

**ForskEL-Projekt 2016-1-12380**

# **Gasfyret kraftvarme til balance og spidslastydelser**

**Faglig slutrapport**

**November 2017**

**Projektrapport udarbejdet af:**

**Added Values,  
Dansk Gasteknisk Center a/s  
Grøn Energi/Dansk Fjernvarme**



**Projektets øvrige deltagere:**



## **Abstract**

### Dansk:

Gasfyret kraftvarme er under pres bl.a. pga. grundbeløbets bortfald med udgangen af 2018 og samtidig er der et øget behov for denne type kapacitet til balance og spidslastydelser i el-systemet. Projektet har undersøgt de muligheder som gasfyrede kraftvarmeværker har for at forbedre driftsøkonomien og dermed bibeholdes som støtte til el-systemet. Overordnet konkluderes, at nuværende driftsøkonomi og mulighederne for at forbedre denne er meget forskellige anlæggene imellem. De mest afgørende faktorer er gaspriser, elpriser og driftseffektivitet. Elpriser er uden for indflydelse for anlægsejerne. Gasprisen kan via kontraktform måske påvirkes, mens driftseffektiviteten i mange tilfælde kan forbedres, fx via bedre udnyttelse af restvarmen i røggassen. Andre forbedringsmuligheder indenfor vedligehold, service, restlevetid og samdrift med andre anlæg indeholder også potentiale, men i væsentlig mindre grad. Endvidere har projektet givet et overblik over den samlede kapacitet der forventes skrottet.

### English:

Gas-fired CHP units are under pressure, among other things due to the expiry of the capacity based subsidiary "*grundbeløbet*" by the end of 2018. At the same time, there is an increased need for this type of capacity for balance- and peak-support in the power system. The project has investigated the potentials to improve the operating economy of these plants and thus maintain their capacity to support the power system. Overall, it is concluded that the current operating economy and the possibilities for improving it, is widely different across the plants. The most crucial elements are gas prices, electricity prices and operating efficiency. The gas contract can be improved for some plants, the electricity prices are beyond influence of the plant owners, while for many plants, operating efficiency can be improved, e.g. through better utilization of residual heat in the flue gas. Improvements in maintenance, service, remaining lifetime and co-operation with other utilities also have potential, but with less impact. Furthermore, the project has given an overview of the total capacity expected to be scrapped.

## Forord

Projektet "Gasfyret kraftvarme til balance og spidslastydelser" er gennemført under ForskEL programmet i projektperioden 1. april 2016 til 30. november 2017. Projektdeltagerne retter en tak til ForskEL programmet, som har muliggjort projektet med økonomisk sponsorat. En særlig tak skal også gå til fjernvarmeværkerne Videbæk Varme, Nørre Snede Varmeværk, Hedensted Fjernvarme, Frederikshavn Forsyning, Bramming Fjernvarme og Sæby Varmeværk for at have bidraget med tekniske og økonomiske data, samt fremvist anlæggene for projektets deltagere. En tak skal også gå til øvrige bidragsydere for indlæg på projektets temadag til formidling af resultater.

<b>Project title</b>	Gasfyret kraftvarme til balance og spidslastydelser
<b>Project identification (program abbrev. and file)</b>	2016-1-12380
<b>Name of the programme which has funded the project</b>	ForskEL
<b>Project managing company/institution (name and address)</b>	Added Values Lysholt Allé 8 7100 Vejle
<b>Project partners</b>	Added Values, Grøn Energi/Dansk Fjernvarme, Dansk Gasteknisk Center, Videbæk Varme, Nørre Snede Varmeværk, Hedensted Fjernvarme, Frederikshavn Forsyning, Bramming Fjernvarme
<b>CVR</b> (central business register)	35045627
<b>Date for submission</b>	30/11/2017

## Indholdsfortegnelse

1.	Executive Summary	1
2.	Projektets baggrund	3
2.1	Projektdeltagere	3
2.2	Formål	3
2.3	Baggrund	3
2.4	Udførelse	4
2.5	Implementering og formidling	5
2.6	Bilag til den faglige slutrapport	5
3.	Projektets faglige resultater	6
3.1	Decentral kraftvarme, fjernvarmeværker	6
3.2	Kraftvarmeteknologier, gasmotorer og -turbiner	12
3.3	Omkostningsanalyse	15
3.4	Anlæg og drift	19
3.4.1	Røggaskøling	19
3.4.2	Kippris	24
3.4.3	Driftsanalyser	27
3.5	Serviceprincipper, gasmotorer og gasturbiner	30
3.5.1	Gasmotorer	31
3.5.2	Gasturbiner	33
3.5.3	Gasreglementskrav til service	34
3.5.4	Sammenfatning service og vedligeholdsprincipper	34
3.6	Restlevetid	34
3.6.1	Gasmotorer	34
3.6.2	Gasturbiner	40
3.7	Integrerede koncepter	45
3.7.1	Metodebeskrivelse og forudsætninger for analyserne	46
3.7.2	Overordnede kipprisberegninger for integrerede anlægskoncepter	46
3.7.3	Case 1: Hedensted Fjernvarme	48
3.7.4	Case 2: Sæby Varmeværk	55
3.7.5	energyPRO beregninger på Hedensted Fjernvarme og Sæby Varmeværk	63
3.7.6	Konklusion på integrerede anlægskoncepter	64
3.8	Samlet optimering og generalisering	64
3.8.1	Rundspørge og kategorisering af kraftvarmeenheder	64
3.8.2	Kortlægning af standardværker	67
3.8.3	Potentielle varmeprisstigninger	67
3.8.4	Sammenlægning af fjernvarmenet	68
3.8.5	Fremtidsmuligheder for varmeværkerne	69
4.	Referencer	73
5.	BILAG	74
	Bilag 1: Projektdeltagere	75
	Bilag 2: Kraftvarmeenheder på de deltagende værker	76
	Bilag 3: Servicekontrakt (gasmotor), eksempler på hovedpunkter	77
	Bilag 4: Økonomisk potentiale ved reduceret last	79
	Bilag 5: Dataanalyse Hedensted GM	82
	Bilag 6: Elproduktion ved gasturbiner og -motorer er i vækst i udlandet	90
	Bilag 7: Program for projektets temadag med links til indlæg	94
	Bilag 8: Liste over andre temadage/fora hvor projektets resultater er præsenteret	95
	Bilag 9: Liste over artikler og lignende med resultater fra projektet	96
	Bilag 10: Folder og hæfte til værkerne, udarbejdet i projektet	97
	Bilag 11: Kortlægning af de danske fjernvarmeselskaber (Grøn Energi)	117

## 1. Executive Summary

Mange gasfyrede decentrale kraftvarmeanheder har i dag blot få hundrede årlige driftstimer og med grundbeløbets bortfald med udgangen af 2018 vil en større andel af disse formentlig skrottes på grund af dårlig driftsøkonomi. De gasfyrede decentrale kraftvarmeanheder udgør en stor andel af den samlede danske styrbare el-kapacitet på samlet ca. 1600 MW<sub>e</sub>, og behovet for styrbar el-kapacitet får øget betydning i takt med at mere el-produktion bliver ikke-styrbart i form af primært vind- og solkraft. Energinet har tidligere konkluderet, at bibeholdelse af el-kapaciteten fra eksisterende decentral kraftvarme er blandt de samfundsøkonomisk billigste former for styrbar el-kapacitet i det danske el-system [1].

En mindre andel af gasfyrede kraftvarmeværker har god driftsøkonomi med mange driftstimer i dag og forventes at blive i drift efter grundbeløbets bortfald. Projektet analyserer derfor driften på aktuelle decentrale kraftvarmeværker, for at identificere hvad der udgør forskellen mellem værkerne med henholdsvis få og mange driftstimer. Hertil undersøges om der kan overføres erfaringer og anlægskoncepter mellem værkerne, for at bedre driftsøkonomien på de økonomisk pressede gasfyrede kraftvarmeanlæg og derved holde dem i beredskab for el-systemet efter grundbeløbets bortfald.

Ændrede drifts- og vedligeholdsprincipper og restlevetid undersøges også med henblik på at identificere potentielle besparelser. Det viser sig dog, ikke at give så afgørende besparelser som andre tiltag. Den langt største udgiftspost er brændslet, så den største besparelse opnås ved bedre udnyttelse af brændslet, f.eks. gennem investeringer i teknologi til ekstra køling af røggassen fra kraftvarmeanhederne.

Projektet har været i tæt kontakt med en række kraftvarmeværker, for at få et dybere teknisk og økonomisk indblik i driftssituationen, for både værker med få og mange årlige driftstimer på den gasfyrede kraftvarme. Data fra værkerne bruges i en model til simulering af driften, for at analysere gasfyret kraftvarmes potentiale over for fremtidige scenarier på el- og gaskræderne, samt hvordan tekniske eftermonteringer og ændrede anlægskoncepter kan forbedre økonomien på de pressede kraftvarmeanheder.

For at danne et overblik af situationen for gasfyret kraftvarme efter grundbeløbets bortfald interviewes cirka 20 pct. af samtlige danske varmeværker. Endvidere anvendes modelanalyser til at vurdere varmeværkernes forbruger-prisstigninger efter grundbeløbets bortfald. En model af det samlede danske el- og varmesystem anvendes til at vurdere hvor meget gasfyret kraftvarme, der vil forblive i el-systemet, hvis der indføres en kapacitetsbetaling til værkerne for at stå i beredskab for el-systemet.

Projektet identificerer en række virkemidler, som anlægsejerne kan anvende til at bibeholde deres gasfyrede kraftvarmeanheder efter grundbeløbets bortfald. De virkemidler som anlægsejerne kigger ind i kan samlet set resumeres som:

- Reduktionen af udgifter til gas pr. volumenhed vil i høj grad være markedsbestemt, så her handler det mest af alt om at optimere gaskontrakten i forhold til forventet driftsprofil, herunder villighed til at acceptere variable priser.
- Reduktion af udgifter til drift og vedligehold kan opnås ved at forhandle serviceaftaler til en ændret driftssituation med færre driftstimer. Projektet viser dog, at det ikke ændrer væsentligt på de samlede driftsudgifter og dermed værkets samlede økonomi.
- Forøgelse af indtægter på el-markederne vil helt primært være markedsbestemt, så her handler det mest af alt om at optimere totalvirkningsgraden og paratheden ved indmelding på markederne.

- Længere levetid og dermed bedre indtjeningspotentiale ved en ændret driftsprofil har vist sig ikke at eksistere, så dette skjulte potentiale er grundlæggende ikke til stede.

- Investeringer i nye anlægsdele må siges at være det mest effektive virkemiddel, idet koncepter baseret på høj udnyttelse af røggasenergien evt. kombineret med el/varmefleksibilitet i mange tilfælde vil være konkurrencedygtigt. Specielt hvis eksisterende anlæg har betydelig restlevetid, så nyinvesteringer kan tjenes hjem igen.

- Reduktion af faste omkostninger vil være individuelt muligt fx ved at genforhandle forsikringspræmier, men vil i henhold til den generelle omkostningsfordeling ikke kunne rykke voldsomt. Modsat vil der være tilfælde, hvor konsolidering af varmeforsyningen, fx ved sammenlægning/kobling, vil kunne gøre en forskel.

- Mange faktorer har indvirkning på kipprisen, derfor er det vigtigt at genberegne den løbende, så man hverken melder for høj eller lav kippris ind. Faktorerne er eksempelvis, gaspris og fjernvarmeretur temperatur.

Samlet set vil handlingsplanen for den enkelte anlægsejer pga. forskellige udgangspunkter være meget individuel og kræver en helt specifik analyse af de individuelle forhold, hvor følgende skal afklares:

#### **1. Generelle fremtidsforhold:**

Hvordan er situationen mht. restlevetid, fjernvarmeforbrug, spids- og reservelastkapacitet, overskudsvarme, mv.? Er der synergimuligheder med naboområdet?

#### **2. Konkurrenceevnen:**

Kan den forbedres ved at forbedre totalvirkningsgrad og fleksibilitet? Kan markedsindmeldingerne forbedres?

#### **3. Risikovillighed:**

Gasfyret kraftvarme er presset økonomisk på grund af lavere indtægter i el-markederne end tidligere. Stigende el-priser og/eller faldende gas-priser vil hjælpe på økonomien. Hvor stor er villigheden til at satse på mulige fremtidige forbedrede forhold på el- og gasmarkederne? Mere specifikt, hvor stor er tålmodigheden mht. bedre spotpriser, indførelse af en form for kapacitetsbetaling eller bedre betaling for andre systemydelse.

Med disse data og informationer kan konklusionen være ligetil (= skrotning), men kan bestemt også indikere muligheder for fortsat og lønsom drift. Da skal der gennemføres en analyse af, hvilke investeringer der er relevante og hvor følsom/robust varmeprisen vil være overfor ændringer i markeds- og rammebetingelser. Herudfra kan laves en helt konkret handlingsplan.

## 2. Projektets baggrund

Nærværende rapport udgør faglig slutrapportering for projektet "Gasfyret kraftvarme til balance og spidslastydelse". Dette projekt har modtaget støtte fra ForskEL 2016-programmet. Da ForskEL-programmet siden er nedlagt, er projektet efterfølgende blevet fulgt af medarbejdere fra EUDP-sekretariatet.

### 2.1 Projektdeltagere

Projektets deltagere på analyse- og rapporteringssiden er Added Values (projektleder), Dansk Gasteknisk Center (DGC) og Grøn Energi/Dansk Fjernvarme. Fem fjernvarmeværker med gasfyrede kraftvarmeproducerende enheder har også været projektdeltagere. Disse er Bramming Fjernvarme A.m.b.a., Frederikshavn Forsyning A/S, Hedensted Fjernvarme, Nr. Snede Varmeværk A.m.b.a, Videbæk Varme A/S. Andre værker har også velvilligt fremvist værker i tilknytning til projektet; dette gælder eksempelvis Sæby Fjernvarme, Støvring Kraftvarmeværk samt Nibe Fjernvarme.

De deltagende fjernvarmeværker repræsenterer forskellige, men dog hver på sin vis typiske værker mht. anlægsbestykning (teknologi for kraftvarme (KV) og øvrigt), fabrikater mv. Der rettes en stor tak til disse værker for at medvirke i projektet med tid, drøftelser og levering af data.

### 2.2 Formål

Projektets overordnede formål har været at undersøge muligheder for og udvikle metoder til nyttig udnyttelse af de gasfyrede kraftvarmeværker i det fremtidige energisystem, herunder at understøtte VE-integration.

Ovenstående er overordnet udført ved analyse af:

- Tekniske løsningskoncepter
- Økonomiske løsningsmuligheder
- Anvisning af eventuelle forsknings- og udviklingsmæssige behov

### 2.3 Baggrund

Den decentrale gasfyrede kraftvarme er driftsmæssigt udfordret af de generelt lavere el-afregningspriser de senere år. Anlæggene er endvidere økonomisk udfordrede af, at det produktionsuafhængige tilskud kaldet "grundbeløbet" bortfalder for et stort antal anlæg fra år 2019. For et mindre antal anlæg vil ophør af grundbeløbet på samme vis ske inden for en relativt kort årrække derefter. Et antal anlæg oplyser at have besluttet at nedlægge deres enheder, når udbetaling af grundbeløbet ophører; andre anlæg overvejer fortsat, mens et antal værker har besluttet at bevare deres kraftvarmeenheder (se afsnit 3.8.1).

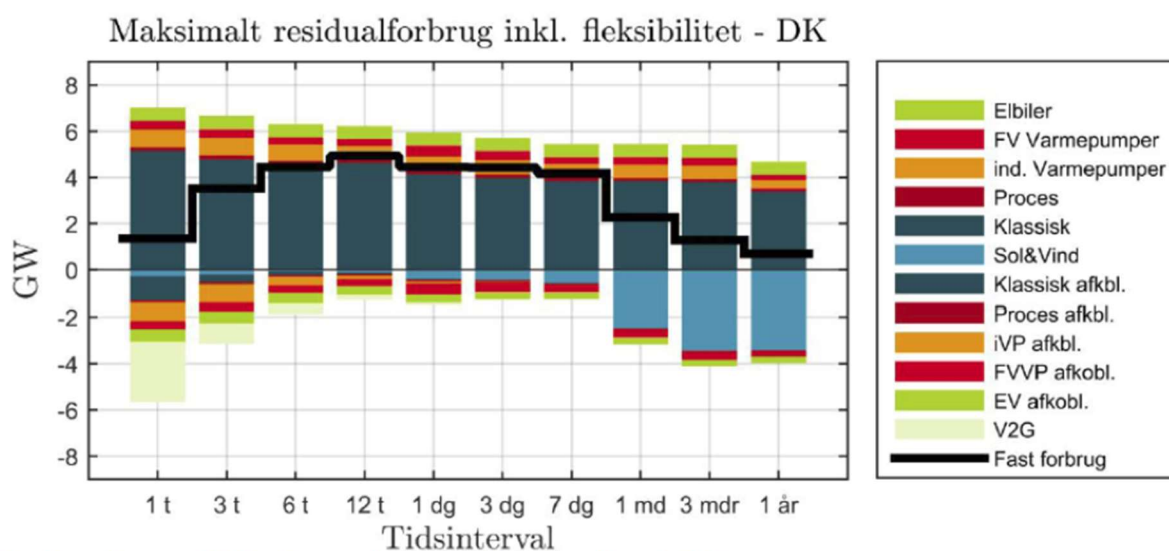
Grundbeløbet er et produktionsuafhængigt tilskud som i sin tid indførtes i stedet for et pristillæg på den solgte el for i højere grad at få anlæggene til at agere markeds-mæssigt. Tilskuddets størrelse er værkspecifikt og baseret på historiske produktions/leverancetal for det aktuelle værk. Tilskudsordningen var konstrueret således, at tilskuddet gradvist udfasede sig selv ved de dengang forventede stigende elpriser. Denne forventede stigning i elprisen udeblev, tilskuddet øgedes og blev i stedet en ganske markant indtægtskilde for værkerne, uagtet disses aktuelle produktion, brændselseffektivitet eller generelle tekniske stand.

Det årlige antal driftstimer for de decentrale gasfyrede kraftvarmeværker er generelt faldet markant over de seneste år. Mange anlæg har i dag kun få hundrede driftstimer modsat tidligere, hvor de fleste havde ca. 3500-4500 timer årligt. Et mindre antal gasfyrede anlæg har dog fortsat mange årlige driftstimer, og projektet har naturligt haft en interesse i at kortlægge, hvad der gør, at disse anlæg fortsat kan tjene penge i driftsmarkedet.

De decentrale kraftvarmeanheder er unikke i energiforsyningssystemet, idet de er koblet til såvel el-, gas- som fjernvarmesystemer. De er oftest forsynede med varmelagre, således at produktion af el og varme kan forskydes et antal timer om nødvendigt. Anlæggene har ofte kort start-stoptid og kan derfor være et effektivt værktøj i forbindelse med integration af fluktuerende energi i systemerne.

Anlæggene har også en mulig rolle i forbindelse med forsyningsikkerhed for elnettet. Investeringssomkostningen er afholdt, og standby omkostningerne er lave. Generelt øges den prioriterede elandel (primært sol og vind) i takt med at en stigende andel kommer fra fluktuerende kilder, og den traditionelle termiske kraftværkskapacitet udfases.

Figur 1 viser resultater fra Energinet vedr. oprindelse, udvikling og dækning af el i Danmark i 2030. I figuren ses også det estimerede residualforbrug, der vurderes nødvendigt. Den decentrale gasfyrede kraftvarmekapacitet dækker p.t. 1500- 1600 MW<sub>e</sub>.



Figur 1 Energinets vurdering af nødvendig fleksibel elforsyningskapacitet i 2030 opdelt efter antal timer, hvor nævnte fleksible effekt vurderes nødvendig. Analyse fra maj 2015.

## 2.4 Udførelse

Projektet har haft samtaler med og besøg hos en række aktører på området, eksempelvis:

- De i projektet deltagende fem kraftvarmeværker
- Et antal øvrige kraftvarmeværker
- Leverandører, både gasmotor- og gasturbineleverandører/servicefirmaer
- Forskellige kompetencecentre vedr. vedligeholdelsesaspekter
- Interaktion med uddannelsesinstitutioner (f.eks. Syddansk Universitet)

Projektet har gennemført en række analyser. Disse analyser er både af generel karakter, og inkluderer omfattende tests, simuleringer og analyser på konkrete driftsscenerier for udvalgte af projektets deltagende anlæg.

Projektets parter har holdt løbende styregruppemøder, hvor udførte analyser er blevet drøftet, nye analyser planlagt og andet relevant materiale fremlagt og vurderet. Der har været i alt ca. 10 styregruppemøder; hertil kommer supplerende arbejdsmøder og drøftelser i tilknytning til specifikke projektopgaver.



## 2.5 Implementering og formidling

Der er lagt stor vægt på bred information om de fundne resultater. Rapportering og resultatimplementering fra projektet er sket via flere kanaler eksempelvis:

Medie/platform	Målgruppe	Tid i projektet
Faglig slutrapport	ForskEL/EUDP, forskere, planlæggere og lign.	November 2017
Temadag	Værker, leverandører, energiselskaber, politikere, undervisere, andre aktører	9. oktober 2017
Indlæg på andre konferencer/temadage	Værker, leverandører, energiselskaber, undervisere, politikere, andre aktører	Løbende
Artikler	Værker, leverandører, energiselskaber, undervisere, andre aktører	Løbende
Folder til værker	Fjernvarmeværkerne, leverandører mv	Oktober 2017
Drøftelser med aktører	Værker, leverandører, undervisere, andre	Løbende

Materiale for en række af ovenstående rapporteringer kan ses i bilagene til denne faglige slutrapport.

## 2.6 Bilag til den faglige slutrapport

Nærværende rapport udgør den faglige slutrapport for projektet. For fuldstændighedens skyld er som bilag til rapporten vedlagt præsentationer og andet materiale, der er frembragt i regi af eller i tilknytning til projektarbejdet.

### Bilagsliste:

**Bilag 1: Projektdeltagere**

**Bilag 2: Kraftvarmeenheder på de deltagende værker**

**Bilag 3: Servicekontrakt, eksempler på hovedpunkter**

**Bilag 4: Økonomisk potentiale ved reduceret last**

**Bilag 5: Dataanalyse Hedensted GM**

**Bilag 6: Elproduktion ved gasturbiner og -motorer er i vækst i udlandet**

**Bilag 7: Program for projektets temadag med kopi af tilhørende indlæg.**

**Bilag 8: Kopi af diverse indlæg kommunikeret via andre temadage**

**Bilag 9: Kopi af artikler og lignende med resultater fra projektet**

**Bilag 10: Folder og hæfte til værkerne, udarbejdet i projektet**

**Bilag 11: Kortlægning af de danske fjernvarmeselskaber (Grøn Energi)**

### 3. Projektets faglige resultater

Dette afsnit præsenterer projektets faglige resultater delt ind i underafsnit.

#### 3.1 Decentral kraftvarme, fjernvarmeværker

Fjernvarmeselskaber og -værker i Danmark kan opdeles på mange måder. Herunder er foretaget en overordnet inddeling på baggrund af produktionsforhold, størrelse, brændsel og teknik/brændsel.

Grundlæggende er *fjernvarmeforsyning* defineret som et distributionsnet, der forsyner forskellige matrikelnumre – oftest med forskellige ejere. Betegnelsen *blokvarmecentraler* dækker over centraler, der alene forsyner en eller flere bygninger på matrikel med samme ejer (fx et boligselskab, der forsyner et antal egne ejendomme).

Visse fjernvarmeværker/selskaber har ikke egen produktion, men baserer sig på varmelieferancer fra andre aktører til deres respektive distributionsnet. Disse selskaber kan have nogle få kedelbaserede spids- eller nødcentraler, der kan opretholde leverancen/temperaturen, hvis den vanlige leverandør falder ud.

En række centrale kraftvarmeværker leverer ind til større byer og større varmeforsyningsnet, fx VEKS, CTR, HOFOR, TVIS mv. Varmeproduktionen her er oftest baseret på store centrale kraftværksenheder.

I en række mellemstore byer er etableret større decentrale kraftvarmeproduktionsenheder – ofte på gas. Dette gælder eksempelvis byer som Hillerød, Svendborg, Sønderborg, Silkeborg, Viborg, Brønderslev, Hjørring. En række af disse er baseret på gasturbiner – oftest i combined cycle-opkobling, dvs. både gas- og damp turbine andre er baseret på gasmotorer.

Et ganske stort antal fjernvarmeværker forsyner mellemstore og mindre bysamfund. Disse værker kan have fra under 200 forbrugere til nogle tusinde. Visse af disse mindre værker anvender biomasse og har alene kedeldrift. Mange fjernvarmeværker er gasbaserede og har da typisk både gasfyrede KV-enheder (1-3 stk.) og kedler (2-4 stk.). Kedlerne vil oftest være gasfyrede, men mange værker har en eller flere kedler, der kan fyres med olie nu væsentligst af hensyn til forsyningssikkerhed mv. Disse anlæg, der jo oftest har både el- og varmeproduktion, er typisk udstyrede med varmeakkumuleringstanke. Dette giver maksimal driftsfleksibilitet, maksimal produktionsvirkningsgrad og sikkerhed for varmeforsyning i forbindelse med nedbrud eller service på produktionsenheder. En række værker har etableret eksempelvis flis-kedler til grundlastvarmeproduktion; denne etablering fandt særlig sted i en periode med høj gaspris.

Brændselsudgiften på værkerne er traditionelt den dominerende udgift, hvorfor der nu mange steder er gjort en indsats for effektiv energiudnyttelse. På gasfyrede grundlastkedler er typisk installeret kondenserende røggølere, således at røgtabet minimeres, og kondensationsenergien i røgens vanddamp indvindes til varmeproduktion. Mange af de gasfyrede KV-enheder har også fået ekstra røggølere med samme sigte. Hvor en røgtemperatur på 120 °C var normen i midt-halvfemserne, er standardtemperaturen nu rettere 60 °C, og mange køler som sagt længere ned med såkaldte LT2-vekslere og/eller varmepumper, der eksempelvis køler røgen. De laveste røgtemperaturer er i dag nede under 30 °C, og visse steder under 20 °C.

Brændselsudgiften er som nævnt den store udgiftspost for værkerne. Dette er så også årsagen til ønsket om omlægning til eller supplement fra afgiftsfri biomasse og/eller eksempelvis solvarme. Der er ultimo 2016 opstillet mere end 1 mio. m<sup>2</sup> solfangere i tilknytning til fjernvarmeværkerne. Et antal værker anvender overskudsvarme fra industri eller andet; et mindre antal har varmepumpeforsyning fra geotermi (fx København og Thisted).

Der er i alt ca. 425 fjernvarmeselskaber registreret i Danmark. Cirka 190 selskaber har installeret gasbaseret kraftvarmeproduktion enten ved gasturbiner eller gasmotorer. Der er installeret i alt ca. 800 gasmotorer med en samlet effekt på ca. 1000 MW<sub>e</sub> i Danmark i forbindelse med kraftvarmeproduktion. Heraf skønnes de 600 motorer at være installeret på fjernvarmeværker. Der er installeret ca. 38 gasfyrede gasturbiner til kraftvarmeproduktion. Disse har, alene på gasturbinedelen, en samlet effekt på små 650 MW<sub>e</sub>. Et antal mindre gasturbiner (3-6 MW<sub>e</sub> pr stk.) er installeret i industrien; de større er typisk installeret på fjernvarmeværker [2].

Introduktion af kraftvarmeproduktion på de mindre og mellemstore fjernvarmeværker er, som det fremgår af et af de efterfølgende diagrammer, væsentligst sket i perioden 1990-1999. Herefter er foretaget udskiftning/udbygning af enheder, samt udbygning i forbindelse med drift på biogas.

Mere end 20 gasmotorfabrikater er/har været anvendt til kraftvarmeproduktion i Danmark. Flere af disse er fabrikater med adskillige motorserier/-modeller. Fire motorleverandører tegner sig dog for størstedelen af den installerede effekt og det anvendte gasforbrug. Disse er Caterpillar, GE Jenbacher, Bergen-Rolls-Royce og Wärtsilä. Dette billede genkendes fra de øvrige europæiske lande; her har dog senest også MAN Turbo Machinery taget markedsandele med nye større gasmotorer.

På de næste sider vises billeder af og data for tekniske installationer på typiske gasfyrede decentrale kraftvarme/fjernvarmeværker.



*Kedler på fjernvarmeværk*



*Economizer installeret efter gaskedel*

*Figur 2*



*Mindre gasfyret kraftvarmeværk*



*Solfangeranlæg i tilknytning til fjernvarmeforsyning*

*Figur 3*



*Gasmotor på decentralt kraftvarmeværk. Selve motoren er af støjhensyn mv. opstillet i en motorcelle; varmevekslere til køling af røg mv. er opstillet udenfor motorcellen.*

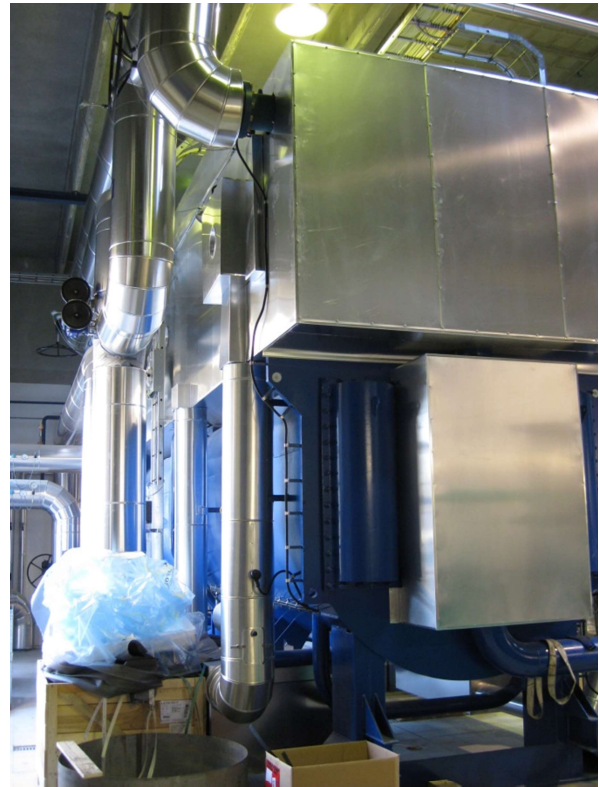
*Figur 4*



*Større decentralt kraftvarme/fjernvarmeværk. Værket råder over gasturbiner, dampturbine, absorptionsvarmepumpe, gaskedler, elkedel samt et stort solvarmeanlæg.*



*Elkedel på fjernvarmeværk, ydelse 12 MW.*

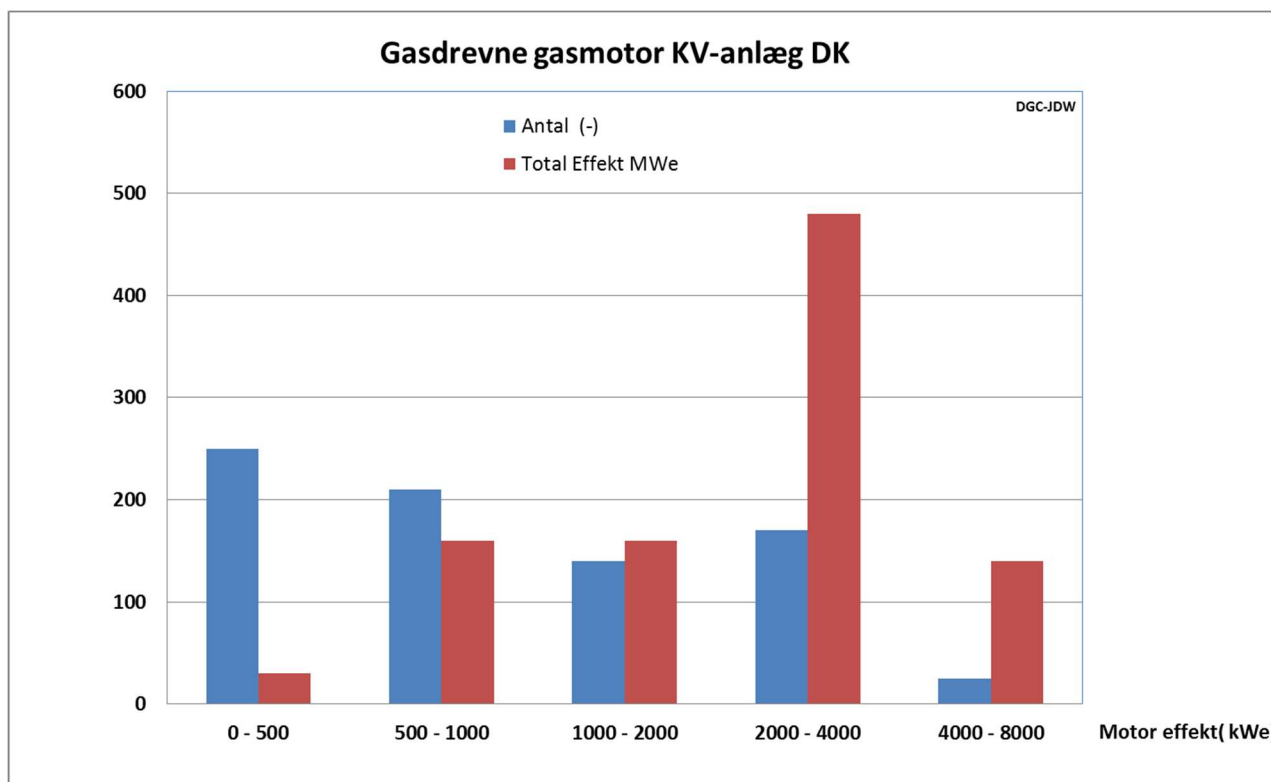


*Absorptionsvarmepumpe på fjernvarmeværk til ekstra køling af røggas, ydelse 17 MW.*

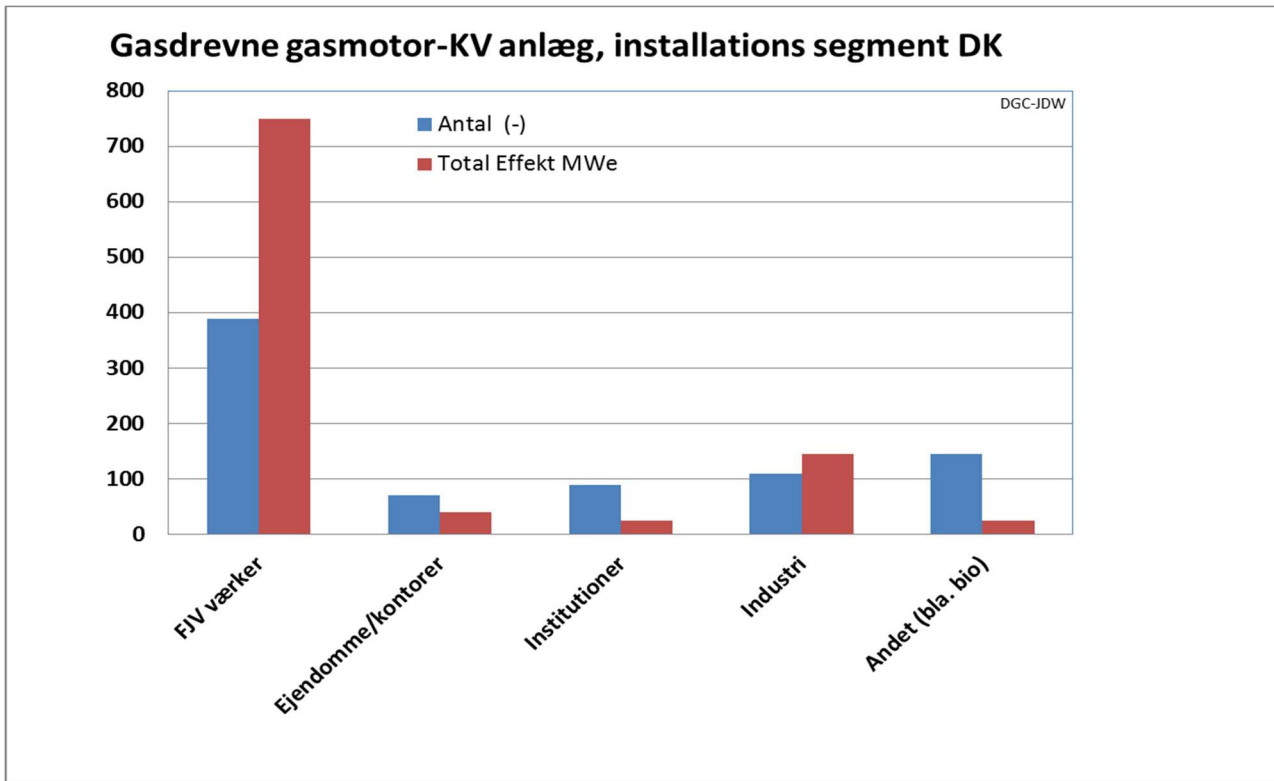
*Figur 5*

De følgende 3 figurer (Figur 6, Figur 7 og Figur 8) viser lidt data for de opstillede gasmotorer på danske decentrale kraftvarme installationer. Første figur (Figur 6) viser antallet og effektstørrelsen af de installerede motorer. Grafen viser også en sammentælling af den samlede installerede effekt i de anførte effektklasser. Antalsmæssigt er der flest mindre motorer men effektmæssigt vejer motorerne i effektstørrelsen 2 -4 MWe tungest. Næste figur (Figur 7) viser i hvilken sektor motorerne er opstillet. Det ses her tydeligt at fjernvarmesektoren tegner sig for hovedparten af installationerne. Data for figurerne baserer sig på DGC's data for kraftvarmesektoren.

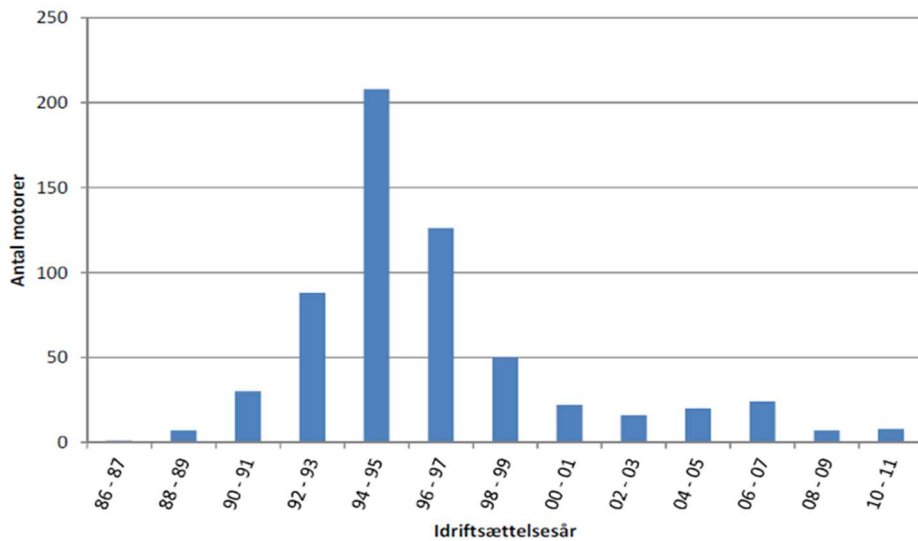
Figur 8 viser installations år for enhederne; det ses her tydeligt at størstedelen af disse anlæg er opført midt i halvfemserne.



Figur 6 Størrelsesfordeling for de opstillede gasmotorer (kilde DGC).



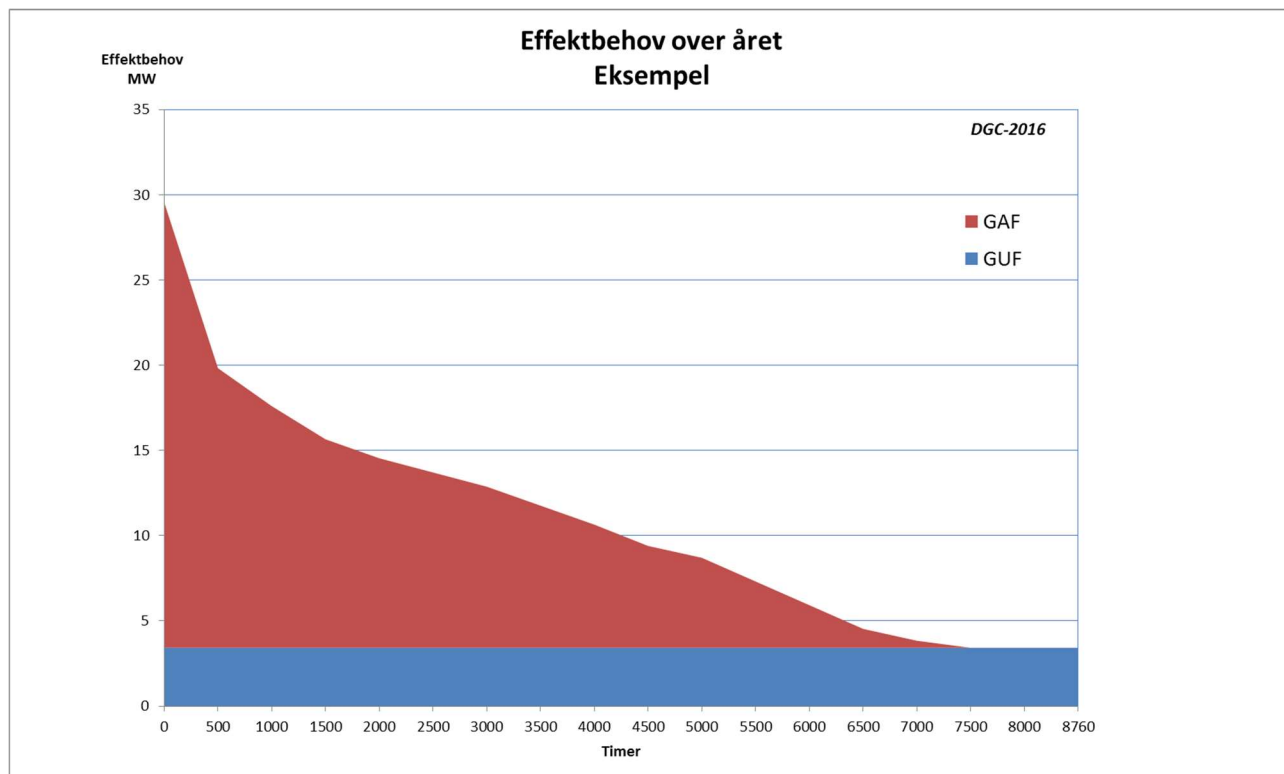
Figur 7 Installationssegment for opstillede gasmotorer til kraftvarmeproduktion på de danske installationer. Det ses, at fjernvarmeverkerne dominerer som opstillingssted (kilde DGC).



Figur 8 Installationsår for naturgasfyrede gasmotorenheder til KV-produktion i Danmark. Det ses, at de fleste enheder blev etableret i perioden 1992-1999 (kilde DGC).

Figur 9 viser en varmeproduktions profil for et fjernvarmeverk. Kraftvarmeenhederne blev for sådanne typisk udlagt med en varmeeffekt på ca. 60 % af spidslast effektbehovet. Dette betød mulighed for fuldlast drift for små 4000 timer om året med bedst betaling for den producerede el i 3 leds-tariffen.

Værkernes akkumuleringstanke var her en vigtig komponent for at sikre at overskudsvarmeproduktionen her kunne gemmes til forsyning i de timer i døgnet hvor el-tariffen var lav. Varmeproduktionsmæssigt betød det at enhederne dermed typisk dækkede op mod ca. 90 af den årlige varmeproduktion for værket.



Figur 9 Eksempel på varmeproduktion på en fjernvarmcentral over året. Den blå andel er det graddageafhængige behov (GUF) på den aktuelle central. Effekten hertil er ca. 3,5 MW mod effektens spidslast effektbehov på ca. 30 MW. På årsbasis udgør GUF-forbruget her ca. 27 % af produktionen (Kilde DGC).

Varmeproduktionen over året på en fjernvarmcentral vil være karakteriseret ved at skulle dække en andel graddagebestemt forbrug og en forsyningsandel, der ikke er graddagebestemt. Det sidste kan dække over forbrugernes behov for varmtvandsforsyning, fjernvarmesystemets distributionstab samt opvarmning til eksempelvis en stabil industriel lavtemperaturproces. Et eksempel på årlig varmeproduktion for en central er vist i Figur 9.

### 3.2 Kraftvarmeteknologier, gasmotorer og -turbiner

Kraftvarmeanheders brændselsudnyttelse beskrives bedst ved virkningsgraderne for henholdsvis elproduktions- og varmeproduktionsandelen. Alternativt kan el- og totalvirkningsgraden angives.

Kraftvarme producerende enheder er oftest indkøbt for at levere høj og salgbar elproduktion på et givent varmegrundlag. Derfor er høj elvirkningsgrad generelt et ønske. Havde man blot ønsket at producere varme, ville kedler jo have været en investeringsmæssigt langt billigere løsning.

Det er grundlæggende salget af el og/eller salg af systemydelser i tilknytning til eldelen, der skal finansiere den ekstra investering, man har haft ved at investere i kraftvarme fremfor kedler på fjernvarmeverkerne.



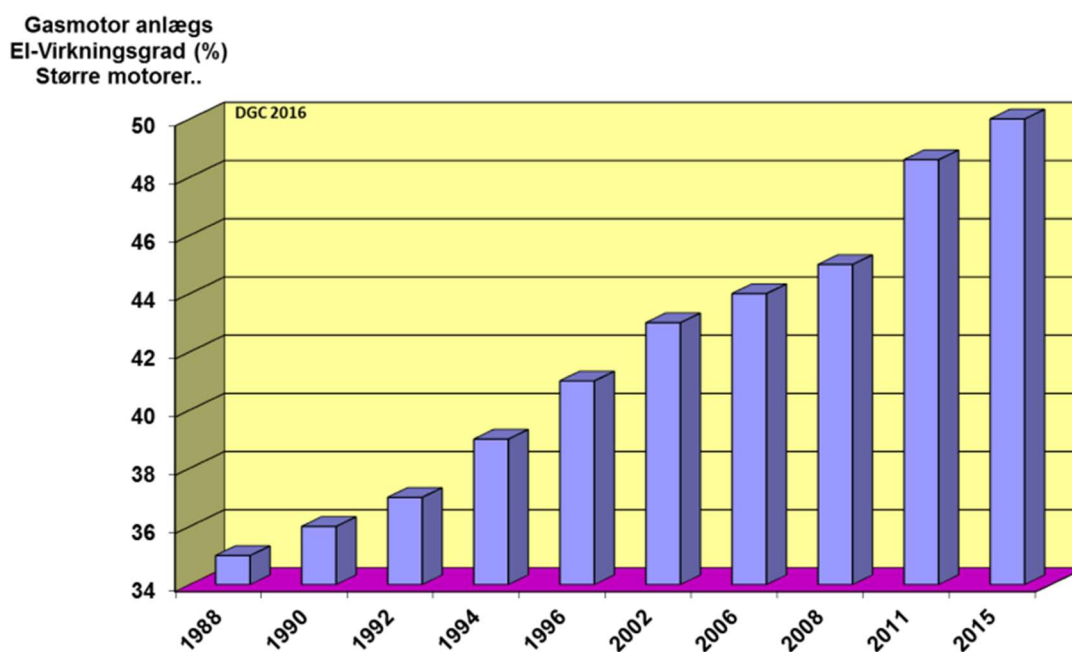
Der har historisk været meget fokus på elvirkningsgrad, af de grunde der er anført ovenfor. For at sikre højest mulig elproduktion på et givent varmegrundlag var der derfor ikke på dette tidspunkt stort fokus på varmevirkningsgraden, dvs. røgekølingen efter gasmotor- eller gasturbineenheden.

Afregningsforholdene er siden ændret i forhold til da hovedparten af anlæggene blev etableret hvilket så betyder at maksimal udnyttelse af restvarmen i røggassen nu (også) er meget væsentlig for at opnå den laveste varmepris og en attraktiv kippris for KV-enhederne.

Udnyttelsen af røggasvarmen knytter sig ikke direkte til gasmotor eller gasturbine; det afhænger af det udstyr der kobles efter motor/gasturbine og de afkølingsmuligheder man har til rådighed på det aktuelle værk.

Den samme motor/gasturbine model kan således have forskellig varmevirkningsgrad på forskellige sites afhængigt af hvad de aktuelle værker og deres rådgivere har ønsket.

De gasmotorbaserede anlægs elvirkningsgrad har undergået stor udvikling over de seneste 20 år. Figur 10 viser, hvilken elvirkningsgrad der kan tilbydes for de bedste af motorerne i pågældende årstal.



Figur 10 Udvikling i gasmotorers virkningsgrad over ca. 25 år, se uddybning i teksten(Kilde DGC).

I 2017 fås gasmotoranlæg, der kan præstere over 50 % elvirkningsgrad (ref. nedre brændværdi) uden tilkoblet ekstraudstyr. Tilkobles der ekstraudstyr, fås 2-4 %-point ekstra elvirkningsgrad. Gasmotorer fås nu til større ydelser end tidligere. Gasmotorer over 10 MW<sub>e</sub> er tilgængelige og anvendes i anlæg med mange af disse (eksempelvis Kiel, Mainz mv).

De indsatspunkter, fabrikkerne især har arbejdet med på motorerne for at opnå den høje elvirkningsgrad, er eksempelvis:

- Miller Cycle tillem্পning af ventil-timing
- Flow-optimering omkring turbolader

- Større boring for at mindske det relative varmetab
- Reduktion i friktionstab
- Hurtigere og mere stabil forbrænding
- Elektronik, sensorer mv.

Denne udvikling er naturligvis væsentlig i forbindelse med vurdering af eventuel ny anskaffelse af motor. Nyanskaffelse af motor kan eksempelvis komme på tale som alternativ til nærtstående større hovedeftersyn, eller hvis værket's varmegrundlag eksempelvis er udvidet (ny-udstyknng, nye kunder generelt) eller andet. Overvejelsen skal naturligvis ske parallelt med overvejelser omkring andet produktionsudstyr.

Nye motorer vil oftest også – qua forbedret elektronik og andet – have hurtigere start (bedre mulighed for salg af systemydelse) samt være bedre egnet til den større variation i gaskvalitet, der nu ses som et resultat af gasimport og opgraderet biogas (bionaturgas) i nettet. Visse større gasmotorer kan starte og være på fuld last på under et minut uden at dette "koster" ekstra levetid.

De danske systemleverandører har udviklet stor ekspertise i høj udnyttelse af varmen fra motorerne. Dette inkluderer effektive varmeakkumuleringstanke, ekstra vekslere til røgekøling ("LT2"), herunder kondenserende drift, anvendelse af varmepumper til udnyttelse af restenergien i røgen, energioptimal ventilationssystemer mv. Røggas fra de tidligste anlæg blev typisk ledt til skorstenen med ca. 120 °C, senere var 60 °C normen, og nu ses anlæg med røggastemperaturer omkring 15-25 °C. Danske anlæg er generelt udenlandske overlegne mht. effektiv energiudnyttelse. Se afsnit 3.4.1 om mulighederne for udnyttelse af restvarmen.

#### **Gasmotor fabrikater i DK til KV produktion**

- |                      |                      |
|----------------------|----------------------|
| ▪ Caterpillar        | ▪ DEUTZ              |
| ▪ Jenbacher          | ▪ Guascor            |
| ▪ Rolls-Royce-Bergen | ▪ Ford               |
| ▪ Wärtsilä           | ▪ Toyota             |
| ▪ MWM                | ▪ Valmet             |
| ▪ Niigata            | ▪ IVECO              |
| ▪ MAN-B&W (Holeby)   | ▪ VW                 |
| ▪ Waukesha           | ▪ FIAT               |
| ▪ MAN-Rollo          | ▪ SACHS              |
| ▪ Dorman             | ▪ Köhler und Ziegler |
| ▪ Cummins            | ▪ B&S...             |
| ▪ SACM               |                      |
| ▪ Frichs             | ▪ ...?               |
| ▪ Pielstick          |                      |

Figur 11 Gasmotorfabrikater anvendt i Danmark til kraftvarmeproduktion. Flere af disse fabrikater har flere serier og flere modeller (Kilde DGC).

## Gasturbine fabrikater i DK (gas drevne)

- Rolls-Royce
- Siemens
- General Electric (GE)
- ABB
- Solar
- European Gas Turbines
- Alisson
- Ruston
  
- Volvo/Turbec



Figur 12 Gasturbinefabrikater anvendt i Danmark til gasbaseret kraftvarmeproduktion. Flere af disse fabrikater har flere serier og flere versioner (Kilde DGC).

Gasturbiner har i sig selv ikke undergået en helt tilsvarende udvikling i elvirkningsgrad. Skal der opnås høj elvirkningsgrad for gasturbinebaserede anlæg, skal de etableres som combined cycle, hvor man kan opnå lidt over 60 % elvirkningsgrad (for større anlæg). For simple cycle-gasturbiner kan man med forvarmning af forbrændingsluft (tilkoblet røggas/luftveksler) opnå lidt over 40 %. Ingen af opstillede gasturbiner i Danmark har sådant.

Gasturbiners effektivitet falder hastigere end motorers ved lastreduktion. Udnyttelse af kondensationsrestvarme i røggassen kræver lavere køletemperaturer end for motorer, grundet større luftoverskud. Gasturbiners generelle fordel er den høje ydelse i forhold til optagen plads og at de bedre end motorer kan levere højtemperaturafkastvarme (røg til fx tørring, damp- eller hedtvandsproduktion). De seneste år har der også for gasturbiner været stor fokus på hurtig start af disse enheder med minimal eller ingen indflydelse på levetid/servicebehov.

### 3.3 Omkostningsanalyse

Der er foretaget analyse af omkostningsfordelingen på tre decentrale kraftvarmewærker for at få indsigt i, hvorledes størrelsesforholdet er mellem værkets forskellige omkostningsposter. Der er udvalgt og anvendt tre forskellige værker, alle med data fra år med rimelig drift af de installerede kraftvarmeanheder (motorbaserede) og alle med revisorpåtegnede og til dette formål anvendelige regnskabsoplysninger. To af værkerne indgår som direkte projektdeltager i projektet; det sidste værk har venligst stillet sig til rådighed med oplysninger.

Værkets omkostninger skal jo alle betales af varmekunderne . Alt andet lige vil ændringer i omkostningerne direkte påvirke fjernvarmeprisen. Der er mange fællestræk for værkerne på det omkostningsbillede, der tegner sig for de analyserede værker. Indledningsvist vil dog blive redegjort for værkerne hver for sig. Sluttelig drages en samlet konklusion.

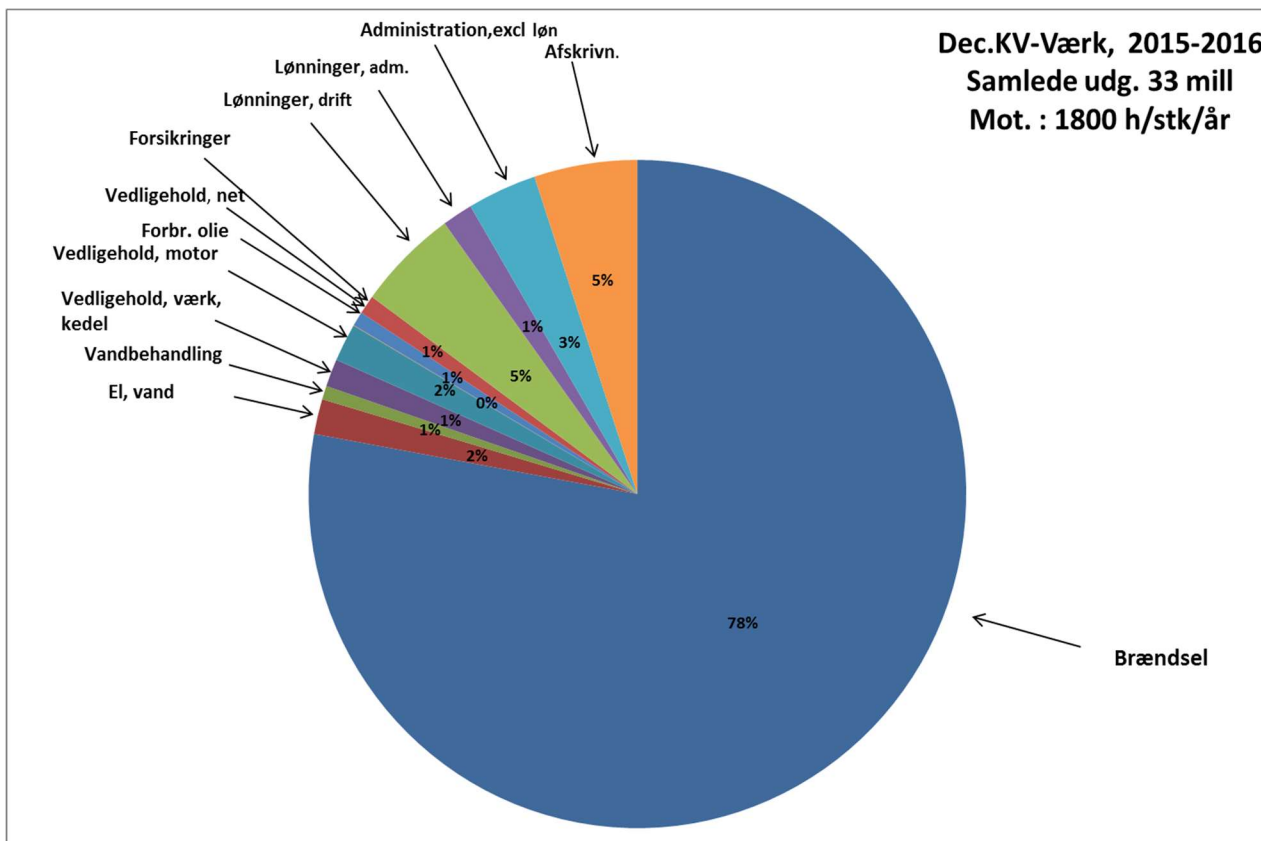
#### Værk 1

Værket har tre motorbaserede kraftvarmeanheder. Enhederne er ens og alle installeret i år 2004. Før dette tidspunkt stod der enheder baseret på et andet fabrikat på dette værk. Der er etableret ekstra røgekøling for kraftvarmeanhederne (LT2-vekslere). Herudover råder værket over gasfyrede kedler til

varmeproduktionen. Der er installeret economizer (kondenserende røgekøling) på disse kedelenheder. Der sker en udbygning i forsyningsområdet, og forsyning hertil overvejes.

Som det fremgår af de følgende diagrammer har motorerne alle over 1800 driftstimer for det pågældende regnskabsår (2015-2016).

Værkets samlede udgifter løber op i ca. 33 mio. kr.



Figur 13 Omkostningsfordeling for decentralt kraftvarmeværk med tre kraftvarmeenheder og gasfyrede kedler.

Den absolut største udgiftspost er brændsel (78 %), de to efterfølgende er afskrivning af produktionsmateriel (5 %) og personaleomkostninger (ca. 6 %). Vedligehold af gasmotorerne tegner sig her for 2 %.

Da brændselsudgiften er absolut største post er det som udgangspunkt oplagt at kigge på muligheder for forbedring her. Sådanne forbedringer kunne være:

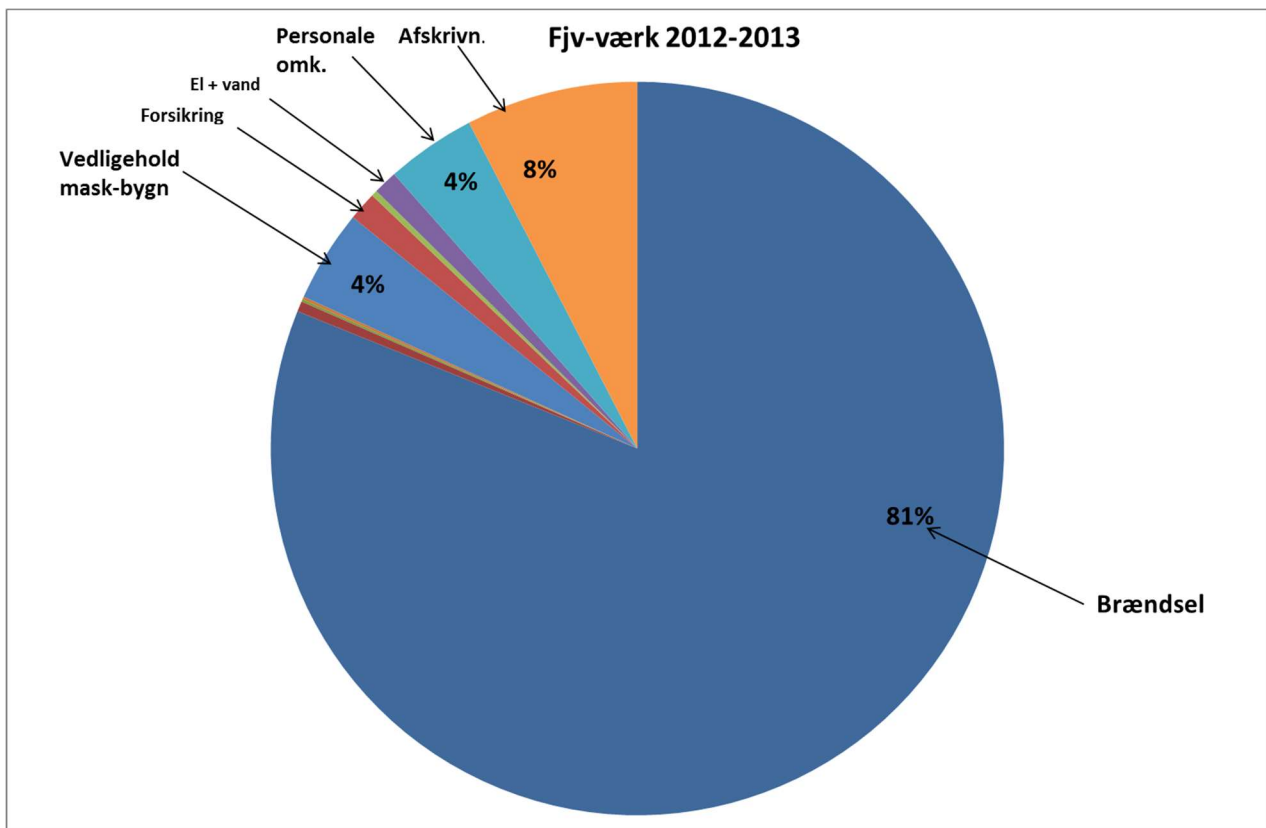
- Etablering af ekstra røgekøling, gerne kondenserende (LT2- og eventuelt LT3-vekslere)
- Ekstra køling af røggas via varmepumpe
- Lav gaspris, dvs. god kontrakt

På det aktuelle anlæg er etableret ekstra røggaskøling (LT 2-vekslere, kondenserende).

### Værk 2

Værket har tre ens motorbaserede kraftvarmeenheder, der blev installeret i 1993, samt en lidt større enhed installeret i 2001. Værket har endvidere gasfyrede kedler og en biooliekedel som standby.

Der er installeret tre varmepumpeenheder, der anvendes til køling af røggas fra kedlerne.



Figur 14 Omkostningsfordeling for decentralt kraftvarmeværk med fire kraftvarmeenheder og gasfyrede kedler. Kraftvarmedrift sker hovedsagligt på den senest installerede og største KV-enhed.

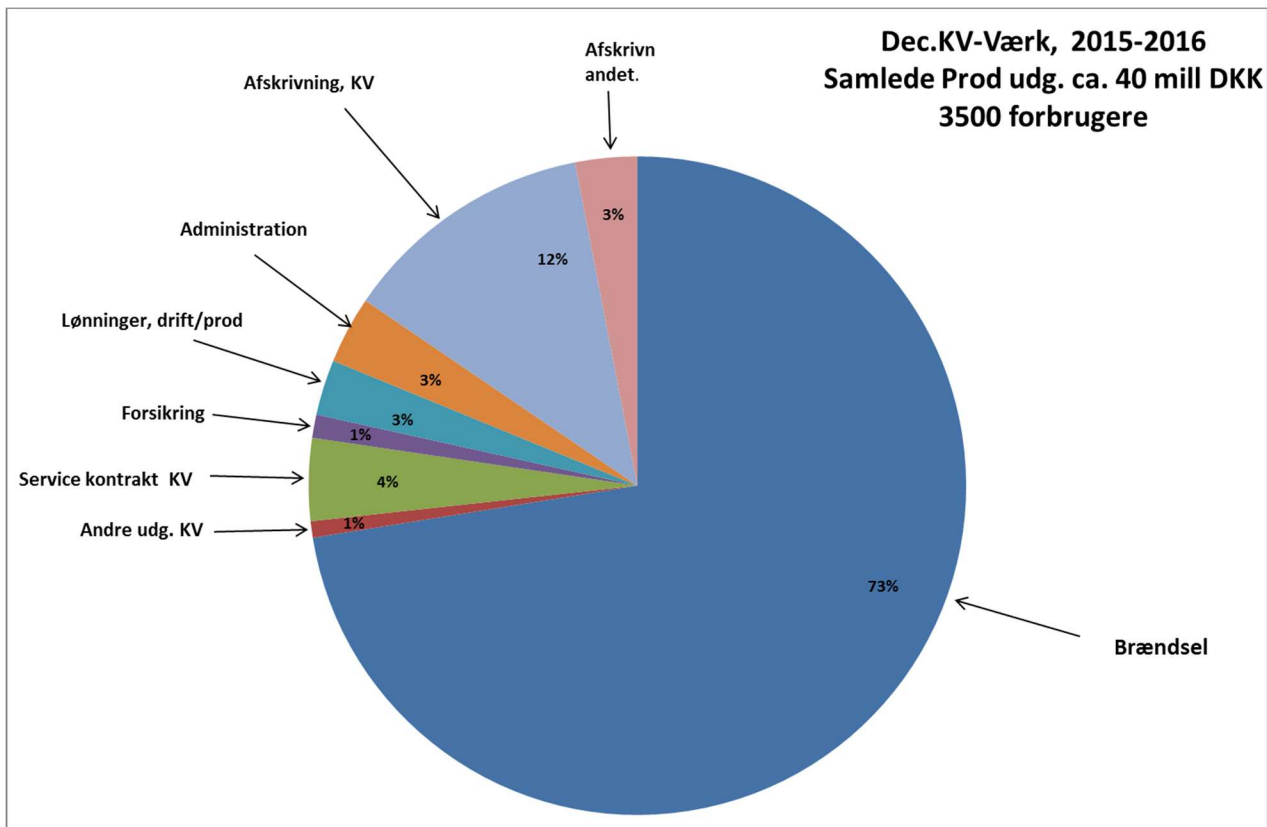
Den absolut største udgiftspost er brændsel (81 %), de to efterfølgende er afskrivninger (8 %) og personale- samt vedligeholdelseskostninger (hver udgør ca. 4 %). Service og vedligehold på motorer udføres i regning.

Da brændselsudgiften også for dette værk er absolut største post, er det som udgangspunkt værd at kigge på mulighed for forbedring her. Sådanne forbedringer kunne være:

- Etablering af ekstra røggøling, gerne kondenserende (LT2- og eventuelt LT3-vekslere)
- Ekstra køling af røggas fra gasmotorer via varmepumpe
- Lav gaspris, dvs. god kontrakt

### Værk 3

Værket har to motorbaserede kraftvarmeenheder (i alt 13 MW<sub>e</sub>) installeret. Værket har endvidere en 15 MW gasfyret kedel (med economizer), elkedel (12 MW), absorptionsvarmepumpe (til køling af motorrøggas) og et solvarmeanlæg placeret tæt ved værket.



Figur 15 Omkostningsfordeling for decentralt kraftvarmeværk med fire kraftvarmeanheder og gasfyrede kedler. Kraftvarmedrift sker hovedsageligt på den senest installerede og største KV-enhed.

Den absolut største udgiftspost er her igen brændsel (73 %), de to efterfølgende er afskrivninger (12 %) og personale.

Brændselsandelen i udgifter er her lidt lavere end for de øvrige anlæg og afskrivningerne relativt højere. Dette skyldes investering i solvarmeanlægget, samt at man har valgt en "aggressiv" afskrivningsprofil.

På det aktuelle anlæg er som anført etableret ekstra røggaskøling via absorptionsvarmepumperne. Røgen tilgår skorstenen med en temperatur under 20 °C, og det er derfor svært at forestille sig en væsentligt bedre udnyttelse af brændslet i dette tilfælde.

### Sammenfatning

De værker, der indgår i nærværende omkostningsanalyse, er alle naturgasforsynede og har alle kraftvarmeanheder (motorbaserede). De har alle kunnet levere økonomiske data opdelt på ønskede omkostningskategorier. Der er som nævnt anvendt data fra driftsår med et rimeligt antal driftstimer på kraftvarmeanhederne.

Anlæggene er dog også forskellige i udformning, teknisk udstyr og størrelse. Visse har ældre motoranlæg (ca. 1993), andre har nyere ditto (fx 2003). Visse af værkerne har solvarmeanlæg tilknyttet, et enkelt har stor elkedel installeret, mens to af anlæggene anvender varmepumper/kølemaskiner til røggaskøling.

Uagtet ovenstående forskelle er den absolut største omkostning på alle værkerne brændselsomkostningen, som udgør mellem 73 og 81 %. Derefter kommer typisk afskrivninger på produktionsudstyr (5-12 %), personaleudgift og siden service/vedligehold af produktionsenheder.

Omkostningsbilledet illustrerer meget godt, at selv en mindre besparelse på brændselsposten kan have større værdi end eksempelvis en halvering af service/vedligeholdsposten eller eksempelvis forsikringsditto.

Der er al mulig grund til at sikre høj el-virkningsgrad og maksimal afkøling af røggas med LT2-vekslere, kondenserende drift gerne med anvendelse af varmepumper, se separat kapitel om røggaskøling (afsnit 3.4.1). Derved opnås flere driftstimer med kraftvarmeenhederne, den relative serviceomkostning falder osv.

### 3.4 Anlæg og drift

Den helt dominerende udgiftspost er for værkerne som nævnt brændselsudgiften. Dette gælder også værker der har solvarme tilknyttet som visse af de analyserede. Brændselsudgiften er markant højere end øvrige udgiftsposter hver for sig og faktisk også større end alle øvrige tilsammen. En besparelse på eksempelvis 10 % på brændselsudgiften vil derfor give en meget større varmeprisreduktion end eksempelvis 10 % reduktion af udgift til service og vedligehold af bygninger og/eller maskiner.

#### 3.4.1 Røggaskøling

I lyset af den nævnte omkostningsanalyse er det således væsentligt om muligt at udnytte restvarmeindholdet i røggassen fra de gasfyrede enheder. Dette kan eksempelvis gøres med ekstra røggaskølere. Det højeste ekstra varmeudbytte på årsbasis opnås oftest ved først at gøre dette på de enheder, der står for basisproduktionen.

Har man kølevand (returvand) under ca. 47 °C til sin rådighed, vil man kunne opnå kondensation af røggassen og et markant ekstra varmeudbytte på samme brændselsmængde på motorbaserede kraftvarmeenheder. For gasturbine baserede enheder skal kølevandstemperaturen være under ca. 38 °C førend kondensation indtræder.

Har man ikke så koldt returvand til rådighed, og kan det ikke opnås med fjernelse/reduktion af omløb, bedre afkøling mv., kan der eventuelt installeres varmepumper, der køler på røggassen, så man dermed opnår kondenserende drift. Dette giver et markant ekstra varmeudbytte, men kræver også højere investering end blot vekslere.

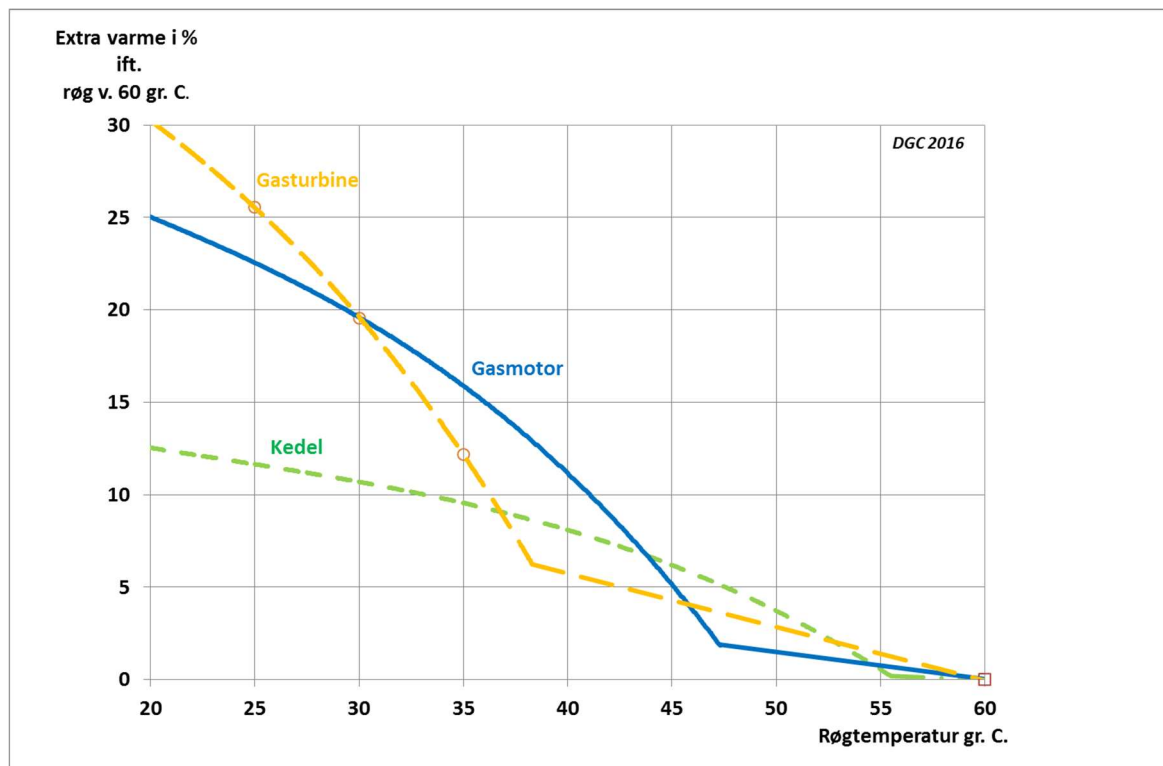
##### 3.4.1.1 Kondenserende drift

Kondenserende drift på gasfyrede kedler har været anvendt i mange år på mange danske fjernvarmeværker. Kondensation på gasfyrede kedler kan typisk opnås med kølevandstemperaturer under ca. 55 °C.

Ved udnyttelse af kondenseringsvarmen fra vanddampen i røggassen fra naturgas- eller biogasfyring kan opnås ca. 10-11 % point ekstra varmeudbytte. Dette er så typisk, hvad man kan gå efter for kedelanlæg. For kraftvarmeanlæg vil det mulige ekstra varmeudbytte være større, måske helt op mod 20-30 %. Dette skyldes, at røgmængden for en given varmeproduktion på et kraftvarmeanlæg er større end for kedler, idet der fra kraftvarmeenheden også kommer røg fra elproduktionen. Man kan også se sådan på det, at 10 %-point ekstra virkningsgrad for en enhed, hvor varmevirkningsgraden er 40 %, vil udgøre 25 % ekstra varme i forhold til den hidtidige situation. Disse eksempelvis 20-30 % ekstra varme vil gå direkte til reduktion af varmeproduktionsprisen. Faktisk vil besparelsen i kroner blive endnu større, hvis man er på E-formel for afregning af brændselsafgifter.

Kondensation af røgen fra gasfyrede kraftvarmeenheder kræver i forhold til kedler typisk lidt lavere temperaturer grundet det forhold, at der her arbejdes med større luftoverskud, og at dugpunktet for røggassen derfor falder.

I Figur 16 er vist eksempler på ekstra varmeudbytte ved kondensation af røggassen for henholdsvis en naturgasfyret kedel, et gasmotorbaseret KV-anlæg og et gasturbinebaseret ditto. Der, hvor kurverne "knækker", er netop der, hvor kondensation begynder at indtræde, og hvor der fås ekstra energi derfra.



Figur 16 Eksempler på ekstra varmeudbytte i forhold til røg ved 60 °C for henholdsvis en gaskedel, en gasmotorbaseret KV-enhed og en gasturbinebaseret ditto. Det ses, at kondensation indtræder ved lavere temperaturer for KV-enheder, men at det ekstra varmeudbytte hurtigt er større end for kedler. I praktisk drift er situationen for KV energimæssigt gunstigst for de motorbaserede anlæg.

For motoranlægget i Figur 16 ses, at man ved køling af røgen til 40 °C får ca. 11-12 % ekstra varme i forhold til røg ved 60 °C. Dette vil således betyde en 11-12 % lavere varmeproduktionspris, alt andet lige. Er man på E-formel for afregning af brændselsafgift kan den økonomiske besparelse på gasregningen (inkl. afgifter) som nævnt blive større end de nævnte 11-12 %.

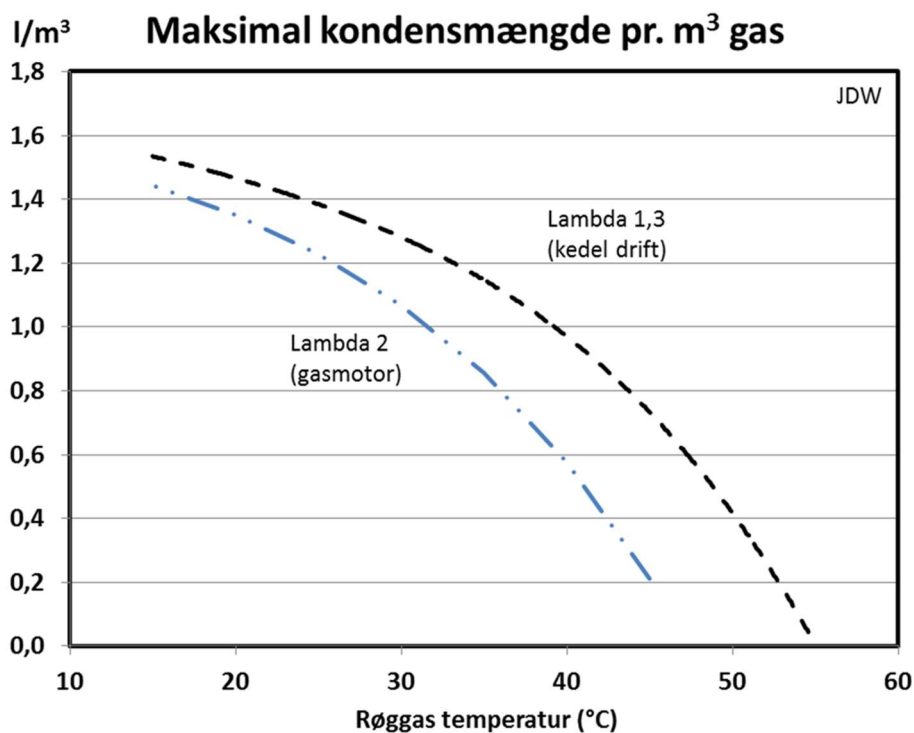
Når man ned på 35 °C for det viste motoranlæg, opnås lidt over 15 % ekstra varmeudbytte. Også her vil tilhørende økonomiske besparelse på gasindkøb og tilhørende afgifter kunne blive større, hvis man afregner afgifter på E-formel.

Silkeborg Forsyning har på sit gasturbinebaserede combined cycle-anlæg i 2017 startet etablering af nyt røgekølingsanlæg. Dette anlæg giver 35 % ekstra varmeudbytte i forhold til driftssituationen tidligere.

Som nævnt ses det, at kondensation indtræder ved højere temperaturer for kedler end for de viste kraftvarmehenheder. Men ved temperaturer under ca. 44 °C vil varmeudbyttet fra eksempelvis motoranlæg være større end for kedler. Ved temperaturer under ca. 30 °C vil det ekstra varmeudbytte fra det viste gasturbinebaserede anlæg være størst.



Figur 17 viser det kondensatudbytte, der maksimalt kan opnås for henholdsvis kedel- og gasmotorenhed. Enheden for kondensmængden er liter pr. indfyret  $\text{nm}^3$  naturgas.



Figur 17 Maksimalt kondensatudbytte for et typisk naturgasfyret kedel- eller gasmotoranlæg (reference [3]).

#### 3.4.1.2 Hvorledes realiseres dette varmeudbytte?

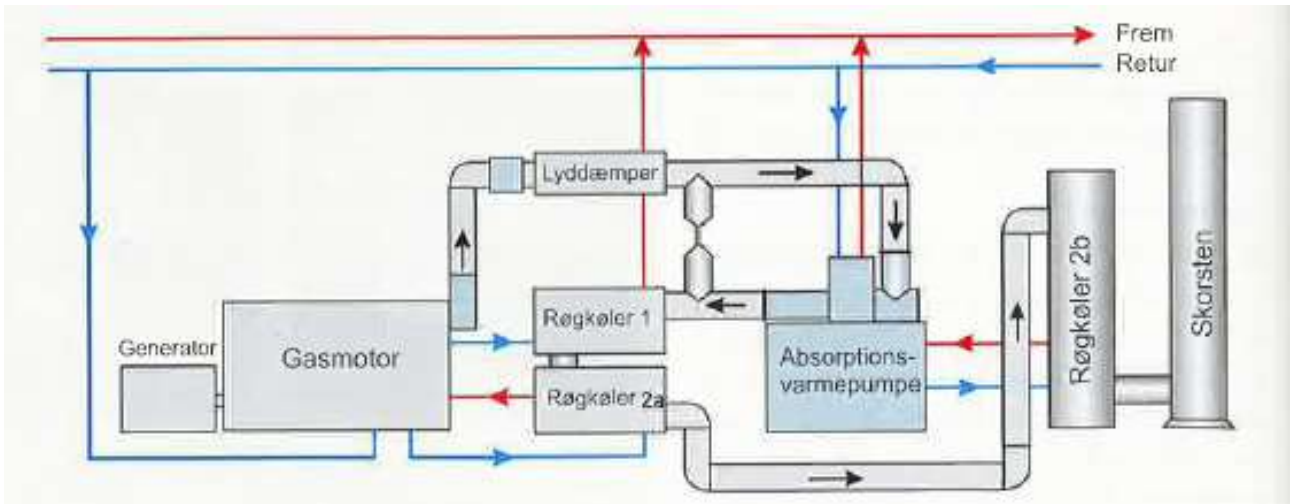
Hvis man har eller kan skaffe sig returvand med tilstrækkeligt lav temperatur, kan man installere ekstra lavtemperaturreggasveksler/røgekøler ("LT2"), se eksempel i Figur 18.



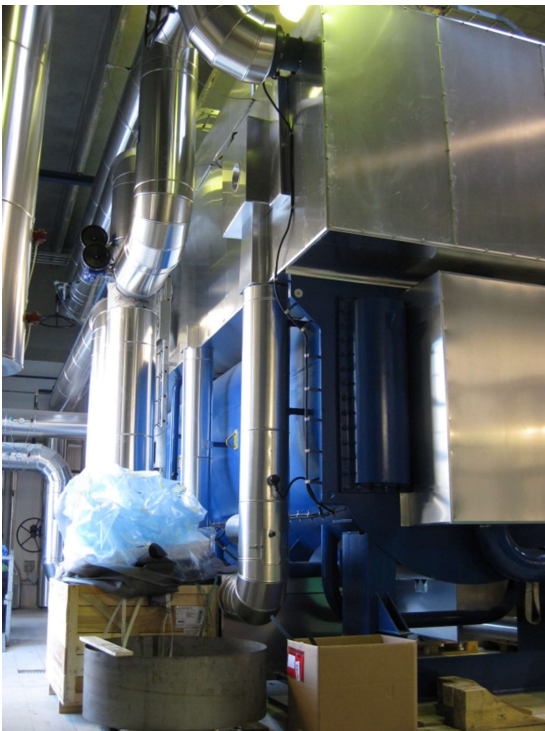
*Figur 18 Ekstra røggaskøler for røggas fra motorbaserede kraftvarmeheder; her er veksleren placeret udendørs.*

Denne skal være forsynet med kondensafløb og tilhørende neutralisering efter aftale med miljøtilsyn/kommune. Denne røggaskøler skal naturligvis være i et robust og korrosionsfast materiale. Kondensatet er, inden neutralisering, svagt surt. Dette skyldes både det lille svovlindhold i kondensatet, men også mulighed for dannelse af salpetersyre. Se for eksempel reference [3].

Hvis man ikke har så lave kølevandstemperaturer, kan man anvende varmepumper til at køle på røggassen. Dette praktiseres på et antal danske KV-anlæg, se eksemplet i Figur 19, 20 og 21.



Figur 19 Principskitse af gasmotorbaseret KV enhed hvor koldt vand fra en røggasdrejet absorptionsvarmepumpe slutfkøler røgen fra KV anlægget (Skitse fra Varmeståbi (PRAXIS-Nyt Teknisk Forlag) samt fa. Hollensen)



Figur 20 Absorptionsvarmepumpe, der køler på røggas efter motorbaseret KV-enheden.



Figur 21 Røggastemperatur efter absorptionsvarmepumpen i Figur 20.

Man kan måske ende med at have så kold røg, at det kniber for skorstenen at bortlede tilstrækkeligt effektivt. Dette bør principielt ikke være en hindring for så stor køling af røgen som muligt. En eventuel genopvarmning af den tørre røg kræver væsentligt mindre energi, end man får ud af den ved køling i det kondenserende område.

### 3.4.2 Kippris

Kipprisen er den pris, man (mindst) skal have for strømmen, for at drift på KV-enheden kan betale sig i forhold til anden til rådighed værende produktionsenhed på værket. Kippriser eller indmeldte priser for kraftvarmeværkernes enheder spænder meget vidt; projektet har hørt/set priser mellem 80 og 800 kr./MWh for de naturgasfyrede decentrale KV-værker i projektperioden.

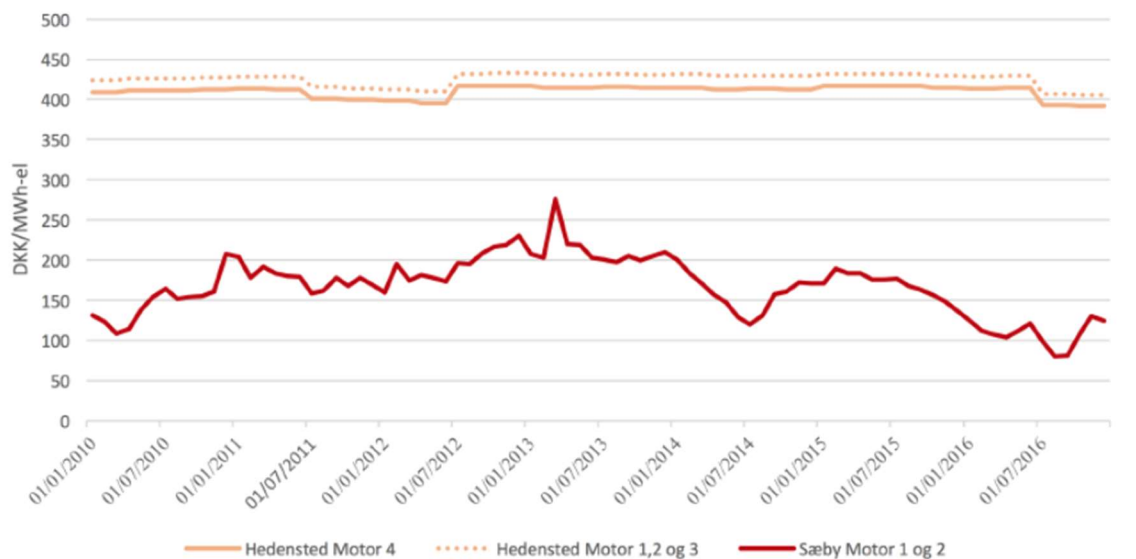
Kipprisen ændrer sig hele tiden. Dette skyldes, at den blandt andet afhænger af aktuel pris på brændslet, af el- og aktuel varmeeffektivitetsgrad på kraftvarmeenheden og af varmeeffektivitetsgrad på det øvrige tilgængelige produktionsudstyr. Også den aktuelle CO<sub>2</sub>-kvotepris skal for de kvoteomfattede værker indgå i beregningen.

Har man economizer på produktionsenhederne, kan varmeeffektiviteten (eller totalvarmeeffektiviteten) påvirkes mærkbart af eksempelvis returtemperaturen fra fjernvarmevandet til værket. Denne kan således variere over året og bør derfor tjekkes og i givet fald korrigeres i beregning af aktuel kippris. Det er jo oftest returvandet, der anvendes som kølevand i røgekølere/economizere.

De anlæg, der har mest årlig drift og derfor formentlig har meldt lavest kippris ind, er typisk anlæg, der har investeret i ekstra røgekøling. Der er måske installeret absorptionsvarmepumpe til yderligere køling af røggas, sådant er p.t. etableret på ca. 20 danske fjernvarmeværker. Visse anlæg opnår på denne måde røgteperaturer under 20 °C. At varmeeffektivitetsgraden for KV- anlæggene nu (også) er så væsentlig for god økonomi for anlæggene er som tidligere nævnt en ny situation i forhold til da mange af anlæggene blev udlagt og installeret.

Dansk Fjernvarme og Foreningen Danske Kraftvarmeværker har regneark/blanket til udregning af kippris.

I et nyligt afslutningsprojekt på Syddansk Universitet [4] er foretaget beregning af kippris for nogle udvalgte og på hver deres måde typiske værker med gasbaserede KV-enheder, kedler mv. Figur 22 viser kipprisen for værkerne, og der ses her kippriser mellem ca. 80 og 425 kr./MWh for de to valgte værker i perioden 2010 til 2016.



Figur 22 Kippris over perioden 2010 – 2016 for to udvalgte værker med gasbaserede KV-enheder (fra [4]).

Særligt for værket med den lave kippris ses, at denne varierer over tiden. Dette skyldes her primært ændringer i gaspris. Variabel gaspris på den gas, der går til kraftvarmeenheden vil på sigt give en lavere gaspris end fastprisaftaler. I fastprisaftaler indgår et forsikringselement, som fordyrer omkostningen over tid. Der er de sidste 7 år ikke observerede voldsomme peaks i gasprisen, hvilket betyder at risikoen ved variabel pris har været lav. Det er gasprisen i Sæby, som er variabel et fint eksempel på. De viste kippriser for dette værk vil generelt betyde god mulighed for mange timers årlig drift med godt økonomisk udbytte. Det pågældende værk har med især tekniske konfiguration og gaskontrakt i praksis også mange driftstimer for kraftvarmedelen.

Værket med den lave kippris har som nævnt foretaget investeringer i KV-anlægget. En væsentlig nøgle til den lave kippris er udnyttelse af restvarmen i røggassen ved hjælp af absorptionskøling. Skulle elprisen blive for lav til driftsøkonomisk KV-drift, har man på værket også investeret i en elkedel, der da nyder godt af den lave elpris. Elkedlen gør i øvrigt også, at man kan indmelde ekstra effekt for reguleringsmarkedet.

De to værker, der her er brugt som eksempel, har en totalvirkningsgrad på henholdsvis 92,4 % og 103,4 %. Dette er en forskel i 11 procentpoint i totalvirkningsgrad, svarende til en forskel på over 20 % i varmeudbyttet på samme brændselsmængde.

Herunder ses de data, der sædvanligvis skal indtastes for en kipprisberegning; de med grønt afmærkede er dem, der løbende særligt må holdes øje med.

Beregning af marginal elproduktionspris - her ift. <b>Naturgas kedelanlæg</b>		
- Varmeproduktionsprisen på kedelanlægget beregnes automatisk		
<b>Frit marked</b>		
Gasprisen (indtastes):	1,400	kr/m <sup>3</sup>
Formel til beregning af afgift (E- eller V-Formel) (indtastes):	E	E-formel er bedst
ettarif produktion el evt. inkl. bidrag til håndtering balanceansvarlig:	3,00	kr/MWh
Energiafgift på naturgas kraftvarme (sats 2016):	2,175	kr/m <sup>3</sup>
CO <sub>2</sub> -afgift på naturgas (sats 2016) *:	0,3870	kr/m <sup>3</sup>
NO <sub>x</sub> -afgift motoranlæg (sats 2016) **:	0,147	kr/m <sup>3</sup>
NO <sub>x</sub> -refusion motor (Udfyldes kun ved refusion af NO <sub>x</sub> ):	0%	
Metan-afgift motoranlæg (sats 2016)**:	0,067	kr/m <sup>3</sup>
Metan-refusion motor (Udfyldes kun ved refusion af Metan):	0%	
Energiafgift ved kedeldrift (sats 2016):	45,8	kr/GJ
CO <sub>2</sub> -afgift ved kedeldrift (sats 2016):	13,6	kr/GJ
NO <sub>x</sub> -afgift ved kedeldrift (sats 2016):	0,042	kr/m <sup>3</sup>
NO <sub>x</sub> -refusion kedel (Udfyldes kun ved refusion af NO <sub>x</sub> ):	0%	
Elvirkningsgrad (indtastes):	40,00%	
Varmevirkningsgrad (beregnes):	58,00%	
Totalvirkningsgrad (indtastes):	98,00%	%
Kedelens virkningsgrad (indtastes):	98,00%	%
Drift og vedligehold for kraftvarmeværket (indtastes):	67,5	kr/MWh-el
Drift og vedligehold for gaskedlen (indtastes):	5	kr/MWh-varme
Kvotepris - sættes til 0 såfremt ikke kvoteomfattet:	0	kr/ton
Elproduktion i MWh pr. produceret MWh varme (beregnet):	0,69	MWh-el/MWh-varme
Naturgasforbrug i alt (beregnes):	156,74	m <sup>3</sup>
Naturgas til elproduktion (beregnes):	93,58	m <sup>3</sup>
Afgiftsbelagt naturgas til varme (beregnes):	63,16	m <sup>3</sup>
Udgift til naturgas (beregnes):	219,44	kr/MWh-varme
Afgift på gas til kraftvarmeanlægget* (beregnes):	231,58	kr/MWh-varme
Varmepri i alt kraftvarme ex. elindtægt (beregnes):	497,57	kr/MWh-varme
Varmeproduktionspris på Kedelanlæg (beregnes):	339,55	kr/MWh-varme
<b>Marginal elproduktionspris (beregnes):</b>	<b>232,13</b>	<b>kr/MWh-el</b>
* For ikke kvoteomfattet virksomhed betales CO <sub>2</sub> -afgift af naturgas til el.		
** NO <sub>x</sub> - og metanafgiften betales for hele brændselsforbruget		

GE-Jenbacher DK har i efteråret 2016 lavet beregninger af, hvad varmekoefficienten kan betyde for mulige driftstimer på et kraftvarmeanlæg. Referenceværket er gasfyret, har kedler med høj virkningsgrad (104 %) og motorbaserede kraftvarmeanheder med en el-virkningsgrad på 41 %. Det regnes ud, hvor mange timer gasmotoranlægget principielt ville kunne køre med positivt dækningsbidrag (dvs. opnå el-pris over sin kippris) med traditionel røgekøling (total virkningsgrad 96 %), dernæst med LT2-veksler (totalvirkningsgrad 98 %) samt slutteligt med anvendelse af varmepumpe til køling af røggassen (totalvirkningsgrad 106 %).

Med de gældende gas- og elpriser for perioden (august 2015- august 2016) blev resultatet:

<b>Totalvirkningsgrad (% , nedr. br.værdi)</b>	<b>Antal timer med positivt dækningsbidrag (h)</b>	<b>Note</b>
96	2.328	Traditionelt KV-anlæg
98	4.184	Med LT2-veksler
106	7.844	Med VP til køling af røg

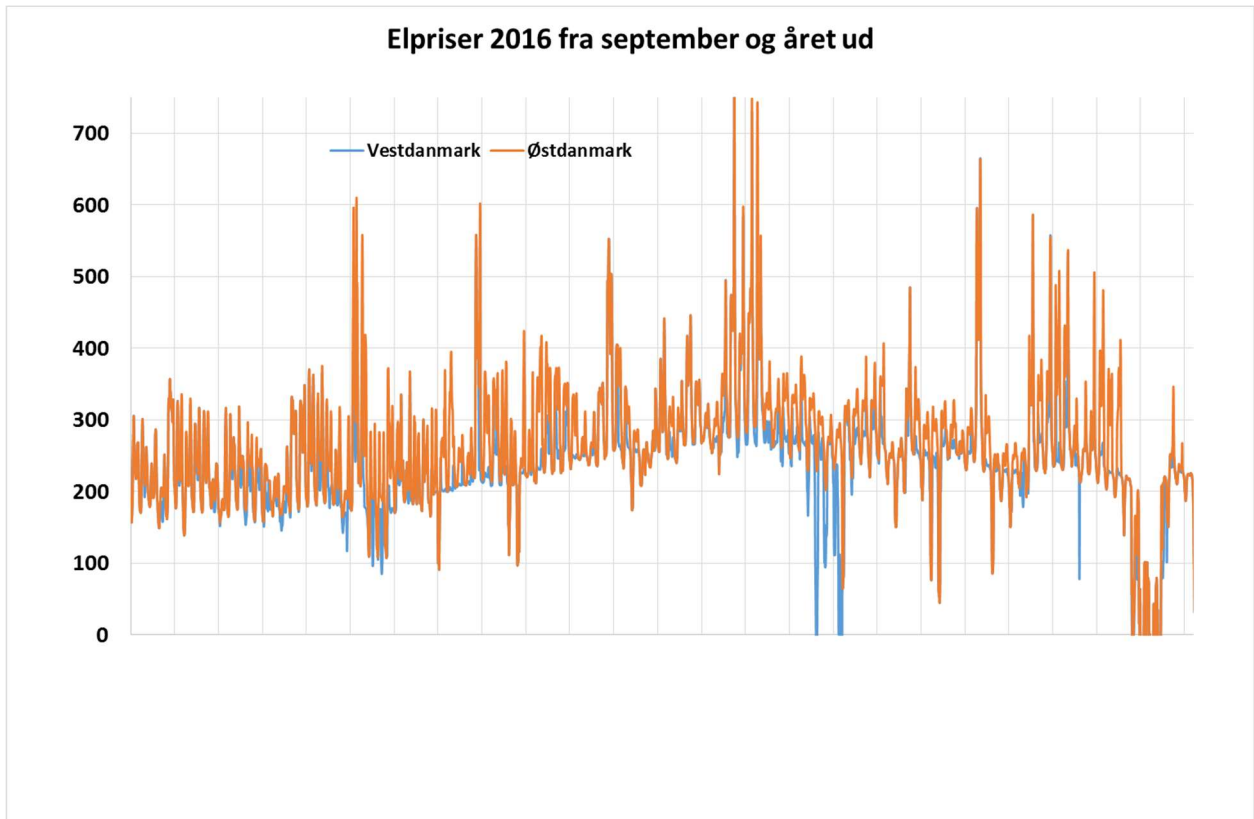
Visse af ovenstående potentielle driftstimer har givetvis ligget i perioder med for lille varmebehov, og visse kan have været enkeltstående timer, hvor opstart af anlæg ikke giver mening. Men hovedbudskabet for regnestykket er tydeligt, at udnyttelse af restvarmen har meget stor indflydelse på antallet af mulige driftstimer for KV-enhederne, hvor dette giver lavest varmeproduktionspris i forhold til gaskedeldrift. Den elpris, man normalt melder ind som mindste for opstart af sit anlæg (kipprisen), skal hele tiden genberegnes.

Ovenstående beregning blev præsenteret på Dansk Fjernvarmes Landsmøde 2016 samt på temadag hos Dansk Fjernvarme.

I afsnit 3.7.2 laves beregninger tilsvarende til disse fra GE-Jenbacher, som kommer frem til lignende resultater. Efterfølgende i afsnit 3.7.3 og 3.7.4 simuleres driften på værkerne i Hedensted og Sæby i en timeopløsning. Med udgangspunkt på Sæby Varmeværk konkluderes et årligt driftstimaltal på gasmotorerne til 2.000 timer i 2015 og 2.523 timer i 2016. Sæby Varmeværk har 102 pct. gaskedel-virkningsgrad og 103,5 pct. gasmotor-virkningsgrad og ligger dermed mellem de to bedste driftstimecases fra GE-Jenbachers beregninger. Dermed er det omkring halvdelen af de beregnede driftstimer med positivt dækningsbidrag, der realiseres i driften. Med udgangspunkt i Hedensted Fjernvarme i afsnit 3.7 bekræftes hovedbudskabet fra GE-Jenbacher beregningerne omkring at øget varmevirkningsgrad på gasmotorerne giver flere driftstimer.

### 3.4.3 Driftsanalyser

Driftstimaltallet for mange naturgasfyrede KV-anlæg var meget lavt i 2016. Dette overrasker noget, idet der særligt i efteråret faktisk var mange timer med gode elpriser samt generelt relativt lave gaspriser. Elpriserne har svinget fra kortvarigt negative (i forbindelse med stormen "Urd") til op mod 800 kr./MWh. I mange perioder har der været elpriser på mellem 250 og 350 kr./MWh; de bedste priser har været på Sjælland, se figur 23.

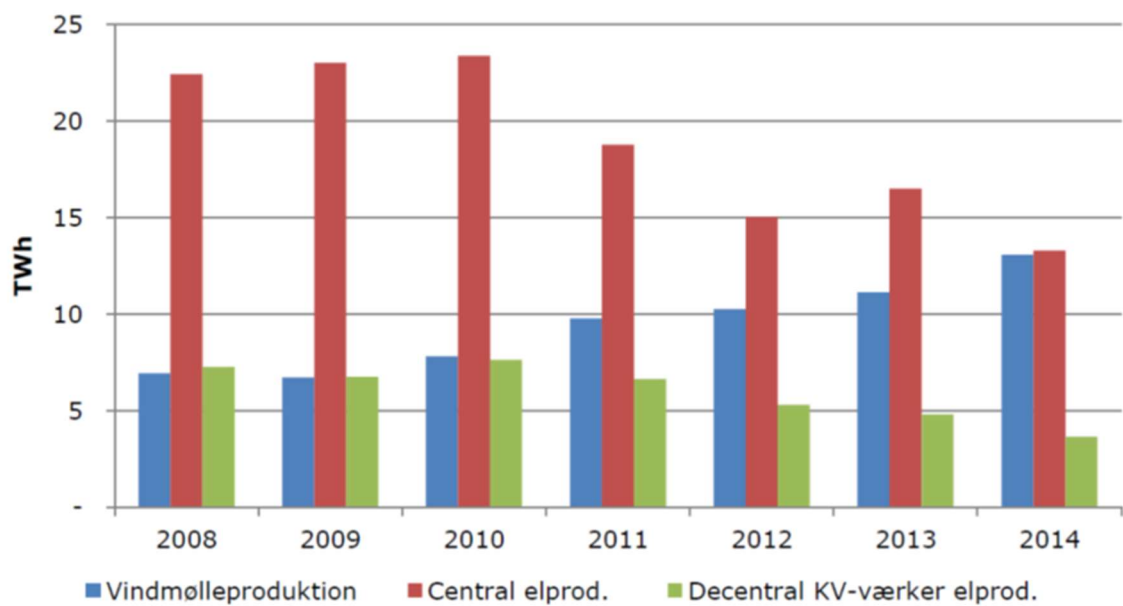


Figur 23 Eksempel på el-spotpriser i efteråret 2016

Ingen tvivl om at det produktionsuafhængige tilskud ("grundbeløbet") er en stor og væsentlig indtægt på fjernvarmeværkerne, men at undlade kørsel, når der faktisk kunne tjenes penge, betyder en højere varmepris end nødvendigt. Enhederne bør køre, når der er positivt dækningsbidrag, med mindre særlige forhold taler imod. Sådanne forhold kunne være, at et stort og bekosteligt eftersyn er nært forestående eller lignende.

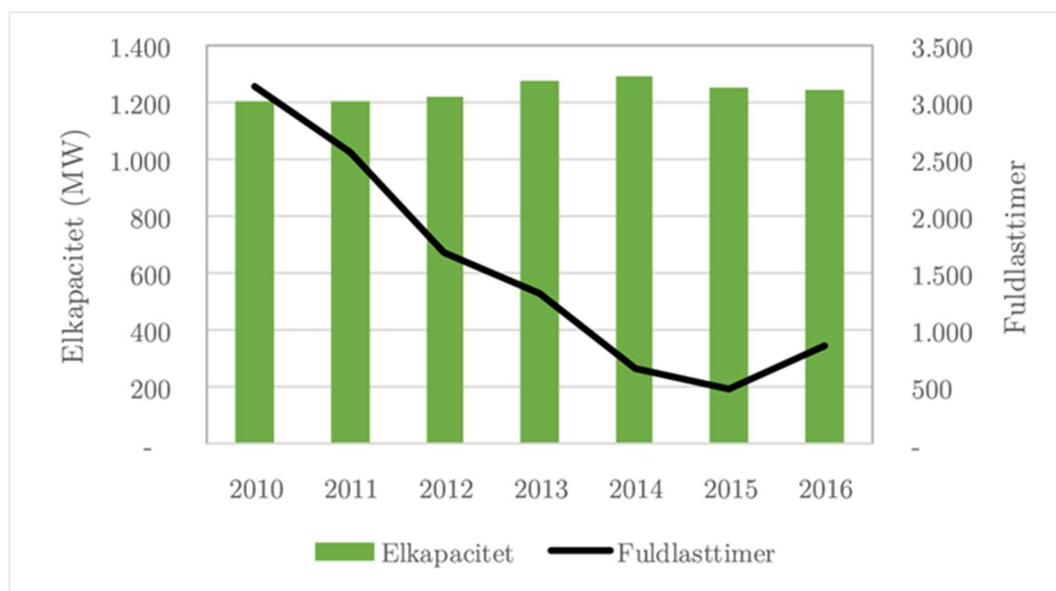
Figur 24 viser elproduktionens oprindelse fra 2008 og frem mod 2015. Det ses at vindkraftproduktionen øges år for år og de centrale og decentrale KV-anlæg i denne periode mindsker produktionen.





Figur 24 Elproduktion fra vindmøller, centrale kraftværker og decentrale værker i Danmark over en periode. Kilde: Energistyrelsen, Energinet og Grøn Energi.

For de decentrale KV-anlæg ses i Figur 25 som den sort optrukne linje det gennemsnitlige årlige antal fuldlasttimer. Der sker et tydeligt fald over årene 2010 til 2015. For 2016 ses en stigning i driftstimetallet. De af anlæggene, der er etableret i midt-90'erne til drift på 3-ledsttarif, er typisk udlagt til et årligt driftstimetallet på 3500-4000 timer. De realiserede timetal 20 år senere er således generelt kendeligt lavere, men forsyningssituationen og afregningsformen er også væsentligt ændret.



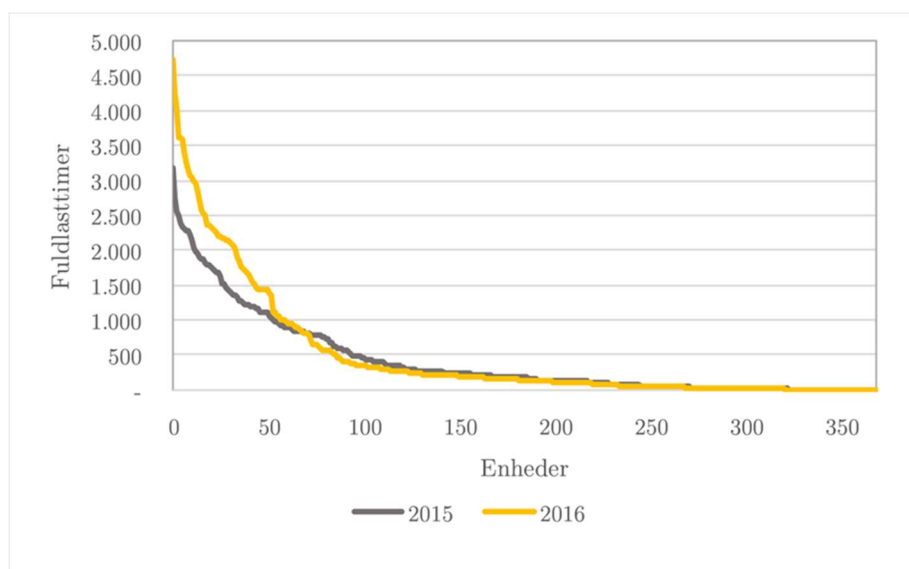
Figur 25 Det gennemsnitlige antal årlige fuldlastdriftstimer på de decentrale KV-værker samt den installerede effekt over årene 2010-2016, kilde: Grøn Energi.

Figur 25 viser også, at den decentrale kraftvarmekapacitet (installeret effekt) trods faldet i antal aktive timer er bibeholdt over årene. Dette hænger utvivlsomt sammen med udbetalingen af grundbeløbet, der

forudsætter, at man har et produktionsanlæg stående driftsklart. Fra 2019, når grundbeløbsordningen for et stort antal værker ophører, forventes det, at kapaciteten vil falde, se nærmere herom i afsnit 3.8.1.

Opsvinget i fuldlasttimer i 2016 skyldes blandt andet en stigning i elpriserne, som har forbedret konkurrenceevnen af de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeenheder. Salg af el kan reducere varmeproduktionsprisen i den enkelte time og gøre produktion på kraftvarmeenhederne, frem for eksempelvis produktion på et naturgasfyret kedelanlæg, fordelagtig. Gasprisen i 2016 været lav i forhold til tidligere år og dermed mindsket driftsomkostningerne til enhederne.

Analysen af det gennemsnitlige årlige driftstimetallet er nuanceret med den i Figur 26 viste fordeling mellem værkernes driftstimetallet. Den viser, at et antal værker som nævnt fortsat har mange årlige driftstimer, fx mellem 1000 og 5000 timer. Også på denne graf ses det, at driftstimetallet i 2016 for de mest aktive værker er højere end 2015. Det fremgår af figuren, at ca. 66 % af enhederne har under 250 fuldlasttimer i 2016, mens det i 2015 var ca. 59 % af enhederne.



Figur 26 Fordelingen af årlige driftstimer på de decentrale KV værker i årene 2015 og 2016, kilde Grøn Energi

### 3.5 Serviceprincipper, gasmotorer og gasturbiner

Projektet har gennemgået eksisterende service og vedligeholdsprincipper for gasfyrede KV anlæg. Formålet var at identificere mulige besparelser og driftsmæssige bindinger som evt. kan løses for derigennem at forbedre driftsøkonomien. Dette er gennemført ved drøftelser og samtaler om vedligeholdsprincipper og mulige besparelser med en række aktører i KV-branchen samt kvalificerede parter uden for branchen.

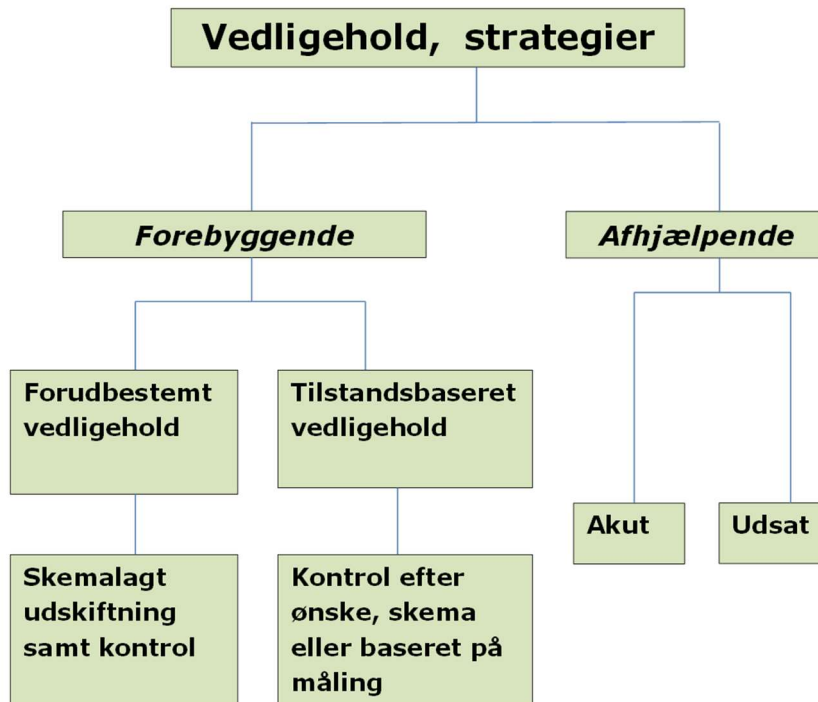
Der er gennemført drøftelser med:

- Fredericia Maskinmesterskole (bl.a. aktiv i kompetencegivende uddannelse af driftspersonale til gasmotorbaserede KV-værker)
- MARTEC i Frederikshavn; maskinmester-, maskinist- og automatiseringsuddannelser m.m.
- Mærsk Maritime Technology; ansvarlig for bl.a. indkøb, service mv. af hoved- og hjælpemotorer på Mærskss skibsflåde
- GE-Jenbacher DK; er både motorleverandør og formand for Brancheforeningen for leverandører til KV

- General Electric (GE's) gasturbine division

Herudover er anvendt gennemgang af servicereporter og tilbud om større servicearbejder (hovedeftersyn) og generel litteratur om samme.

I Figur 27 ses et hyppigt anvendt diagram for forskellige servicetilgange for motorer/maskineri:



Figur 27 Forskellige servicemuligheder (reference [5])

### 3.5.1 Gasmotorer

For gasmotorer i KV-sektoren i Danmark gælder for langt de fleste, at der foretages service og udskiftning efter fabrikantens serviceforskrifter/terminer. Motorvedligehold er generelt præget af stor konservatisme, hvilket nok gør sådan service mere forsigtig og dermed måske dyrere, end den behøver være. På skibe kan klasseregler ligeledes gøre sådan grad service nødvendig. For kraftvarmeanlæg kan dette være et krav ifm. forsikringsdækning.

For et antal anlæg sker service og vedligehold i henhold til en servicekontrakt, der typisk er tegnet med motorleverandøren. Denne omfatter typisk beredskab ifm. udkald til akut service, og planlagt vedligehold. Omkostninger til de mindre, mellemstore og eventuelt de større eftersyn betales oftest via betaling pr. produceret kWh<sub>e</sub> eller pr. driftstime. Se i bilag 3 vedr. indhold og omfang af sådanne servicekontrakter.

Der kan være knyttet (betaling til) et minimum antal årlige driftstimer til en sådan kontrakt, servicekontrakt eller samarbejdsaftale. Dette har ført til, at en række værker har opsagt kontrakterne og nu bestiller service i regning. Da udføres arbejdet igen typisk iht. fabrikantens levetidsforskrifter.

Afhjælpende vedligehold gennemføres, når der sker et uventet nedbrud. At basere service på dette vil ikke nødvendigvis være billigere end tilstandsbaseret vedligehold og vil kunne føre til, at man ikke opnår det rådighedsstal, man ønsker og måske har garanteret over for markedet i forbindelse med salg af

reguleringsydelse. Har man flere enheder og ikke baserer sig med drift (eller indmelder) alle disse, da vil afhjælpende vedligehold kunne være en option, da man så har reserveenheder til rådighed.

Der findes i dag mange muligheder for kontinuert eller med mellemrum at følge anlæggets eller delenes tilstand ved endoskop, vibrations- eller termografiske målinger eksempelvis. Dette kan udføres af værket folk eller tredjepart. Øget vibrationsniveau vil ofte vise, at en fejl er ved at udvikle sig; til tider inden temperaturovervågning gør det samme.

Afhjælpende vedligehold kan generelt vælges, hvis dette ikke fører til:

- Store økonomiske konsekvenser
- Miljøkonsekvenser
- Følgeskader
- Risiko for personsikkerhed.

Er et af ovenstående punkter aktuelt, bør afhjælpende vedligehold fravælges, og tilstandsbaseret vælges i stedet. Også driftstilstanden, gaskvalitet, last, antal starter mv. kan indgå i vurderingen. Har man mange enheder i drift – fx som skibsreder – kan servicearbejdet sendes i udbud (evt. opdelt på hovedmotorer og hjælpemaskineri); dette fører oftest til mærkbart reduceret pris.

En motorleverandør peger på, at serviceydelser fremover (for nye motorer) forventeligt vil blive baseret på aktuelt driftsmønster "parret" med "Big Data"-samling for samme motortype. Motorleverandøren peger også på, at man allerede i dag, med de begrænsede driftstimer og øget tidsinterval til hovedeftersyn (60.000 h, 80.000h), kan holde opsparring til hovedeftersyn ude af D/V-kontrakten og hermed gøre marginalprisen mere fordelagtig.

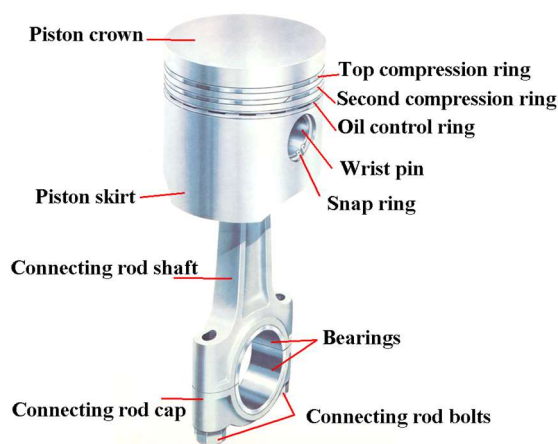
Efter aftale og accept fra motorleverandør og forsikringssselskab er der for visse anlæg efter forudgående tilstandskontrol opnået accept for yderligere nogle tusind timers drift førend et ellers planlagte større servicearbejde. Gasreglementet kræver, at der udføres service efter leverandørens forskrifter; der skal dog minimum udføres årlig kontrol af anlægget.

Har man mange produktionsenheder kan der være ide i at være selvforsikrende.

Prisniveauet for de danske aftaler/kontrakter for service/vedligehold synes at være i god overensstemmelse med europæiske ditto for samme motorstørrelser, måske faktisk med tendens til at være billigere (ref. [6]).

Projektet har haft en drøftelse med en førende international ekspert af service og slid på gasmotorer. Personen har været ansat mange år i et gasselskabs R&D-afdeling med motoranvendelse og KV som speciale. Parallelt hermed har vedkommende været underviser på et anerkendt universitet om samme emne og efterfølgende været ansat hos en førende gasmotorleverandør.

Lavere last vil forventeligt føre til lavere cylinderforingslid, herunder også længere levetid for stempel-skørt. Dog vil dele af stempel-skørt ikke udvise forøget levetid, idet sliddet er hastighedsafhængigt, og stempelhastigheden med konstant RPM er uændret. Ellers ville dette slid påvirkes i en tredje potens ift. omdrejningstallet.



Figur 28 Betegnelser omkring stempel mv. i gasmotor

Ventiler kan måske opleve lidt mindre slid; dog vil dette afhænge af, hvad der forårsager sliddet mest, cylindertryk eller slaget i forbindelse med lukning af ventilen ("hammering"). Olielevetid kan måske forlænges lidt, da der er mindre blow-by. Dette vil afhænge af, hvad der er væsentligst for olienedbrydningen, termisk stress, nitrifikation eller oxidation. Hvorledes last versus slid forholder sig for en aktuel motor, vil formentlig bedst afgøres med "learning by doing".

Lavere last kan føre til lavere tændrørsomkostning. Dog er intet sparet, hvis den stadig skal/vil kunne køre 100 %.

Tilstandsbaseret vedligehold (condition based monitoring = CBM) nævnes ofte af leverandører, men ingen har kunnet lave særlige koncepter eller kunnet påvise markante gevinster bortset fra fejldekttering baseret på overvågning af olie og udstødtemperaturer. Som nævnt senere i afsnit 3.6.1, har undersøgelserne i projektet desuden vist at motorerne i DK generelt ikke er tilstrækkeligt bestykket til CBM. Overgang til CBM vil derfor kræve yderligere investeringer og eftermontering af overvågningsudstyr.

Ovenstående gælder konstant RPM-motorer i lastområdet 50-100 %; ved tomgang (idle) går andre mekanismer i gang (koks mv):

Visse servicekontrakter er alene timetalsbaserede; her vil dellastdrift give højere vedligeholdspris pr. kWh<sub>e</sub>. Andre kontrakter har pris pr. kWh<sub>e</sub>, men regnemæssigt en mindste last. Last under denne værdi vil da ligeledes give højere vedligeholdsudgift.

Konklusionen må være, at der for gasmotorer ikke er en oplagt nedsættelse af slid og dermed omkostningsreduktion forbundet med at reducere lasten til eksempelvis 90 %. Der er ikke foretaget tilsvarende drøftelse for gasturbiner; her vil der typisk optræde et større fald i el-virkningsgrad, hvilket forventeligt gør, at eventuel servicebesparelse sættes over styr.

### 3.5.2 Gasturbiner

Ligesom for gasmotorer (GM) serviceres gasturbiner (GT) efter faste vedligeholdintervaller hhv. et lille og et stort service på faste langtidsservicekontrakter eller i regning. De store services falder efter et antal ækvivalente driftstimer, hvor der tages højde for levetidsforbrug ved starter og forskellige laster (se afsnit 3.6.2). I tiden mellem de store services, inspiceres de mest udsatte dele af maskinen. Inspektionerne udføres ved delvis adskillelse eller med boroskop via inspektionsåbninger. Inspektionerne kan føre til fremrykning eller udskydelse af udskiftninger afhængigt af den aktuelle tilstand af de enkelte komponenter. På den måde er GT service i højere grad tilstandsbaseret end efter faste terminer.

GT har de seneste år oplevet markant nedgang i antal driftstimer, specielt simple cycle GT som har væsentligt højere kippris, sammenlignet med f.eks. GM og combined-cycle GT. For de flestes vedkommende betyder dette at service i regning vil være billigst, da mange måske aldrig når til det store service. Et stort service koster i størrelsesordenen 15-20 mio. kr for en GT på 15-20MW<sub>el</sub>.

### 3.5.3 Gasreglementskrav til service

Kraftvarmeanlæg skal som andre gasforbrugende apparater/anlæg være serviceret for at opnå sikker drift og det forudsatte sikkerhedsniveau.

Service skal som udgangspunkt foretages i henhold til fabrikantens anvisninger. Disse anvisninger er ofte driftstimetalsbaserede. Mange kraftvarmeanlægs årlige driftstimetale er reduceret væsentligt de senere år. Dette betyder, at der kan gå lang tid mellem service, hvis fabrikanternes forskrifter følges.

Gasreglementet har dog krav om minimumsservice og sikkerhedsmæssig kontrol. Vejledende terminer kan ses i Gasreglement B-4; dette kan downloades fra [www.sik.dk](http://www.sik.dk) under "Love og regler om gas og vvs". De fleste af gasselskaberne håndhæver, at service som minimum skal foretages en gang om året og hyppigere, hvis fabrikanten foreskriver eller driftstimetallet betinger dette.

Alle gasfyrede kraftvarmeanlæg har i sin tid opnået en projektkodkendelse inden opstart. Ved større ændringer er denne forventeligt revideret. I projektkodkendelserne indgår en drifts- og vedligeholdsplan. Når der er udført service, skal der på anlægget ligge en service rapport som dokumentation herpå. Sådanne service rapporter kontrolleres i forbindelse med gasselskabernes lejlighedsvis sikkerhedstilsyn. DGC har udgivet en vejledning om service og sikkerhedsmæssige tilsyn [7].

### 3.5.4 Sammenfatning service og vedligeholdsprincipper

De fleste GM serviceres efter fastlagte skemaer. Der findes andre mulige vedligeholdsprincipper f.eks. tilstandsbaseret vedligehold, men projektet har ikke identificeret væsentlige potentielle besparelser på service og vedligeholdsmkostninger. Omkostningsanalyser har desuden vist at drift og vedligehold udgør en relativ lille andel af de samlede omkostninger hvor brændselsudgiften er den langt største post.

## 3.6 Restlevetid

Projektet har gennemgået de primære nedbrydelsesmekanismer for hovedkomponenter i GT og GM med henblik på at identificere uudnyttet restlevetid. Uudnyttet restlevetid kan potentielt nedbringe de specifikke driftsomkostninger (kr/MWh<sub>el</sub>) eller udskyde kapacitetsomkostninger i forbindelse med større service eller investeringer i nye produktionsanlæg.

### 3.6.1 Gasmotorer

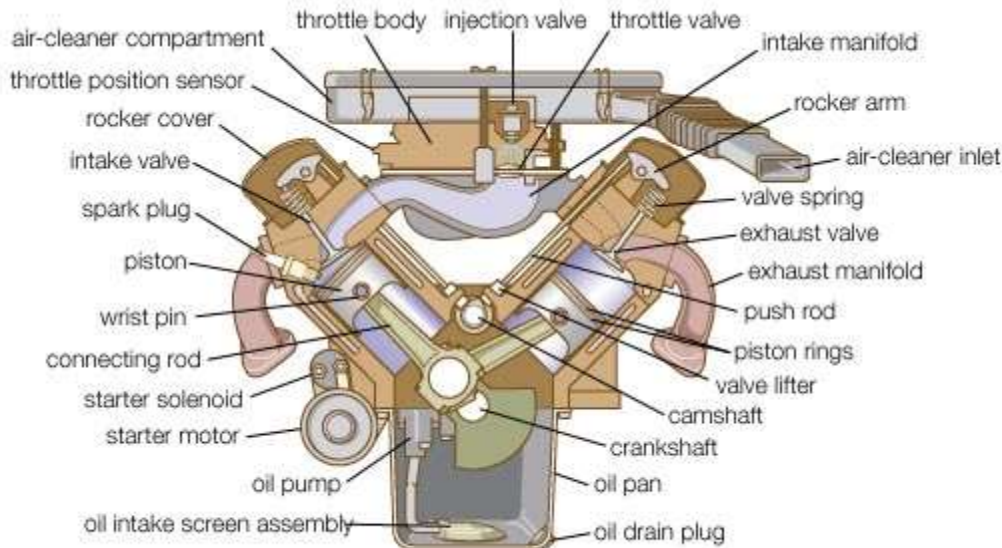
De første gasmotorer stammer tilbage fra slutningen af 1900-tallet, hvor Dr. Otto fremstillede den første 4 takts motor. Siden dengang har forbedrede fremstillingsmetoder, materialekvalitet og forbedring af Otto-cyklussen med f.eks. turbolader, intercooler, lean-burn teknologi og elektroniske overvågning/styring, ført til stadigt større motorer med bedre virkningsgrader. Men grundlæggende set er det stadig et godt stykke af vejen de samme mekaniske principper motorerne er bygget efter.

#### **Gasmotorens komponenter:**

Hovedkomponenterne i en gasmotor er (se Figur 29):

- Top-stykke
- Ventiler og stødstænger
- Tændrør

- Gastilførsel
- Stempler og stempelringe
- Stempelforinger
- Plejstænger
- Krumtapaksel og lejer



© 2007 Encyclopædia Britannica, Inc.

Figur 29 Eksempel på den mekaniske opbygning omkring en gasmotor i V- konfiguration. Den viste motor anvender ikke forkammer tænding.

### Gasmotorens servicecyklus:

En gasmotors levetid er primært bestemt af slid på hovedkomponenterne. Levetiden af en gasmotor er således principielt uendelig, så længe man løbende udskifter sliddele. Tiden mellem hvert større service fastsættes af motorleverandørerne baseret på empiriske modeller for de enkelte motorserier. Maskinens levetid kvantificeres ofte ud fra B10 levetiden. B10 er en statistisk størrelse som angiver det antal driftstimer hvor 90% af maskinporteføljen kører uden større eftersyn/service. B10 siger dog intet om den faktiske levetid for den enkelte maskine som sagtens kan være væsentligt længere end B10.

Typisk inddeles de større service i et lille og et stort service. Ved et lille service udskiftes eller renoveres topstykket og ventiler. Ved et større service, adskilles motoren helt for at udskifte cylinderforinger, stempleringe, hovedlejer og andre sliddele. Mellem de større eftersyn laves løbende vedligehold med udskiftning af olie og tændrør, som typisk kan udføres af driften selv. Et eksempel på service-omfanget er vist i Figur 30.

Efter et stort service er levetiden i princippet nulstillet, og serviceforløbet starter forfra. Traditionelt har prisen for et stort service været i et niveau hvor det bedre har kunnet betale sig at udskifte til en ny motor med bedre virkningsgrad, og skrotte den gamle motor. Sådan er det dog ikke længere, da det årlige driftstimer for mange motorer er blevet væsentligt lavere, der er derfor ikke udsigt til at en investering vil kunne tjenes hjem over en overskuelig tidshorisont specielt i konkurrence med alternative produktionsformer (overskudsvarme, solvarme, etc.).

Tiden mellem lidtstørre services varierer mellem 15 til 30.000 timer for et lille service og 40 til 80.000 timer for et stort service afhængigt af den aktuelle motorleverandør, og er normalt ens for hele leverandørens portefølje af denne jf. B10 levetiden ovenfor. Dvs. der differentieres ikke mellem driftsbetingelser (gaskvalitet, geografi osv.) selvom dette i praksis vil have stor indflydelse på levetiden af de enkelte

motorer og komponenter. Jf. gasreglementet (se afsnit 3.5.3) skal leverandørens anbefalinger overholdes, og det er således op til leverandørerne at give grønt lys til evt. at køre længere end deres normale vejledende serviceintervaller. Som nævnt i afsnit 3.5.1 findes enkelte eksempler fra DK hvor motorleverandøren på baggrund af tilstandsinspektioner har givet grønt lys til at køre maskinerne ca. 5000 timer længere end det fastlagte store service. En udskydelse af det store service med f.eks. 5000 timer vil betyde at mange af de ældre maskiner vil kunne holdes i markedet 2-5 år efter 2018 afhængigt af det årlige driftstimetotal.

Daily	1000 Hours	2000 Hours	8000 Hours
<input type="checkbox"/> Air Tank Moisture and Sediment, Drain <input type="checkbox"/> Check Coolant <input type="checkbox"/> Check Engine Air Cleaner Indicator <input type="checkbox"/> Check Engine Oil Level <input type="checkbox"/> Check Fuel Filter Pressure <input type="checkbox"/> Check Fumes Disposal Filter Pressure <input type="checkbox"/> Check Generator Bearing Temperature <input type="checkbox"/> Check Generator Load, Voltage, Frequency <input type="checkbox"/> Check Jacket Water Heater <input type="checkbox"/> Check Power Factor <input type="checkbox"/> Walkaround Inspection	<input type="checkbox"/> Drain Aftercooler Condensate <input type="checkbox"/> Inspect Alternator <input type="checkbox"/> Inspect/Adjust Belts <input type="checkbox"/> Measure Crankcase Pressure <input type="checkbox"/> Inspect Crankcase Vibration Damper <input type="checkbox"/> Clean Engine Crankcase Breather <input type="checkbox"/> Change Oil & Oil Filter <input type="checkbox"/> Clean Engine Timing Sensor <input type="checkbox"/> Check Engine Valve Lash & Bridge <input type="checkbox"/> Inspect Flex Coupling <input type="checkbox"/> Drain Gas Pressure <input type="checkbox"/> Regulator Condensation <input type="checkbox"/> Test Generator Winding Insulation <input type="checkbox"/> Inspect/Replace Hoses & Clamps <input type="checkbox"/> Check Inlet Air <input type="checkbox"/> Clean Radiator <input type="checkbox"/> Measure Valve Stem Projection <input type="checkbox"/> Inspect Water Pump	<input type="checkbox"/> Check/Adjust Carburetor Air-Fuel Ratio <input type="checkbox"/> Check Compressor Bypass <input type="checkbox"/> Inspect Generator <input type="checkbox"/> Lubricate Generator Bearing <input type="checkbox"/> Inspect Vibration  <b>3000 Hours</b> <input type="checkbox"/> Inspect/Replace Spark Plugs  <b>4000 Hours</b> <input type="checkbox"/> Test Crankcase Blowby <input type="checkbox"/> Test Cylinder Pressure <input type="checkbox"/> Inspect Engine Mounts <input type="checkbox"/> Check Engine Relays <input type="checkbox"/> Clean Radiator <input type="checkbox"/> Measure Valve Stem Projection <input type="checkbox"/> Inspect Starting Motor	<input type="checkbox"/> Replace Fumes Disposal Filter <input type="checkbox"/> Check Rotating Rectifier <input type="checkbox"/> Inspect Turbo  <b>10,000 Hours</b> <input type="checkbox"/> Inspect Generator Bearing  <b>15,000 Hours</b> <input type="checkbox"/> Replace Engine Oil Temperature Regulator <input type="checkbox"/> Top End Overhaul  <b>30,000 Hours</b> <input type="checkbox"/> In-Frame Overhaul <input type="checkbox"/> Change Coolant  <b>60,000 Hours</b> <input type="checkbox"/> Major Overhaul

Figur 30 Eksempel på service tjekliste. Kilde: Caterpillar.

### Nedbrydelsesmekanismer

Som nævnt ovenfor er den primære nedbrydelsesmekanismer i en GM slid, som behandles generelt i dette afsnit. For nogle komponenter kan korrosion og udmattelse også komme i spil, som også behandles i dette afsnit.

### Slid

To flader i tæt kontakt med hinanden, som f.eks. kontakten mellem stempelringe og cylinderforingen eller plejllejer vil med tiden blive slidt. Slidhastigheden defineres normalt som materialetab pr. meter kontaktfladerne har bevæget sig relativt til hinanden.

Ser man på B10 (også benævnt L10) levetiden af de enkelte maskinelementer som f.eks. lejer, angives denne i antal omdrejninger. Sliddet er således relativt set proportionalt med omdrejningstallet og driftstiden. Jo højere omdrejningstal, og jo flere driftstimer jo større bliver det akkumulerede materialetab.

I en undersøgelse lavet af det Amerikanske Miljø Agentur (EPA) og CHP-partnership [8] er sammenhæng mellem omdrejningstallet og tiden mellem de større services, som vist i Figur 31. Som det fremgår har omdrejningstallet meget stor indflydelse på levetiden, hvilket skyldes sammenhængen mellem slid og fladernes relative hastighed til hinanden.

	Time Between Overhaul (thousand operating hours) as a Function of Engine Speed (rpm)				
	720 rpm	900 rpm	1200 rpm	1500 rpm	1800 rpm
Minor Overhaul	> 30	15 - 36	24 - 36	10 - 20	8 - 15
Major Overhaul	> 60	40 - 72	48 - 60	30 - 50	30 - 36

Figur 31 Sammenhæng mellem omdrejningstallet og service og vedligeholdelsesintervaller. [8]



I Danmark kører gasmotorer til kraftvarmeproduktion med fast omdrejningstal uanset lasten. Det vigtigste i forhold til at minimere slid og opnå længst levetid er korrekt smøringen af lejer og foringer. God smøring sikrer mindst muligt kontakt mellem fladerne under drift, og ved stilstand. Oliekvaliteten er derfor også den vigtigste parameter at overvåge under drift.

Ventilerne er nogle af de mest udsatte komponenter da de opererer i et meget barskt miljø, med høje temperaturer og tryk samtidig med direkte metallisk kontakt mellem ventil og sæde. Slidhastigheden afhænger af kontaktrykket som afhænger af arbejdsstrykket i cylinderen, samt hastigheden hvormed ventilen møder sædet. Sammenlignet med en dieselmotor er levetiden af specielt udstødningsventilerne generelt kortere i en GM. Det skyldes det høje svovlindhold i dieselolien som danner delvist beskyttende oxider på overfladen af ventilen i dieselmotorer.

Normalt imødegås de barske forhold med valg af korrosions og slidbestandige materialer, som f.eks. Stellite. På grund af ventilernes begrænsede levetid er motorerne designet således at det er forholdsvis simpelt at overvåge sliddet og udskifte ventilerne. Sliddet overvåges ved, med jævne mellemrum, at måle ventilvandringen.

Stempelkronen udsættes ligeledes for høje temperaturer og tryk og levetiden for disse er derfor i højere grad bestemt af korrosion og udmattelse. Stempelkronerne kan være fremstillet i enten aluminium eller stål, både med og uden kølekanaler (se Figur 32). For store motorer med høj slagvolumen og effekt er stål dog det foretrukne materiale. Geometrien af selve kronen er designet og optimeret således den bedst mulige forbrænding og flowforhold opnås, samtidig med tilstrækkelig køling af hele kronen (se Figur 33).

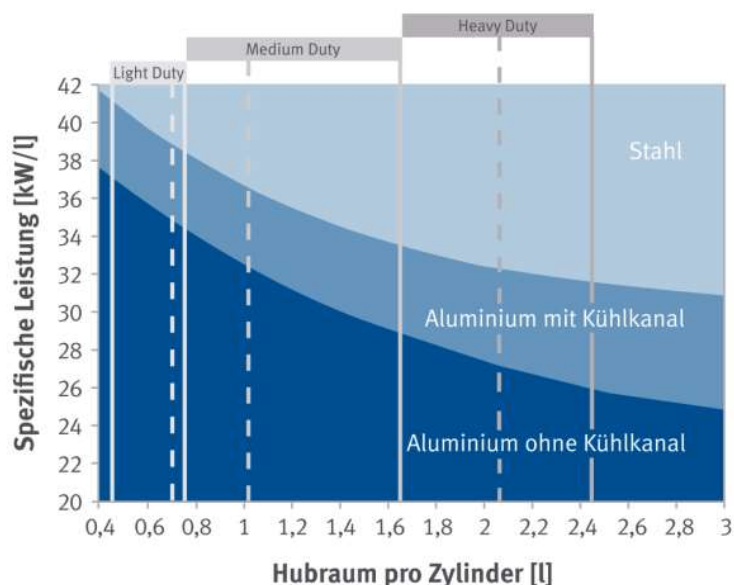


Abbildung 42: Anwendungsgrenzen von Kolbenbauarten (Quelle: Kolbenschmidt)

Figur 32 Materialevalg til stempel afhængig af slagvolumen og effekt pr. cylinder. Kilde: [9]



Abbildung 45: Monothermkolben aus Stahl (Mahle)

Figur 33 Eksempel på stempel med optimeret kronegeometri. [9]

#### **Korrosion:**

Korrosion på røgsiden forekommer normalt kun i motorer der kører på kontaminerede gasser, f.eks. biogas eller raffinaderigas, som kan indeholde  $H_2S$ , halogener og andre syreholdige gasser. Gasmotorerne på de danske kraftvarmeværker kører stort set alle på naturgas, hvor der er strenge krav til kvalitet og sammensætning, og korrosion anses derfor generelt ikke som et problem. Stilstandskorrosion anses heller ikke for at være et problem, eftersom langt de fleste af motorerne varmholdes når de ikke kører.

#### **Oliekvalitet:**

Oliekvaliteten nævnes ofte som den vigtigste parameter mht. motorlevetid, idet korrekt smøring har stor indvirkning på sliddet af motoren. Desuden beskytter olien mod korrosion i motoren. Det er derfor vigtigt at den korrekte olie kvalitet og additivpakke anvendes jf. leverandørens anvisninger, og at tilstanden af den løbende overvåges. Olien nedbrydes over tid og nedbrydeshastigheden afhænger primært af temperaturen, luftoverskudstallet i motoren, og mængden af "blow-by". Olietilstanden konstateres ved regelmæssige olieanalyser, hvor følgende nøgletal måles [10]:

- Viskositet
- Base tal
- Syre tal
- Glykolinhold
- Vandindhold
- Partikler
- Nitring/oxidation
- Olieforbrug

Kriterier for udskiftning af olien afhænger af motormærke og type. Eksempler fra 2 gasmotorer er vist i Figur 34. Indtrykket fra interviews med de medvirkende anlægsejere er at der er stor fokus på olieanalyser og udskiftning generelt følger leverandørernes anbefalinger. Analyseresultaterne fra olieanalyser fra bl.a. Hedensted er sammenholdt med udskiftningskriterierne i Figur 34, hvilket viser at olien er udskiftet i god tid inden kriterierne er overskredet.

**Table 2. Oil Analysis Condemning Limit Chart - Typical Natural Gas Engines**

Test	Condemning Limit	
	Waukesha	Caterpillar
Viscosity	-20/+30% change of new oil specification	3 cSt or more at 100°C over new oil specification
Base Number (BN)	30 - 50% of new oil value (depending on fuel type used)	50% of original BN value
Acid Number (AN)	2.5 - 3 above new oil value	AN must not exceed 4
Oxidation	25 Absorption per centimeter (ABS/CM)	FTIR, 100% Allowable, or 20-25 ABS/CM
Nitration	25 Absorption per centimeter (ABS/CM)	FTIR, 125% Allowable, or 25 ABS/CM
Insolubles	Above 1.0%	-
Water Content	Above 0.10%	Above 0.5%
Glycol Content	Any detectible amount	Any detectible amount
Wear Metals	Based on trend analysis	Based on trend analysis
Chlorine	900 PPM	-

Figur 34 Eksempel på udskiftningskriterier for motorolie [10]

### Driftsstrategi og Levetid:

I projektet er mulighederne for levetidsforlængelse eller bedre udnyttelse af restlevetiden (øget indtjening pr. driftstime) ved ændring af driftsstrategien for gasmotorer undersøgt.

### Reduceret last:

GM på de danske kraftvarmeværker har traditionelt altid kørt ved fuldlast. I projektet er undersøgt hvorvidt det giver teknisk og økonomisk mening at nedskrive GM kapaciteten og kun køre dellast, for derigennem at forlænge levetiden.

Motorleverandørernes B10 levetid er alene afhængig af driftstiden på motoren. Der differentieres ikke mellem fuldlast- og dellasttimer. Dvs. uanset om motoren kører i dellast eller fuldlast i en given time, vægtes timen ens på driftstimetælleren. Heraf udledes at ifølge motorleverandørerne er sliddet altså det samme ved fuldlast og dellast.

Ens slid i dellast og fuldlast er rimeligt såfremt belastningen af motoren er ens i alle last tilfælde. GM kører som nævnt med fast omdrejningstal, så denne ændres ikke ved dellast. Det gør til gengæld max. trykket i cylinderen samt temperaturen, som begge er lavere. Da slid bl.a. afhænger af omdrejningstallet vil sliddet på lejer, foringer og skørter være stort set uændret ved dellast. Til gengæld kan forventes en længere levetid af olie og ventiler og stempelkronen, som i højere grad afhænger af hhv. temperatur og tryk. Samlet set er det ikke eftervist at dellast drift vil have nogen væsentlig effekt på sliddet, og dermed D&V omkostningerne. Interview med en universitetsprofessor, tidligere gasmotorleverandør og gasselskabs R&D ansat har bekræftet disse overvejelser (jf. afsnit 3.5.1).

Analyser af økonomien (Bilag 4) har desuden vist at levetiden ville skulle forlænges væsentligt for at det vil give økonomisk mening af køre i dellast da EI-virkningsgraden også falder i dellast. Konklusionen er således at GM altid skal køre fuldlast, når de kører.

### Tilstandsbaseret vedligehold:

Jf. afsnit 3.5.1 kan gasmotorer serviceres efter tilstandsbaseret vedligehold. Filosofien bag tilstandsbaseret vedligehold er at de enkelte komponenter løbende overvåges, og først udskiftes når hele levetiden er opbrugt. Ved denne filosofi udnyttes derfor i teorien hele levetiden af komponenterne inden de udskiftes. Af praktiske hensyn vil det dog oftest være billigst at udskifte flere dele under et service, selvom restlevetiden kan være længere for den enkelte komponent.

Tilstandsbaseret vedligehold kæver løbende overvågning af maskinens driftsparametre, så som temperatur, vibrationer og olivekvalitet kombineret med visuelle inspektioner. GM er udstyret med målere til overvågning af driftsparametre, som bruges i maskinens sikkerhedssystemer, således at maskinen trippes hvis grænseværdierne overskrides. Ved tilstandsbaseret vedligehold er det dog ikke de aktuelle

værdier der er interessante, men udviklingen og afvigelser fra normalen som bruges til at detektere begyndende skader eller slid.

Gennemgang af driftsdata fra Hendensteds gasmotorer (Bilag 5), har vist at datagrundlaget (sampling frekvens, og signaltipe) på det eksisterende måleudstyr formodentligt ikke er tilstrækkeligt til løbende tilstandsovervågning. Overgang til tilstandsbaseret vedligehold vil derfor kræve opgradering af måleudstyret, hvilket formodes at være tilfældet for de fleste Gasmotorer i den decentrale KV sektor.

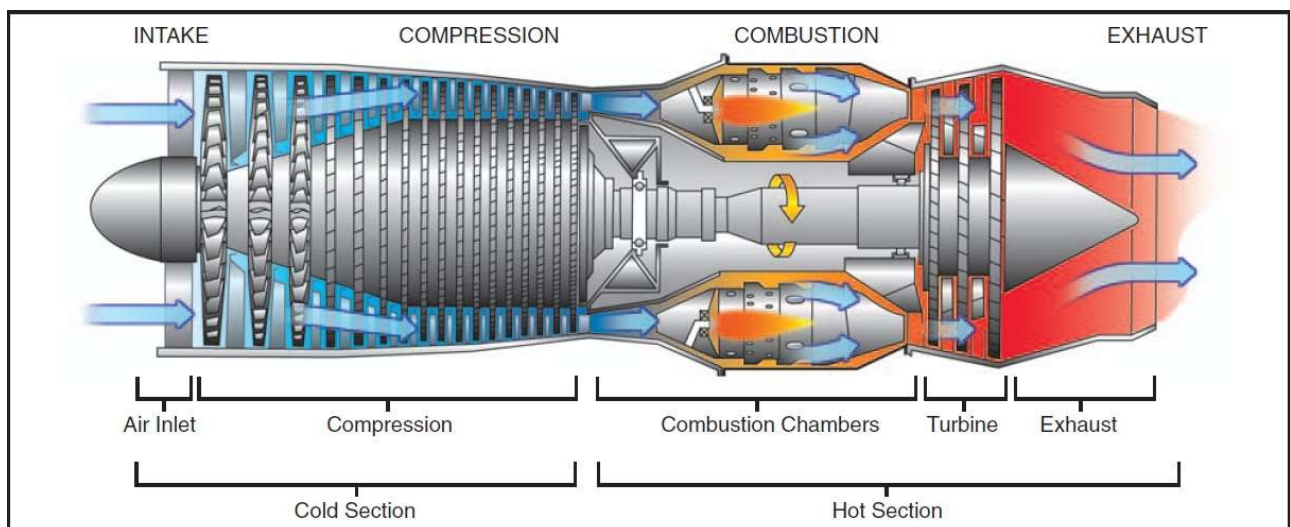
Det er desuden uvist hvor meget der er at spare ved tilstandsbaseret vedligehold sammenlignet med den skemalagte udskiftning. De fleste af leverandørerne tilbyder dog tilstandsbaseret vedligeholdssystemer, som de markedsfører med hævdede besparelser på D&V omkostninger på op til 15% sammenlignet med den traditionelle skemalagte vedligehold [11].

Tilstandsbaseret vedligehold kan dog også kombineres med den traditionelle skemalagte, ved f.eks. at bede serviceudbyderene eller leverandøren om at foretage visuelle inspektioner af hovedkomponenter forud for et større service, og kun udskifte slidte dele, eller evt. helt udskyde et service hvis leverandøren finder det forsvarligt.

### 3.6.2 Gasturbiner

En gasturbine består grundlæggende set af følgende komponenter (se Figur 35):

- Forbrændingskammer (brænderdyser og kakler)
- Kompressor (ledeskovle og rotorskovle)
- Turbine (ledeskovle og rotorskovle)
- Rotor (enkelt eller flerakslet)
- Casing



Figur 35 Grundlæggende konfiguration af en gasturbine [12].

Ligesom for GM er levetiden af en GT ikke endelig fastlagt, da alle komponenter efterses og udskiftes løbende efterhånden som deres levetid er opbrugt. Serviceintervallerne inddeles normalt i hot gas path (HPG) og Major service typisk ved hhv. 25.000 og 50.000 ækvivalente driftstimer (EOH). Levetiden af de enkelte komponenter er bestemt ved korrosion, krybning og udmattelse (højfrekvent (HCF = High Cycle Fatigue)) og lavfrekvent (LCF=Low Cycle Fatigue)). Den dominerende nedbrydningsmekanisme for de enkelte komponenter afhænger af driftsformen. Ved kontinuerlig drift dominerer, korrosion og krybning, LCF dominerer ved cyklisk drift med mange starter (se Figur 36).

Design criteria and life expenditure effects							
Components	Yield strength, stiffness	Time dependent life expenditure			Cyclic life expenditure		
		Oxidation, corrosion, erosion	Wet corrosion, erosion	Creep	Low-cycle fatigue (LCF)	High-cycle fatigue (HCF)	Crack propagation
Turbine blading	-	■	-	■	■	■	-
Compressor blading	■	-	■	-	■	■	-
Combustion chamber, exhaust liner	-	■	-	■	■	□	-
Rotor parts (excl. blading)	■	-	-	-	■	-	■
Pressure-tight casings	■	-	-	-	■	-	-
Piping	■	-	□	-	■	■	-

■ Significant contribution  
 □ Effects only locally, if at all  
 - Irrelevant

typical for Continuous Operation  
typical for Cyclic Operation

Table 1 Design Criteria and Life Expenditure Effects

Figur 36 Dominerende levetidsmekanismer for GT hovedkomponenterne, i forskellige drift modes [13].

### Inspektionsintervaller og levetid:

Gasturbinens hovedkomponenter inspiceres og udskiftes løbende i faste intervaller baseret på driftstimetallet. Det er dog ikke det direkte timetal der bestemmer intervallerne idet starter, overlast, etc. medregnes som et antal ækvivalente driftstimer (EOH=Equivalent Operating Hours). F.eks. kan en varm start medregnes som 4 EOH, og en time ved overlast som 1.2 EOH. Det betyder at en GT med mange starter skal serviceres oftere hvis EOH-metoden bruges. Beregningen af den præcise tid mellem inspektionerne varierer mellem leverandørerne.

I Figur 37 er illustreret 2 forskellige metoder til beregning af intervallerne og levetiden, GE's metode og EOH metoden. EOH metoden kombinerer Miner's og Robinson's levetidslove, hvor det totale akkumulerede materialenedbrygning ved krybning og udmattelse summeres lineært:

$$\sum \frac{N_i}{N_{fi}} (\text{udmattelse}) + \sum \frac{t_j}{t_{rj}} (\text{krybning}) = 1 \text{ (EOH metoden)}$$

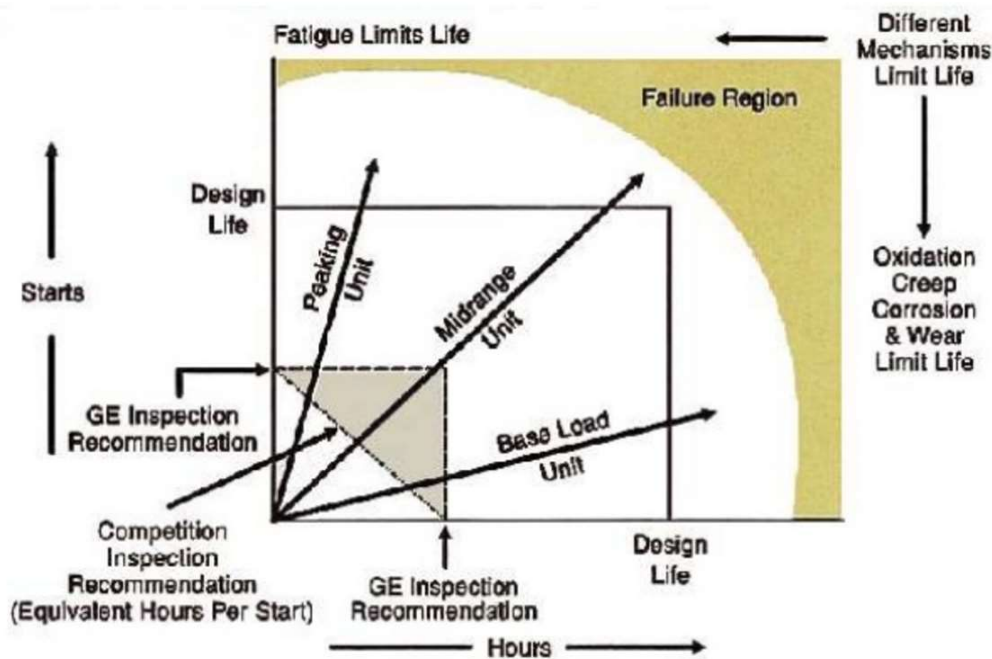
En driftscyklus (f.eks. en start) ( $N_{fi}$ ) forbruger en  $\frac{N_i}{N_{fi}}$  del af den totale udmattelseslevetid ( $N_i$ ). På samme måde bruger en driftstimer ( $t_{rj}$ ) en  $\frac{t_j}{t_{rj}}$  del af den totale krybelevetid ( $t_j$ ). Komponenternes nedbrydning ved krybning og udmattelse ved alle driftscyklusser og alle driftstimer summeres lineært og når summen er 1 er levetiden opbrugt. Med EOH metoden antages således at levetiden af de enkelte komponenter forbruges både ved kontinuerlig drift og ved starter. Dette er en konservativ antagelse i nogle tilfælde idet de kritiske områder er forskellige ved starter og ved kontinuerlig drift.

I GE-metoden afkobles krybning og udmattelse fuldstændigt, således at:

$$\sum \frac{N_i}{N_{fi}} (\text{udmattelse}) = 1$$

$$\sum \frac{t_j}{t_{rj}} (\text{krybning}) = 1$$

GE's metode er den mindst konservative, idet udmattelse og krybning er afkoblet og accelererede effekter ved kombineret krybning og udmattelse ignoreres. Argumentet bag denne tilgang er at de dominerende skadesmekanismer er forskellige ved starter og ved kontinuerlig drift, og at der ikke er nogen forstærkende effekt mellem mekanismerne. Flere analyser har dog konstateret at i nogle tilfælde kan krybning forcere revnevækst ved LCF eller HCF [14]. I praksis ligger de fleste turbineleverandører et sted mellem EOH kurven og GE-kurven vist i Figur 37, og tager således højde for eventuelt kombinerede effekter.



Figur 37 Sammenligning af forskellige levetidsmodeller for Gasturbine.

### Nedbrydelsesmekanismer:

#### Krybning:

Krybning er den tidsafhængige materiale nedbrydning, som forekommer i komponenter under samtidig termisk og mekanisk belastning, som f.eks. turbine- og kompressor-skovle i gasturbiner. Pga. de høje temperaturer i turbinen (>800°C) anvendes normalt nikkel-baserede superlegeringer (f.eks. Nimonic) til de hårdst belastede skovlrækker. Derudover er skovlene støbt med interne kølekanaler og coatede udvendigt for at holde materialetemperaturen nede. Dette betyder at gasturbineskovle er meget dyre, og bidrager til en væsentlig del af vedligeholdelsesudgifterne. Tilstanden af beskovlingen kan til dels bestemmes med ikke destruktive undersøgelsesmetoder og ved analyse af driftsdata (vibrationer, temperaturer etc.). Men den mest nøjagtige bestemmelse af tilstanden opnås med metallografiske metoder. Konsekvenserne ved at et turbineblad falder af under drift er katastrofale. Derfor følger udskiftningen af turbinebladene oftest leverandørernes anbefalinger, selvom der kan være stor restlevetid tilbage i dem, hvilket dog i praksis er nærmest umuligt på forhånd at påvise.

#### LCF:

Lav frekvent udmattelse, opstår i turbinens komponenter som følge af temperaturgradienter i materialet ved opvarmning og afkøling, typisk under start og stop. Tykvæggede dele, som rotor og casing, er mest udsatte da der her kan opstå store temperaturgradienter, pga. forskellige afkølingsforhold. Men beskovlingen i de varme dele kan også være udsat for LCF afhængigt af temperaturforholdene under start og stop. Under forcerede afkølings og opvarmningsforløb kan der opstå termiske spændinger specielt

omkring foden på skovlene, hvor der er store forskelle i materialedimensioner. LCF er kendetegnet ved relativt store spændingsamplituder, og at revneinitiering sker tidligt i levetidsforløbet. Opdages LCF skader, kan de typisk repareres, enten ved udskiftning eller svejsning. Det er dog i den sammenhæng vigtigt at fastlægge årsagen til at revnen opstod, således lignende skader ikke kommer igen.

#### **HCF:**

HCF i gasturbiner ses oftest i beskovlingen, som følge af meget højfrekvente (>1kHz) vibrationer. I modsætning til LCF er spændingsamplituden ved HCF lille, og revneinitiering er typisk meget langvarig. Dvs. tiden fra en revne kan detekteres med NDT til den har nået en kritisk længde er kort, og derfor svær at opdage i tide ved inspektioner. Derfor følges HCF normalt ved vibrationsovervågning af maskinen, og ved forebyggende udskiftning af udsatte komponenter (baseret på empiriske data). HCF er meget følsom over ændringer i geometrien, og typiske initieringssteder er ved materialededefekter, fremstillingsfejl, eller deformationer fra fremmedobjekter. Finder man disse defekter i forbindelse med inspektioner, er det derfor vigtigt at det udbedres, eller udskiftes selvom skaden i sig selv kan virke ubetydelig.

#### **Korrosion & oxidation:**

De varmeste dele i turbinen er udsatte for korrosion or oxidation under drift. De varmeste turbineblade er som nævnt fremstillet i Nikkel baserede superlegeringer. Man inddeler korrosion i GT i 2 typer, høj temperatur varm-korrosion (type 1= 800-950°C) og lav temperatur varm-korrosion (type 2= 600-800°C). Begge typer er relateret til materialets reaktion med urenheder, typisk Na salte f.eks. Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> eller NaCl. Korrosionshastigheder stiger med metaltemperaturen og koncentrationen af salte som stammer fra urenheder i gassen eller indsugningsluften.

Oxidation er metallens reaktion med ilt i forbrændingsgassen. Ligesom, korrosion er oxidationshastigheden stærkt stigende med temperaturen.

Både oxidation og korrosion kan begrænses, ved dannelse af et beskyttende på overfladen af skovlen. Afhængigt af grundmaterialet dannes dette af sig selv, eller det kan pålægges efterfølgende i form af coatings. I moderne GT anvendes altid en coating pga. de stadig stigende temperaturer for at øge den termiske effektivitet. Coating-systemerne er meget avancerede og tilpasset den specifikke applikation.

#### **Frederikshavns gasturbine:**

Frederikshavn forsyning har deltaget i projektet, som den eneste anlægsejer med en gasturbine. Gasturbinen er en Siemens maskine (GT35C2), hvor serviceintervallerne fastlægges enten af antal EOH eller antallet af starter som vist i Figur 38. Som det fremgår tager Siemens højde for kombinerede effekter ved de forskellige nedbrydelsesmekanismer. EOH regnes som:

$$EOH = C_x \cdot C_f \cdot H + 5 \cdot S_n + 25 \cdot S_f, \text{ hvor:}$$

$H$  = Driftstimer

$C_x$  = Spændingsfaktor (0,25-10, afhængig af lasten)

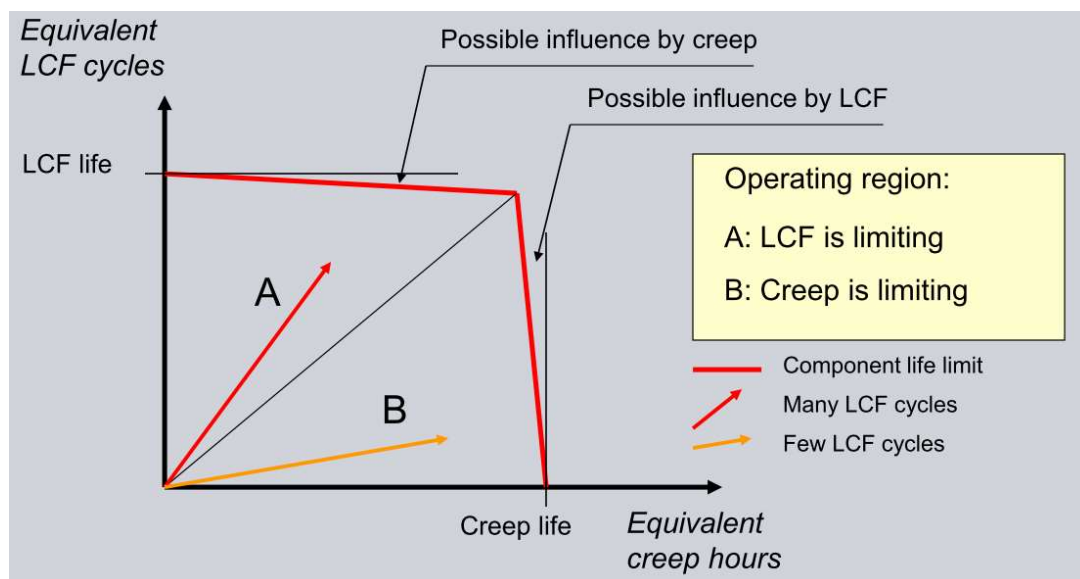
$C_f$  = brændselsfaktor = 1 for naturgas

$S_n$  = Normal start (<3 MW/min)

$S_f$  = Hurtigt start (>3 MW/min, <10 MW/min)

Som det fremgår af EOH formlen tæller en normal start som 5 EOH og en hurtig start 25 EOH. Maskinen efterses og serviceres efter skemaet vist i Figur 39. I 2009, ved ca. 40.000 EOH gennemgik maskinen et lille service, hvor flere komponenter blev udskiftet. Siden da har maskinen haft meget få driftstimer, og i august 2016 stod driftstimetælleren på ca. 45.000 EOH. Maskinen har således en del potentielle driftstimer inden det store service ved 80.000 EOH. Årsagen til de få driftstimer er dels en relativt høj kippris

for dette anlæg plus startomkostninger, og dels varmegrundlaget i Frederikshavn, hvor størstedelen af varmen nu leveres af affaldsforbrændingsanlægget.



Figur 38 Schematisk illustration af hvordan service og livscyklusintervaller af GT-komponenter bestemmes ud fra driftsformen. A=spidslast med mange starter, B = grundlast med mange driftstimer [15].

Eq. Op. Hrs x 1000	Former Definition	New Standard Definition
10	Minor Inspection (I)	Level A
20	Major Inspection (MI)	Level B
40	Minor Overhaul (O)	Level C
80	Major Overhaul (MO)	Level D

Figur 39 Inspektions og serviceintervaller for GT i Frederikshavn.

Ved inspektionerne level A og B, gennemgås gasturbinens hovedkomponenter ved visuel kontrol og ikke destruktive undersøgelser. På baggrund af resultaterne og erfaringer fra andre maskiner udarbejder serviceleverandøren en vedligeholds- og udskiftningsplan. I Figur 40 er vist et uddrag af planene for Frederikshavn maskinen. Planen er lavet med udgangspunkt i et forventet antal starter (240/år) og driftstimer (3200/år), som dog ikke har holdt stik i Frederikshavns tilfælde og derfor stemmer årstallet for udskiftningerne ikke.



	C+	A+								
EOH (C2) - (EOH/OH)	maj-2009	maj-2010	maj-2011	maj-2012	maj-2013	maj-2014	maj-2015	maj-2016	maj-2017	maj-2018
Relative bearings 4,5	0	4400	8800	13200	17600	22000	26400	30800	35200	39600
Relative bearings 5,5	0	4400	8800	13200	17600	22000	26400	30800	35200	39600
Flame tubes	38871	43271	47671	52071	56471	60871	65271	69671	74071	78471
Gas collector (gas ducts)	38871	43271	47671	52071	56471	60871	65271	69671	74071	78471
LP turbine disc 1	38871	43271	47671	52071	56471	60871	65271	69671	74071	78471
HP turbine disc 1	0	4400	8800	13200	17600	22000	26400	30800	35200	39600
HP turbine blades 1	38871	43271	47671	52071	56471	60871	65271	69671	74071	78471
HP turbine inner stator ring	0	4400	8800	13200	17600	22000	26400	30800	35200	39600
PT blade 1	38871	43271	47671	52071	56471	60871	65271	69671	74071	78471

Figur 40 Uddrag af vedligehold og udskiftningsplan for Frederikshavns GT [15].

### Udnyttelse af restlevetiden:

Med de nuværende gaspriser ligger kipprisen for Frederikshavns GT på ca. 415 kr/MWh og en startomkostning på ca. 1500kr/start. Startomkostningen betyder at der kræves en sammenhængende blok af timer med høje elpriser før GT aktiveres. Under de nuværende markedsforhold forventer Frederikshavn ikke at GT får mange driftstimer fremover, og forventer derfor at sælge eller skrotte maskinen efter grundbeløbets bortfald. I kipprisen indregnes det variable D&V omkostning på 65 kr/MWh. Som nævnt har maskinen mange EOH til næste store service, som udgør den største variable vedligeholdspost. Inden det store service kommer dog nogle mindre udskiftninger og inspektioner. Da maskinen sandsynligvis er solgt eller skrottet inden næste store service, kan Frederikshavn med fordel melde GT ind på elmarkedet til en lavere pris en det der pt indmeldes, som ikke inkluderer omkostninger til det store service. Da D&V andelen dog kun udgør en relativt lille andel af kipprisen, vil dette i det nuværende marked ikke give anledning til væsentligt flere driftstimer, og formodentligt ikke tilstrækkeligt til at dække de faste omkostninger efter grundbeløbets bortfald.

### Sammenfatning levetid

Samlet set for GM og GT har undersøgelserne og analyserne vist at restlevetiden for maskinerne stemmer overens med leverandørernes anvisninger. Der er således ikke generelt identificeret lang uudnyttet restlevetid. For den enkelte maskine kan der dog være mulighed ved dialog med leverandøren og evt. kombineret med ikke destruktive analyser, at udskyde større service.

For maskinerne med lang restlevetid eller tid til næste store service, bør anlægsejere overveje at delvist udlade D&V omkostningen fra beregningen af kipprisen, for på den måde at få flere driftstimer. Dette giver kun mening såfremt maskinen forventes at skrottes eller erstattes af alternative produktionsenheder inden restlevetiden er opbrugt.

Der er ikke identificeret alternative driftsstrategier, der kan forlænge levetiden af maskinerne. For GT er der dog en klar sammenhæng driftsformen (grundlast, spidslast, etc.) og levetidsforbruget. For GM gælder at de altid bør køre fuldlast, da sliddet på maskinen er ens i dellast og fuldlast.

### 3.7 Integreerede koncepter

Projektet har foretaget detaljerede driftssimuleringer af specifikke fjernvarmeværker alle med gasmotor-kraftvarme for at analysere hvordan driftstimerne og økonomien på gasmotorerne kan forbedres. Gasmotorkraftvarme skal ses i samspil med de andre anlæg på et varmeværk for at analysere deres nuværende drift. Netop derfor er det vigtigt at inkludere alle anlæg på fjernvarmeværkerne.

Hedensted Fjernvarme og Sæby Varmeværk vælges som to repræsentative cases for grundigere analyse i dette afsnit. Begge værker har oplyst tekniske og økonomiske data for projektet, som er vigtige for modelleringen. Hedensted Fjernvarme har næsten ikke haft nogen driftstimer på deres gasmotorer de

seneste år og forventer at skrotte motorerne når grundbeløbet bortfalder. Sæby Varmeværk har derimod mange driftstimer på deres gasmotorer og forventer derfor at bibeholde dem efter grundbeløbets bortfald. De to cases vil blive undersøgt for at vurdere hvorfor der er stor forskel på driftstimerne for de to anlæg, samt vurdere om anlægskonfigurationer fra Sæby kan overføres til Hedensted for at øge gasmotorernes driftstimer i Hedensted og holde dem i beredskab for el-systemet.

De to kraftvarmeværker bliver modelleret i energisystem optimeringsværktøjet AVPlan, som simulerer og optimerer driften af fjernvarmesystemerne med en timeopløsning. Dermed kan indvirkningen af ændringen i forskellige integrerede anlægskoncepter vurderes på både driftsparametre samt anlæggets økonomi. I de to cases gennemgås først de tekniske forhold for hver case, efterfulgt af driftssimuleringer og til sidst en vurdering af driftsøkonomien i de opstillede simuleringer.

### *3.7.1 Metodebeskrivelse og forudsætninger for analyserne*

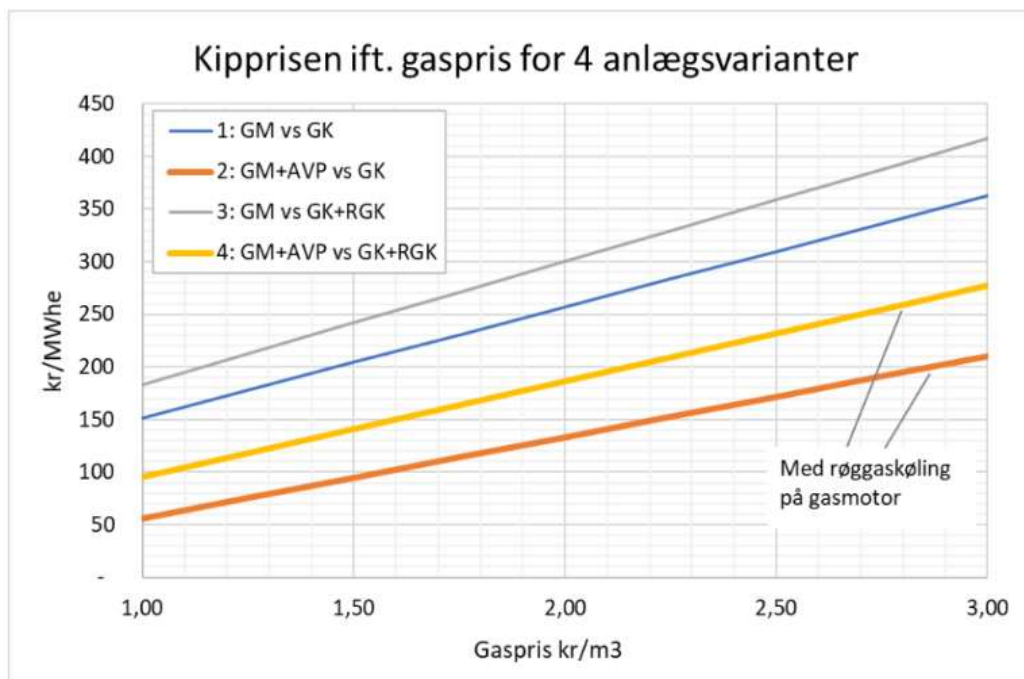
AVPlan er et drifts- og investeringsoptimeringsværktøj, der er formuleret som et MIP (mixed integer program) og implementeret i modelsproget GAMS. AVPlan er rettet mod forretningsudvikling og afdækning fremtidige muligheder og risici ved udbygninger, ved tilpasninger i produktioner, ved ændrede rammebetingelser og i forbindelse med budgetlægning. Derfor er modellen formuleret med stor åbenhed og fleksibilitet over for fremtidsscenerier, implementering af nye typer anlæg og ændring i optimeringskriterier. Modellen løses med CPLEX solveren (version 24.9.1) på en Intel Core i7 Laptop CPU med 16 GB RAM. De fleste modelkørsler af Sæby Varmeværk og Hedensted Fjernvarme løses på under 1 minut.

Der simuleres på historiske elpriser i timeopløsning for 2015 og 2016, som er tilgængelige på Energinet's webside [16]. For gaspriser simuleres på den historiske månedsmiddel i 2015 og 2016 af en day-ahead kontrakt for industrikunder på Gaspoint Nordic. Disse data er tilgængelige fra Energitilsynet [17]. Fjernvarmeforbrug er oplyst som timeprofil af Hedensted Fjernvarme og en skaleret forbrugsprofil for Sæby Varmeværk er beregnet på basis af Sæbys årsforbrug. Solvarmeproduktionsprofiler er beregnet som en skalering af en timebaseret produktionsprofil fra Brædstrup Fjernvarmes solvarmeanlæg.

Der tages udgangspunkt i anlægsdata, samt drift- og vedligeholdelsesomkostninger oplyst fra Hedensted Fjernvarme og Sæby Varmeværk. Derudover anvendes de gældende politiske rammevilkår på afgifter og tilskud.

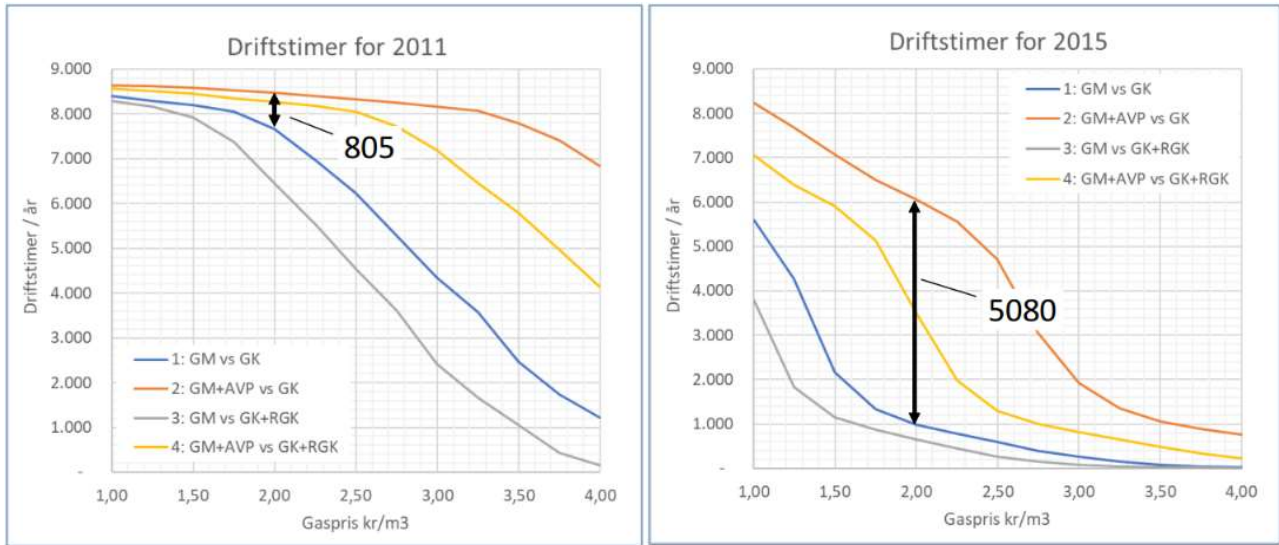
### *3.7.2 Overordnede kipprisberegninger for integrerede anlægskoncepter*

Inden de driftssimuleringerne for Hedensted Fjernvarme og Sæby Varmeværk gennemgås kort generelle betragtninger omkring kippris. Ofte vil gasmotor kraftvarme stå i direkte konkurrence med den mest effektive gaskedelinstallation på varmeværket. Her inddeles gasmotorerne i traditionelle gasmotorer (GM) og gasmotorer med supplerende røggaskøling fra absorptionsvarmepumpe (GM+AVP). Tilsvarende kan gaskedler inddeles i gaskedler uden røggaskøling (GK) og gaskedler med røggaskøling (GK+RGK). Kombination af de to konfigurationer af henholdsvis gasmotorer og gaskedler giver i alt 4 overordnede anlægskonfigurationer. De 4 anlægskonfigurationers kippriser beregnet på basis af gas- og elpris og plottede i Figur 41.



Figur 41 Kippris for gasmotor kraftvarme i forhold til gaskedel. De 4 anlægsvarianter udspænder de overordnede grupperinger af anlægskonfigurationer der er på danske varmeværker med gasmotor kraftvarme.

Med udgangspunkt i kippriserne fra Figur 41, beregnes antal årlige driftstimer som funktion af gaspris, antaget at alt varmen kan afsættes hos forbrugerne i de timer, hvor elprisen er over gasmotorens kippris. Figur 42 viser resultatet af disse beregninger for historiske elpriser i DK1 i det relativt gode elpris-år 2011, samt det historisk lave elpris-år 2015. Markeringen på figuren viser hvordan der ved en gaspris på 2,00 DKK/Nm<sup>3</sup> naturgas, var blot 805 potentielle driftstimer at hente ved investering i absorptionsvarmepumpe i 2011, imens der tilsvarende var 5080 potentielle driftstimer at hente i 2015. Plottene giver et indblik i, at de nye forhold på elmarkedet med lavere elpriser danner et større økonomisk grundlag for investering i effektivisering af gasmotorkraftvarme med en absorptionsvarmepumpe, end der var da elpriserne var bedre i år 2011 og før. De følgende cases vil se dybere ind i forholdene hos Hedensted Fjernvarme, som svarer til anlægsvariant 3 samt Sæby Varmeværk, som svarer til anlægsvariant 4.

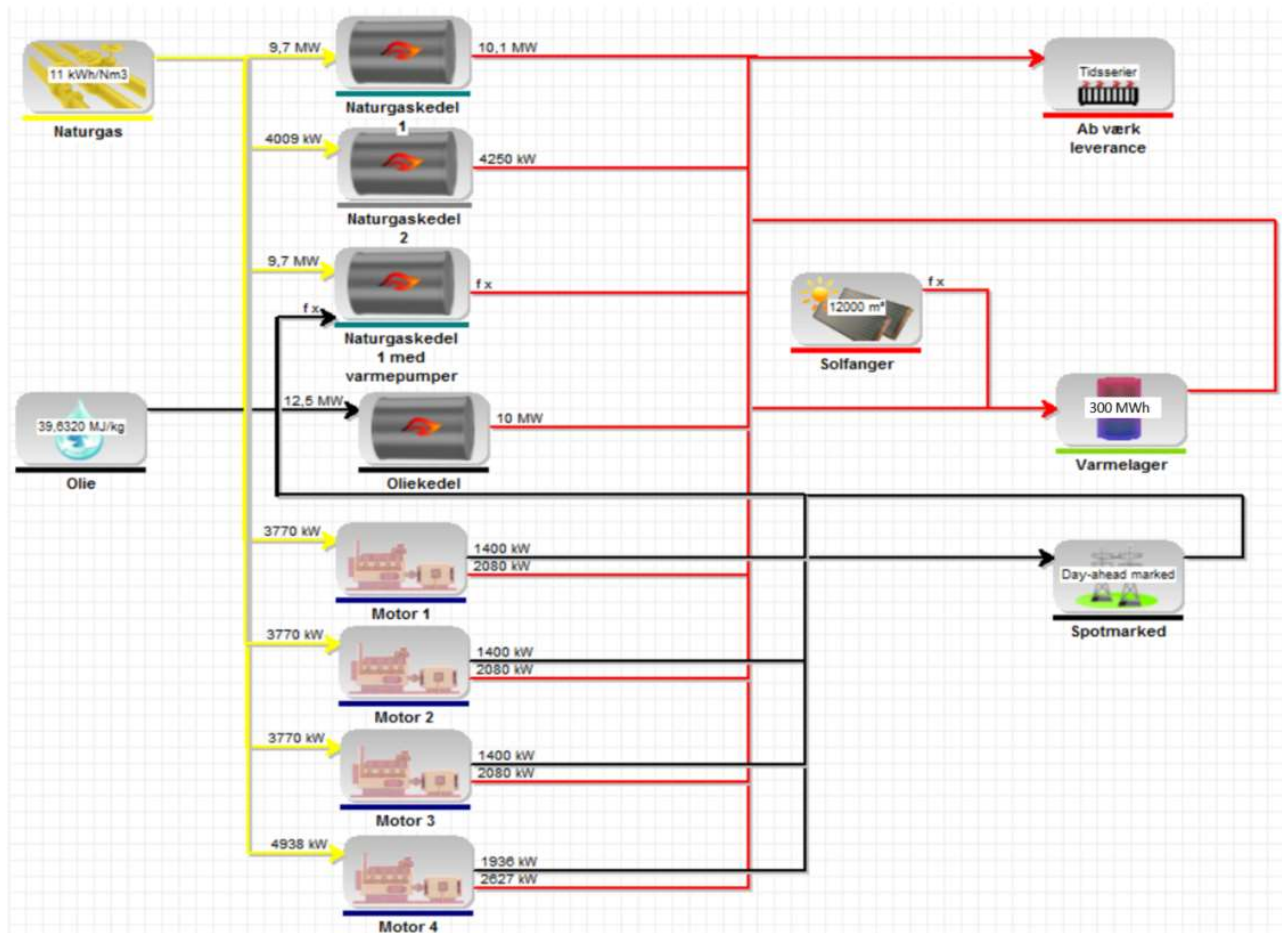


Figur 42 Driftstimer for gasmotor kraftvarme for de 4 anlægsvarianter i det relativt gode elpris-år 2011, samt det historisk lave elpris-år 2015.

### 3.7.3 Case 1: Hedensted Fjernvarme

Hedensted Fjernvarmes gasmotorer er pressede økonomisk og denne case repræsenterer den værste situation for gasmotor kraftvarme. Gasmotorer uden supplerende røggaskøling konkurrerer med en gaskedel med høj-effektiv røggaskøling svarende til anlægsvariant 3 i afsnit 3.7.2. Dette betyder også, at gasmotorerne leverer under 5 pct. af den årlige varme i simuleringer af 2015 og 2016. Med de nuværende vilkår overvejer man i Hedensted kraftigt at skrotte gasmotorerne efter grundbeløbets bortfald og dermed er det yderst relevant at undersøge om man kan rede økonomien på gasmotorer som disse. Derfor analyseres i denne case, om en absorptionsvarmepumpe på gasmotorerne kan gøre, at gasmotorkraftvarmen i Hedensted og på tilsvarende anlæg kan blive i el-systemet efter bortfaldet af grundbeløbet. For at bevare generaliteten i simuleringerne anvendes den variable gasspot-pris for de simulerede år, imens man i Hedensted kører efter en fast gasprisaftale, som har vist sig at være historisk dyrere end en variabel gasspot aftale. Indvirkningen af Hedensteds fastprisaftale vurderes kort i slutningen af dette afsnit.

Den overordnede struktur på Hedensted Fjernvarmes produktionsanlæg er afbildet på Figur 43. Værket består af 4 gasmotorer på samlet 8,9 MW varme, 2 gaskedler på samlet 14,4 MW varme, en eldrevet varmepumpe på 0.5 MW til ekstra røggaskøling på en af gaskedlerne, en oliekedel på 10,0 MW varme samt et 11.900 m<sup>2</sup> solvarme anlæg med maksimaleffekt 8 MW. Derudover har man samlet 300 MWh varmeakkumuleringstank kapacitet.

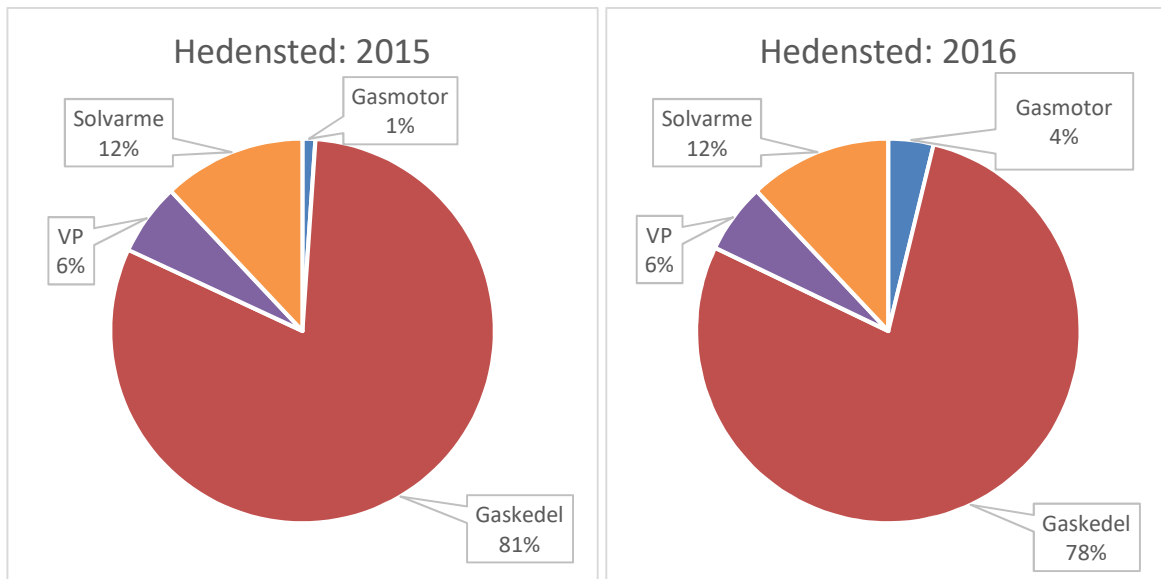


Figur 43 Diagram over Hedensted Fjernvarmes produktionsanlæg. Gengivet fra [4].

### Gasmotorerne er pressede hos Hedensted Fjernvarme

Figur 44 viser den simulerede fordeling af produktion imellem enhederne hos Hedensted Fjernvarme i 2015 og 2016, med henholdsvis 1 og 4 pct. varmeproduktion fra gasmotorerne. Dermed er det klart at gasmotor KV enhederne ikke er konkurrencedygtige med gaskedlerne med deres nuværende tekniske udformning, værkets gaspris og el priser i markedet.

To forhold er med til at presse gasmotorerne i Hedensted. For det første har KV enhederne en lav totalvirkningsgrad i Hedensted på 92,3 pct. For det andet har Hedensted en meget effektiv gaskedel på 104,5 pct. plus en eldrevet varmepumpe, der trækker yderligere 7,5 pct. af den indfyrede effekt ud af røggassen fra kedlerne, hvilket giver en totalvirkningsgrad på 112 pct.

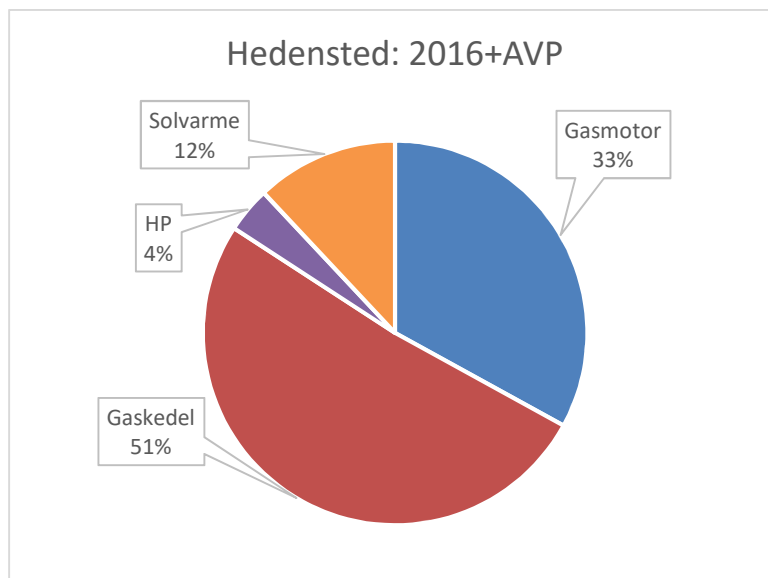


Figur 44 Fordeling af varmeproduktion mellem anlæggene i 2015 og 2016 modelkørsel på Hedensted Fjernvarme. VP er en forkortelse for varmepumpe.

### En absorptionsvarmepumpe kan bringe gasmotorerne tilbage i spil

Gasmotor KV enhederne på Sæby varmeværk, som gennemgås i case 2 afsnit 3.7.4 klarer sig økonomisk godt og forventes ikke at blive skrottet efter grundbeløbets bortfald. Her har man øget sin totalvirkningsgrad på KV enhederne med 11 pct. ved at påmontere en absorptionsvarmepumpe på til slutkøling af gasmotorernes røggas. Absorptionsvarmepumpens varmeoutput svarer til et 20 pct. større varmeudbytte fra motorerne, som diskuteret i afsnit 3.4.1.1. Derfor undersøges om en tilsvarende absorptionsvarmepumpeløsning i Hedensted kan bringe gasmotorerne tilbage i spil.

En 1,8 MW absorptionsvarmepumpe introduceres på røggassen fra gasmotorerne i Hedensted svarende til 11 pct. af den samlede indfyrede effekt på 16,25 MW for de 4 gasmotorere. Det giver en markant stigning i den årlige produktion af varme på gasmotorerne, med en samlet produktion på 33 pct. af den totale varmeproduktion fra gasmotorerne i 2016, sammenlignet med blot 4 pct. samme år uden absorptionsvarmepumpe. Figur 45 viser fordelingen af varmeproduktion for simuleringen i 2016. Absorptionsvarmepumpen har altså et væsentligt potentiale for at bringe gasmotorerne KV enhederne i Hedensted tilbage i spil. Det økonomiske potentiale ved investering i absorptionsvarmepumpen vurderes senere i økonomiafsnittet.

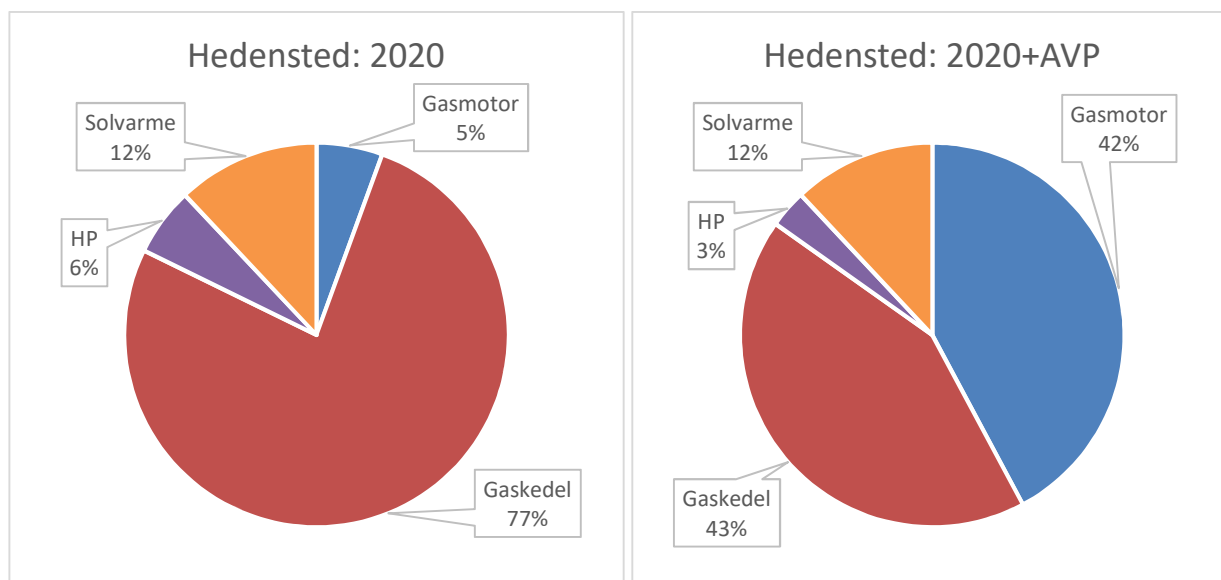


Figur 45 Absorptionsvarmepumpe med samme specifikationer som i Sæby tilføjes til gasmotorerne i Hedensted. Fordeling af varmeproduktion mellem anlæggene 2016 modelkørsel på Hedensted Fjernvarme.

#### **Følsomhed: absorptionsvarmepumpens potentiale i 2020**

En investering i en absorptionsvarmepumpe skal afskrives over en årrække. Derfor er det relevant at analysere den forventede drift af varmepumpen nogle år ude i fremtiden. Derfor undersøges nu den optimale drift af værket i Hedensted med og uden en absorptionsvarmepumpe i et muligt scenarie for 2020. For 2020 fremskriver Energinets prognose en gennemsnitlig elpris på 219 DKK/MWh i DK1, hvilket er en 10 pct. stigning i elprisen i forhold til 2016. Samtidig fremskriver de et lille fald i naturgasprisen til 1.20 DKK/Nm<sup>3</sup> imod 1.23 DKK/Nm<sup>3</sup> i 2016.

Figur 46 viser fordelingen af varmeproduktion imellem produktionsenhederne for simuleringen i 2020 med og uden absorptionsvarmepumpe. Tendensen fra 2016 går igen, hvor absorptionsvarmepumpen muliggør en betragtelig stigning i gasmotordriften fra 5 til 42 pct. af den samlede varmeproduktion. De bedre forhold på el- og gasmarkedet i 2020 gør dermed at gasmotor KV anlægget får 9 pct. point mere af den samlede produktion end den gjorde i 2016. Dette afspejles også i en større økonomisk gevinst for investeringen i absorptionsvarmepumpen, som gennemgås i næste afsnit.



Figur 46 Fordeling af varmeproduktion mellem anlæggene 2020 modelkørsel på Hedensted Fjernvarme med og uden absorptionsvarmepumpe (AVP) på gasmotorens røggas.

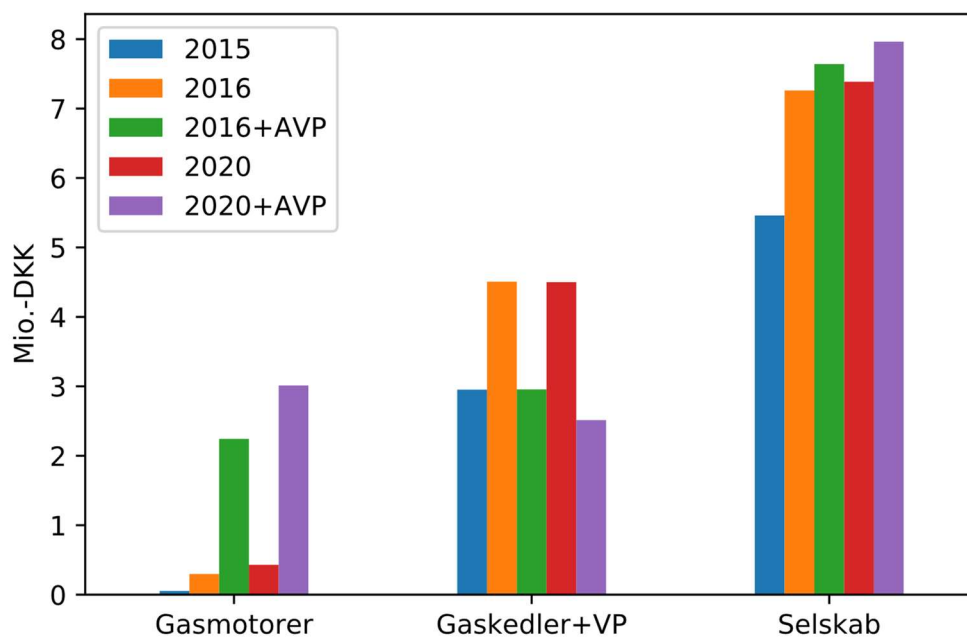
### Økonomisk potentiale ved investering i absorptionsvarmepumpe

Figur 47 viser det økonomiske overskud ved driften hos Hedensted Fjernvarme fordelt ud på gasmotorer, gaskedler + varmepumpe samt den totale selskabsøkonomi. Gaskedler og varmepumpen er puljede, da varmepumpens drift er direkte koblet til gaskedel 1, hvor varmepumpen bruger overskudsvarme fra røggasscrubberen på gaskedel 1 som varme-reservoir.

Som produktionsfordelingerne i Figur 44 viste, er der ikke en markant forbedring i gasmotor anlæggets samlede produktion imellem 2015 og 2016 og dermed er der heller ikke en markant forbedring i gasmotor enhedernes driftsøkonomi, som forbedres fra 53.000 DKK til 297.000 DKK. Fra 2015 til 2016 ses imidlertid et stort spring i overskuddet for gaskedlerne på 1.5 mio. DKK fra 3.0 mio. til 4.5 mio. DKK. Det selskabsøkonomiske overskud stiger dermed med 1.8 mio. DKK fra 5.5 til 7.3 mio. DKK. Denne stigning i overskuddet kommer primært af, at den gennemsnitlige gasspotpris faldt fra 1.81 til 1.23 DKK/Nm<sup>3</sup> mellem 2015 og 2016, og dermed bliver brændselsomkostningerne til gaskedlerne 32 pct. billigere. Vi simulerer med den samme afregningspris på varme (515 DKK/MWh eks moms) begge år, og dermed går de lavere brændselsomkostninger direkte til øget selskabsøkonomisk overskud.

I praksis er de danske fjernvarmeværker underlagt *hvile i sig selv princippet*, hvilket betyder at man ikke må generere et overskud til sine ejere. Lavere driftsomkostninger som eksempelvis følger af lavere gaspriser eller højere priser i elmarkedet skal derfor passeres videre til forbrugerne i form af lavere afregningspriser på varme. Investeringer afskrives over en fastsat afskrivningsperiode, og vil dermed betales af varmekunderne henover denne periode. I disse beregninger fokuseres ikke på denne afregningstekniske del af selskabets økonomi, men i praksis er det muligt at omregne det selskabsøkonomiske overskud til lavere varmepris inden for *hvile i sig selv princippet*s rammer.





Figur 47 Økonomisk overskud hos Hedensted Fjernvarme for henholdsvis gasmotordriften og gaskedel + varmepumpe driften, samt den totale selskabsøkonomi.

Det mest interessante økonomiske resultat i forhold til gasfyrret kraftvarme er imidlertid introduktionen af absorptionsvarmepumpen i 2016+AVP og 2020+AVP scenarierne. For 2016 ses en markant stigning i gasmotorens overskud på 1.9 mio. DKK fra 0.3 til 2.2 mio. DKK. Dog ses et næsten tilsvarende fald i overskuddet fra gaskedler og varmepumpen på 1.5 mio. DKK. Dermed ender vi med et selskabsøkonomisk nettooverskud på 0.4 mio. DKK ved introduktion af absorptionsvarmepumpen til slutafkøling på gasmotorenes røggas.

Gasmotorens driftsøkonomi for 2020 prognosen øges med 2.6 mio. fra 0.4 mio. uden AVP til 3.0 mio. DKK med AVP, mens gaskedlernes driftsoverskud falder med 2.0 mio. DKK. Selskabsøkonomien øges dermed med 0.6 mio. DKK fra 7.4 mio. til 8.0 mio. DKK.

I 2016 er det selskabsøkonomiske overskud ved investering i absorptionsvarmepumpen altså 0.4 mio. DKK og i 2020 er det 0.6 mio. DKK. Dette overskud skal bruges til at afbetale investeringen i absorptionsvarmepumpen, som vurderes i næste afsnit.

### Simpel tilbagebetalingstid ved investering i absorptionsvarmepumpe

Den simple tilbagebetalingstid af investeringen i en absorptionsvarmepumpe koblet på gasmotorene hos Hedensted Fjernvarme beregnes for at give en indikation af, om investeringen giver mening. En grundig investeringsanalyse bør indeholde, fremskrivninger af brændselspriser, følsomhedsanalyser på input samt en vurdering af de konkrete tekniske forhold på gasmotor KV enhederne i Hedensted.

En simpel tilbagebetalingstid dividerer investeringsomkostningen med den forventede årlige besparelse fra investeringen for at give et estimat af hvor mange år det tager for investeringen at betale sig hjem. Metoden indbefatter dermed ikke finansieringsomkostningerne på investeringen, men da der stadig er mange usikkerheder forbundet med investeringen i absorptionsvarmepumpen vurderes det ikke nødvendigt at foretage en større finansiel analyse.

Baseret på to konkrete cases fra hhv. Bjerringbro Varmeværk og Vestforbrænding [18] har absorptionsvarmepumper i størrelsesordenen 2-30 MW-varme en investeringsomkostning i intervallet 1,5 til 1,9 mio.

DKK/MW-varme. Baseret på dette interval vil absorptionsvarmepumpen i Hedensted på 1,8 MW koste 2,7 til 3,4 mio. DKK.

På basis af de simulerede overskud i 2016 og 2020 ligger den simple tilbagebetalingstid for absorptionsvarmepumpen dermed mellem 4 og 8 år. Absorptionsvarmepumpen ser altså økonomisk interessant ud for værker som Hedensted Fjernvarme, og virker som en oplagt teknologisk eftermontering, som kan redde gasmotorbaserede KV enheder, der pt. ellers er økonomisk urentable. Tilbagebetalingstiden kan yderligere reduceres ved at levere systemydelse på de sekundære markeder. Potentialet fra de sekundære markeder er sværere at kvantificere end fra de primære markeder, og er ikke behandlet i dette projekt.

### **Indvirkning fra gasnet tariffen**

Det skal bemærkes at Hedensted Fjernvarme i 2015 betalte 0,892 DKK/Nm<sup>3</sup> i tarif til gasnettet og denne tarif bruges i simuleringerne for alle år. Hos Sæby Varmeværk betaler man en noget lavere tarif på 0,260 DKK/Nm<sup>3</sup>. Man kan muligvis opnå en lavere tarif i Hedensted og komme ned i nærheden af Sæbys tarif. En simulering af Hedensted Fjernvarme med 2020 forholdene og den lavere gas-tarif konkluderer et selskabsøkonomisk overskud på 1.1 mio. DKK ved introduktion af absorptionsvarmepumpen – imod 0.6 mio. DKK overskud med den gældende tarif i Hedensted. Dette ville betyde en tilbagebetalingstid på mellem 2,5 og 3 år. Det er altså meget relevant for værker som Hedensted at undersøge, om de kan afregnes til en lavere distributionstarif for brug af gasnettet.

### **Restlevetid på motorerne og major overhaul**

Motorerne i Hedensted står over for en major overhaul. Omkostningerne til major overhaul er indlagt i drift og vedligehold omkostningen, som benyttes i modellen. Dermed er denne omkostning bredt ud over hver driftstime og indregnet i besparelsen der beregnes ved introduktion af en absorptionsvarmepumpe. Tre af de fire motorer i Hedensted er fra starten af 90'erne og er muligvis for gamle til at man vil afholde et major overhaul her. Hedensted præsenterer en generel case for kategorien af varmekværker, hvor virkningsgraderne for de motorbaserede KV enheder er lav og gaskedelvirkningsgraden høj, så resultaterne skal ses som generel viden på tværs af varmekværker der har en lignende konfiguration. Der skal foretages vurdering af restlevetiden på de konkrete motoranlæg før man går videre med en investering i absorptionsvarmepumpe.

### **Opsummering for Hedensted Fjernvarme**

Hedensted Fjernvarme repræsenterer den værste situation for gasmotor kraftvarme, hvor et gasmotorbaseret KV anlæg uden supplerende eftermonteret røggaskøling skal konkurrere med en gaskedel med høj-effektiv røggaskøling svarende til anlægskonfiguration 3 i afsnit 3.7.2. Simuleringerne for 2015 og 2016 bekræfter tendensen fra afsnit 3.7.2 og viser, at gasmotorerne får meget lidt drift med under 5 pct. af den samlede varmeproduktion. En simulering med Energinets prognose for el- og gasprisen i 2020 ændrer ikke væsentligt på resultatet. Dermed har den nuværende anlægskonfiguration i Hedensted ikke udsigt til rentabel drift på gasmotorerne.

Gasmotorer som dem i Hedensted kan imidlertid få væsentligt flere driftstimer, hvis der investeres i en absorptionsvarmepumpe til røggaskøling på gasmotoren lige som den man har på Sæby Varmeværk. Simuleringerne konkluderer henholdsvis 33 og 42 pct. af den samlede varmeproduktion fra gasmotor anlægget i 2016 og 2020, op fra blot 4 og 5 pct. for samme år uden absorptionsvarmepumpe. Det selskabsøkonomiske overskud ved investering i absorptionsvarmepumpen er på 0.4 mio. DKK for 2016 og 0.6 mio. DKK for 2020.

Tilbagebetalingstiden ved investering i absorptionsvarmepumpen vurderes til mellem 4 og 8 år og hvis Hedensted kan opnå lavere gastarif som i Sæby kan tilbagebetalingstiden komme helt ned på 2,5 år.

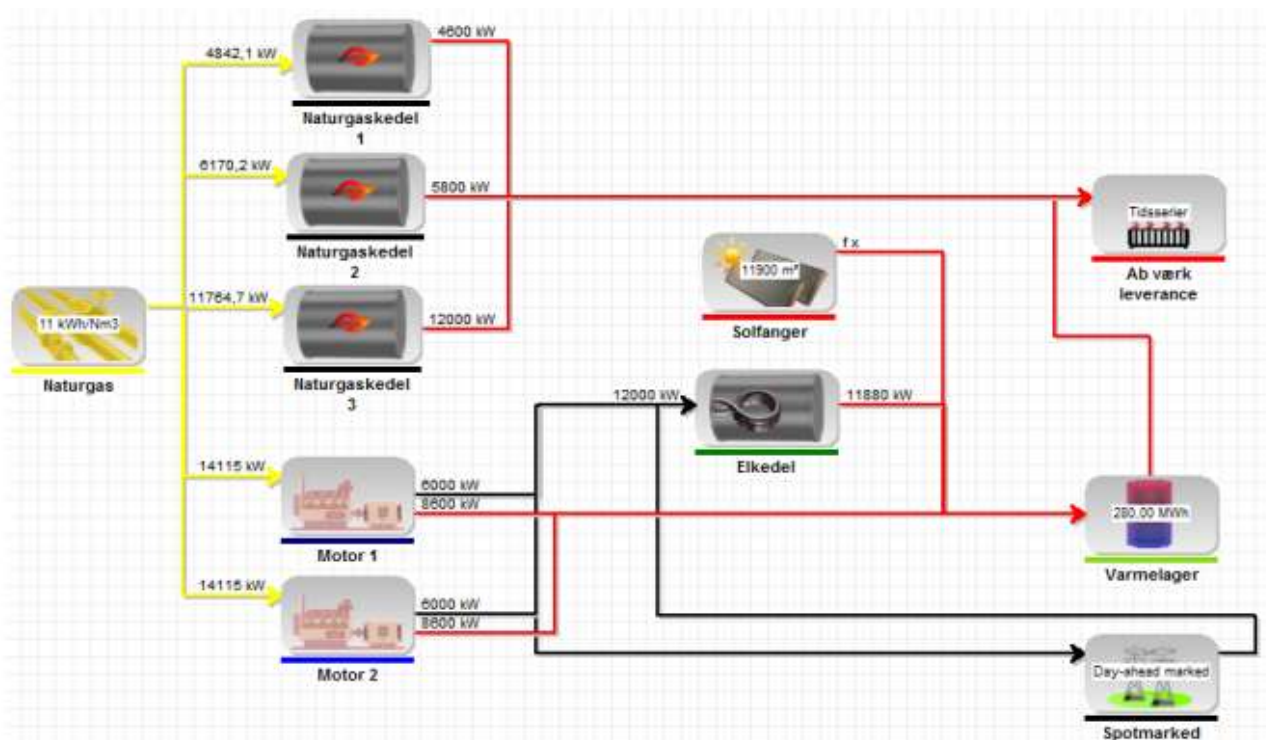
Dermed er investering i absorptionsvarmepumpe en oplagt mulighed for varmeværker som Hedensted Fjernvarme, hvor gasmotor kraftvarme i dag er presset væsentligst på grund af lav totalvirkningsgrad.

Hedensted Fjernvarme repræsenterer en generel case for kategorien af varmeværker, hvor gasmotorerne er særligt pressede på grund af lav totalvirkningsgrad for KV enhederne, kombineret med høj gaskedelvirkningsgrad. Investering i en absorptionsvarmepumpe for at øge gasmotorenes totalvirkningsgrad forventes at betale sig hjem på 4-8 år, og dermed bør denne teknologi overvejes, for at bringe gasmotor enhederne tilbage i økonomisk rentabel drift og holde dem i beredskab for elmarkedet.

### 3.7.4 Case 2: Sæby Varmeværk

Sæby Varmeværk er som tidligere nævnt et af de varmeværker, hvor gasmotorerne klarer sig økonomisk bedst, med 69 pct. af varmen leveret fra gasmotor KV anlægget og tilhørende absorptionsvarmepumpe i perioden 1. juli 2015 til 30. juni 2016 [19]. Årsagen til at gasmotorerne klarer sig godt netop i Sæby, er at man har investeret i ekstra køling af røggassen i form af en absorptionsvarmepumpe og dermed er totalvirkningsgraden for gasmotoranlægget højt på 103,5 pct. Dermed svarer Sæby til anlægsconfiguration 4 i afsnit 3.7.2, hvilket giver den næstlaveste kippris for KV anlægget – havde den mest effektive gaskedel ikke haft røggaskøling ville Sæby være i anlægsconfigurationen med lavest kippris.

Den overordnede struktur på Sæby Varmeværk er afbildet på *Figur 48*. Værket består af 3 gaskedler på samlet 20,8 MW varme, 2 gasmotorer med påmonteret absorptionsvarmepumpe til røggaskøling på samlet 17,1 MW varme, en elkedel på 11,9 MW varme samt et 11.900 m<sup>2</sup> solvarme anlæg med maksimaleffekt 8 MW. Derudover har man en 280 MWh varmeakkumuleringstank.



Figur 48 Diagram over Sæby Varmeværk. Gengivet fra [4].

Gasmotor KV enhederne på Sæby Varmeværk klarer sig allerede godt, og dermed vil man formentlig holde dem i drift også efter at grundbeløbet bortfalder. Det er ikke økonomisk muligt at hæve varme-effektiviteten på KV enhederne væsentligst. Derimod undersøges i dette afsnit hvor meget gasmotordriften

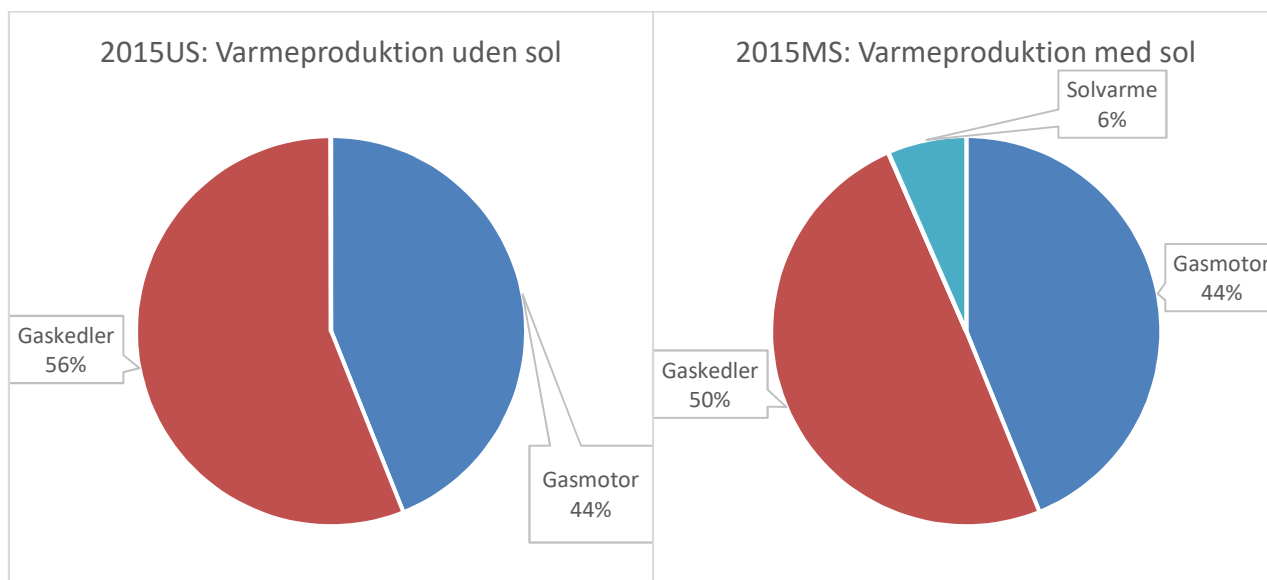
påvirkes af henholdsvis solvarme, samt hvor stor en indvirkning akkumulatortankstørrelsen har på et anlæg som Sæby Varmeværk. Oven i det undersøges indvirkningen af minimumsantal driftstimer der er aftalt i vedligeholdelseskontrakten. Analyserne skal bruges til at drage generelle konklusioner.

### Solvarmens fortrængning af gasmotordrift i 2015 – minimums driftstimer på vedligeholdelseskontrakten spiller ind

Flere varmekærker har historisk valgt at forhandle en vedligeholdskontrakt som baseres et antal minimums driftstimer pr år, som diskuteres nærmere i afsnit 3.5.1. Det vil sige at varmekærket betaler et fast beløb for vedligehold når deres drift ligger under dette minimum årlige driftstimetotal og et variabelt bidrag for driftstimer der ligger over. Flere varmekærker er dog gået væk fra denne afregningsmetode, og er i stedet gået over til at betale for service og vedligehold som behovet opstår, som også diskuteres i afsnit 3.5.1. Analyserne i dette afsnit viser, at sådan en kontrakt medvirker at introduktion af solvarme ikke nødvendigvis fortrænger gasmotordriften set på årsbasis, men blot forskyder driftstimerne til andre mindre lukrative timer i elspot markedet.

Først regnes på 2015, som havde historisk lave elpriser. Elpriserne har generelt været faldende siden omkring 2010 og 2015. Derfor er året relevant at regne på. De lave elpriser presser konkurrenceevnen for selv den mest effektive KV anlægsconfiguration, som den der er installeret hos Sæby Varmeværk.

Figur 49 viser produktionen af varme på Sæby Varmeværk fordelt mellem enheder. Diagrammet til venstre viser fordelingen uden sol i systemet mens diagrammet til højre viser produktionen når det 11.900 m<sup>2</sup> solfangeranlæg, som man har installeret på Sæby Varmeværk i dag, er indkoblet i modellen. Solvarmen udgør 6 pct. af det årlige forbrug, hvilket fortrænger 6 pct. point kedeldrift, som går fra 56 til 50 pct. af varmeproduktionen. Det er interessant at solvarmen udelukkende fortrænger gaskedeldrift, idet man vil forvente at solen i perioder fortrænger gasmotordrift, hvor elprisen er lukrativ for gasmotor anlægget.



Figur 49 2015 modelkørsel. Fordeling af varmeproduktion mellem anlæggene på Sæby Varmeværk henholdsvis uden og med solvarmen aktiveret. Navnene 2015US og 2015MS bruges til sammenligning på tværs af simuleringer senere i afsnittet.

Solvarmen producerer 90 pct. af sin samlede varme fra 15. marts til 1. oktober. Derfor undersøges hvor meget gasmotor enhederne producerer henholdsvis i perioden 1. oktober til 14. marts, hvor solvarmen producerer minimalt varme, samt 15. marts - 31. september, hvor solvarmen leverer 90 pct. af

sin produktion. Resultatet ses i Tabel 1. Solvarmen fortrænger 4,8 pct. af den samlede gasmotorproduktion i sommerhalvåret, mens gasmotorerne øger produktionen stort set tilsvarende med 4,6 pct. i vinterhalvåret. Netto fortrænges kun 0,2 pct. af den totale gasmotorproduktion.

	Uden solvarme [MWh varme]	Med solvarme [MWh varme]	Fortrængt andel [pct]
15. mar - 31. sep	9,250	7,917	4.8%
1. okt - 14. mar	18,669	19,958	-4.6%
Total	27,919	27,874	0.2%

Tabel 1 Gasmotor produktion af varme i 2015 for henholdsvis anlægskonfigurationen uden og med solvarme. Fortrængt andel er beregnet ift. andel af produktionen på gasmotor enhederne.

I model-kørslerne med og uden solvarme har gasmotoren i begge tilfælde præcist 2000 driftstimer. Den lille forskel i produceret varmemængde skyldes, at modellen vælger at køre under fuldlast i nogle timer. Årsagen til at gasmotorproduktionen øges i vinterhalvåret er, at der er betalt for vedligehold på sommerens fortrængte gasmotordrift, og dermed beregner modellen det billigere at udnytte de resterende driftstimer inden for kontrakten om vinteren i stedet for at køre gaskedeldrift her.

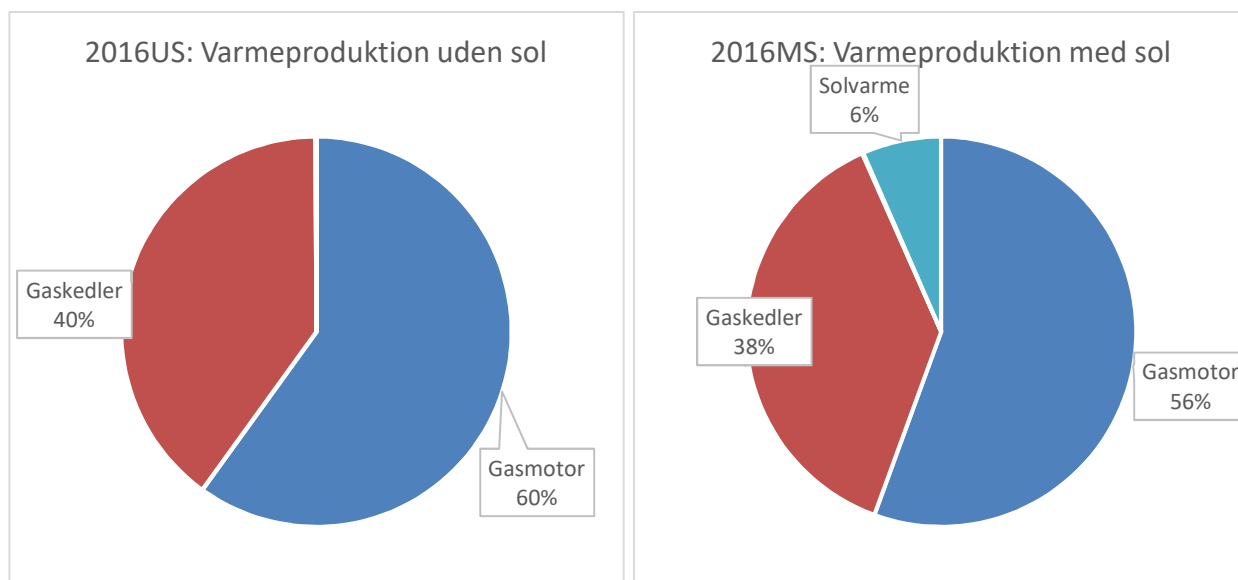
Modelkørslerne viser at det med forventninger til lave elpriser kan være vigtigt at forhandle et lavt antal minimumsdriftstimer ind i sin kontrakt. Dog skal der altid foretages en afvejning af hvilken enhedspris vedligeholdelsesleverandøren er villig til at indgå ved de forskellige antal minimumsdriftstimer.

En simulering i 2016, hvor elpriserne er højere og gaspriserne lavere giver andre resultater idet gasmotoren kommer over de 2000 minimums driftstimer fra vedligehold kontrakten, som vi ser på i næste sektion.

### Solvarmens fortrængning af gasmotordrift i 2016

2016 var et bedre elspot år med en gennemsnitspris på 199 DKK/MWh imod 171 DKK/MWh i 2015 kombineret med lavere gasspot priser med et gennemsnit på 1,23 DKK/Nm<sup>3</sup> imod 1.81 DKK/Nm<sup>3</sup> i 2015. Begge dele giver gasmotorerne en bedre driftsøkonomi, hvilket gør dem mere konkurrencedygtige over for gaskedlerne på Sæby Varmeværk.

Gasmotoren kraftvarmen dækker 60 pct. (2.734 driftstimer) af den samlede varmeproduktion i 2016 i model-kørslen uden solvarmen indkoblet som ses på Figur 50. Når de 11.900 m<sup>2</sup> solfangere indkobles i modellen, leveres 6 pct. af forbruget fra solvarme. 4 pct. varmeproduktion fra gasmotoren fortrænges og 2 pct. fortrænges fra gaskedlerne. Gasmotoren kraftvarmen leverer nu 56 pct. af den samlede varme (2.543 driftstimer).



Figur 50 – 2016 modelkørsel. Fordeling af varmeproduktion mellem anlæggene på Sæby Varmeværk henholdsvis uden og med solvarmen aktiveret.

Tabel 2 viser solvarmens fortrængning af gasmotordrift i henholdsvis vinter og sommerperioden for 2016. I modsætning til 2015 sker der ikke længere en forskydning af gasmotorernes driftstimer fra sommer til vinter når solvarmen introduceres. Det skyldes netop at gasmotoren er over minimums antal driftstimer i vedligeholdelseskontrakten på 2000 timer og dermed fortrænges der ikke længere drift om sommeren, hvor der er betalt for vedligehold.

	Uden solvarme [MWh varme]	Med solvarme [MWh varme]	Fortrængt andel [pct]
15. mar - 31. sep	16.110	13.371	3,5%
1. okt - 14. mar	26.185	25.940	0,3%
Total	42.296	39.312	3,8%

Tabel 2 Gasmotor produktion af varme i 2016 for henholdsvis anlægsconfigurationen uden og med solvarme. Fortrængt andel er beregnet ift. samlet fjernvarmeproduktion.

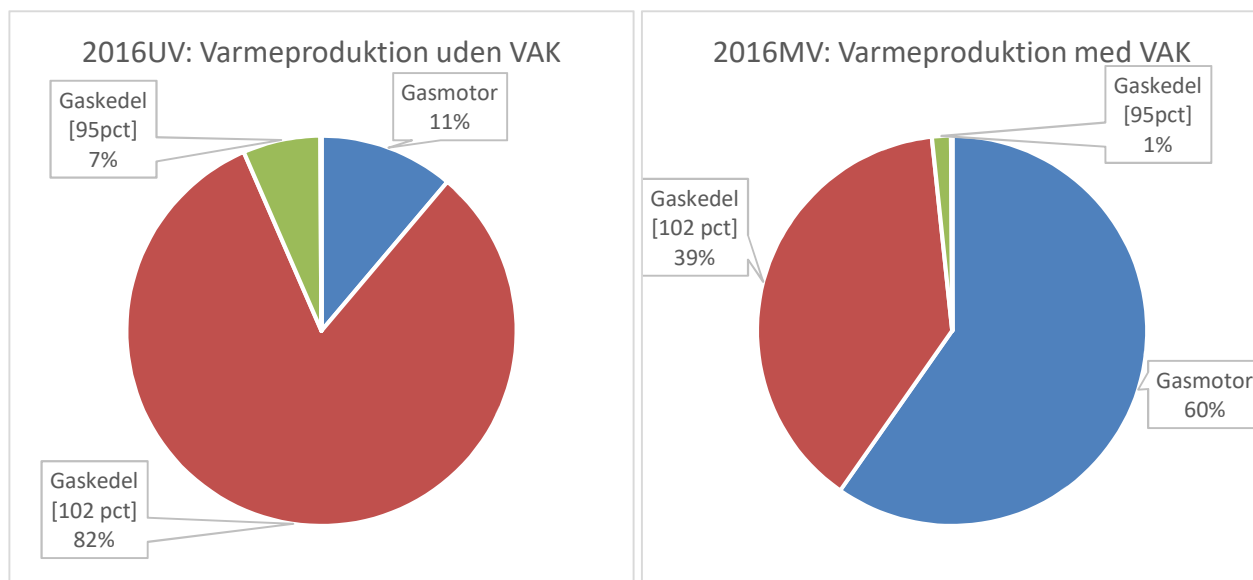
### Varmeakkumuleringstankens betydning for gasmotorens driftstimer

Varmeakkumuleringstankens betydning for antal driftstimer på gasmotoren testes i dette afsnit. Simuleringen er udført på modellen af Sæby Varmeværk, hvor solvarmen er koblet ud, for at gøre det muligt at fjerne akkumulatortanken helt. Solvarmen har brug for en akkumulatortank, da der er perioder om sommeren, hvor solvarmeproduktionen overstiger forbruget og dermed er der behov for en akkumulatortank til at lagre varmen. Den faste betaling for de første 2000 driftstimer på vedligehold kontrakten er fjernet, for at holde dens indvirkning på gasmotordriften under 2000 driftstimer ude af simuleringerne. Havde den været aktiveret, ville det være sværere at skelne akkumulatortankens indvirkning fra kontraktens indvirkning på gasmotordriften.

Figur 51 viser diagrammer for den optimale fordeling imellem gasmotor- og gaskedel drift henholdsvis uden akkumuleringstank og med 280 MWh tank svarende til den nuværende tank i Sæby. Der mistes 49 pct. gasmotordrift, hvis der ikke er nogen akkumulatortank. Driften blev også simuleret med en 560 MWh tank svarende til en fordobling af den nuværende varmeakkumulatortank, men det gjorde ingen forskel

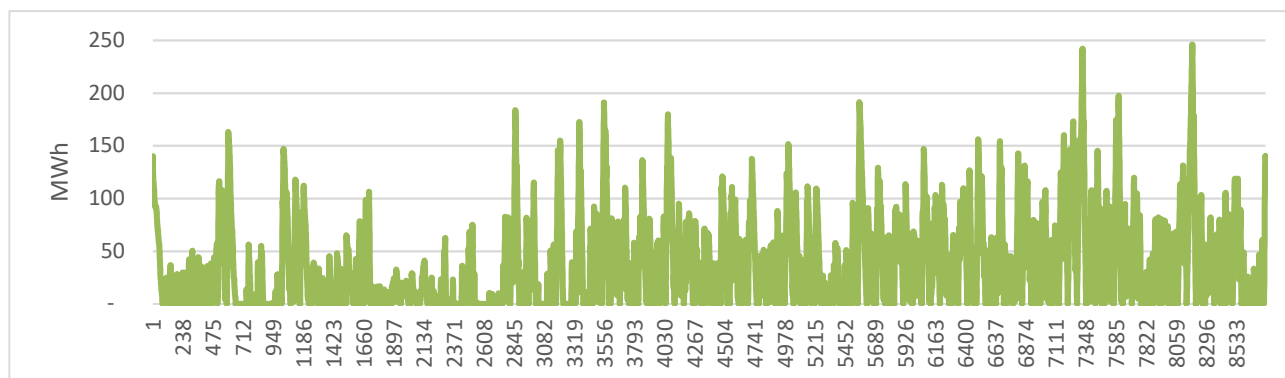
for fordeling af varmeproduktion. Dermed er den nuværende akkumulatortank tilstrækkeligt stor til at give gasmotoren plads til dynamisk drift i elspot markedet. Hvis solvarme er koblet ind i systemet kan der dog være situationer om sommeren, hvor solvarme vil fylde tanken så meget, at en større tank kan give plads til mere gasmotor varmeproduktion. Dette er ikke blevet testet.

Der er to typer gaskedler hos Sæby Varmeværk med henholdsvis 102 pct. og 95 pct. virkningsgrad. Manglen på varmeakkumuleringstank medfører at de mindre effektive kedler får mere drift, da akkumuleringstanken ikke er der til at forskyde produktionen til billigere kedler og gasmotorerne i timer med spidslastforbrug.



Figur 51 Fordeling af varmeproduktion imellem gasmotor og gaskedler i simuleringer henholdsvis uden varmeakkumuleringstank (VAK) og med en akkumulatortank på 280 MWh svarende til den nuværende på Sæby Varmeværk. Gaskedler med henholdsvis 102 pct. og 95 pct. virkningsgrad er vist særskilt for at illustrere forskellen i lastfordelingen mellem de to typer gaskedler.

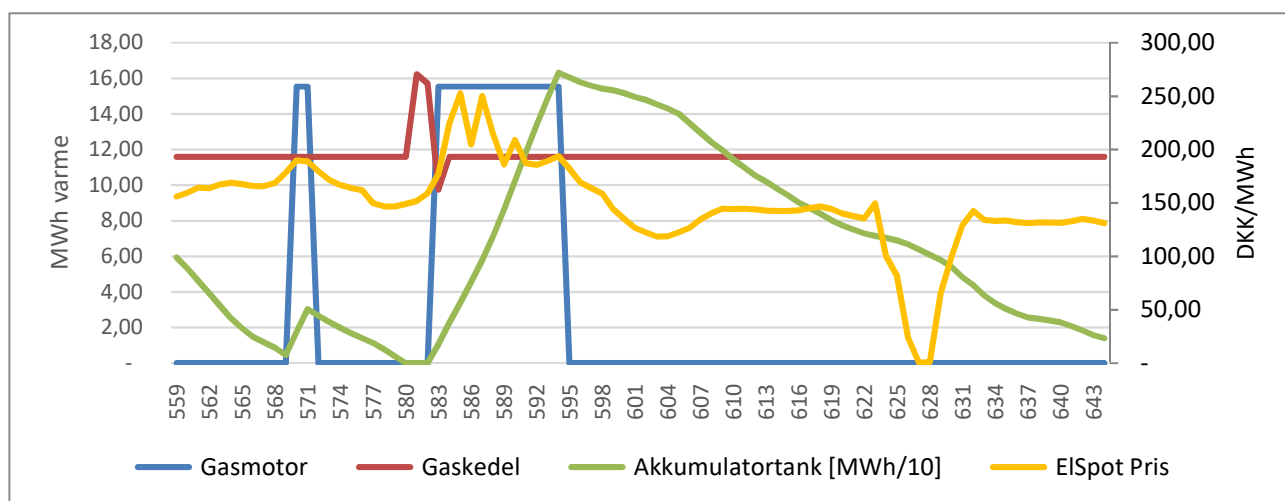
Figur 52 viser ladestanden på akkumulatortanken for hver time i simuleringen med en 280 MWh tank. Det fremgår tydeligt af at der ikke er behov for en akkumulatortank større end 280 MWh, idet ladestanden aldrig kommer over 250 MWh for modelkørslen. Dermed er det klart, at vi ikke ser nogen forskel i resultatet for en fordobling af tankkapaciteten.



Figur 52 Varmeakkumulatortankens lade-niveau simuleret for et års drift. X akser plotter timetallet i året.

AVPlan modellen tømmer tanken hver tredje dag, hvilket sætter en grænse for hvor lang tid modellen kan forskyde gasmotordrift i forhold til el-spotprisen. Det gøres for at undgå at modellen har for lang fremtidsindsigt, og eksempelvis ville gemme varme i op imod en uge eller længere for at drage fordel af forskel i elprisen på denne tidsskala. Elspot-prognoser ud over cirka 3 dage er nemlig svære at opnå.

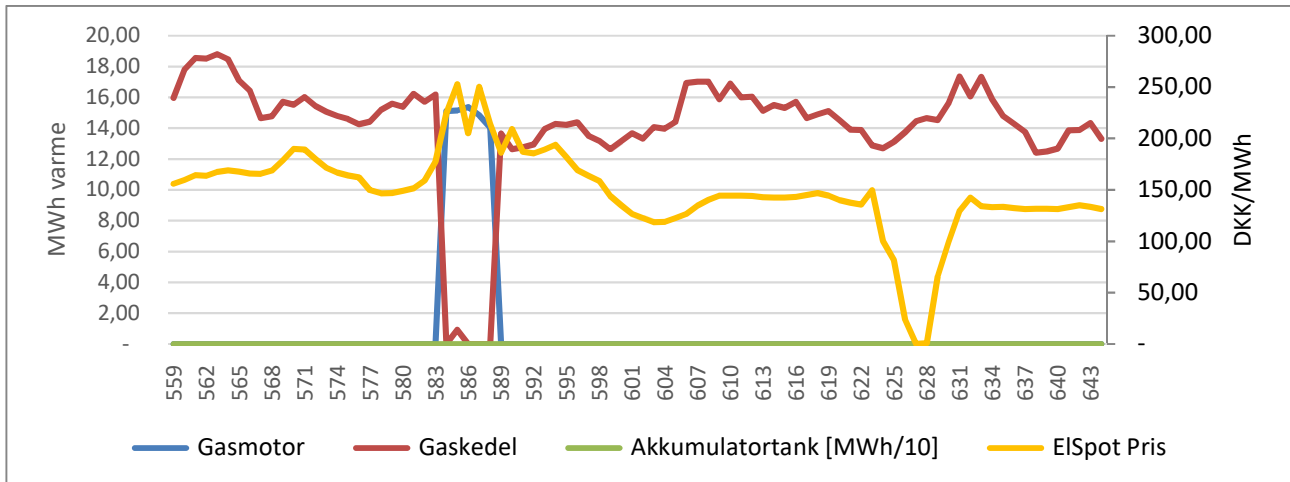
Figur 53 viser driften på enhederne for en periode på 3 dage i januar 2016. Modellen benytter en strategi, hvor den oplader akkumulatortanken med varme produceret på gasmotoren i timer med relativt høj elspot pris og aflader efterfølgende tanken i timer med lavere elspot priser. Gaskedeldriften er konstant fuldlast på den mest effektive gaskedel med effektivitet på 102 pct. på nær 1 time. Den mindre effektive gaskedel på effektivitet 95 pct. kommer i drift 2 timer på grund af manglende varme i akkumulatortanken.



Figur 53 Driften af gasmotor, gaskedler og akkumulatortank 24. til 27. januar. Akkumulatortank lade niveauet er delt med 10 for at skalere den til y-aksens størrelsesorden. X-aksen plotter time-tallet i året.

Figur 54 viser driften for samme periode som Figur 53, hvor akkumulatortanken er fjernet fra modellen. Manglen på akkumulatortank gør at gasmotoren mister 66 pct. af sin drift og falder fra 218 MWh til 75 MWh produceret varme for perioden. Eksemplet viser tydeligt hvordan akkumulatortanken giver gasmotoren flere driftstimer i situationer hvor el-spotprisen svinger omkring gasmotor KV anlæggets kippris ved at lade den forskyde produktionen og fortrænge de mindre effektive gaskedler. Gaskedlen med 102 pct. virkningsgrad har en maksimal produktion på 11,6 MW, og dermed kommer de mindre effektive kedler på 95 pct. virkningsgrad i drift det meste af perioden, hvor de kun havde 2 driftstimer i simuleringen med akkumulatortank. Dermed fortrænger produktion fra gasmotoren i store dele af de tre simulerede dage den mindre effektive gaskedel på 95 pct. virkningsgrad ved hjælp af akkumulatortanken. Tendensen fra Figur 51, hvor gasmotoren fortrænges i produktionsfordeling over året ved at fjerne akkumulatortanken afspejles altså klart i dette 3 dages driftseksempel.





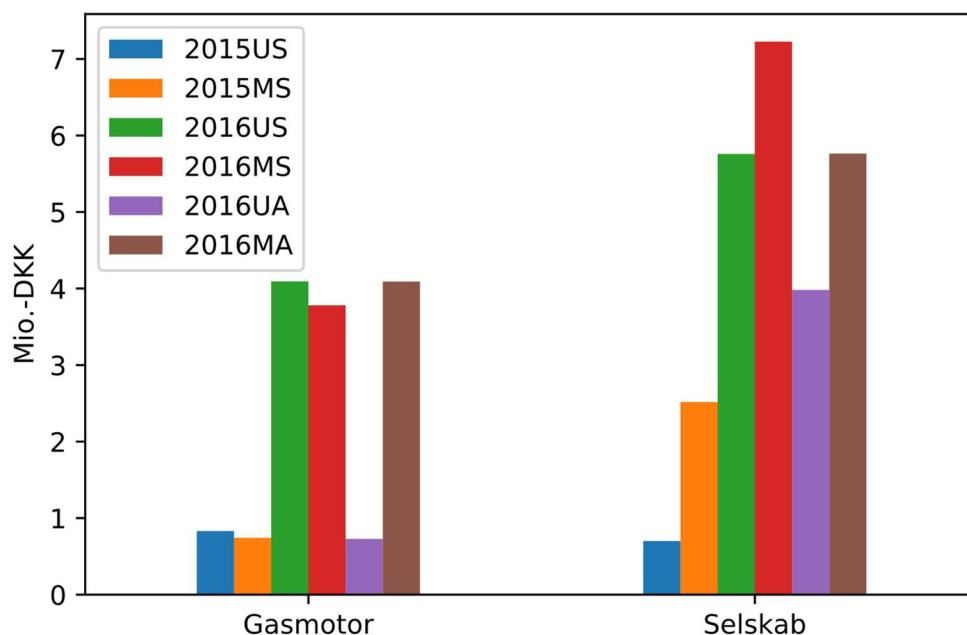
Figur 54 Driften af gasmotor og gaskedler 24. til 27. januar. Akkumulatortankkapaciteten er sat til 0 MWh. X-aksen plotter timetallet i året.

### Økonomi på varmeværksniveau og gasmotorniveau

Det økonomiske overskud opsummeres nu, både for gasmotordrift isoleret set og for hele selskabet Sæby Varmeværk. Gasmotor-driftsøkonomien er defineret som indtægter fra varme og el-salg produceret på gasmotoren fratrukket brændselsomkostninger, afgifter og vedligeholdelseskostninger. Indtægten fra varmesalg er sat til 400 DKK/MWh eks. moms, hvilket var Sæby Kraftvarmes afregningspris for varme december 2015 [17]. Indtægten fra el salg er spotprisen minus 3 DKK/MWh feed-in tarif og minus 1 DKK/MWh tarif til el-handleren.

Figur 55 viser et søjlediagram over overskuddet som genereres fra henholdsvis gasmotordriften og fra selskabets samlede drift. Sammenlignes 2015US med 2015MS ses indvirkningen af solvarmen på gasmotor- og selskabsøkonomien for 2015. Selskabsøkonomien forbedres markant fra 0,7 mio. DKK til 2,5 mio. DKK ved introduktion af solvarme, imens gasmotorens økonomi falder beskedent fra 0,8 til 0,7 Mio. DKK. Solvarmen forbedrer altså selskabsøkonomien med 1,8 mio. DKK.

For simuleringen uden solvarme genereres hele overskuddet på gasmotoren. Det kan virke ulogisk, men skyldes at gaskedlernes produktionsomkostning i 2015 lå mellem 368 og 422 DKK/MWh-varme afhængigt af gasspot-prisen. Det vil sige at gaskedlens produktionsomkostninger lå lige omkring afregningsprisen på 400 DKK/MWh, og dermed stemmer det fuldt overens med, at gaskedeldriften her ikke bidrager positivt til selskabsøkonomien. I øvrigt er fjernvarmeselskaberne underlagt *hvile i sig selv princippet*, som betyder at de ikke må generere et overskud. Derfor skal dele af det beregnede selskabsøkonomiske overskud gå til omkostningerne der ikke er indregnet i modellen, som afskrivning på investeringer, administrationsomkostninger med videre. Resten af et eventuelt overskud skal gå til sænkede afregningspriser på fjernvarme, som diskuteret i Hedensted casen, afsnit 3.7.3.



Figur 55 Økonomisk overskud hos Sæby Varmeværk for gasmotor KV driften isoleret set samt den totale selskabsøkonomi. Analyserne 2015US/MS repræsenterer 2015 uden og med sol indkoblet, 2016US/MS repræsenterer 2016 uden og med sol indkoblet, 2016UA/MA repræsenterer 2016 uden og med varmeakkumulatortank.

Elpriserne var bedre i 2016 kombineret med lavere gasspotpriser som diskuteret tidligere, hvilket gav gasmotoren markant flere driftstimer. Det afspejles også i markant bedre gasmotor driftsøkonomi for simuleringen uden sol (2016US) på 4,1 mio. DKK og med sol (2016MS) på 3,8 mio. DKK. Solvarmen sænker altså gasmotorens driftsøkonomi med 0,3 mio. DKK, hvor den i 2015 kun blev sænket med 0,1 mio. DKK. Det skyldes at der er et større overskud at hente på elspot markedet i de timer hvor solvarmen fortrænger gasmotoren i 2016, hvilket er forventeligt, eftersom både el- og gasspot markedet havde mere lukrative priser for gasmotoren i 2016.

De bedre el- og gasspot priser i 2016 forbedrer selskabsøkonomien til henholdsvis 5,8 og 7,2 mio. DKK for simuleringerne uden og med solvarme. Solvarmen forbedrer altså selskabsøkonomien med 1,4 mio. DKK i 2016, hvilket er 0,4 mio. DKK lavere end de 1,8 mio. DKK i 2015. Ud af de tabte 0,4 mio. DKK fra solvarmen stammer 0,2 mio. DKK fra den større fortrængte indtægt på gasmotoren. De resterende 0,2 mio. DKK stammer fra et fortrængt overskud på gaskedeldriften, som på grund af den lavere gaspris i 2016 havde en produktionsomkostning på mellem 331 og 383 DKK/MWh afhængigt af gasspotpris og dermed genererede et driftsoverskud i forhold til varmeafregningsprisen på 400 DKK/MWh. Man vil formentlig på grund af *hvile i sig selv princippet* passere de lavere produktionsomkostninger videre til forbrugerne ved at sænke varmeafregningsprisen i 2016, hvilket betyder, at der ikke fortrænges overskud på gaskedlerne i praksis. Det ændrer imidlertid ikke på, at den lavere reference-varmeomkostning på gaskedlerne gør solvarmen mindre rentabel.

Når akkumulatortanken fjernes i 2016UA simuleringen falder gasmotorens driftsøkonomi med 3,4 mio. DKK fra 4,1 til 0,7 mio. DKK imens selskabsøkonomien falder med 1,8 mio. DKK fra 5,8 til 4,0 mio. DKK. Årsagen til at gasmotorøkonomien falder mere end selskabsøkonomien er at gasmotoren substitueres med gaskedeldrift, som skaber et overskud på kedeldriften som diskuteret før. Med udgangspunkt i el- og gasspot prisen i 2016 havde akkumulatortanken altså en selskabsøkonomisk værdi på 1,8 mio. DKK.

### **Opsummering for Sæby Varmeværk**

Opsummeret sænker introduktionen af solvarme hos Sæby Varmeværk gasmotorens driftsøkonomi med 0,1 mio. DKK fra 0,8 til 0,7 mio. DKK i det relativt ugunstige el- og gaspris år 2015. 2016 havde mere gunstige priser på el- og gasspotmarkederne og her sænkes gasmotorens driftsøkonomi med 0,3 mio. DKK fra 4,1 til 3,8 mio. DKK som følge af solvarmen.

I 2015 medførte solvarmen et selskabsøkonomisk overskud på 1,8 mio. DKK, imens den medførte et overskud på 1,4 mio. DKK i 2016. Dette overskud skal bruges til afskrivning af investeringen i solvarme samt eventuelt at sænke fjernvarmeprisen, hvis der er yderligere overskud til det. Investeringssiden af solvarmen er ikke medtaget i denne analyse.

Varmeakkumuleringstanken har en meget afgørende indflydelse på driftsøkonomien for gasmotor KV anlægget på Sæby Varmeværk med et fald i overskuddet fra gasmotordrift på 3,4 mio. DKK i 2016, hvis akkumulatortanken fjernes. En del af det tabte overskud hentes ind på gaskedeldriften og selskabsøkonomien ender i et tab på 1,8 mio. DKK uden akkumulatortank.

Dermed konkluderes på baggrund af simuleringerne for 2015 og 2016, at solvarme i størrelsesordenen på Sæby Varmeværk (6 pct. af årsforbruget) har en relativt lille indvirkning på gasmotorens samlede driftsøkonomi. Imidlertid er der væsentlige selskabsøkonomiske besparelser ved solvarmen, som gør det attraktivt at undersøge for varmeværker, som minder om Sæby Varmeværk og ikke har solvarme i dag. 2016 simuleringen viser at en varmeakkumulatortank af passende størrelse er afgørende for en god driftsøkonomi på gasmotorerne samt for hele varmeværkets driftsøkonomi.

#### *3.7.5 energyPRO beregninger på Hedensted Fjernvarme og Sæby Varmeværk*

Specialet "Naturgasfyret kraftvarmes fremtidige rolle i Danmarks energisystem", fra Syddansk Universitet [4] er udført som del af projektet. Heri undersøges værkerne Hedensted Fjernvarme og Sæby Varmeværk også ved benyttelse af kraftvarme-analysesoftwaren energyPRO. Specialet er udarbejdet i samarbejde med Grøn Energi og har benyttet data og resultater fra nærværende projekt. Specialeprojektet bekræfter de overordnede tendenser, som er simulerede for driften på Hedensted Fjernvarme og Sæby Varmeværk.

Specialet kigger ind i gaspris aftalerne der anvendes på de to varmeværker. I Hedensted Fjernvarme har man en relativt høj fastpriskontrakt på gas, mens Sæby Varmeværk køber gas på spotmarkedet og derfor har varierende gaspriser. Generelt har Hedensted Fjernvarmes faste gaspris aftale betydet højere gaspriser end, hvis værket havde valgt at følge spotmarkedet. Havde Hedensted Fjernvarme haft en variabel gaspris i perioden 2010 til 2016, havde den gennemsnitlige marginale elproduktionspris været ca. 35 DKK/MWh-el lavere.

I specialet undersøges endvidere investering i alternative produktionsteknologier samt andre optimeringsmuligheder for de to værker. Beregningerne viser generelt, at Hedensted Fjernvarme har flere muligheder for, at sænke deres varmeproduktionsomkostninger ved, at investere i ny og anden produktionsteknologi og dermed skrotte deres gasbaserede kraftvarmeanheder. På baggrund af en række alternative investeringsscenarioer synes det optimalt for Hedensted at skrotte deres gasmotorer og investere i en gas- og elmotordrevet varmepumpe med grundvandskøling som varmereservoir samt at investere i en transmissionsforbindelse til Løsning. Omvendt er kraftvarmeanhederne i Sæby Varmeværk meget effektive og varmeproduktionsprisen kan kun sænkes en smule i forhold til det nuværende niveau, ved at skrotte gasmotoranlæggene og investere i nye produktionsteknologier.

I den anbefalede anlægsconfiguration for Hedensted er varmepumpens drivaksel koblet til både en gas- og en elmotor, hvilket gør at varmepumpen kan skifte imellem de to brændsler afhængigt af priserne i henholdsvis el- og gasspotmarkedet. Samtidig er der koblet en el-generator på akse, som gør at

gasmotoren kan bruges til at producere el, når elprisen er lav, men der ikke er noget varmebehov. Denne el og gasdrevne varmepumpe-konfiguration vurderes med de givne forudsætninger billigere end en rent eldrevet varmepumpe.

### 3.7.6 Konklusion på integrerede anlægskoncepter

Med udgangspunkt i Hedensted Fjernvarme casen er det klart at varmeværker, som ikke har tilpasset og optimeret deres gasmotorer med eftermonteret supplerende røggaskøling, og hvor varmeværket samtidig har høj-effektive gaskedler, opnår få driftstimer på gasmotorerne og urentabel gasmotor-drift. Imidlertid kan der være økonomisk overskud i at introducere en absorptionsvarmepumpe til at hæve gasmotorens totalvirkningsgrad for denne type anlægskonfiguration, med en tilbagebetalingstid for investeringen i intervallet 4 til 8 år. Omkostninger til major overhaul indregnes i tilbagebetalingstiden, men på relativt gamle gasmotor anlæg er det alligevel relevant at overveje om man vil afholde denne omkostning eller skrotte anlægget.

Sæby Varmeværk er et eksempel på at gasmotor baserede KV enheder kan opnå mange driftstimer med god økonomi. Årsagen til at gasmotorerne i Sæby har mange driftstimer er, at man her har investeret i en absorptionsvarmepumpe til supplerende røggaskøling for at hæve enhedernes totalvirkningsgrad.

Simuleringer viser at solvarmen i Sæby, hvor solvarme udgør 6 pct. af den samlede produktion, fortrænger en mindre del af gasmotordriften samt overskuddet fra gasmotoren, mens solvarmen øger det selskabsøkonomiske overskud markant. I det ugunstige el- og gaspris-år 2015 forskyder solvarmen gasmotordrift fra sommerperioden til vinterperioden, hvis gasmotoren har en vedligeholdelseskontrakt med fast vedligehold betaling for de første 2000 driftstimer. Det skyldes, at der er betalt for vedligehold på de første 2000 driftstimer og dermed er kipprisen lavere for de første 2000 driftstimer. I 2015 handler det således om at placere disse 2000 driftstimer, hvor der er størst overskud at hente i el-spotmarkedet. I 2016, hvor der var mere gunstige forhold i både el- og gasspotmarkedet opstår dette fænomen ikke. Flere varmeværker går bort fra denne form for fast betaling for eksempelvis de første 2000 driftstimer på grund af faldende drift på gasmotorerne og simuleringerne bekræfter at dette kan være en god ide.

Alternative investeringsscenarier fra specialet "Naturgasfyret kraftvarmes fremtidige rolle i Danmarks energisystem" viser at der kan være økonomisk gode alternative løsninger til gasmotor kraftvarme. I Hedensted ser det attraktivt ud at overveje en gasmotordrevet varmepumpe samt investere i en transmissionsforbindelse til Løsning som alternativ til at holde gasmotor kraftvarmen i drift. Der er ikke foretaget en vurdering af, om denne løsning er bedre end investering i absorptionsvarmepumpe i Hedensted. På Sæby Varmeværk, hvor man allerede har investeret i absorptionsvarmepumpe til at forbedre gasmotor KV anlæggets varmeeffektivitet kan alternative investeringer kun sænke varmeproduktionsprisen en smule i forhold til det nuværende niveau.

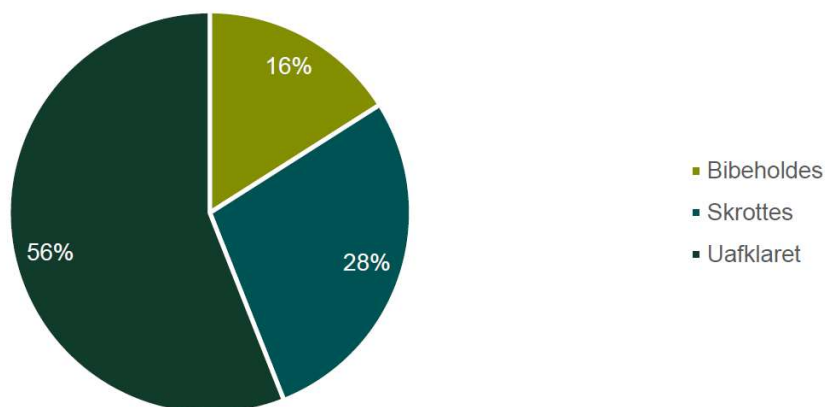
## 3.8 Samlet optimering og generalisering

I dette afsnit analyseres generelle tendenser på tværs af decentrale kraftvarmeværker i Danmark. Det gøres ved interviews, spørgeskemaer og modelanalyser. Slutteligt opsummeres fremtidsmulighederne for fjernvarmeværker med gasfyret kraftvarmekapacitet.

### 3.8.1 Rundspørge og kategorisering af kraftvarmeenheder

En rundspørge fra 2016 udført af Grøn Energi, blev det undersøgt hvorvidt 85 fjernvarmeværker ville beholde eller skrotte deres gasfyrede kraftvarmeenheder [20]. De konkrete værker svarede gennem interviews blandt andet, at konsekvensen af grundbeløbs bortfald kan blive, at deres gasdrevne kraftvarmeenheder må skrottes. Af de 85 fjernvarmeværker deltog 76 værker i undersøgelsen. Undersøgelsen fandt, at 13 allerede ved, at de vil beholde deres gasfyrede kraftvarmeenheder, 22 vil skrotte dem, mens 41 er uafklarede. Dette er opgjort i procenter på figur Figur 56. Dermed var over halvdelen af værkerne på daværende tidspunkt uafklarede i forhold til fremtiden for deres kraftvarmeenhed.

## Hvad er planen med kraftvarmeenheden efter 2018?



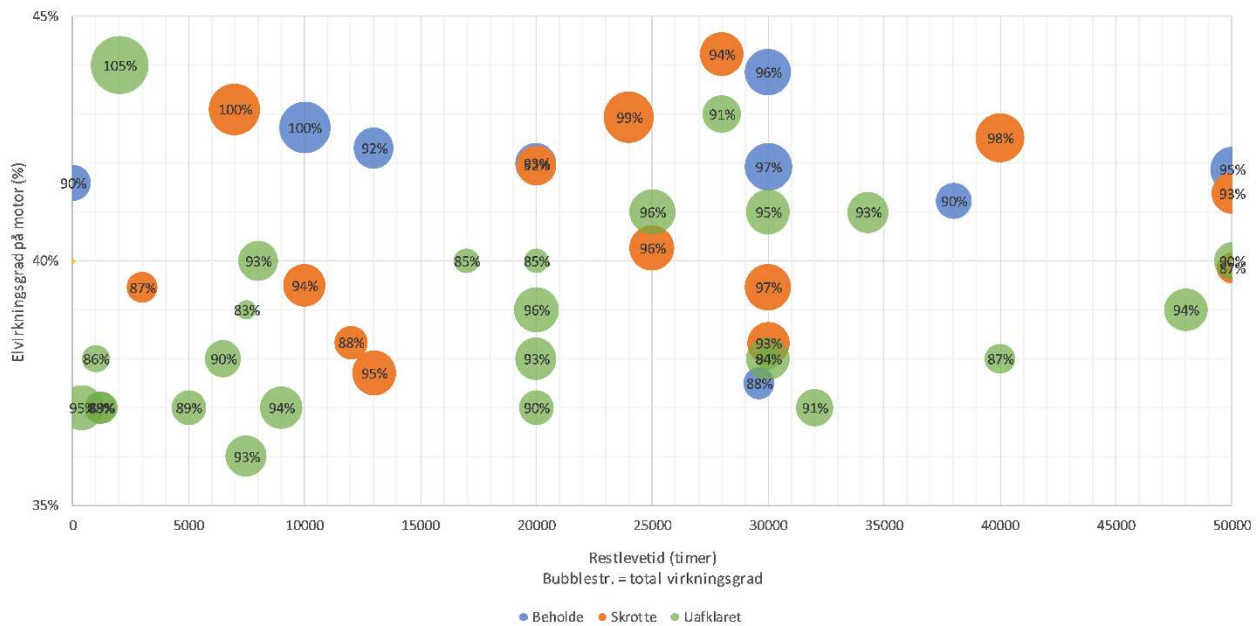
Figur 56 Respondenternes svar på hvad deres plan er med kraftvarmeenheder, hvis der ikke gives tilskud efter 2018. Kilde: Grøn Energi.

Rundspørgen konkluderer, at mange decentrale naturgasfyrede kraftvarmeværker går en usikker fremtid i møde. Der blev i rundspørgen stillet spørgsmålstejn ved nødvendigheden i, at alle decentrale kraftvarmeværker skal have en kraftvarmeenhed stående til rådighed og der ønskes langsigtede, fastlagte rammevilkår som værkerne kan agere efter.

Specialet "Naturgasfyret kraftvarmes fremtidige rolle i Danmarks energisystem" [4], undersøger på baggrund af ovennævnte rundspørge, om det er muligt at foretage en egentlig kategorisering af, hvorvidt fjernvarmeværkerne skal skrotte eller beholde deres gasfyrede kraftvarmeenheder og hvordan dette påvirkes af en række faktorer. Altså, hvorvidt man kan kategorisere de adspurgte værker og dermed lave en simpel forudsigelse af den fremtidige naturgasbaserede kraftvarmekapacitet.

Specialet vurderer, at det er svært at foretage en egentlig generalisering på baggrund af de konkrete værker, Hedensted Fjernvarme og Sæby Varmeværk, som er modelleret i energyPRO. På den ene side afspejler Hedensted Fjernvarme den generelle tendens for gasbaserede kraftvarmeenheder, som de senere år har haft færre og færre driftstimer. På den anden side kan Sæby Varmeværks og andre danske gasmotorbaserede decentrale værker byde ind på el-markederne med en lav marginal elproduktionspris og dermed være konkurrencedygtige.

De adspurgte værker har i rundspørgen fra 2016 oplyst den forventede restlevetid på gasmotoranlæggene. Sammen med data om anlæggenes total- og el-virkningsgrad, er der i specialet foretaget en kategorisering af kraftvarmeenhederne. Sammenhængen mellem restlevetid og gasmotoranlæggenes total- og el-virkningsgrad er vist på Figur 57.



Figur 57 Sammenhæng mellem restlevedid (timer) og elvirkningsgraden for kraftvarmeenhederne. Boblestørrelsen samt tallet i boblen angiver enhedens totalvirkningsgrad. Kraftvarmeenhederne er opdelt i hvorvidt de ifølge rundspørgen fra Grøn Energi bibeholdes, skrottes eller om deres daværende situation var uafklaret. Kilde: Grøn Energi

Sammenhængen mellem restlevedid og virkningsgrad er umiddelbart, at hvis et gasmotoranlæg både har høj restlevedid og høj virkningsgrad, så bør anlægget beholdes, da det formodentligt vil være konkurrencedygtigt sammenlignet med andre produktionsteknologier. Omvendt vil et gasmotoranlæg med lav restlevedid og lav virkningsgrad formodentligt skulle skrottes, da det ikke kan svare sig, at levetidsforlænge enheden.

Når man yderligere kigger på værkernes svar fra rundspørgen, viser figur Figur 57 modstridende tendenser. To kraftvarmeenheder med identisk total- og elvirkningsgrad samt identisk restlevedid står overfor henholdsvis at skulle skrottes og beholdes. Ligeledes beholdes et gasmotoranlæg, som har både dårlig total- og elvirkningsgrad. Generelt har mange af de uafklarede værker relativt lav el- og totalvirkningsgrad.

Specialet konkluderer, at en generalisering på baggrund af ovenstående, ikke nødvendigvis giver et realistisk billede af den fremtidige kraftvarmekapacitet i Danmark. Ovenstående resultater kan ikke umiddelbart skaleres og generaliseres for hele den naturgasfyrede kraftvarmepopulation. Specialet understreger, at en lang række andre faktorer påvirker værkernes beslutning om, gasmotoranlægget skal skrottes eller beholdes.

Værkernes fremtidige valg af produktionsteknologi påvirkes individuelt af forskellige faktorer ud over kraftvarmeenhedens restlevedid og virkningsgrader. Herunder kan blandt andet nævnes gasprisens betydning for antallet af driftstimer, hvilket tydeliggøres i specialets modellering af Hedensted Fjernvarme og Sæby Varmeværk. Ligeledes påvirkes driftsøkonomien af, hvorvidt der bydes ind på både spot- og regulerkraftmarkedet når der sælges el. Specialet finder endvidere, at udnyttelse af spildvarme og røggaskondensering kan være med til at optimere anlæggets drift, da varmevirkningsgraden kan hæves betydeligt ved fx installation af varmevekslere og absorptionsvarmepumper. Endelig kan en simpel faktor som pladsmangel have betydning for investering i ny produktionsteknologi.

### 3.8.2 Kortlægning af standardværker

De naturgasfyrede kraftvarmeværkers forskelligheder er i forbindelse med projektet kortlagt i notatet "Kortlægning af de danske fjernvarmeselskaber" af Grøn Energi, se bilag 11. Kortlægningen kategoriserer 70 % af de danske fjernvarmeselskaber ved, at finde værker der deler de samme karakteristika. Det kan dermed antages, at lignende værker bliver påvirket ens ved ændringer af rammevilkår.

Generelt viser kortlægningen, at meget få af de danske fjernvarmeselskaber er fuldstændig ens på anlægssiden. Kraftvarmeselskaberne udgør 41 % af de kortlagte selskaber, hvoraf størstedelen kun har gasmotorkraftvarme- og gaskedelanlæg. De øvrige kraftvarmeselskaber har forskellige produktionsanlæg som er både solvarme, elpatroner og biomassekedler. I kortlægningen er endvidere angivet standardværdier for de forskellige kategorier af standardværker, således at de gennemsnitlige effektkapaciteter og varmeleveringer kan ses.

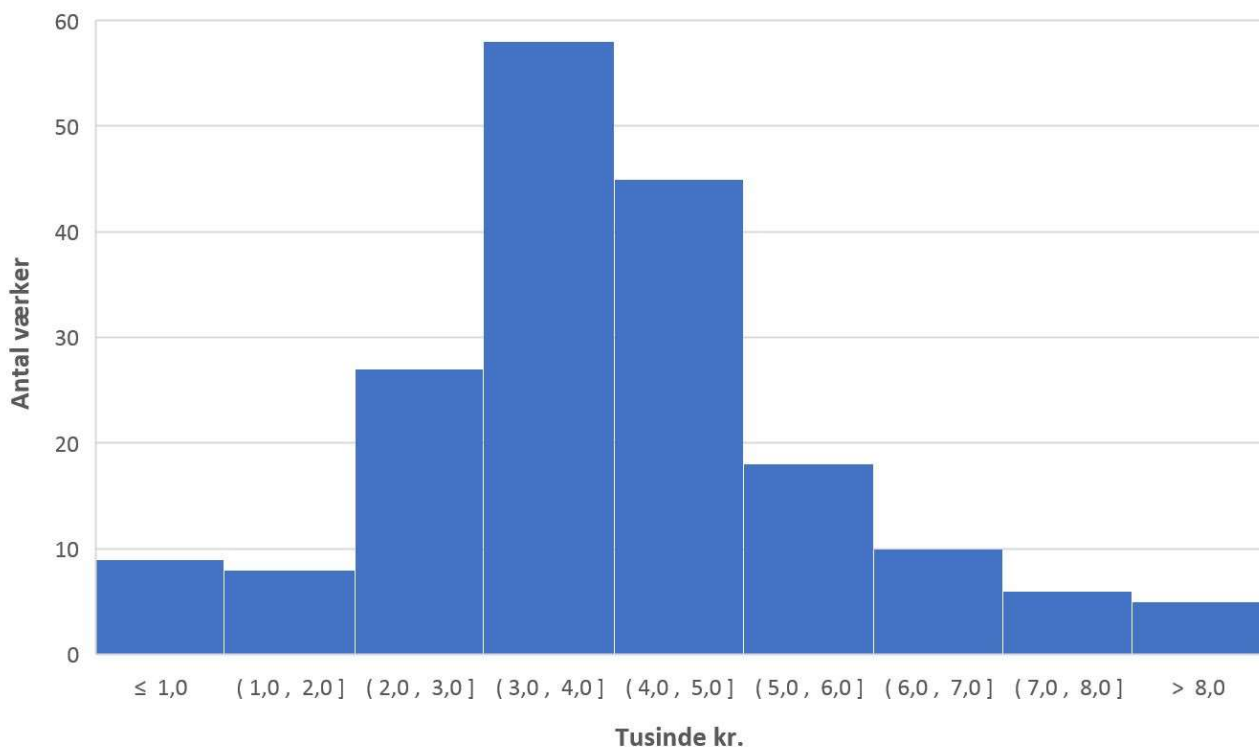
Populationen af gasfyret kraftvarme er altså bred, hvilket er med til at besværliggøre den egentlige generalisering. I tråd med konklusionerne fra specialet [4], understreger kortlægningen, hvordan de forskellige kraftvarmeselskaber adskiller sig fra hinanden. Det som kan være bedste løsning for et naturgasfyret kraftvarmeværk er ikke nødvendigvis bedste løsning for andre naturgasfyrede kraftvarmeværker. Der er stor spredning i produktionsteknologier som gør, at anbefalingerne er svære at generalisere. Dog deler flere selskaber karakteristika, som kan være med til at tydeliggøre potentielle muligheder for fremtiden.

### 3.8.3 Potentielle varmeprisstigninger

Der er i forbindelse med projektet udført en analyse af potentielle varmeprisstigninger for standardhuse når grundbeløbet udfases [21].

Varmeprisstigning er en konsekvens for mange fjernvarmeværker, som i dag modtager grundbeløbet, men ved udgangen af 2018 mister dette tilskud. Den gennemsnitlige husstand påvirkes forskelligt af grundbeløbets bortfald, da størrelsen af grundbeløbet til det enkelte kraftvarmeværk varierer og forvaltningen af grundbeløbet har været forskellig. For at kunne modtage grundbeløbet, skal kraftvarmeværket være driftsklar. Størrelsen på grundbeløbet afhænger af historiske driftsdata fra år tilbage samt af aktuel spotpris, hvor en lav spotpris giver et højere tilskud.

Analysen af varmeprisstigningerne ved grundbeløbets bortfald viser, at et standardhus i gennemsnit kan forvente en varmeprisstigning på 3.500 – 3.850 kr. per år. Dette er ved ledningstab i nettet på henholdsvis 17,4 % og 25 %. Figur 58 viser den årlige varmeprisstigning ved et ledningstab på 17,4 %.



Figur 58 Årlige varmeprisstigninger for et standardhus der modtager fjernvarme fra et af de 186 kraftværker som er med i analysen, ved et ledningstab på 17,4 %. Se yderligere kommentarer i teksten, Kilde: Grøn Energi.

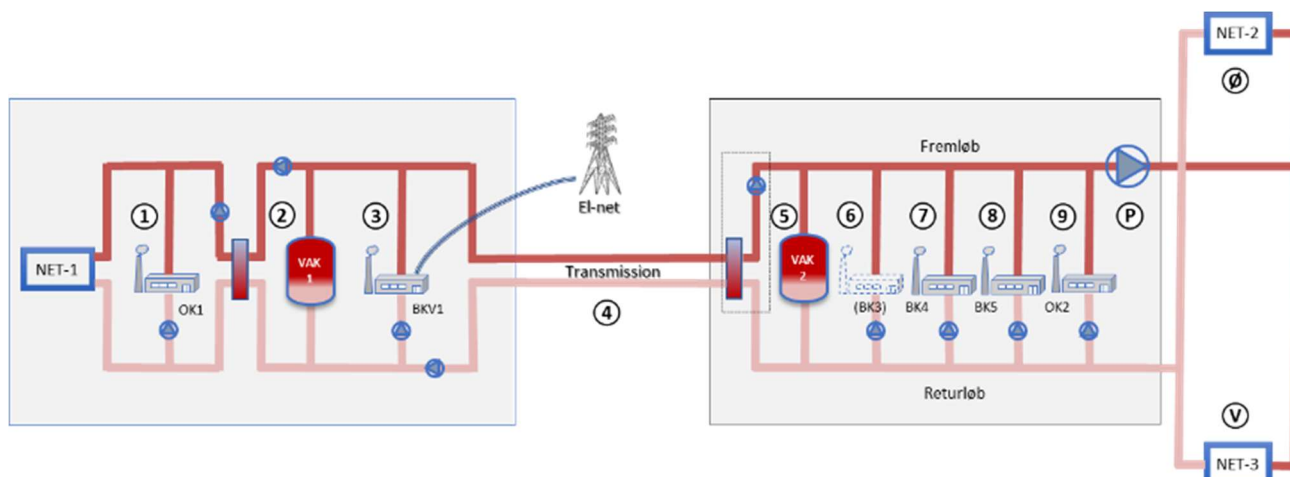
Der er stor spredning på varmeprisstigningerne og kan derfor både være over eller under de nævnte grænser. Varmeprisstigningen er endvidere under den antagelse, at kraftvarmeværket har valgt at anvende grundbeløbet til at holde varmeprisen nede, hvorefter den vil stige når grundbeløbet ophører. Analysen påpeger endvidere, at grundbeløbet kan være anvendt til afskrivning på både nye og gamle investeringer, hvorfor grundbeløbets ophør ikke nødvendigvis øger varmeprisen så meget som angivet på figuren. De individuelle aspekter for kraftvarmeværkerne kan altså have stor betydning for varmeprisen, når grundbeløbet bortfalder.

Varmeprisstigningerne skal ses i sammenhæng med de naturgasfyrede kraftvarmeværkers udfordringer når grundbeløbet bortfalder. Uklarheder om fremtidige rammevilkår har indtil videre bremset de naturgasfyrede kraftvarmeværkers muligheder for omstilling til andre produktionsteknologier. Dette kan altså føre til direkte varmeprisstigninger hos forbrugeren. De kraftvarmeværker som allerede har omstillet eller optimeret deres produktionsanlæg ved at indføre ekstra røggaskøling eller absorptionsvarmepumper, kan være bedre sikret mod varmeprisstigninger, når grundbeløbet bortfalder.

#### 3.8.4 Sammenlægning af fjernvarmenet

En anden vej at gå er sammenlægning og/eller sammenkobling med nabo forsyningsystemer. Denne vej vil kunne realisere besparelser både på de faste omkostninger, men ofte af større betydning også kunne realisere kapacitetsmæssige og driftsmæssige synergier. Et eksempel på en sådan sammenkobling er vist i, hvor to naboområder er koblet sammen via en transmissionsledning og dermed kan minimere investering i kapacitet, udnytte hinandens varmeakkumulatorer og optimere den samlede produktion – alt sammen til gavn for varmekunderne. Konkret vurderes det i afsnit 3.7.5, at der er positiv økonomi for Hedensted Fjernvarme, i at sammenkoble Hedensted og Løsning Fjernvarme med en transmissionsforbindelse.





Figur 59 Eksempel på sammenkobling mellem to naboområder. Kilde: Added Values

Denne type sammenkobling vil dog ofte involvere investeringer, og det er derfor vigtigt at kvantificere investering og synergigevinsterne på forhånd.

### 3.8.5 Fremtidsmuligheder for varmegærkerne

Bortfaldet af grundbeløbet kan betyde, at varmeprisen stiger hos forbrugeren og at det lokale kraftvarmegærk vælger at skrotte deres naturgasfyrede kraftvarmeenhed i fald der ikke herefter kan genereres drift med økonomisk overskud. Her følger en opsummering af fremtidsmuligheder, som er relevante at overveje for varmegærkerne der rammes af grundbeløbets bortfald.

#### Forbedring af varmevirkningsgraden på kraftvarmeenhederne

Varmegærker der i dag har kraftvarme uden supplerende røggaskøling bør overveje at investere i en kondenserende veksler (LT2) eller absorptionsvarmepumpe, der ofte vil kunne øge varmeudbyttet markant. Projektet har nemlig identificeret, at værker som eksempelvis Sæby Varmegærk, der har investeret i absorptionsvarmepumpe opnår mange driftstimer på gasmotoren og en god driftsøkonomi for kraftvarmedelen.

Analysen af Hedensted Fjernvarme casen i afsnit 3.7.3 viser, at der er muligheder for at investere i en absorptionsvarmepumpe for at øge varmevirkningsgraden på gasmotorer kraftvarmeenheder med lav varmevirkningsgrad, der i dag har få driftstimer og urentabel drift. Tilbagebetalingstiden for investering i absorptionsvarmepumpen forventes at ligge mellem 3 og 8 år afhængigt af anlægsforhold og forudsætninger. Omkostninger til stort gasmotor service er medtaget i beregningerne, så konklusionen kan gælde også for anlæg der er tæt på næste store service. Der skal imidlertid foretages konkrete tekniske vurderinger på anlæggenes tekniske stand for at beslutte, om man vil afholde næste store service og videreføre den aktuelle gasmotor eller gasturbine.

#### Investering i alternative produktionsteknologier

En række alternative investeringsmuligheder er analyseret i specialet "Naturgasfyret kraftvarmes fremtidige rolle i Danmarks energisystem", som er udført i forbindelse med projektet og resultaterne er opsummerede i afsnit 3.7.5. Det konkluderes, at en varmepumpe med grundvand som varmereservoir, kan være et økonomisk rentabelt alternativ til eksempelvis gasmotor kraftvarme, som muligvis er billigere end investering absorptionspumpe på eksisterende gasmotor-kraftvarmeenheder. I den analyserede

anlægsconfiguration er varmepumpens drivaksel koblet til både en gas- og en elmotor, hvilket gør at varmepumpen kan skifte imellem el og gas som brændsel afhængigt af priserne i henholdsvis el- og gas-spotmarkedet. Samtidig er der koblet en el-generator på akse, som gør at gasmotoren kan bruges til at producere el, når elprisen er lav, men der ikke er noget varmebehov. Denne el og gasdrevne hybridvarmepumpe vurderes billigere end en rent eldrevet varmepumpe.

### **Kraftvarmekravet**

Kraftvarmekravet gør det vanskeligt for kraftvarmeværker at erstatte kraftvarmeanlæg med anden grundlast varmeproduktion. Kravet er oprindeligt vedtaget for at sikre effektiv og billig samproduktion af el og varme, men behovet for denne samproduktion er faldet drastisk. Dette skyldes lave elpriser og mindre behov for elproduktion, som følge af etablering af meget elproduktion fra vindmøller, solceller samt udbygning af elektricitetsforbindelser til udlandet, som har taget over og fjernet driftstimerne på kraftvarmeanlæggene og dermed behovet for kraftvarmeanlæg i grundlast. Der er i Danmark krav om, at ved etablering af produktionsanlæg med varmekapacitet over 1 MW, skal der være tale om et kraftvarmeanlæg, med mindre produktionsanlægget er til spids- og reservelast. Kraftvarmekravet gælder dog kun såfremt dette er den samfundsøkonomiske bedste produktionsform. For værker i naturgasområder gælder dog at anlæg skal etableres som kraftvarme, anden naturgasbaseret produktion (gas-kedler) eller brændselsfrie teknologier (f.eks. eldrevet varmepumpe og solvarme). Dette betyder i praksis at langt de fleste værker i naturgasområder etableres som kraftvarme, da samfundsøkonomien med de gældende forudsætninger er bedre end i alternativerne.

Der er flere kræfter i Danmark der arbejder for at kraftvarmekravet bortfalder i fremtiden, men det er svært at spå om hvornår loven måske ændres på dette område. EU kraftvarmedirektivet og statsstøttere reglerne medfører at der ikke kan gives statsstøtte til kraftvarme med mindre den er højeffektiv. Dette krav er normalt ikke et problem for danske kraftvarmeanlæg.

Anlægsconfigurationer, som el- og gasmotorvarmepumpen, der foreslås i afsnit 3.7.5 opfylder kraftvarmekravet, idet den også har mulighed for at producere el via generatoren, der er koblet på akslen.

### **Sammenlægning af fjernvarmenet**

Nogle fjernvarmenet kan drage økonomisk- og driftsmæssig fordel af sammenkobling med nærliggende fjernvarmenet, som beskrevet i afsnit 3.8.4. Derved kan eksempelvis dyr spidslastdrift reduceres og varmeakkumulatortankkapacitet kan deles imellem fjernvarmenettene.

### **Dansk Kraftvarme Kapacitet a.m.b.a.**

Et initiativ fra Foreningen Danske Kraftvarmeværker og Dansk Fjernvarme har ført til etableringen af selskabet Dansk Kraftvarme Kapacitet a.m.b.a., der åbner op for supplerende muligheder i el-markederne for de danske kraftvarmeværker. Dansk Kraftvarme Kapacitet er en kapacitetscentral, hvor el-handlerne kan betale for kapacitet og hvor kraftvarmeværkerne kan modtage en betaling for at være til rådighed. Dermed er der mulighed for, at kraftvarmeværkerne kan modtage et rådighedsbeløb der grundlæggende betaler de faste omkostninger og dermed undgå at skrotte velfungerende enheder, indtil de er udtjente.

Muligheden for rådighedsbetalingen kommer i takt med faldende driftstimer på de naturgasfyrede kraftvarmeenheder og grundbeløbets bortfald. Der oprettes en kapacitetscentral som kan tilbyde aftaler mellem værker og el-handlere. Værkerne beslutter, hvor meget de skal have i årlig rådighedsbetaling og el-handlerne skal ved et udbud melde ind, hvor meget de vil betale for rådighed. Herefter laves et match af udbud og efterspørgsel, så rådighedsbetalingen fastlægges.

Hensigten med kapacitetscentralen er, at i timer hvor elprisen overstiger target prisen, skal kraftvarmeværkerne byde ind på elmarkedet. For første kontraktperiode, 2018 er target prisen 400 kr./MWh, men target prisen opdateres hvert år efter vurdering fra Dansk Kraftvarme Kapacitet a.m.b.a. Kraftvarmeværket indbetaler differencen imellem elprisen og target-prisen til kapacitetscentralen i de timer, hvor elprisen overstiger target prisen. Differencen mellem elprisen og target-prisen får el-handleren efterfølgende udbetalt af kapacitetscentralen. Til gengæld modtager kraftvarmeværket en årlig rådighedsbetaling på fx

120.000 kr./MW/år, til betaling af faste omkostninger på deres gasmotorkapacitet. Kapacitetscentralens formål er altså, at formidle kontakt, samt afregning mellem værkerne og el-handlerne.

Elhandleren opnår via kapacitetscentralen et prisloft på el-spotprisen, hvor prisloftet er target-prisen (400 kr./MWh i 2018). Dermed ved el-handleren, at hans elpris aldrig overstiger target prisen på de MW, som han har betalt rådighed for. El-handleren betaler rådighedsbetalingen på eksempelvis 120.000 kr./MW/år for den sikkerhed prisloftet giver. Dermed skal kontrakten mindske el-handlerens risiko for ekstra omkostninger ved høje elpriser, og samtidig sikre, at fjernvarmeværkernes faste omkostninger til gasmotorerne helt eller delvist dækkes selvom elpriserne viser sig at forblive lave. Risikoen ved usikkerheden omkring udviklingen i elprisen afdækkes dermed for begge parter i kontraktperioden.

Som varmeværk skal man huske, at prisen man betaler for risikoafdækningen er, at man ikke får økonomisk gevinst af potentielt høje elpriser i kontraktperioden, idet alt overskud fra spotpriser over 400 kr./MWh videregives til kapacitetscentralen. Hvor vidt fastprisaftalen ved kontraktens udløb (eksempelvis udgangen af 2018) viser sig at have været en fordel for varmeværket afhænger af, om summen af varmeværkets betalinger til kapacitetscentralen er større eller mindre end rådighedsbetalingen. Situationen svarer til den man kender fra en fastprisaftale i el- og gasmarkedet. Hvis den gennemsnitlige spotpris ligger under fastprisaftalen, da ville det have været bedre økonomisk ikke at indgå prisaftalen, og omvendt er prisaftalen en økonomisk fordel hvis den gennemsnitlige spotpris ligger over fastprisaftalen. Varmeværkerne må hver isæt afveje, om man vil satse på bedre elpriser eller afdække risikoen ved hjælp af kapacitetscentralen.

### **Fortsættelse af tilskudsordning**

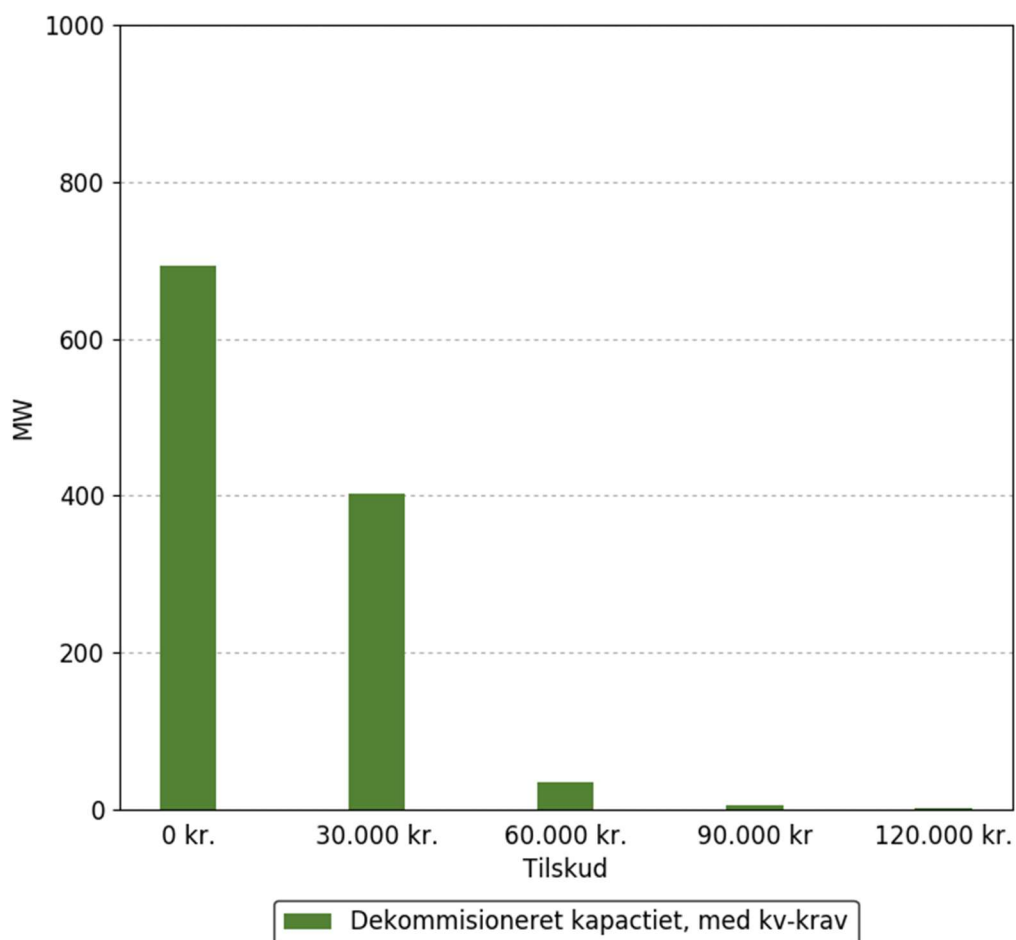
Her analyseres hvor meget decentral elkapacitet der forventes at blive skrottet, hvis der fortsat gives et reduceret tilskud til de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeanlæg. Det er sandsynligt, at tilgængelige decentral kraftvarme-kapacitet vil blive reduceret efter 2018, når grundbeløbet bortfalder. Da fuldlasttimerne for de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeanlæg har været faldende siden 2010 (på nær 2016), pga. faldende elpriser, er det ikke givet at alle de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeanlæg fortsat vil være driftsklare efter år 2018. Hvis el-systemet finder at der er behov for denne kapacitet, er der i denne analyse givet et bud på hvad kapacitetsbetalingen bør være, for at værkerne holder deres kraftvarmekapacitet driftsklar.

Figur 60 viser resultater fra modelkørsler foretaget med Balmorel-modellen. Grundlaget for Balmorel er flere sæt af parametre, så som teknisk- og økonomisk baggrundsdata, prognoser og rammevilkår. Modellen indeholder el- og varmeproduktion i Danmark og dermed også centrale- og decentrale kraftvarmeanheder. Modellen inkluderer allerede kendte effektiviseringspotentialer fra centrale værker, men ikke yderligere effektiviseringspotentialer fra eksisterende decentrale anlæg. Det skyldes, at der er et meget omfattende arbejde at vurdere den aktuelle tekniske stand på de enkelte værker og deres investeringspotentialer.

Der er i alt foretaget fem modelkørsler, hvor eneste forskel er de faste omkostninger forbundet med naturgasfyrede kraftvarmeanlæg. I den første søjle gives der intet tilskud til naturgasbaseret kraftvarmekapacitet. I den anden søjle gives et årligt tilskud på 30.000 kr./MW. I den tredje søjle gives et årligt tilskud på 60.000 kr./MW elkapacitet, osv. Figuren viser akkumuleret dekommissioneret naturgasbaseret decentral kraftvarme el-kapacitet i fjernvarmesektoren for 2020-2030.

Gives der ikke et tilskud til den naturgasbaserede el-kapacitet vil der, ifølge modellen, blive skrottet ca. 700 MW decentral naturgasbaseret el-kapacitet. Gives der et tilskud på 30.000 kr./MW vil der, ifølge modellen, blive skrottet ca. 400 MW decentral naturgasbaseret el-kapacitet. Gives der et tilskud på 60.000 kr./MW eller derover vil langt størstedelen af den decentrale naturgasbaserede el-kapacitet blive stående

efter 2018. Tilskuddets størrelse, der her er modelleret som variationer i de faste omkostninger for kraftvarmeanlæggene, har altså stor betydning for den fremtidige kapacitet.



Figur 60 Dekommisioneret naturgasbaseret elkapacitet i fjernvarmesektoren for perioden 2020 til 2030, som funktion af årligt tilskud pr. MW. I figuren er kraftvarmekravet opretholdt.

For de anlæg, der vælger at beholde deres gasmotor kraftvarmeanheder og modtage et eventuelt nyt tilskud kan der dog stadig være muligheder for at sænke varmeprisen, som præsenteret tidligere.

## 4. Referencer

- [1] Energinet.dk, »Analyse: Anvendelse af gas i et bæredygtigt energisystem,« 2017.
- [2] T. Kvist, »Analyse af den gasfyrede kraftvarmesektor,« DGC, 2013.
- [3] DGC, »Kondensat fra naturgasfyrede enheder (Notat),« 2016.
- [4] A. B. Petersen, »Naturgasfyret kraftvarmes fremtidige rolle i Danmarks energisystem,« civilingeniørspéciale SDU, udarbejdet hos Grøn Energi, 2017.
- [5] Håndbog for maskinmestre, Maskinmestrenes Forening, 2013.
- [6] BHKW-Kenndaten, ASUE publikation, 2014/2015.
- [7] DGC, »Vejledning nr. 60, september 2013: Ansvar, sikkerhedsmæssig kontrol og service på gasfyrede kraftvarmeanlæg,« DGC, 2013.
- [8] Catalog of CHP Technologies, EPA og CHP-Partnership, 2015.
- [9] Skriptum Grundlagen Gasmotoren, PGES G.m.b.H ([www.wartsila.com](http://www.wartsila.com)).
- [10] L. Leugner, Natural Gas Engine Lubrication and Oil Analysis – A Primer in Predictive Maintenance and Condition monitoring, ([www.machinerylubrication.com](http://www.machinerylubrication.com)).
- [11] Dynamic maintenance planning (DMP) and Condition based maintenance (CBM), WÄRTSILÄ.
- [12] [Online]. Available: <http://www.12charlie.com/>.
- [13] G. L. & S. Bussmann, Lifetime Extension for SIEMENS Gas turbines, Power-Gen Europe, 2006.
- [14] X. Wu, Life Prediction of Gas Turbine Materials, National Research Council, Canada, Institute for Aerospace Research.
- [15] F. Pradeloux, »"Future maintenance plan" Frederikshavn GT,« STA, 2009.
- [16] »Energi Data Service,« Energinet, 2017. [Online]. Available: [http://osp.energinet.dk/\\_layouts/Markedsdata/framework/integrations/markedsdatatemplate.aspx](http://osp.energinet.dk/_layouts/Markedsdata/framework/integrations/markedsdatatemplate.aspx).
- [17] »Statistik om gaspriser,« Energitilsynet, 2017. [Online]. Available: <http://energitilsynet.dk/gas/priser/statistik-om-gaspriser/>.
- [18] »Inspirationskatalog for store varmepumpeprojekter i fjernvarmesystemet,« Energistyrelsen, 2014.
- [19] »Årsrapport 2015/2016,« Sæby Varmeværk.
- [20] Grøn Energi, »Dansk Fjernvarme,« 29 September 2016. [Online]. Available: <http://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/analyser/162909-resultater-af-rundspoerge-2016>.
- [21] Grøn Energi, »Dansk Fjernvarme,« 10 Oktober 2017. [Online]. Available: <http://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/analyser/051017-varmepriisstigninger-for-standardhuse-n%C3%A5r-grundbel%C3%B8bet-udfases>.
- [22] »Afdækning af hvad de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeværker investerer i frem mod 2020.,« Grøn Energi/Dansk Fjernvarme, 2016.
- [23] »Faldende driftstimer på naturgasfyrede kraftvarmeanlæg,« 2016, Grøn Energi.
- [24] S. Gundtoft, IX-Roeg samt "Forbrændingstekniske beregninger", Teknologisk Institut, 1991.
- [25] Varmeståbi, PRAXIS – Nyt Teknisk Forlag, 2015.
- [26] Gasreglementets afsnit B-4: Større anlæg, sikkerhedsstyrelsen ([www.sik.dk](http://www.sik.dk)).
- [27] Ventilation af gasmotorinstallationer, DGC, 2013.
- [28] J. d. Wit og C. W. Hansen, »"Hot, Cold and Flexible",« *Cogeneration and On Site Power Production*, 2014.

## **5. BILAG**

**Bilag 1: Projektdeltagere**

**Bilag 2: Kraftvarmeenheder på de deltagende værker**

**Bilag 3: Servicekontrakt, eksempler på hovedpunkter**

**Bilag 4: Økonomisk potentiale ved reduceret last**

**Bilag 5: Dataanalyse Hedensted GM**

**Bilag 6: Elproduktion ved gasturbiner og -motorer er i vækst i udlandet**

**Bilag 7: Program for projektets temadag med links til indlæg**

**Bilag 8: Liste over andre temadage/fora hvor projektets resultater er præsenteret**

**Bilag 9: Liste over artikler og lignende med resultater fra projektet**

**Bilag 10: Folder og hæfte til værkerne, udarbejdet i projektet**

**Bilag 11: Kortlægning af de danske fjernvarmeselskaber (Grøn Energi)**

## **Bilag 1: Projektdeltagere**

### **Added Values ([www.addedvalues.eu](http://www.addedvalues.eu)):**

Tommy Mølbak (projektleder)  
Jesper Lund Madsen  
Mogens Bech Lauersen  
Janus B. M. Tougaard  
Ole Hede Larsen

### **Dansk Gasteknisk Center ([www.dgc.dk](http://www.dgc.dk)):**

Jan de Wit  
Bjørn K. Eliassen  
Steen D. Andersen  
Jonas Hoen  
Conny Rom Petersen (sekretær)

### **Grøn Energi/Dansk Fjernvarme ([www.danskfjernvarme.dk/groen-energi](http://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi)):**

Nina Detlefsen  
Kasper Nagel  
Christian Holmstedt Hansen  
Alexander Boye Petersen  
John Tang

### **Personale fra de deltagende værker:**

- Bramming Fjernvarme
- Frederikshavn Forsyning
- Hedensted Fjernvarme
- Nr. Snede Varmeværk
- Videbæk Energiforsyning.

Også Sæby Varmeværk, Støvring Kraftvarmeværk og Nibe Varmeværk har som anført andetsteds i rapporten velvilligt fremvist anlæg og/eller stillet data til rådighed.

## Bilag 2: Kraftvarmeenheder på de deltagende værker

Installationssted	Anlægstype	Fabrikat	Motortype	kWe	Antal	(kW <sub>e</sub> /mot)	År	Brændsel
-------------------	------------	----------	-----------	-----	-------	------------------------	----	----------

### GM

Videbæk Energiforsyning	Gasmotor	JENBACHER	JMS 620 GS- N.L.C	3000	1	3000	2011	Naturgas
Videbæk Energiforsyning	Gasmotor	Wärtsilä	18V220SG	3200	1	3200	2002	Naturgas
Videbæk Energiforsyning	Gasmotor	JENBACHER	JMS 620 GS-N.LC	3000	1	3000	2006	Naturgas

Nr. Snede Fjernvarme	Gasmotor	Rolls-Royce	KVGS 18 G4 V18	3637	1	3637	2004	Naturgas
----------------------	----------	-------------	----------------	------	---	------	------	----------

Hedensted Fjernvarme	Gasmotor	JENBACHER	JMS 616 GS-N.L.C.	4659	3	1553	1993	Naturgas
Hedensted Fjernvarme	Gasmotor	JENBACHER	J616GSE 02	2000	1	2000	2001	Naturgas

Bramming Fjernvarme I & II	Gasmotor	CATERPILLAR	CAT 3612	5750	2	2875	1994	Naturgas
Bramming Fjernvarme III	Gasmotor	CATERPILLAR	CAT 3616	3845	1	3845	1994	Naturgas
Bramming Fjernvarme IV	Gasmotor	CATERPILLAR	G16CM34	5950	1	5950	2000	Naturgas

Sæby Kraftvarmeværk	Gasmotor	CATERPILLAR	G16CM34	11900	2	5950	2002	Naturgas
---------------------	----------	-------------	---------	-------	---	------	------	----------

### GT

Frederikshavn KV1	Gasturbine	ABB	GT 35 C	16900	1	16900	1987	Naturgas
FrederikshavnKV2	Damp turbine	Damp turbine		0			1994	Affald



## **Bilag 3: Servicekontrakt (gasmotor), eksempler på hovedpunkter**

### **Servicekontrakter, gasmotoranlæg**

Nedenstående opridses, hvorledes hovedpunkterne i en servicekontrakt for et større gasmotorbaseret kraftvarmeanlæg kan være.

#### **Formål med kontrakt**

- At sikre høj opetid for et anlæg
- At sikre, at virkningsgrad, emissioner og forbrug holdes på garantiværdier eller andet aftalt niveau.

#### **Basisindhold**

- Udførelse af driftstimetalsbaseret service (mandtid, reservedele, andet) iht. fabrikantens forskrifter. Dette kan være ved 1000, 2000, 3000, 4000 og op til og med hovedeftersyn ved eksempelvis 50.000 timer.
- Levering af nødvendige materialer for mulig aftalt planlagt service udført af værket.
- Fejlretning, justering ved problemer eller stop på anlægget.
- Service af generator, startluft, kompressor, gasrampe samt måske rensning af røggasvekslere.
- Levering af smøreolie (motor samt evt. turboladere).
- Levering af additiv til kølevandsiden af motor.

#### **Derudover**

- 24-7-365 døgnvagt, tidsramme for at være fremme på værket (opstart reparation) efter advisering, fx 10 timer.
- At kunne levere normale reservedele inden for fx 24 timer (evt. oplag på værk).
- Oplæring af værkets folk i de service operationer disse kan og må varetage.
- Der gives typisk rådighedsgaranti på fx 95 %.
- Der kan være tale om en vis subsidier og limiteret driftstabsbetaling.

**Pris for ovenstående** kan ligge på ca. 3 øre/kWh<sub>e</sub>.

Dertil kommer direkte betaling for større eftersyn, denne betaling repræsenterer over tid (fx op til 60.000 timer) en betaling på ca. 1,5 øre/kWh<sub>e</sub>. Dette kan, som skrevet andetsteds, udelades og pristillægget dermed udelades.

### **Krav, eksempler**

- Et vist antal årlige driftstimer, tidl. minimum 500 timer, for flere fabrikater er dette nu hævet betragteligt.
- At dellastdrift udregnes som minimum 90 % last mht. betaling pr kWh<sub>e</sub>.

## Bilag 4: Økonomisk potentiale ved reduceret last

### Baggrund

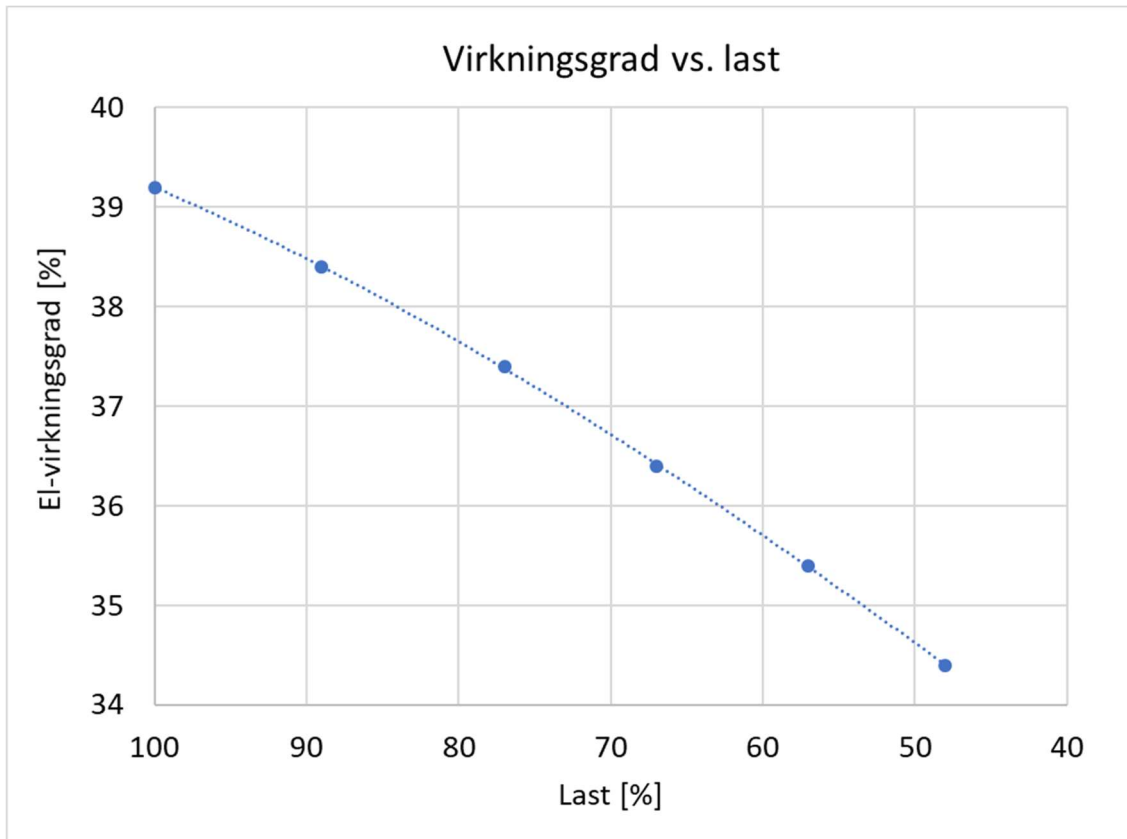
Analyser af regnskabstal fra de medvirkende forsyningsselskaber har vist at afskrivninger på maskiner, bygninger og fjernvarmenet udgør en relativt stor regnskabspost. En levetidsforlængelse af en GM (udskydelse af et stort service) kan derfor have positiv indvirkning på driftsøkonomien for anlæggene. Under antagelse af at levetidsforbruget er lavere i dellast end i fullast er det undersøgt hvilken indflydelse en evt. kapacitetsnedskrivelse har på driftsøkonomien på en GM. I de følgende beregninger er Hedensteds GM #4 fra Jenbacher brugt som eksempel. Stamdata for motoren er givet i Tabel 3.

Tabel 3: Stamdata for Hedensted Jenbacher motor/KV enhed.

Mærke	Jenbacher
Model	J616GSE 02
El effekt [kW]	1900
Varmeeffekt [kW]	2600
Elvirkningsgrad	39,2
Varmevirkningsgrad	53
Driftstid (2017) [timer] ca.	30.000

### Marginalpris i dellast

Virkningsgraden af en GM aftager med lasten. En virkningsgradskurve for en typisk lean burn GM, svarende til Hedensteds GM # 4, er vist i Figur 61. Kipprisen (som er den elpris hvorved varmeproduktionen på GM'en bliver billigere end f.eks. en kedel) vil derfor være højere i dellast end i fullast, da den specifikke brændselsomkostning til el-produktion stiger (forudsat E-formel). Totalvirkningsgraden ændres dog ikke nævneværdigt.



Figur 61: Virkningsgradskurve i dellast for lean burn GM.

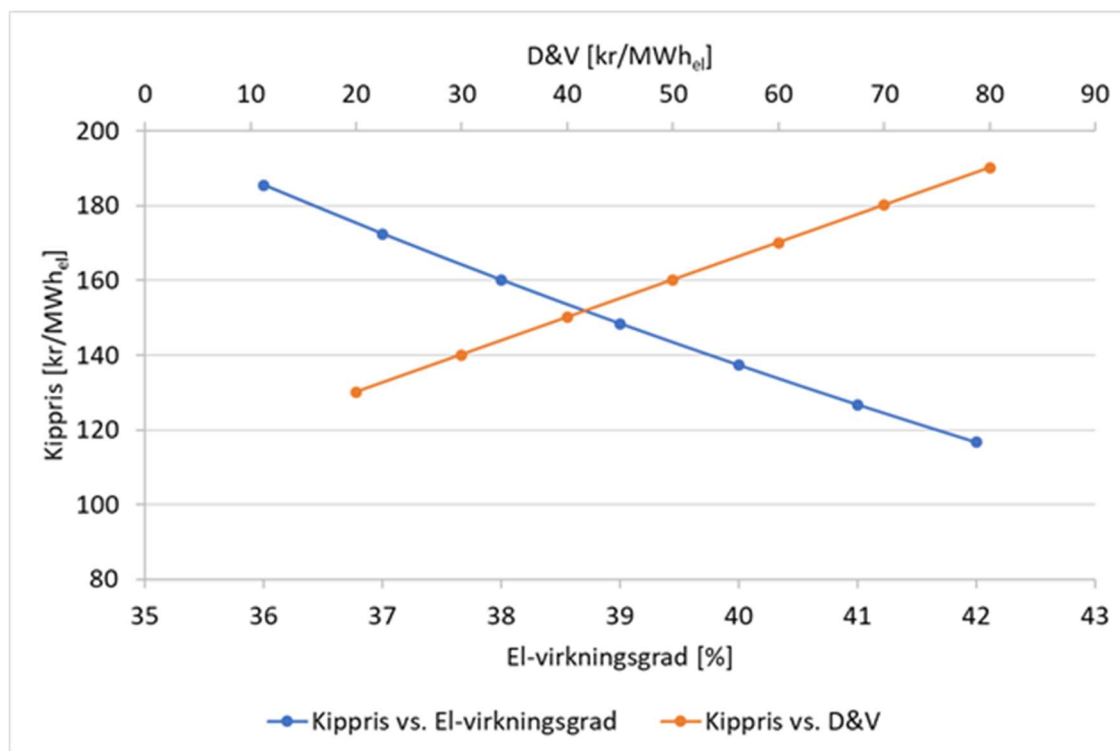
På maskiner med fast service-bidrag pr. driftstime vil det specifikke service bidrag pr. kWh også være stigende i dellast, mens det vil være konstant ved last-variabelt service-bidrag. Servicebidraget er normalt sammensat af et fast bidrag på ca. 3 øre/kWh som går til løbende vedligehold (olie, tændrør, tilkaldevagt etc.) og et bidrag på ca. 1,5 øre/kWh som henlæggelse til stort service.

For Jenbacher maskinen, som bruges som eksempel, ligger det store service ved 50.000 driftstimer. Under antagelse af at sliddet på maskinen er mindre i dellast end i fuldlast, vil man teoretisk ved at nedskrive kapaciteten og køre fast i dellast kunne forlænge levetiden, og udskyde det store service. Samtidig vil man kunne udskyde beslutningen om geninvestering, eller investeringer i alternativ produktionsteknologi.

I Figur 62 er som eksempel vist kipprisen som funktion af hhv. D&V udgiften og El-virkningsgraden, ved en gaspris på 1,8 kr/m<sup>3</sup> inklusiv tarif. Som det ses stiger kipprisen når El-virkningsgraden falder. Omvendt falder kipprisen når D&V udgiften falder. I dette eksempel stiger kipprisen ca. 10 kr/MWh for hvert procentpoint elvirkningsgraden falder. Jf. Figur 61 falder el-virkningsgraden ca. et procentpoint ved 85 % last. For at fastholde samme kippris ved 85% last som i fuldlast vil D&V udgiften derfor skulle reduceres ca. 10kr/MWh. Eftersom det kun er andelen af de D&V der går til betaling af det store service, som potentielt kan reduceres (15 kr/MWh), anses dette som urealistisk. Dermed stiger kipprisbidraget fra sænket el-virkningsgrad mere ved lastreduktion end D&V's bidrag falder. Derfor vil gasmotorens kippris stige for dellast, hvilket vil føre til endnu færre driftstimer end man allerede har haft de seneste år.

For at fastholde samme indtjening (dækningsbidrag, DB) fra elhandel skal kipprisen i dellast være lavere end i fuldlast, da DB pr. driftstime er lavere (fordi man kører eksempelvis 85 pct. af maksimal elkapacitet), og derfor skal køres flere timer for at opnå samme samlede DB. Men kipprisen vil være højere som vist ovenfor.

Samlet set viser analysen således at selvom der skulle være teknisk belæg for mindre slid i delast, så vil driftsøkonomien ikke forbedres på en GM. Konklusioner er derfor at man altid skal køre i fuldlast.



Figur 62: Kipprisen på Jenbacher GM fra Hedensted, som funktion af hhv. D&V udgifter og El-virkningsgraden. I analysen er anvendt lavere gaspriser end Hedensteds faste pris hvorfor kipprisen i dette eksempel er lavere end i virkeligheden.

## Bilag 5: Dataanalyse Hedensted GM

### Baggrund

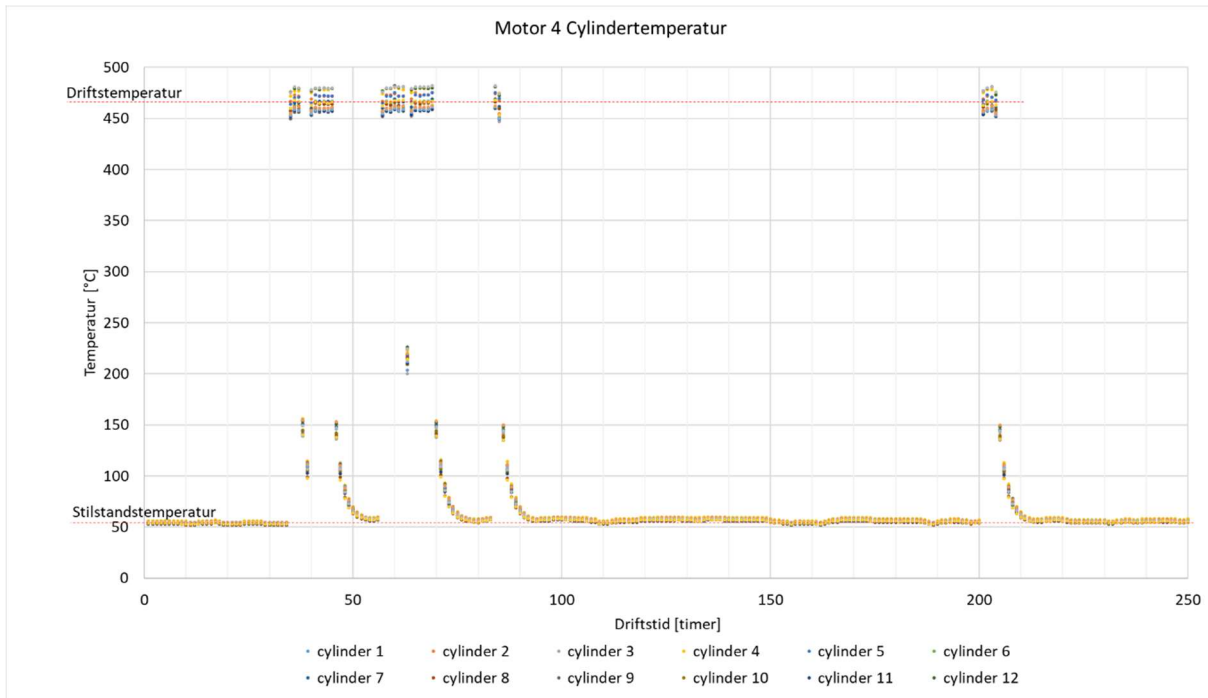
De generelle driftsforhold for Hedensteds gasmotorer er analyseret, med udgangspunkt i udtræk af relevante driftsdata. Driftsdata blev udtrukket på timeniveau for 2015, for både motor 4 (den nyeste motor) og motor 2. Motorerne er bestykket med basale målinger af temperaturer, motorvibrationer og tryk, til overvågning af tilstanden under drift.

Begge motorer er fra Jenbacher og deres nominelle designdata er vist i tabellen nedenfor:

	Motor 2	Motor 4
Producent	Jenbacher	Jenbacher
Model	JMS 616 GS-N.LC	J616GSE 02
Indfyret effekt [kW]	3800	4960
Varmeeffekt [kW]	2000	2600
Eleffekt [kW]	1400	1900
Driftstimer 2015	6	160
Start/stop 2015	6	70

### Stilstandsvarme og driftstemperaturer

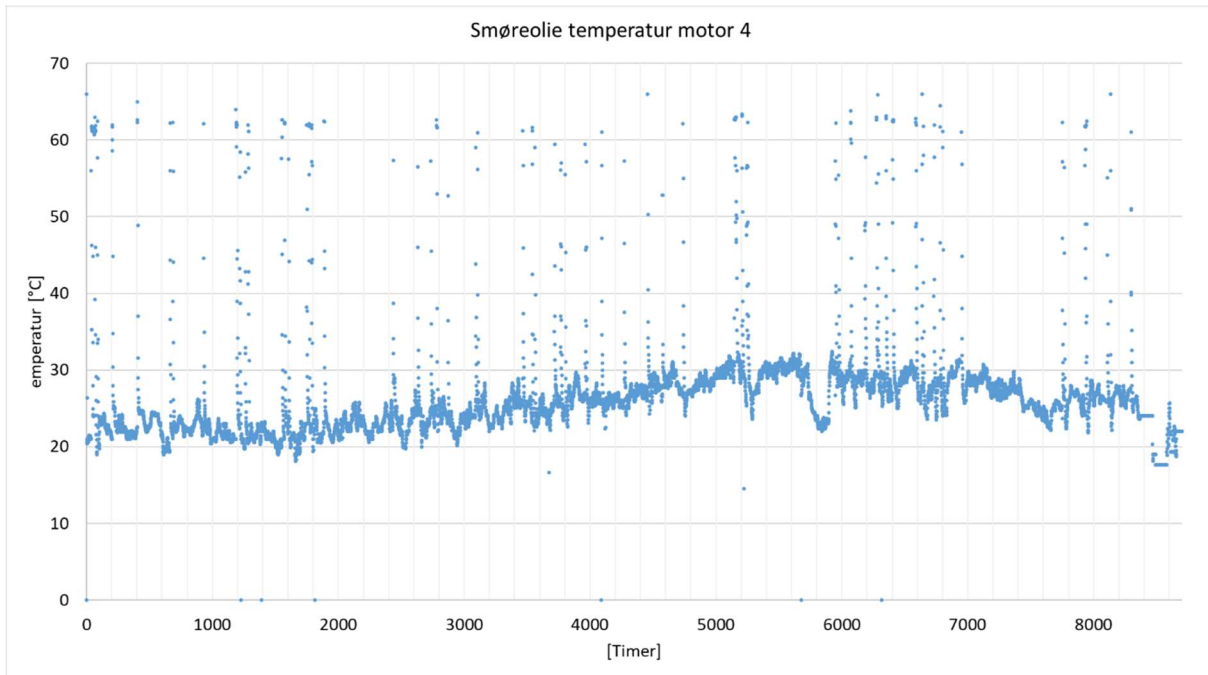
I Figur 63 er cylindertemperaturen i alle 16 cylindere på motor 4, vist over en periode på 250 timer. Som det fremgår af grafen, har motoren været i drift flere gange i den viste periode, hvilket ses ved at cylindertemperaturen stiger. Under stilstand varmholdes motoren med fjernvarmereturvand, dels for at undgå stilstandskorrosion, og dels for at holde motoren driftsklar. De fleste GM kræver en motortemperatur på minimum 40°C inden motoren kan startes (koldstart er mulig men anbefales ikke pga. slid). Som det ses ligger stilstandstemperaturen i motoren lige over 50°C. Varmholdelsestemperaturen er meget stabil for hele det undersøgte år. Driftstemperaturen i cylinderen ligger omkring 470°C, og ændres ikke hen over året. Temperaturen i de enkelte cylindere varierer en smule (450-450°C) hvilket anses for at være normalt. De analyserede data er med timeopløsning, og derfor et udtryk for gennemsnittet, inden for en given driftstime. Det er således muligt at temperaturen kan være væsentligt højere i korte perioder (minutter), hvilket ikke fanges i denne analyse.



Figur 63: Stilstands og driftstemperatur for motor 4 for udvalgt periode i 2015.

## Olietemperatur

Smøreolietemperaturen er også en vigtig indikator for tilstanden af motoren, og levetiden af olien. I Figur 64 er smøreolietemperaturen vist for hele 2015. Stilstandstemperaturen varierer hen over året fra 20-30°C, pga. skiftende udetemperaturer. Driftstemperaturen ligger omkring 60-65°C, hvilket er en smule lavere end forventet. Typisk ligger smøreolietemperaturen omkring 80°C, men det afhænger meget af olien, der anvendes. Smøreolietemperaturen er på samme niveau for motor 2. En årsag til at olietemperaturen er lavere end forventet, kan være at olien ikke når at blive varm, da motorerne kun kører nogle få timer, når de kører. Det kan også skyldes opløsningen af de udtrukne data.



Figur 64: Smørelolie temperatur motor 4

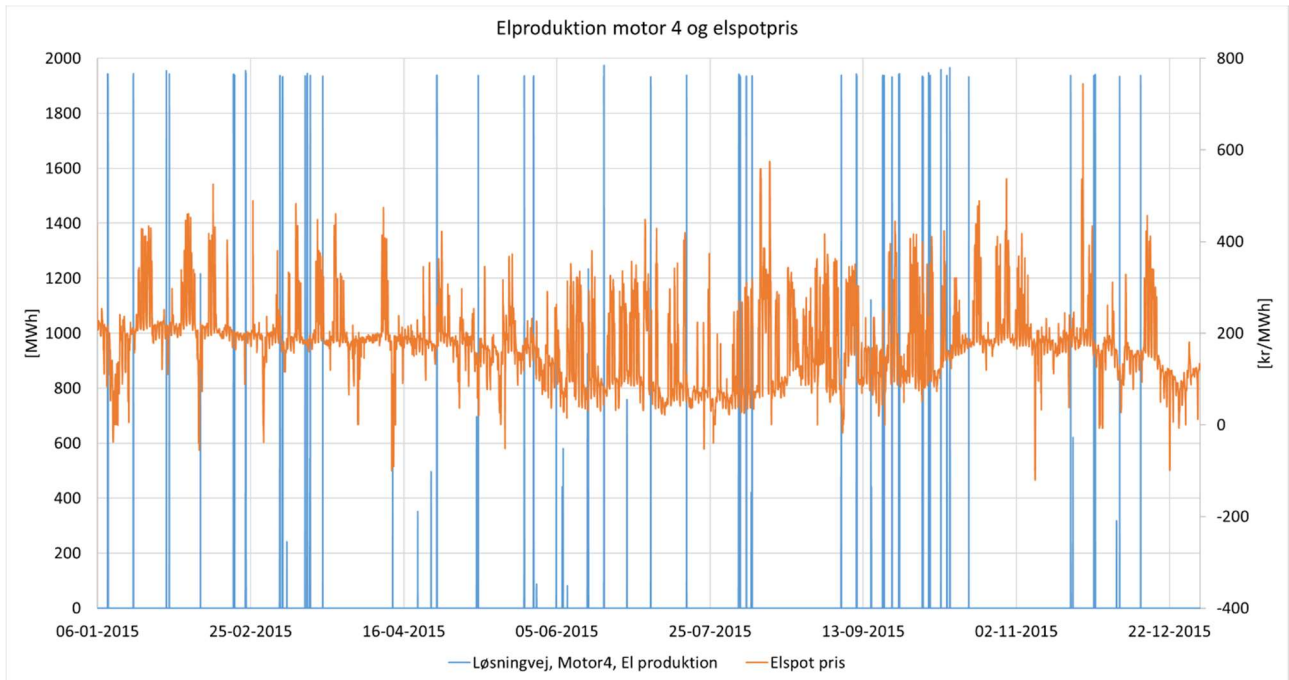
## Motorvibrationer og lejestøj

Motorene er også udstyret med vibrationsmålinger og målinger af lejestøj. Det vigtigste i forhold til disse er at kigge på ændringer over tid. Der er i de analyserede data ikke observeret ændringer i disse parametre. Vibrationsmålingerne udtrækkes desuden som absolutte frekvenser, og opløsningen på 1 time er alt for grov til at detektere ændringer i vibrationsspektret. Disse målinger anses derfor, i denne sammenhæng som irrelevante i forhold til vurdering af maskinernes tilstand.

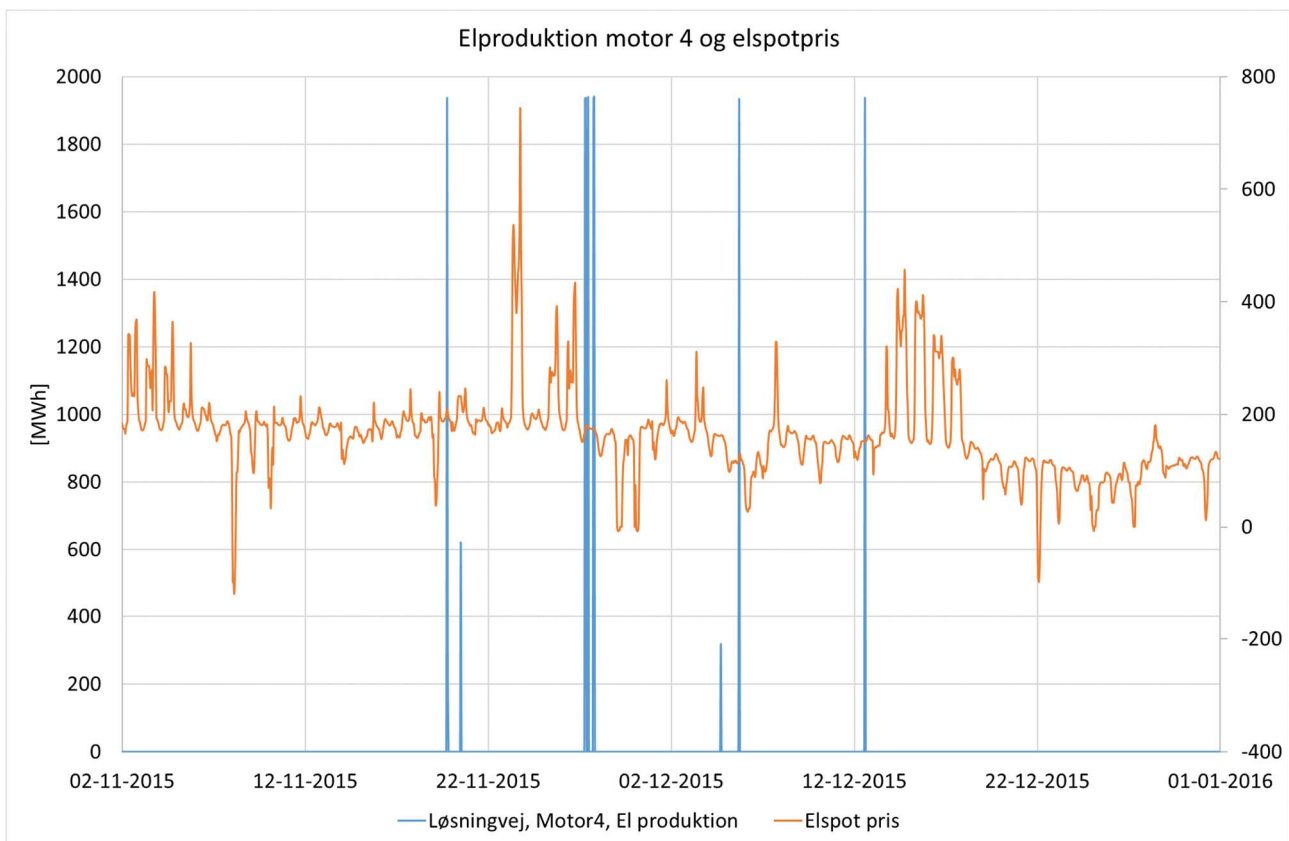
## Elproduktion

I Figur 65 er elproduktionen på motor 4 sammenholdt med elspotprisen i 2015. Som det ses af figuren og tabellen ovenfor har motoren ikke haft mange driftstimer i 2015 og kører typisk kun nogle få timer hver gang den starter. Zoomer man lidt nærmere ind på grafen, ses at der ikke altid er sammenfald mellem høje elpriser og elproduktionen (se Figur 66). Dette kan skyldes at produktionen bydes ind på andre elmarkeder end spotmarkedet.





Figur 65: Elproduktion motor 4 2015 sammenholdt med elspotprisen 2015



Figur 66: Elproduktion motor 4 og elspotpris. Der er ikke altid sammenfald mellem høje elpriser og elproduktionen.

## Olieanalyser

Figur 67 og Figur 68 viser olieanalyser udført på hhv. motor 2 og 4 i Hedensted. I analyserne måles værdierne af de væsentligste tilstandsparametre for oliens tilstand:

- Viskositet
- Base tal (TBN)
- Syre tal (TAN)
- Vandindhold
- Partikler
- Nitring/oxidation

Analyseværdierne er sammenholdt med anbefalede grænseværdier for 2 typiske gasmotorer (se Figur 69). Selvom grænseværdierne for Jenbacher maskinerne i Hedensted kan afvige fra de angivne, ses det at olien løbende er skiftet, før de analyserede parametre har overskredet grænseværdierne i Figur 69.

Udover de analyserede parametre registreres også olieforbruget. Olieforbruget er sammen med specielt indholdet af slidmetaller i olien en stærk indikator for sliddet af motoren. Observeres der et stigende olieforbrug samtidig med et stigende indhold af slidmetaller i olien, kan det være tegn på at maskinen skal serviceres.

OK OLIEANALYSE



Rapport reference Rapport udført dato Prøven modtaget dato Prøven udtaget dato  Hedensted Fjernvarme Løsningvej 26 Hedensted Danmark  Kontaktperson: Martin Zeuthen	OK18767 29-05-14 28-05-14 23-05-14  8722	System informationer Udstyr Beskrivelse Fabrikat Model Maskine nummer Kundens reference Analysedato Identifikations nummer Olietype Site	Jenbacher JMS 616, 1640kW Gasmotor Jenbacher JMS 616 - 29-May-14 33H.0001 Pegasus 705 (J) -	Normalt Kundekode: 33H Udstyrskode: 0001							
Anbefaling Olien er klar til fortsat brug		Prøvestatus 									
Har du spørgsmål til analysen bedes den kontakte OK på 70121201 eller din lokale distrikschef.											
Prøve nr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Analysedato	08-03-05	08-03-05	19-04-05	13-09-05	29-12-05	27-03-06	10-10-11	22-08-12	20-03-13	29-05-14	
Prøven udtaget dato	02-02-05	01-03-05	12-04-05	29-08-05	20-12-05	20-03-06	03-10-11	16-08-12	13-03-13	23-05-14	
Rapport reference	MD61422	MD61423	MD63137	MD67591	MD71353	MD74582	OK12638	OK14685	OK16092	OK18767	
Maskinens driftstid	53113	53633	54275	55172	56134	57072	57252	57741	58274	58710	
Oliens driftstid	2557	520	1162	2059	962	1900	180	669	1202	1638	
Olie efterfyldt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
							014357	014363	017639	017635	
<b>Oliens fysiske tilstand</b>											
Viskositet 40°C	cSt	146	139	144	147	143	145	136	143	147	148
Viskositet 100°C	cSt	15.0	14.3	14.7	14.2	14.5	14.9	14.1	14.6	15.0	15.2
TBN	mgKOH/g	4.2	5.0	4.2	4.3	4.5	4.4	5.2	4.7	4.5	4.5
TAN	mgKOH/g	1.86	1.50	2.31	2.47	2.19	2.77	1.68	1.75	1.98	2.23
Vand	% wt	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
IpH	pH Units	6.06	6.92	6.56	6.14	6.59	6.39	7.33	6.50	6.58	6.72
Oxidation	Abs/cm	7	5	8	6	6	4	3	5	2	8
Nitration	Abs/cm	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
<b>Slidmetaller</b>											
Jern	ppm	3	2	2	2	2	2	3	3	3	3
Aluminium	ppm	1	<1	1	1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Krom	ppm	1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Bly	ppm	1	1	<1	1	<1	1	<1	<1	<1	<1
Kobber	ppm	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Flin	ppm	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Bor	ppm	3	2	2	3	2	2	<1	<1	1	2
Vanadium	ppm	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Molibden	ppm	1	1	1	1	1	1	<1	<1	<1	<1
Nikkel	ppm	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Silicium	ppm	4	3	3	3	3	2	6	3	4	3
Natrium	ppm	3	3	1	2	5	9	1	<1	<1	<1
EP Rest Fosfor	% wt	0.0309	0.0300	0.0331	0.0360	0.0310	0.0301	0.0308	0.0304	0.0307	0.0291
Zink	% wt	0.0355	0.0328	0.0383	0.0385	0.0326	0.0354	0.0359	0.0363	0.0349	0.0362
Kalcium	% wt	0.1636	0.1508	0.1428	0.1566	0.1443	0.1505	0.1409	0.1314	0.1399	0.1374
Barium	% wt	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001
Magnesium	% wt	0.0008	0.0006	0.0007	0.0006	0.0006	0.0005	0.0006	0.0008	0.0009	0.0011

F195 / ISS 2

MoDDK-33H 0001-Gasmotor-Normalt-44731.pdf

Figur 67: Olie analyser udført på Hedensteds gasmotor 2

OK OLIEANALYSE



Rapport reference Rapport udført dato Prøven modtaget dato Prøven udtaget dato  Hedensted Fjernvarme Løsningvej 26 Hedensted Danmark  Kontaktperson: Martin Zeuthen	OK18768 29-05-14 28-05-14 23-05-14  8722	System informationer Udstyr Beskrivelse Fabrikat Model Maskine nummer Kundens reference Analyse dato Identifikations nummer Olietype Site	Jenbacher JMS 616, 1936kW Gasmotor Jenbacher JMS 616  - 29-May-14 33H.0004 Pegasus 705 (J) -	Normalt Kundekode: 33H Udstyrskode: 0004							
<b>Anbefaling</b> Olien er klar til fortsat brug		Prøvestatus 									
Har du spørgsmål til analysen bedes den kontakte OK på 70121201 eller din lokale distrikschef.											
Prøve nr	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Analysedato	20-02-06	22-07-11	11-11-11	29-05-12	22-08-12	19-11-12	01-03-13	13-05-13	03-09-13	29-05-14	
Prøven udtaget dato	10-02-06	22-06-11	07-11-11	22-05-12	16-08-12	09-11-12	22-02-13	02-05-13	28-08-13	23-05-14	
Rapport reference	MD73321	OK12208	OK12864	OK14223	OK14686	OK15207	OK15960	OK16463	OK17166	OK18768	
laskinens driftstid	22914	24478	25032	25715	26137	26621	27036	27399	27689	28063	
Oliens driftstid	1011	989	1543	2226	2648	3132	3547	3910	4200	292	
Olie efterfyldt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		014356	014358	014365	014364	014361	014362	017638	017637	017636	
<b>Oliens fysiske tilstand</b>											
Viskositet 40°C	cSt	143	148	152	156	155	158	159	158	160	142
Viskositet 100°C	cSt	14.6	15.1	15.2	15.4	15.4	15.5	15.7	15.6	15.8	14.6
TBN	mgKOH/g	4.5	4.4	4.4	4.3	4.1	4.2	4.2	4.1	4.1	5.3
TAN	mgKOH/g	2.05	2.06	2.27	2.43	2.48	2.47	2.58	2.55	2.60	1.70
Vand	% wt	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
pH	pH Units	6.42	5.98	6.67	6.04	5.92	5.93	6.27	6.07	6.04	7.20
Oxidation	Abs/cm	6	6	6	8	7	9	6	11	11	8
Nitration	Abs/cm	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
<b>Slidmetaller</b>											
Jern	ppm	1	2	2	2	3	4	3	3	3	1
Aluminium	ppm	1	<1	<1	1	<1	1	<1	<1	1	<1
Krom	ppm	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Bly	ppm	1	1	<1	1	1	2	2	2	2	<1
Kobber	ppm	<1	<1	<1	<1	<1	1	<1	<1	<1	<1
Indium	ppm	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Vanadium	ppm	2	1	<1	<1	1	2	<1	<1	1	2
Vanadium	ppm	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Molibden	ppm	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Nikkel	ppm	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Silicium	ppm	2	2	2	3	2	4	2	3	2	2
Natrium	ppm	4	3	<1	1	2	4	2	2	2	<1
EP Rest Fosfor	% wt	0.0306	0.0334	0.0328	0.0320	0.0323	0.0361	0.0344	0.0327	0.0316	0.0293
Zink	% wt	0.0346	0.0387	0.0395	0.0360	0.0402	0.0440	0.0391	0.0397	0.0391	0.0358
Kalcium	% wt	0.1562	0.1435	0.1516	0.1480	0.1469	0.1746	0.1604	0.1576	0.1583	0.1367
Barium	% wt	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	0.0001	<0.0001	0.0001	0.0001	<0.0001
Magnesium	% wt	0.0006	0.0008	0.0010	0.0009	0.0010	0.0011	0.0011	0.0011	0.0011	0.0015

F185 / ISS 2

MoDDK-33H 0004-Gasmotor-Normalt-44732.pdf

Figur 68: Olie analyser udført på Hedensteds gasmotor 2

**Table 2. Oil Analysis Condemning Limit Chart - Typical Natural Gas Engines**

Test	Condemning Limit	
	Waukesha	Caterpillar
Viscosity	-20/+30% change of new oil specification	3 cSt or more at 100°C over new oil specification
Base Number (BN)	30 - 50% of new oil value (depending on fuel type used)	50% of original BN value
Acid Number (AN)	2.5 - 3 above new oil value	AN must not exceed 4
Oxidation	25 Absorption per centimeter (ABS/CM)	FTIR, 100% Allowable, or 20-25 ABS/CM
Nitration	25 Absorption per centimeter (ABS/CM)	FTIR, 125% Allowable, or 25 ABS/CM
Insolubles	Above 1.0%	-
Water Content	Above 0.10%	Above 0.5%
Glycol Content	Any detectible amount	Any detectible amount
Wear Metals	Based on trend analysis	Based on trend analysis
Chlorine	900 PPM	-

Figur 69: Eksempel på udskiftningskriterier for motorolie Eksempel på udskiftningskriterier for motorolie [ref. 1]

## Referencer

[1] Lloyd Leugner, [www.machinerylubrication.com](http://www.machinerylubrication.com), "Natural Gas Engine Lubrication and Oil Analysis – A Primer in Predictive Maintenance and Condition monitoring"

## Bilag 6: Elproduktion ved gasturbiner og -motorer er i vækst i udlandet

Firmaet Delta Energy & Environment (Delta-ee) har lavet en analyse af udsigterne for gasmotorer og gasturbiner (> 30 MW<sub>e</sub>) til decentral elproduktion for en tidshorizont på ca. 5 år frem. Elproduktion dækker her både Power-only (dvs. alene elproduktion) og kraftvarme. Undersøgelsen er lavet for forskellige regioner (Europa, Asien, Nord- og Sydamerika osv.).

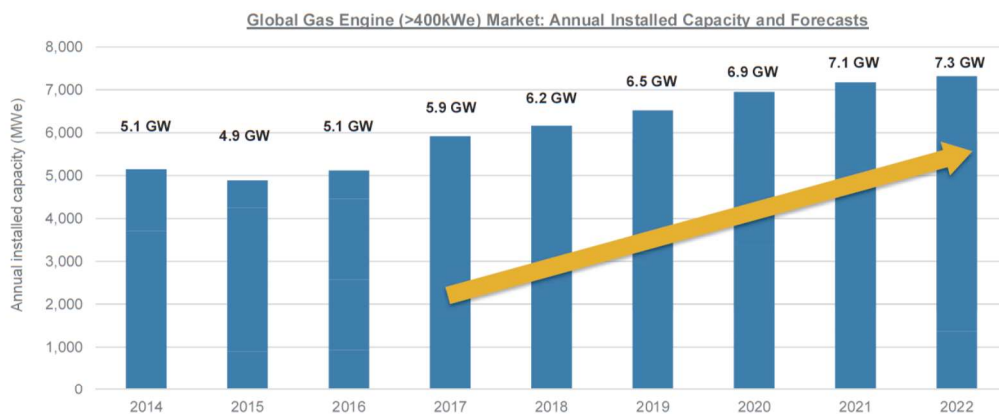
Firmaet afholdt i juli 2017 et webinar med hovedpunkterne fra analysen /1/, og det er blandt andet resultater herfra, der bringes i dette afsnit.

Webinaret konkluderede, at gasmotorerne står konkurrencemæssigt stærkt til dagens og fremtidens elmarked og vil her tage markedsandele fra gasturbinerne.

Generelt forventes en vækst i installation af gasmotorer frem mod 2022. Årligt forventes salget at gå fra de nuværende ca. 5 GW<sub>e</sub>/år til 7,3 GW<sub>e</sub>/år. Europa anvender primært de større gasmotorenheder, hvor de mindre enheder har deres primære salg i Asien. På verdensplan er gasmotorerne i undertal i forhold til dieselmotorer til elproduktion. Gasmotoreernes andel er dog stigende.

### Global Stationary Power Gas Engine Market Statistics

**DELTA**  
Energy & Environment



Experts in New Energy

8

Figur 1 Delta-ee forecast mht. årligt globalt salg og installeret effekt af gasmotorer (>400 kW<sub>e</sub>) til elproduktion frem mod 2022.

For gasturbiner er markedet i Vesteuropa i øjeblikket vigende. Disse enheders bedste salgsområde er Asien. Fordelingen mellem anlæg til kraftvarme og elproduktion alene for solgte gasturbiner er lige nu 50/50. Her forventes fremtidige anlæg i højere grad at blive udlagt som kraftvarme frem mod 2025.

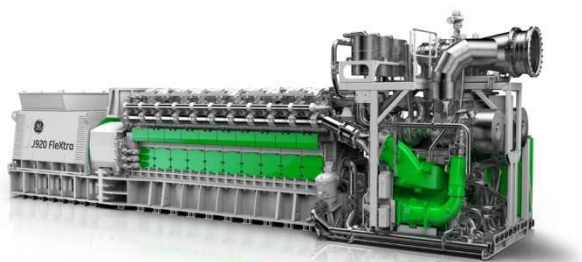
I anvendelsessegmentet *fjernvarme* (mindre og mellemstore anlæg) står motorerne allerede stærkt; det forventes der ikke ændret på. For større anlæg forventes gasmotorer fremover i mange tilfælde også at kunne være konkurrencedygtige.

Inden for *kraftværksområdet* vil gasmotorandelen i forhold til gasturbiner forventeligt øges, både inden for segmenterne *grundlast*, *regulerkraft* og *backupinstallationer*. For førstnævnte segment forventes motorerne at nå en andel på tæt ved 50 %; for sidste segment gør deres egenskaber, at de forventes at stå for op mod 90 % af de nye installationer.

For *industriel kraftvarme* gælder på verdensplan, at der i øjeblikket anvendes flere gasturbiner end gasmotorer. Her forventes motorer også at opnå en øget markedsandel ved nye installationer; dog vil andelen her endnu ikke nå 50 %.

I Danmarks nabolande er flere større anlæg baseret på gasmotorer under etablering. Her skal kort nævnes nogle eksempler fra Tyskland.

I Kiel bygges et anlæg med i alt 20 gasmotorer. Disse motorer etableres i 4 bygninger/blokke og har i alt en ydelse på 190 MW<sub>e</sub> samt 192 MW varme. Fulldlast kan nås på under 5 minutter. Det eksisterende forsyningsanlæg behøver ca. 4 timer for det samme. Der etableres også et elkedelanlæg og en stor varmeakkumuleringstank (30.000 m<sup>3</sup>) på sitet. Anlægget kobles på byens fjernvarmenet og skal både levere kraftvarme, fungere som regulering for de store mængder VE-el, der er i området, og fungere som backup ved udfald af andre forsyningskilder. Anlægget har en totalvirkningsgrad på 90 %, og der opnås en CO<sub>2</sub>-reduktion på 70-80 % i forhold til den forsyning, der skal erstattes. De anvendte motorer er 20-cylindrede GE-Jenbacher gasmotorer med tottrins turboladning. Anlægget er færdigt i 2018, se [\[2\]](#).



Figur 2 Den 20-cylindrede gasmotor, hvoraf der opstilles 20 stk. på værket i Kiel.



Figur 3 Billedet viser værket i Kiel. Motorerne placeres gruppevis i separate blokke.

I Mainz bygges ligeledes et stort motorbaseret værk. Også dette anlæg bygges for at kunne støtte og sikre forsyning i forbindelse med de store mængder VE-energi, der også her kommer ind i systemet. En anden grund er her, at de seneste års faldende strømpriser og faldende CO<sub>2</sub>-certifikatpriser har fået en række større gasturbinebaserede værker i området til at reducere deres drift betragteligt, så der dermed ikke fås fjernvarmeleverance derfra. Anlægget i Mainz baseres på 10 kraftvarmeproducerende gasmotorer (i alt 100 MW<sub>e</sub> samt ca. 100 mW termisk ydelse) med et tilhørende varmelager. Anlægget etableres i tilknytning til eksisterende kraftværksanlæg, hvor der p.t. både er etableret et combined cycle-anlæg og en mere traditionel, dampturbinebaseret elproduktion. Anlægget forventes i kommerciel drift i 2018. De anvendte motorer er her fra Wärtsilä, se [\[3\]](#).

Gasmotorer vinder markedsandele til både kraftvarme og Power-only-produktion på verdensplan. De større gasmotorer vinder i Vesteuropa ind på områder, hvor man før naturligt ville have valgt gasturbiner. Dette skyldes en høj effektivitet, brændselsfleksibilitet, meget hurtig start, gode lastreguleringsegenskaber samt prisgunstig investerings- og driftsomkostning.

Der tegner sig et klart billede af, at enhedernes egenskaber er særdeles nyttige i relation til integration af store mængder vedvarende energi - heraf en væsentlig del fluktuerende.

Mange af de danske gasmotorbaserede kraftvarmeanlæg er meget mere brændselseffektive end anlæggene i udlandet. Dette gælder også i forhold til de nyere anlæg i udlandet. Mange nyere udenlandske anlæg etableres med totalvirkningsgrad på eksempelvis 90-95 % (ift. brændslets nedre brændværdi). Flere danske anlæg har totalvirkningsgrad over 100 %, og visse er oppe omkring 103-107 % (ift. brændslets nedre brændværdi) ved hjælp af effektiv røggaskøling, herunder køling af røgen med absorptionsvarmepumpe som sluttrin. Røggastemperaturer under 20 °C kan dermed opnås i fyringssæsonen. Anlæggene er endvidere meget fleksible med hensyn til produktionsudstyr. Ofte råder disse værker over både kedler, kraftvarmehenheder, solvarme, elkedler, evt. varmepumpe samt varmeakkumulering, så driften kan optimeres.





*Figur 4 Røggastemperatur til skorsten fra dansk gasmotorbaseret KV-anlæg, der vidner om meget høj total virkningsgrad.*

Så hvis nogle af disse effektive danske anlæg lukkes ned de kommende år, mens nye og mindre brændselseffektive anlæg etableres i vore nabolande, må dette skyldes tariffmæssig skævvridning af en eller anden slags på det nordeuropæiske energimarked, herunder salget af systemydelse.

/1/ Delta Energy & Environment (Delta-ee): Gas Engines versus Gas Turbines, Webinar, July 2017

/2/ Stadtwerke Kiel: "Küstenkraftwerk K.I.E.L, Kiels Intelligente Energie-Lösung"

/3/ Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG: "KHKW-Baustelle: Aktueller Blick auf die Ingelheimer AUE".

## Bilag 7: Program for projektets temadag med links til indlæg



### PROGRAM

#### Temadag om god økonomi for kraftvarme uden grundbeløb

Dato: 9. oktober 2017  
Sted: Fjernvarmens Hus, Kolding.  
Mødeleder: Nina Detlefsen, Grøn Energi

- 09.30 Registrering med kaffe og morgenbrød
- 10.00 Velkomst og introduktion til temadagen  
*v/ Nina Detlefsen, Grøn Energi*
- Introduktion til ForskEL-projekt vedr. udfordringer og løsninger for gasfyret kraftvarme  
*v/ Tommy Mølbak, Added Values*
- Hvor kan der forbedres på værkerne/anlæggene?  
*v/ Jan de Wit, Dansk Gasteknisk Center*
- Levetidsforbrug på gasfyrede anlæg  
*v/ Jesper Lund Madsen, Added Values*
- 11.15 Pause
- 11.30 Integrerede anlægskoncepter  
*v/ Mogens Bech Laursen, Added Values*
- Kraftvarmeproduktion eller ej?  
*v/ Torben Nielsen, Hedensted Fjernvarme*
- Kraftvarmeværkerne muligheder i elmarkedet  
*v/ Steen Thøgersen, Bramming Fjernvarme*
- 12.30 Frokost
- 13.20 Vejledning om optimering af drift på kraftvarmeanheder  
*v/ Kasper Nagel, Grøn Energi*
- Fjernvarmeselskabernes forventninger til fremtidens investeringer  
*v/ Kasper Nagel, Grøn Energi*
- Ny markedsmulighed for kraftvarmeværker  
*v/ Kim Behnke, Dansk Fjernvarme*
- 14.15 Kaffe og kage
- 14.40 Elforsyningsikkerhed og markedsmuligheder  
*v/ Henning Parbo og Christina Plum, Energinet*
- Rådgivning til værker, der modtager grundbeløb  
*v/ Sidsel Skov Birnbak og Christina Ellegaard Fich, Energistyrelsen*
- 15.45 Tak for i dag



Indlæg findes på: <http://www.danskfjernvarme.dk/arrangementer/moedematerialer/2017-okt-09-tema-dag-om-god-oekonomi-for-kraftvarme-uden-grundbeloeb>

## **Bilag 8: Liste over andre temadage/fora hvor projektets resultater er præsenteret**

1. Erfa-møde for kraftvarme og varmepumper, 13. juni 2017, Indlæg v. Jesper Lund Madsen AV
2. GASTEKNISKE DAGE 2017, 23. maj 2017, indlæg v. Kasper Nagel, Grøn Energi  
<https://www.danskgasforening.dk/indlaeg-fra-gastekniske-dage-2017>

## Bilag 9: Liste over artikler og lignende med resultater fra projektet

1. Varmeudbyttet er (også) vigtigt, Jan de Wit og Steen D. Andersen, DGC, Fjernvarmen nr. 6, oktober 2016, link: <https://www.dgc.dk/publikation/2016/varmeudbyttet-er-ogsaa-vigtigt>
2. Gasmotorer i vækst ... omkring os, Jan de Wit, DGC, Kraftvarme Nyt, august 2017, link: <https://www.dgc.dk/publikation/2017/gasmotorer-i-vaekst-omkring-os>
3. Elprisen er generelt faldet – men derfor kan der godt tjenes penge ..., Jan de Wit, DGC, Kasper Nagel, Grøn Energi/Dansk Fjernvarme, Alexander Boye Petersen, Grøn Energi/Dansk Fjernvarme, indsendt til Fjernvarmen, 2017
4. Gasfyret kraftvarme kan stadig være konkurrencedygtig, Jan de Wit og Bjørn K. Eliassen, DGC, Alexander Boye Petersen, Grøn Energi/Dansk Fjernvarme, Fjernvarmen, 2017, indsendt til Kraftvarme Nyt, 2017, link: <https://www.dgc.dk/publikation/2017/gasfyret-kraftvarme-kan-stadig-vaere-konkurrencedygtig>
5. God økonomi i KV-drift i 2016, KV-info nr. 36, november 2016, DGC, link: <https://www.dgc.dk/publikation/2016/kraftvarme-info-nr-36>
6. Genberegning af kippris ... hele tiden, KV-info nr. 37, april 2017, DGC, link: <https://www.dgc.dk/publikation/2017/kraftvarme-info-nr-37>
7. Temadag: Muligheder for gasfyret kraftvarme, Jan de Wit, artikel i GasEnergi Nr 4/2017
8. Elprisen er generelt faldet – men derfor kan der godt tjenes penge ..., Jan de Wit, artiklen publiceres i Fjernvarmen 5/12 2017

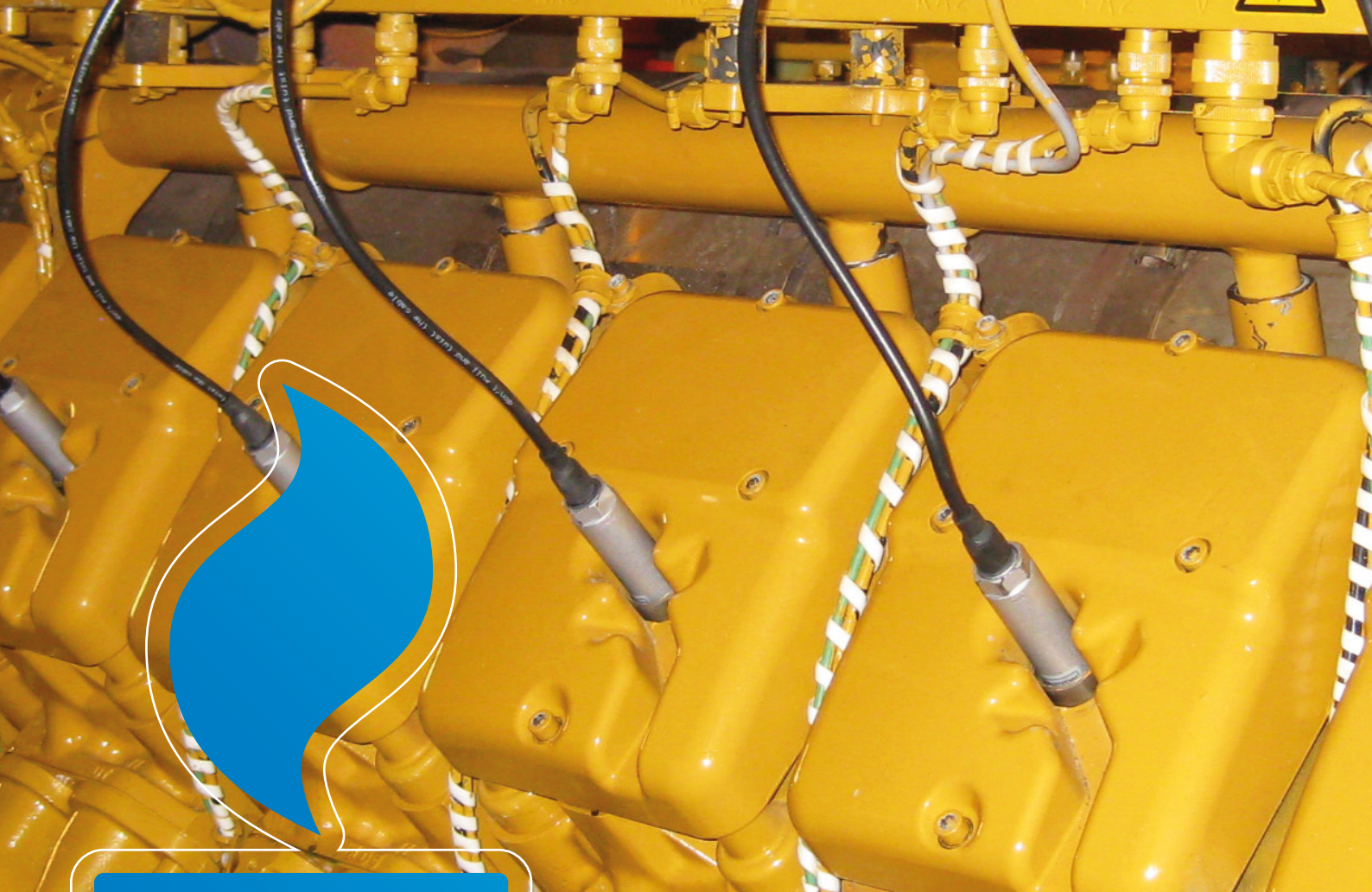
## **Bilag 10: Folder og hæfte til værkerne, udarbejdet i projektet**

**Folder:** Gasfyret kraftvarme – En oversigt over muligheder til flere driftstimer og bedre økonomi for gasfyrede kraftvarmeanlæg, oktober 2017

**Hæfte:** Gasfyret kraftvarme - En oversigt over muligheder til flere driftstimer og bedre økonomi for gasfyrede kraftvarmeanlæg, oktober 2017

Folder og hæfte kan findes på:

<http://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/projekter/mobilisering-af-gasfyret-kraftvarme-til-balance-og-spidslastydelse>



# Gasfyret kraftvarme

En oversigt over muligheder til flere driftstimer og bedre økonomi for gasfyrede kraftvarmeanlæg

Oktober 2017

## Om folderen

Den decentrale gasfyrede kraftvarme har mange steder få driftstimer, hvilket giver en udfordret økonomi. Det kan man ofte gøre noget ved.

Denne folder indeholder en række anbefalinger i forhold til, hvad værker selv kan gøre for at forbedre økonomien på de naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker.

Der vil senere komme et hæfte, hvor virkemidlerne beskrives nærmere.

Folderen henvender sig til anlægsejere og driftsfolk på værkerne.

## Om projektet

Folderen – og hæftet – er lavet med støtte fra ForskEL-projektet 12380 Mobilisering af gasfyret kraftvarme til balance- og spidslastydelser. Projektets formål er at undersøge, hvordan økonomien på kraftvarmeanlæggene kan forbedres, sådan at de i fremtiden kan sikre konkurrencedygtige varmepriser og levere ydelser til elmarkedet.

Projektets deltagere er Added Values, Grøn Energi, Dansk Gasteknisk Center og fjernvarmeselskaberne Videbæk Energiforsyning, Nørre Snede Varmeværk, Hedensted Fjernvarme, Bramming Fjernvarme og Frederikshavn Forsyning. Desuden har Sæby Varmeværk bidraget med driftsdata.

Projektet startede 1. april 2016 og slutter med udgangen af november 2017.



# Virkemidler for god økonomi i et gasfyret kraftvarmeanlæg



## Brændsel

er den største udgiftspost for et kraftvarmeværk. Derfor bliver brændselsudnyttelsen, herunder varmevirkningsgraden særdeles vigtig.



## Varmevirkningsgraden

kan øges ved at køle ekstra på røggassen. Dette kan gøres med en lille investering i en ekstra veksler eller med en større investering, der giver højere varmeudbytte med f.eks. absorptionsvarmepumpe.



## Afregning af gasforbruget

til kraftvarmeanlæggene bør foregå ved dagspriser. Det vil i de fleste timer sænke prisen på gas og ophæve kravet om et årligt minimumsforbrug.



## Kipprisen

mellem kraftvarmeanlægget og øvrige teknologier bør løbende genberegnes.



## Service

er ofte timetalsbaseret eller tilstandsbaseret, og der kan være stor forskel på økonomien mellem dem.



## Fuldlast

bør altid køres på kraftvarmeanlægget. Det giver bedst virkningsgrad. Dellast giver ikke besparelse på slid mv.



## Elspot

og regulerkraftmarkedet kan have et uudnyttet potentiale. Det kan udnyttes ved øget fokus på indmeldinger på markederne.





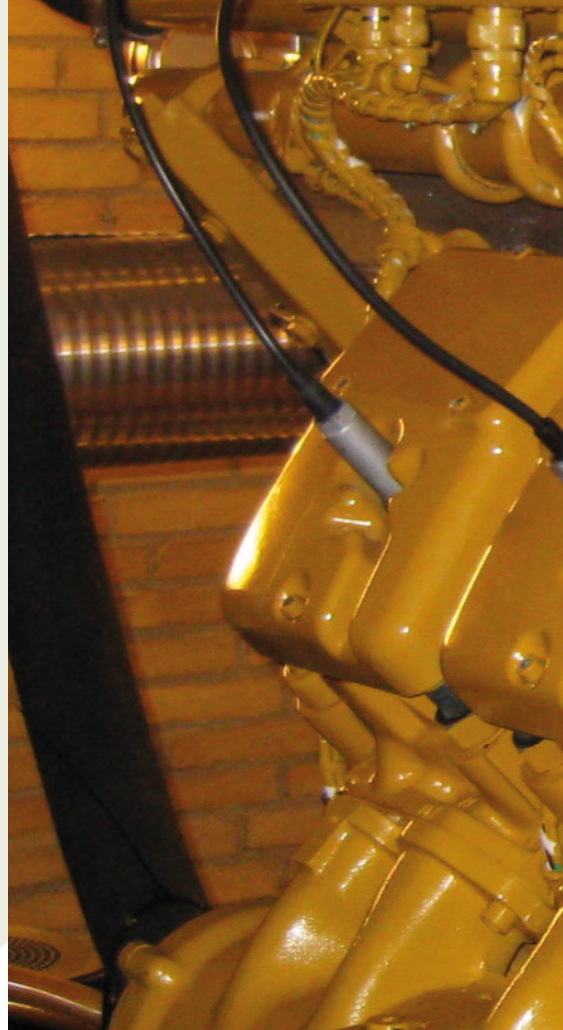
Baseret på ForskEL-projekt 12380  
»Mobilisering af gasfyret kraftvarme til  
balance- og spidslastydelse«

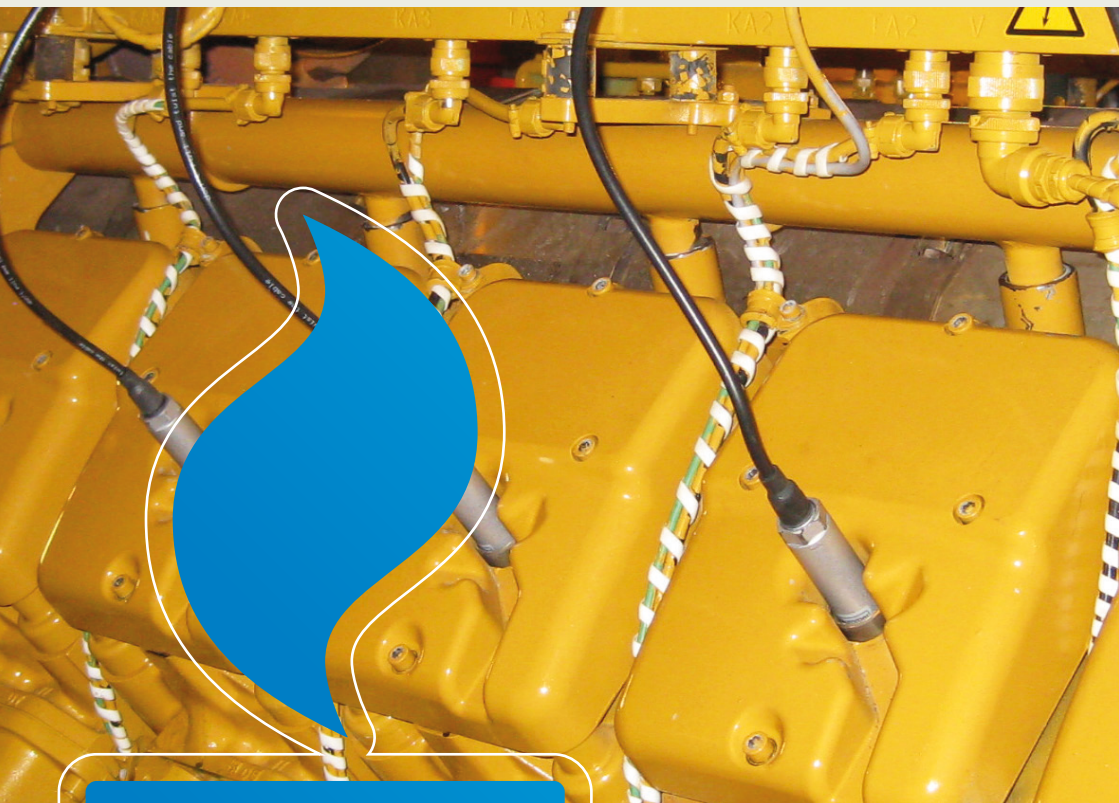
### Projektpartnere

Added Values  
Lysholt Allé 8  
7100 Vejle  
☎ 24 47 95 90  
✉ info@addedvalues.eu  
🌐 addedvalues.eu

Dansk Gasteknisk Center  
Dr. Neergaards Vej 5B  
2970 Hørsholm  
☎ 20 16 96 00  
✉ dgc@dgc.dk  
🌐 dgc.dk

Grøn Energi  
Merkurvej 7  
6000 Kolding  
☎ 76 30 80 00  
✉ mail@danskfjernvarme.dk  
🌐 gronenergi.org





# Gasfyret kraftvarme

En oversigt over muligheder til flere driftstimer og bedre økonomi for gasfyrede kraftvarmeanlæg

Oktober 2017

## Baggrund for hæftet og projektet

Den decentrale, gasfyrede kraftvarme går mange steder en fremtid i møde med færre driftstimer end tidligere og en udfordret økonomi til følge. Faldende driftstimer skyldes i høj grad elprisernes generelle fald de seneste ti år, mens grundbeløbets udfasning fra udgangen af 2018 gør det vanskeligt at dække de faste omkostninger.

Dette hæfte indeholder en oversigt til, hvordan økonomien for decentrale gasfyrede kraftvarmeanlæg kan forbedres. Nogle af mulighederne kan implementeres relativt enkelt og uden omkostninger, mens andre kræver yderligere investeringer.

Da mange forhold har indflydelse på økonomien for et kraftvarmeanlæg, må listen af forslag i dette hæfte ikke ses som udtømmende, men udelukkende som et bidrag til at synliggøre hvor der kan være eventuelle besparelser at hente.

Hæftet – og folderen – er lavet med støtte fra ForskEL-projektet Mobilisering af gasfyret kraftvarme til balance- og spidslastydelser. Projektet startede 1. april 2016 og slutter med udgangen af november 2017.

Projektet er udført af Added Values, Grøn Energi, Dansk Gasteknisk Center og fjernvarmeværkerne Videbæk Energiforsyning, Nørre Snede Varmeværk, Hedensted Fjernvarme, Bramming Fjernvarme og Frederikshavn Forsyning. Desuden har Sæby Varmeværk bidraget med driftsdata.



## Hovedbudskaber

De vigtigste resultater fra projektet er:



### Brændselsudgifter

er den største udgiftspost for et decentralt kraftvarmeværk



### Varmevirkningsgraden

på kraftvarmeanlægget betyder meget for kipprisen



### Afregning af gasforbruget

til kraftvarmeanlæggene på dagspriser kan på sigt reducere gasomkostningen



### Kipprisen

mellem kraftvarmeanlægget og øvrige teknologier bør løbende genberegnes



### Service

er ofte timetalsbaseret eller tilstandsbaseret, og der kan være stor forskel på økonomien mellem dem



### Fuldlast

bør altid køres på kraftvarmeanlægget, da lastreduktion ikke øger restlevetiden



### Elmarkederne

udnyttes fuldt ud ved for eksempel at styrke indmeldingsprocedurer



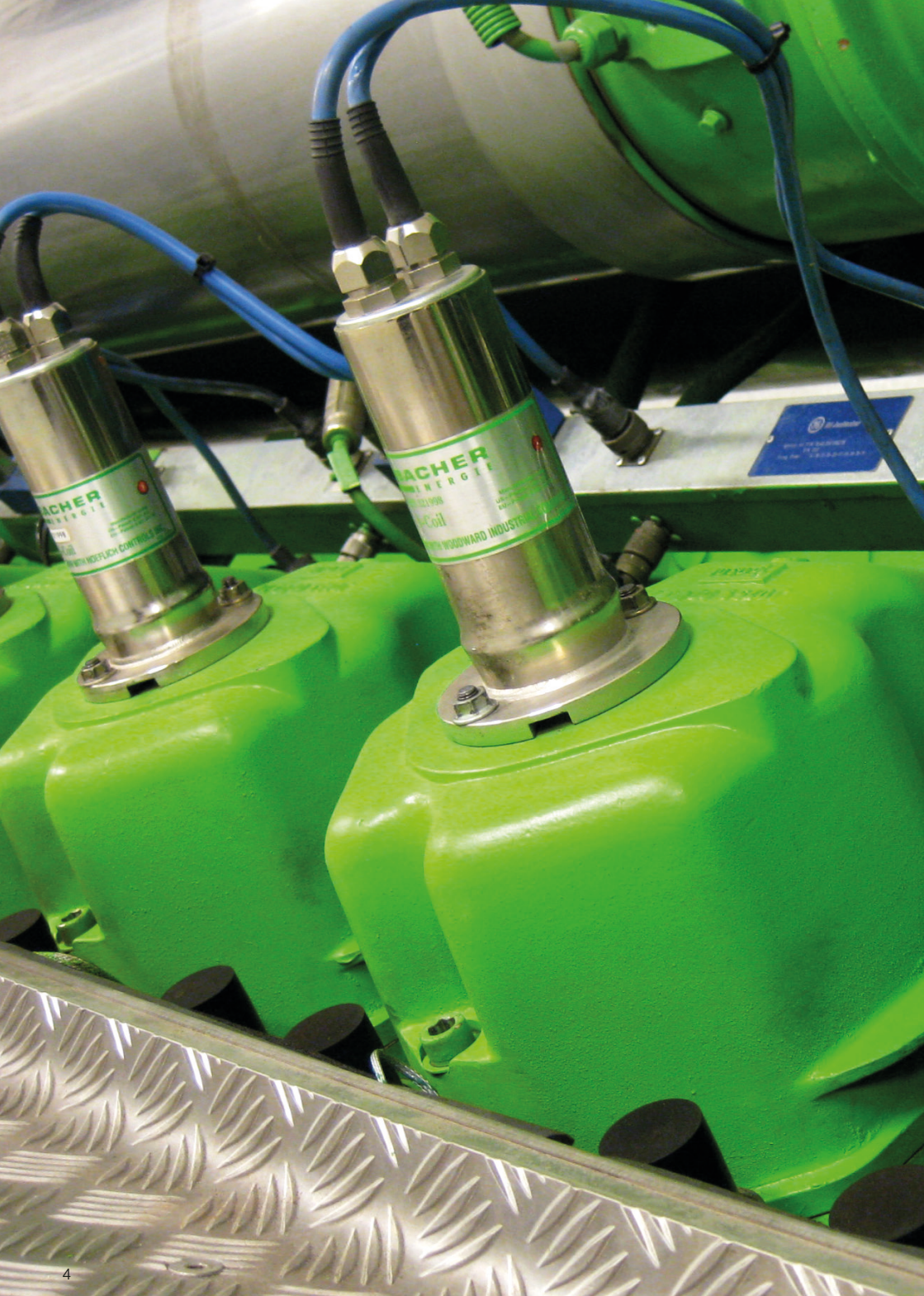
### Udgifter til servicekontrakt

er ofte lavet ud fra en forventning om mange årlige driftstimer, og kan med fordel genforhandles til et færre antal driftstimer



### Investeringer i anlæg

til øget udnyttelse af varmen fra røggassen kan give flere driftstimer på kraftvarmeanlægget

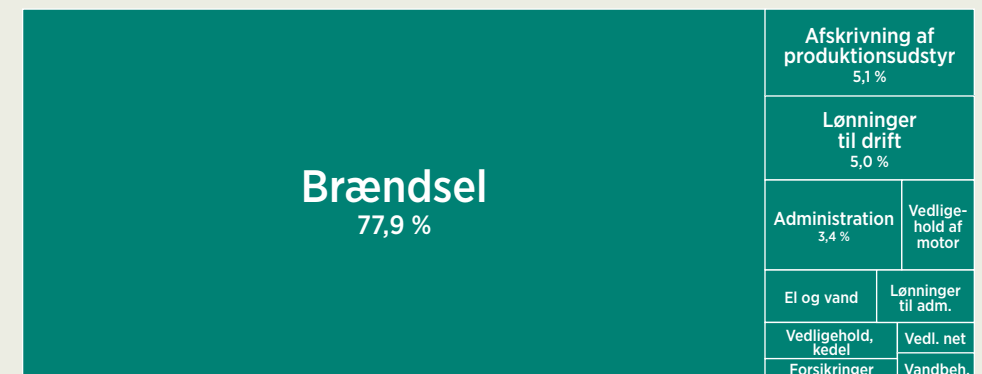


## Udgifter på et decentralt kraftvarmeværk

Fordelingen af udgifter på et decentralt kraftvarmeværk vil være afgørende for forbedringspotentialet. På figur 1 kan man se et eksempel på, hvordan udgifterne fordeler sig for et decentralt gasfyret kraftvarmeværk.

Som det fremgår, er brændselsomkostningen (inkl. afgifter) den største udgift. For de undersøgte værker udgør brændselsudgiften 75-80 % af de samlede omkostninger. Næststørste udgiftspost er afskrivninger på 5-12 % efterfulgt af personaleomkostninger på 4-6 %. Drift- og vedligeholdelseskostninger for anlæg, og i visse tilfælde bygninger, udgør 2-4 %.

Summen af udgifterne fordelt på varmeforbruget hos varmekunderne bestemmer varmeprisen per MWh. Derfor har en besparelse på eksempelvis 10 % i brændselsudgiften større effekt på varmeprisen end eksempelvis 10 % besparelse i udgifterne til service og vedligehold af bygninger og maskiner.



**Figur 1.** Eksempel på fordeling af udgifter for et decentralt gasfyret kraftvarmeværk. Kilde: DGC

# Virkemidler til forbedret økonomi

Der er i projektet undersøgt en række virkemidler, som kan være med til at forbedre økonomien for et kraftvarmeanlæg. Virkemidlerne er opdelt i forbedringer, der vedrører den daglige drift og forbedringer, der vedrører langsigtede omkostninger og mulige investeringer.

Virkemidlerne er opdelt i følgende punkter:

- » Brændselsøkonomi og kippriser
- » Afregningsforhold for naturgas
- » Indtjening i elmarkederne
- » Levetidsforbrug for motoranlæg og turbineanlæg
- » Drift og vedligehold samt servicekontrakter
- » Anlægsforbedringer

Der kan være stor forskel på effekten af de forskellige virkemidler fra værk til værk.

Nogle virkemidler kan implementeres både billigt og på kort tid. Andre virkemidler kræver mere tid og planlægning og kan medføre større investeringer.

I de følgende afsnit er de enkelte virkemidler beskrevet mere indgående.

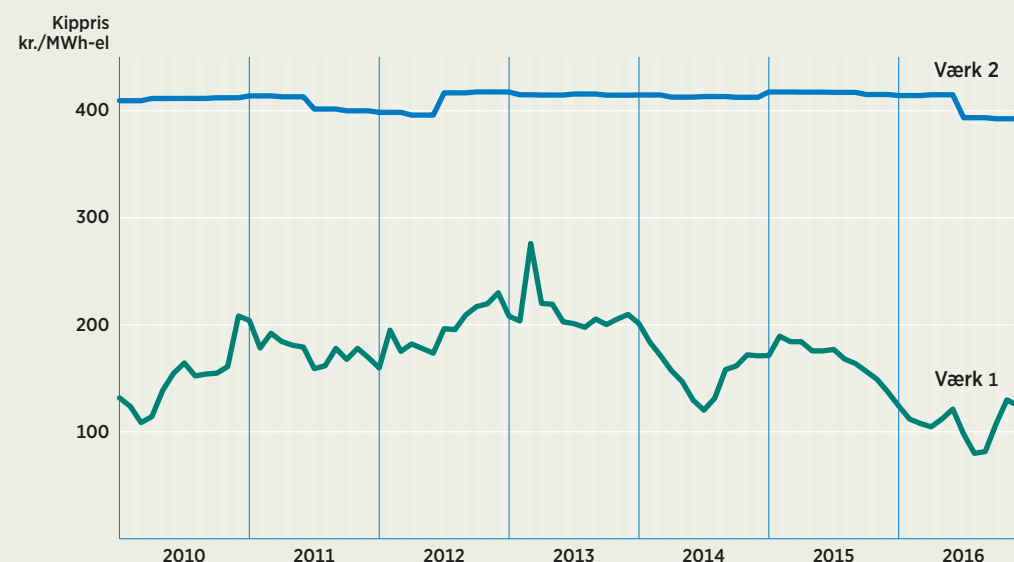
## Brændselsøkonomi og kippriser

Brændselsudgifterne udgør, som tidligere nævnt, den største udgiftspost for et decentralt kraftvarmeværk. Kipprisen er den elpris hvor varmeproduktion på kraftvarmeanlægget koster det samme som varmeproduktion på en alternativ enhed. Kipprisen kan variere betydeligt fra værk til værk.

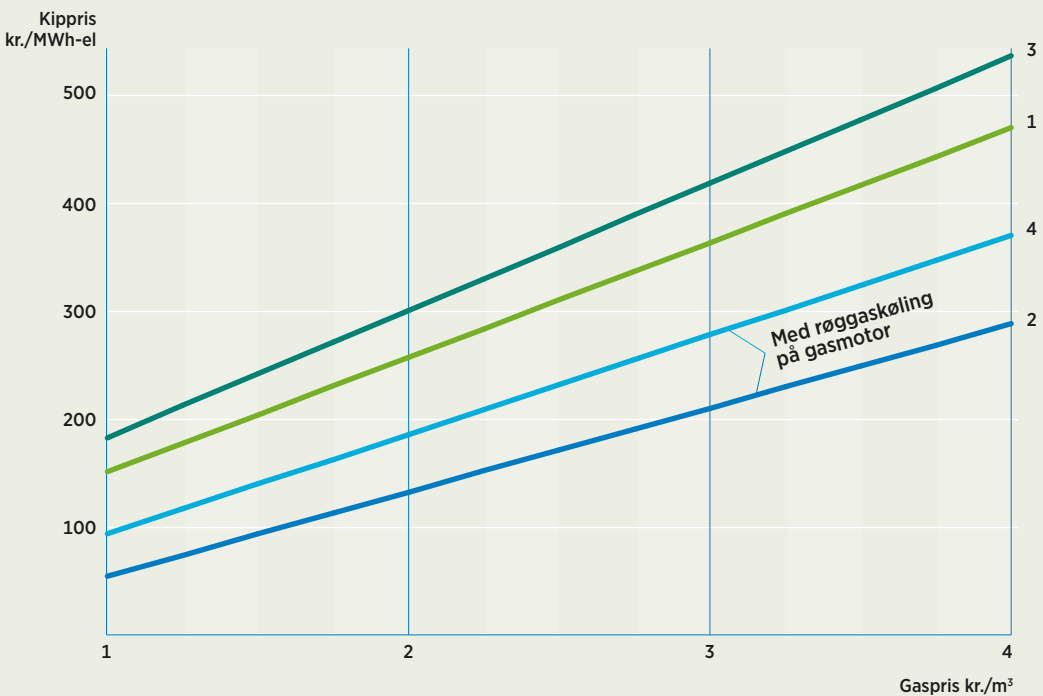
På figur 2 kan man se eksempler fra to kraftvarmeværker på, hvordan kipprisen kan forløbe.

Forskellen på de to værker er blandt andet, om værket har en fastpriskontrakt på gas eller en kontrakt med dagspriser. Handel med dagspriser vil dog medføre en større kortsigtet risiko. Ved en kippris baseret på dagspriser, er det vigtigt at genberegne kipprisen dagligt for hele tiden at kunne indmelde retvisende priser i elmarkedet.

Udover gasprisen har også virkningsgrader, CO<sub>2</sub>-kvoteprisen og returtemperatur til værket betydning for kipprisen mellem kraftvarmeanlægget og øvrige produktionsformer på værket.



Figur 2. Eksempel på kipprisforløb henover de sidste 7 år. Kilde: Grøn Energi



**Figur 3.** Eksempel på forholdet mellem kippris og gaspris ved fire anlægsvarianter. Kilde: Added Values

Figur 3 viser forholdet mellem naturgasprisen og kipprisen ved de fire følgende anlægsvarianter, hvor AVP står for absorptionsvarmepumpe og RGK for røggaskøling:

1. Gasmotor-KV (GM) vs. Gaskedel
2. Gasmotor-KV (GM) med AVP vs. Gaskedel
3. Gasmotor-KV (GM) vs. Gaskedel med RGK
4. Gasmotor-KV (GM) med AVP vs. Gaskedel med RGK

Der er i beregningerne taget udgangspunkt i et gasmotorbaseret kraftvarmeanlæg med 40 % elvirkningsgrad og 52 % varmeeffektivitet uden AVP hhv. 64 % med. Gaskedlen har en virkningsgrad på 97 % uden RGK og 107 % med RGK (economizer/røggøler).

Kipprisen stiger med gasprisen, men den er også følsom overfor varmeeffektiviteten på både kraftvarmeanlægget og gaskedlen. Derudover mindskes kipprisens følsomhed overfor gasprisen ved øget røggaskøling på kraftvarmeanlægget, hvilket ses af hældningen på

kurverne. Som en tilnærmelse falder kipprisen med 10 kr. for hvert procentpoint, kraftvarmeanlæggets røggaskøling øges.

Kraftvarmeanlæg har typisk et totaltab på omkring 8 %, hvor noget skyldes varmetab til maskinhallen. Øget varmeisolering af anlægget og god styring af ventilationen kan derfor være en billig måde at sænke kipprisen yderligere.

## Afregningsforhold for naturgas

Køb af naturgas kan foregå ved fastprisaftale eller ved dagspriser. Fordelen ved en fastprisaftale er, at man kender sine omkostninger, mens ulempen er, at der er inkluderet et »risikotillæg« mod eventuelle prisstigninger, hvorfor fastprisaftaler er dyrere på lang sigt. Fordelen ved at vælge dagspriser er, at man typisk ikke har et bindende mindsteforbrug, som kan være svært at efterleve, hvis kraftvarmeanlægget har få driftstimer. Ulempen vil være, at man selv bærer risikoen for, at den daglige gaspris i perioder kan blive højere end fastpriskontrakten.

I forbindelse med naturgasforbrug skal der ligeledes afregnes afgifter. Ved årets start skal de på kraftvarmeværkerne tage stilling til, om eventuel refusion af energiafgiften, og for kvotebelagte værker også CO<sub>2</sub>-afgiften, skal ske ud fra E- eller V-formlen. Ved E-formlen beregnes afgiftsrefusionen med udgangspunkt i elproduktionen fra kraftvarmeanlægget, mens der ved V-formlen tages udgangspunkt i varmeproduktionen.

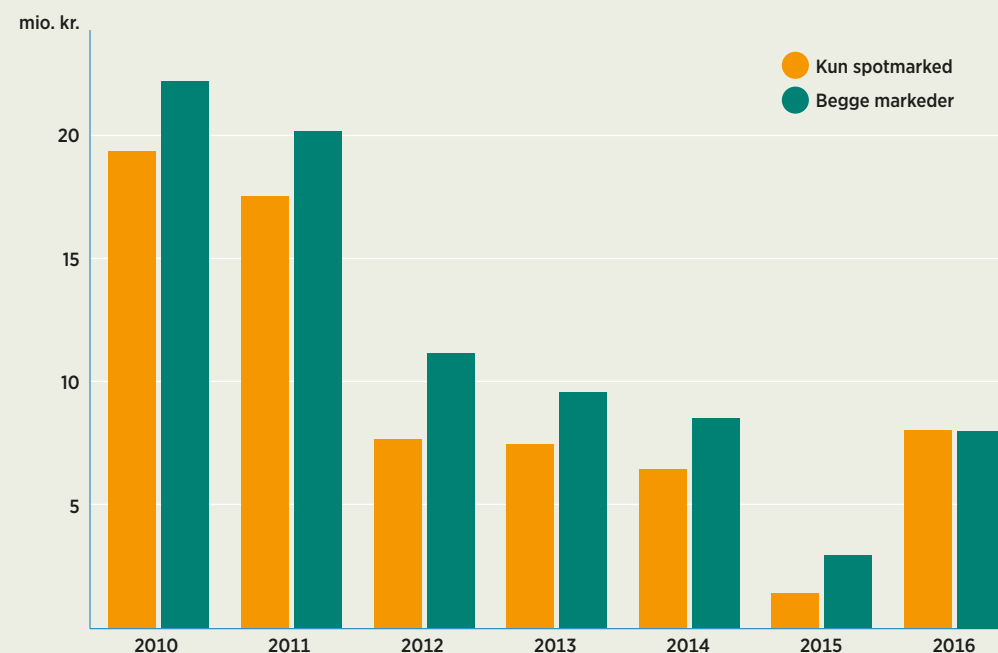
Hvis man har øget varmevirkningsgraden på kraftvarmeanlægget og får afgiftsrefusion ud fra E-formlen – og dermed elproduktionen – skal man ikke betale mere i afgift per indfyret brændsel, idet elproduktionen er den samme. Er afgiftsrefusionen i stedet beregnet ud fra varmeproduktionen, vil man skulle betale mere i afgifter, da varmeproduktionen øges i forhold til indfyret brændsel. Dette vil i høj grad påvirke den økonomiske effekt af en eventuel forbedring af varmevirkningsgraden.

## Indtjening i elmarkederne

Kraftvarmeanlæggets kippris afhænger af brændselspriser, aktuel effektivitet og alternative varmeproduktionspriser. Men om anlægget producerer i den enkelte time eller ej, bestemmes desuden af priserne på elmarkedet.

Elmarkedet består af flere markeder. De vigtigste er spotmarkedet (day-ahead) og regulerkraftmarkedet. Markedsforhold for handel af el ændrer sig i disse år, idet der dels bygges flere udlandsforbindelser, og dels fordi markederne bliver mere internationale.

Historisk har elpriserne været faldende de senere år og de forventes ifølge forward priser på elmarkedet at forblive på samme niveau indtil 2020, hvorefter de forventes at stige.



Figur 4. Indtjening fra spotmarked og regulerkraftmarked. Kilde: Grøn Energi

Ser man på de historiske priser i spot- og regulerkraftmarkedet, kan man i figur 4 se den beregnede nettoindtjening, et effektivt dansk decentralt kraftvarmeværk teoretisk havde haft i perioden 2010-2016 ved drift fra kraftvarmeanlæg fremfor gaskedler.

Det forudsættes i figur 4, at der altid er »plads« til den varme som kraftvarmeanlægget producerer. De grønne søjler i figuren forudsætter, at aktørerne på forhånd ved, om regulerkraftprisen overstiger spotprisen.

Det ses, at der er en betydelig potentiel indtægt fra elmarkederne for anlæg, som har en høj varmevirkningsgrad. Det er derfor vigtigt at have fokus på indmeldingsprocedurer til elmarkederne.

## Levetidsforbrug for motoranlæg og turbineanlæg

For gasmotoranlæg er den dominerende nedbrydelsesmekanisme slid. Slid afhænger først og fremmest af omdrejningstallet samt smøring. I mindre grad af temperatur og tryk.

Levetiden af hovedkomponenterne fastlægges af motorleverandøren og udskiftes typisk efter faste serviceintervaller på 50.000-80.000 driftstimer.

Indtrykket fra de medvirkende gasmotoranlæg i projektet er, at den generelle vedligeholdstilstand af motoranlæg er høj, med stort fokus på olie kvalitet, udskiftning af tændrør og varmeholdelse ved stilstand. Dermed er der et potentiale for at udskyde de store eftersyn og dermed forlænge levetiden uden væsentligt øget risiko for havari.

De fleste gasmotorer kører med faste omdrejningstal, og levetiden kan altså ikke forlænges ved eksempelvis at køre i dellast. Det vil sige, at en driftstime forbruger lige meget levetid i dellast som i fuldlast.

Da udgifterne til vedligehold som nævnt er små sammenholdt med brændselsudgifterne, vil en udskydelse af et stort service med eksempelvis 5000 driftstimer ikke påvirke driftsøkonomien for den enkelte motor væsentligt. For anlægsejeren kan det dog være værdifuldt at kunne udskyde investeringsbeslutninger med hensyn til reinvestering, levetidsforlængelse eller alternative teknologier i 1-2 år.

For gasturbineanlæg er de dominerende nedbrydelsesmekanismer krybning og udmattelse. På grund af de høje temperaturer og belastninger, er de kritiske komponenter bekostelige at udskifte, og de faste vedligeholdelseskostninger er væsentligt højere end for gasmotorer. Det er derfor økonomisk fordelagtigt at udnytte levetiden af de enkelte komponenter fuldt ud. Restlevetiden kan i mange tilfælde fastlægges på baggrund af ikke-destruktive inspektioner, som foretages efter faste serviceintervaller.

I en gasturbine efterses og udskiftes komponenterne løbende, som deres levetid er opbrugt. Levetiden af de kritiske komponenter bestemmes ved korrosion, udmattelse og krybning. For maskiner, der overvejende kører grundlast, er krybning og højfrekvent udmattelse de dominerende nedbrydelsesmekanismer, mens lavfrekvent udmattelse er dominerende for spidslastanlæg med mange starter.



## Drift- og vedligehold samt servicekontrakter

Drift- og vedligeholdskosten for et kraftvarmeanlæg kan afholdes på forskellige måder. Det afhænger i høj grad af, hvilken servicemodel og servicekontrakt det enkelte værk har indgået.

Servicekontrakter har som udgangspunkt til formål at sikre:

- » Høj opetid for anlæg
- » At virkningsgrad, emissioner og forbrug holder garantiværdier eller aftalt niveau
- » Budgetsikkerhed for serviceomkostninger for værket
- » Dokumentation ifm. forsikringsdækninger

Servicekontrakter indeholder ofte flere omkostninger til:

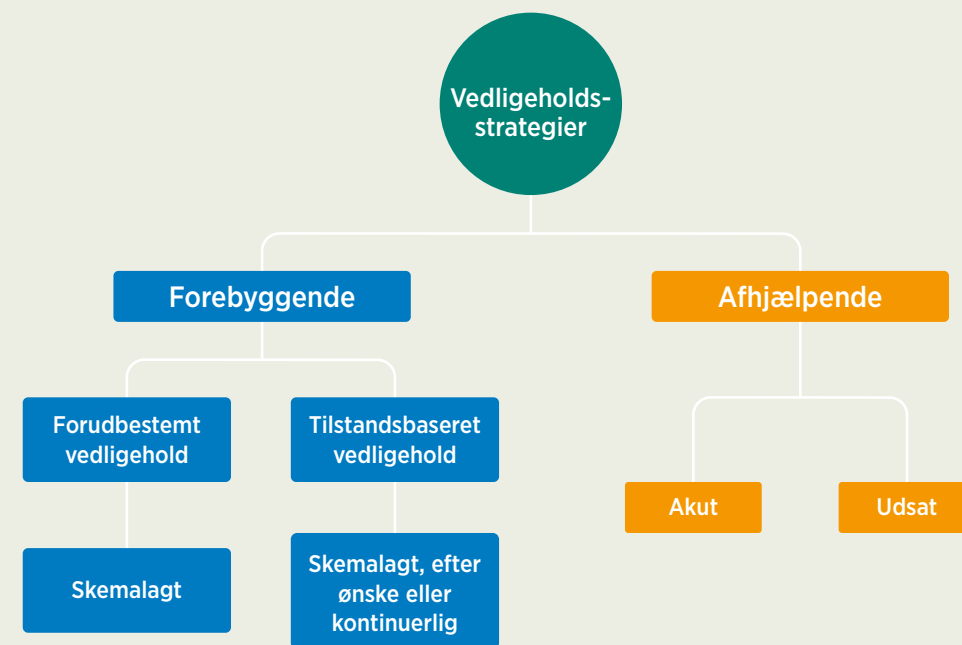
- » Planlagte servicearbejder samt tidsforbrug og reservedele
- » Andre aftalte servicearbejder
- » Udkaldsservice ved fejl og havari, responstid, reservedelstilgængelighed mv.
- » Opsparingselement til de større planlagte eftersyn
- » Eventuelle forsikringselementer

Værker kan med fordel vurdere nødvendigheden af ovenstående punkter og eventuelt drøfte omfang og pris med deres serviceleverandører. I takt med at mange ældre motorer er blevet styrings- og overvågningsopgraderede, kan værker drøfte forøget tidsinterval med leverandøren.

På figur 5 kan man se forskellige servicemodeller, som opdeles i forebyggende service eller afhjælpende service.

Forebyggende service kan ske timetalsbaseret (forudbestemt/skemalagt), baseret på inspektion (tilstandsbaseret) eller som kombinationer heraf.

Timetalsbaseret service vil formentlig generelt være den dyreste servicemodel, men vil til gengæld sikre en høj rådighedsfaktor.



**Figur 5.** Mulige servicemodeller for kraftvarmeanlæg.

Afhjælpende vedligehold kan være billigst, da man lader delene fungere hele deres tekniske levetid.

I henhold til gasreglementet skal der udføres kontrol og service minimum en gang om året.

## Anlægsforbedringer

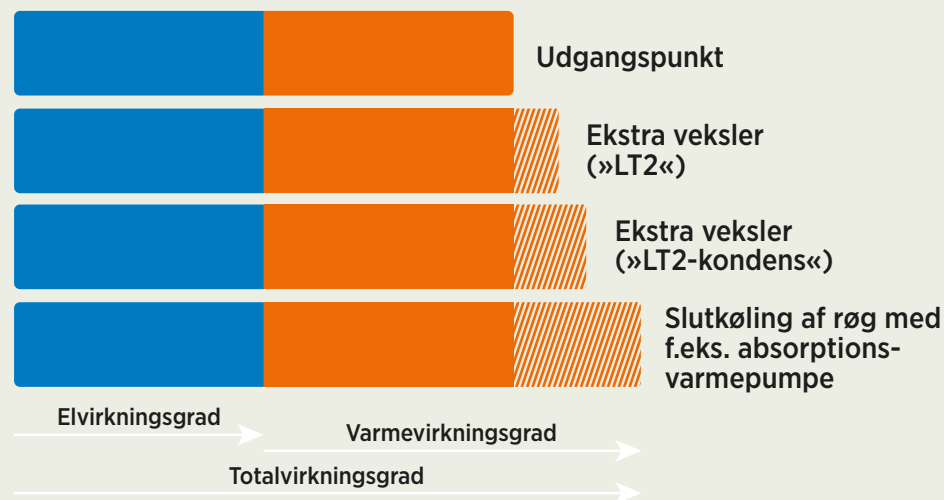
Projektet har gennemgået forskellige investeringsmuligheder for konkrete lokalområder, herunder også supplerende af gasfyret kraftvarme med overskudsvarme, solvarme og langtidslager. Disse supplerende investeringer vil generelt fortrænge gasfyret kraftvarme.

Totalvirkningsgraden er en vigtig faktor til at sænke kipprisen og kan forbedres ved at sænke røggastemperaturen, for eksempel ved at investere i vekslere og/eller varmepumper.

Figur 6 viser, at jo mere der investeres i røggaskøling jo bedre bliver varmeeffektiviteten.

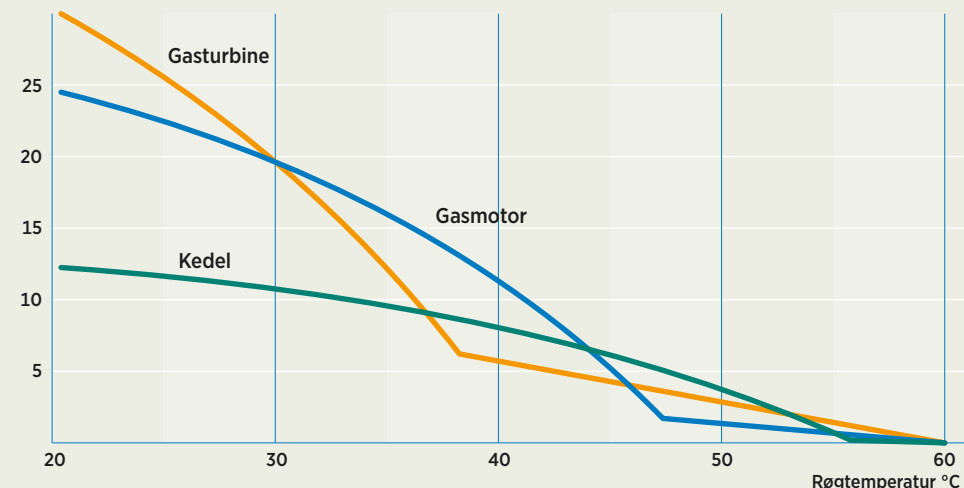
En lav returtemperatur er kernen til god køling af røggas. Det betyder, at værker fortsat skal arbejde for god afkøling hos forbrugerne, bl.a. for at muliggøre god røggaskøling. Dette vil også forbedre mulighederne for lavtemperaturfjernvarme.

Har man kølevand (returvand) under 50 °C til rådighed, vil man kunne opnå kondensering af røggassen og dermed et markant ekstra varmeudbytte på samme brændselsmængde på kraftvarme- eller kedelanlæggene.



Figur 6. Eksempler på øget røggaskøling. Kilde: DGC

Ekstra varme i pct.  
ift. røg ved 60 °C



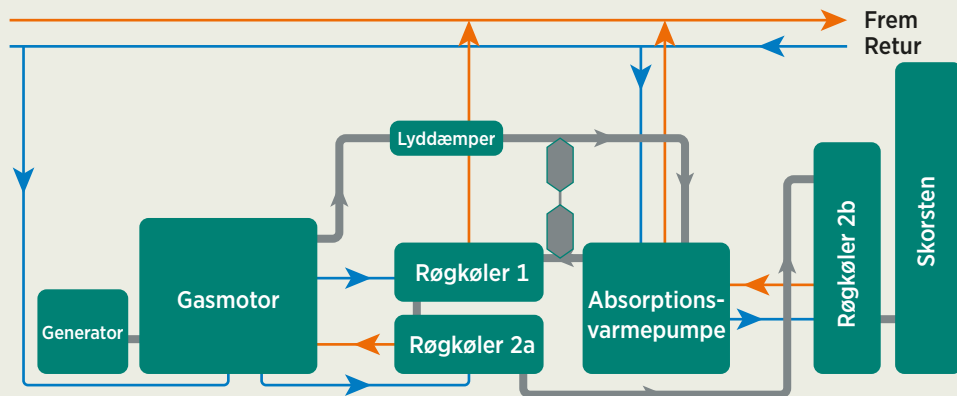
Figur 7: Eksempler på ekstra varmeudbytte i forhold til røg ved 60 °C for en gaskedel, en gasmotor og en gasturbine. Kilde: DGC

Har man kondenserende drift på sit kraftvarmeanlæg, vil eksempelvis fjernvarmesystemets aktuelle returtemperatur kunne spille mærkbart ind på enhedens varmeeffektivitet. Også derfor skal kipprisen løbende genberegnes med helt aktuelle priser ud fra aktuell virkningsgrad.

Det ekstra varmeudbytte fra et kraftvarmeanlæg i forhold til et kedelanlæg skyldes, at røggasmængden her er væsentligt større for den samme varmeproduktion, da der også er elproduktion.

På figur 7 er vist eksempler på ekstra varmeudbytte ved kondensering af røggassen for en naturgasfyret kedel, en gasmotor og en gasturbine. Som man kan se, kan der hentes store mængder ekstra varmeudbytte i forhold til en røggastemperatur på 60 °C. Kurverne »knækker« netop der, hvor kondenseringen begynder, og der fås særlig megen ekstra energi fra røggassen.

For gasmotoren i figur 7 ses, at man ved køling af røgen fra 60 °C til 40 °C får cirka 11-12 % ekstra varme. Dette vil resultere i en mærkbar besparelse på varmeproduktionsprisen, idet både omkostninger til brændsel, afgifter samt drift- og vedligehold spares.



Figur 8. Eksempel på varmepumpekoncept. Kilde: Hollesen

Hvis man ikke har så lave temperaturer, kan man anvende varmepumper til at køle på røggassen. Dette praktiseres på et mindre antal danske kraftvarmeanlæg, hvor der anvendes enten eldrevne varmepumper eller absorptionsvarmepumper. Sidnævnte kan drives med varmt vand, varm røggas eller eventuelt direkte med gasfyring. En absorptionsvarmepumpe er billigere i investering end en kompressionsvarmepumpe – til gengæld er COP begrænset til 1,7.

I denne anvendelse fungerer røggassen både som drivvarme og som varmereservoir for en absorptionsvarmepumpe. Da en absorptionsvarmepumpe hverken kræver ekstra brændsel eller nævneværdigt elforbrug, svarer det til at øge kraftvarmeanlæggets varmeeffektivitet. En absorptionsvarmepumpe kan sænke skorstenstemperaturen fra eksempelvis 60 °C til 20 °C, hvilket giver et ekstra varmeudbytte på 25 %. Et eksempel på sådan et koncept er vist i figur 8, hvor en delmængde af røggassen anvendes som drivvarme for varmepumpen til at trække restvarme ud af røggassen.

## Skrotte eller beholde kraftvarmeanlægget?

Når de enkelte anlægsejere skal beslutte, om de skal beholde eller skrotte deres kraftvarmeanlæg, er der en række forhold, de bør overveje.

Overordnet kan det eksempelvis være, at overveje hvilken fremtid værket går ind i. Både i forhold til restlevetid og mulige anlægsforbedringer for eksisterende anlæg, men ligeså vigtigt, om nye produktionsformer kan være på vej ind i fjernvarmesystemet. Det kan være, værket har mulighed for køb af overskudsvarme, etablering af solvarme, varmepumper eller noget helt andet.

Det kan også være, situationen ændrer sig med hensyn til udvikling i fjernvarmeforbruget og konkurrenceforholdet til individuel forsyning. Synergieffekter med nærliggende fjernvarmeselskaber kan måske vise sig som en mulighed.

Derudover er der forventningerne til de fremtidige elpriser og brændselspriser. Der er forventning om, at elprisen i fremtiden kommer til at variere mere, end det er tilfældet i dag. Men om man er villig til at satse på forbedrede forhold på gas- og elmarkederne, er op til den enkelte. Der er også nye tiltag til en slags kapacitetsbetaling. Hvordan og hvor meget dette kan bidrage med, bliver spændende at se.

Det er nogle af disse overvejelser, som kan have betydning for kraftvarmens fremtid ude på de enkelte værker. Mulighederne i dette hæfte kan forhåbentlig være med til at forbedre økonomien for det enkelte kraftvarmeanlæg, således beslutningen bliver nemmere at træffe.



Baseret på ForskEL-projekt 12380  
»Mobilisering af gasfyret kraftvarme til  
balance- og spidslastydelse«



## Projektpartnere



Added Values  
Lysholt Allé 8  
7100 Vejle  
☎ 24 47 95 90  
✉ [info@addedvalues.eu](mailto:info@addedvalues.eu)  
🌐 [addedvalues.eu](http://addedvalues.eu)



Dansk Gasteknisk Center  
Dr. Neergaards Vej 5B  
2970 Hørsholm  
☎ 20 16 96 00  
✉ [dgc@dgc.dk](mailto:dgc@dgc.dk)  
🌐 [dgc.dk](http://dgc.dk)



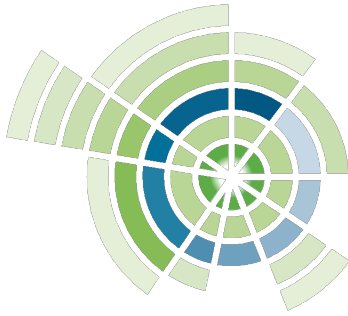
Grøn Energi  
Merkurvej 7  
6000 Kolding  
☎ 76 30 80 00  
✉ [mail@danskfjernvarme.dk](mailto:mail@danskfjernvarme.dk)  
🌐 [gronenergi.org](http://gronenergi.org)

## **Bilag 11: Kortlægning af de danske fjernvarmeselskaber (Grøn Energi)**



# Kortlægning af de danske fjernvarmeselskaber

Notat



*Grøn Energi er fjernvarmens tænketank. Vi omsætter innovation og analyser til konkret handling til gavn for den grønne omstilling, vækst og beskæftigelse i fjernvarmebranchen. Grøn Energi bygger på et dynamisk fællesskab mellem Dansk Fjernvarme, de toneangivende danske eksportvirksomheder, rådgivere, interesseorganisationer samt universiteter.*

**Dato:** 20. oktober 2017

**Udarbejdet af:** Christian Holmstedt Hansen

**Kontrolleret af:** Kasper Nagel og Nina Detlefsen

**Beskrivelse:** Dette notat indeholder en kortlægning af de danske fjernvarmeselskaber med en udarbejdelse af fem typer af fjernvarmeselskaber som er mest repræsentative for de dansk fjernvarmeselskaber

**Grøn Energis medlemmer:**

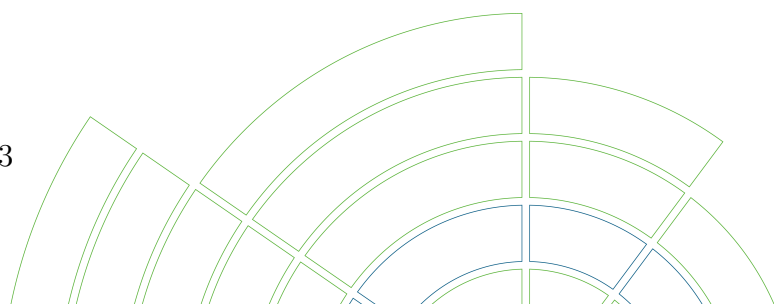


## Opsummering

Overordnet kan det siges at meget få af de danske fjernvarmeselskaber er fuldstændig ens på anlægssiden (også når man ikke ser bort fra størrelser og antal af anlæg). Dog er det muligt at opdele fjernvarmeselskaberne i Danmark i et antal kategorier som tilsammen repræsenterer ca. 70 % af fjernvarmeselskaberne.

Disse underkategorier er:

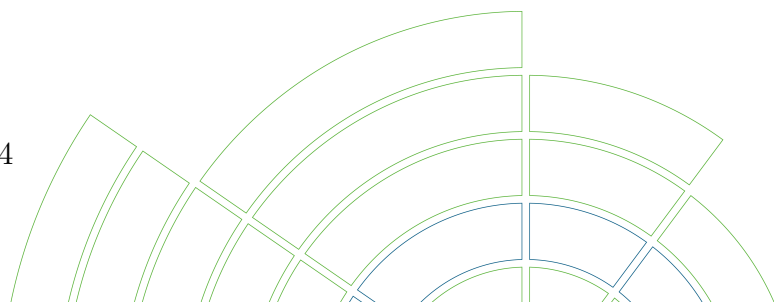
- Fjernvarmeselskab med biomassekedel og oliekedel (21 %)
- Kraftvarmeselskab med gasmotor og gaskedel (16 %)
- Kraftvarmeselskab med gasmotor, gaskedel og solvarme (11 %)
- Kraftvarmeselskab med gasmotor, gaskedel og elpatron (9 %)
- Kraftvarmeselskab med gasmotor, gaskedel og biomassekedel (11 %)





# Indhold

Opsummering . . . . .	3
<b>Indhold</b>	<b>4</b>
Introduktion . . . . .	5
Data og metode . . . . .	5
Overordnede grupperinger . . . . .	6
Kraftvarme . . . . .	6
Fjernvarme . . . . .	6
Rene elproducenter og geotermi . . . . .	6
Undergrupperinger . . . . .	7
Fjernvarmeselskaber med biomassekedel . . . . .	7
Kraftvarmeselskaber med gasmotor, gaskedel og biomassekedel . . . . .	8
Kraftvarmeselskaber med gasmotor og gaskedel . . . . .	8
Kraftvarmeselskaber med gasmotor, gaskedel og solvarme . . . . .	9
Kraftvarmeselskaber med gasmotor, gaskedel og elpatron . . . . .	9



## Introduktion

Med udgangspunkt i Energiproducenttællingen fra 2015 har Grøn Energi, foretaget en kortlægning af anlæggene i de danske fjernvarmeselskaber. Kortlægningen inddeler fjernvarmeselskaberne i kategorier som deler de samme karakteristika og som derved vil blive påvirket ens ved ændringer af rammevilkår.

## Data og metode

Kortlægningen er, som beskrevet i introduktionen, baseret på data fra Energiproducenttællingen fra 2015. Kortlægningen tager kun udgangspunkt i de to typer af virksomheder (*VrkTypeNavn*) som hører under “Fjernvarmeværk” og “Decentralt værk”. Dette resulterer i ca. 2100 anlæg fordelt på 413 selskaber. Udover de 413 selskaber er et antal selskaber udeladt fordi anlæggene ikke har været i drift. Bemærk at der tages udgangspunkt i selskaber og ikke værker. I datasættet kan der derfor være flere værker tilknyttet samme selskab.

For underkategorierne vises indfyret kapacitet og virkningsgrad for kedelanlæg; indfyret kapacitet, elkapacitet og varmekapacitet for motoranlæg; varmelevering og solvarmeareal hvor det er relevant. De viste værdier er middelværdier af de observationer som ligger mellem øvre kvartil og nedre kvartil. Dette er gjort for at mindske effekten af outliers.

## Overordnede grupperinger

Selskaberne kan som udgangspunkt deles op i tre overordnede grupper: kraftvarme, fjernvarme og en mindre gruppe af rene elproducenter og geotermi.

### Kraftvarme

Gruppen af selskaber som har kraftvarmeenheder er den største og tegner sig for ca. 51 % af selskaberne. Gruppen består primært af selskaber der som minimum har en gasmotor og en kedel (ca. 46 %). Selskabernes øvrige anlæg er forskellige, men kan dog yderligere inddeles i tre underkategorier som dækker ca. 31 % af de danske fjernvarmeselskaber. Disse er selskaber som også har solvarme, selskaber som også har en elpatron og selskaber som også har en biomassekedel. Der er dog visse overlap mellem underkategorierne, men denne kategorisering er den som giver mindst overlap. De resterende af de 46 % er primært udstyret med en naturgasmotor og en naturgaskedel.

De sidste 5 % består af ét værk som har en gasolienmotor og en oliekedel, resten har enten kombianlæg, dampturbiner eller gasturbiner som den eneste gennemgående anlægstype. Værkernes øvrige anlæg er meget forskellige og består af oliekedler, biomassekedler, gaskedler, solvarme, elpatroner og varmepumper. Det er altså ikke muligt at inddele disse værker i underkategorier som er tilstrækkeligt aggregerede.

### Fjernvarme

Gruppen af selskaber som er rene varmeværker tegner sig for ca. 41 % af selskaberne. Selskaberne har mange forskellige typer af anlæg, men kan indelles i fire underkategorier ud fra deres primære brændsler. Disse kategorier er selskaber som har oliekedler, selskaber som har fliskedler (inkl. biomasseaffald og træpiller), selskaber som har halmkedler og selskaber som har naturgaskedler. Selskaberne som kun har oliekedler er primært spidslastcentraler som er registreret som et eget selskab. Selskaberne som primært har naturgaskedler er enten spidslastcentraler som er registreret som et eget selskab, eller har så forskelligartede øvrige anlæg at det ikke er muligt at inddele disse værker i underkategorier som er tilstrækkeligt aggregerede.

Der vil kun blive vist mere detaljerede resultater for fjernvarmeselskaberne som bruger biomasse som primært brændsel. Disse repræsenterer ca. 21 % af de danske fjernvarmeselskaber.

### Rene elproducenter og geotermi

Den sidste gruppe af selskaber tegner sig for ca. 8 % af selskaberne, hvoraf ét selskab er et geotermiselskab. Af disse selskaber har ca. en tredjedel kun turbineanlæg mens resten har motoranlæg (mest naturgas eller biogas). Denne gruppe vil ikke blive yderligere gennemgået.

# Undergrupperinger

Selskaberne inddeles i fem undergrupperinger:

- Fjernvarmeselskaber med biomassekedel (opdelt i skovflis/træpiller/biomasseaffald og halm) og olie
- Kraftvarmeselskaber med gasmotor, gaskedel og solvarme
- Kraftvarmeselskaber med gasmotor, gaskedel og elpatron
- Kraftvarmeselskaber med gasmotor, gaskedel og biomassekedel (opdelt i skovflis/træpiller/biomasseaffald og halm)
- Kraftvarmeselskaber med gasmotor og gaskedel

## Fjernvarmeselskaber med biomassekedel

Undergrupperingen af fjernvarmeselskaber som har en biomassekedel tegner sig som sagt for ca. 21 % af de danske fjernvarmeselskaber. Undergruppen kan yderligere inddeles i to undergrupper som dog har enkelte overlap. Her er det antaget at de selskaber som har en halmkedel bruger halm som primært brændsel. Desuden er selskaberne som anvender skovflis, træpiller og biomasseaffald som primært brændsel slået sammen.

### Fjernvarmeselskaber med fliskedel og oliekedel

Fjernvarmeselskaber som har skovflis som primært brændsel har følgende gennemsnitlige anlægssammensætning og varmelevering ab værk:

- **Fliskedel:** 6,2 MW indfyret kapacitet med en virkningsgrad på 104 %
- **Oliekedel:** 6,1 MW indfyret kapacitet med en virkningsgrad på 99 %
- **Varmelevering ab værk:** 15.500 MWh

Denne undergruppe dækker ca. 12 % af de danske fjernvarmeselskaber.

### Fjernvarmeselskaber med halmkedel og oliekedel

Fjernvarmeselskaber som har halm som primært brændsel har følgende gennemsnitlige anlægssammensætning og varmelevering ab værk:

- **Halmkedel:** 5,6 MW indfyret kapacitet med en virkningsgrad på 98 %
- **Oliekedel:** 7,0 MW indfyret kapacitet med en virkningsgrad på 95 %
- **Varmelevering ab værk:** 15.000 MWh

Denne undergruppe dækker ca. 9 % af de danske fjernvarmeselskaber.

## Kraftvarmeselskaber med gasmotor, gaskedel og biomassekedel

Denne undergruppering tegner sig for ca. 11 % af de danske fjernvarmeselskaber. Undergruppen kan yderligere inddeles i to undergrupper som dog har enkelte overlap. Her er det antaget at de selskaber som har en halmkedel bruger halm som primært brændsel. Desuden er selskaberne som anvender skovflis, træpiller og biomasseaffald som primært brændsel slået sammen.

## Kraftvarmeselskaber med gasmotor og gaskedel

Kraftvarmeselskaberne i denne undergruppe har følgende gennemsnitlige anlægs-sammensætning og varmelevering ab værk:

- **Gasmotor:** 5,1 MW indfyret kapacitet, 2,1 MW elkapacitet og 2,7 MW varmekapacitet
- **Gaskedel:** 4,1 MW indfyret kapacitet med en virkningsgrad på 95 %
- **Varmelevering ab værk:** 8500 MWh

Denne undergruppe dækker ca. 16 % af de danske fjernvarmeselskaber.

## Kraftvarmeselskaber med gasmotor, gaskedel og fliskedel

Kraftvarmeselskaberne i denne undergruppe har følgende gennemsnitlige anlægs-sammensætning og varmelevering ab værk:

- **Gasmotor:** 10,6 MW indfyret kapacitet, 4,2 MW elkapacitet og 5,4 MW varmekapacitet
- **Gaskedel:** 9,9 MW indfyret kapacitet med en virkningsgrad på 94 %
- **Fliskedel:** 3,5 MW indfyret kapacitet med en virkningsgrad på 99 %
- **Varmelevering ab værk:** 31.000 MWh

Denne undergruppe dækker ca. 8 % af de danske fjernvarmeselskaber.

### **Kraftvarmeselskaber med gasmotor, gaskedel og halmkedel**

Kraftvarmeselskaberne i denne undergruppe har følgende gennemsnitlige anlægs-sammensætning og varmelevering ab værk:

- **Gasmotor:** 7,9 MW indfyret kapacitet, 3,1 MW elkapacitet og 4,3 MW varmekapacitet
- **Gaskedel:** 12,6 MW indfyret kapacitet med en virkningsgrad på 97 %
- **Halmkedel:** 5,4 MW indfyret kapacitet med en virkningsgrad på 92 %
- **Varmelevering ab værk:** 37.000 MWh

Denne undergruppe dækker ca. 3 % af de danske fjernvarmeselskaber.

### **Kraftvarmeselskaber med gasmotor, gaskedel og solvarme**

Kraftvarmeselskaberne i denne undergruppe har følgende gennemsnitlige anlægs-sammensætning og varmelevering ab værk:

- **Gasmotor:** 8,4 MW indfyret kapacitet, 3,4 MW elkapacitet og 4,4 MW varmekapacitet
- **Gaskedel:** 6,5 MW indfyret kapacitet med en virkningsgrad på 94 %
- **Solvarmeareal:** 7500 m<sup>2</sup>
- **Varmelevering ab værk:** 20.000 MWh

Denne undergruppe dækker ca. 11 % af de danske fjernvarmeselskaber.

### **Kraftvarmeselskaber med gasmotor, gaskedel og elpatron**

Kraftvarmeselskaberne i denne undergruppe har følgende gennemsnitlige anlægs-sammensætning og varmelevering ab værk:

- **Gasmotor:** 15 MW indfyret kapacitet, 6,1 MW elkapacitet og 7,4 MW varmekapacitet
- **Gaskedel:** 17,6 MW indfyret kapacitet med en virkningsgrad på 96 %
- **Elpatron:** 7,8 MW indfyret kapacitet med en virkningsgrad på 100 %
- **Varmelevering ab værk:** 34.000 MWh

Denne undergruppe dækker ca. 9 % af de danske fjernvarmeselskaber.