

Analyse af den gasfyrede kraftvarmesektor

Kunderapport

Juli 2013

Analyse af den gasfyrede kraftvarmesektor

Torben Kvist

Titel : Analyse af den gasfyrede kraftvarmesektor

Rapport kategori : Kunderapport

Forfatter : Torben Kvist

Dato for udgivelse : 10. juli 2013

Copyright : Dansk Gasteknisk Center a/s

Sagsnummer : 738-86; H:\738\86 Analyse gasfyrede kraftvarmesektor\Rapportering\Rapport_final.docx

Sagsnavn : Analyse af kraftvarme

Indholdsfortegnelse	Side
1 Resume.....	2
2 Indledning	4
2.1 Afgrænsning af analysen	4
3 Værkernes levetider og servicecyklus.....	5
3.1 Gasfyrede motorer	5
3.1.1 Installationsår for gasmotoranlæg	7
3.1.2 Simple-cycle-gasturbineanlæg	8
3.1.3 Installationsår	11
3.1.4 Combined-cycle-gasturbineanlæg.....	11
3.1.5 Sammenfatning af kapacitet og gasforbrug.....	12
4 Serviceforhold for kraftvarmeanlæg	13
4.1 Gasmotoranlæg	13
4.1.1 Tid til næste store service.....	17
4.2 Service af gasturbineanlæg	21
4.2.1 CC-GT.....	21
4.2.2 SC-GT	21
5 Stilstandsomkostninger for kraftvarmeanlæg	24
5.1 Gasmotoranlæg	24
5.2 Turbineanlæg	25
6 Skøn over fremtidig kraftvarmekapacitet	27
6.1 Skøn baseret på rammebetingelser	27
6.2 Skøn baseret på anlæggenes tekniske levetid	27
6.2.1 Gasmotoranlæg.....	28
6.2.2 Gasturbineanlæg.....	30

Bilag

- Bilag 1: Biogasfyrede gasmotorer
- Bilag 2: Betydning af rammebetingelser
- Bilag 3: Renovering af en gammel motor?

1 Resume

I forbindelse med energiforliget fra 2012 blev det besluttet, at der skal gennemføres en analyse af den danske gassektor. Energistyrelsen har bedt Dansk Gasteknisk Center (DGC) gennemføre en analyse af den gasfyrede kraftvarmesektor. Arbejdet er begrænset til decentrale gasfyrede kraftvarmeanlæg og dækker værkernes levetider og servicecyklus, stilstandsomkostninger og skøn over fremtidig kraftvarmekapacitet.

Der er installeret ca. 1.000 MW_e kapacitet på de naturgasfyrede motorbase-rede kraftvarmeværker, knap 500 MW_e på combined-cycle-anlæg og ca. 140 MW_e på simple-cycle-gasturbineanlæg. Fælles for motor- og turbineanlæg er, at installationsåret ikke er særlig relevant i forhold til vurdering af anlæggenes restlevetid. Det skyldes, at når anlæggene er blevet hovedrenoveret, er de principielt, som da de blev installeret. Det er dog en forholdsvis dyr operation. Interviews har vist, at flere anlæg vælger ”at spare” på driftstimetallet for at undgå at skulle afholde omkostning til hovedrenovering inden 2019, hvor grundbeløbet bortfalder.

Stilstandsomkostninger er vurderet på baggrund af interviews. Stilstandsomkostningerne udgøres primært af omkostninger til gaskapacitet, service, forsikring og varmeholdelse af anlæggene. Stilstandsomkostninger beløber sig til 50.000-150.000 kr./MW_e pr år. Det store span skyldes, at nogle af anlæggene har en minimumsbetaling inkluderet i deres servicekontrakt.

Den forventede fremtidige elkapacitet er vurderet ud fra hhv. de økonomiske rammebetingelser og ud fra teknisk restlevetid, hvilket her vil sige, hvor lang tid der er til næste hovedrenovering. Den generelle holdning er, at anlæggene er afhængige af grundbeløbet. Det betyder, at det forventes, at mange anlæg vil afvikle kraftvarmeenhederne, når grundbeløbet bortfalder. Anlæg under 5 MW indfyret kan overgå til treledstariffen og forventes at kunne forblive i drift. Disse udgør godt 300 MW_e.

Det vurderes, at en samlet elkapacitet på 370 MW_e forventes at skulle hovedrenoveres inden 2020 og yderligere 350 MW_e fra 2020 til 2025. Det er desuden vurderet, at i alt 208 MW_e vil bortfalde frem til 2019 og yderligere 197 MW_e vil bortfalde fra 2020 til 2025 pga. forestående hovedrenovering. Det skal bemærkes, at de angivne kapaciteter er forbundet med betydelig

usikkerhed, og at effekten af økonomiske rammebetingelser ikke er medtaget i denne del af analysen.

2 Indledning

I forbindelse med energiforliget fra 2012 blev det besluttet, at der skal gennemføres en analyse af den danske gassektor. Energistyrelsen har bestilt Dansk Gasteknisk Center (DGC) til at gennemføre en analyse af den gasfyrede kraftvarmesektor. Det gennemførte arbejde beskrives i nærværende rapport.

Projektet består af følgende tre delelementer.

1. Værkernes levetider og servicecyklus

Analyse af værkernes forventede tekniske restlevetid, herunder analyse af installationsår, frekvens for store serviceeftersyn, antal driftstimer, der er til rådighed før næste større eftersyn.

2. Stilstandsomkostninger

Analyse af, hvilke stilstandsomkostninger værkerne har, herunder hvad det vil koste at holde værkerne driftsklare, uden at de opnår et væsentligt driftstimetalt.

3. Skøn over fremtidig kraftvarmekapacitet

Aggregering af de forventede ændringer i forhold til ændring i forventet kraftvarmekapacitet - specielt med fokus på 2020, 2025 og 2035.

Til løsning af opgaven er der benyttet eksisterende registreringer om værkerne kombineret med indhentning af oplysninger fra kontakter i branchen. Desuden er der gennemført interviews af motorleverandører og anlægsejere.

2.1 Afgrænsning af analysen

Denne undersøgelse omhandler – som titlen indikerer – en analyse af den gasfyrede kraftvarmesektor i Danmark. Dette inkluderer motoranlæggene, simple-cycle-gasturbineanlæg og combined-cycle-gasturbineanlæg. Undersøgelsen begrænser sig dog til decentrale anlæg. Dvs. damp turbineanlæg og centrale kraftvarmeværker er ikke en del af undersøgelsen.

3 Værkernes levetider og servicecyklus

I det følgende beskrives kraftvarmeværkernes levetider og servicecykluser samt installeret effekt for hhv. gasmotoranlæg, simple-cycle- og combined-cycle-gasturbineanlæg.

3.1 Gasfyrede motorer

I Danmark er der en installeret elproduktionskapacitet på ca. 1.000 MW_e på motorbaserede decentrale kraftvarmeanlæg. Den overvejende del af denne udgøres af naturgas, men der er også anlæg, der kører på biogas og på forgasningsgas. Der er mere end 25 forskellige motorfabrikater installeret på kraftvarmeanlæg.

Fire motorfabrikater udgør 91 % af den installerede elkapacitet, og 94 % af naturgasforbruget på alle motoranlæggene i 2011 er brugt på disse fire fabrikater. Se Tabel 1.

Tabel 1 Antal installerede motorer, deres elkapacitet og naturgasforbrug mv. Tabellen viser kun anlæg, der alene er naturgasfyrede. Reference: Energiproducenttællingen 2011.

Motorfabrikat	Model	Antal værker	Antal gasmotorer	Elkapacitet [MW _e]	Naturgasforbrug [TJ]	η_{el}
Caterpillar	34	3	3	1,1	11,9	34,7
	35	72	108	106,8	2.373,7	36,1
	36	19	30	98,4	1.468,0	37,1
	cm34	2	3	18,0	550,6	42,7
Caterpillar, i alt		96	144	224,3	4.404,2	
Jenbacher	56	1	1	0,1	7,5	31,3
	200	1	1	0,3	11,0	27,9
	300	106	157	128,2	2.806,4	36,7
	400	11	13	15,7	382,2	39,9
	600	24	38	93,9	2.215,3	39,5
Jenbacher, i alt		143	210	238,2	5.422	
Rolls-Royce	K	49	76	216,9	4.533,2	40,3
	B	4	4	23,8	519,7	44,1
Rolls-Royce, i alt		53	80	240,7	5.052,9	
Wärtsilä	25	14	22	53,1	973,8	38,7
	28	4	6	26,9	271,9	39,2
	32	2	3	19,2	206,9	40,1
	34	8	11	63,9	1.296,7	41,5
	175	2	3	2,5	1,1	33,9
	220	3	3	15,5	420,7	41,5
Wärtsilä, i alt		33	48	181,1	3.171,1	
Ovenstående i alt		325	482	884	18.051	
Øvrige motorer i alt		75	128	87	1.155	
"De fire store" udgør		81 %	79 %	91 %	94 %	
Total, alle		400	610	971,0	19.206	36,9

Foruden de rent naturgasfyrede motoranlæg findes der, som nævnt, desuden en række rent biogasfyrede motoranlæg og en række anlæg, der er fyret med en blanding af biogas og naturgas. Der er i alt 170 motorer, der kører biogas alene, og det samlede gasforbrug for disse er 3.100 TJ pr. år.

Der er i alt 17 motorer, der anvender blandinger af naturgas og biogas, og det samlede gasforbrug for disse er 6,6 TJ pr. år. Af dette udgør biogas to tredjedele af det samlede gasforbrug. For yderligere information henvises til Bilag 1. Desuden findes der i Danmark to motorbaserede kraftvarmeværker i drift, som er fyret med forgasningsgas fra termisk forgasning af biomasse.

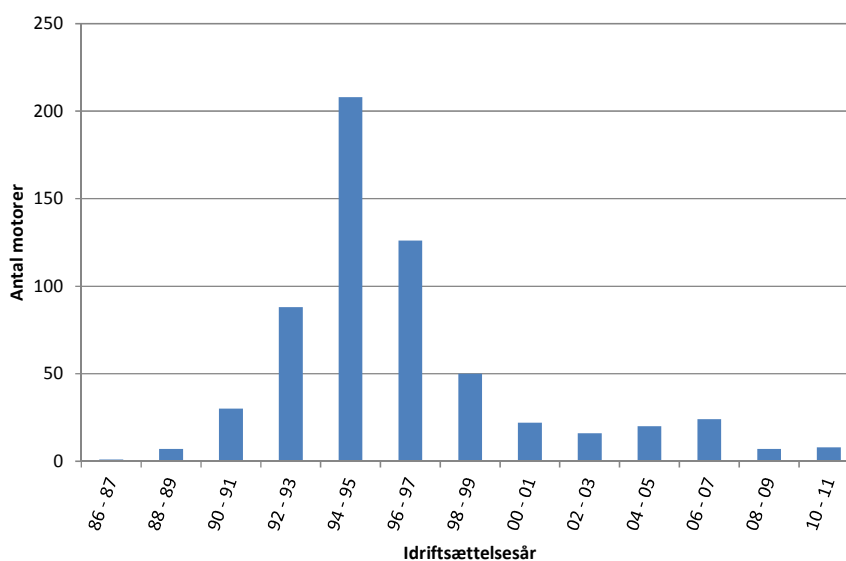
Det ene anlæg – Harboøre – har en indfyret effekt på 3,7 MW_{th} og en elkapacitet på 1 MW_e. Det andet anlæg er placeret i Skive og har en indfyret effekt på 20 MW_{th} og en elkapacitet på 6 MW_e.

Motorene, der aftager biogas og forgasningsgas, har betydeligt flere driftstimer pr. år. Det skyldes, at de ”skal” aftage den producerede gas, og at produktionsanlæggene helst skal have mange driftstimer for at opretholde en fornuftig økonomi. Visse af anlæggene har dog et gaslager. Lagrene kan indeholde nogle timers gasproduktion. På energibasis udgør forbruget af de grønne gasser ca. 8 % af det samlede gasforbrug på de decentrale kraftvarmeinstallationer, og de repræsenterer ca. 4 % af elkapaciteten.

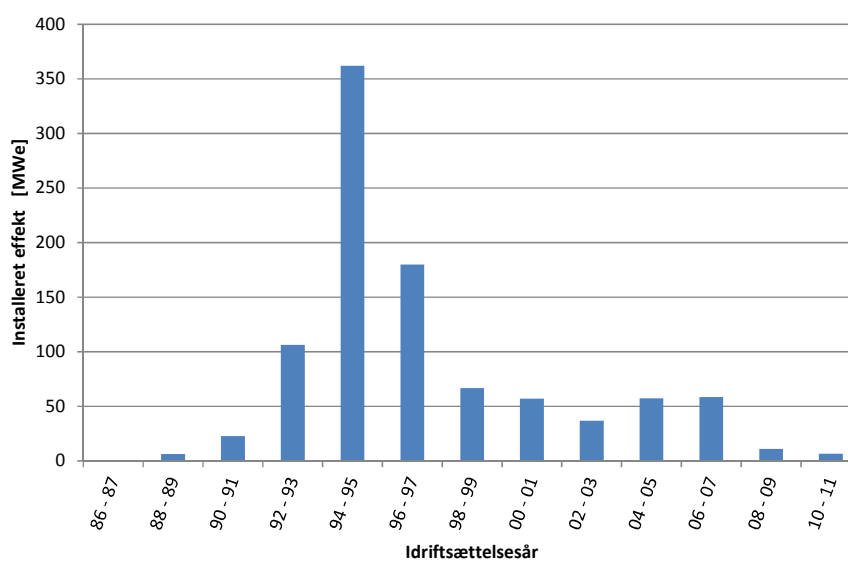
Gasforbruget for de dominerende fire fabrikater udgør 94 % af det samlede naturgasforbrug. Derfor er der fokuseret på disse anlæg i analysen.

3.1.1 Installationsår for gasmotoranlæg

En meget stor del af disse motorer blev installeret midt i 90’erne. Dette er illustreret i Figur 1 og Figur 2.



Figur 1 *Installationsår for de eksisterende naturgasfyrede motorer på decentrale kraftvarmeværker.*



Figur 2. Installationsår for den eksisterende eleffekt på naturgasfyrede motoranlæg.

3.1.2 Simple-cycle-gasturbineanlæg

Der findes simple-cycle-gasturbineanlæg (SC-GT) både i industrien og i kraftvarmesektoren. Da driften af disse anlæg vil være motiveret af forskellige forhold, er de i de følgende delt op i de to kategorier.

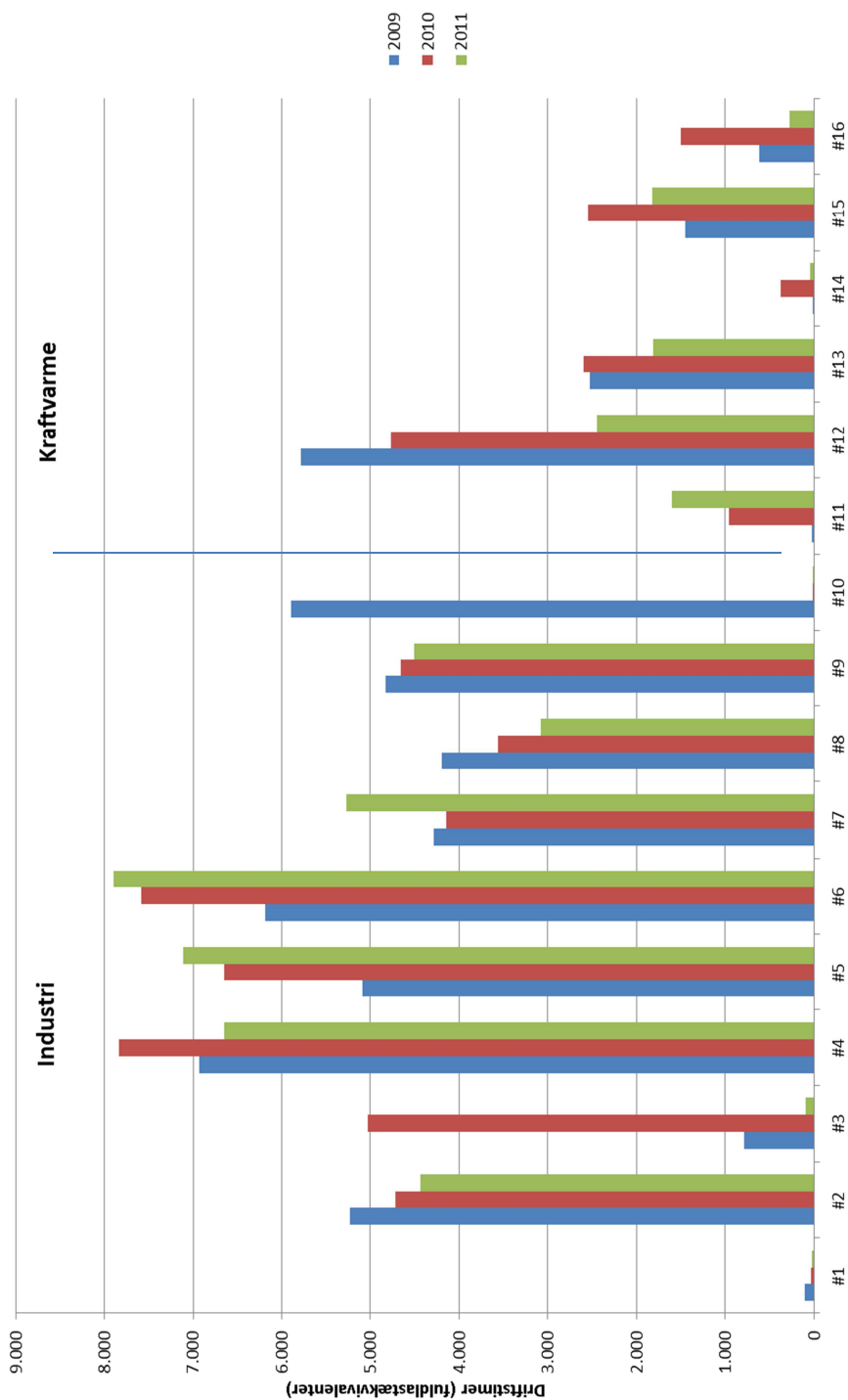
Tabel 2 Industrianlæg med simple-cycle-gasturbineanlæg.

	Idriftsat	Indfyret kapacitet MW	Elkapacitet MW	Gasforbrug i 2011 TJ
Anlæg #1	1997	20	6	2
Anlæg #2	1995	46	14	735
Anlæg #3	1999	80	30	27
Anlæg #4	1995	17	5	407
Anlæg #5	1996	17	5	435
Anlæg #6	1996	17	5	483
Anlæg #7	1997	17	5	323
Anlæg #8	1996	16	5	0
Anlæg #9	1997	75	15	830
Anlæg #10	1994	17	5	276
Anlæg #11	1989	19	4	0
		341	99	3519

Table 3 Kraftvarmeanlæg med simple-cycle-gasturbineanlæg.

	Idriftsat	Indfyret kapacitet MW	Elkapacitet MW	Gasforbrug i 2011 TJ
Anlæg #12	1989	21	6	119
Anlæg #13	1989	13	4	84
Anlæg #14	1992	14	4	2
Anlæg #15	1987	55	17	364
Anlæg #16	1989	29	9	28
		132	40	598

For at vurdere hvordan de forskellige SC-GT-anlæg anvendes, er det ækvivalente fuldlastdriftstimental beregnet. Dette er gjort ud fra data fra Energi-producenttællingen 2009-2011. Resultatet er vist i Figur 3. Heraf fremgår det, at driftstimentallet generelt er betydeligt lavere for kraftvarmeanlæggene end for industrianlæggene. Industrianlæg leverer oftest i forhold til virksomhedens øvrige drift.



Figur 3 Det ækvivalente fuldlastdriftstimetallet beregnet ud fra Energiproducenttællingen.

To af industrianlæggene er koblet på fjernvarmenet.

3.1.3 Installationsår

Tabel 3 og Tabel 2 viser, at SC-GC generelt har en del år på bagen. Industrianlæggene er installeret i perioden 1989-1999, og kraftvarmeanlæggene er installeret fra 1989-1997.

3.1.4 Combined-cycle-gasturbineanlæg

I 90'erne blev der etableret en række combined-cycle-gasturbineanlæg som en del af den decentrale kraftvarmeforsyning. Disse er angivet i Tabel 4. Heraf fremgår det, at de udgør en samlet elkapacitet på 487 MW_e. Dette er inklusive både gasturbinen og dampkredsen.

Tabel 4 Combined-cycle-gasturbineanlæg på danske decentrale kraftvarmeverker. Den angivne elkapacitet er for både gasturbine og dampkreds.

					2011	
	Antal gasturbiner	I drift	Indfyret kapacitet MW	El-kapacitet Værk MW	Naturgasforbrug [TJ]	Naturgasandel [%]
Værk #1	1	1996	130	57	2.060	100
Værk #2	1	1996	132	56	165	100
Værk #3	1	1993	140	59	1.201	100
Værk #4	1	1992	90	33	729	45
Værk #5	1	1998	80	39	1.118	100
Værk #6	2	1995	230	109	3.173	100
Værk #7	1	1996	138	58	792	52
Værk #8	1	1991	174	77	2.409	100
I alt	10		1.114	487	11.646	

To af kraftvarmeverkerne er delvist affaldsfyrede anlæg. På begge anlæg leverer både affaldskedel og afgaskedel damp til en fælles dampskinne. På det ene kraftvarmeverk anvendes turbineanlægget til at levere varme, når varmebehovet ikke kan dækkes af affald. Når elprisen er tilstrækkelig høj, og der er behov for varmen, kører man fuldlast med turbineanlægget. Når der er behov for ekstra varme, og elprisen er lav, køres turbineanlægget ved lav last. Herved fås en højere varmeproduktion pr. mængde naturgas, der anvendes. Turbineanlægget har i alt ca. 4.000 driftstimer pr. år.

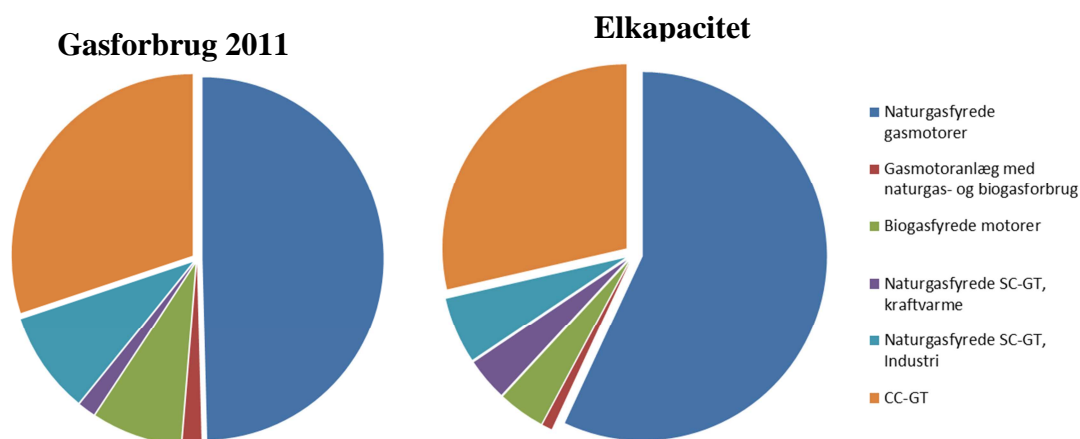
Ved det andet værk er der etableret et geotermianlæg og et kedelanlæg, der kan levere varme, når varmeproduktionen fra affald ikke er tilstrækkelig. Det har betydet, at turbinen i dag har meget få driftstimer. Anlægget opstar-

tes ca. en gang pr. kvartal for at kunne dokumentere, at anlægget reelt er til rådighed. Begge anlæg modtager grundbeløbet.

3.1.5 Sammenfatning af kapacitet og gasforbrug

I ovenstående er kapaciteten og gasforbruget for forskellige anlægstyper beskrevet. Figur 4 viser fordeling på elkapacitet og gasforbrug (på energibasis) for de undersøgte anlægstyper.

Af figuren fremgår det, at ca. 60 % af den installerede elkapacitet for de undersøgte anlægstyper udgøres af de naturgasfyrede gasmotoranlæg. Den næste større gruppe er combined-cycle-gasturbineanlæg. Disse anlæg repræsenterer ca. 30 % af den installerede eleffekt.



Figur 4 Fordeling af elkapacitet og gasforbrug for de anlægstyper, der er inkluderet i undersøgelsen.

4 Serviceforhold for kraftvarmeanlæg

4.1 Gasmotoranlæg

Næsten alle anlægsejere har en servicekontrakt med deres motorleverandør. Disse kontrakter eller aftaler beskriver, hvilke services der skal udføres for den pågældende motormodel, og hvornår disse services skal foretages. Et serviceforløb består typisk af en række mindre services og inspektioner, en lidt større service og en egentlig hovedreovering. Efter en hovedreovering er motoren principielt som ny. Der er betydelig forskel på, hvor ofte de forskellige motormodeller skal hovedreoveres. For de fire store fabrikater på det danske marked varierer det mellem 32.000 og 60.000 driftstimer. Flere modeller har skiftet serviceplan undervejs, så der er længere mellem serviceintervallerne, end da motorerne blev installeret. Nogle er gået fra 32.000 til 40.000 timer, nogle fra 40.000 til 45.000 timer og andre fra 40.000 til 60.000 timer mellem hovedreoveringerne.

Der er desuden forskel på, hvad der er inkluderet i en hovedreovering. Noget, der for nogle modeller er en del af hovedreovering, sker tidligere i servicecyklussen for andre modeller.

Nedenfor er vist et eksempel på udvalgte elementer i en serviceplan. Nedenstående er kun et tænkt eksempel, der er baseret på oplysninger fra leverandørerne.

Eksempel på mulige elementer i en serviceplan:

12.500 timer:	Reovering/udskiftning af topstykker, inspektion/service på turbolader
25.000 timer:	Stempler og foringer
50.000 timer:	Plejlstænger og hovedlejer mv.

Som tidligere nævnt, varierer indhold og omfang af disse serviceaftaler betydeligt fra anlæg til anlæg. I nogle kontrakter er stort set alt inkluderet, og i andre tilfælde skal værket selv stå for en del af den planlagte service. Det kan fx være tjek og udskiftning af filtre, tændrør m.m. I nogle tilfælde in-

kluderer servicekontrakten hovedreovering, og i andre løber servicekontrakten lige ind til hovedreoveringen. Det betyder, at omkostningerne til selve reoveringen afholdes separat af værket. Det betyder i praksis, at nogle værker har "sparet op" til hovedreoveringen via servicekontrakten, mens andre skal foretage en investering for at kunne fortsætte driften. Afhængig af motorstørrelse og fabrikat beløber en hovedreovering sig til 1,2-3,3 mio. kr., se Tabel 5. Motorleverandørerne vurderer samstemmende, at det er det store service, hovedreoveringen, der udgør et økonomisk volumen, der bevirker, at man som motorejere kan overveje, om man skal udføre hovedreoveringen eller ej.

Tabel 5 Oplyste eller estimerede omkostninger til hovedreovering.

Leverandør	1 MW _e mio. kr.	3 MW _e og større motor mio. kr.
#1	1,4	3,3
#2	1,2	2,5
#3	-	2,5
#4	-	2-3

I det følgende er der regnet på et serviceforløb for en motor. Det er gjort ud fra oplysninger om budgetpriser for de enkelte servicetrin oplyst af en motorleverandør. Se Tabel 6. Foruden de services, der er beskrevet i tabellen, er der en række mindre services. Motoren skal hovedreoveres for hver 50.000 timer. Herefter starter serviceforløbet forfra.

Tabel 6 Omkostninger til større services af gasmotor. Vurderet af en af de interviewede motorleverandører. Enhed kr.

Driftstimer	Service-trin 1	Service-trin 2	Service-trin 3	Samlet
12.500	1.000.000	0	0	1.000.000
25.000	1.000.000	300.000	0	1.300.000
37.500	1.000.000	0	0	1.000.000
50.000 (hovedreovering)	1.000.000	300.000	2.000.000	3.300.000

For de anlæg, som ikke har hovedreoveringen som en del af servicekontrakten, udgør tidspunktet for hovedreoveringen og den dertil knyttede investering i fremtidig produktionskapacitet et naturligt tidspunkt for at vurdere, hvorvidt en sådan investering er rentabel med det forventede fremtidige driftstimental.

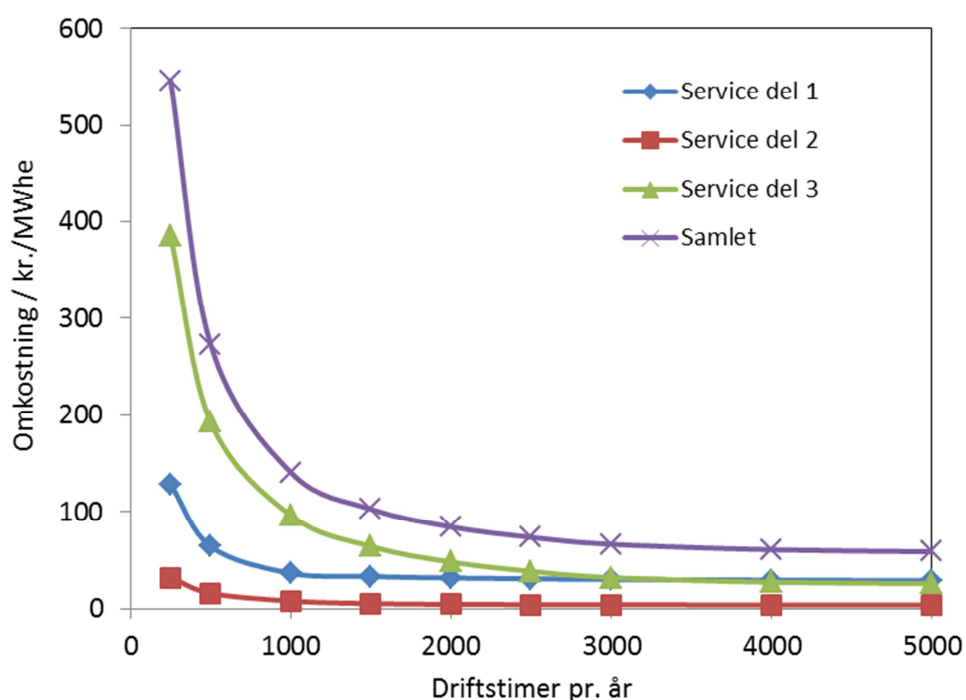
I den for værkerne ideale situation med en rente på 0 % og en ubegrænset periode, hvor produktionen kan fortsætte, ville værkerne ikke være tilbageholdende med at igangsætte hovedreoveringen, idet en sådan med de øvrige forudsætninger, som fx gaspris og elpris uændret, vil kunne tjene sig hjem over de næste 50.000 driftstimer.

I realiteten er værkerens beslutning dog underlagt:

- En realrente på p.t. (2013) omkring 5 %.
- En forventet levetid, der enten er politisk begrænset (naturgas ude af varme- og elproduktion i 2035) eller teknisk begrænset (substitution med bedre fremtidig teknologi).

Dette betyder, at værkerne ved en forventning om et lavt fremtidigt driftstimetotal vil være tilbageholdne med at foretage hovedreoveringen og vil lede efter alternative veje til at producere varme på en billigere måde. Effekten af få årlige driftstimer fremgår af Figur 5. Se evt. udviklingen i driftstimetallet i Figur 6.

Der er til baggrund for Figur 5 regnet med en rente på 5 %. I beregningerne er regnet med en hovedreovering, der skal gentages for hver 50.000 timer. Hvis der forventes 2.000 timer pr. år i fremtiden, vil der være 25 år mellem to hovedreoveringer. Hvis man har valgt, at investeringen skal være afskrevet over kortere periode end de 25 år, vil anlægget ikke have opnået de 50.000 timer, og omkostningen pr. opnået driftstime vil være højere, end hvis anlægget har kunnet opnå de 50.000 timer i afskrivningsperioden. Effekten af disse forhold er illustreret i Figur 5, der viser serviceomkostninger for de tre servicetrin, når der tages hensyn til både rente og afskrivningsperiode. Der er regnet med "trin 1" efter 12.500 timer, "trin 2" efter 25.000 timer og "trin 3" efter 50.000 timer. Af figuren fremgår det, at omkostningen pr. produceret MWh_{el} stiger betydeligt, hvis driftstimetallet falder for et anlæg. Det skyldes renter, og at investeringen skal afholdes over færre driftstimer end de 50.000.



Figur 5 Omkostning til service af en gasmotor, når finansielle omkostninger inkluderes. Der er regnet med en rente på 5 %, og at investeringen, der er forbundet med renovering, skal være afskrevet efter maksimalt 15 år.

Omkostninger til servicekontrakterne betales i forhold til antallet af driftstimer, som de pågældende motorer har opnået i perioden. I mange af aftalerne er der en passus om et minimumsdriftstimetalt. Dette minimumskrav varierer også meget fra anlæg til anlæg. Foruden fabrikatet afhænger minimumstallet også af, hvor omfattende serviceaftalen er. Minimumskravet betyder, at anlæggene skal betale for det angivne minimumskrav, uanset om motoren har opnået minimumskravet eller ej.

To af de fire leverandører har et fast minimumsdriftstimetalt på 2.000 timer pr. år, mens de to øvrige leverandører oplyser, at de typiske minimumsdriftstimetalt varierer mellem 500 og 2.500 timer.

Dvs. at et anlæg med en 3 MW_e motor, hvor der er indgået servicekontrakt med minimum 2.000 driftstimer/år og en servicepris på 40 kr./MWh, som minimum har en omkostning på 240.000 kr./år til servicekontrakten, uanset om motoren har opnået 500, 1.000 eller 2.000 driftstimer det pågældende år.

Et anlæg, der har få driftstimer, og som også forventer få driftstimer fremover, må derfor forventes at overveje at opsige deres serviceaftale og i stedet få udført service efter regning af deres leverandør. Fordelen for anlægsejeren er lavere faste omkostninger til service. Ulempen er, at omkostninger til både planlagt og ikke-planlagt service afholdes efter regning. Dette indebærer en betydelig økonomisk usikkerhed for værkerne.

En leverandør tilbyder sine kunder en samarbejdsaftale i stedet for en egentlig serviceaftale. En samarbejdsaftale kan indebære, at leverandøren

- stiller en vagtordning til rådighed
- overvåger motor online
- forpligter sig til at kunne levere reservedele
- forpligter sig til aftalte leveringsfrister.

En leverandør tilbyder, at man i en vis udstrækning kan overgå fra faste serviceintervaller til CBM (condition based maintenance), altså at service gennemføres på baggrund af motorens faktiske tilstand i stedet for antal driftstimer alene. I praksis kan det gøres ved, at man fx undersøger topstykke, cylinder, foring for én cylinder og på baggrund heraf vurderer, om det er tid til renovering. En anden leverandør oplyser, at de har valgt ikke at tilbyde denne løsning. Argumentet er, at de vurderer, at inspektion af ét stempel, én foring og ét topstykke ikke er tilstrækkeligt til at garantere, at de øvrige er i en tilfredsstillende stand.

4.1.1 Tid til næste store service

De fire nævnte motorleverandører er desuden blevet spurgt om forestående hovedrenoveringer af deres anlæg, og om hovedrenoveringen er inkluderet i servicekontrakten.

Leverandør #1

En motorleverandør oplyser, at ca. 70 % af deres kunder har en servicekontrakt, der inkluderer hovedrenoveringen. Det betyder, at når disse anlæg når tidspunktet for hovedrenoveringen, er omkostningerne allerede afholdt. Af de resterende vurderes det, at der er ca. 10 anlæg på godt 3 MW_e, der inden for de næste 3 år står over for hovedrenovering.

Et af disse anlæg har fået foretaget en inspektion af motoren. Grundet motorens stand har forsikringen indvilget i at forsikre motoren, selvom tidspunk-

tet for renovering udskydes 3.000 timer. Herved forventer man at kunne holde anlægget i drift, indtil grundbeløbet bortfalder.

Motorleverandør #2

Leverandøren oplyser, at ”kun ganske få” af deres kunder har valgt at have hovedrenoveringen inkluderet i servicekontakten. I stedet betaler de en lave-re timebaseret servicepris og afholder selv omkostningen til hoverenovering. Enkelte af kunderne, der har forholdsvis få driftstimer, har opsagt serviceaftalen og får nu i stedet afholdt service efter regning.

Leverandøren oplyser, at ingen af motorerne står over for en hovedrenovering inden for de næste 12.000 driftstimer.

Motorleverandør #3

Leverandøren oplyser, at alle installerede motoranlæg har været gennem en større midtvejsservice, der skal gennemføres, når motoren har nået halvdelen af de driftstimer, motoren kan opnå inden hovedrenoveringen, dvs. ca. 20.000 driftstimer. Ca. 65 % af de installerede anlæg har fået gennemført en hovedrenovering, og ingen har endnu fået gennemført hovedrenovering nummer to.

Spredningen i antallet af driftstimer er forholdsvis stort. Enkelte har kun netop fået gennemført en større midtvejsservice, og andre netop fået gennemført midtvejsservice nummer to. Det betyder, at de installerede anlæg, der har fået gennemført hovedrenovering, alle har minimum ca. 20.000 timer inden næste hovedrenovering. De anlæg, der ikke er hovedrenoveret, har maksimalt 20.000 driftstimer tilbage, inden hovedrenovering forestår. Ca. 60 % af de installerede anlæg opererer i dag med en serviceaftale, der inkluderer hovedrenoveringen. Det betyder, at de ikke har et incitament til ikke at få gennemført hovedrenoveringen. De har så at sige allerede betalt for den via servicekontrakten.

Motorleverandør #4

Leverandøren vurderer, at under 5 % af deres anlæg har en serviceaftale, hvor hovedrenoveringen er inkluderet. Det er oplyst, at det kan forventes, at hovedrenoveringer fremover vil komme jævnt fordelt, såfremt der ikke sker betydelige ændringer i driftstimetallet de kommende år.

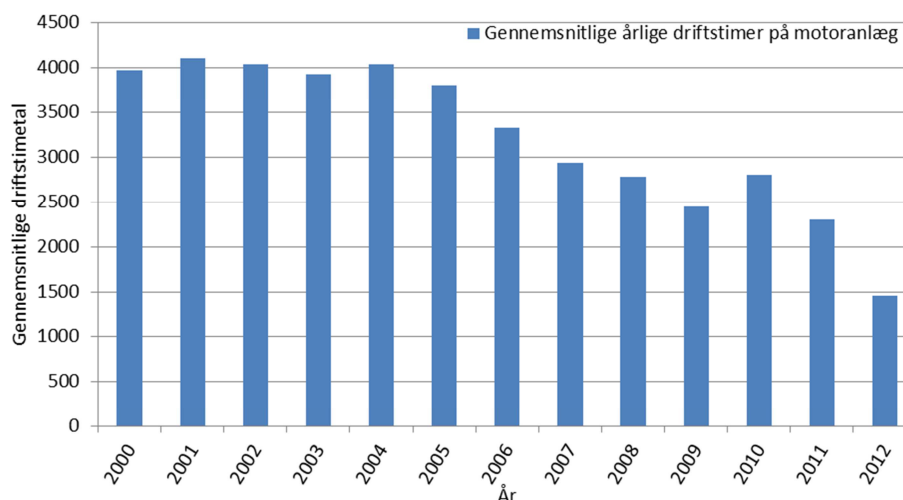
Leverandørerne har oplyst, at nogle anlæg, der står foran en hovedrenovering, har valgt at hæve deres kippris¹. Det betyder, at de også udskyder tidspunktet for hovedrenovering for at kunne holde motorerne i drift, indtil grundbeløbet bortfalder.

Som et led i denne undersøgelse har DGC kontaktet en række anlægsejere for at indhente oplysninger omkring stilstandsomkostninger, serviceforhold mv. Flere af de kontaktede anlægsejere har anført, at blandt andet de ændrede rammebetingelser har gjort, at det er blevet dyrere at producere varme på naturgasfyrede motoranlæg. Det er typisk forsyningssikkerhedsafgiften, ændring i E- og V-formel og NO_x-afgiften, der er blevet nævnt. For at vurdere betydningen af rammebetingelser for værkernes driftsøkonomi har DGC – for et tænkt anlæg – beregnet effekten af rammebetingelserne for den marginale elproduktionspris.

Med disse forudsætninger bliver den beregnede marginalpris for elproduktion for 2011 (med ”de gamle rammebetingelser”) og 2013 (med de nuværende rammebetingelser) hhv. 311 og 332 kr./MWh_{el}. Den beregnede varmeproduktionspris er steget med 65 kr./MWh som følge af de ændrede rammebetingelser. Det skal bemærkes, at det eneste, der varierer i de to tilfælde, er de tilskuds- og afgiftsmæssige rammebetingelser. Fx er gasprisen ikke ændret i beregningerne. For yderligere detaljer henvises til Bilag 2.

Flere leverandører udtrykte stor bekymring for udviklingen i antallet af driftstimer, de har opnået på motorerne de seneste år. Energistyrelsen har stillet Energiproducenttællingen for årene 1994-2011 til rådighed for undersøgelsen. For at kunne vurdere driftstimetallet for 2012 har DGC fået adgang til anonymiserede data over naturgasforbruget for alle naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværke i HMN’s område. Der er antaget, at ændringer i gasforbruget fra 2011 til 2012 i HMN’s område er repræsentativ for hele landet. På baggrund af ovenstående er det gennemsnitlige driftstimetallet vurderet for årene 2000 til 2012. Heraf fremgår det, at driftstimetallet har været kraftigt faldende de seneste år, se Figur 6.

¹ Den elpris, der skal til for, at et værk vælger at producere varme på et kraftvarmeanlæg frem for et kedelanlæg uden samhørende elproduktion.



Figur 6 Gennemsnitlige driftstimer for motoranlæg på naturgasfyrede decentrale kraftværker. Data dækker de fire store motorfabrikker. Vurderet ud fra Energiproducenttællingen. Data for 2012 er fremskrevet ud fra naturgasforbruget for gasmotor- og gasturbinfyrede anlæg i HMN's forsyningsområde.

Generelt har de interviewede anlægsejere oplyst, at de forventer flere driftstimer i 2013 end i 2012. Det ændrer dog ikke ved, at optimismen i branchen generelt er beskednen.

Som alternativ til en hovedreovering vil værkerne vurdere, om det bedre kan betale sig at investere i en ny motor med højere virkningsgrad, en varmpumpe, en biomassekedel eller andet. En gammel tommelfingerregel i branchen siger, at man bør overveje udskiftning i stedet for hovedreovering på en motor, hvis en ny motor har en elvirkningsgrad, der er 3 procentpoint højere end den eksisterende, som står foran en hovedreovering. Dette er naturligvis under forudsætning af, at man forventer at opnå et tilstrækkeligt driftstimeretal til at kunne forrente investeringen. Beregninger indikerer, at det er muligt for et værk at reducere den marginale elpris med 40 kr./MWh_e ved at udskifte en ældre eksisterende motor med en ny, hvis den har en elvirkningsgrad, der er 3 procentpoint højere. Se Bilag 3 for detaljer.

Motorene på de danske kraftvarmeværker er optimeret mht. høj ydelse og høj virkningsgrad. Det betyder, at motorer er hårdt belastet ved normal fuldlastdrift. Hvis lasten på en motor reduceres, vil belastningen på anlægget blive reduceret mere end ligefrem proportionalt med lastreduktionen. Man kan forvente, at det derved vil være muligt at reducere frekvensen for ho-

vedreovering. Det er dog ikke en løsning, man umiddelbart kan vælge som aftaler mv. pt. er udformet. Det skyldes bl.a., at selskabet, der forsikrer motorer, kræver, at det specificerede serviceforløb overholdes. Muligheden herfor kan evt. undersøges nærmere.

4.2 Service af gasturbineanlæg

Ligesom for gasmotorer gælder det, at anlæggets alder ikke er afgørende. Det skyldes, at anlæggenes tekniske alder nulstilles ved en hovedreovering, hvis de roterende dele udskiftes.

4.2.1 CC-GT

Serviceplanen for anlæggene forløber i flere trin. For størstedelen af disse maskiner gælder det, at der for ca. hver 4.000 timer, dog minimum en gang om året, skal foretages boroskopundersøgelser til overvågning af anlæggets tilstand. Efter ca. 25.000 timer reoveres – alternativt udskiftes – anlæggets varme dele, dvs. brændere og evt. forreste skovlrække, og efter ca. 50.000 timer får anlægget en ”major overhaul”. Det er oplyst, at disse anlæg normalt ikke har en servicekontrakt, der dækker de større services. I stedet sendes disse services ofte i udbud.

Enkelte anlæg er blevet kontaktet. Et delvist affaldsfyret værk oplyser, at gasturbineanlægget stort set ikke har været i drift siden november 2012. Det skyldes, at der er blevet installeret et geotermi- og kedelanlæg. Sammen med affaldsanlægget er det i stand til at dække det lokale varmebehov. På et andet delvist affaldsfyret værk er det til tider nødvendigt at køre med turbineanlægget for at dække det lokale varmebehov. Hvis elprisen er tilstrækkelig høj, udnyttes hele elproduktionskapaciteten. Hvis elprisen er lav, og der er behov for varme, opereres turbineanlægget ved minimumslast, idet man her opnår en relativ højere varmeproduktion pr. anvendt mængde naturgas.

4.2.2 SC-GT

Som det fremgår af Tabel 3 og Tabel 2, udgør EGT-modellerne Typhoon og Tornado den største del af den installerede effekt blandt SC-GT-anlæggene. Disse anlæg serviceres af samme servicefirma. Servicefirmaet oplyser, at turbineanlæggene har serviceforløb, der minder meget om CC-GT-anlæggene. 75 % af den installerede elkapacitet på disse anlæg har en vedli-

geholdelseskontrakt, der inkluderer hovedreoveringen. Det betyder, at disse anlæg "sparer op" til alle større services via deres vedligeholdelseskontrakt og dermed ikke kommer i en situation, hvor man kan vælge at tage anlæggene ud af drift pga. en forestående hovedreovering. Det er ligeledes oplyst, at det typisk er industrieanlæggene, der producerer procesdamp, som har en vedligeholdelseskontrakt, der inkluderer de større services. Efter en hovedreovering er anlægget som nyt igen, og garantien nulstilles.

Udvalgte anlæg, der ikke er inkluderet i ovenstående, er blevet kontaktet og interviewet omkring serviceforhold. Et firma oplyser, at gasturbineanlægget har forholdsvis få driftstimer tilbage, inden maskinen skal hovedreoveres. Dette, i kombination med at varmebehovet er faldet de seneste år, har medført, at man har valgt at "spare på" driftstiden for at kunne holde anlægget i drift i nogle år endnu. Det er forklaringen på, at anlægget kun har haft få driftstimer siden 2009, jf. Figur 3.

Et kraftvarmeværk oplyser, at anlægget er blevet hovedreoveret i 2010 og derfor ikke står over for større investeringer til vedligehold de næste år.

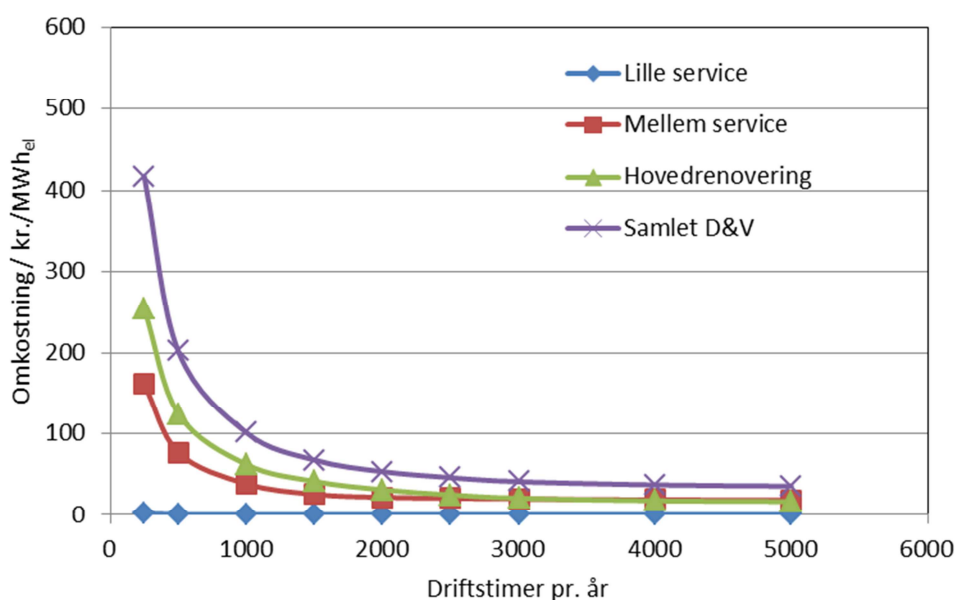
Omkostninger til service af GE-turbiner, der er meget brugt på CC-GT-anlæggene i Danmark, er vist i Tabel 7. Af tabellen fremgår det, at fx en 25.000 timers service koster mellem 7 og 15 mio. kr. for et anlæg med en elkapacitet på 25 MW_e. De 7 mio. kr. er for en turbine, hvor NO_x-reduktionen sker vha. indsprøjtning af vand eller damp, og de 15 mio. kr. er for en turbine, hvor NO_x-reduktionen sker uden vandindsprøjtning. Da vandet til NO_x-reduktion skal være helt rent, er der en betydelig omkostning forbundet med vandindsprøjtningen. Beløbene angivet i Tabel 7 svarer til ca. 1,5-2 mio. kr./MW_e over en hel servicecyklus på 50.000 timer.

Servicefirmaet, der servicere mange af simple-cycle-maskinerne, har oplyst de samlede serviceomkostninger for en hel servicecyklus. Serviceomkostningerne svarer til godt 4 mio. kr./MW_e over en hel servicecyklus på 48.000 timer. Firmaet har ikke ønsket at angive, hvor stor en del hovedreoveringen udgør af de samlede serviceomkostninger.

Tabel 7 Typiske omkostninger til service af CC-GT-maskinerne. Enhed: 1.000 kr.

Størrelse	Servicefrekvens			
	MW _e	4000 timer	25.000 timer	50.000 timer
25	70	7.000 - 15.000	20.000 - 25.000	
40	200	16.000 - 22.000	25.000 - 30.000	

Ligesom det er vist for gasmotorer, er kapitalomkostninger betydende for turbineanlæggene, hvis de kun opnår relativt få driftstimer pr. år. Det er vist i Figur 7. Heraf ses, at kapitalomkostningerne pr. produceret MWh_{el} begynder at stige betydeligt, hvis driftstimetallet er lavere end 2.000-2.500 driftstimer pr. år



Figur 7 Omkostning til service af en CC-GT-maskine, når finansielle omkostninger inkluderes. Der er regnet med en rente på 5 %, og at investeringen, der er forbundet med renoivering, skal være afskrevet efter maksimalt 15 år.

5 Stilstandsomkostninger for kraftvarmeanlæg

I en fremtid med en højere andel af vindenergi i det danske elsystem må det forventes, at driftstimetallet for de gasfyrede kraftvarmeværker vil falde. Det betyder, at eventuelle stilstandsomkostninger kan blive af større betydning for et kraftvarmeanlægs økonomi. For at vurdere stilstandsomkostninger er en række anlægsejere blevet bedt om at vurdere stilstandsomkostningerne på deres anlæg.

5.1 Gasmotoranlæg

Der er forskellige omkostninger forbundet med at have en motor stående driftsklar. Motoren skal holdes varm, og det sker typisk ved, at kølevandet holdes varmt og cirkuleres i motoren. Varmen kommer normalt fra fjernvarmevand. Omkostningen til dette er vurderet ud fra målt varmekonsum for forskellige år og fra antallet af driftstimer det pågældende år. Der er regnet med en varmepris på 300 kr./MWh. Den forholdsvis lave varmepris skyldes, at varme til dette formål er afgiftsfritaget.

For visse motoranlæg er generatorens spænding lavere end spændingen i det lokale elnet. Hvis det er tilfældet, skal spændingsniveauet fra motoren hæves vha. af en transformer. Der er et vist tab i transformeren, uanset om værket er i drift eller ej. Det er typisk relevant for de mindre motorer. Der findes dog også større motoranlæg, hvor det er nødvendigt at øge spændingsniveauet for at komme på nettet.

Som tidligere beskrevet, skal de fleste anlægsejere betale en vis minimumspris for servicekontrakten. For to af leverandørerne varierede minimumstimetallet fra kontrakt til kontrakt, og for de to øvrige var timetallet minimum 2.000 timer pr. år. Der er i det følgende regnet med minimum de 2.000 timer, en 3 MW_e motor og 40 kr./MWh_e som servicepris. Det giver en minimumsbetaling på 240.000 kr./år.

Derudover er der en række lovpligtige eftersyn, forsikring af motoranlægget og lovpligtig uddannelse mv. af driftspersonale. På baggrund af oplysninger fra anlægsejere har vi vurderet stilstandsomkostninger, se Tabel 8. For de adspurgte anlæg svarer det til 50-150.000 kr./MW_e pr. år. Det store span afhænger primært af, om anlægget har en serviceaftale, der indeholder mi-

nimum driftstimetallet eller ej. Hvis driftstimetallet bliver meget lavt, må det forventes, at mange anlæg vil opsigte deres servicekontrakt og købe den nødvendige service efter regning.

Tabel 8 Årlige stilstandsomkostninger for gasmotoranlæg.

	kr./år	
Lovpligtige eftersyn	10.000 -	35.000
Varmholdelse af motor	55.000 -	95.000
Transformertab	0 -	75.000
Forsikring	85.000 -	140.000
Uddannelse (stærkstrøm/sikkerhed)	10.000 -	40.000
Gas- og elkapacitet	200.000 -	280.000
Andet eftersyn (Serviceaftale)	0 -	850.000
I alt	360.000	1.515.000

Motorene holdes varme, så de kan være på fuld last efter 15 min. Hvis der slækkes på dette krav, kan omkostning til varmholdelse reduceres eller elimines helt.

Da der er stor usikkerhed omkring det fremtidige driftstimetallet, kan økonomien for værket efter DGC's vurdering bedst vurderes ud fra en model, hvor de faste omkostninger i tabel 8 uden service (100.000 kr./MW_e) kombineres med serviceomkostningerne til hovedreovering på en mio. kr./MW_e. Serviceomkostningen skal herefter forrentes og afskrives. Dette muliggør også en sammenligning med et af alternativerne til en hovedreovering, hvor værket køber en ny motor med forbedret virkningsgrad. Data for et sådant køb findes i Teknologikataloget, dog skal serviceomkostningerne for den nye motor også omregnes til færre driftstimer.

5.2 Turbineanlæg

For at få et overblik over stilstandsomkostninger for turbineanlæg er en række anlæg blevet kontaktet.

Et firma har tre gasturbiner, hvoraf én kun har få driftstimer hvert år. Ca. hver 14. dag startes anlægget – primært med det formål at dokumentere, at anlægget reelt er til rådighed. Da der er tale om kemisk industri, er forsikringsomkostningen så høj, at man har valgt ikke at forsikre anlægget. Der er oplyst om de primære stilstandsomkostninger, at der er årlig service på ca. 300.000 kr. og et varmeforbrug på ca. 200.000 kr.

Et andet firma, hvis turbineanlæg kun har få driftstimer, oplyser, at de ikke har en forsikring på anlægget. Derfor er det ikke nødvendigt med andet end en servicekontrakt, der alene er baseret på antallet af driftstimer. Det skal dog bemærkes, at man selv har risikoen, når anlægget ikke er forsikret. Anlæggets kedel er bypasset, da anlægget ikke p.t. skal kunne producere varme. Der er således ingen omkostninger til varmeholdelse af kedlen. De samlede omkostninger forbundet med at have anlægget stående til rådighed er vurderet til at være knap 150.000 kr. pr. år.

Et kraftvarmeværk med et turbineanlæg angiver, at de står foran en større service. Markedsforholdene gør, at de ikke forventer at kunne opnå tilstrækkelig driftstid på anlægget til at kunne forrente investeringen, inden grundbeløbet bortfalder. Derfor vælger de "at spare" på de resterende driftstimer for dermed at kunne holde anlægget i drift, indtil grundbeløbet bortfalder. Et andet værk har så høje marginalomkostninger, at de kun opnår få hundrede driftstimer pr. år, på trods af at anlægget for ganske få år siden har fået en større service. Anlæggene kræver kun meget lidt mandskab. Et værk har angivet ca. 1 mandeuge pr. år, og et andet værk har angivet, at det er "ubetydeligt".

På baggrund af oplysninger fra forskellige værker er stilstandsomkostninger vurderet og samlet i Tabel 9. Stilstandsomkostningerne svarer til ca. 100.000 kr./MW_e.

Tabel 9 Årlige stilstandsomkostninger for turbineanlæg på SC-GT-baserede kraftvarmeværker. Anlægsstørrelse 6-9 MW_e.

	Omkostning kr./år
Lovpligtige eftersyn	10.000 - 25.000
El og varmekonsum	20.000 - 250.000
Forsikring	135.000 - 500.000
Service	100.000 - 250.000
El og gaskapacitet	170.000 - 200.000
Sum	600.000 - 1.000.000

Et af de større CC-GT-anlæg har oplyst deres faste omkostninger. Disse svarer til ca. 150.000 kr./MW_e årligt. Hvis alene posterne angivet i Tabel 9 betragtes, svarer omkostningerne til ca. 80.000 kr./MW_e årligt. De øvrige omkostninger er afskrivning, personale mv.

6 Skøn over fremtidig kraftvarmekapacitet

I det følgende er der foretaget to forskellige skøn over den fremtidige elkapacitet for de undersøgte anlæg. Det første skøn er baseret på de gældende økonomiske rammebetingelser samt interviews, og det andet skøn er alene baseret på anlæggenes tekniske levetid. I dette tilfælde er effekten af de økonomiske rammebetingelser som bortfald af grundbeløb i 2019 ikke medtaget.

6.1 Skøn baseret på rammebetingelser

Der er foretaget et skøn over forventet kraftvarmekapacitet, når der tages udgangspunkt i de gældende rammebetingelser. Dvs. at anlæggene kan få grundbeløbet i 20 år fra nettilslutningen. Dog mindst til og med ultimo 2018.

De mindre anlæg med en indfyret effekt mindre end 5 MW kan med passende varsel skifte mellem grundbeløb/markedsvilkår og treledstarif. Det er forudsat, at el- og gaspriserne ikke ændrer sig drastisk.

De kontaktede gasmotoranlæg, hvad enten det er større motoranlæg eller gasturbineanlæg, har samstemmende udtrykt, at de er afhængige af grundbeløbet. På den baggrund er det vurderet, at den til rådighed værende elkapacitet efter 2018 vil være reduceret til godt 550 MW_e, og i 2031, når grundbeløbet udløber for de sidste anlæg, vil kapaciteten være reduceret til 311 MW_e. Den resterende kapacitet er de anlæg, der har en indfyret effekt lavere end 5 MW og derfor kan gå tilbage til treledstariffen.

Ovenstående er baseret på den ene forudsætning, at anlægsejerne oplyser, at de er afhængige af grundbeløbet, og hvis de ikke får det – eller noget alternativt – er de nødt til at afvikle anlæggene.

6.2 Skøn baseret på anlæggenes tekniske levetid

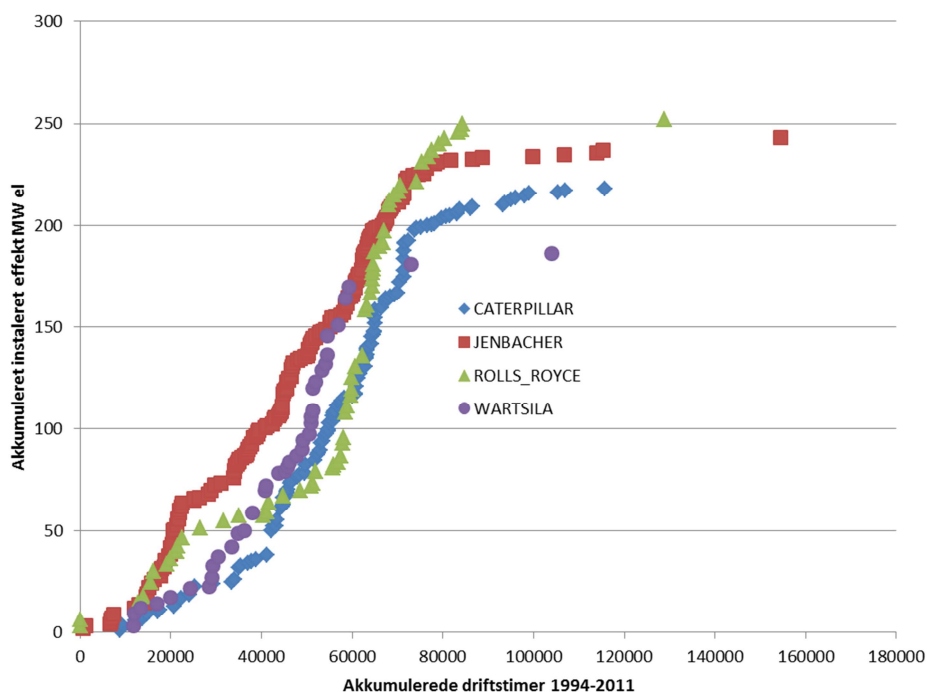
Tidligere er det vist, at hovedreovering af et gasmotor- eller et gasturbineanlæg kan være en relativ stor økonomisk byrde. Flere værker har oplyst, at de ”sparer” på restlevetiden for at kunne holde anlæggene i drift, indtil grundbeløbet falder bort efter 2018. I det følgende vurderes, hvornår anlæggene står over for en hovedreovering.

Vurderingen er alene baseret på:

- Elproduktion og elkapacitet for alle inkluderede anlæg for perioden fra installation og frem til 2011. Herudfra er der beregnet det årlige antal ækvivalente fuldlasttimer. Data stammer fra Energistyrelsens energiproducenttælling. For de få anlæg, der er ældre end 1994, er det antaget, at driften i de tidligere år har været som for 1994.
- Intervaller mellem to hovedrenoveringer er oplyst af serviceleverandører. For motoranlæggene er dette dog forbundet med en vis usikkerhed. Flere motormodeller har øget antallet af driftstimer til næste hovedrenovering i forbindelse med en hovedrenovering.
- Et antaget antal driftstimer pr. år fra 2012 og frem. 2.000 timer pr. år er antaget. Denne antagelse er naturligvis forbundet med betydelig usikkerhed.

6.2.1 Gasmotoranlæg

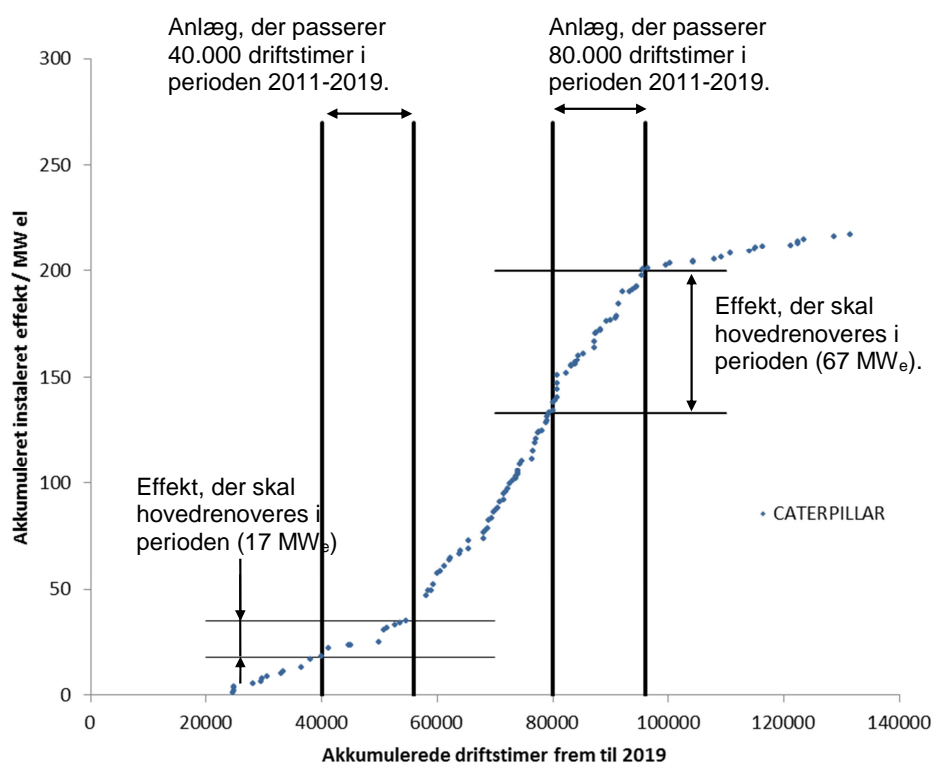
Den installerede eleffekt i form af gasmotoranlæg og antal driftstimer frem til og med 2011 er vist i Figur 8 for hvert af de fire store fabrikater af gasmotorer på danske kraftvarmeanlæg.



Figur 8 Den akkumulerede installerede eleffekt på gasfyrede motoranlæg vist som funktion af akkumuleret antal driftstimer. Hver markør repræsenterer et værk eller et motoranlæg.

På baggrund af ovenstående er det vurderet, hvor mange MW elkapacitet der vil skulle hovedrenoveres inden 2019. For at vurdere dette skal antallet af driftstimer frem til 2019 vurderes. Da produktionsdata frem til og med 2011 har været til rådighed, er driftstiden herfra og frem ekstrapoleret.

For Caterpillar-anlæg, hvor det er antaget, at de alle skal hovedrenoveres for hver 40.000 driftstimer, fås, at de anlæg, der skal hovedrenoveres, er dem, der opnår 40.000 eller 80.000 driftstimer i den angivne periode. Dette er illustreret i Figur 9. Heraf fremgår det, at anlæg med en samlet elkapacitet på 17 MW_e skal have deres første hovedrenovering i perioden, og 67 MW_e skal have anden hovedrenovering i perioden.



Figur 9 Illustration af, hvordan det er estimeret, hvor stor kapacitet der skal hovedrenoveres i en given periode.

Usikkerhed mht. til det illustrerede resultat knytter sig primært til usikkerheden på det fremtidige driftstimetotal.

Samlet for alle inkluderede gasmotoranlæg er det tilsvarende vurderet, at anlæg med en samlet kapacitet på 206 MW_e skal hovedrenoveres i perioden 2011-2019. Fra 2020 til 2025 er det yderligere 161 MW_e, der vurderes at

skulle hovedrenoveres. Det skal understreges, at resultaterne er forbundet med betydelig usikkerhed. Det skyldes som nævnt, at resultaterne er baseret på antagelser om, hvornår anlæggene opnår 2.000 driftstimer pr. år fremover, og at det ikke har været muligt at tage højde for, at nogle motormodeler har haft skiftende længde af serviceintervaller undervejs.

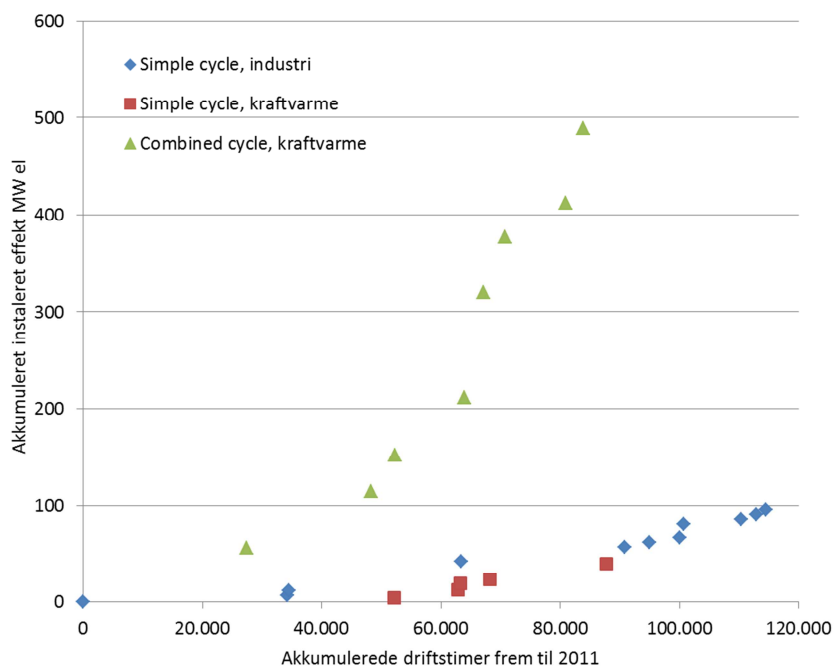
Hvorvidt anlæggene vil fortage hovedrenoveringer, afhænger af, om de forventer at kunne afskrive investeringen inden for en rimelig periode, og om der er et alternativ, der kan levere billigere varme, fx varmepumper.

Som tidligere beskrevet har en del af værkerne en servicekontrakt med motorleverandøren, der inkluderer hovedrenoveringen. Det oplyste svarer til, at ca. 270 MW_e har inkluderet hovedrenoveringen i servicekontrakten. Disse skal ikke afholde en ekstra investering.

6.2.2 Gasturbineanlæg

En tilsvarende vurdering kan principielt foretages for turbineanlæg.

Den installerede eleffekt i form af turbineanlæg og hvor mange driftstimer, de har haft frem til og med 2011, er vist i Figur 10.



Figur 10 Den akkumulerede installerede eleffekt på gasfyrede turbineanlæg vist som funktion af akkumuleret antal driftstimer. Hver markør repræsenterer et værk eller et anlæg.

Tilsvarende som for motoranlæggene er det vurderet, hvor stor en elkapacitet der vil skulle hovedrenoveres frem til 2019 og 2025. Det drejer sig for CC-GT-anlæggene om hhv. ca. 60 MW_e frem til 2019 og yderligere 170 MW_e fra 2020 til 2025.

For SC-GT-industrianlæggene er det vurderet, at de får 4.000 driftstimer om året fremover. Med denne antagelse fås, at ca. 32 MW_e skal hovedrenoveres frem til 2019 og yderligere 63 MW_e fra 2020 til 2025.

For SC-GT-kraftvarmeanlæggene er det vurderet, at de får 1.500 driftstimer om året fremover. Med denne antagelse fås, at ca. 17 MW_e skal hovedrenoveres frem til 2019, og ingen skal hovedrenoveres fra 2020 til 2025.

Som for gasmotorerne gælder det, at disse hovedrenoveringer kun vil blive foretaget, hvis det kan forventes, at den nødvendige investering kan afskrives inden for en rimelig periode.

På grund af stor usikkerhed på det fremtidige driftstimental er usikkerheden på vurderingen af kommende hovedrenoveringer betydelig. Dog udgør SC-GT-anlæggene kun en mindre del af den samlede installerede eleffekt, der er inkluderet i denne undersøgelse. Firmaet, der servicerer mange af simple-cycle-turbinerne, oplyser, at de fleste anlæg har en servicekontrakt, der inkluderer hovedrenovering.

Resultaterne er samlet i Tabel 10.

Tabel 10 Sammenfatning af vurdering af, hvor stor kapacitet der står foran hovedrenovering frem til 2019 og frem 2020 til 2025.

	MW _e til 2019	MW _e fra 2020-2025
Motorer	212	176
CC-GT	112	113
SC-GT industri	32	63
SC-GT KV	17	0
Total	373	352

DGC vurderer, at hvis driftstimetallet ikke stiger fremover, vil mange af anlæggene vælge at afvikle produktionskapaciteten pga. kapitalomkostninger i forbindelse med hovedreovering. Jævnfør Figur 5 og Figur 7 bliver de specifikke omkostninger til service på anlæggene høje, hvis anlæggene kun har få driftstimer.

Det er antaget, at kun de motoranlæg, der har en servicekontrakt, der inkluderer hovedreovering, vil foretage en sådan hovedreovering.

Combined-cycle-anlæggene har generelt flere driftstimer end motoranlæggene. Det er antaget, at anlæg, der i dag har mere end 2.000 driftstimer pr. år, vil foretage en hovedreovering, hvis de økonomiske rammebetingelser i øvrigt er tilstrækkelige. På den baggrund er det vurderet, at to tredjedele af den installerede effekt vil foretage en evt. forestående hovedreovering.

Driftstimetallet er meget forskelligt for de industribaserede SC-GT. Ca. halvdelen har forholdsvis mange driftstimer, og halvdelen har få. Derfor er det antaget, at halvdelen med forholdsvis mange driftstimer eventuelt vil foretage en forestående hovedreovering.

SC-GT-anlæg på kraftvarmeværket har generelt få driftstimer, men de fleste har en servicekontrakt, der inkluderer hovedreovering. På den baggrund er det vurderet, at disse anlæg vil foretage en forestående hovedreovering, hvis de økonomiske rammebetingelser tillader det.

I alt er det vurderet, at 208 MW_e vil bortfalde frem til 2019, og at yderligere 197 MW_e vil bortfalde fra 2020 til 2025 pga. forestående hovedreovering. Se Tabel 11.

Tabel 11 Sammenfatning af vurdering af, hvor stor kapacitet der står foran hovedrenovering frem til 2019 og fra 2020 til 2025, og som forventes afviklet, fordi de ikke ventes at foretage renoveringen.

	MW _e til 2019	MW _e fra 2020-2025
Motorer	155	128
CC-GT	37	37
SC-GT industri	16	32
SC-GT KV	0	0
Total	208	197

I forbindelse med interviews har flere anlæg oplyst, at de allerede nu søger efter alternativer til kraftvarmeproduktion. Da der alene er tale om planer, er det ikke afspejlet i ovenstående. Det skal desuden understreges, at ovenstående alene er baseret på tekniske overvejelser. Effekten af økonomiske rammebetingelser er negligeret.

Med få fremtidige driftstimer må man forvente en migration mod servicekontrakt uden hovedrenovering, alternativt ingen servicekontrakt. Såfremt dette sker i stort omfang, er det hele produktionskapaciteten - vist i Tabel 10 - der står til at blive afviklet.

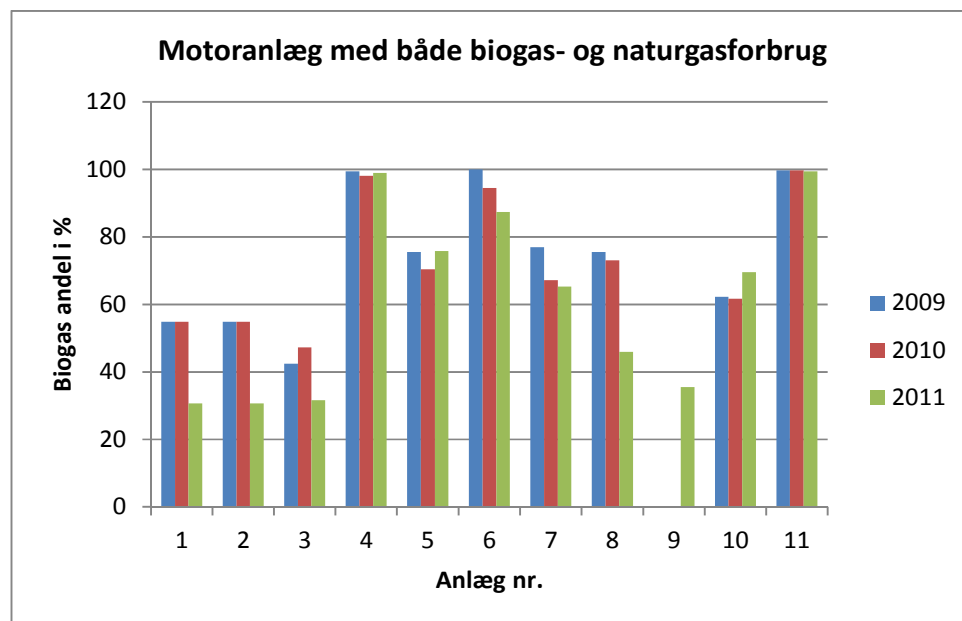
Bilag 1: Biogasfyrede gasmotorer

Nedenstående tabel viser en opgørelse af nøgletal for kraftvarmeanlæg, der alene er fyret med biogas. Data stammer fra Energiproducenttællingen.

År	2009	2010	2011
Antal motorer	169	173	170
Antal værker	144	145	145
Elkapacitet / MW _e	67,4	71,3	68,9
Biogasforbrug / PJ	3.067	3.192	3.103
Elvirkningsgrad	31,2	30,6	30,6

Motoranlæg med naturgas- og biogasforbrug

Der er 11 anlæg med 17 motorer, der har registreret forbrug af både biogas og naturgas. Andelen af biogas for disse anlæg er vist i nedenstående figur.



* Anlæg nr. 9 er først begyndt at aftage biogas i 2011.

Detaljer kan ses i nedenstående tabel.

Motoranlæg med både naturgasforbrug og biogasforbrug.

Værk_id	Antal motorer	Indfyret Kapacitet MW	El-kapacitet MW	2009				2010				2011			
				Naturgasforbrug [TJ]	Biogasforbrug [TJ]	Sum [TJ]	Biogasandel [%]	Naturgasforbrug [TJ]	Biogasforbrug [TJ]	Sum [TJ]	Biogasandel [%]	Naturgasforbrug [TJ]	Biogasforbrug [TJ]	Sum [TJ]	Biogasandel [%]
#1	1	1,8	0,7	12,4	15,0	27,4	55	12,3	15,0	27,2	55	14,0	6,2	20,2	31
#2	1	2,4	1,0	12,4	15,0	27,4	55	12,3	15,0	27,2	55	24,0	10,6	34,7	31
#3	1	2,5	0,9	44,6	32,8	77,4	42	41,4	37,0	78,4	47	50,6	23,4	74,0	32
#4	1	2,5	0,9	0,5	84,0	84,5	99	1,6	83,1	84,6	98	0,9	81,4	82,3	99
#5	2	5,2	2,1	16,1	49,8	65,9	76	19,6	46,6	66,2	70	20,3	63,5	83,8	76
#6	1	2,2	0,8	0,0	38,2	38,2	100	1,6	27,7	29,3	94	2,2	15,1	17,3	87
#7	2	5,2	2,2	22,0	73,3	95,3	77	27,3	55,8	83,1	67	42,6	80,0	122,6	65
#8	1	5,1	2,0	16,0	49,4	65,4	76	16,5	44,7	61,2	73	34,1	29,0	63,1	46
#9	2	4,3	1,9	49,7	0,0	49,7	0	54,7	0,0	54,7	0	28,4	15,7	44,1	36
#10	2	0,8	0,1	1,3	2,2	3,5	62	1,4	2,2	3,6	62	1,0	2,3	3,3	70
#11	3	7,0	2,6	0,3	120,1	120,5	100	0,4	129,9	130,3	100	0,7	114,4	115,1	99
I alt	17	39,0	15,2	175,4	479,8	655,2	73	188,9	457,0	645,9	71	218,7	441,6	660,3	67

Bilag 2: Betydning af rammebetingelser

Der er en række forhold, der har betydning for naturgasbaseret kraftvarme-produktion. Forbruget af naturgas vil afhænge af, hvor stor en del af varme-produktionen der produceres vha. gasmotorer, og hvor stor en del der produceres vha. gaskedler.

Det afhænger af marginalprisen for elproduktion på det enkelte værk. Dvs. den elpris, der er nødvendig at opnå for at få en produktionspris for varme på gasmotorer, der er lavere, end hvis varme produceres på en gaskedel. Blandt disse er elpris, gaspris samt tilskuds- og afgiftsforhold.

Tabel 12 Forudsætninger anvendt ved beregning af den marginale elpris.

		2011	2013
Tilskud og afgifter			
Elproduktionstilskud	kr./MWh el	80	80
Afgift til gas	kr./m ³ (n)	2,311	2,795
Reduceret afgift, kedel	kr./MWh	211	265
Afgift CO ₂	kr./m ³ (n)	0,357	0,370
NO _x -afgift motor (NG)	øre/m ³ (n)	2,8	14,1
NO _x -afgift kedel (NG)	øre/m ³ (n)	0,8	4
CH ₄ -afgift motor (NG)	øre/m ³ (n)	6,1	6,3
Faktor i E formel	-	0,65	0,67
Øvrige antagede værdier			
Kedelvirkningsgrad	%	105	105
Naturgaspris (ekskl. afgift, inkl. transport)	kr./m ³ (n)	3	3
Drift og vedligehold, kedel	kr./MWh varme	5	5
Drift og vedligehold, motor	kr./MWh el	67,5	67,5
Elvirkningsgrad, motor	%	41	41
Varmevirkningsgrad, motor	%	50	50

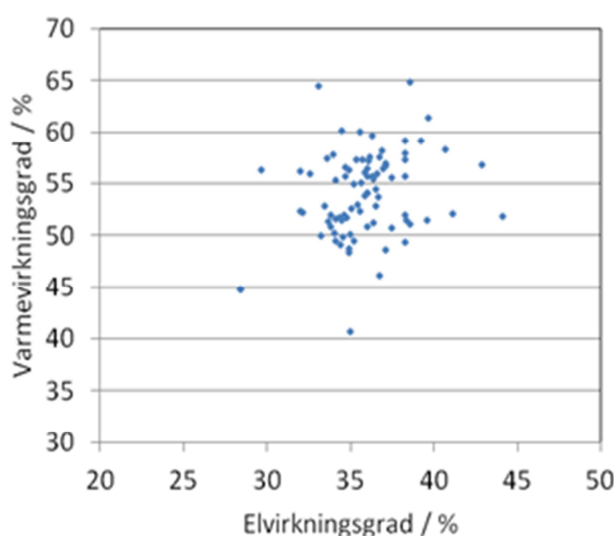
Tabel 13 Forskellige faktorerers betydning for den marginale produktionsomkostning ved varmeproduktion vha. hhv. naturgasfyret kedel og naturgasfyret motor. Forudsætninger er vist i Tabel 12.

Enhed: Kr./MWh varme	Motor			Kedel		
	2013	2011	Forskel	2013	2011	Forskel
Naturgas	545	545	0	260	260	0
Energiafgift	197	155	42	265	220	45
CO ₂ -afgift	67	65	2,4	32	31	1,1
CH ₄ -afgift	11	11	0,2	0	0	0,0
NO _x -afgift	26	5	21	3	0,7	2,8
Drift og vedligehold	55	55	0,0	5	5	0,0
Elproduktionstilskud	-66	-66	0,0	0	0	0,0
Samlet	837	772	-65	565	516	-49

Med disse forudsætninger bliver den beregnede marginalpris for elproduktion for 2011 og 2013 hhv. 311 og 332 kr./MWh_{el}. Det skal bemærkes, at det eneste, der varierer i de to tilfælde, er de tilskuds- og afgiftsmæssige rammebetingelser. Fx er gasprisen ikke ændret i beregningerne.

Bilag 3: Renovering af en gammel motor?

Som alternativ til at få lavet en hovedrenovering af en motor bør det overvejes, om der kan opnås en bedre økonomi ved at udskifte motoren med en ny med højere elvirkningsgrad. Nogle ældre og mindre motorer som Jenbacher GE300 og Caterpillar 3500 har elvirkningsgrader, der er betydeligt lavere end for nye motorer. Tidligere, hvor motorerne havde flere driftstimer, var det en tommelfingerregel, at hvis det er muligt at opnå en elvirkningsgrad, der er 3 procentpoint højere, vil man opnå en bedre økonomi ved at udskifte til en ny motor frem for at renovere den eksisterende.



Figur 11 Sammenhæng mellem el- og varmevirkningsgraden for Cat 35-motorer i drift på kraftvarmeværker i Danmark. Baseret på gasforbrug og energiproduktion fra Energiproducenttællingen.

For visse motormodeller er der forholdsvis stor spredning på elvirkningsgraden. Det er illustreret i Figur 11. Tidligere målinger, hvor man har varieret motorindstillingerne, har vist, at der er stor forskel fra motor til motor på, om og hvor meget varmevirkningsgraden falder, når elvirkningsgraden øges. For de otte undersøgte motormodeller (én motor af hver model) sås, at øges virkningsgraden med 0,5 procentpoint, reduceres varmevirkningsgraden i gennemsnit med ca. 0,2 procentpoint.

Hvis der regnes med følgende virkninger

	Før	Efter
Elvirkningsgrad	37 %	40 %
Varmevirkningsgrad	53 %	51,8 %

og de øvrige forudsætninger angivet i Tabel 13 for 2013, fås, at den beregnede marginalpris for elproduktion falder fra 364 til 324 kr./MWh. Den marginale elproduktionspris er derfor betydelig lavere for den nye motor. Hvorvidt man vælger at udskifte motoren, vil afhænge af forventet driftstid i de to tilfælde.