



Ligevægtspris for biogas under forskellige forhold og konsekvens af opgradering til naturgas

Jacobsen, Brian H.; Jespersen, Hanne Marie Lundsberg; Dubgaard, Alex

Publication date:
2010

Document version
Også kaldet Forlagets PDF

Citation for published version (APA):
Jacobsen, B. H., Jespersen, H. M. L., & Dubgaard, A., (2010). *Ligevægtspris for biogas under forskellige forhold og konsekvens af opgradering til naturgas*, 10 s., okt. 25, 2010. FOI Udredning, Nr. 18, Bind. 2010

FOI Udredning



Ligevægtspris for biogas
under forskellige forhold
og konsekvens af opgradering
til naturgas

*Brian H. Jacobsen
Hanne Marie Lundsberg Jespersen
Alex Dubgaard*

FOI Udredning 2010 / 18

Ligevægtspris for biogas under forskellige forhold
og konsekvens af opgradering til naturgas

Forfattere: Brian H. Jacobsen, Hanne Marie Lundsberg Jespersen, Alex Dubgaard

Fødevareøkonomisk Institut

Københavns Universitet

Rolighedsvej 25

1958 Frederiksberg

www.foi.life.ku.dk



25. oktober 2010

Københavns Universitet
Fødevareøkonomisk institut
Brian H. Jacobsen, Hanne Marie Lundsbjerg Jespersen og Alex Dubgaard

Ligevægtspris for biogas under forskellige forhold og konsekvens af opgradering til naturgas

Fødevareministeriet har den 20. september anmodet FOI om yderligere analyser omkring break-even priser for el produceret ud fra biogas. Analyserne tager udgangspunkt i arbejdet i "Landbrug og Klima" og samt FOIs rapport nr. 205 om en "Omkostningseffektiv klimastrategi".

Analyserne omfatter:

1. Hvilken el-afregningspris vil driftsøkonomisk betyde at resultatet er break-even?
2. Hvad er effekten af et 20 % anlægstilskud ?
3. Hvad bliver ligevægtsprisen hvis anlægget skal afskrives på 10 år? og hvad bliver ligevægtsprisen efter år 10?
4. Hvilken effekt har det hvis der skal leveres gas til naturgasnettet (placering)?
5. Hvad betyder det, hvis der skal være tilskudsmæssig ligestilling mellem biogas til kraftvarme og naturgasnettet.
6. Hvad er konsekvenserne af betaling af en risikopræmie for en garanti ?
7. Hvad er konsekvenserne af en ændret fordeling af el og varme ?

1. Hvilken el-afregningspris vil driftsøkonomisk betyde break-even ?

Biogasproduktion fra gylle stammer fra en blanding af kvæg- og svinegylle samt en tilsætning af en fiberfraktion. Konkret består biomassen af kvæggylle (24,3 % af total gyllemængde), svinegylle (16,6 %) og separeret svinegylle (59,0 %). Ved separering af en del af gyllen øges tørstofindholdet i den biomasse, der sendes til afgangning, hvilket hæver gasudbyttet pr. m³ biomasse – og dermed forbedrer økonomien i biogasproduktionen. Det forudsættes, at knap 59 % af den omfattede gyllemængde separeres på bedrifterne. Den forudsatte separationsteknologi (båndfilterseparator) er velafprøvet (Fødevareministeriet, 2008).

Ved anvendelse af standardværdier for biogaspotentialer fås en metan produktion på 10,5 Nm³ pr. ton gylle, der indgår i scenariet – dvs. både den mængde, der sendes direkte til biogasanlægget og de 59 %, der separeres (Fødevareministeriet 2008), idet tørstofprocenten er afgørende for den opnåede metan produktion pr. tons gylle. Dette svarer til en metanproduktion på 21,8 Nm³/ton behandlet biomasse. Dette niveau er lidt højere end Christensen (2010), der anvender 20,17 Nm³/tons biomasse (hvilket bl.a. påvirker substitution af naturgas). En metangas produktion på 21,8 Nm³/ton behandlet biomasse svarer til en produktion af 36 m³ biogas/ m³ behandlet biomasse som angivet af Hjort-Gregersen (2008), idet metan indholdet antages at være 60 % (se tabel 1).

Ved beregning af værdien af den produceret biogas anvendes traditionelt to metoder. Den ene er at der beregnes en indtægt fra gassalg og eventuelt en mindre indtægt fra el-salg baseret på en gasmotor på biogasanlægget. Dette princip er valgt i Nielsen et al. (2002), Fødevareministeriet (2009) og Christensen (2009). Med brug af dette princip fastlægges en salgspris på gas der prissættes som naturgas.

Den anden metode består i at fastlægge hvor meget varme og el der produceres via kraftvarme anlægget. Herefter beregnes salgsprisen ud fra prisen på el og varme. Dette princip er anvendt af bl.a. Hjorth-Gregersen (2008). Kun med anvendelse af det sidste princip er det muligt at fastslå hvilken el-pris der reelt giver break-even for biogasproduktionen. Ved anvendelse af denne metode sælges der ikke el-produktion direkte fra biogasanlægget. Udgangssituationen er beskrevet nedenfor i tabel 1 og 2.

Tabel 1. Produktion og salgspriser i udgangssituationen i 2008

Gasudbytte (Nm ³ biogas pr. m ³ biomasse behandlet)	35
El-pris (øre pr. kWh)	74,5
Varmepris (kr./mWh)	300
Elvirkningsgrad (40%)	37

Kilde: Hjorth-Gregersen (2008)

Udgangspunktet er en el-pris på 74,5 øre pr. kWh (Hjorth-Gregersen, 2008) incl. pristillæg på 40,5 øre pr. kWh. Dette tilskud justeres løbende og i 2010 er prisen 77,2 øre pr. kWh og et tilskud på 43,2 øre pr. kWh. Som det fremgår af ovennævnte så er salgsværdien af el dobbelt så stor som værdien af varmen, selvom den solgte mængde er fordelt med 57 % varme og 43 % el. I eksemplet fra 2008 er der indregnet et mindre affaldsgebyr, som biogasselskabet modtager, men dette indgår ikke i nærværende beregninger.

Omkostningerne ved separering af gylle på gårdene svarer til godt 10 kr. i gennemsnit pr. ton gylle, der er omfattet af scenariet (Fødevareministeriet, 2008). Disse omkostninger indgår ikke i rentabilitetsberegningerne for biogasproduktionen, da der knytter sig en række driftsøkonomiske fordele til separering af gylle på bedrifterne. Det drejer sig primært om mulighed for at dække en væsentlig større del af bedriftens kvælstofbehov med egen husdyrgødning, og det forhold at kravet til størrelsen af harmoniareal pr. dyreenhed (til udbringning af husdyrgødning) kan reduceres ved ”eksport” af fiberfraktionen i gyllen (op. cit.). Separationsfordelene vil således kunne dække en større eller

mindre del af separationsomkostningerne for de 59 % af den omfattede gyllemængde, der forudsættes separeret. Hvor meget disse fordele er værd i kroner og øre, har ikke kunnet opgøres, men fordelene vil være størst på bedrifter i husdyrtætte områder med harmoniproblemer (se også Dubgaard et al., 2010).

Leverandøren af biomasse vil have en øget gødningsværdi af den tilbageværende fraktion af husdyrgødningen. Ved en forøget udnyttelsesprocent på 10% så øges udnyttelsen med ca. 0,5 kg effektivt N pr. tons biomasse, ved et indhold på 6 kg N pr. tons biomasse. Ved en pris på 6 kr. pr. kg N giver det en gevinst på 3,0 kr. pr. tons biomasse. Dette giver en gevinst på ca. 600.000 kr. årligt. Christiansen (2010) anvender en gevinst på 3,25 kr. pr. tons biomasse, mens værdien i FVM (2009) er vurderet til at være 10 kr. pr. tons gylle.

Som det fremgår af tabel 2, er var der i 2008 analysen et overskud på 8,6 kr. pr. tons biomasse leveret. Omregnet til svarende til ca. 1,7 mio. kr. ved en årlig mængde på 200.750 tons biomasse (se tabel 3).

Tabel 2. Dagens Anlæg 2008, omkostninger og indtægter, kr. pr. ton biomasse behandlet.

Behandlingskapacitet, tons pr dag	300	550	800
Gasudbytte: Nm ³ biogas pr m ³ behandlet	35	35	35
Salg af el (kWh / ton biomasse)	84,2	84,2	84,2
Salg af varme (kWh / ton biomasse)	112,7	112,7	112,7
Omkostninger:			
Transportomkostninger	19,3	19,8	22,0
Produktion af biogas:	65,8	50,7	43,2
Kraft-varmeproduktion	22,3	19,9	18,5
Omkostninger i alt	107,3	90,4	83,7
Indtægter:			
-Modtagegebyr affald	2,5	2,5	2,5
-Salg af el	62,7	62,7	62,7
-Salg af varme	33,8	33,8	33,8
Indtægter i alt	99	99	99
Overskud	-8,3	8,6	15,3

Note: I ovennævnte beregninger indgår ikke omkostninger til separation m.m. på bedrifterne, men omvendt indgår forbedret gødningsværdi som følge af bioafgasning heller ikke.

Kilde: Hjort-Gregersen, 2008.

I de her gennemførte beregninger, der er baseret på Fødevareministeriet (2008), så er de samlede omkostninger incl. omkostninger til kraftvarmeproduktion lidt højere (20,4 mio. kr.). I indtægterne indgår ikke modtageraffaldsgebyr, hvorfor der opnås en break-even pris der er højere end 74,5 øre. I forhold til omkostninger er de lidt lavere end Christensen (2009), idet omkostninger til separation på gårdniveau på ca. 5 mio. kr. ikke indgår.

De driftsøkonomiske omkostninger ved kraftvarmeproduktion fra bioafgasning af husdyrgødning omfatter investeringer i anlæg og transportmidler i år 0, svarende til 82,8 mio. kr. Dette svarer om-

regnet til 15,89 kr./ton gylle gennem en periode på 20 år. Herudover kommer løbende reinvesteringer i transport og anlæg på 20,9 mio. kr. (svarende til 2,33 kr./ton gylle) samt løbende almene drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (20,9 kr./ton gylle) (Fødevareministeriet, 2009). Endvidere er der omkostninger i kraftvarme delen der er sat til 4,0 mio. kr. årligt (se tabel 4).

Tabel 3. Nærværende beregning sammenlignet med andre beregninger, årlige omkostninger og indtægter (mio. kr./år)

År	2008 ¹⁾	2009 ²⁾	2010 ³⁾
Behandlingskapacitet, tons pr dag	550	550	550
Metan produceret (mio. N m3 metan)	4,2	4,2	4,2
Omkostninger:			
Separationsomkostninger (gård)		5,3	
Transportomkostninger	4,0	3,5	16,4
Produktion af biogas incl. separation på anlæg	10,2	11,7	
Kraft-varme produktion	4,0	0	4,0
Omkostninger i alt	18,2	20,4	20,4
Indtægter:			
Værdi af gødning		0,6	0,6
-Modtagegebyr affald	0,5	0	0
-Salg af el	12,6	14,8	13,0
-Salg af varme	6,8		6,8
Indtægter i alt	19,9	15,5	20,4
Overskud	1,7	-5,0	0,0
Break-even el pris (kr. pr. kWh)	< 0,74	1,07	0,77
Produktionspris pr. m3 metan	3,4	4,9	3,9
Produktionspris pr. m3 (naturgas)	3,8	5,4	4,3

Kilde:

¹⁾ Hjort-Gregersen, 2008, ²⁾ Christiansen, (2009) og ³⁾ Nærværende analyse (77,2 øre pr. kWh)

Note: Der antages her et indhold på 60% metan pr. m3 biogas. Omkostninger til kraftvarme indgår ikke ved beregning af produktionsprisen på metan. Omregning til naturgas sker ved at gange metangasudbyttet med 90%.

Den her gennemførte udviser en break-even pris på el på **77 øre pr. kWh** på et biogasanlæg med en kapacitet på 550 ton biomasse pr. dag. Denne værdi er følsom overfor gasproduktionen, rente, naturgaspris og el-virkningsgrad. Det antages fx i Energistyrelsen (2009) at naturgasprisen fordobles fra 2010 til 2030.

Analyser på bedriftsniveau viser, at det i dag er mindre fordelagtigt at separerer end antaget i 2008 da ovennævnte analyse blev foretaget. Det skyldes bl.a., at der ikke længere er et arealkrav i lovgivningen og dermed heller ikke lempelse for brug af separation, ligesom fosforindholdet pr. DE på svinebedrifter er reduceret. Dertil kommer at husdyrintensiteten er faldet siden 2008. Det er derfor ikke så økonomisk fordelagtigt at foretage separation på bedriftsniveau, medmindre alternativet er lang transport (over 30 km) af husdyrgødning (Jacobsen, 2010). Eksport af fiberfraktionen vil dog

fortsat betyde at en større husdyrproduktion kan fastholdes på bedriften, idet nogle dyreenheder eksporteres væk fra bedriften.

Dette betyder i ovennævnte case, at separationsomkostningen i et vist omfang må forventes afholdt af biogasselskabet, idet tørstofprocenten skal være høj for at nå et acceptabelt gasudbytte. Der skal separeres ca. 790.000 tons gylle for at der kan levere 118.400 tons separeret biomasse til anlægget, idet den fast fraktion efter separation antages at udgøre 15%. Såfremt biogas anlægget betaler den fulde pris vil det med en pris på 10 kr. tons udgøre en omkostning på 7,9 mio. kr. årligt. Der kan i nogle tilfælde opnås en lavere omkostning pr. tons hvis den behandlet mængde er stor, men omvendt kræver det typisk mere transport eller anvendelse af mobile anlæg. Som anført ovenfor giver separation en række andre fordele, hvorfor der her regnes med en omkostning på 50% eller 4 mio. kr. Dette øger den angivne ligevægtspris til **1,01 kr. pr. kWh**.

Flere af de anførte analyser er baseret på grundlaget i FOI rapport 136 fra 2002. Det anbefales, at der foretages et mere omfattende analysearbejde til opdatering af de tekniske forudsætninger i denne rapport, idet en række forhold i relation til anvendelse af biomasse er ændret siden. Specielt tørstofindholdet i den afleveret gylle/biomasse og omfang af separation er centralt.

2. Hvad er effekten af et 20% anlægstilskud?

Det antages i beregningerne at anlægstilskuddet omfatter 20% af den samlede investering på 82,8 mio. kr. der investeres i år 0, omfattende både jord, bygninger, inventar og lastbiler. Anlægstilskuddet påvirker ikke kraftvarmedelen.

Et anlægstilskud på 20% reducerer investeringen til 66 mio. kr. og **ligevægtsprisen falder fra 0,77 til 0,69 kr. pr. kWh**. Der er således med den nuværende pris på 77,2 øre et årligt overskud på ca. 1,5 mio. kr pr. år under de anførte forudsætninger. Med omkostninger til separation på 4 mio. kr. årligt øges ligevægtsprisen til **0,93 kr. pr. kWh**.

3. Hvad bliver ligevægtsprisen hvis anlægget skal afskrives på 10 år?

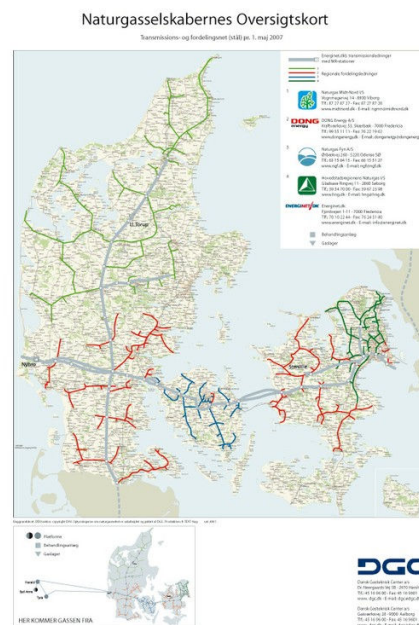
I dette scenarium afskrives anlægsinvesteringen 82,8 mio. kr. på 10 år. Spørgsmålet er hvilken ligevægtspris der skal til for at sikre driftsøkonomisk break-even efter 10 år. Da anlægget kan holde 20 år er næste spørgsmål hvilken el-pris (fx markedspris for el fra Vedvarende Energi) der skal til for at sikre driftsøkonomisk break-even i år 10-19. Såfremt prisen i perioden 10-19 år ikke er høj nok vil det jo betyde, at anlægget lukkes efter 10 år.

Analysen viser, at omkostningerne de første 10 år går i 0 ved en ligevægtspris på **0,97 kr. pr. kWh**. Analysen viser herefter, at en el pris på **0,43 kr. pr. kWh** er den økonomiske break-even pris i perioden år 10-19.

2. Hvilken effekt har det, hvis biogassen skal leveres til naturgasnettet?

Formålet med opgradering af biogas til naturgasnettet er at det vil give en større afsætningsmæssig fleksibilitet og generelt bedre ressourceudnyttelse. Man vil således kunne undgå situationer, hvor varmen fra elproduktionen på biogasyrede kraftvarmeværker ikke i fuldt omfang kan afsættes pga. begrænsede lokale anvendelsesmuligheder – fx om sommeren. En anden fordel af direkte adgang til naturgasnettet er konkurrencemæssig, idet man undgår, at lokale kraftvarmeselskaber opnår en monopson- eller oligopsonlignende position som aftagere af biogas fra biogasproducenter.

Naturgas leveres fra det primære net til det sekundære net (til fordelingsstationer) der leverer gassen til forbrugerne via distributionsledninger (se figur). Det antages at tilslutningen kan ske til distributionsledninger, hvorfor der er stor sandsynlighed for at et biogasanlæg uden større ledningsarbejde kan tilsluttes naturgasnettet (Jensen, 2009). Som det fremgår af vedlagte figur 1, så er der ikke naturgas i området omkring Århus (Djursland), på Lolland-Falster og Bornholm. Det vil således ikke være muligt at levere biogas til naturgasnettet i disse områder. Det vil måske i stedet kunne erstatte bygas, som findes i Århus og København. Det vurderes at de dele af Jylland, der har de største husdyrkoncentrationer, godt dækket af naturgasnettets distributionsledninger.



Afsætning af biogas til naturgasnettet kræver at biogassen opgraderes, som det gøres i Sverige og Tyskland. Det betyder at biogassen renses (svovl fjernes), og at indholdet af CO₂ fjernes. Det kan også være nødvendigt at tilsætte propan (op til 7 %) for at øge brændværdien til over 50,8 MJ/m³. Som nævnt har ren metan en brændværdi på ca. 54 MJ/m³, så 97 % ren metan kan klare kravet.

Der findes to teknologier som kan gøre dette, PSA (Pressure Swing Adsorption) og trykvandsvask. Prisen ligger på 1,13 kr. pr. m³ opgraderet metan ved PSA og 1,1 kr. ved vandskrubbeanlæg (Jensen, 2009). Til sammenligning koster biogas ca. 3,8 kr. pr. m³ metan, hvorfor der er tale om en betydelig meromkostning. Uden propantilsætning reduceres omkostningerne med 0,22 kr. pr. m³ metan (Jensen, 2009). Der er i ovennævnte analyse antaget at opgraderingsanlægget behandler 500 m³ rå biogas pr. time. El-energi forbruget ved opgraderingen er ca. 4 % af energien i biogassen ved de to metoder. Der kan være et tab af metan fra både PSA og vandskrubbeanlæg på 1-3 %.

Det vurderes, at opgradering af biogas til naturgasnettet i dag generelt vil være økonomisk uinteressant, idet meromkostningerne må betragtes som store sammenlignet med de sandsynlige fordele for biogasproducenterne. I dag betales tilskuddet til biogas (af elforbrugerne) gennem en forhøjet afregningspris på el produceret på kraftvarmeværker ved anvendelse af biogas. For at ligestille alternative afsætningsmuligheder kunne det nuværende tilskud til biogasbaseret el ændres til et tilskud pr. m³ biogas uanset anvendelse. Så vil alene lokalitet m.v. afgøre, om det er økonomisk mest hensigtsmæssigt at anvende biogas til kraftvarmeproduktion lokalt eller opgradere den til salg via naturgas-

nettet. Samtidig vil man kunne begrænse en mulig konkurrenceforvridning pga. monopson- eller oligopsonlignende forhold på lokale markeder for biogas, idet tilskuddet til biogas så ikke længere udbetales via en forhøjet pris på el.

5. Hvad betyder det hvis der skal være tilskudsmæssig ligestilling mellem biogas til kraftvarme og naturgasnettet.

Ved tilskudsmæssig ligestilling forstås her, at tilskuddet pr. m^3 biogas leveret af et biogasanlæg er af samme størrelse, uanset om biogassen anvendes/afsættes til kraftvarmeproduktion eller afsættes til naturgasnettet. I dag betales tilskud til biogasproduktion af elselskaberne/elforbrugerne gennem en forhøjet afregningspris på el, der er produceret ved anvendelse af biogas. Tilskudsmæssig ligestilling vil betyde, at der skal betales et tilskud ved biogasleverancer til naturgasnettet svarende til det indeholdte tilskudselement i den forhøjede elpris. Tilskuddet kan finansieres ved at pålægge naturgasselskaberne en afregningspris på biogas, som indeholder tilskudselementet i den nuværende støtteordning.

Naturgasprisen er i dag (sept. 2010) ca. 3 kr./ m^3 for erhvervskunder. Den er i løbet af det sidste år steget fra 2,4 kr./ m^3 for erhvervskunder (DongEnergy). En pris på 2,4 kr. pr. m^3 naturgas svarer til en pris på 2,7 kr./ Nm^3 metan (90,5 % metan).

Energistyrelsen har opgjort at biogas koster ca. 3,8 kr./ m^3 metan. Transport og opgradering koster ca. 1,2 – 1,3 kr. pr. m^3 metan, hvorfor prisen bliver ca. 5 kr. pr. m^3 metan. Det er den pris som biogasselskaber generelt vil skulle opnå for at salg af metan til naturgasnettet kan konkurrere med salg til kraftvarmeverker under den nuværende tilskudsordning.

Den pris som naturgasnettet vil betale tager udgangspunkt i prisen på 2,4 – 3,0 kr. pr. m^3 naturgas (erhverv). Dertil kommer el pristilskuddet, idet det antages at kraftvarmeverket producerer 3,8 kWh el pr. m^3 metan. Tilskuddet var i 2008 40,5 øre pr. kWh. Værdien af dette kan beregnes til 1,54 kr. pr. m^3 metan. (se tabel 4). Biogas pålægges ikke energi- og CO_2 afgifter som naturgas gør. Der undgås derfor afgifter på ca. 0,8 kr. pr. m^3 metan når der bruges biogas i stedet for naturgas.

Hvis biogassen leveres til et kraftvarmeverk, der er kvotebelagt (over 20 MW), så vil værket spare kvoter når det bruger biogas frem for naturgas. Naturgas udleder 57 kg CO_2 / GJ. Hvis 1 m^3 metan giver 35,8 MJ så erstattes ca. 2,0 kg CO_2 for hver tons metan. Hvis 1 ton CO_2 koster 150 kr. giver det en besparelse på 0,30 kr. pr. m^3 metan. Samlet betyder det at biogassen leveret og med samme brandværdi har en pris på ca. 5,0 – 5,3 kr. pr. Nm^3 metan alt efter om kvoteelementet indregnes (se tabel 4) (Energistyrelsen, 2008). Det er altså den pris kraftvarmeverket skulle være villig til at betale.

Der er således muligt at levere biogas til naturgasnettet, hvis der ydes de samme tilskud pr. m^3 metan. Betaling af tilskuddet kunne pålægges naturgaskunderne som det nuværende tilskud til biogas betales af elforbrugerne.

Hvis biogasanlæg kan placeres nær måler- og regulatorstationer (M/R stationer) så kan det reducere omkostningerne, ligesom muligheden for at undgå propan tilsætning kan reducere omkostningerne (Lemvig, 2009). Endvidere må den forventede fordobling i naturgasprisen fra 2010 til 2030 betyde at biogas bliver mere konkurrencedygtig (Energistyrelsen, 2010).

Tabel 4. Værdien af biogas for naturgasværker

	Pr. enhed	I alt (kr. m³ metan)
Pris på naturgas		2,7
El-tilskud til anvendelse af biogas*	3,8 kWh	1,54
Energi og CO2 afgifter der undgås		0,8
Reduktion af kvotekøb	2 kg CO ₂	0/0,3
Samlet pris		5,0 - 5,3

* Svarende til tilskudselementet i forhøjet elpris ved anvendelse i kraftvarmeproduktion.

Kilde: Energistyrelsen (2008).

6. Hvad er konsekvensen af en øget risikopræmie for en garantikautiøn ?

Ved finansiering af biogasanlæg har det i Grøn Vækst været foreslået at kommunerne i højere grad giver en lånegaranti ved opførelse af biogasanlæg, finansieringen efter finanskrisen kan være et problem. For at belyse dette element er der i det følgende set nærmere på hvilken konsekvens det vil have, hvis der skal betales en risikopræmie af investeringsbeløbet. Som det fremgår af tabel 5 så øges break-even prisen som forventet med den højere rente og den stiger til 1,00 kr. pr. kWh ved en samlet rente på 11,3% (5% + 6,3%).

Tabel 5. Konsekvenser for break-even prisen ved øget risikopræmie.

Risikopræmie (%)	Break-even pris (kr/kWh)
0 (baseline)	0,77
0,4	0,78
2,0	0,84
3,8	0,90
6,3	1,00

Bem: Risikopræmien øges ved at øge renten der i udgangspunktet er 5%.

7. Hvad er konsekvensen af en ændret fordeling mellem el og varme?

Der er ønsket en vurdering af betydningen ved en (marginalt) ændret el/varme fordeling på 55/45 og 50/50. Denne fordeling betyder, at der produceres mindre varme og mere el. Det betyder, at det tilskud der er behov for fordeles på flere enheder strøm, hvorfor break-even prisen pr. kWh time falder til 70 øre ved en fordeling mellem varme og el på 50/50. Omvendt vil en lavere el-andel end baseline øge break-even prisen.

Tabel 6. Konsekvenserne af en ændret fordeling af el/varme for break-even prisen

Fordeling mellem varme / el (%)	Break-even pris (kr/kWh)
57 / 43 (baseline)	0,77
55 / 45	0,75
50 / 50	0,70

Bem: Pris på varme er 0,3 kr. pr. kWh (se også tabel 2).

Kilder

Christiansen, M. G. (2010): Nulpunktsanalyse for biogasanlæg baseret på ren husdyrgødning. Landbrug og Fødevarer, Videnscenter for svineproduktion

Dubgaard, A., Nissen, C.J., Jespersen, H.L., Gylling, M., Jacobsen, B.H., Jensen, J.D., Hjorth-Gregersen, K., Kejser, A.T. og Helt-Hansen, Julie (2010). Økonomiske analyser for landbruget af en omkostningseffektiv klimastrategi. Rapport nr. 205. Fødevareøkonomisk Institut, København Universitet.

Energistyrelsen (2008). Om værdien af biogas leveret til et naturgasfyret decentralt kraftvarmeværk. Notat. 12. marts 2008.

Energistyrelsen (2009). Grøn Vækst udfordrer eksisterende og nye biogasselskaber. Notat. Biogasforenings Seminar. December 2009.

Energistyrelsen (2010). Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet. Notat.

Fødevareministeriet (2008): Landbrug og Klima. Analyse af landbrugets virkemidler til reduktion af drivhusgasser og de økonomiske konsekvenser. Rapport.

Hjorth-Gregersen, K. (2008). Driftsøkonomisk analyse af udvalgte tiltag til drivhusgasreduktioner i landbruget. Notat udarbejdet for Fødevareministeriet.

Jacobsen, B.H. (2010). Costs of slurry separation technologies and alternative use of solid fraction for biogas and burning. Paper for the 18th IFMA congress.

Jensen, T.K. (2009): Biogas til nettet. Dansk Gasteknisk Center A/S

Lemvig biogas (2010). Grundlæggende viden om biogas. Notat om øvre og nedre brændværdier for biogas. <http://www.lemvigbiogas.com/viden.htm>

Nielsen, L. H.; Hjorth-Gregersen, K., Thygesen, P. og Christensen, J. (2002). Samfundsøkonomiske analyser af biogasfællesanlæg. FOI rapport nr. 136. Fødevareøkonomisk Institut.

Planenergi (2009). Optimal udnyttelse af biogas i Lemvig. Hovedrapport. Udarbejdet for Naturgas Midt-Nord I/S.