



Fuldlasttimer 2017

Driftstimer på
naturgasfyrede
kraftvarmeanlæg



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: 30.10.2017

Udarbejdet af: Alexander Boye Petersen

Kontrolleret af: Christian Holmstedt Hansen og Nina Detlefsen

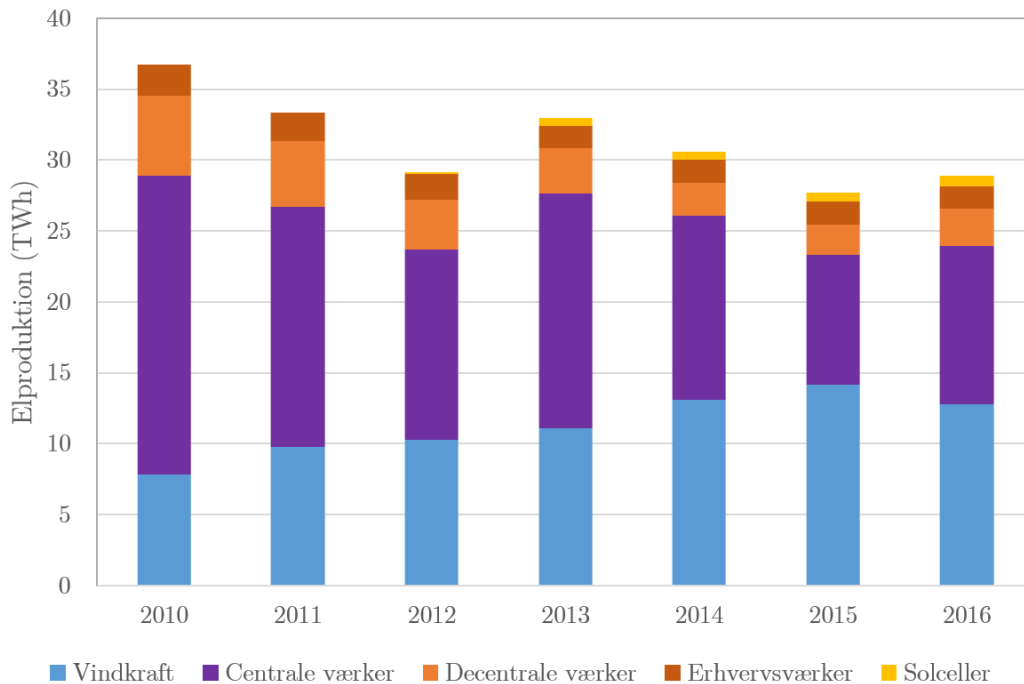
Beskrivelse: Analysen beskriver udviklingen i antallet af fuldlasttimer for decentrale naturgasfyrede kraftvarmeanheder fra 2010 til 2016 samt hvordan dette påvirkes af vindproduktionen, gasprisen og kipprisen for det enkelte værk.

Grøn Energis medlemmer:

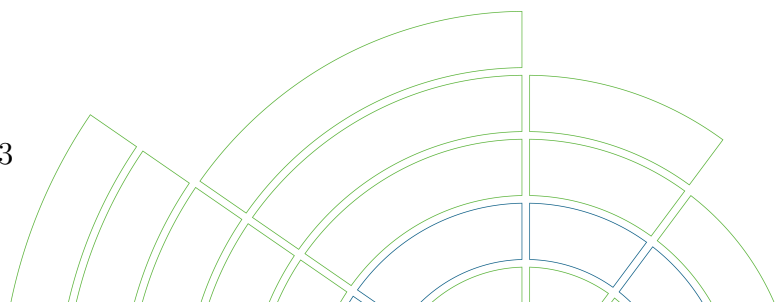


Indledning

Antallet af fuldlasttimer fra termisk produktion afhænger i høj grad af mængden af fluktuerende produktion i energisystemet, specielt elsystemet. De forrige rekordår for vindenergi i Danmark blev i 2016 erstattet af et fald i vindproduktion. Vindandelen, der angiver hvor stor andel af det samlede danske elforbrug der dækkes af vindenergi, udgjorde i 2015 42,1 %, mens den i 2016 faldt til 37,6 % (1). Det dårlige vindår har betydet øget termisk produktion på centrale- og decentrale værker. Figur 1 viser udviklingen i den danske elproduktion fra vindkraft, centrale-, decentrale- og erhvervsværker samt solceller (2). Elproduktionen for de decentrale værker steg fra 2015 til 2016 med 23,8 %. Dermed er tendensen til faldende produktion fra de decentrale værker siden 2010 brudt. Lavpunktet for elproduktionen fra de centrale værker i 2015 er afløst af fremgang i produktion på 21,1 %. De termiske enheder påvirkes dermed betydeligt af faldet i vindproduktion. Vindproduktionen forventes dog, at stige de kommende år, i takt med yderligere udbygning af vindenergi (1). Vindproduktionen i 2016 overgår dog stadig elproduktionen fra de centrale værker og har følgelig været den største producent af el i de seneste tre år. Produktionen fra erhvervsværker har været stort set uændret gennem de seneste år, mens solceller har fået større indpas i energisystemet med ca. 2,5 % af den samlede elproduktion i 2016.



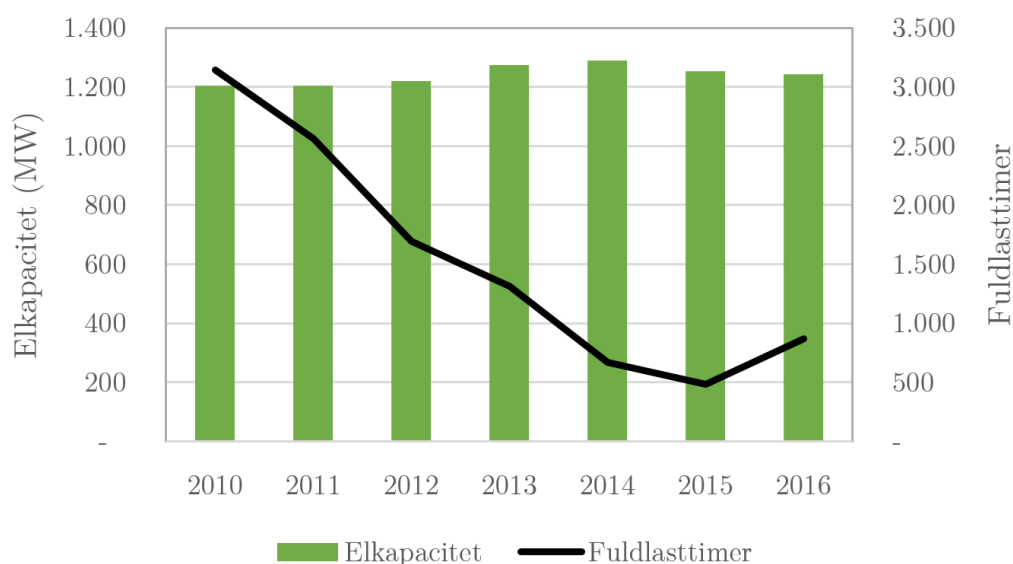
Figur 1: Elproduktionen i Danmark fra henholdsvis vindkraft, centrale værker, decentrale værker, erhvervsværker og solceller i perioden 2010 til 2016 (2).



Naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker

Den decentrale kraftvarme omfatter mange typer af værker, hvoraf en stor andel er naturgasbaseret. Naturgasbaserede kraftvarmeanlæg vil typisk levere spidslast i perioder med højt elforbrug, mens blandt andet affaldsforbrændingsanlæg og erhvervsværkerne i højere grad producerer i alle årets timer og derfor leverer grundlastproduktion. De decentrale naturgasfyrede kraftvarmeværker har gennem den seneste periode oplevet stort fald i elproduktionen, mens kapaciteten har været konstant. Med et fald i vindproduktion oplevede værkerne i 2016 en stigning i elprisen, hvilket har betydet øget produktion.

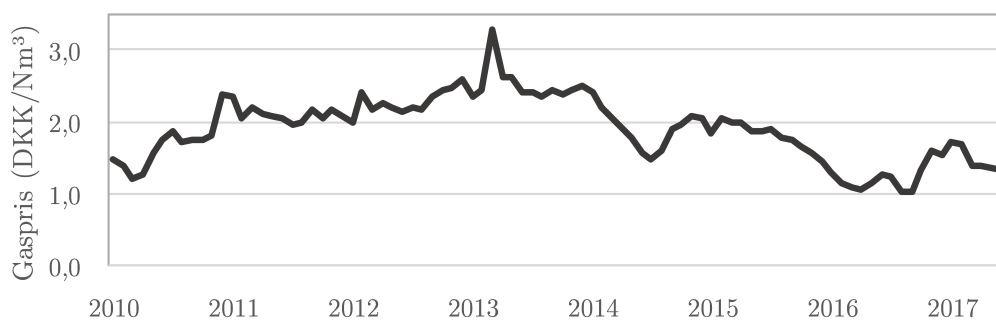
Energistyrelsens Energiproducenttælling fra 2016 indeholder el- og fjernvarme-producenter i Danmark, heriblandt de naturgasfyrede decentrale kraftvarmeanlæg, som omfatter gasmotorer, gasturbiner og kombianlæg. På baggrund af Energiproducenttællingen, kan elkapaciteten, elproduktionen og antallet af fuldlasttimer for populationen af naturgasfyrede kraftvarme bestemmes. Fuldlasttimerne og elkapaciteten er angivet på figur 2 for perioden 2010 til 2016.



Figur 2: Naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværkers samlede elkapacitet og gennemsnitlige antal fuldlasttimer i perioden 2010 til 2016 (3).

Elkapaciteten har været stabil i hele perioden og var i 2016 ca. 1.250 MW. Elkapaciteten er opretholdt, idet værkerne modtager grundbeløbet for at have kapaciteten stående. Grundbeløbet bortfalder ved udgangen af 2018. Herefter forventes det, at antallet af decentrale naturgasfyrede kraftvarmeenheder vil mindskes (4). Antallet af fuldlasttimer nåede i 2015 minimum som var på 480 timer. Tendensen vendte i 2016, hvor antallet af fuldlasttimer steg til 865 timer, hvilket var en stigning på 80 %.

Opsvinget i 2016 skyldes blandt andet en stigning i elpriserne, som har forbedret konkurrenceevnen af de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeenheder. Mange decentrale værker har valgt mellem, at producere varme på en naturgaskedel

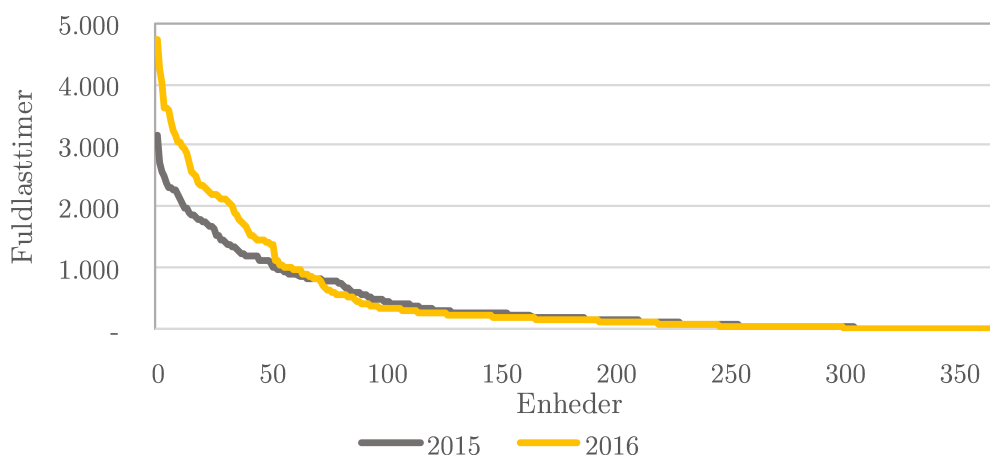


Figur 3: Udvikling i gasprisen fra 2010 til og med juni 2017 (6). Gaspriserne angivet i månedsværdier og beregnet som et gennemsnit af priserne på day-ahead kontrakterne i en måned.

eller på naturgaskraftvarme. Salg af el kan reducere varmeproduktionsprisen i den enkelte time og gøre produktion på kraftvarmeenheden, frem for produktion på naturgaskedlen, fordelagtig. Dette betyder, at med højere elpriser vil kraftvarmeenhederne også have flere driftstimer.

Samtidig har gasprisen i 2016, se figur 3, været lav i forhold til tidligere år og dermed mindsket driftsomkostningerne til enhederne. Omkostningerne til brændsel udgør typisk omkring 80 % af de samlede driftsomkostninger for et decentralt naturgasfyret kraftvarmeværk (5). Nedgang i gasprisen har dermed øget incitamentet til, at anvende de naturgasfyrede enheder. Lave gaspriser og høje elpriser, sammenlignet med 2015, har følgelig betydet gunstige forhold for de naturgasfyrede kraftvarmeenheder i 2016. Driftstimerne påvirkes yderligere af afgifter og alternative produktionsmuligheder. Dermed varierer antallet af fuldlasttimer også betydeligt fra værk til værk.

Figur 4 viser fordelingen af fuldlasttimer for de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeenheder for 2015 og 2016. Det fremgår af figuren, at ca. 66 % af enheder

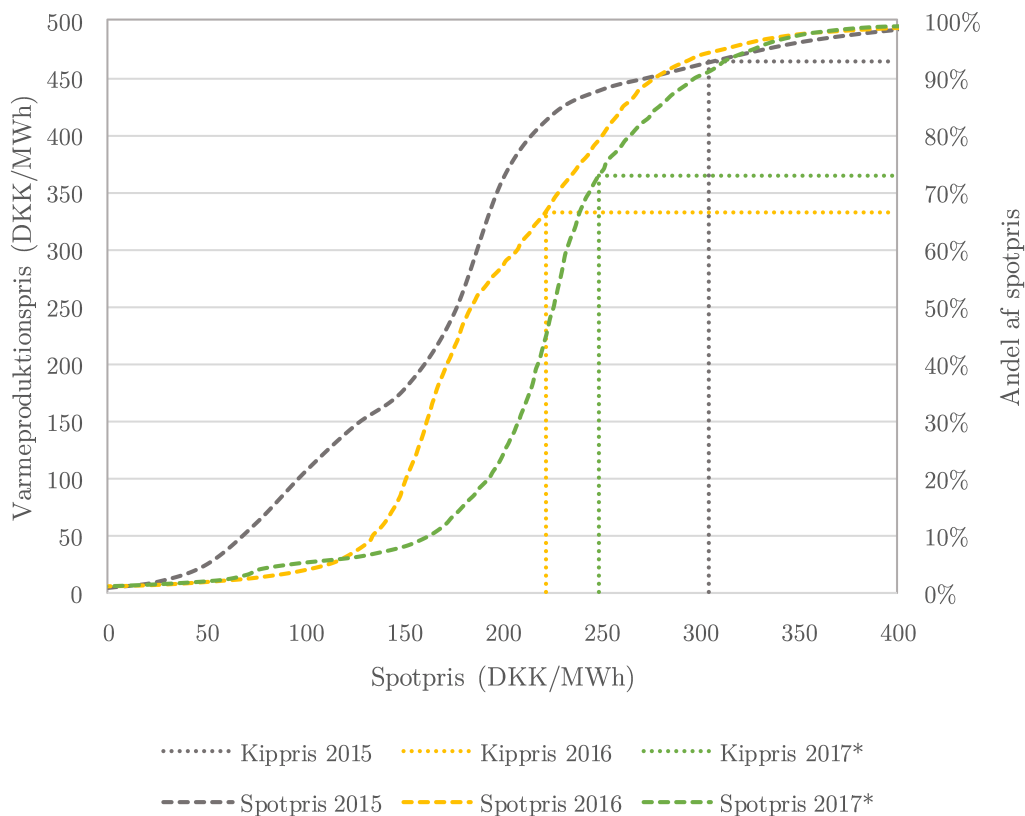


Figur 4: Antallet af fuldlasttimer fordelt på de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeenheder for 2015 og 2016 (3).

har under 250 fuldlasttimer i 2016, mens det i 2015 var ca. 59 % af enhederne. Tendensen i 2016 er dermed, at få enheder får flere driftstimer, mens flertallet af enhederne får færre driftstimer. Det variende antal driftstimer på enhederne kan skyldes flere forskellige faktorer, så som forskellige anlægsvirkningsgrader, gasprisaftaler og tilgængelige alternative produktionsenheder.

Mange decentrale naturgasfyrede kraftvarmeenheder har et naturgasfyret kedelanlæg som alternativ produktionsmulighed. På baggrund af gasprisen, afgifter samt drifts- og vedligeholdelseskostningerne for sådanne anlæg, kan den marginale elproduktionspris, også kaldes kipprisen, beregnes (7). Den marginale elproduktionspris er afregningsprisen på den producerede elektricitet, hvor varmeprisen på kraftvarmeenheden er det samme som prisen for at producere varme på kedelanlægget.

Figur 5 viser kipprisen for et værk med en kraftvarmeenhed, som har en elvirkningsgrad på 44 % og en varmevirkningsgrad på 50 %. Kippriserne beregnes i forhold til at producere varme på en kedel med en virkningsgrad på 103 % for årene 2015, 2016 og 2017. Beregningsforudsætningerne kan ses i appendix A. Beregningerne af kipprisen repræsenterer et gennemsnitligt værk.



Figur 5: Fordeling af spotprisen samt kippris for en decentral naturgasfyret kraftvarmeenhed i forhold til en naturgasfyret kedel for årene 2015, 2016 og 2017. Skæringen mellem spotprisen og kipprisen giver et indblik i hvor mange procent af årets timer produktion er mulig. Beregningsforudsætningerne kan ses i appendix A. *Kipprisen for 2017 er beregnet med udgangspunkt i årets første seks måneder, mens spotprisens fordeling for 2017 er vist for årets første ni måneder.

De forskellige kippriser i forskellige år kommer som følge af ændringer i naturgasprisen og afgiftsændringer. Sammenholdes kipprisen med varighedskurven for spotprisen, ses, hvor mange procent af årets timer der potentielt kan produceres på kraftvarmeenheden. I 2015 var kipprisen ca. 305 DKK/MWh-el og sammenholdt med elprisens varighedskurve for samme år, var ca. 7 % af spotpriserne høje nok til, at enheden kunne producere. I 2016 faldt kipprisen til ca. 223 DKK/MWh-el mens elpriserne steg. Det betød, at ca. 34 % af spotpriserne var høje nok til, at enheden kunne producere. Dette er en betydelig stigning i forhold til året før. Tendensen for første halvdel af 2017 er højere gas- og elpriser, samt en øget kippris på ca. 249 DKK/MWh-el. Andelen af spotpriser er derfor faldet, således at ca. 28 % af spotpriserne er høje nok til, at enheden kan producere.

Betragtningen af den marginale elproduktionspris for første halvdel af 2017 tyder dermed på, at antallet af driftstimer igen vil falde en smule, men dog være over 2015-niveau.

Konklusion

Et fald i vindproduktionen i 2016 har betydet øget termisk produktion på både centrale- og decentrale værker. Der har derfor været et opsving i elproduktionen fra de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeenheder. Antallet af fuldlasttimer er gået fra 480 timer i 2015 til 865 timer i 2016, hvilket må siges at være en relativ stor stigning. Dette opsving hænger yderligere sammen med lave gaspriser i 2016, der har reduceret de totale driftsomkostninger. Analysen viser også at der er stor spredning på hvor mange driftstimer de enkelte anlæg har og størstedelen af de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeenheder har stadig under 250 fuldlasttimer om året, hvilket presser enhedernes konkurrenceevne. Samtidig er elkapaciteten på de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeenheder stabil, da mange enheder afventer grundbeløbets bortfald ved udgangen af 2018. niveau.

Litteratur

- [1] Energinet.dk. 2016 var vindfattigt - otte år med vindrekorder afløst af nedgang, 2017.
- [2] Energistyrelsen. Månedlig energistatistik, 2017.
- [3] Energistyrelsen. Energiproducenttællingen (2010 til 2016), 2017.
- [4] Grøn Energi. Resultater fra rundspørge blandt decentrale kraftvarmeværker 2016. Technical report, Grøn Energi, 2016.
- [5] Dansk Gasteknisk Center. Varmeudnyttet er (også) vigtigt, 2016.
- [6] Energitilsynet. Statistik om gaspriser, 2017.
- [7] Dansk Fjernvarme. Marginalprisberegning, 2017.
- [8] Energistyrelsen. Teknologikatalog, 2017.

A Appendiks

Den marginale elproduktionspris

				Enhed	Kilde
Gasmotor					
Elvirkningsgrad			44 %		(8)
Varmevirkningsgrad			50 %		(8)
Drift- og vedligeholdsmkostninger			67,5	DKK/MWh-el	(7)
Gaskedel					
Virkningsgrad			103 %		(8)
Drift- og vedligeholdsmkostninger			5,0	DKK/MWh-el	(7)
Brændsel og afgifter					
	2015	2016	2017		
Naturgaspris	1,81	1,23	1,48	DKK/m ³	(6)
Energiafgift (motor)	2,158	2,175	2,188	DKK/m ³	(7)
Energiafgift (kedel)	45,4	45,8	46,0	DKK/GJ	(7)
CO ₂ -afgift (motor)	0,384	0,387	0,389	DKK/m ³	(7)
CO ₂ -afgift (kedel)	13,5	13,6	13,7	DKK/GJ	(7)
NO _x -afgift (motor)	0,146	0,028	0,028	DKK/m ³	(7)
NO _x -afgift (kedel)	0,042	0,008	0,008	DKK/m ³	(7)
Methan-afgift (motor)	0,067	0,067	0,067	DKK/m ³	(7)
Indfødningsstarif	3,0	3,0	3,0	DKK/MWh-el	(7)
Varmeproduktionspris kedel	365,8	313,3	336,3	DKK/MWh-varme	
Varmeproduktionspris motor	631,5	506,4	553,1	DKK/MWh-varme	
Marginal elproduktionspris	305,0	222,5	249,4	DKK/MWh-el	

Tabel 1: Forudsætninger for beregninger af den marginale elproduktionspris for en naturgasfyret motorenhed i forhold til en naturgaskedel.

