om køb af overskudsvarme, inspiration til kontrakter og incitamenter i prisaftaler, afregningsaftaler og lovgivning kan findes i to publikationer med fokus på overskudsvarme (Dansk Fjernvarme, 2015) og (Dansk Fjernvarme, 2017).

8.5 Fjernvarmens betaling til leverandører

Når fjernvarmeværker modtager varme fra tredjepart er der flere forhold som gør sig gældende for prissætningen af denne varme. Varmen kan være ved høj temperatur, så den kan bruges direkte i fjernvarmen, eller også kan den anvendes som kilde til en varmepumpe. Udfordringen ved prissætningen af varmen er, at fjernvarmeproduktionsprisen er ikke konstant over året, og derfor er varmen fra tredjepart ikke altid lige meget værd for værket. Prisen som værket skal betale til leverandøren bør afspejle dette.

Hvis varmepumpen er ejet af leverandører vil disse optimere deres drift i forhold til deres udgifter, herunder elprisen, og den pris de kan sælge varmen til. Fjernvarmeværket, som skal købe varmen, vil optimere deres køb af varme i forhold til værkets øvrige produktionsmuligheder. Værkets resulterende varmepris vil variere i forhold til de samlede produktionsomkostninger og vil derfor variere over året. Det er derfor vigtigt at indbygge incitament i aftalen om prissætningen mellem værk og leverandør, således at både leverandørens system og fjernvarmeværkets system optimeres. Dette vil formodentlig gøres bedst med en varierende pris i de enkelte timer.

Hvis varmepumpen er ejet af værket bliver optimering af driften af varmepumpen en brik i optimeringen af det samlede værk. Det kan her være vigtigt at overveje om leverancen af varme er konstant eller om denne kan varieres, evt. lagres, i forhold til optimering af den samlede drift. Prissætningen bør afspejle disse forhold.

8.6 Fjernvarmetariffer overfor forbrugerne

Introduktion af store varmepumper i fjernvarmesystemet og hos leverandører af fjernvarme medfører et øget incitament til optimering af temperaturerne på fremløbet, idet varmepumpens effektivitet er direkte afhængig af hvilken temperatur varmen skal leveres til. Der er tale om markante effektivitetsforbedringer hvis bare fremløbstemperaturen kan sænkes med få grader.

En bedre udnyttelse af potentialet for store varmepumper hænger derfor sammen med et øget fokus på incitament til at sænke returtemperaturen og sænke kravet til fremløbstemperatur.

9 Udbud og valg af leverandør

Et varmempumpeprojekt kan generelt udbydes på samme måde som andre fjernvarmeprojekter, men der er naturligvis en række punkter, som er specifikke for varmempumpeprojekterne. Disse beskrives i dette kapitel.

Før en varmempumpe udbydes skal man blandt andet have styr på varmemumpens dimensioneringsgrundlag, som indeholder varmekilde (jf. kapitel 2), varmeafsætningen og systemintegrationen, jf. afsnit 3.6. Der skal også være en positiv projektøkonomi baseret på budgetterede virkningsgrader og investeringsbehov. Det anbefales samtidig, at man har et godkendt projektforslag i henhold til Varmeforsyningsloven, da terminer i udbudsmaterialet ellers må være tentative.

Varmepumpeprojekter kan være komplicerede, blandt andet fordi varmemumpen skal tilsluttes både elnettet, det eksisterende SRO-system, varmekilden og fjernvarmesystemet, og selve varmekilden kan være et projekt i sig selv. Typisk skal der også etableres et separat, støjisoleret rum, hvori varmemumpen skal etableres. Det er de færreste varmempumpeprojekter, der vil være ens, og de fleste leverancer vil derfor blive skræddersyet til det aktuelle fjernvarmesystem, ligesom det også ses indenfor køleindustrien.

Et varmempumpeprojekt vil typisk blive udbudt som totalentreprise eller i separate entrepriser. Begge dele har nogle fordele og ulemper.

Fordelene ved totalentrepriser er blandt andet følgende:

- Med en totalentreprise er det entreprenørens ansvar at koordinere alle elementer og opgaver i projektet.
- Det er nemmere at placere ansvaret, såfremt leverancen ikke lever op til kontrakten i forhold til for eksempel ydelse, støj eller funktionalitet.

En totalentreprise har dog også nogle ulemper:

- De enkelte delelementer i varmempumpeprojekter (selve varmemumpen, varmekilde, SRO, eltilslutning og bygning) er så fagspecifikke, at flere leverandører inden for hvert fagområde alligevel bør inddrages for at sikre det bedste projekt. Udover at sikre en skarpere pris, er det erfaringen at der fås væsentlig bedre tekniske løsninger, når flere leverandører får mulighed for at byde ind med deres bud på en egnet løsning.
- De delelementer som totalentreprenøren ikke selv kan levere, skal alligevel leveres som underentrepriser, hvormed der bliver længe af afstand mellem bygherren og leverandør. Dette kan komplicere kommunikationen og føre til mindre optimale løsninger.

Det anbefales, at selve varmemumpen udbydes i en separat entreprise i større og/eller komplicerede projekter. Mindre eller mere veldefinerede varmempumpeprojekter, for eksempel 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 i forhold til et givet fjernvarmesystem. Et funktionsudbud på en varmepumpe bør som minimum indeholde følgende:

- En klar definition af anlæggets driftsområde, som indeholder relevante parametre for både varmekilde og fjernvarmesystem. Her er det særligt vigtigt, at variationer i temperaturniveauer og flow-mængder medtages.
- Designgrænser omfattende:
 - På varmepumpens kolde side: Min. og maks. flow samt maks. tryktab.
 - På varmepumpens kolde side: Min. og maks. tilgangs- og afgangstemperatur.
 - På varmepumpens varme side: Min. og maks. flow samt maks. tryktab.
 - På varmepumpens varme side: Min. og maks. tilgangs- og afgangstemperatur. Det bemærkes, at krav til afgangstemperatur kan være afgørende for valgmulighederne af varmepumpeteknologi og dermed pris og virkningsgrad. Den højeste krævede afgangstemperatur bør derfor ikke sættes højere end nødvendigt.
- Krav til opstarts- og nedlukningstider
- Krav til dellast-egenskaber:
 - Minimum dellast.
 - Minimum antal lasttrin (eller trinløs med frekvensomformer).
 - Maksimalle rampetider, både op og ned.

- Klare grænseflader for:
 - Kold side (ved afkøling af vand, kan grænsefladen være på flanger)
 - Varm side: På flanger (varmepumpen indeholder dog pumper og måleudstyr)
 - Integration med SRO-anlægget: Varmepumpen har sin egen styring og grænsefladen kan være en busforbindelse til den overordnede SRO
 - El: Varmepumpen vil normalt have sin egen el- og styretavle, og her kan grænsefladen være hovedforsyningen af eltavlen.
- Krav til fysisk dimensionering (eventuelt suppleret med en bygningstegning)
- Eventuelle krav til kølemidler, for eksempel i forhold til brændbarhed.
- Eventuelle krav til støj. Det anbefales dog at opstille varmepumpen i et dedikeret, lydisoleret rum.
- Planlagt elforsyning, spænding, maks. effekt (kVA), samt kortslutningsniveau på nærmeste hovedtavle.

Tilbuddet skal som minimum omfatte ovenstående punkter samt

- 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.
- I alle garantipunkterne:
 - Kompressorernes optagne eleffekt 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, 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 ydelsestest i den faktiske installation på varmekædet. Generelt anbefales det dog, at der altid gennemføres en ydelsestest i den endelige installation, da der ikke bør være noget til hindring for dette.

Samtidig er det vigtigt, at leverandøren bidrager til indjustering og optimering af anlægget ved de konkrete driftsforhold. Dette sikres i højere grad, når ydelsestesten gennemføres i den endelige installation. Disse processer skal naturligvis beskrives tydeligt i udbudsmaterialet, så leverandøren har mulighed for at indregne omkostninger og tidsforbrug i tilbuddet.

9.2 Valg af leverandør

Ved vurdering af forskellige tilbud, er det vigtigt at anvende kriteriet "det økonomisk mest fordelagtige tilbud", og ikke anvende kriteriet "den laveste pris". Dette skyldes, at rentabiliteten af et varmepumpeprojekt altid er meget mere følsom overfor COP og de løbende driftsudgifter end overfor investeringen.

Det anbefales endvidere at opstille en realistisk, økonomisk model i udbudsmaterialet, så tilbudsgiverne er i stand til at foretage korrekt optimering af det tilbudte anlæg i forhold til kriteriet "det økonomisk mest fordelagtige tilbud".

Såfremt driftsbetingelserne varierer over året, for eksempel temperatur-niveauer eller varmekildens tilgængelighed, skal dette indgå i den økonomiske model.

9.3 Kontrakt

Udover at omfatte leverancens tekniske indhold, skal kontrakten med den valgte leverandør indeholde de tilbudte garantidata samt konsekvenserne for leverandøren, såfremt leverancen ikke lever op til den garanterede ydelse og/eller virkningsgrad.

Her er det vigtigt at anerkende, at de fleste varmepumpeanlæg udelukkende etableres for at kunne producere billigere varme end værkets eksisterende enheder. Såfremt anlægget ikke leverer den aftalte varmeydelse eller har højere driftsomkostninger end tilbudt, kan hele baggrunden for investeringen derfor være ødelagt. Hvis varmeydelse og virkningsgrad er lavere end det aftalte har leverandøren ikke leveret det, som der er betalt for. Derfor er det rimeligt at fastsætte en bod såfremt anlægget afviger fra den garanterede ydelse, og dermed har en lavere værdi for bygherre.

Med hensyn til ydelsen kan der fastsættes en bod på omkring 3-5000 kr./kW manglende ydelse. Den faktiske omkostning for bygherre vil typisk være større, men branchen er normalt ikke indstillet på en højere bod. Bygherren løber hermed en risiko, idet bygherrens samlede investering måske er op imod det dobbelte. På samme måde kan der indbygges en bonus til leverandøren, hvis ydelsen er bedre end den garanterede. Her bør der dog være en øvre grænse, da bygherre kun har gavn af en væsentlig højere varmekapacitet, såfremt varmen kan afsættes.

Det anbefales endvidere at indbygge et dødbånd i garantien på eksempelvis $\pm 3\%$, så der tages højde for måleusikkerheder. Således skal der ikke betales bod, hvis ydelsen er større end 97% af den garanterede. Ligeledes skal der ikke udbetales bonus såfremt ydelsen er mindre end 103% af den garanterede. 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 1000 kW, så er der ingen bod eller bonus, såfremt den målte ydelse er mellem 970 og 1030 kW. Hvis den målte ydelse er 930 kW, så er boden $40 \text{ kW} \cdot 5000 \text{ kr./kW} = 200\,000 \text{ kr.}$, og hvis den målte ydelse er 1080 kW, så er bonussen $50 \text{ kW} \cdot 5000 \text{ kr./kW} = 250\,000 \text{ kr.}$

For virkningsgraden kan man fastsætte noget tilsvarende. Der kan fastsættes en bod på eksempelvis 2 % af entreprisesummen for hver hele procent, som anlæggets COP er mindre end det garanterede udover dødbåndet. 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 som modsvarer boden. Igen bør garantibetingelserne indeholde et rimeligt dødbånd på for eksempel $\pm 3 \%$.

Eksempel: Hvis entreprisesummen er 5,0 mio.kr., og den garanterede COP er 4,0, så er der ingen bod eller bonus, såfremt den målte COP er mellem 3,88 og 4,12. Hvis den målte COP er 3,79, er afvigelsen 0,09 i forhold til den lavest acceptable COP. Dette svarer til 2,25 % hvilket afrundes til 2,0 %. Bodens regnes herefter som: $2\% \cdot 2\% / \% \cdot 5,0 \text{ mio. kr.} = 200\,000 \text{ kr.}$ På samme måde kan en bonus fastlægges, såfremt den målte COP er højere end det garanterede.

Bygherre bør endvidere kunne afvise leverancen, såfremt den beregnede bod overstiger eksempelvis 20 % af entreprisesummen.

Kontrakten bør omfatte en procedure for, hvorledes varmepumpens ydelse og virkningsgrad eftervises. Det vil normalt være vanskeligt at teste varmepumpen præcist i et designpunkt. Kontrakten bør derfor ligeledes beskrive, hvorledes der omregnes mellem designpunkter og testpunktet, for eksempel ved hjælp af 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, som for eksempel 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 da de fleste varmepumper er specialbyggede, og beregningerne derfor ikke er automatiserede, er det 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 kan blive aktuelle for standardiserede varmepumpeløsninger.

10 Test af ydelse/aflevering

Varmepumper installeres stort set udelukkende for at sænke varmeproduktionsprisen på baggrund af varmepumpens lave energiforbrug. Driftsøkonomien er derfor altafgørende, og hvis varmepumpens ydelse ikke lever op til det specificerede, kan hele grundlaget for investeringen falde fra hinanden. Det er således vigtigt at efterprøve, at et leveret anlæg fungerer optimalt i forhold til det aftalte.

Som nævnt i afsnit 3.6 om systemintegration er temperatur og flowmængde for både varmekilde og fjernvarmevand afgørende for varmepumpers ydelse og COP. Selv små afvigelser kan ændre varmepumpens ydelse markant både i positiv og i negativ retning. Når en varmepumpe ordres er det vigtigt, at leverandøren gøres opmærksom på de variationer som kan opstå i systemet, så varmepumpens ydelse kan beregnes ved forskellige relevante driftspunkter. Hermed har man også et bedre udgangspunkt for en garantiprøve i forbindelse med afleveringen.

Der findes ikke afprøvningsstandarder, som er direkte anvendelige i forhold til varmepumper i fjernvarmesystemer. Der findes en Europæisk standard (EN12900), som primært bruges til test af mindre køle- og varmepumpeanlæg, samt en standard for krav til målenøjagtighed (ISO 917 Annex A). Metoderne i disse standarder er primært tiltænkt akkrediteret afprøvning af standardprodukter til individuel opvarmning. Tolerancerne for afvigelser i ydelse og virkningsgrad er derfor meget store, og samtidig er det stort set kun muligt at overholde kravene til målenøjagtighed under laboratorielignende forhold.

Derfor anbefales det, at bygherre eller dennes rådgiver selv definerer ydelsestesten og de acceptable afvigelser, som beskrevet i kapitel 9 og

afsnit 10.3 herunder. Indholdet af EN12900 og ISO 917 Annex A gennemgås kort i det følgende.

10.1 Europæisk standard EN12900

Den europæiske standard EN12900 vedrører ydelsestests for køle- og varmepumpesystemer med fortrængningskompressorer (som anvendes i varmepumper til fjernvarmeproduktion). 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 vil et eventuelt større elforbrug dog ikke være en byrde for anlægsejeren, da dette også indeholdes i anlæggets COP. Et højere elforbrug vil derfor også give en højere varmeydelse, såfremt COP lever op til det angivne. Er der begrænsninger på strømforsyningen til varmepumpen, kan det dog give mening at indeholde dette punkt også.

COP

I henhold til EN12900 må anlæggets COP målt på kølesiden ikke være lavere end 90 % af det specificerede. Når der er tale om varmepumper, bør COP måles på den varme side. Elforbruget bør måles på varmepumpens eltavle. Dog skal elforbrug til eventuelle pumper på fjernvarmesiden beregnes særskilt, fordi varmepumpeanlægget kun delvist har indflydelse på elforbruget i væskepumperne på kold og varm side, da det samlede differenstræk typisk vil være større end tryktabet igennem varmepumpen alene.

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 el-forbrug: 1 % af det målte
- Vandflow
 - Alt vandflow: 1 % af det målte¹⁷
- 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 følerlommer med isolering, mens flowmålere kræver lange, lige rørstræk.

I de fleste tilfælde vil det således ikke være nødvendigt at gennemføre en garantiprøve ud fra ovenstående. Hvis bygherre ønsker at anvende de eksisterende standarder er det vigtigt, at anlægget er udstyret med eller

¹⁷I tilfælde hvor en flowmåler er monteret, så kalibrering ikke er mulig, kan det tillades at estimere usikkerheden i henhold til ISO 5168.

forberedt for montage af det relevante udstyr. Hermed kan et uvildigt prøvningsorgan montere måleudstyr i forbindelse med en test.

10.3 Fremgangsmåde for garantiprøver

Det anbefales som udgangspunkt, at der gennemføres en simpel test ved afleveringsforretningen med de monterede el- og energimålere. Disse vil typisk være afregningsgodkendte, og i de fleste tilfælde vil nøjagtigheden være tilstrækkelig til at eftervise ydelsen i forhold til den afvigelse som accepteres jf. udbudsmaterialet, som beskrevet i kapitel 9. Denne afvigelse kan eksempelvis være $\pm 3\%$.

En test med de eksisterende målere vil ofte vise om anlægget ligger inden for de tilladelige tolerancer, eller om en mere nøjagtig måling eventuelt kan blive nødvendig. Ved garantitesten kan det ofte være svært at ramme et af de beregnede driftspunkter helt nøjagtigt på grund af afvigelser i temperaturniveauer på varmekilde eller fjernvarmeretur. Med ændrede temperaturer eller flowmængder, vil varmepumpen naturligt få en anden ydelse og effektbrug. Derfor kan det være vanskeligt at vurdere om en installeret varmepumpe reelt lever op til den specificerede ydelse eller ej. I disse tilfælde kan en uvildig rådgiver kontaktes og bidrage med en vurdering af målingerne.

I forbindelse med garantimålingerne 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 konsekvenser på varmepumpens ydelse - som illustreret i tabel 10.1. Afvigelserne kan betyde, at driften skal ændres fra fuldlast til dellast eller at varmepumpen helt skal stoppes.

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.

	Varme-ydelse	El-forbrug	COP	Frem-løbs-temp.	Dellast nødv.	Skal stoppes
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	

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

Referencer

Lovtekster

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

BEK nr. 1716 (2015). *Bekendtgørelse om varmeindvindingsanlæg og grundvandskøleanlæg, BEK nr. 1716 af 15/12/2015*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=176576>.

BEK nr. 832 (2016). *Bekendtgørelse om vandindvinding og vandforsyning, BEK nr. 832 af 27/06/2016*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=181951>.

BEK nr. 921 (2016). *Bekendtgørelse om miljøkvalitetskrav for vandområder og krav til udledning af forurenende stoffer til vandløb, søer eller havet, BEK nr. 921 af 27/06/2016*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=181969>.

Godkendelsesbekendtgørelsen (2017). *Bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomhed, BEK nr 1458 af 12/12/2017*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=194521>.

Habitatbekendtgørelsen (2016). *Bekendtgørelse om udpegning og administration af internationale naturbeskyttelsesområder samt beskyttelse af visse arter, BEK nr. 926 af 27/06/2016*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=182030>.

Miljøbeskyttelsesloven (2017). *Bekendtgørelse af lov om miljøbeskyttelse, LBK nr. 966 af 23/06/2017*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=192058>.

Naturbeskyttelsesloven (2017). *Bekendtgørelse af lov om naturbeskyttelse, LBK nr. 934 af 27/06/2017*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=192144>.

Projektbekendtgørelsen (2016). *Bekendtgørelse om godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg, BEK nr 825 af 24/06/2016*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=183229>.

Spildevandsbekendtgørelsen (2017). *Bekendtgørelse om spildevandstiladelser m.v. efter miljøbeskyttelseslovens kapitel 3 og 4, BEK nr 1469 af 12/12/2017*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=194212>.

Vandforsyningsloven (2017). *Bekendtgørelse af lov om vandforsyning m.v., LBK nr. 125 af 26/01/2017*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/r0710.aspx?id=186424>.

Varmeforsyningsloven (2017). *Bekendtgørelse af lov om varmforsyning, LBK nr. 523 af 22/05/2017*. URL: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=190081>.

Andre kilder

- Dansk Energi (2014). *Vejledning om nettilslutning af elkedler (Herunder varmepumper der opfylder betingelserne i elpatron-ordningen)*, 2014. URL: <https://www.danskeenergi.dk/udgivelser/vejledning-om-nettilslutning-elkedler>.
- Dansk Fjernvarme (2015). *Aftalepunkter ved indgåelse af aftale om køb af overskudsvarme*. URL: <http://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/projekter/drejobog-om-store-varmepumper-2017>.
- Dansk Fjernvarme (2017). *Redegørelse: Overskudsvarme afregningsaftaler*. URL: <http://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/projekter/drejobog-om-store-varmepumper-2017>.
- Dansk Fjernvarme (2018). *Afgifter for eldrevne varmepumper i fjernvarmesystemer*. URL: <http://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/projekter/drejobog-om-store-varmepumper-2017>.
- Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, m.fl. (2013). *Energistyrelsens Drejobog om geotermi - Etablering og drift af geotermiske anlæg til fjernvarmeforsyning*, Grøn Energi, GEUS, Ross Engineering og Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, 2013. URL: http://www.geus.dk/program-areas/energy/denmark/drejobog_for_geotermi_2014-01-21.pdf.
- Ea Energianalyse (2011). *VindVarme - Skitseprojekt om fjernvarme fra vindmøller og varmepumper*, Ea Energianalyse, 2011. URL: http://www.ea-energianalyse.dk/papers/929/929_vindvarme_skitseprojekt_om_fjernvarme_fra_vindmoeller_og_varmepumper.html.
- Energistyrelsen. *Energistyrelsens Energiproducenttælling og Energistatistik*. URL: <http://www.ens.dk/info/tal-kort/statistik-nogleletal/arlig-energistatistik>.
- Hansen, Jens Würigler (2013). *Marine områder 2012*, NOVANA, Videnskabelig rapport fra DCE - Nationalt Center for Miljø og Energi nr. 77, Jens Würigler Hansen, Aarhus Universitet, Institut for Bioscience, 2013. URL: <http://dce2.au.dk/pub/SR77.pdf>.
- PlanEnergi, m.fl. (2013). *Energistyrelsens Udredning vedrørende varmelagringssteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet*, PlanEnergi, Teknologisk Institut, GEO og Grøn Energi, 2013. URL: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Forskning_og_udvikling/udredning_om_varmelagringssteknologier_og_store-varmepumper_i_fjernvarmesystemet_nov_2013.pdf.
- Viegand og Maagøe (2013). *Energistyrelsens Analyse af mulighederne for bedre udnyttelse af overskudsvarme fra industrien*, Viegand Maagøe, 2013. URL: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Energibesparelser/analyse_af_mulighederne_for_bedre_udnyttelse_af_overskudsvarme_fra_industrien.pdf.
- WellPerform, m.fl. (2014). *Energistyrelsens Udredning om mulighederne for risikoafdækning i geotermiprojekter*, WellPerform og Sandroos Advokatfirma, 2014. URL: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Geotermi/risikoudredning_geotermiprojekter2014.pdf.

A Liste over varmepumpeleverandører

Advansor A/S

Typer: CO₂-varmepumper

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

Kontaktperson: Jacob Nielsen

Danstoker A/S

Typer: Absorptions-varmepumper i forbindelse med Danstoker kedler

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

Kontaktperson: Frederik Holdgaard

EuRefa ApS

Typer: Ammoniak-, HFO-, Propan- og absorptionsvarmepumper

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

Kontaktperson: Henrik Storm

ICS Energy A/S

Typer: Ammoniak-varmepumper

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

Kontaktperson: Peter Piilgaard

Innoterm A/S

Typer: Ammoniak- og hybrid-varmepumper

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

Kontaktperson: Christian Christensen

Johnson Controls Denmark ApS, Køleteknik

Typer: Propan-, isobutan- og ammoniak-varmepumper samt absorptions-varmepumper

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

Kontaktperson: Jørgen Marcussen

Klimadan A/S

Typer: HFO-varmepumper

Hjemmeside: <https://www.klimadan.dk>

Kontaktperson: Jens Dueholm

NH3 Solutions

Typer: Ammoniak-varmepumper

Hjemmeside: <http://nh3solutions.dk/>

Kontaktperson: Mads Rudbæk

SEG A/S

Typer: Absorptions-varmepumper

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

Kontaktperson: Henning Sloth

Solid Energy A/S

Typer: Ammoniak-varmepumper. Naturgasmotor- og eldrevne.

Hjemmeside: <http://solid-group.dk/solid-energy/>

Kontaktperson: Jørn Windahl

Svedan Industri Køleanlæg A/S

Typer: Ammoniak-varmepumper

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

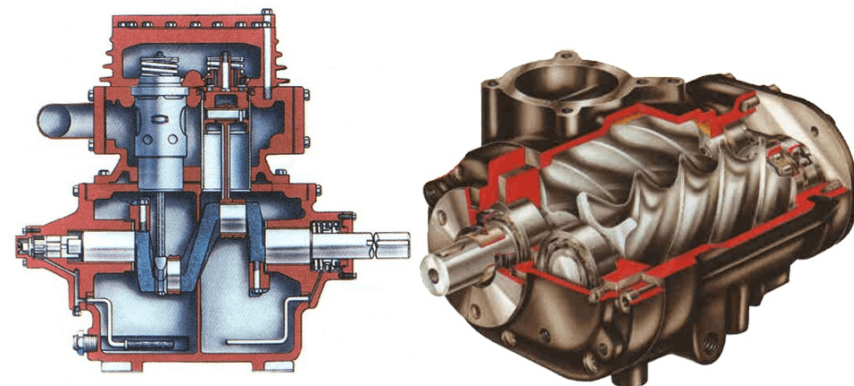
Kontaktperson: Søren Gram

B Mekaniske varmepumper med naturlige kølemidler

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

Kompressorer

Til mekaniske varmepumper anvendes primært fortrængningskompressorer, som enten er stempelkompressorer eller skruekompressorer. Fortrængningsprincippet fungerer på den måde at gassen indespærrer 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 udblæsningsside kaldes "trykforholdet". Stempelkompressorer har ofte lidt bedre virkningsgrad ved lave trykforhold, mens skruekompressorer har bedre virkningsgrad ved høje trykforhold. På grund af skruekompressorernes geometri, har denne type nogle tab som relativt bliver mindre, når størrelsen øges. Derfor anvendes der typisk ikke skruekompressorer i anlæg mindre end 3-4 MW – varme. Skruekompressorer har færre bevægelige dele og kræver derfor mindre vedligehold end stempelkompressorer.



Figur B.1 – Stempelkompressor til venstre og skruekompressor til højre.

I meget store udenlandske anlæg anvendes også dynamiske kompressorer (også kaldet turbokompressorer), hvor gassens hastighed øges og derefter omsættes til trykstigning efter Bernoullis princip, som også kendes fra blandt andet centrifugalpumper. Centrifugalkompressorerne fungerer bedst med kølemidler, som har tunge molekyler som for eksempel R134a. Kompressortypen er derfor mindre egnet til naturlige 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 temperaturniveauer, 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 med mere, der kan gøre bestemte kølemidler bedst egnede i visse applikationer. Til fjernvarmeproduktion anvendes primært ammoniak, da man herved får en høj virkningsgrad og samtidig kan anvende industrielle komponenter, som er designede til den konkrete drift. Om de enkelte kølemidler kan kort nævnes:

Kuldioxid er et gammelkendt kølemiddel, men på grund af højt arbejdstryk 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 15 år vundet stort indpas i supermarkeds-køleanlæg 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 8-12 mindre kompressorer. CO₂ har nogle termodynamiske egenskaber, som gør det særligt egnet til opvarmning af vand med et stort temperaturløft, for eksempel fra 20-70 °C.

Fordele

- Ikke giftigt, ikke brandbart
- Særligt velegnet til mindre anlæg med stort temperaturløft
- Op til 90 °C
- Stor volumetrisk kuldeydelse (kompakte anlæg)
- Kan håndtere stor temperaturforskul 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. Ammoniakanlæg 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 arbejdstryk 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 lavtryksløsninger være interessante i forbindelse med for eksempel forvarmning af returvand til en kedel.

Fordele

- Op til 95 °C
- Stort udvalg af standardkomponenter giver effektive og økonomisk fordelagtige anlæg
- Stor tilgængelighed af industrielle komponenter
- Høj virkningsgrad

Ulemper

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

Langt hovedparten af varmepumperne til fjernvarmeproduktion i Danmark, er ammoniakvarmepumper.

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. På grund af 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. Der er dog fortsat begrænset erfaring med udnyttelsen af anlægstypen og selvom der findes et stort udvalg af egnede komponenter, er leverandørerne tøvende med at give produktgaranti, når der anvendes isobutan i stedet for 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
- Komponentleverandører er tilbageholdende med at yde produktgaranti
- 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 propananlæg med noget højere tryk, men det betyder samtidig at en mindre kompressor får større ydelse. Derfor kan propananlæg være fordelagtige, når der ikke kræves høj temperatur.

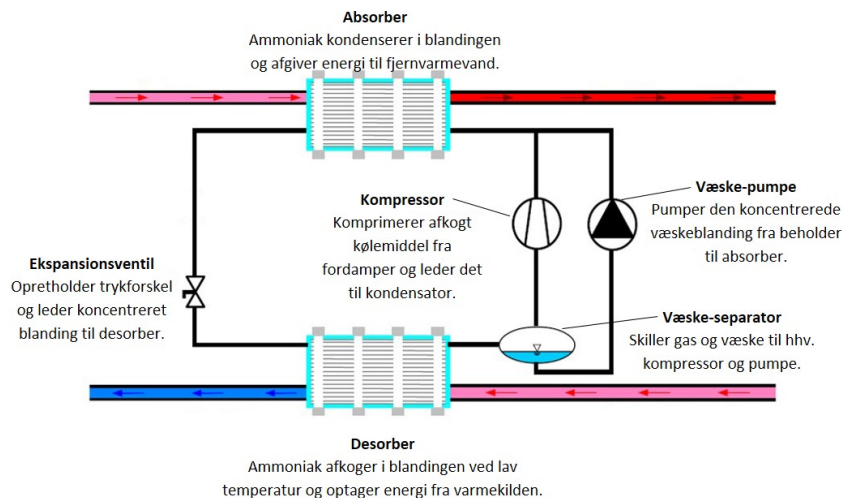
Fordele

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

Ulemper

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

NH₃/H₂O-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 ammoniakdamp, hvorefter det blandes sammen med en tynd opløsning af vand og ammoniak. Opløsningen pumpes fra en væskeudskiller og frem til kompressorens afgang af en væskepumpe, som ikke findes på traditionelle kompressionsanlæg. Ammoniakgassen 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 desorbereren. På grund trykfaldet kan ammoniakken nu koges ud af opløsningen ved en lavere temperatur og optage energi fra en varmekilde. Herefter ledes ammoniakdamp og opløsning til en væskeseparator, 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. Ved at ændre på koncentrationen i vand/ammoniakopløsningen 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 standardkomponenter
- 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

Der er installeret en hybridvarmepumpe på ca. 1,3 MW ved Løgumkloster Fjernvarme, hvor den afkøler et damvarmelager i forbindelse med et solvarmeanlæg. Herudover findes der et anlæg ved Arla i Videbæk, hvor varmepumpen producerer varme til produktion af mælkepulver.

Vanddampkompressorer 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. Her hæver vanddampkompressoren temperaturen de første 20-25 °C. Her afleveres energien til en traditionel ammoniakvarmepumpe, som øger temperaturen yderligere til den krævede fremløbstemperatur. Der arbejdes også på højtemperaturløsninger uden ammoniak i lidt mindre skala, som primært udvikles til inddampningsprocesser i industrien. Disse kan også blive interessante i fjernvarmesammenhæng på varmekilder med høj temperatur. For at udnytte fordampningsvarmen ved lav temperatur, bliver trykket meget lavt og det gør dampen tynd. Det betyder at volumenmængden bliver meget stor, og der anvendes derfor dynamiske kompressorer. Én af fordelene ved vanddamp er, at varmepumpen kan bruge vand fra havet eller søer som kølemiddel. Igennem køleprocessen destilleres en lille del af vandet, og dette kan herefter udkondenserer direkte i fjernvarmevand, således at man undgår varmeveksling på både varm og kold side. Herved fås en betydelig energigevinst, og samtidig undgår man problemer omkring tilsmudsning i varmevekslere. Teknologien kan ligeledes anvendes til produktion af is, og gør det derfor muligt at bruge havvand som varmekilde hele året. I lande som Danmark er potentialet meget stort.

Fordele

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

Ulemper

- Princippet er først lige ved at blive demonstreret
- Kræver flere trin når kold eller varm side har et større temperaturspænd

AffaldVarme Aarhus arbejder på et demonstrationsprojekt, hvor et anlæg skal producere fjernvarme til en række nyopførte ejendomme ved Aarhus havn. I første omgang etableres et pilotanlæg, som består af to parallelle enheder, der hver yder $1 \text{ MW}_{\text{varme}}$. Anlægget opbygges som et kaskadeanlæg, hvor vanddampkompressorer udvinder energi fra havvandet og afleverer den til en ammoniakvarmepumpe ved omkring 20°C . På længere sigt forventes det, at anlægget skal udbygges med yderligere enheder, så den samlede effekt bliver omkring $14 \text{ MW}_{\text{varme}}$.



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 svær at beregne.

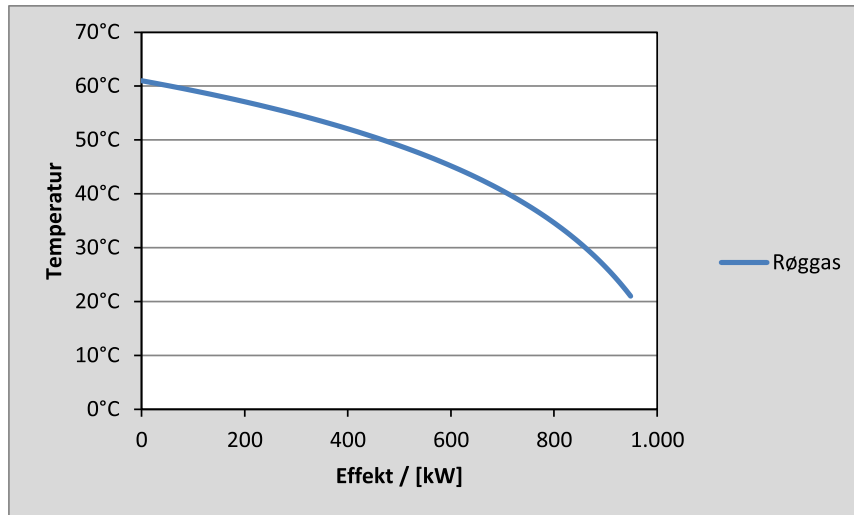
I det andet eksempel er anlægget på Skjern Papirfabrik brugt. Anlæg med varmekilder som har høj temperatur, understreger pointen særligt godt. Det skal understreges, at Skjern Papirfabrik i denne forbindelse udelukkende danner baggrund for et tænkt eksempel, og at det ikke er sikkert, at de foreslåede 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.

C.1 Installation af varmepumpeanlæg til køling af røggas på fliskedel

Træflis indeholder normalt 40-55 vægtprocent 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 °C 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 °C og 21 °C i røggas for en fliskedel, hvor selve kedlen har en effekt på 4,8 MW og vandindholdet i flisen er 50 vægtprocent.

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 scrubbertårn til røgensning og en returtemperatur på 45 °C.

Figur C.2 viser en skitse af fliskedlen på 4,8 MW. I skrubbertårnet afkøles røggassen yderligere til godt 50 °C og afgiver ca. 400 kW ekstra varme. Scrubbervandet køles fra 57 °C 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. Temperatur-

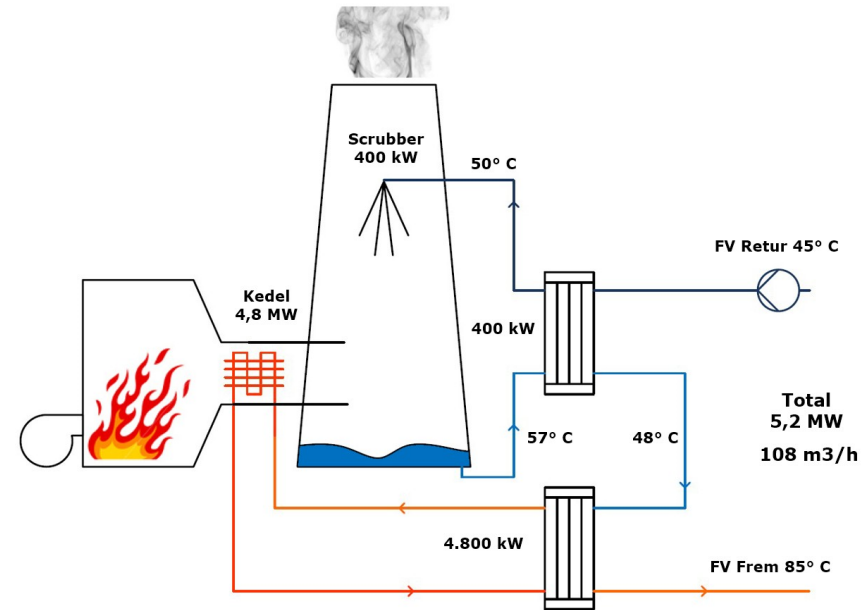


Figur C.1 – Temperatur og effekt i røggas fra fliskedel. Kilde: Teknologisk Institut.

forløbet imellem scrubbevand og røggas ses på figur C.3. Som det ses begrænses effekten af scrubbevandets temperatur på 50 °C.

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.

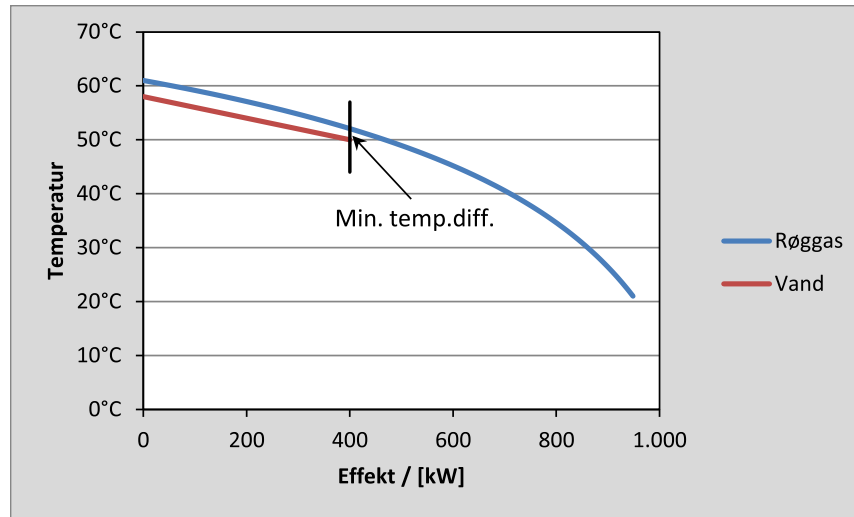
Varmepumpen (grøn) afkøler returvandet med en effekt på 400 kW og afleverer energien efter veksleren til scrubbevandet. Varmepumpen laver kun et lille temperaturløft og har derfor kun et el-optag på 50 kW. Afkølingen på 400 kW ændrer dog kun vandtemperaturen med 3 °C, hvor



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

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 ($\frac{450 \text{ kW}}{50 \text{ kW}} = 9$), er den faktiske virkning i scrubbertårnet kun 50 kW. Hertil bruger 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 scrubbevand. 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 røggaskonden-

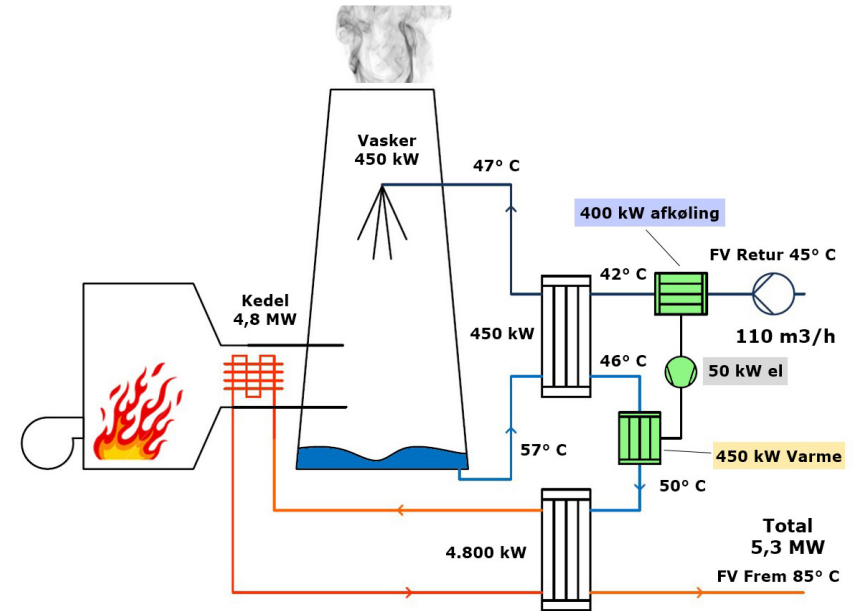


Figur C.3 – Temperaturforløb for 50°C scrubbevand og røggas. Kilde: Teknologisk Institut.

sering, bør varmepumper altid kobles på en selvstændig vandkreds, så temperaturforløbet for afkølingen kan tilpasses røggassens temperatur. Dette er skitseret på figur C.6.

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 el-forbrug på 75 kW resulterer i en øget varmeeffekt på 475 kW. System-COP'en bliver derfor $\frac{475 \text{ kW}}{75 \text{ kW}} = 6,3$.

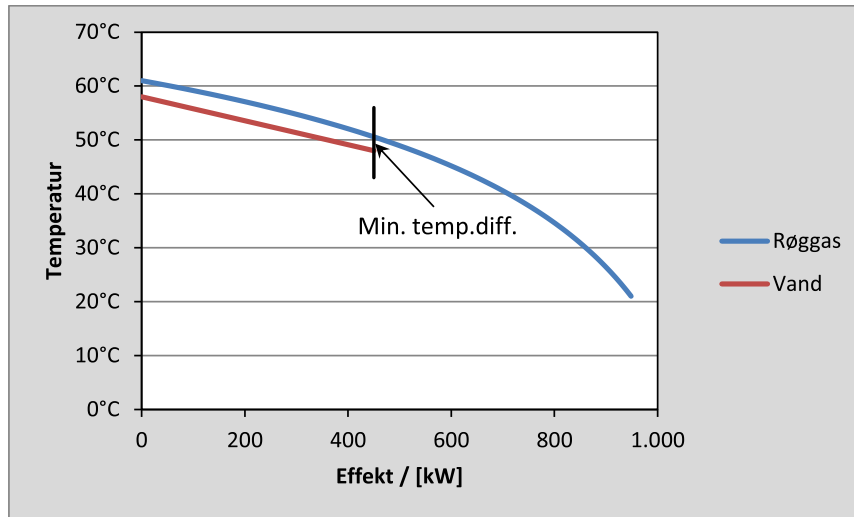
Temperaturforløbene for røggas og scrubbevand ses på Figur C.7.



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

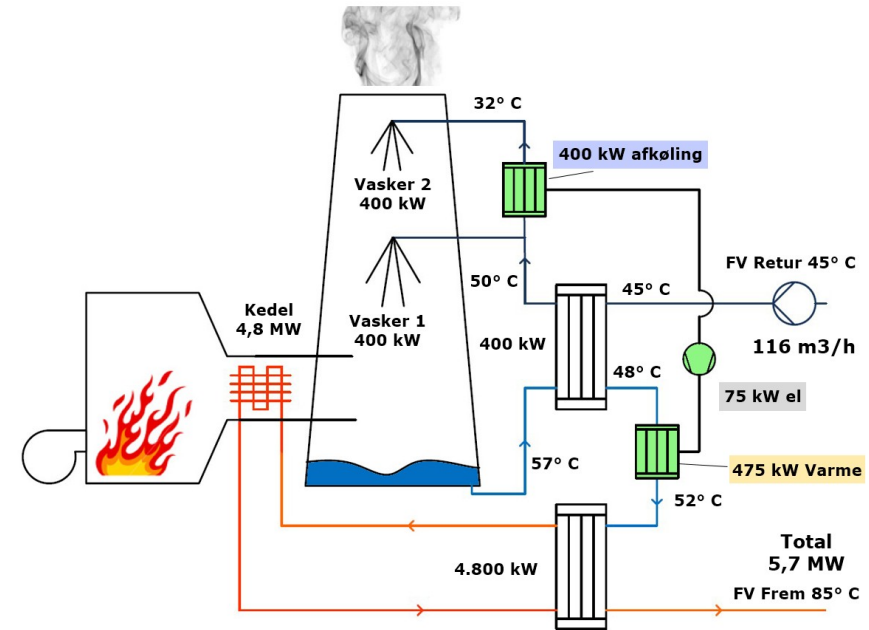
Figur C.7 viser forløbet, når der først indvindes direkte med returvand (Vasker 1) og herefter køles på en delstrøm med varmepumpen (Vasker 2). Forløbet for Vasker 1 er identisk med det på Figur C.3 og forstyrres ikke af varmepumpen. Vandstrømmen i Vasker 2 er reduceret, hvorfor linjens hældning bliver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

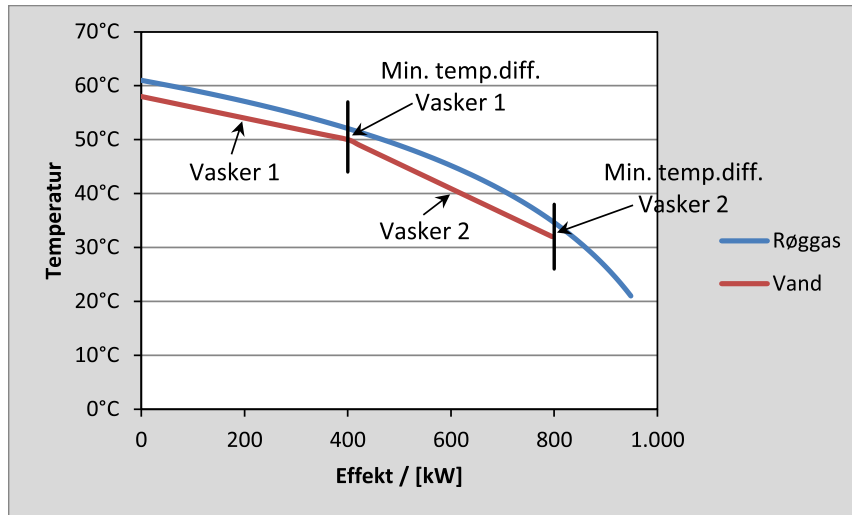


Figur C.5 – Temperaturforløb for 47 °C scrubbervand og røggas. Kilde: Teknologisk Institut.

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.6 – Fliskedel hvor en varmepumpe køler en delstrøm af scrubbervandet. Kilde: Teknologisk Institut.



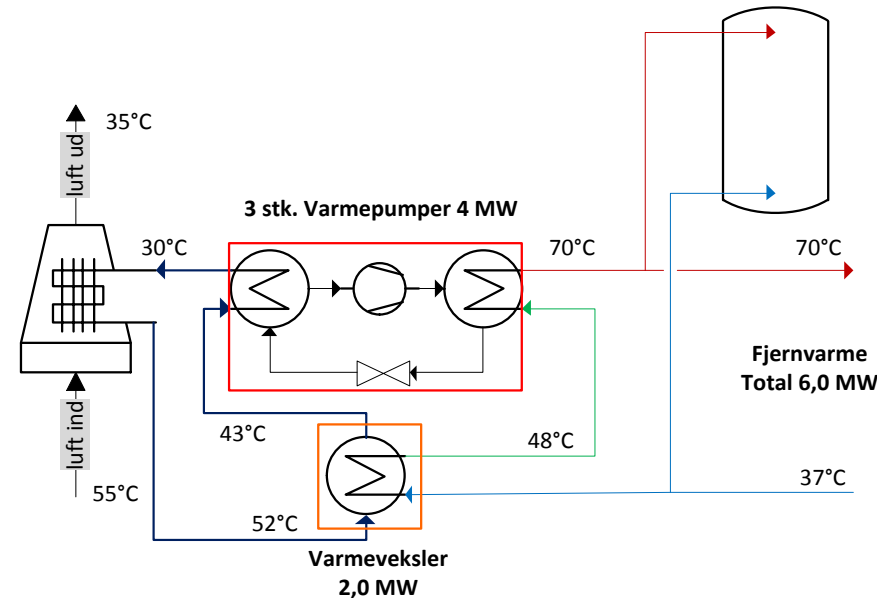
Figur C.7 – Temperaturforløb for scrubbervand og røggas med afkøling af en delstrøm. Kilde: Teknologisk Institut.

C.2 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 varmepumpe-anlæg, der udvinder energi fra tørreluft på en virksomhed. Fordi der er et overlap imellem temperaturniveauerne for overskudsvarmen og fjernvarmevand, kan en del af

varmen afsættes direkte igennem en varmeveksler uden brug af varmepumper. De tilknyttede varmepumper supplerer ved at køle afkastluften yderligere, imens fjernvarmevand hæves til fremløbstemperatur, hvilket ikke er muligt med veksleren alene. Figur C.8 viser en skitse af princippet.



Figur C.8 – Skitse af et varmepumpe-anlæg til udnyttelse af overskudsvarme. Kilde: Teknologisk Institut.

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.

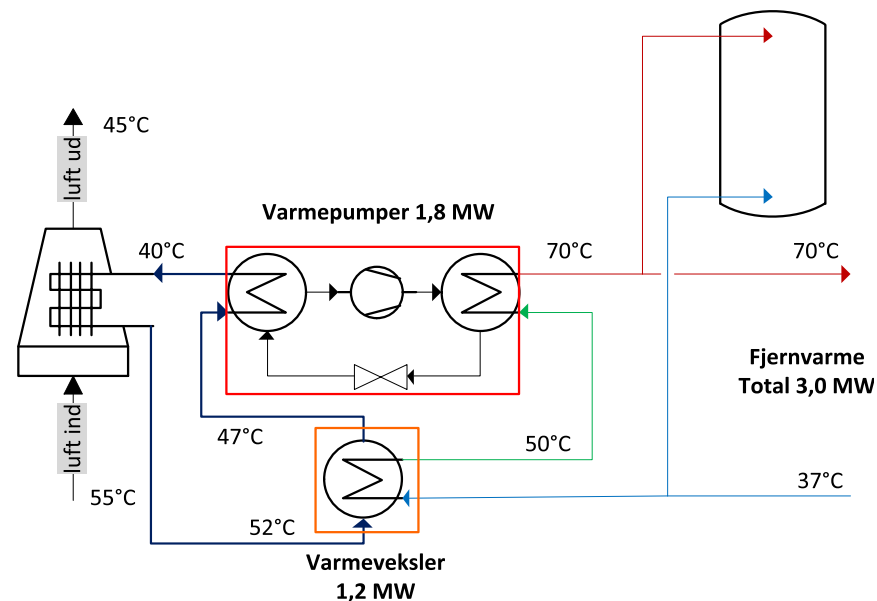
Årsagen til den høje COP er primært, at systemet omkring varmepumperne muliggør en stor andel af direkte varmeveksling, og at varmepum-

perne 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 varmepumpe-anlæggene. 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 $3 \text{ MW}_{\text{varme}}$, og tørreluften 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 dellast. 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

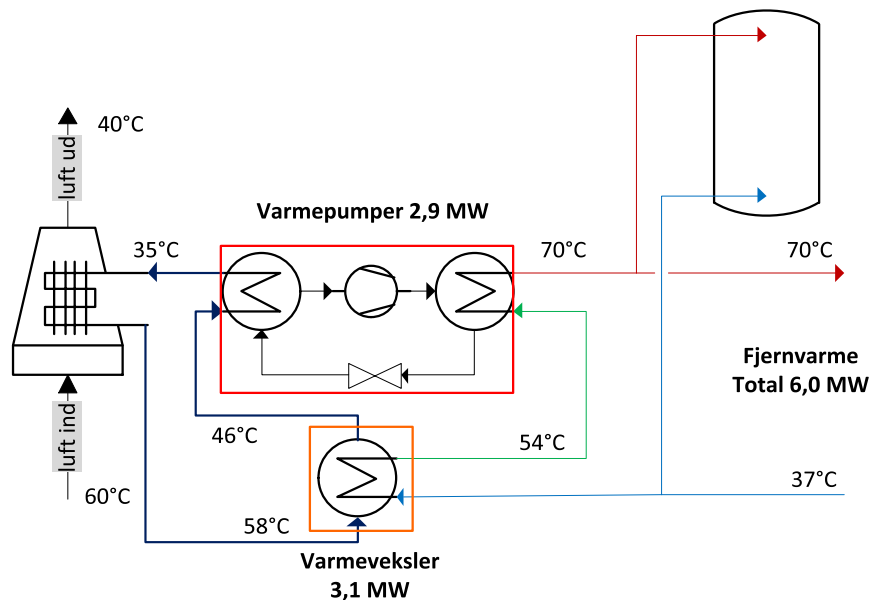


Figur C.9 – Varmepumpe-anlæg til udnyttelse af overskudsvarme ved dellast. Kilde: Teknologisk Institut.

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.

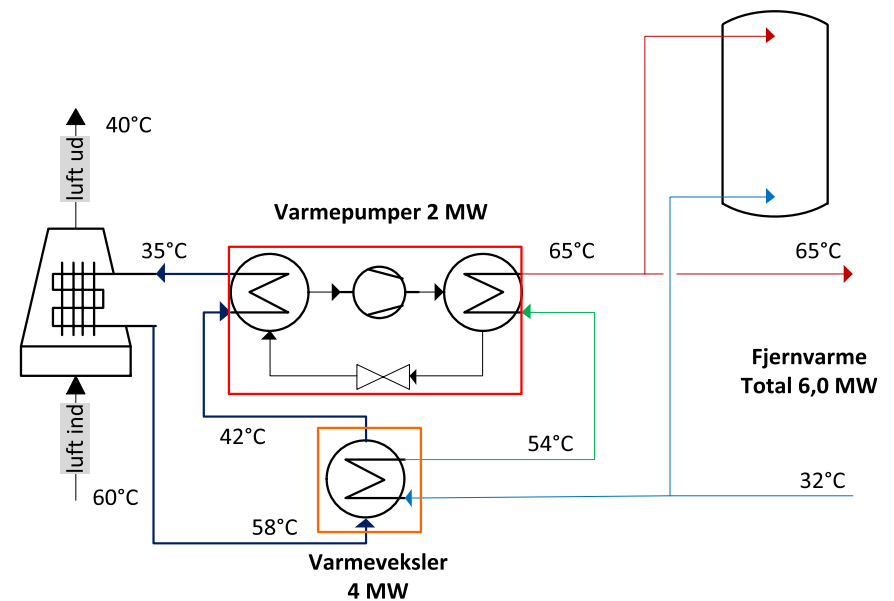


Figur C.10 – Højere temperatur på tørreluften øger virkningen af den direkte varmeveksling. Kilde: Teknologisk Institut.

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 tørreluften er 5 °C varmere.

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 varme mængde. Fordi varmpumperne kun skal løfte temperaturen til 65 °C stiger deres COP samtidig fra 5,2 i forrige eksempel til nu 5,7. Varme-



Figur C.11 – Optimering af systemet omkring varmpumperne ændrer effektiviteten markant. Kilde: Teknologisk Institut.

pumperne får derfor et effektforbrug på kun 350 kW_{el}, 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 varmpumpeanlægget alene, og det er meget vigtigt at forstå, hvor meget systemets parametre spiller ind på disse løsninger.

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 varmpumperne nu kun skal yde 2 MW. Er dette et mu-

ligt fremtidigt scenarie bør det derfor overvejes, om der skal investeres i varmepumper med en kapacitet på 4 MW.

C.3 Varmepumpe i kombination med solvarmeanlæg

Dette afsnit er uddrag fra Energistyrelsens rapport: Store varmepumper i fjernvarmeforsyningen, maj 2016 (Energistyrelsen, 2016).

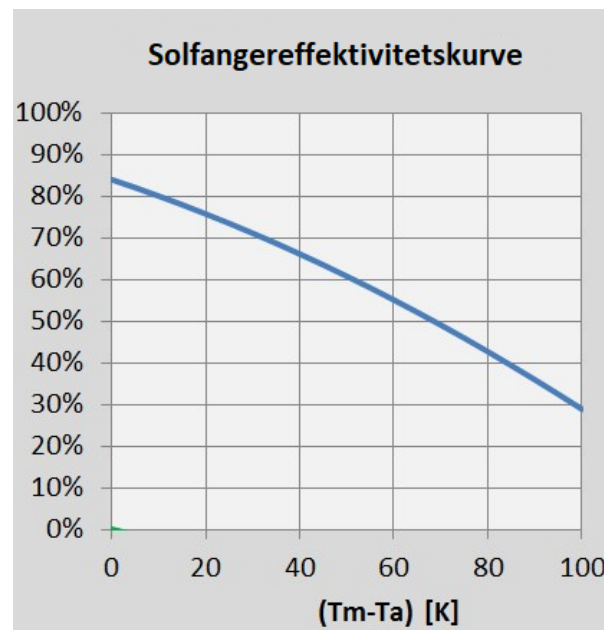
Mange af de mindre fjernvarmeværker ser en kombination af solvarme og varmepumper, som den primære produktionsform i et fremtidigt energisystem. Her forventes det, at naturgassen får en mindre rolle. Både ved eksisterende og nye solvarmeanlæg opfattes varmepumper ofte som en mulighed for at øge udbyttet fra solfangerne ved at køle glykolvandet i solfangerne.



Figur C.12 – Solvarmeanlæg ved fjernvarmeværk.

Baggrunden for kombinationen ligger i solfangernes effektkarakteristik, hvor der opnås en højere virkningsgrad med lavere glykoltemperatur.

Ved at afkøle glykolvandet kan udbyttet fra et givet solfangeranlæg altså øges. Figur C.13 nedenfor viser sammenhængen mellem en konkret solfangers effektivitet og temperaturforskellen imellem glykolvæsken og omgivelserne (luften).



Figur C.13 – Effektivitet som funktion af temperaturniveauet.

Temperaturforskellen er angivet som middeltemperaturen for glykolvandet (T_m) fratrukket luftens temperatur (T_a). Ved normal drift opvarmes glykolvandet for eksempel fra 35 til 69 °C på vejen gennem solfangeren, hvilket giver en (T_m) på ca. 52 °C (i praksis lidt højere fordi glykolvandet opvarmes hurtigere ved lav temperatur). Ved en udetemperatur på 0 °C bliver ($T_m - T_a$) derfor tilnærmelsesvist 52 K. Effektiviteten i dette driftspunkt kan dermed aflæses fra figur C.13 til ca. 60 %.

Reduceres indløbstemperaturen ved afkøling med en varmepumpe, bliver T_m lavere og effektiviteten øges. Ved en indløbstemperatur på 15 °C

Scenarie	Temperatursæt (ind-ud)	Årlig varme- produktion	Forøgelse
Reference	35-69 °C	6244 MWh	-
Afkøling af indløb	15-69 °C	7190 MWh	15 %

Tabel C.1 – Årlig varmeproduktion for 13 400 m² solfangeranlæg ved indløbstemperaturer på henholdsvis 15 °C og 35 °C.

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

Ved en simulering over en hel varmesæson, med varierende omgivelsestemperaturer, bliver den samlede effekt endnu større og kan beregnes til 15 % for et givet system. Tabel C.1 nedenfor viser den beregnede effekt for et solfangeranlæg på 13 400 m², som svarer til det, et mellemstort decentralt kraftvarmeværk vil opstille.

Som det ses af tabel C.1, øges den årlige varmeproduktion fra det konkrete solfangeranlæg med ca. 1000 MWh. Et koncept, hvor glykolvandet afkøles, inden det ledes til solfangerne, kan derfor umiddelbart virke attraktivt. Men når der regnes på det samlede system inklusive omkostninger til drift af et varmepumpeanlæg, bliver løsningen ikke rentabel. Dette illustreres ved følgende regneeksempel.

Driftsøkonomi ved kombination af varmepumpe og solfangere

En af årsagerne til, at den samlede økonomi bliver dårlig ved kombinationen er, at varmepumpen skal flytte en relativ stor energimængde, når glykolvandet til solfangerne skal afkøles fra 35 °C til 15 °C. I referencen, hvor glykolvandet opvarmes fra 35 °C, er hele varmeproduktionen fra solfangerne direkte anvendelig til opvarmning af fjernvarmevand. I scenariet hvor indløbet afkøles, er opvarmningen imellem 15 °C og 35 °C ikke direkte anvendelig og kræver et yderligere temperaturløft med var-

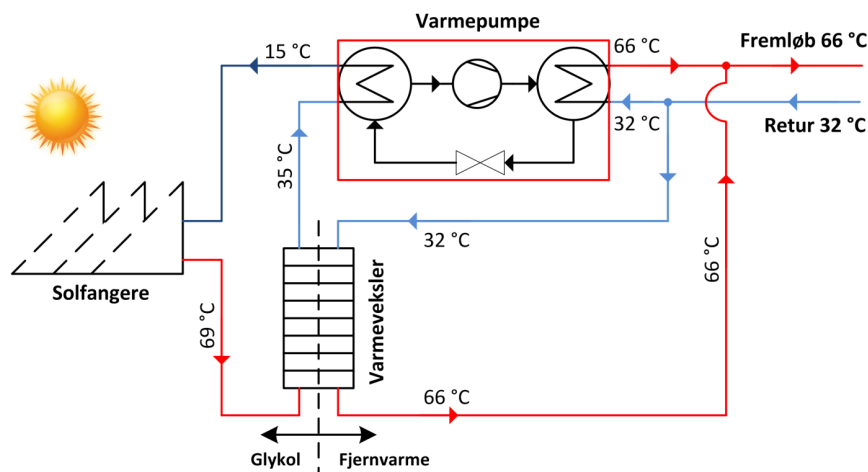
Scenarie	Temperatursæt	Årlig produktion	Direkte produktion 35-69 °C	Indirekte produktion 15-35 °C
Reference	35-69 °C	6244 MWh	6244 MWh	0 MWh
Med afkøling	15-69 °C	7190 MWh	4527 MWh	2663 MWh

Tabel C.2 – Beregnet årlig varmeproduktion for 13 400 m² solfangeranlæg opdelt på direkte og indirekte varmeproduktion.

mepumpen. Man kan altså tale om, at solfangerne har en direkte og en indirekte varmeproduktion, hvor den indirekte produktion er den energimængde, som kræver yderligere temperaturløft med varmepumpen. Dette er illustreret i Tabel C.2.

Tabel C.2 viser, at den direkte varmeproduktion fra solfangeranlægget falder fra 6244 MWh til 4527 MWh, ved afkøling af returvandet. Til gengæld producerer solfangerne en energimængde på 2663 MWh ved opvarmning fra 15 til 35 °C. Denne energimængde afkøles altså af en varmepumpe for efterfølgende at blive genopvarmet i solfangeren. Princippet i anlægsopbygningen ses på figur C.14 nedenfor.

Varmepumpen afkøler indløbet til solfangerne, så temperaturen reduceres til 15 °C. Årligt betyder dette, at varmepumpen i alt køler 2663 MWh. Den større temperaturdifferens betyder, at glykolgennemstrømningen i solfangeranlægget må reduceres for at kunne optage varme nok til at opnå en temperatur på 69 °C. På fjernvarmesiden opdeles vandstrømmen, så kun en delstrøm passerer veksleren til glykolvandet, for at modsvare den reducerede glykolstrøm. Den øvrige fjernvarmestrøm ledes igennem varmepumpens kondensatorside, hvor køleeffekten samt varmepumpens elforbrug afsættes. I det givne eksempel skal varmepumpen have en samlet varmeproduktion på ca. 3425 MWh, og med de angivne temperaturniveauer vil en varmepumpe opnå en COP på ca. 4,5. Varmepumpens elforbrug udgør således 761 MWh, som bliver til fjernvarme. Den samlede varmemængde udgør hermed:



Figur C.14 – Principskitse for sammenbygning af varmepumpe og solfangere.

- 4527 MWh - Solvarme 35-69 °C
- 2663 MWh - Solvarme 15-35 °C
- 761 MWh - Elforbrug i varmepumpen
- 7951 MWh - **Samlet varmeproduktion**

For at beregne økonomien sammenlignes varmepumpeløsningen med et referencescenarie uden varmepumpe. I referencescenariet producerer solfangerne mindre varme og det forudsættes derfor, at den manglende varmeproduktion foregår på en gaskedel. Resultaterne for referencescenariet ses i Tabel C.3.

Der regnes udelukkende med produktionsafhængige omkostninger, da det forudsættes, at både solfangeranlæg og gaskedel er eksisterende anlæg. De produktionsafhængige omkostninger til solfangeranlægget udgør 5 kr./MWh, imens gaskedlens produktionspris er 397 kr./MWh. De samlede omkostninger til drift af solfangeranlægget og produktion på gaskedlen udgør altså 708 899 kr./år.

Reference	Varme- produktion	Omkostning inkl. D & V	
Solfangere 35-69 °C	6244 MWh/år	5 kr./MWh	31 220 kr./år
Gaskedel	1707 MWh/år	397 kr./MWh	677 679 kr./år
Sum	7951 MWh/år	89 kr./MWh	708 899 kr./år

Tabel C.3 – Samlede omkostninger til varmeproduktion i referencescenariet uden en varmepumpe.

Med afkøling af indløb til solfangere	Varme- produktion	Omkostning inkl. D & V	
Solfangere direkte 35-69 °C	4527 MWh/år	4 kr./MWh	18 108 kr./år
Solfangere indirekte 15-35 °C	2663 MWh/år	4 kr./MWh	10 652 kr./år
Varmepumpe (el og D & V)	761 MWh/år	776 kr./MWh	590 536 kr./år
Sum	7951 MWh/år	78 kr./MWh	619 296 kr./år

Tabel C.4 – Samlede omkostninger til varmeproduktion i scenariet hvor indløbet til solfangerne afkøles af en varmepumpe.

Resultaterne for scenariet med varmepumpen ses i tabel C.4. Varmemængden er lige stor, og produktionsfordelingen er som beskrevet i det foregående afsnit.

Med en koldere indløbstemperatur producerer solfangeranlægget som nævnt tidligere 7190 MWh/år, hvoraf de 4527 MWh/år omsættes direkte til fjernvarme, imens de resterende 2663 MWh/år opvarmes yderligere af varmepumpen så energien kan afsættes i fjernvarmevandet. På grund af det større udbytte og den lavere vandstrøm i solfangeranlægget, bliver driftsomkostningerne pr. produceret varmenhed lidt lavere. Disse sættes nu til 4 kr./MWh. Elektricitet, afgifter samt drift og vedligehold

af varmepumpen udgør en omkostning på 776 kr./MWh og de samlede produktionsafhængige omkostninger bliver nu 619 296 kr./år.

Som det ses af eksemplet, fås en lille besparelse ved køling af indløbet til solfangerne. I referencen udgør omkostningerne 708 899 kr., imens scenariet med afkøling giver driftsomkostninger for 619 296 kr. svarende til en besparelse på ca. 13 %. Besparelsen er altså ret begrænset og det skal samtidig bemærkes, at PSO-tarif og investeringsomkostninger ikke regnes med, samt at den nedsatte elafgift for 2019 anvendes. Potentialet afhænger meget af forholdet imellem el- og gaspriser, men investeringsomkostningen vil sjældent kunne forrentes af den begrænsede besparelse. Som alternativ til et varmepumpeanlæg, kan samme besparelse opnås hvis solfangerarealet udvides med 13 %.

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

Energimæssige forhold ved konceptet

Problemet ved konceptet er, at der skal bruges en relativt stor kølekapacitet til en givet mereffekt for solfangeranlæggene. I eksemplet herover øges solfangernes produktion med 946 MWh/år, men for at opnå denne effekt, skal varmepumpen afkøle solfangervandet med i alt 2663 MWh/år.

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

I eksemplet opnås en samlet ekstra varmeeffekt i forhold til solfangeranlægget alene på 1707 MWh. 946 MWh/år fra solfangeranlægget og 761 MWh/år fra varmepumpens elforbrug. Deles denne gevinst med elforbruget bliver systemets COP 2,2 på trods af, at varmepumpens COP

er på 4,5. Forskellen skyldes den store køleeffekt, som kun udnyttes med ca. 35 % i solfangeranlægget.

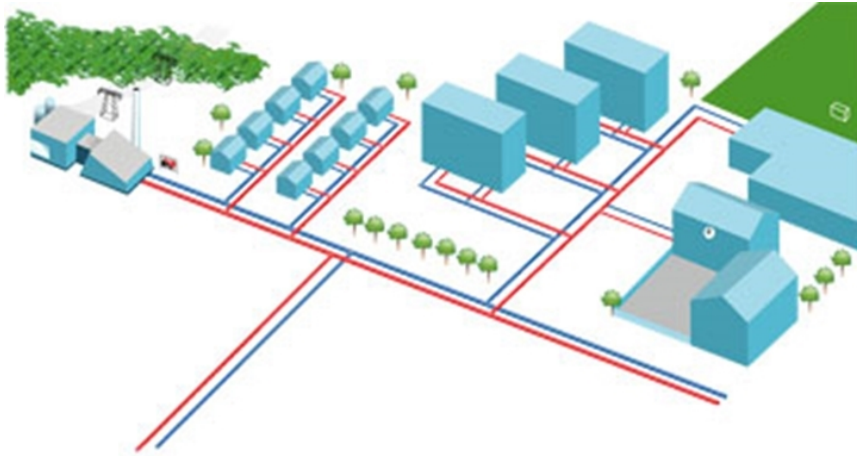
Med en elpris på ca. 716 kr./MWh plus drift og vedligehold og en effektiv COP på 2,2 bliver den samlede varmeproduktionspris for konceptet dermed 346 kr./MWh, hvor gaskedlen ligger på 397 kr./MWh. Dette giver selvfølgelig en besparelse, men en luftvarmepumpe vil kunne producere væsentlig billigere. Resultatet vil variere afhængigt af konkrete temperaturniveauer, samt variationer i el- og gaspriser. Med højere system-COP, lavere elpris eller højere gaspris, vil konceptet kunne blive rentabelt. Det er dog vigtigt samtidig at sammenligne konceptet med øvrige varmepumpeløsninger, som udnytter varme fra "eksterne" kilder. Disse påvirkes i samme grad af ændringer i gas- og elpriser.

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

C.4 Varmepumpe til afkøling af fjernvarmeretur

Dette afsnit er uddrag fra Energistyrelsens rapport: Store varmepumper i fjernvarmeforsyningen, maj 2016 (Energistyrelsen, 2016).

Varmepumper kan bruges til at flytte energi fra fjernvarmesystemernes returledning til fremløbsledningen. Herved kan varmetab i returledningen mellem varmepumpen og værket reduceres, kapaciteten i nettet øges, og ofte øges effektiviteten også på varmeværket. Økonomien i den slags projekter er dog ikke altid lige klar, og det følgende afsnit beskriver virkninger og omkostninger i et scenarie, som er repræsentativt for de mindre naturgasbaserede kraftvarmeværker. Løsningen kan være relevant i fjernvarmesystemer, som forsynes af et enkelt varmeværk, men hvor fjernvarmen ledes til forskellige delområder i et større geografisk område. Dette er skitseret på Figur C.15.



Figur C.15 – Kraftvarmeværk hvor fjernvarmeforsyningen dækker forskellige delområder.

I fjernvarmesystemer som det skitserede kan varmepumper placeres decentralt i systemet til forsyning af delområderne. De to delområder i bunden af skitsen kunne således forsynes via lukkede fjernvarmesløjfer, som opvarmes via varmepumper, der henter energi i returvandet fra det øvrige system. Afkølingen af returledningen fra hovedområdet, vil betyde en øget kapacitet fra kraftvarmeværket og reduceret varmetab fra returledningen. Herudover vil en reduceret returtemperatur typisk muliggøre en højere effektivitet på værkets varmeproduktionsenheder.

Scenarie	Temperatursæt	Varmetab retur	Varmetab fremløb	Samlet varmetab
Reference	40-80 °C	1800 MWh	4200 MWh	6000 MWh (30%)
Afkøling af retur	30-80 °C	1200 MWh	4200 MWh	5400 MWh (28%)

Tabel C.5 – Forsimpleret beregnet varmetab i reference og med afkøling af retur til 30 °C.

Potentiale og økonomiske forhold

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

- Årlig varmeproduktion 20 000 MWh
- Årligt varmetab 30 %
- Fremløbstemperatur 80 °C
- Returtemperatur 40 °C

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

Tabel C.5 viser de beregnede varmetab i det nævnte scenarie, hvor alle returledninger køles til 30 °C, samt i et referencescenarie, hvor hele nettet forsynes fra varmeværket. Beregningerne er udført med de angivne parametre og en gennemsnitlig jordtemperatur på 10 °C.

I referencen med et temperatursæt på 40 °C retur og 80 °C fremløb fordeler varmetabet sig med 1800 MWh (30 %) i returledningerne og

4200 MWh (70 %) i fremløbsledningerne. Når returtemperaturen reduceres til 30 °C, falder varmetabet i returen til 1200 MWh, imens tabet i fremløbet er uændret. I alt reduceres varmetabet med 600 MWh, så det nu udgør 5400 MWh i alt, svarende til 28 % af den producerede varmemængde. Med det lavere varmetab bliver de nye forhold for varmeværket:

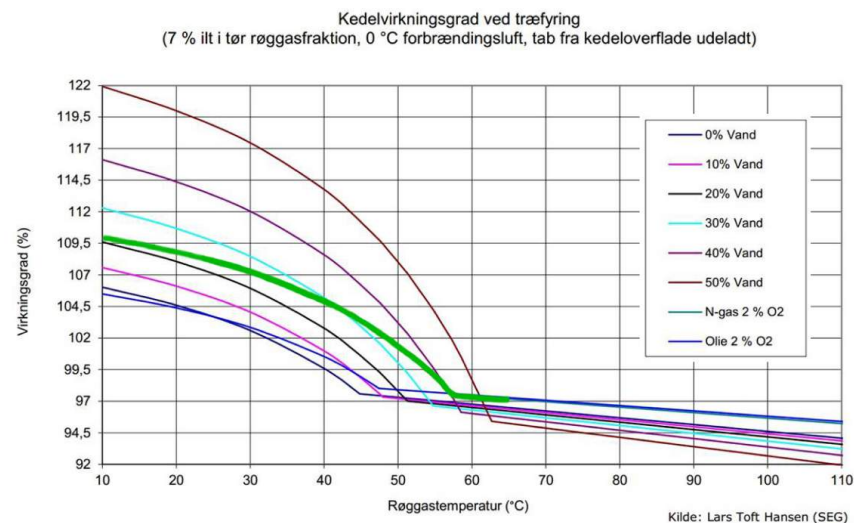
- Årlig varmeproduktion 19 400 MWh
- Årligt varmetab 28 %
- Fremløbstemperatur 80 °C
- Returtemperatur 30 °C

Økonomiske fordele reduceret returtemperatur

Ud over et mindre varmetab betyder en lavere returtemperatur, at effektiviteten for de fleste varmeproducerende enheder øges. For mindre kraftvarmeværker produceres varmen næsten udelukkende på gaskedler. Figur C.16 viser virkningsgraden som funktion af røggastemperaturen ved afbrænding af forskellige brændselstyper. Den tykke grønne streg viser virkningsgraden for naturgaskedler.

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

I forhold til referencen betyder den øgede afkøling altså både et mindre varmetab og en øget virkningsgrad for varmeproduktionen. De økonomiske fordele ved sænket returtemperatur for et naturgasfyret decentralt varmeværk er beregnet i tabel C.6. Beregningen indeholder ikke omkostninger til investering eller drift i et varmepumpeanlæg og gælder dermed kun, hvis temperaturreduktionen kan opnås gennem bedre afkøling hos forbrugerne.



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

Gaskedlens produktionspris reduceres ved lavere omkostninger til indkøb af brændsel. På grund af elpatronloven afregnes energi- og CO₂-afgifterne med udgangspunkt i den producerede varmemængde og påvirkes derfor ikke af en øget kedeffectivitet. Som det ses af tabellen, opnås en samlet besparelse på ca. 335 000 kr./år, når returtemperaturen reduceres.

Økonomiske forhold når returtemperaturen reduceres med varmepumper

Hvis den øgede afkøling gennemføres ved køling med varmepumper, som skitseret i indledningen, skal varmepumperne flytte relativt meget energi fra returledningerne. For at reducere temperaturen i det skitse-rede system fra 40 °C til 30 °C kræver det, at der flyttes 3880 MWh fra

Scenarie	Årlig varmeproduktion	Omkostninger brændsel	Omkostninger afgifter	Omkostninger D & V	Samlede omkostninger
40 °C retur	20 000 MWh	172 kr./MWh	215 kr./MWh	10 kr./MWh	7 940 000 kr.
30 °C retur	19 400 MWh	167 kr./MWh	215 kr./MWh	10 kr./MWh	7 604 000 kr.

Tabel C.6 – Økonomi ved reduceret returtemperatur for decentralt varmeværk med al varmeproduktion på en gaskedel.

returledningerne til fremløbsledningerne. Med den høje temperatur på varmekilden kan varmepumpen opnå en COP på omkring 6.

I forhold til varmemængden som gennemløber varmepumperne, bliver elforbruget derfor lavt, men den store varmemængde, der skal flyttes, betyder alligevel, at elforbruget bliver 776 MWh i det givne eksempel. Elektriciteten omsættes til varme i processen og reducerer derfor varmeværkets varmeproduktion med 776 MWh. De resulterende omkostninger til varmeproduktion og økonomien for de to scenarier med og uden afkøling ses i Tabel C.7.

Øverst i tabellen ses referencescenariet med uændret returtemperatur på 40 °C. Her produceres hele varmemængden på gaskedlen til en samlet omkostning på godt 7,9 mio. kr. De tre nederste rækker viser varmeproduktionen, når returen afkøles til 30 °C med varmepumper.

Som det fremgår af nederste række er den samlede varmemængde reduceret til 19 400 MWh, fordi varmetabet i returledningen er lavere, som beskrevet ovenfor. Varmepumpernes elforbrug tilfører 776 MWh varme, og den resterende varmemængde på 18 624 MWh produceres på gaskedlen.

Produktionsomkostningerne på gaskedel er lidt lavere end i referencescenariet på grund af den øgede effektivitet. Men de høje omkostninger til elektricitet betyder, at den gennemsnitlige varmeproduktionspris bliver lidt højere (407 kr./MWh). Samlet fås dog en lille besparelse i forhold til referencen. Denne vil dog ikke kunne forrente en investering i et varmepumpeanlæg.

Opsummering

Som det ses af eksemplet, øges de produktionsafhængige omkostninger ved afkøling af returvandet. Til gengæld skal der produceres lidt mindre varme og samlet fås en mindre besparelse. Resultatet indeholder dog ikke investeringsomkostningen til varmepumpen, som ikke vil kunne forrentes af den lille besparelse.

Årsagen er, at der skal bruges relativt meget elektricitet i forhold til besparelsen i varmetab. Derfor er konceptet ikke anvendeligt til at reducere varmeproduktionsomkostningerne. Konceptet kan dog anvendes til at løse praktiske problemstillinger ved at øge temperaturforskellen og dermed kapaciteten i eksisterende fjernvarmenet. Hermed kan varmepumperne anvendes som boosterstationer i fjerntliggende dele af nettet til løsning af kapacitetsproblemer, der ellers ville kræve etablering af nye rørføringer. Det vil dog altid være forbundet med en øget varmeproduktionsomkostning, som skal afvejes i forhold til omkostningerne ved øvrige løsningsmuligheder.

Årsagen til den højere varmeproduktionsomkostning, er den samme som ved afkøling på solfangeranlæg. Der skal bruges en relativt stor kølekapacitet for at opnå en given besparelse i varmetab og øget virkningsgrad på gaskedlen. I eksemplet herover reduceres varmetabet med 600 MWh/år, men for at opnå denne effekt, skal varmepumpen afkøle returvandet med i alt 3880 MWh. Det er således blot omkring 15 % af varmepumpens arbejde, som direkte afspejles i en besparelse på varmetabet. For hver 100 MWh varmepumpen køler, kan der altså kun spares 15 MWh, og man kan sige, at 85 % af varmepumpens køleeffekt er ineffektiv.

Scenarie	Enhed	Varmeproduktion	Omkostning inkl. D & V	
40 °C retur	Gaskedel	20 000 MWh	397 kr./MWh	7 940 000 kr./år
30 °C retur	Gaskedel	18 624 MWh	392 kr./MWh	7 300 608 kr./år
30 °C retur	Varmepumper	776 MWh	776 kr./MWh	602 176 kr./år
30 °C retur	Samlet	19 400 MWh	407 kr./MWh	7 902 784 kr./år

Tabel C.7 – Varmeproduktionsomkostninger og økonomiske forhold ved afkøling af returledninger med varmepumpeanlæg.

I eksemplet opnås en samlet besparelse på gasforbruget på 1376 MWh, heraf 600 MWh i reduceret varmetab. De resterende 776 MWh stammer fra varmepumpens elforbrug, som ligeledes bliver til fjernvarme og altså erstatter naturgas. Deles varmeeffekten med elforbruget, bliver systemets samlede COP 1,8 på trods af varmepumpens COP på 6,0. Forskellen skyldes den store køleeffekt, som kun resulterer i et reduceret varmetab på 15 % af køleeffekten.

Med en elpris på 715 kr./MWh plus drift og vedligehold og en effektiv COP på 1,8 lander den samlede varmeproduktionspris for konceptet dermed på 407 kr./MWh. Til sammenligning ligger gaskedlen på 397 kr./MWh. Resultatet vil variere afhængigt af konkrete temperaturniveauer samt variationer i el- og gaspriser. Med højere system-COP, lavere elpris eller højere gaspris, vil konceptet kunne blive rentabelt. Det er dog vigtigt at sammenligne konceptet med øvrige varmepumpeløsninger, som udnytter varme fra "eksterne" kilder. Disse påvirkes i samme grad af ændringer i gas- og elpriser.

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

C.5 Generel temperaturreduktion i kombination med solvarme eller varmepumpe

Dette afsnit er uddrag fra Energistyrelsens rapport: Store varmepumper i fjernvarmeforsyningen, maj 2016 (Energistyrelsen, 2016).

C.5.1 Baggrund

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

De mindre decentrale fjernvarmesystemer, som har været rejseholdets primære fokusområde, har længe haft fokus på reduktion i fjernvarmetemperaturerne, fordi denne type værker har relativt høje varmetab på grund af lav tilslutningsdensitet. Med udviklingen af nye prisgunstige temperaturoptimeringssystemer og indfasningen af fjernaflæste forbrugsmålere har værkerne samtidig fået bedre muligheder for at reducere temperaturerne mest muligt og samtidig lokalisere eventuelle hindringer ved forbrugerne. Selvom der ofte er et stort potentiale for en reduktion af fjernvarmetemperaturerne, kan det samtidig være meget omkostningstungt at eliminere alle hindringer for lave fjernvarmetemperaturer. Traditionelt har gevinsten primært været et reduceret varmetab,

imens selve varmeproduktionen har været upåvirket af temperaturniveauet i systemet. Dette skyldes, at brændselsbaserede varmeproduktionsenheder kun påvirkes marginalt af fjernvarmetemperaturene.

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

Med nye varmeproduktionsenheder som solfangere og varmepumper har reducerede fjernvarmetemperaturer dog også positive virkninger på produktionsenhederne. Hermed bliver lave fjernvarmetemperaturer endnu mere essentielle, og det vil ofte være rentabelt at foretage større investeringer for at nedbringe temperaturen. I forbindelse med en indsats på et konkret værk skal fordele og udfordringer kortlægges og afvejes. Som nævnt herover udgør fordelene primært:

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

Udfordringerne udgør primært:

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

Rejseholdet har kun beskæftiget sig med udfordringerne i begrænset omfang. Afsnittet indeholder derfor ikke løsninger på de hindringer, som kan begrænse mulighederne for at sænke temperaturerne. Det er dog rejseholdets erfaring, at kapacitetsproblemer sjældent er en hindring for betydelige reduktioner. Fjernvarmesystemerne er dimensioneret til de koldeste perioder og er derfor betydeligt overdimensionerede i hovedparten af året. Hindringer i brugerinstallationerne er meget individuelle og kan være tidskrævende at identificere. I forbindelse

med energirenovering og udskiftning af fjernvarmeunits, bliver temperaturkravet fra brugsvandsvekslere og radiatorer dog mindre. De fleste hindringer ligger derfor i dårlig indregulering hos forbrugerne.

C.5.2 Potentiale og økonomiske forhold

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

- Årlig varmeproduktion 20 000 MWh
- Årligt varmetab 30 %
- Fremløbstemperatur 80 °C
- Returtemperatur 40 °C

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

Besparelsespotentiale ved reducerede fjernvarmetemperaturer

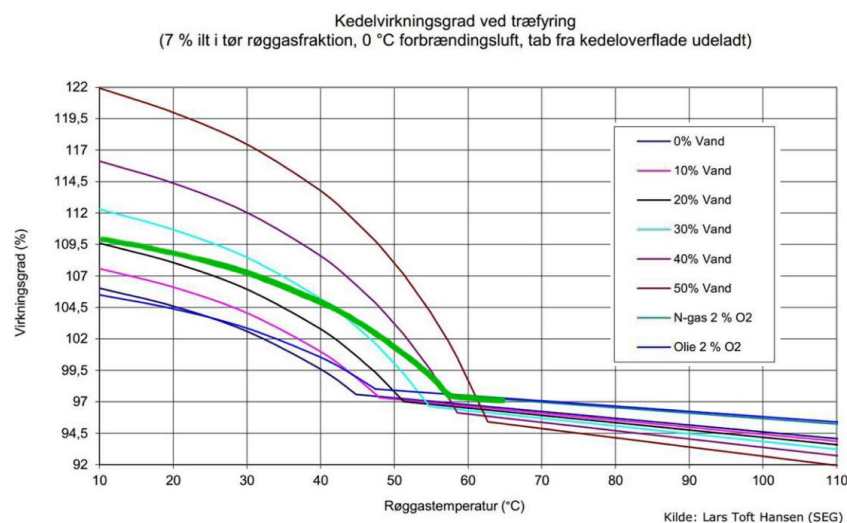
Varmetabet i nettet afhænger af temperatursættet og fordeles sig mellem fremløbs- og returledningerne som vist i tabel C.8. Med de givne parametre og en gennemsnitlig jordtemperatur på 10 °C falder det samlede varmetab fra 6000 MWh til 4200 MWh, hvis temperatursættet sænkes fra 40-80 °C til 30-60 °C.

Ud over et mindre varmetab betyder den lavere returtemperatur, at effektiviteten for varmeværkets gaskedel øges. Figur C.17 viser virkningsgraden, som funktion af røggastemperaturen, ved afbrænding af forskellige brændselstyper. Den tykke grønne streg viser virkningsgraden for naturgaskedler.

Ved en returtemperatur på 40 °C vil man typisk kunne afkøle røggassen til 45 °C, og den korresponderende kedelvirkningsgrad kan aflæses i figuren til 103 %. Ved den reducerede returtemperatur på 30 °C vil man

	Temperatur	Årligt varmetab	Temperatur	Årligt varmetab
Fremløb	80 °C	4200 MWh	60 °C	3000 MWh
Retur	40 °C	1800 MWh	30 °C	1200 MWh
Samlet	40-80 °C	6000 MWh (30%)	30-60 °C	4200 MWh (23%)

Tabel C.8 – Estimeret fordeling af varmetab i henholdsvis fremløbs- og returledning ved temperatursættene 40-80 °C og 30-60 °C.



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

også kunne opnå en røggastemperatur, som ca. er 10 °C lavere. Her aflæses kedelvirkningsgraden til 106 %.

Det økonomiske potentiale ved de lavere fjernvarmetemperature består altså både af et lavere varmetab og en lidt højere virkningsgrad på gaskedlen. Med de lave spotpriser er kraftvarmeproduktion stort set ikke eksisterende, og derfor kan besparelspotentialet beregnes med ren kedelproduktion som reference. Besparelspotentialet i eksemplet er opgjort i tabel C.9.

Omkostningerne til naturgas reduceres som følge af den øgede virkningsgrad på gaskedlen. Energi- og CO₂-afgifterne afregnes dog med udgangspunkt i den producerede varmemængde i henhold til elpatronloven, og påvirkes derfor ikke af den øgede kedeleffektivitet. Som det ses af tabellen, er besparelspotentialet ved det lavere temperaturniveau ca. 800 000 kr./år svarende til ca. 11 % af de samlede produktionsafhængige omkostninger. 90 % af besparelsen skyldes reduktionen i varmetab, imens 10 % opnås ved en øget virkningsgrad på gaskedlen. Resultatet indeholder ikke investeringer til realisering af lavere fjernvarmetemperaturer og skitserer således alene besparelspotentialet.

Temperatursæt	Årlig varmeproduktion	Omkostninger brændsel	Omkostninger afgifter	Omkostninger D & V	Samlede omkostninger
40-80 °C	20 000 MWh	172 kr./MWh	215 kr./MWh	10 kr./MWh	7 940 000 kr.
30-60 °C	18 200 MWh	167 kr./MWh	215 kr./MWh	10 kr./MWh	7 134 400 kr.

Tabel C.9 – Økonomisk potentiale ved reducerede fjernvarmetemperature for et decentralt naturgasfyret varmeværk.

C.5.3 Besparelspotentiale ved investering i solvarme og varmepumpe

Som alternativ til at reducere temperaturniveauerne, kunne varmeværket i eksemplet, sænke produktionsomkostningerne ved at installere et solvarmeanlæg og en varmepumpe. Med en grundvandsvarmepumpe på 2,5 MW og et solfangerfelt på 6000 m² er varmeproduktionsfordelingen mellem gaskedlen, solfangeranlægget og varmepumpen beregnet, og de tilhørende omkostninger fremgår i tabel C.10 til sammenligning med referencescenariet hvor al varmen produceres på gaskedlen.

Øverst i tabellen ses referencescenariet, hvor hele varmemængden produceres på gaskedel til en samlet omkostning på 7,9 mio. kr. Med varmepumpe og solfangerer reduceres de årlige produktionsomkostninger med knap 1,6 mio. kr. svarende til ca. 20%. Godt 80% af besparelsen skyldes varmepumpen og de resterende 20% skyldes solvarmeanlægget. Solvarmeanlægget har de lavest varmeproduktionsomkostninger og dækker derfor behovet i sommerperioden. Varmepumpen dækker behovet i perioder uden sol, eller hvor solfangerne ikke kan levere hele behovet, og gaskedlen leverer spidslast om vinteren. Varmepumpens COP er beregnet til 3,0 ved et temperatursæt på 40-80 °C.

C.5.4 Solvarme og varmepumpe i kombination med reducerede fjernvarmetemperaturer

Som det ses af ovenstående, vil begge koncepter (sænkede temperaturer og investering i solfangerer og varmepumpe) kunne forbedre fjernvarmeværkets økonomi. I ovenstående er der ikke vurderet på investe-

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

I det følgende gennemgås, hvordan ændringer i temperaturniveauerne påvirker økonomien i først solvarmeanlæg og derefter varmepumper. Til slut beskrives den samlede effekt.

Temperaturreduktioner i kombination med solvarme

Solfangeres virkningsgrad afhænger blandt andet af temperaturen på glykolvæsken inden i solfangerne. Jo større forskel, der er på glykolens temperatur og luften omkring solfangeren, jo større bliver varmetabet fra solfangeren. Figur C.13 viser effektivitetskurven for en typisk solfanger.

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

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

Lavtemperatur fjernvarme gør altså solfangeranlæg mere effektive. Hvis det naturgasbaserede fjernvarmeværk beslutter både at investere i nye

Scenarie	Enhed	Årlig produktion	Energiomkostning	Afskrivningsomkostning	D & V omkostninger	Samlede omkostninger
Ref.	Gaskedel	20 000 MWh	387 kr./MWh	0 kr./MWh	10 kr./MWh	7 940 000 kr.
VP + sol	Varmepumpe	14 200 MWh	239 kr./MWh	50 kr./MWh	15 kr./MWh	4 316 800 kr.
VP + sol	Solfangere	2600 MWh	0 kr./MWh	290 kr./MWh	5 kr./MWh	767 000 kr.
VP + sol	Gaskedel	3200 MWh	387 kr./MWh	0 kr./MWh	10 kr./MWh	1 270 400 kr.
VP + sol	Samlet	20 000 MWh	233 kr./MWh	73 kr./MWh	13 kr./MWh	6 354 200 kr.

Tablet C.10 – Varmeproduktionsfordeling og -omkostninger i referencen samt med varmepumpe og solvarmeanlæg.

enheder og sænke fjernvarmetemperaturene, giver det altså et mere effektivt solfangeranlæg. Forskellen er beregnet på timebasis over et helt produktionsår, og resultaterne for produktionsomkostningerne for solfangeranlægget afhængig af temperatursæt fremgår af tabel C.11 på næste side.

Som det ses af tabellen, øges varmeproduktionen fra det solfangeranlæg, der øges med 350 MWh/år som følge af lavere fjernvarmetemperatur. Dette reducerer omkostningerne til afskrivning pr. produceret varmenhed og de samlede produktionsomkostninger reduceres fra 295 kr./MWh til 260 kr./MWh, svarende til ca. 12 %.

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

Temperaturreduktioner i kombination med varmepumpe

Varmepumpers elforbrug afhænger af temperaturforskellen imellem varmekilden og fjernvarmevandet. Jo mindre temperaturløftet imellem kilde og fremløb er, jo mindre energi (elektricitet) kræver det at opnå den krævede temperaturforskel, og varmepumpens COP bliver højere. Ved en reduktion i fjernvarmetemperaturene flyttes fjernvarmetemperaturen tættere på kildens, og varmepumpens COP øges.

I et eksempel hvor der regnes på grundvand, betyder ændringen fra temperatursættet 40-80 °C til 30-60 °C, at COP-værdien kan øges fra ca. 3,0 til ca. 4,0 for de mest almindelige varmepumpetyper med gennemsnitlige virkningsgrader og en grundvandstemperatur på 10 °C. Dette giver et lavere elforbrug på varmepumpen og den økonomiske betydning fremgår af tabel C.12.

Som det ses af tabellen, bliver omkostningerne til elektricitet pr. MWh_{varme} 60 kr. lavere, fordi de lavere temperaturer øger varmepumpens effektivitet. De lavere fjernvarmetemperaturer giver altså en væsentlig reduktion i varmepumpens produktionsomkostninger.

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

C.5.5 Samlet effekt ved kombinationen af sænkede temperaturer og nye enheder

Kombineres de to løsninger, så de nye enheder bliver mere effektive på grund af lavere temperaturer, opnås en yderligere reduktion i varmeproduktionsprisen. Resultatet vises i tabel C.13 sammenlignet med referencen, hvor en gaskedel leverer al varmen ved temperatursættet 40-80 °C.

Temperatursæt	Årlig varmeproduktion	Omkostninger afgifter	Omkostninger D & V	Samlede omkostninger
40-80 °C	2600 MWh	290 kr./MWh	5 kr./MWh	295 kr./MWh
30-60 °C	2950 MWh	255 kr./MWh	5 kr./MWh	260 kr./MWh

Tabel C.11 – Fjernvarmetemperaturens betydning for årlig varmeproduktion og økonomi ved solfangeranlæg.

Temperatursæt	Omkostninger elektricitet	Omkostninger afskrivning	Omkostninger D & V	Samlede omkostninger
40-80 °C	239 kr./MWh	50 kr./MWh	15 kr./MWh	304 kr./MWh
30-60 °C	179 kr./MWh	50 kr./MWh	15 kr./MWh	244 kr./MWh

Tabel C.12 – Fjernvarmetemperaturens betydning for årlig varmeproduktion og økonomi ved solfangeranlæg.

Scenarie	Enhed	Årlig produktion	Energiomkostning	Afskrivningsomkostning	D & V omkostninger	Samlede omkostninger
Reference 40-80 °C	Gaskedel	20 000 MWh	387 kr./MWh	0 kr./MWh	10 kr./MWh	7 940 000 kr.
VP + sol 30-60 °C	Varmepumpe	13 000 MWh	179 kr./MWh	50 kr./MWh	15 kr./MWh	3 172 000 kr.
VP + sol 30-60 °C	Solfangere	2950 MWh	0 kr./MWh	255 kr./MWh	5 kr./MWh	767 000 kr.
VP + sol 30-60 °C	Gaskedel	2250 MWh	382 kr./MWh	0 kr./MWh	10 kr./MWh	882 000 kr.
VP + sol 30-60 °C	Samlet	18 200 MWh	176 kr./MWh	77 kr./MWh	13 kr./MWh	4 821 000 kr.

Tabel C.13 – Produktionsfordeling og økonomi i referencen og et scenarie med lave temperaturer, sol og varmepumpe.

Som det ses af tabellen, reduceres de samlede produktionsomkostninger fra 7,9 mio. kr. årligt i referencen til godt 4,8 mio. kr. ved lavtemperaturfjernvarme samt solvarme og varmepumpen. Potentialet for besparelser på produktionsomkostningerne er altså godt 3,1 mio. kr. årligt svarende til en reduktion på 39 %. Besparelspotentialet for de to initiativer hver for sig fremgår af tabel C.9 og tabel C.10 på de forudgående sider. I tabel C.14 opsummeres hovedresultaterne fra de tre scenarier i forhold til referencen.

Opsummeringen i tabellen viser, hvordan en ændring til lavtemperatur fjernvarme eller investering i solvarme og varmepumpe kan reducere varmeproduktionsomkostningerne med henholdsvis 10 % og 20 %. Im-

plementeres begge initiativer reduceres omkostningerne med hele 39 %, og en samlet gennemførelse af ændringerne har altså større værdi end summen af de enkelte tiltag. Årsagen til den store gevinst ved lavtemperatur fjernvarme i kombination med solfangere og/eller varmepumper er, at temperaturniveauerne har meget stor indflydelse på produktionsomkostningerne for disse typer af varmeproduktionsenheder.

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

1. Reduceret varmetab (pga. temperatursænkning)
2. Billigere varmeproduktionsenheder sammenlignet

3. Øget effektivitet i varmeproduktionen (pga. temperatursænkning).

Derfor bliver den samlede effekt en besparelse på 39 % i stedet for 30 %, som summen af enkelte tiltag indikerer. Det skal dog bemærkes, at resultaterne med lavtemperatur fjernvarme, ikke indeholder investeringer til opnåelse af den lavere temperatur.

Konklusion

Som det ses af regneeksemplet, bør temperaturniveauerne altid reduceres mest muligt i forbindelse med varmeproduktion på solfangere og varmepumper. Ofte er det muligt at fordoble besparelspotentialet for denne type anlæg, og tiltag for temperaturreduktioner bør derfor altid gennemføres ved investering i solfangere eller varmepumper.

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

Et givet solfangeranlæg vil producere en større varmemængde, når temperaturerne reduceres, og vil typisk være overdimensioneret, hvis temperaturerne efterfølgende sænkes. For varmepumper er de fleste anlæg dyrere, jo højere fremløbstemperatur som kræves, og investeringen kan typisk reduceres, hvis man sænker temperaturkravet. Samtidig vil virkningsgraden som regel være bedre for et anlæg der kører, ved det driftspunkt det er designet til. Et anlæg, der dimensioneres til en fremløbstemperatur på 80 °C, men driftes ved 60 °C, vil altså typisk have dårligere COP, end anlæg der driftes ved den temperatur, det er dimensioneret til.

Scenarie	Varmeproduktion	Produktionsomkostninger	Besparelse	
Reference 40-80 °C	20 000 MWh	7 940 000 kr.	-	-
Lavtemperatur 30-60 °C	18 200 MWh	7 134 400 kr.	805 600 kr.	10 %
Varmepumpe/sol 40-80 °C	20 000 MWh	6 354 200 kr.	1 585 800 kr.	20 %
Lavtemp. + VP/sol 30-60 °C	18 200 MWh	4 821 000 kr.	3 119 000 kr.	39 %

Tabel C.14 – Årlig effekt ved reduceret fjernvarmetemperatur, nye produktionsenheder samt en kombination.

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 og 6, der rummer en beskrivelse af de væsentligste økonomiske forudsætninger, markeder og teknisk-økonomiske case-studier.

D.1 Elsystem og markeder

Det danske elsystem består af to sammenkoblede områder, Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2), adskilt af Storebælt. De to områder er elteknisk 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 Nord Pool Spot sker enten i day-ahead-markedet (elspot), eller intra-day-markedet (elbas).

Elspot-markedet lukker kl. 12 hver dag for kommende driftsdøgn. 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.

På 12-36 timer kan der ske ting, der ændrer de prognoser, der var udgangspunkt for handler på elspot. fx nedbrud på et kraftværk, havari af

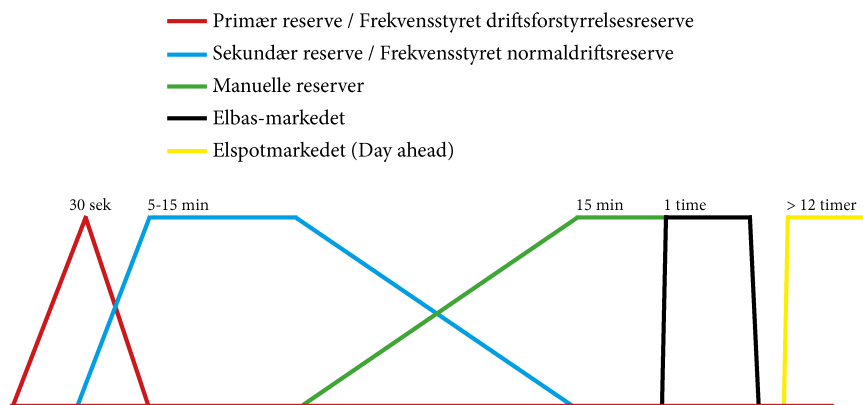
forbrugsenhed, eller en vejrfrent, der kommer to timer senere end forventet, hvilket forskyder vindmøllernes elproduktion.

De balanceansvarlige aktører, der samler bud i elmarkedet og indmelder disse til Nord Pool, overholder ikke altid deres planer til fulde i driftstimen. En stor del af den nødvendige balancering sker gennem køb af op- og nedregulering i regulerkraftmarkedet.

Hvis en ubalance kendes mindst 45 min før produktionsstart kan ubalancer afhjælpes ved handel i elbas. Hvis aktøren ikke selv handler sig i balance vil Energinet aktivere regulerkraft 15 min før driftstimen som minimerer systemets ubalance.

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. De primære og sekundære reserver reguleres automatisk, mens den manuelle reserve aktiveres af Energinet.

Figur D.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).

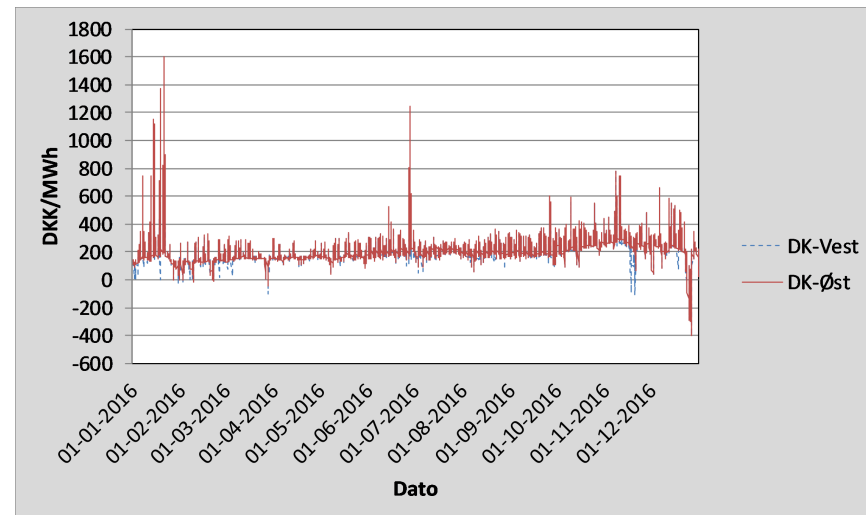


Figur D.1 – Illustration af leverancetidspunkter på spot- og balancemarkederne.

D.2 Historisk analyse af elspot-markedet

Figur D.2 viser elspot-prisen i 2016 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 D.3 viser en varighedskurve over elspot-priserne i perioden fra 2010-2016. Det fremgår, at hvis varmepumpen er den billigste produktionsenhed på varmeværket ved en el-pris på fx 500 kr./MWh_{el}, så vil varmepumpen i perioden fra 2010-2016 være i produktion omkring 95 % af tiden.

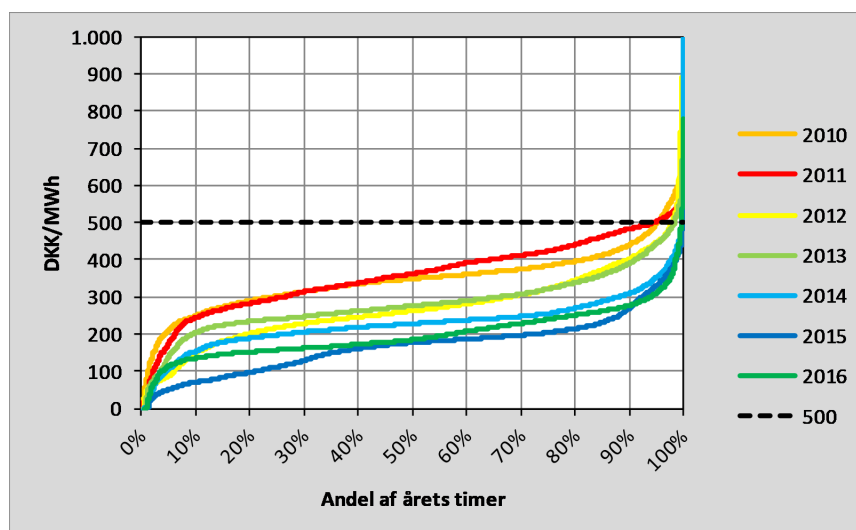


Figur D.2 – Elspot-prisen timer i 2016.

Tabel D.1 viser en række statistiske nøgletal for elspot-prisen i perioden fra 2010-2016. Det fremgår, at gennemsnitsprisen i perioden varierer fra 171-424 kr./MWh_{el} i de to markedsområder. Der er store forskelle fra år til år i prisspredningen, her udtrykt ved standardafvigelsen, der varierer fra 70 til 406. En høj prisspredning er positiv for rentabiliteten i sammensatte energianlæg, der både køber og sælger el, samt lagrer varme (eller el), fx for et decentralt kraftvarmeværk med varmepumpe og varmelager.

kr./MWh _{el}	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Gennemsnitspris (DK1)	346	357	270	291	229	171	199
Gennemsnitspris (DK2)	424	368	280	295	240	183	219
Minimum (DK1)	-150	-274	-1492	-463	-450	-234	-399
Maximum (DK1)	982	827	1561	14 911	1193	744	781
Minimum (DK2)	-283	-274	-1492	-463	-450	-234	-399
Maximum (DK2)	14 904	1417	1887	971	787	1119	1599
Standardafvigelse (DK1)	89	102	122	351	76	83	73
Standardafvigelse (DK2)	406	111	136	90	70	86	99

Tabel D.1 – Statistiske nøgletal for elspot-prisen i perioden fra 2010-2016.



Figur D.3 – Elspot-prisens fordeling i DK1 (Vest) 2010-2016. Der optræder nogle få priser henholdsvis over 1000 kr./MWh – el og under 1000 kr./MWh – el, men disse er ikke vist på figuren.

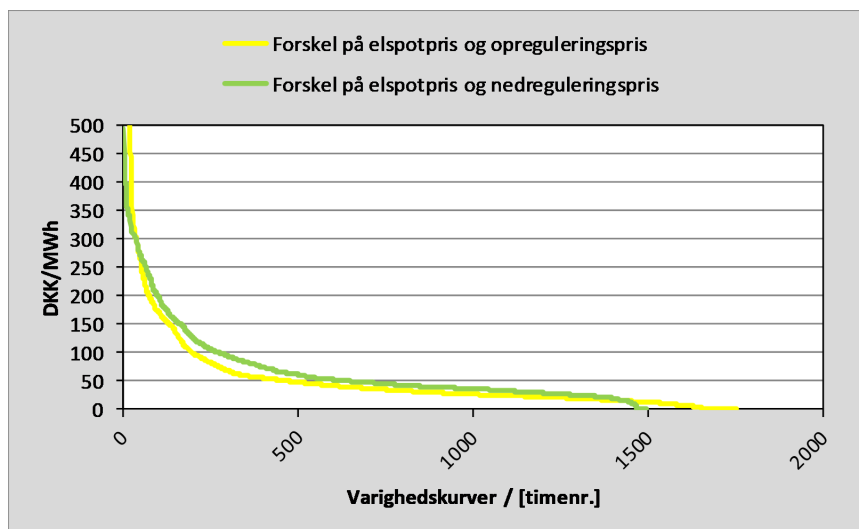
D.3 Prissikring af elpris

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.

D.4 Det manuelle reservemarked (regulerkraft-markedet)

Det manuelle reservemarked (også kaldet regulerkraft-markedet), håndterer bud til henholdsvis op- og nedregulering. Et bud består af en kapacitet og en pris. Hvis en enhed bliver aktiveret i regulerkraft-markedet, bliver prisen til enheden beregnet ud fra en marginalprissætning. Det vil sige, at dyreste enhed, der aktiveres i den pågældende

aktivering, sætter prisen. På denne måde sikres det, at de billigste enheder altid bliver aktiveret først, og omkostningerne til systemet holdes lavest muligt. Figur D.4 viser forskellen på elspot-prisen og henholdsvis op- og nedreguleringsprisen i 2016 for DK1 (Vest).

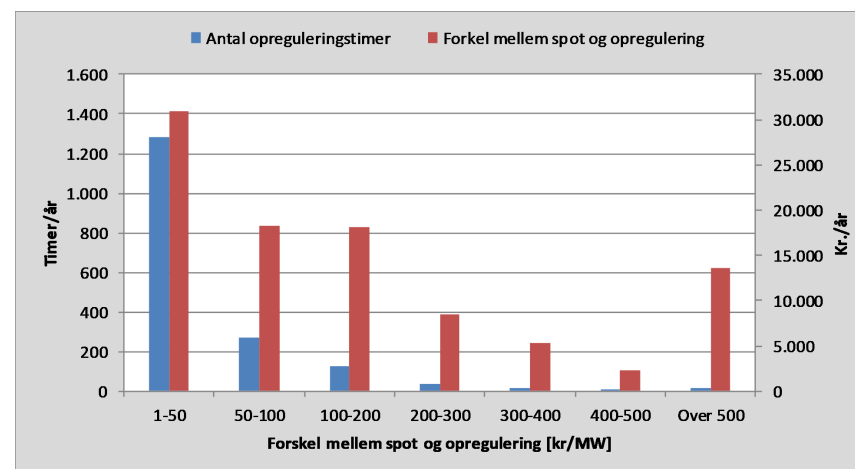


Figur D.4 – Forskel mellem elspotprisen og ned-reguleringsprisen, samt elspotprisen og op-reguleringsprisen. Y-aksen er begrænset til 500 kr./MWh_{el}. Der er 17 op-reguleringstimer med en forskel på over 500 kr./MWh_{el}.

I 2016 var der 1493 timers ned-regulering og 1750 timers op-regulering. Teoretisk set ville en 1 MW_{el}-enhed kunne opnå en indtjening på 105 232 kr. i ned-regulerings-markedet og 96 915 kr. i op-regulerings-markedet, beregnet på basis af forskellen mellem elspot-prisen og reguleringsprisen. Trods et lavere antal aktiveringstimer er indtjeningsmulighederne i dette tilfælde altså teoretisk bedre på ned-regulerings-markedet end på op-reguleringsmarkedet.

Figurene D.5 og D.6 viser fordelingen af timer (blå) og sum af mulig indtjening (rød) graderet efter forskellen på elspotpris og regulerings-

prisen. Det fremgår, at de fleste timer ligger med en forskel på under 100 kr./MWh_{el}.

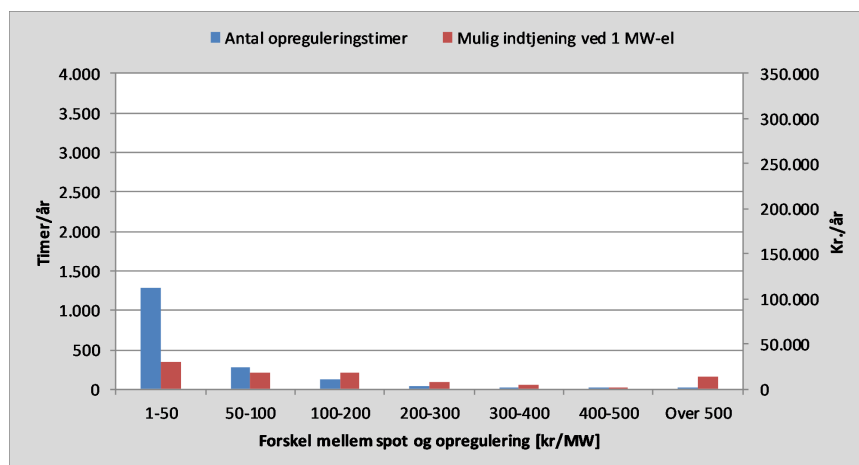


Figur D.5 – Forskel mellem spot og ned-regulering for DK1.

Ned-regulerings-markedet vurderes ikke at være relevant for eldrevne varmepumper, som må forventes at være i drift i et stort antal driftstimer.

Det er kun i en situation, hvor varmepumperne tænkes overdimensioneret i forhold til varmebehovet, at varmepumper kan spille en rolle i nedregulerings-markedet idet det kræver at varmepumperne ikke kører og derfor kan tændes.

Tabel D.2 opsummerer reguleringsmarkedet relevans for varmepumper.



Figur D.6 – Forskel mellem spot og op-regulering for DK1.

Reservemarkeder	Relevans for varmepumper
Primær og sekundær reserve	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 D.2 – Reguleringsmarkedet for varmepumper.

De væsentligste forbehold mod diskontinuerlig drift af varmepumpen er:

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. Et stort antal koldstarter slider på varmepumpens kompressorenhed og kan øge risikoen for havari og læk af kølemiddel.

Disse forbehold gør, at varmepumper har svært ved at deltage i reguleringsmarkederne.

E Regnearkets brugerflade

Drejebog for store varmepumper

Simpel beregning af selskabsøkonomien i et varmepumpeprojekt
6. december 2017

Projektbeskrivelse

1 Gåserød Kraftvarmeværk - Luftvarmepumpe

Forudsætninger

2 Varmebehov	20.000 MWh/år
3 GraddøgnsAfhængigt Forbrug (GAF)	60% -
4 Fjernvarmevand opvarmes fra	40 °C
5 Fjernvarmevand opvarmes til	70 °C

Solvarmeanlæg

6 Areal (bruttoareal af solfangere)	8.500 m ²
7 Marginalpris drift og vedligehold	5 kr./MWh-varme

Billegste produktionsenhed (excl. solvarme)

8 Betegnelse	Gasmotor
9 Varmeeffekt	3,0 MW
10 Tilgængelighed	0% -
11 Marginalpris	350 kr./MWh-varme

Næstbilligste produktionsenhed (excl. solvarme)

12 Betegnelse	Gaskedel
13 Varmeeffekt	10,0 MW
14 Tilgængelighed	100% -
15 Marginalpris	405 kr./MWh-varme

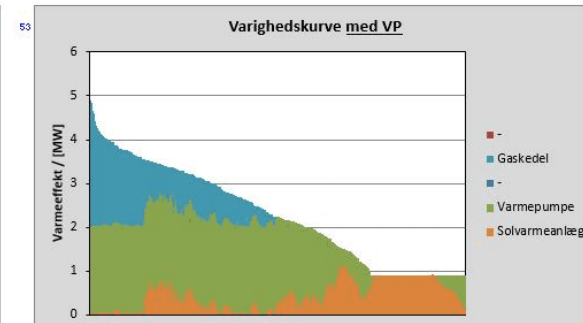
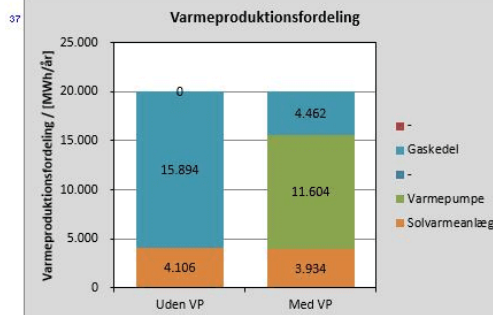
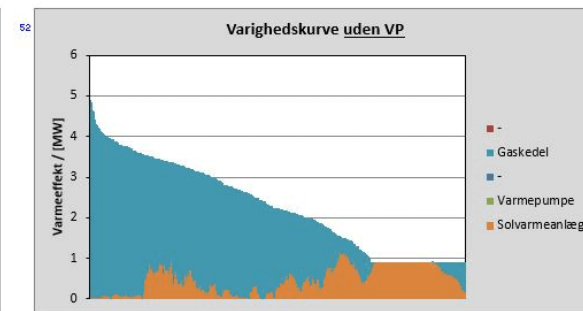
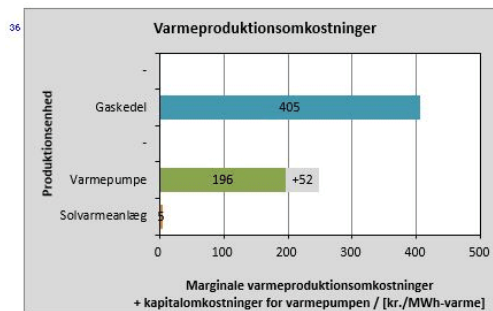
Spidslasten

16 Betegnelse	Spidslastkedel
17 Marginalpris	450 kr./MWh-varme

Varmepumpe

18 Varmekilde (udeluft eller væske)	Væske
19 Skal COP beregnes eller indtastes	Beregnes
20 Indtastet COP (ved angivne Fjv-temperatursæt)	3,50
21 Varmekilde afkøles fra	9 °C
22 Varmekilde afkøles til	2 °C
23 Lorentz-virkningsgrad	55% -
24 Investering	6,0 mio. kr./MW-var
25 Varmeeffekt (for udeluft: nominal effekt ved 0°)	2,0 MW
26 Tilgængelighed	100% -
27 Elpris (inkl. afgifter m.m.)	700 kr./MWh-el
28 Drift og vedligehold	15 kr./MWh-varme
29 Pris for varmekilde (købspris)	0 kr./MWh-køl
30 Værdi af køling (salgspris)	300 kr./MWh-køl
31 Andel af solgt køling	0% -
32 Teknisk levetid	20 år
33 Afskrivningsperiode	20 år
34 Lånerente	3% -
35 Værdi af Energibesparelse	350 kr./MWh

Hold musen over denne celle!



Økonomi	
38 COP-varm (årgennemsnit)	3,86 -
39 Varmepumpens gns. marginalpris	196 kr./MWh-varme
40 Varmepumpens fuldlasttimer	5.802 timer/år
41 Bruttoinvestering	12.000.000 kr.
42 Energibesparelse	8.595 MWh
43 Værdi af energibesparelse	3.008.414 kr.
44 Nettoinvestering	8.991.586 kr.
45 Driftsomkostninger uden V	6.457.416 kr./år = 323 kr./MWh
46 Driftsomkostninger med V	4.106.832 kr./år = 205 kr./MWh
47 Driftsbesparelse	2.350.584 kr./år = 118 kr./MWh
48 Simpel tilbagebetalingstid	3,83 år
49 Intern rente	25,9% p.a.
50 1. års kapitalomkostninger	604.376 kr.
51 1. års nettobesparelse	1.746.208 kr.

Produktionsenhed	Fuldlasttimer		Varmerproduktion		Varmerfordeling		Varmerprod. priser
	timer/år	timer/år	MWh/år	MWh/år	-	-	
54 Solvarmeanlæg	-	-	4.106	3.934	20,5%	19,7%	5
Varmepumpe	0	5.802	0	11.604	0,0%	58,0%	196
Gaskedel	1.589	446	15.894	4.462	79,5%	22,3%	405
I alt			20.000	20.000	100,0%	100,0%	
55 Varmepumpens kapitalomkostninger	52 kr./MWh-varme						
56 Varmepumpens varmerpris inkl. kapitalomkostninger	249 kr./MWh-varme						
57 Gns. produktionspris uden varmepumpe	323 kr./MWh-varme						
58 Gns. produktionspris med varmepumpe	205 kr./MWh-varme						