

DANSK FJERNVARME ANALYSE

Metodebeskrivelse: Casestudie af fremtidsscenarier for gas på decentrale værker

Dansk Fjernvarme har ved hjælp af et casestudie forsøgt at belyse under hvilke forudsætninger det kan give mening for værkerne at bevare de gasfyrede anlæg som spids- og reservelast i de kommende 10-15 år. I dette notat gennemgås metode og forudsætninger for analysen.

Metode og forudsætninger

I energyPRO¹ er kørt en række scenarieanalyser for at belyse, under hvilke scenarier det vil være attraktivt for et hypotetisk fjernvarmeværk, der historisk har været gasfyret, at beholde gasmotorerne samtidig med at de investerer i elbaserede løsninger til at dække grundlasten.

Analysen tager udgangspunkt i et hypotetisk fjernvarmeværk med en varmeafsætning på 35.000 MWh (ca. 2.000 forbrugere), der har varmepumpe og solvarme som grundlast, samt gasmotor, gaskedel og elkedel som spids- og reservelastanlæg. Konkret har værket i 2030 følgende produktionsteknologier:

- Solvarmeanlæg: 15.000 m²
- Elkedel: 10 MW varme
- Varmepumpe: 6 MW varme
- Akkumuleringstank: 250 MWh

Såfremt levetidsforlængelse af gasanlæggene foretages fremfor skrotning, har værket yderligere to gasanlæg i deres produktionsmix i 2030:

- Gasmotor: 4 MW varme og 3.2 MW el (hvis levetidsforlængelse foretages)
- Gaskedel: 10 MW varme (hvis levetidsforlængelse foretages)

Konsekvensberegningerne er foretaget med udgangspunkt i år 2030, hvor Grøn Skattereform og ETS2 er fuldt indfaset og hvor biogasandelen forventes at være 100 pct. Følgende forudsætninger er anvendt for markedsvilkår:

- Eltariffer på produktion baseres på oplysninger fra Energinet og N1.
- For gaspriser, biogasandel og ETS1-kvotepriser anvendes Energistyrelsens Analyseforudsætninger 2023.
- Tekniske forudsætninger for anlæggene baseres på en kombination af Energistyrelsens Teknologikatalog, den bagvedliggende dataindsamling fra Dansk Fjernvarmes effektstøtteanalyse² samt Dansk Fjernvarmes egne erfaringer.

Et overblik over de anvendte forudsætninger kan findes i Bilag 1.

¹ software udviklet af EMD International A/S, der bruges til at modellere og analysere energisystemer.

² <https://danskfjernvarme.dk/viden-vaerktoejer/udgivelser/effektstoetteanalyse>, udgivet august 2024

Udviklingen i elmarkedet

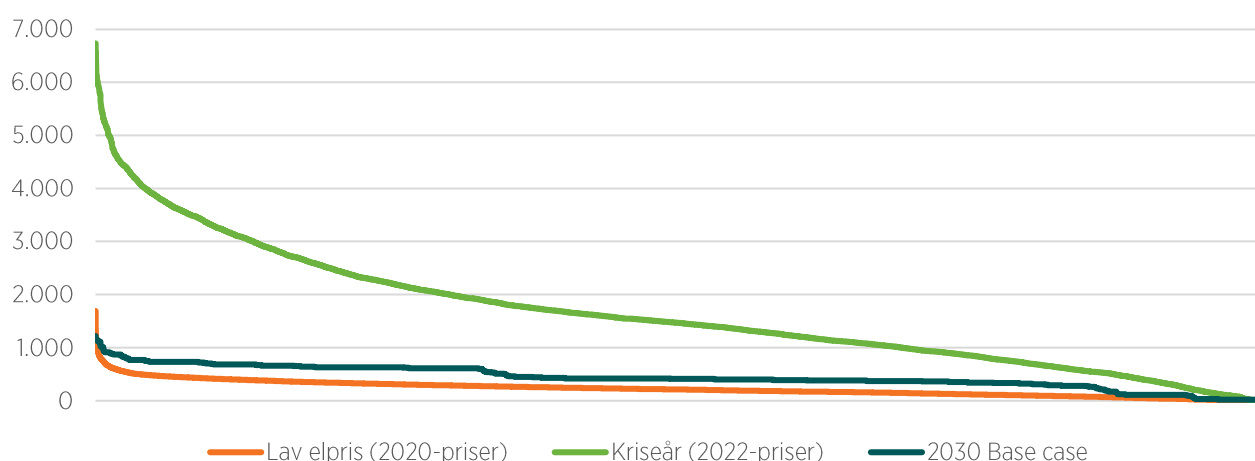
Spotprisen på el er af afgørende betydning for anlægsøkonomien i et gasmotoranlæg, der indgår i et produktionsmix med eldrevne varmeproduktion. Muligheden for at kunne slukke for en elforbrugende varmepumpe og elkedel og i stedet producere el og varme på gasmotoren, når prisen er høj, og omvendt holde gasmotoren slukket og producere varme på el, når prisen er lav, får gasmotoren til at virke som et oplagt supplement til eldrevne varmeproduktion. Akkumuleringsstanken styrker denne fleksibilitet yderligere. Det er imidlertid essentielt, at der i fremtiden vil være tilstrækkelige indtægtsmuligheder på elmarkederne til at opveje de løbende faste omkostninger til gasanlæggene. Derfor er rammevilkårene for brug af ledningsgas til el- og varmeproduktion samt den forventede udvikling i elmarkedet – og usikkerheden heromkring – af afgørende betydning for analysens konklusioner.

Casestudiet er derfor baseret på tre prisscenarier:

- En base case der tager udgangspunkt i elprisfremskrivningerne for 2030 fra Energinets Analyseforudsætninger 2023
- Et kriseår baseret på de el- og gaspriser vi oplevede i 2022
- Et år med lav elpris baseret på elprisen i 2020

I Figur 1 illustreres varighedskurverne for de tre prisscenarier. Varighedskurverne viser variationen i timepriser over et år, hvor elpriserne er sorteret fra højest til lavest. Som det fremgår af figuren, er varighedskurverne meget forskellige. Formålet med de tre scenarier er at de tilsammen afspejler et muligt udfaldsrum for fremadrettede elpriser.

Figur 1: Varighedskurver for timepriser på el anvendt til 2030 scenarier (kr./MWh angivet i 2023-prisniveau)



Kilde: Nord Pool og Energinets Analyseforudsætninger 2023

Det afspejles ikke af varighedskurverne i Figur 1 hvor mange timer i træk, der er kontinuerligt høje spotpriser i de forskellige scenarier, eller hvornår på året de optræder. Dette er dog også af afgørende betydning for produktionsomkostningerne. I en kortere periode med høje priser vil en akkumuleringsstank kunne tilføre den nødvendige varme, men ikke i en længere periode. Er der få sammenhængende timer med høje elpriser er det således primært elindtægterne fra gasmotoren, der kan være med til at sænke varmeproduktionsomkostningerne. I længerevarende perioder med høje elpriser, f.eks. perioder med dunkelflaute, vil det imidlertid også være en fordel for værket, at man kan producere varmen på gas fremfor på el.

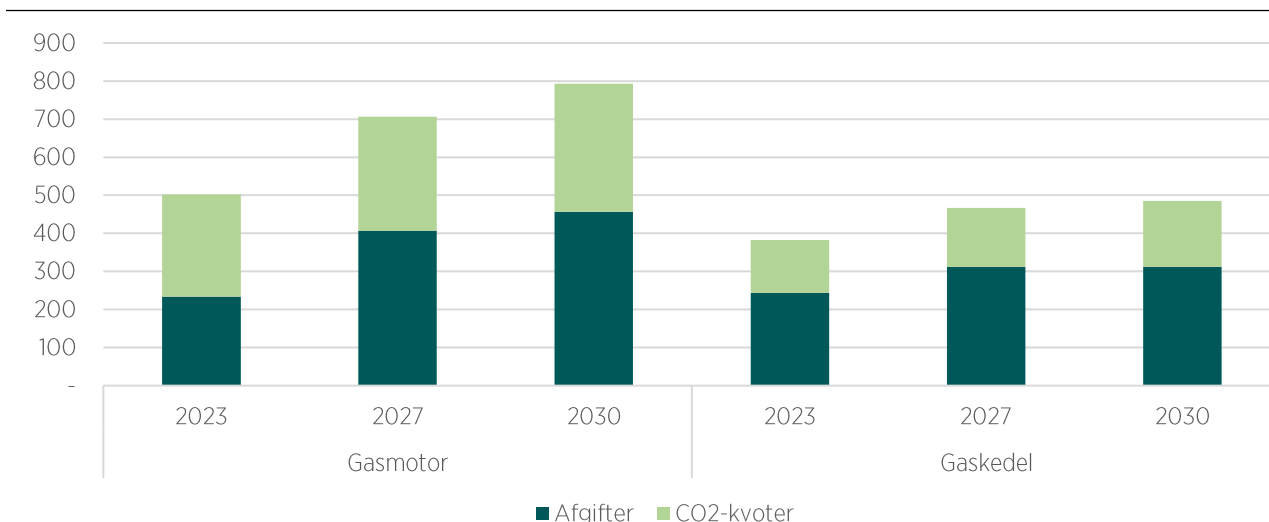
Det bemærkes yderligere, at elforbrugende og elproducerende anlæg også har mulighed for at deltage på markederne for systemydelser. Deltagelse på systemydelsesmarkederne er ikke inkluderet i dette studie, hvilket forventes at undervurdere indtægtpotentialet for elkedel, varmepumpe og i mindre grad gasmotoren.

Afgifter og kvoter på ledningsgassen

Afgifter og kvoteomkostninger stiger for både ETS1-omfattede og ETS2-omfattede (som frem til 2027 ikke er kvoteomfattede) gasdrevne anlæg under en status quo regulering. I Figur 2 og Figur 3 er afbildet den forventede udvikling.

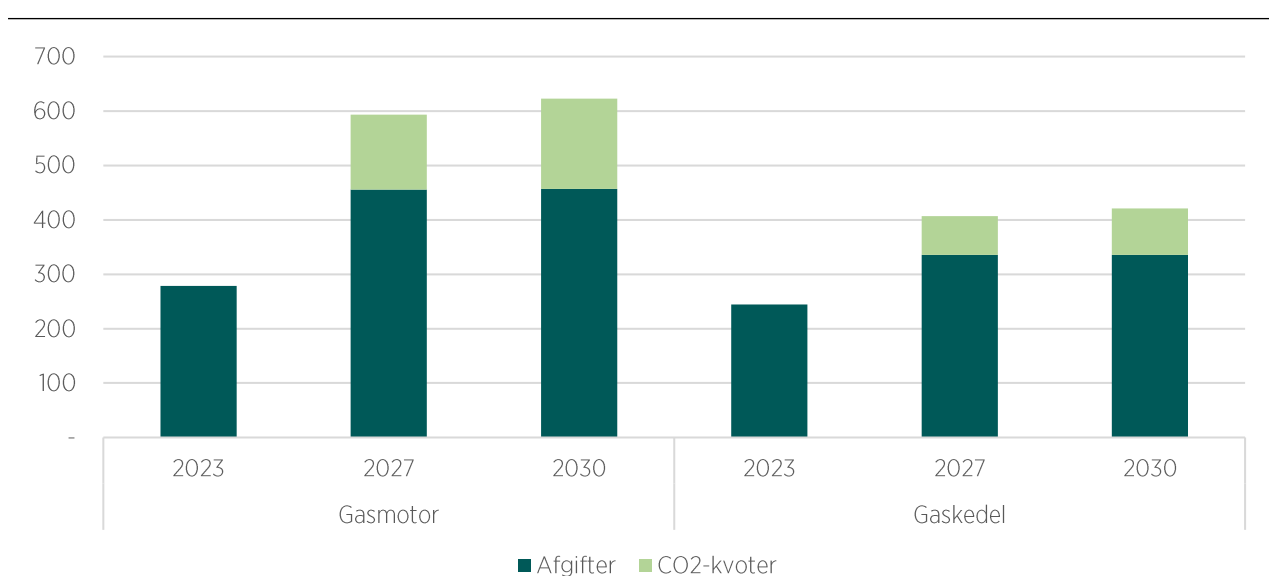
Under de nuværende regler betales både kvoter og afgifter af opgraderet biogas i ledningsnettet som om det var fossil naturgas. I takt med at biogasandelen er stigende³ og omkostningerne til kvoter og afgifter ligeledes er stigende, jf. Figur 2 og 3, virker dette imidlertid i stigende grad uhensigtsmæssigt.

Figur 2: Kvoter og afgifter under nuværende regulering - ETS1-omfattede anlæg (kr./MWh varme)



Kilde: Dansk Fjernvarme

Figur 3: Kvoter og afgifter under nuværende regulering - ETS2-omfattede anlæg (kr./MWh varme)



Kilde: Dansk Fjernvarme

³ fra 17 pct. i 2020 til 39 pct. i 2023 og formentlig 100 pct. før 2030

Kontakt

Henvendelser angående analysen kan ske til:

Bettina Aagaard Vester, bav@danskfjernvarme.dk

Emil Kjøller Alexandersen, eka@danskfjernvarme.dk

Bilag 1: Forudsætninger

Markeds- og rammevilkår (2023-priser)	2030
Biogasandel	100%
Gaspris i kr./nm ³ ekskl. transport	2,2 - 3,4
Gaspris transportomkostninger kr./nm ³	0,5 - 0,7
I alt gaspris (an DC værk, inkl. tarif, kr./GJ)	85,8
ETS1 Kvotepriis (kr./ton)	818
ETS2 Kvotepriis (kr./ton)	403
NOX-afgift (kr./nm ³) (ledningsgas, ikke motor)	0,0
NOX-afgift (kr./nm ³) (gasmotor)	0,0
Metan-afgift (kun gasmotor) (kr./nm ³)	0,1
Energiafgift (kr./nm ³)	1,3
CO ₂ -afgift (kr./nm ³), ETS1-omfattet	0,9
CO ₂ -afgift (kr./nm ³), ETS2-omfattet	1,9
Emissionstarif (kr./nm ³), ETS1-omfattet	0,9
Energiafgift kun til fjernvarme (kr./GJv)	27,9
CO ₂ -afgift kun til fjernvarme (kr./GJv), ETS1-omfattet	58,6
CO ₂ -afgift kun til fjernvarme (kr./GJv), ETS2-omfattet	65,1
Lokal biogas (kr./nm ³)	0,1
Afgift gas til elproduktion (kr./nm ³), ETS1-omfattet	0,9
Afgift gas til elproduktion (kr./nm ³), ETS2-omfattet	1,9
Indfødningsstarif DSO (kr./MWh el)	4,1
Indfødningsstarif TSO (kr./MWh el)	4,4
Elhandelsomkostning salg (kr./MWh el)	2,0
I alt elproduktion (kr./MWh el)	10,5
Energinet (transmission, system, balancegebyr)	146,0
DSO-tarif (gns.)	56,5
Elhandelsomkostning køb	1,0
Elafgift til varmefremstilling	4,0
I alt elforbrug tariffer og afgifter (kr./MWh)	207,5

Faste omkostninger	Gasmotor	Gaskedel	Varmepumpe	Elkedel	Solvarme
Levetid (år)	15	15	25	25	30
(Re)investeringsomkostning (kr./MW varme)	400.000 - 560.000	51.000	7.200.000 - 8.640.000	550.000	2.450.000
Fast D&V (kr./MW varme)	40.000 - 60.000	9.000	17.000 - 20.400	9.000	500
Årlig kapitalomkostning (inkl. 5 pct. rente)	38.500 - 54.000	5.000	510.000 - 615.000	40.000	160.000
Levetid (år)	15	15	25	25	30

Teknologiske forudsætninger	Gasmotor	Gaskedel	VP	Elkedel
Varmevirkningsgrad	50%	97%	300%	98%
Elvirkningsgrad	40%			
Variabel D&V (kr./MWh varme)	32 - 40	10	12 - 18	5