

## Afdækning af muligheder for at fremme investeringer i biogas

Business case modeller for decentralt biogasanlæg og centralt fællesbiogasanlæg i Danmark



**7. maj 2013**

Denne rapport er udarbejdet af Deloitte og Blue Planet Innovation for Energistyrelsens Biogas Taskforce. Energistyrelsen er ikke nødvendigvis enig i rapportens konklusioner og anbefalinger.

ISBN: 978-87-93071-16-2 (Online)

|          |   |          |
|----------|---|----------|
| <b>1</b> | <b>Introduktion</b>                         | <b>3</b> |
| 2        | Konklusion                                  | 10       |
| 3        | Casebeskrivelse                             | 16       |
| 4        | Værdiansættelsesmetode                      | 24       |
| 5        | Forudsætninger for business case-analyserne | 26       |
| 6        | Præliminære business case-resultater        | 40       |
| 7        | Appendiks                                   | 50       |

Deloitte er af Energistyrelsen og i samarbejde med Blue Planet Innovation (BPI) blevet bedt om at udarbejde finansielle business case-analyser for 2 generiske biogasanlæg. Analyserne skal afdække mulighederne for at fremme investeringer i biogas, som afdækkes af Energistyrelsens nedsatte Biogas Taskforce. Rapporten er en del af projektet ”Afdækning af muligheder for at fremme investeringer i biogas”, som skal danne grundlag for det videre arbejde med at realisere målsætningerne på biogasområdet.

De præliminære business case-analyser skal fungere som eksempler på et investeringsgrundlag for potentielle investorer og långivere. Analysernes formål er således at skabe et grundlag, som gør det muligt for finansieringsselskaber, institutionelle og private investorer, kommuner og Energistyrelsen at få bedre indsigt i investerings- og organisationsmulighederne i forbindelse med biogasprojekter.

Til formålet har Deloitte udviklet 2 finansielle analysemodeller, som kan simulere projektøkonomien for henholdsvis et decentralt anlæg og et centralt fællesanlæg på basis af en række forudsætninger og antagelser leveret af BPI. Analysemodellerne estimerer resultatbudget, balancebudget og likviditetsbudget over projektperioden samt en række relevante nøgletal til vurdering af projektet.

Rapportens indhold er baseret på information og antagelser udarbejdet og leveret af BPI og Videncentret for Landbrug på vegne af Energistyrelsen og information indhentet fra offentligt tilgængelige kilder, herunder hos Energistyrelsen. Alle oplysninger, meninger og estimater i dette dokument repræsenterer Deloitte's og BPI's vurdering pr. den dato, dokumentet er udfærdiget, og disse kan ændres uden varsel.

Deloitte har ikke verificeret de forelagte informationer, medmindre andet er angivet. De forelagte informationer formodes at være nøjagtige og fuldstændige i forhold til vores arbejde. Vi fralægger os ethvert ansvar eller forpligtelse, herunder fejl og mangler, i rapporten forårsaget af unøjagtige og ufuldstændige informationer og data.

Vores arbejde omfatter ikke nogen erklæringer eller garantier vedrørende nøjagtighed eller fuldstændighed af eventuelle udtalelser, estimater og prognoser for fremtidig performance.

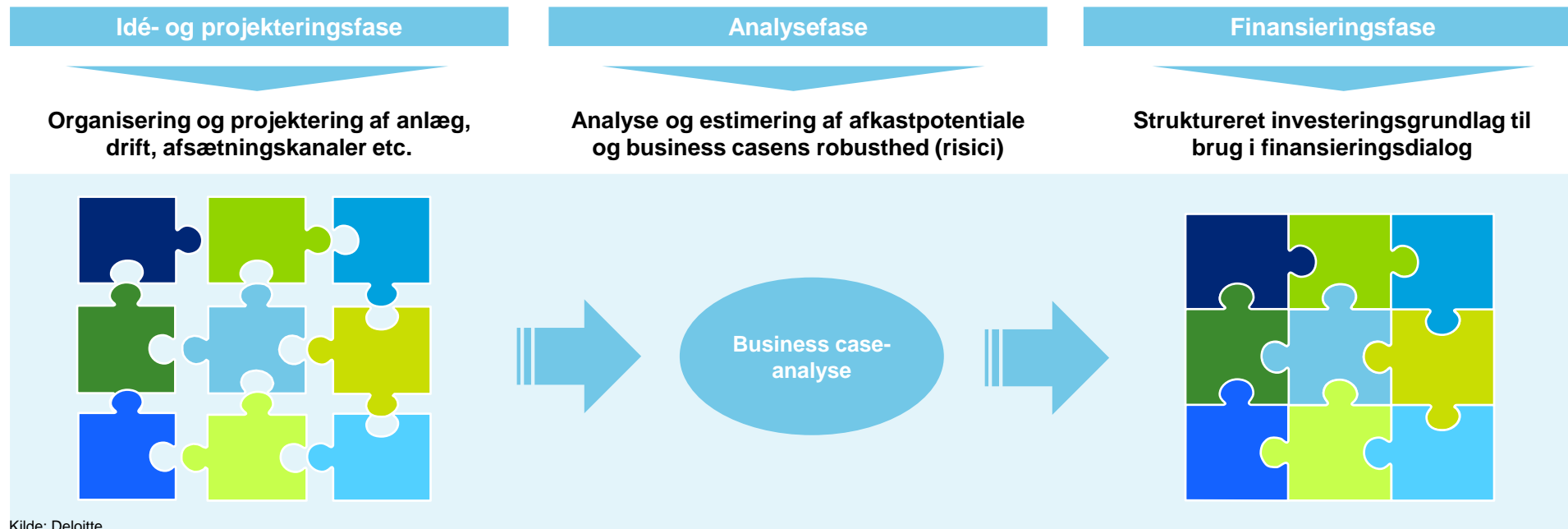
Denne rapport er ikke en revisionserklæring eller en fairness opinion og er ikke en anbefaling til enten at investere eller til at engagere sig i forretningsforbindelse, men alene case-eksempler, der skal fungere som et grundlag for at skabe indsigt for potentielle investorer og långivere i investerings- og organisationsmulighederne i forbindelse med biogasprojekter.

## Formål med business case-analyserne og deres anvendelse

De præliminære business case-analyser skal modsat mere generelle driftsbudgetter og overordnede projektbeskrivelser fungere som eksempler på et struktureret investeringsgrundlag for potentielle investorer og långivere.

Analysernes formål er at "samle brikkerne" fra idé- og projekteringsfasen og skabe et grundlag, som gør det muligt for finansieringsselskaber, institutionelle og private investorer, kommuner og Energistyrelsen at få bedre indsigt i investerings- og organisationsmuligheder og risici i forbindelse med biogasprojekter i Danmark.

Analyserne kan således fungere som grundlag for en finansieringsdialog med potentielle investorer og långivere, da den samler såvel konstruktion, drift, finansiering og risiko i én samlet analyse.



Kilde: Deloitte

**Investeringsgrundlagets omfang**

For at sikre en optimal og struktureret dialog med potentielle långivere og investorer er det essentielt at skabe et robust grundlag for dialogen.

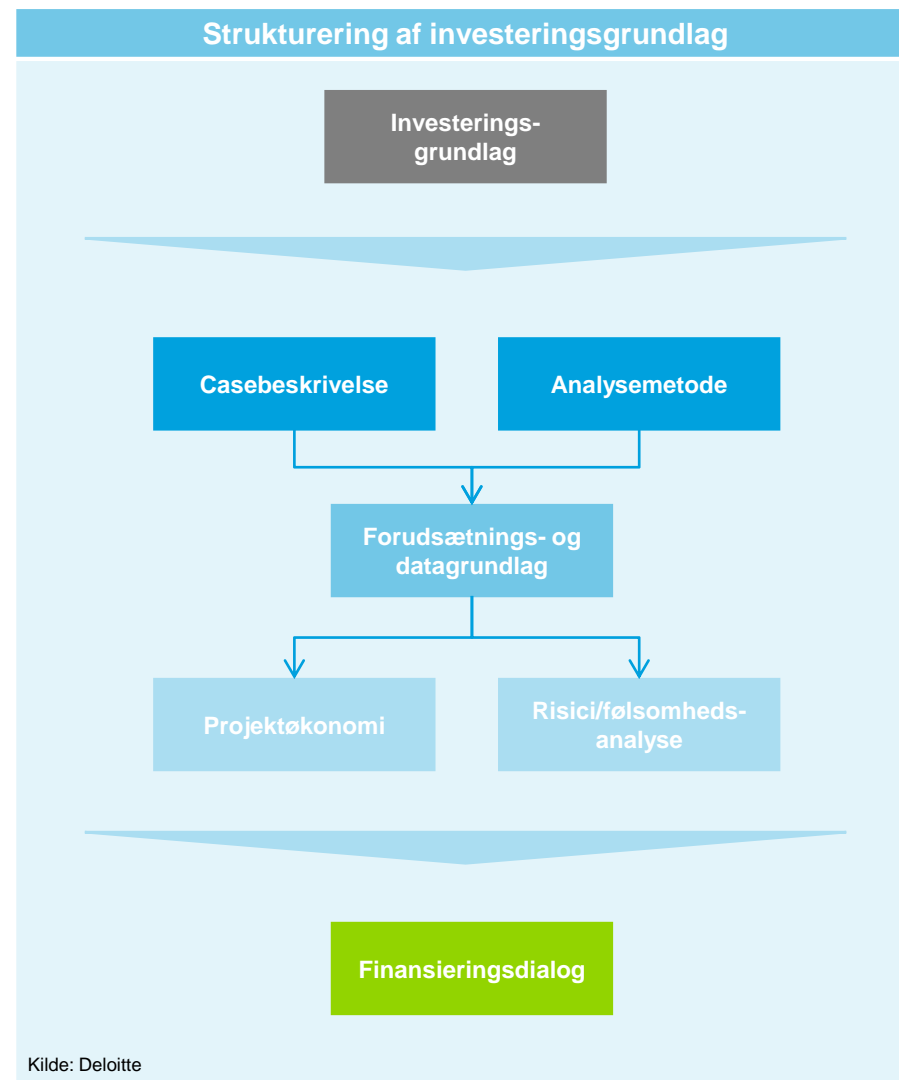
Dette sikres via en gennemarbejdet business case-analyse, som indeholder de elementer, som potentielle långivere og investorer anser som nødvendige for et robust og fyldestgørende investeringsgrundlag. Figuren ovenfor angiver vores forslag til strukturering af investeringsgrundlaget for et biogasanlæg.

Investeringsgrundlaget indledes med en beskrivelse af projektet, herunder organisering, værdikæde og interessenter. Dette element er helt centralt for den videre dialog, da casebeskrivelsen tydeliggør, hvilke risici der er forbundet med projektet.

I forlængelse af casebeskrivelsen bør den anvendte analysemetode beskrives og uddybes, dvs. hvilken metode er anvendt til at illustrere, at casen er såvel kreditværdig som interessant fra et investorsynspunkt (afkast relativt til risiko). Efterfølgende bør projektets forudsætnings- og datagrundlag beskrives, herunder kilder og (u)sikkerhed.

På baggrund af de anvendte forudsætninger og data kan projektets økonomi og afkastpotentiale estimeres og vurderes. Analysen af projektøkonomien kan med fordel suppleres med relevante følsomhedsanalyser, som viser, hvilke forudsætninger der er mest kritiske for business casen. Dette sikrer et godt afsæt for den videre dialog med långivere og investorer.

**Strukturering af investeringsgrundlag**



Kilde: Deloitte

**Krav til analyseværktøjet**

Til vurdering af projektøkonomien for den pågældende business case er det nødvendigt at udvikle et analyseværktøj til business casen.

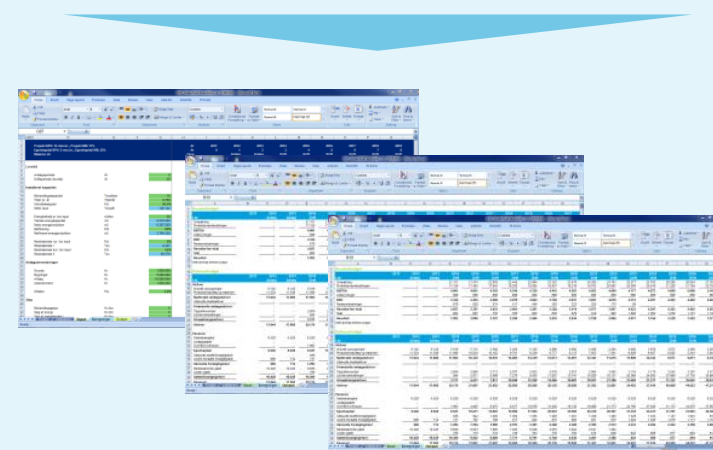
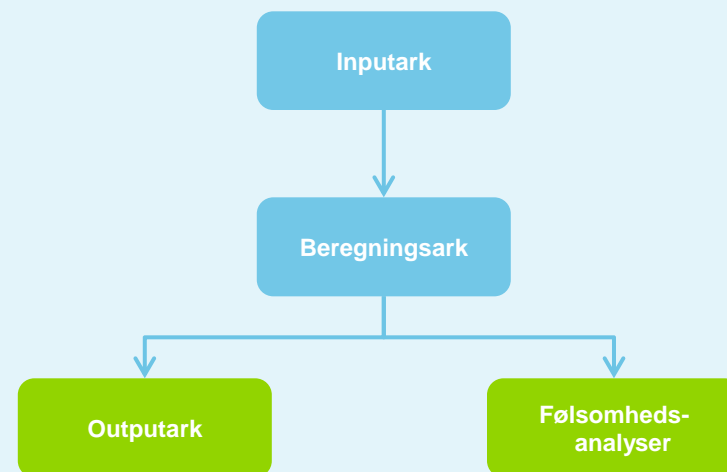
Analyseværktøjet bør udvikles således, at alle væsentlige parametre indgår eksplicit i beregningen af projektøkonomien, samt at værktøjet er dynamisk og tilstrækkelig fleksibelt til at kunne beregne relevante følsomheder på nøglevariable (følsomheds- og scenarieanalyse).

Følsomhedsanalyserne er med til at anskueliggøre, hvor robust business casen er overfor de anvendte forudsætninger og dermed hvilke primære risici, som casen er eksponeret mod.

Vi anbefaler, at analyseværktøjet udvikles i form af en Excel-baseret cash flow-model, hvor værktøjet overordnet struktureres som illustreret til højre. Ved opdeling af værktøjet i inputark, beregningsark og outputark sikres overskueligheden i modellen, mens det ligeledes eksplicit fremgår, hvilke dele af modellen som er input og dermed kan ændres på.

Analyseværktøjet bør som minimum estimere resultat-, balance- og likviditetsbudget for projektet samt relevante finansielle nøgletal til vurdering af projektets rentabilitet. På denne måde sikres, at værktøjet i modelleringsteknisk forstand internt er konsistent (balancebudget stemmer som funktion af resultat- og likviditetsbudget).

**Struktur for analyseværktøjet**



Kilde: Deloitte



# Analyseværktøjet bør opbygges som en nominal model og tage hensyn til case-specifikke forhold

### Case-specifikke forhold og opgørelsesmetode for cash-flow

Analyseværktøjet bør skræddersyes til den specifikke business case, for hermed at sikre, at der tages højde for både generelle økonomiske forhold og alle case-specifikke forhold.

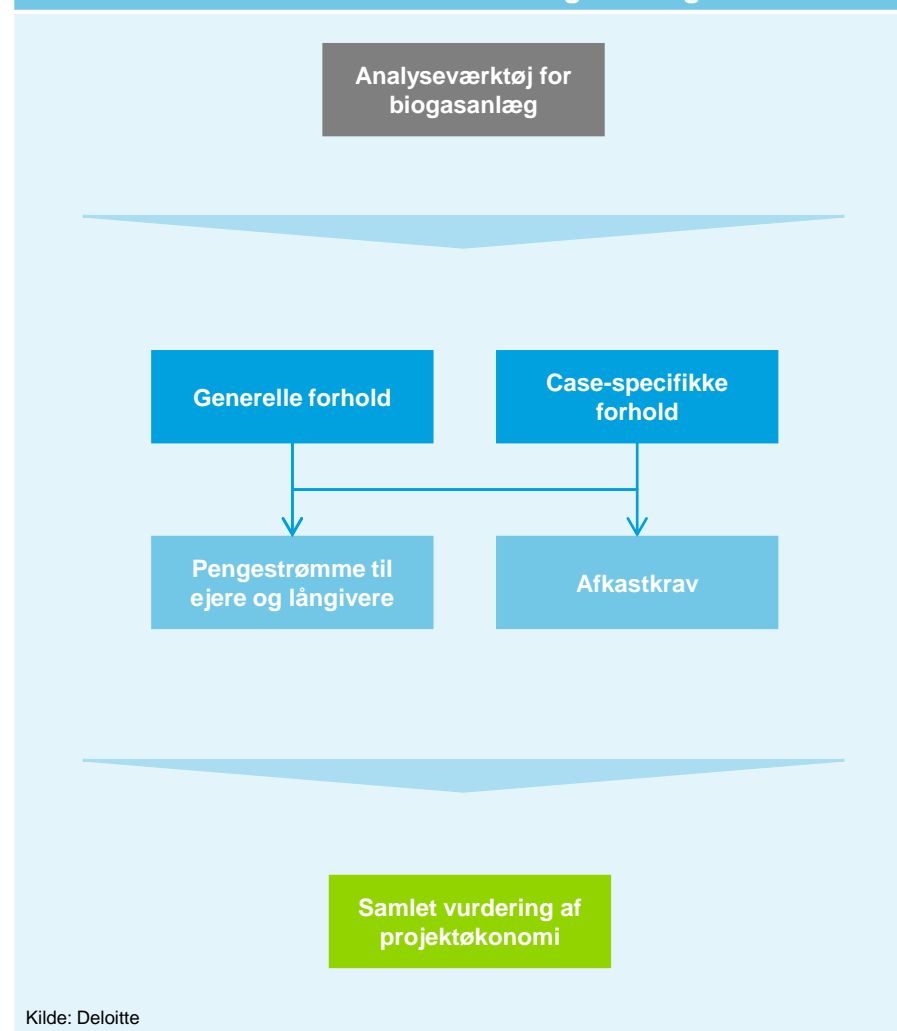
De generelle økonomiske forhold omfatter fx afskrivninger (regnskabsmæssige og skattemæssige), skat, prisinflation og markedspriser til brug for estimering af fx afkastkrav

Case-specifikke forhold for et biogasanlæg i Danmark bør omfatte tilskuds- og støtteordninger (anlæg og drift), afgifter/afgifts-fritagelser, finansieringsmæssige forudsætninger, afsætningsvilkår for biogassen (hvem er aftager), biomassesammensætning (og forventet gasudbytte) samt anlægs- og driftsmæssige forhold.

Herudover bør afkastkravet opgøres specifikt for den konkrete case, hvor der tages højde for særlige drifts- og finansieringsmæssige risici. Vi anbefaler, at afkastkravet bygges op fra bunden, hvor de enkelte delelementer til egenkapitalafkastkravet og gældsafkastkravet fremgår eksplicit.

Det er desuden afgørende, at modellen er konsistent i dens fremskrivning af projektets pengestrømme og den efterfølgende evaluering af disse. Således bør fx nominelle pengestrømme efter skat sammenholdes med nominelt afkastkrav efter skat. Vi anbefaler, at analysen udarbejdes i løbende priser efter skat, da dette sikrer en meningsfyldt balancemodellering for projektet.

### Business case for et biogasanlæg



Kilde: Deloitte

|          |   |           |                            |
|----------|---|-----------|----------------------------|
| <b>1</b> | Introduktion                                | 3         |                            |
| <b>2</b> | <b>Konklusion</b>                           | <b>10</b> | <b>Decentralt anlæg 10</b> |
| <b>3</b> | Casebeskrivelse                             | 16        | Centralt fællesanlæg 13    |
| <b>4</b> | Værdiansættelsesmetode                      | 24        |                            |
| <b>5</b> | Forudsætninger for business case-analyserne | 26        |                            |
| <b>6</b> | Præliminære business case-resultater        | 40        |                            |
| <b>7</b> | Appendiks                                   | 50        |                            |

## Decentralt anlæg – organisering og afsætningskanal driver business casen

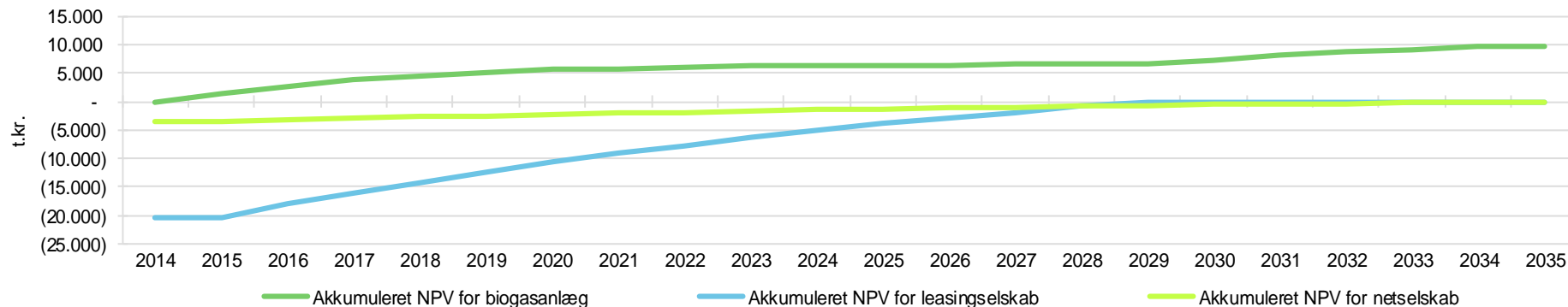
### Business casen er drevet af organiseringen og afsætningskanalen

Business casen for det decentrale anlæg er organiseret således, at finansieringen og konstruktionen af biogasanlægget og ledningsnettet, som skal føre biogassen til aftageren, varetages af et større lokalt energiselskab. Energiselskabet opfører biogasanlægget og leaser det til landmændenes driftsselskab (gennem et leasingselskab) og modtager en distributionstarif fra biogasanlægget for hver m<sup>3</sup> biogas, der distribueres gennem ledningsnettet (via et netselskab). Det er således ikke biomasseleverandørerne (landmændene) selv, som skal skaffe anlægsfinansieringen.

Dette setup medfører, at landmændene, som skal drive biogasanlægget, ikke har nogen initial investering, og at finansieringen forventes at kunne gennemføres til et lavere afkastkrav (lavere lånerente pga. højere kreditværdighed hos energiselskabet), end hvis landmændene skulle have varetaget denne finansiering. Leasing- og netselskabets formål er alene at facilitere finansieringen af anlæg og tilhørende infrastruktur, hvorfor disse selskaber alene skal have et afkast, som svarer til disse selskabers afkastkrav.

Yderligere afsættes den producerede biogas til et lokalt naturgasfyret kraftvarmeværk til en pris, som er fastsat med udgangspunkt i naturgasprisen (i 2015 estimeres biogasproducenten at få 5,93 kr./m<sup>3</sup> metan svarende til 165 kr./GJ). Ved en stigende naturgaspris opnår biogasanlægget kompensation for et faldende variabelt tilskud gennem den højere naturgaspris, (hvilket ikke ville være tilfældet ved en anden substitutionspris).

Ovennævnte elementer (organisering/finansiering og substitutionspris) medfører en positiv investeringscase, hvilket er illustreret ved en positiv nettonutidsværdi (NPV) for biogasanlægget i figuren nedenfor (ca. 10 mio.kr.). Det ses yderligere af figuren, at NPV'en for leasing- og netselskabet er = 0 kr., hvilket svarer til, at de netop får et afkast svarende til deres afkastkrav gennem løbende leasingydelse og distributionstariffer.



## Konklusion

# Decentralt anlæg – positiv business case trods frafald af anlægstilskud

### Business casen er robust over for ændringer i nøgleparametre

Tabellerne overfor viser business casens NPV (i t.kr.) angivet i forhold til en række nøgleforudsætninger.

I den øverste tabel er NPV'ens følsomhed over for ændringer i anlægsinvesteringen og anlæggets driftsomkostninger illustreret. Det ses, at NPV'en falder til ca. 8,6 mio.kr. ved en stigning på 5% i anlægsinvesteringen, mens den falder til ca. 6,0 mio.kr. ved en stigning i driftsomkostninger (omkostninger til transport og energiafgrøder ikke indeholdt) på 20%.

I den midterste tabel er NPV'ens følsomhed over for ændringer i prisen på energiafgrøder og det årlige gasudbytte illustreret. Det ses, at NPV'en falder til ca. 7,9 mio.kr. ved en stigning på 10% i prisen på energiafgrøder (majs), mens den falder til ca. 5,5 mio.kr. ved et fald på 5% i gasudbyttet.

I den nederste tabel er NPV'ens følsomhed over for bortfald af anlægstilskud og en stigning i lånerenten på 2%-point i forhold til base case illustreret. Det ses, at NPV'en falder til ca. 5,0 mio.kr. ved bortfald af anlægstilskuddet, mens den falder til ca. 7,7 mio.kr. ved en stigning på 2%-point i lånerenten.

Business casens samlede rentabilitet er således robust over for ændringer i nøgleparametre, men relativt mest følsom over for bortfald af anlægstilskud, fald i gasudbyttet og en stigning i de årlige driftsomkostninger i henhold til de definerede følsomhedsscenarier.

### Følsomhedsanalyse (på NPV)

| t.kr.              |       | Anlægsinvestering |        |        |        |         |
|--------------------|-------|-------------------|--------|--------|--------|---------|
|                    |       | (10)%             | (5)%   | 0 %    | 5 %    | 10 %    |
| Driftsomkostninger | (40)% | 20.779            | 19.624 | 18.469 | 17.314 | 16.159  |
|                    | (20)% | 16.542            | 15.352 | 14.162 | 12.971 | 11.781  |
|                    | 0 %   | 12.305            | 11.080 | 9.854  | 8.629  | 7.403   |
|                    | 20 %  | 8.446             | 6.808  | 5.995  | 4.286  | 3.025   |
|                    | 40 %  | 4.587             | 2.536  | 2.136  | (64)   | (1.367) |

Kilde: Deloitte-analyse

| t.kr.  |       | Pris på energiafgrøder |        |        |        |         |
|--|-------|------------------------|--------|--------|--------|---------|
|  |       | (20)%                  | (10)%  | 0 %    | 10 %   | 20 %    |
| Gasudbytte (m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> ) | (10)% | 4.950                  | 3.020  | 1.088  | (847)  | (2.790) |
|  | (5)%  | 9.331                  | 7.402  | 5.472  | 3.543  | 1.613   |
|  | 0 %   | 13.713                 | 11.784 | 9.854  | 7.925  | 5.995   |
|  | 5 %   | 18.095                 | 16.166 | 14.236 | 12.307 | 10.377  |
|  | 10 %  | 22.477                 | 20.548 | 18.618 | 16.689 | 14.759  |

Kilde: Deloitte-analyse

| t.kr.                             | NPV   |
|-----------------------------------|-------|
| Bortfald af tildelt anlægstilskud | 5.015 |
| Forøget lånerente (+2%-point)     | 7.742 |

Kilde: Deloitte-analyse



## Centralt fællesanlæg – positiv business case afhængig af stabil drift og højt gasudbytte

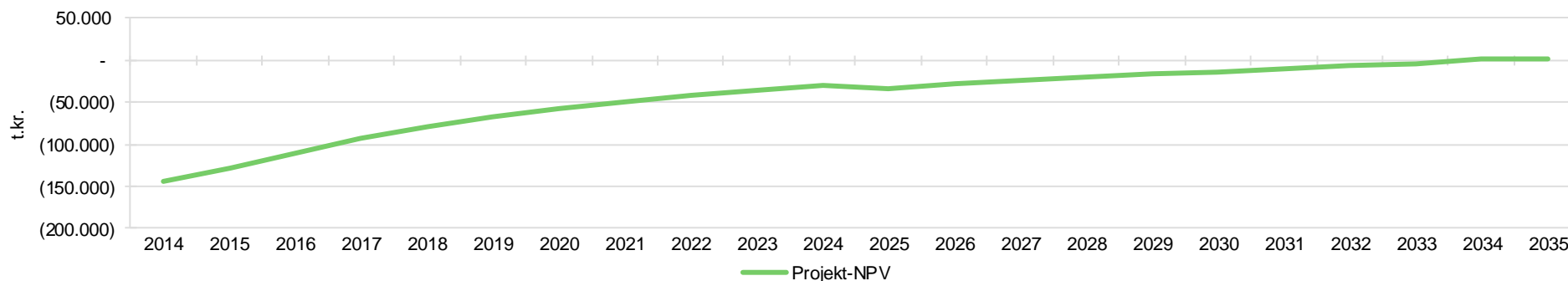
### Business casen drevet af intern incitamentsstruktur

Business casen for det centrale anlæg er organiseret således, at finansieringen og konstruktionen af biogasanlægget og en tilhørende kraftvarmehenhed, hvorpå biogassen afbrændes til varme- og elformål, varetages af biomasseleverandørerne (landmændene) sammen med en finansiel investor. En større andel af den samlede finansiering forudsættes at kunne realiseres gennem lånefinansiering. Finansieringsstrukturen medfører, at ejerne af biogasanlægget har en relativt stor initial investering, som skal forrentes i forhold til den risiko, ejerne påtager sig ved investeringen.

Business casen er helt afhængig af kvaliteten af den tilførte biomasse og en optimal drift af anlægget, da disse elementer i sammenhæng skal sikre et højt og jævnt biogasudbytte. I den forbindelse etableres en hensigtsmæssig incitamentsstruktur for anlægs- og biomasseleverandørerne, således at anlægsleverandørens betaling afhænger af anlæggets performance, mens biomasseleverandørerne afregnes i forhold til kvaliteten af den tilførte biomasse.

Modsat det decentrale anlæg har det centrale anlæg den ulempe, at varmen afsættes til et lokalt varmforsyningsselskab, hvor substitutionsprisen ikke er naturgas, men derimod kul. Kul er billigere end naturgas, og da afregningsprisen ikke er koblet på naturgasprisen, opnår biogasanlægget ikke kompensation, hvis det variable tilskud falder pga. en stigende naturgaspris. På basis af forventede priser på el og varme og tilskud ved anvendelse af biogas til procesformål, estimeres det centrale anlæg at opnå en pris på 5,58 kr./m<sup>3</sup> metan svarende til 155 kr./GJ.

Det centrale anlæg udgør samlet en positiv investeringscase, hvilket er illustreret ved en positiv NPV for biogasanlægget i figuren nedenfor (ca. 2 mio.kr.). Business casen opnår dog først "break even" i sit sidste driftsår, hvilket gør casens rentabilitet meget følsom over for ændringer i nøgleparametre (illustreret på næste side).



Kilde: Blue Planet Innovation (forudsætninger) og Deloitte (finansiel modellering)

## Konklusion

# Centralt fællesanlæg – business casen er afhængig af anlægstilskud

### Business casen er følsom over for ændringer i nøgleparametre

Tabellerne overfor viser business casens NPV (i t.kr.) angivet i forhold til en række nøgleforudsætninger

I den øverste tabel er NPV'ens følsomhed over for ændringer i anlægsinvesteringen og anlæggets driftsomkostninger illustreret. Det ses, at NPV'en falder til ca. (5,4 mio.kr.) ved en stigning på 5% i anlægsinvesteringen, mens den falder til ca. (10,2 mio.kr.) ved en stigning i driftsomkostninger (omkostninger til transport og energiafgrøder ikke indeholdt) på 20%.

I den midterste tabel er NPV'ens følsomhed over for ændringer i prisen på energiafgrøder og det årlige gasudbytte illustreret. Det ses, at NPV'en falder til ca. (3,2 mio.kr.) ved en stigning på 10% i prisen på energiafgrøder (majs), mens den falder til ca. (15,1 mio.kr.) ved et fald på 5% i gasudbyttet.

I den nederste tabel er NPV'ens følsomhed over for bortfald af anlægstilskud og en stigning i lånerenten på 2%-point i forhold til base case illustreret. Det ses, at NPV'en falder til ca. (27,5 mio.kr.) ved bortfald af anlægstilskuddet, mens den falder til ca. (9,6 mio.kr.) ved en stigning på 2%-point i lånerenten.

Business casens samlede rentabilitet er således meget følsom over for de primære forudsætninger, herunder især gasudbyttet og de årlige driftsomkostninger, hvor relativt lave ændringer kan "vælte" casen. Et bortfald af anlægstilskud og stigende finansieringsomkostninger vil ligeledes forårsage en negativ case.

### Følsomhedsanalyse (på NPV)

| t.kr.              |       | Anlægsinvestering |          |          |          |          |
|--------------------|-------|-------------------|----------|----------|----------|----------|
|                    |       | (10)%             | (5)%     | 0 %      | 5 %      | 10 %     |
| Driftsomkostninger | (40)% | 41.231            | 33.881   | 26.496   | 19.072   | 11.608   |
|                    | (20)% | 29.150            | 21.762   | 14.343   | 6.866    | (651)    |
|                    | 0 %   | 17.035            | 9.607    | 2.131    | (5.408)  | (13.024) |
|                    | 20 %  | 4.877             | (2.645)  | (10.241) | (17.906) | (25.641) |
|                    | 40 %  | (7.465)           | (15.098) | (22.816) | (30.613) | (38.489) |

Kilde: Deloitte-analyse

| t.kr.               |       | Pris på energiafgrøder |          |          |          |          |
|---------------------|-------|------------------------|----------|----------|----------|----------|
|                     |       | (20)%                  | (10)%    | 0 %      | 10 %     | 20 %     |
| Gasudbytte (m3 CH4) | (10)% | (21.628)               | (27.208) | (32.852) | (38.647) | (44.602) |
|                     | (5)%  | (4.194)                | (9.635)  | (15.111) | (20.623) | (26.183) |
|                     | 0 %   | 12.813                 | 7.472    | 2.131    | (3.240)  | (8.671)  |
|                     | 5 %   | 29.689                 | 24.373   | 19.057   | 13.741   | 8.408    |
|                     | 10 %  | 46.492                 | 41.194   | 35.896   | 30.598   | 25.292   |

Kilde: Deloitte-analyse

| t.kr.                             | NPV      |
|-----------------------------------|----------|
| Bortfald af tildelt anlægstilskud | (27.514) |
| Forøget lånerente (+2%-point)     | (9.562)  |

Kilde: Deloitte-analyse

|          |   |           |  |  |                         |           |  |                      |    |
|----------|---|-----------|--|--|-------------------------|-----------|--|----------------------|----|
| <b>1</b> | Introduktion                                | 3         |  |  |                         |           |  |                      |    |
| <b>2</b> | Konklusion                                  | 10        |  |  |                         |           |  |                      |    |
| <b>3</b> | <b>Casebeskrivelse</b>                      | <b>16</b> | <table> <tr> <td></td> <td><b>Decentralt anlæg</b></td> <td><b>16</b></td> </tr> <tr> <td></td> <td>Centralt fællesanlæg</td> <td>20</td> </tr> </table> |  | <b>Decentralt anlæg</b> | <b>16</b> |  | Centralt fællesanlæg | 20 |
|          | <b>Decentralt anlæg</b>                     | <b>16</b> |  |  |                         |           |  |                      |    |
|          | Centralt fællesanlæg                        | 20        |  |  |                         |           |  |                      |    |
| <b>4</b> | Værdiansættelsesmetode                      | 24        |  |  |                         |           |  |                      |    |
| <b>5</b> | Forudsætninger for business case-analyserne | 26        |  |  |                         |           |  |                      |    |
| <b>6</b> | Præliminære business case-resultater        | 40        |  |  |                         |           |  |                      |    |
| <b>7</b> | Appendiks                                   | 50        |  |  |                         |           |  |                      |    |



### Casebeskrivelse

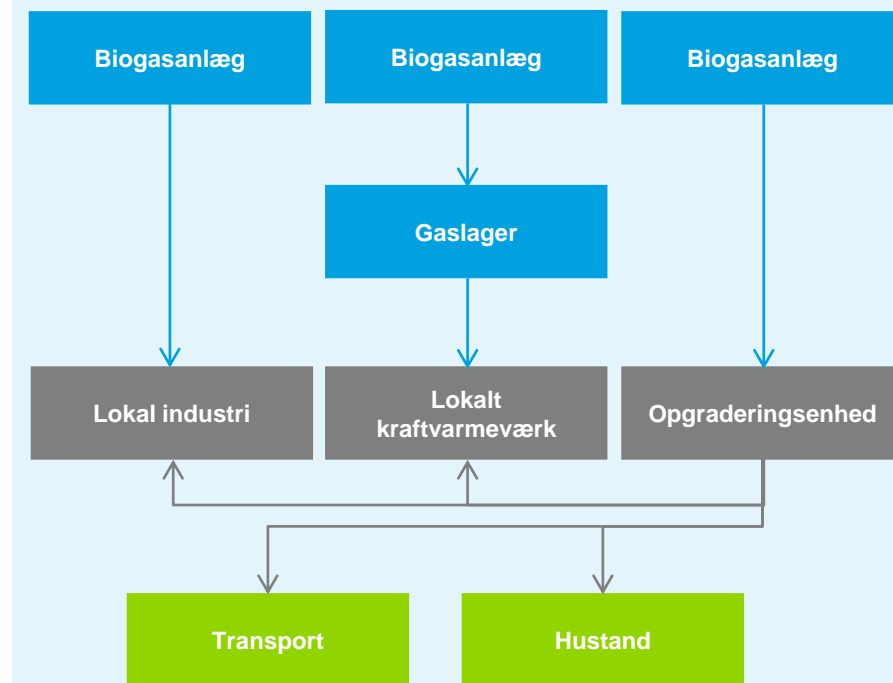
Biogasprojektet, som involverer casens decentrale anlæg, blev startet i kommunalt regi i 2009. Baggrunden for dette initiativ var en hensigt om at gøre den pågældende kommune 100% selvforsynende med vedvarende energi på mellemlang sigt.



Som et led i denne plan har kommunen sat som målsætning at anvende en større andel af kommunens husdyrgødning (sammen med energiafgrøder) til at fremstille biogas.

Visionen omfatter udviklingen af en decentral model, hvor ca. 40 biogasanlæg skal placeres på landbrugsbedrifterne, og biogassen efterfølgende føres via et biogasledningsnet (ca. 200 km) til lokale kraftvarmeverker og andre aftagere, hvor gassen effektivt kan anvendes til el, varme og evt. industriel procesenergi.

Visionen omfatter ligeledes, at der etableres lokale opgraderingsenheder, som kan opgradere den producerede biogas og sende den i naturgasnettet.

### Biogasproduktions- og distributionskoncept



-  **Biogasledningsnet (netselskab med ansvar for biogasnet)**
-  **Naturgasnet (lokalt distributionsselskab)**

Kilde: Energinet.dk

## Casebeskrivelse

# Decentralt anlæg – organisationsstruktur

### Casebeskrivelse

Organisationsstrukturen<sup>1</sup> for biogaskonceptet er baseret på et til formålet oprettet selskab, der som moderselskab skal drive 4 datterselskaber (driftsenheder).

Formålet med strukturen er, at driftsenhederne opdeles efter formål og dermed kan fokusere på kernerdriften, hvad enten det er drift af biogasanlæg, ledningsnet, handel-, service- eller finansieringsvirksomhed.

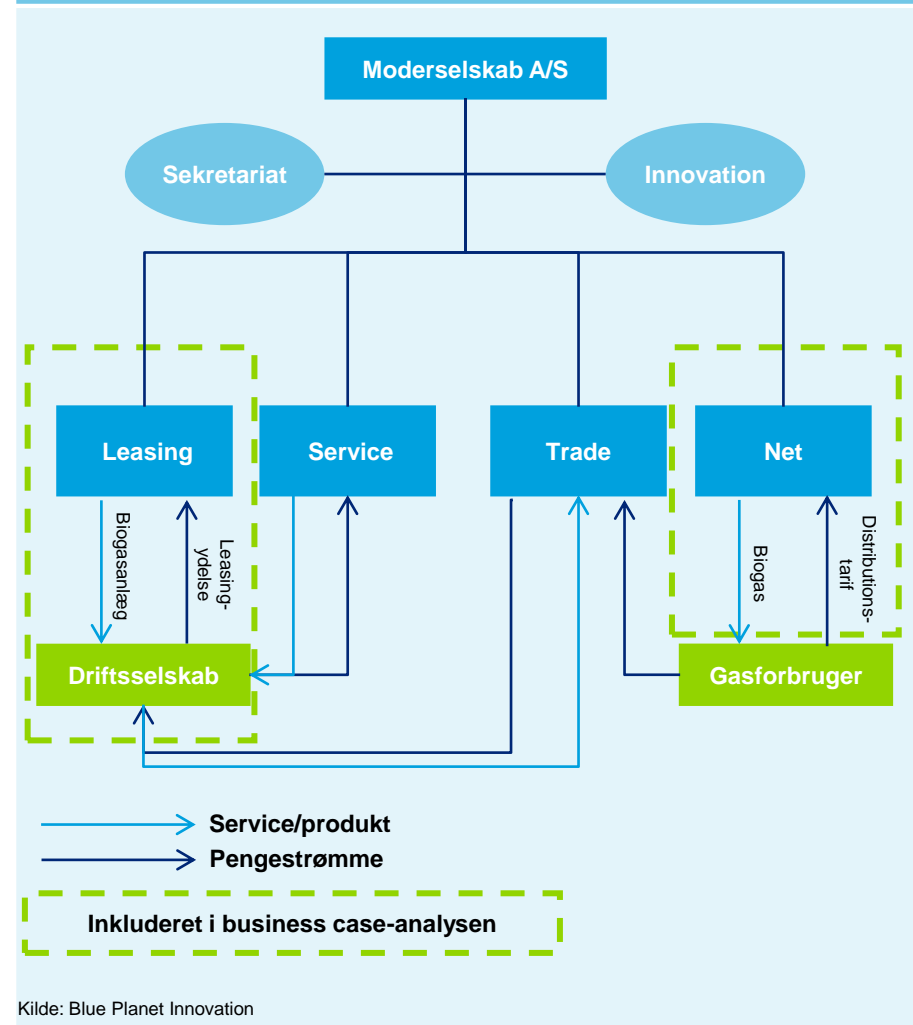
Organisationen er opdelt i 2 selskaber, som skal skabe et afkast lig med selskabets afkastkrav (Leasingselskabet og Netselskabet) og 2 kommercielle selskaber (Trade og Service), som skal generere størst muligt afkast. I forhold til den konkrete business case-analyse er det alene Leasingselskabet og Netselskabet, som er en del af analysen i sammenhæng med landmændenes driftsselskab (Driftsselskabet).

Leasingselskabet varetager finansiering og etablering af biogasanlægget, hvorefter biogasanlægget leases til landmændenes driftsselskab mod en periodisk leasingydelse. Det er hensigten, at Driftsselskabet overtager biogasanlægget efter leasingaftalens udløb.

Netselskabet varetager driften af ledningsnettet og står således for at indsamle og distribuere biogassen samt vedligeholde ledningsnettet mod betaling af en distributionstarif per m<sup>3</sup> transporteret biogas.

<sup>1</sup>Organisationsstrukturen er ikke endeligt fastlagt på detailniveau, om end det overordnede setup er fastlagt i henhold til det illustrerede.

### Organisationsstruktur



**Husdyrgødning er den primære forsyningskilde**

De tilknyttede landmænd råder over de gyllerressourcer, der er nødvendige til at drive biogasanlægget med fuld kapacitet. Derudover er der mulighed for at sikre tilførsel af plantebiomasse.

Ejeren af biogasanlægget (som leaser det ud til landmændene) bidrager til optimering af forsyningsikkerheden ved at etablere en servicefunktion med oversigt over potentielle yderligere gylleleverancer i lokalområdet, som vil kunne træde til ved bortfald af anden forventet biomasse.

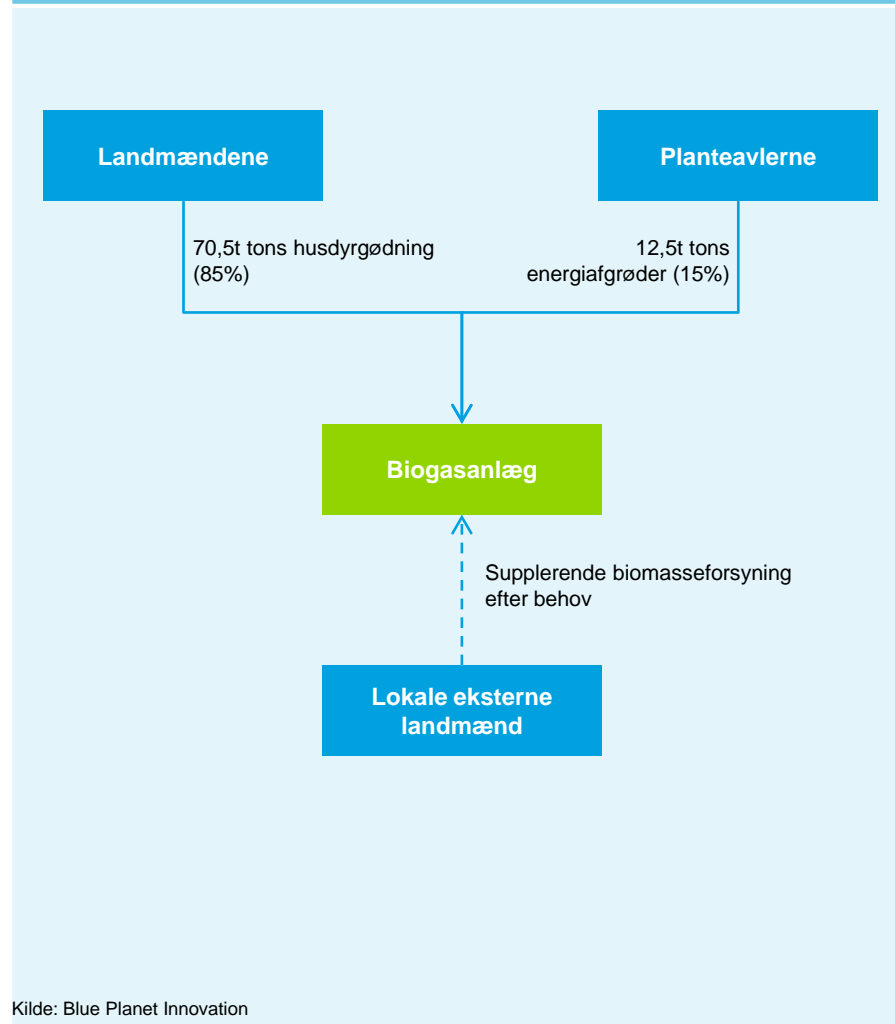
Biomassesammensætningen til anlægget består af en blanding af husdyrgødning og energiafgrøder. Husdyrgødningen (85%) forventes primært at bestå af svinegylle og herudover primært kvæggylle.

Energiafgrøder (som primært er majs) udgør ca. 15% af den samlede biomasse.

Anlægget forventes at have alle biogasleverandører inden for en radius af 6 km og en gennemsnitlig afstand til anlægget på 2,5 km, hvilket sikrer en effektiv biomasseforsyning.

På grund af den korte afstand fra forsyningskilden til biogasanlægget forventes størstedelen at blive transporteret via etablerede rørledninger (ca. 8 km).

**Biomasseforsyning til decentralt anlæg**



Kilde: Blue Planet Innovation

|          |   |           |  |  |                  |    |  |                             |           |
|----------|---|-----------|--|--|------------------|----|--|-----------------------------|-----------|
| <b>1</b> | Introduktion                                | 3         |  |  |                  |    |  |                             |           |
| <b>2</b> | Konklusion                                  | 10        |  |  |                  |    |  |                             |           |
| <b>3</b> | <b>Casebeskrivelse</b>                      | <b>16</b> | <table> <tr> <td></td> <td>Decentralt anlæg</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td></td> <td><b>Centralt fællesanlæg</b></td> <td><b>20</b></td> </tr> </table> |  | Decentralt anlæg | 16 |  | <b>Centralt fællesanlæg</b> | <b>20</b> |
|          | Decentralt anlæg                            | 16        |  |  |                  |    |  |                             |           |
|          | <b>Centralt fællesanlæg</b>                 | <b>20</b> |  |  |                  |    |  |                             |           |
| <b>4</b> | Værdiansættelsesmetode                      | 24        |  |  |                  |    |  |                             |           |
| <b>5</b> | Forudsætninger for business case-analyserne | 26        |  |  |                  |    |  |                             |           |
| <b>6</b> | Præliminære business case-resultater        | 40        |  |  |                  |    |  |                             |           |
| <b>7</b> | Appendiks                                   | 50        |  |  |                  |    |  |                             |           |

Casebeskrivelse

På foranledning af kommunale visioner for de kommende års lokale klimaindsats blev der i 2010 initieret et biogasprojekt af en større gruppe landmænd.

Landmændene blev siden organiseret i et planlægnings-andelsselskab, hvor andelshaverne tilsammen har indskudt ca. 10,3 mio.kr. som opstartskapital til projektmodning.

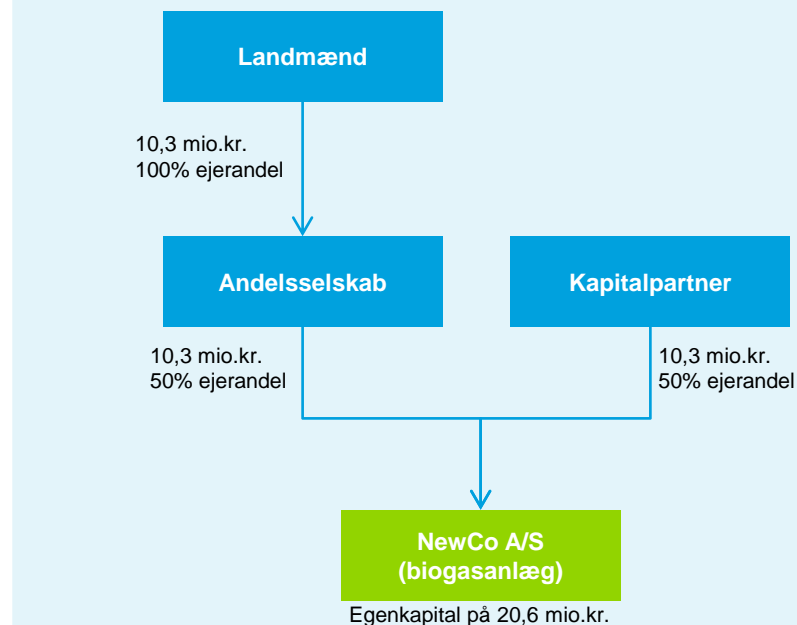
Alle leverandører af biomassen bliver andelshavere og tildeles ejerandele i henhold til husdyrholdets størrelse eller antal dyreenheder.

Der vil blive stillet et minimumskrav til kvaliteten af den leverede biomasse (endnu ikke fastlagt), men denne er i sig selv ikke bestemmende for tildelingen af ejerandele.

Det forventes, at der efterfølgende indgås en aftale med en partner om et kapitalindskud, mod at denne partner modtager 50% af ejerskabet i det nye aktieselskab, hvortil rettigheder og pligter fra andelsselskabet overdrages.

Den samlede selskabskapital forventes herefter at udgøre 20,6 mio.kr.

Organisationsstruktur



Kilde: Blue Planet Innovation

## Casebeskrivelse

# Centralt fællesanlæg – incitamentsstruktur og driftsstrategi

### Casebeskrivelse

En hensigtsmæssig incitamentsstruktur for biomasseleverandørerne er grundlaget, der skal sikre forsynings-sikkerheden og derigennem et rentabelt fællesanlæg.

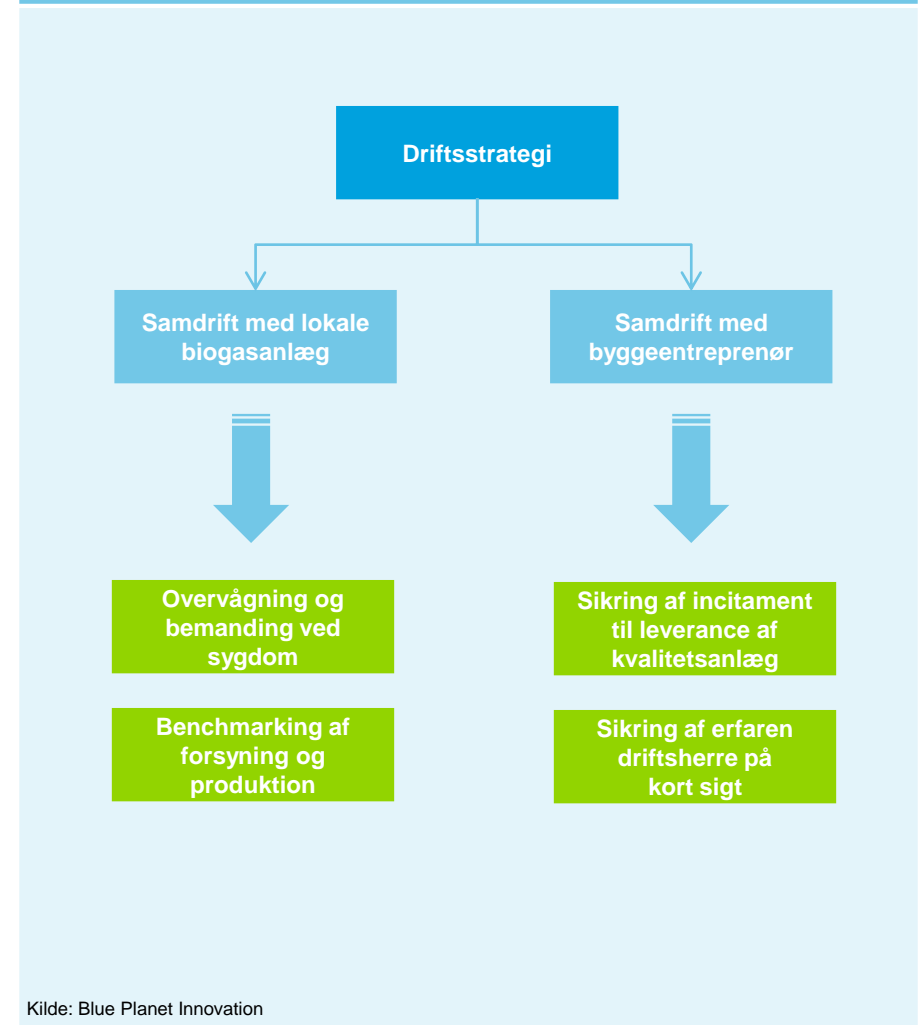
Incitamentsstrukturen for landmændene vil omfatte en afregningsmodel, som belønner biomassekvaliteten (rette tørstofindholdet).

For leverandørerne af plantebiomasse (primært majs) vil incitamentet være en fast langsigtet afsætning til en tilfredsstillende pris. Flere lokale leverandører har tilkendegivet, at de er villige til at indgå længerevarende leverandørkontrakter for at fastlåse prisen på energiafgrøderne.

Driftsstrategien for fællesanlægget er todelt. Der fokuseres både på optimering af driften gennem lokale samarbejder (1) og på at sikre den rette incitamentsstruktur for anlægsleverandøren (2).

De lokale samarbejder omfatter fælles overvågning og bemanding ved sygdom, samt benchmarking på tværs af anlæg for at sikre optimal drift. Anlægsleverandørens incitament sikres bl.a. ved, at denne skal medfinansiere og drive anlægget i de første 3 driftsår mod at få en andel af anlæggets overskud.

### Driftsstrategi



**Husdyrgødning er den primære forsyningskilde**

Biogasanlægget forventes at omsætte ca. 50% af kommunens husdyrgødning og aftage gyllen inden for en kørselsafstand på 17 km.

Der vurderes stadig at være en betydelig uudnyttet biomasse-ressource uden for leverandørselskabet og i fornuftig kørselsafstand til den forventede placering af biogasanlægget.

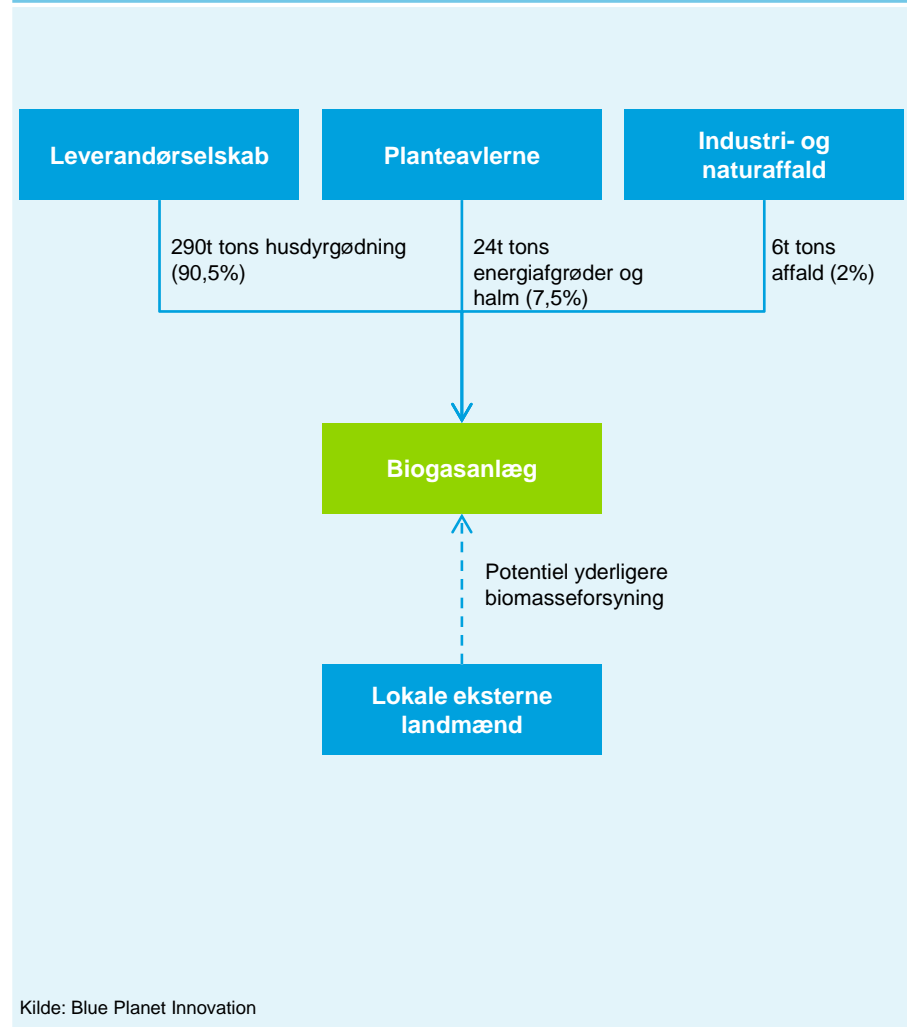
Sammensætningen af biomasse til anlægget forventes at bestå af en blanding af husdyrgødning, energiafgrøder og affaldsprodukter. Husdyrgødningen vil afdække størstedelen af den nødvendige biomasse (91%), mens energiafgrøder og halm (8%) og affaldsprodukter (2%) vil stå for en mindre del.

Biomassesammensætningen er robust i form af velkendte biomasser i afbalancerede forhold, som ikke medfører risiko for kvælstofhæmning af processen eller risiko for at overskride de kritiske grænser for tørstofindholdet.

Transporten af gylle vil foregå med gyllelastvogne. Gyllen afhentes hos landmanden og tilbagebringes i afgasset form i samme arbejdsgang.

Den øvrige biomasse leveres via lastvogne, men vil i højere grad være sæsonbetonet, alt efter anlæggets forsyningsbehov.

**Biomasseforsyning til centralt fællesanlæg**



Kilde: Blue Planet Innovation

|   |   |           |
|---|---|-----------|
| 1 | Introduktion                                | 3         |
| 2 | Konklusion                                  | 10        |
| 3 | Casebeskrivelse                             | 16        |
| 4 | <b>Værdiansættelsesmetode</b>               | <b>24</b> |
| 5 | Forudsætninger for business case-analyserne | 26        |
| 6 | Præliminære business case-resultater        | 40        |
| 7 | Appendiks                                   | 50        |



Vurderingstilgang

De præliminære business case-analyser vurderes ved brug af en diskonteret pengestrømanalyse, hvor de genererede frie pengestrømme (pengestrømme til ejere og långivere) tilbagediskonteres med projektets vægtede afkastkrav (WACC).

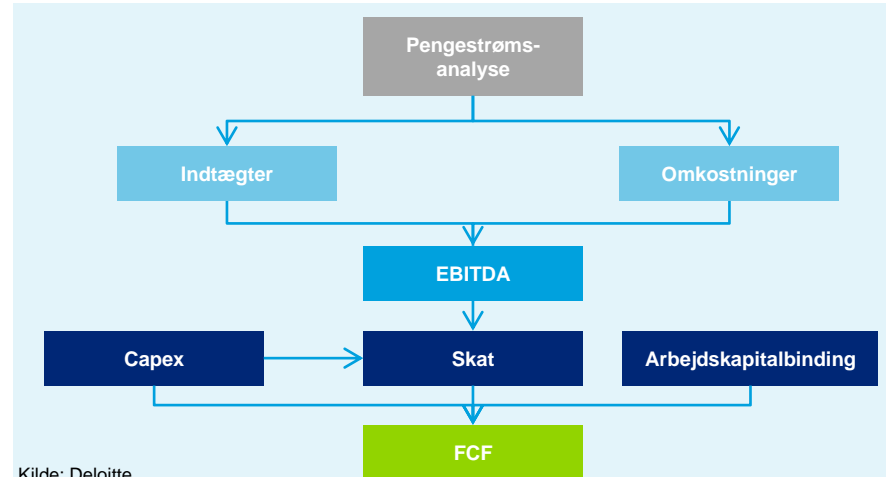
De frie pengestrømme (FCF) estimeres som vist i figuren øverst til højre, hvor driftsomkostninger, betalt skat og investeringer i anlæg og arbejdskapital fratrækkes den genererede omsætning.

De estimerede pengestrømme diskonteres herefter med projektets WACC, som vist i figuren nederst til højre. Projektets WACC tager højde for både projektets driftsmæssige og finansielle risiko. Opnår casen en positiv NPV af de diskonterede frie pengestrømme, er investeringscasen positiv og kan således honorere afkastkravet fra såvel ejerne som långiverne.

Som beskrevet tidligere for det decentrale biogasanlæg betaler landmændenes driftsselskab en leasingydelse til et leasingselskab, som opfører og udlejer biogasanlægget til landmændene. Ligeledes betales en distributionstarif til Netselskabet, der etablerer, driver og vedligeholder biogasledningsnettet.

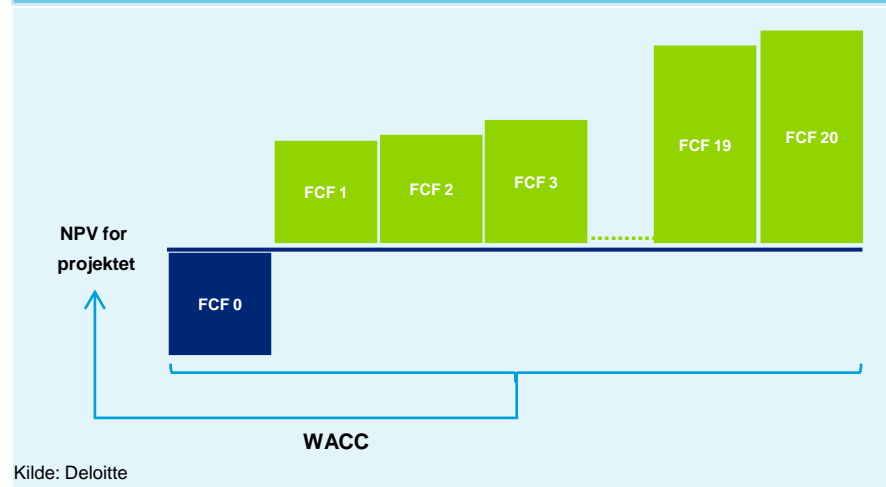
Leasingydelsen og distributionstariffen beregnes med udgangspunkt i, at selskaberne alene skal have et afkast, der svarer til den risiko, som selskaberne påtager sig. Niveaue bestemmes således med udgangspunkt i at selskaberne opnår en NPV = 0 (hvormed selskaberne netop genererer et afkast lig med afkastkravet).

Beregning af frie pengestrømme (FCF)



Kilde: Deloitte

Tilbagediskontering af FCF



Kilde: Deloitte

|                      |  |           |  |                  |           |                  |    |                      |    |
|----------------------|--|-----------|--|------------------|-----------|------------------|----|----------------------|----|
| 1                    | Introduktion                                       | 3         |  |                  |           |                  |    |                      |    |
| 2                    | Konklusion   | 10        |  |                  |           |                  |    |                      |    |
| 3                    | Casebeskrivelse                                    | 16        |  |                  |           |                  |    |                      |    |
| 4                    | Værdiansættelsesmetode                             | 24        |  |                  |           |                  |    |                      |    |
| 5                    | <b>Forudsætninger for business case-analyserne</b> | <b>26</b> | <table> <tr> <td><b>Generelle</b></td> <td><b>26</b></td> </tr> <tr> <td>Decentralt anlæg</td> <td>28</td> </tr> <tr> <td>Centralt fællesanlæg</td> <td>34</td> </tr> </table> | <b>Generelle</b> | <b>26</b> | Decentralt anlæg | 28 | Centralt fællesanlæg | 34 |
| <b>Generelle</b>     | <b>26</b>  |           |  |                  |           |                  |    |                      |    |
| Decentralt anlæg     | 28   |           |  |                  |           |                  |    |                      |    |
| Centralt fællesanlæg | 34   |           |  |                  |           |                  |    |                      |    |
| 6                    | Præliminære business case-resultater               | 40        |  |                  |           |                  |    |                      |    |
| 7                    | Appendiks  | 50        |  |                  |           |                  |    |                      |    |

#### Biogasanlæggene forventes at være i drift i 20 år

Til brug for business case-analyserne er der anvendt en række fælles forudsætninger for det decentrale anlæg og det centrale fællesanlæg.

Af tabellen fremgår det, at værdiansættelsestidspunktet for de 2 business cases er 1. januar 2014.

Derudover antages det, at anlæggene kan etableres og klargøres til produktion på et enkelt år, mens anlæggene herefter har en driftsperiode på 20 år. Projektøkonomien for såvel det decentrale anlæg som det centrale fællesanlæg er meget følsom over for valg af længden på driftsperioden.

Biogasanlæggene (og den centrale varmeanhed for fællesanlægget) antages regnskabsmæssigt afskrevet over driftsperioden. Skattemæssigt følger de enkelte anlægsdele forskellige afskrivningsprofiler, hvor biogasanlæggene årligt kan afskrives med 15% (17% i 2014 og 2015), mens infrastruktur (biogasledningsnet) kan afskrives med 7% årligt.

Byggegrunden, som anlæggene er placeret på, afskrives ikke, men antages solgt til bogført værdi ved udløb af projektperioden.

Der indregnes i ingen af de 2 business cases fordele (indtægter eller sparede omkostninger) i form af gødningseffekt fra den afgassede biomasse. Dette er således en upside for begge cases.

#### Generelle forudsætninger

|   | Enhed      | Niveau         |
|---|------------|----------------|
| Værdiansættelsestidspunkt                         | Dato       | 1. januar 2014 |
| Prisinfation                                      | Pct.       | ~2%            |
| Selskabsskattesats                                | Pct.       | 25%            |
| Anlægsperiode                                     | År         | 1              |
| Driftsperiode                                     | År         | 20             |
| Arbejdskapital (tilgodehavender & leverandørgæld) | Kreditdage | 30             |
| <b>Afskrivninger</b>                              |            |                |
| Regnskabsmæssige (lineært over driftsperioden)    | År         | 20             |
| Skattemæssige - bygninger (lineært)               | År         | 25             |
| Skattemæssige - infrastruktur (saldo)             | Pct.       | 7%             |
| Skattemæssige - produktionsanlæg (saldo)          | Pct.       | 15%            |
| Skattemæssige - driftsmidler (saldo)              | Pct.       | 25%            |

Kilde: Energistyrelsen, Blue Planet Innovation og Deloitte

|          |  |           |  |                         |
|----------|--|-----------|--|-------------------------|
| <b>1</b> | Introduktion                                       | 3         |  |                         |
| <b>2</b> | Konklusion   | 10        |  |                         |
| <b>3</b> | Casebeskrivelse                                    | 16        |  |                         |
| <b>4</b> | Værdiansættelsesmetode                             | 24        |  |                         |
| <b>5</b> | <b>Forudsætninger for business case-analyserne</b> | <b>26</b> |  | Generelle               |
|          |  |           |  | <b>Decentralt anlæg</b> |
|          |  |           |  | Centralt fællesanlæg    |
| <b>6</b> | Præliminære business case-resultater               | 40        |  | 26                      |
| <b>7</b> | Appendiks  | 50        |  | <b>28</b>               |
|          |  |           |  | 34                      |

#### Afsætning til lokalt kraftvarmeværk

På baggrund af biomasseforsyningen (83t tons) estimeres en årlig bionaturgasproduktion (CH<sub>4</sub>) på ca. 2,5 mio. m<sup>3</sup>, hvoraf ca. 1,5 mio. m<sup>3</sup> er fra energiafgrøder og halm.

De lokale afsætningsmuligheder omfatter lokale kraftvarmeværker, som har et årligt behov på ca. 5 mio. m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> (varierende behov over året) og lokal industri, som har et behov på ca. 6,8 mio. m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> (konstant behov over året).

De største aftagere af biogassen har ikke behov for at foretage yderligere investeringer for at kunne afbrænde biogassen.

På et senere stadie er det hensigten, at der etableres opgraderingsenheder i lokalområdet, således at biogassen som et ekstra alternativ kan opgraderes og afsættes til naturgasnettet.

Det vurderes således, at der er gode lokale afsætningsmuligheder for det decentrale anlæg, selvom øvrige planlagte biogasanlæg i området skal medtænkes i en vurdering af de samlede afsætningsmuligheder.

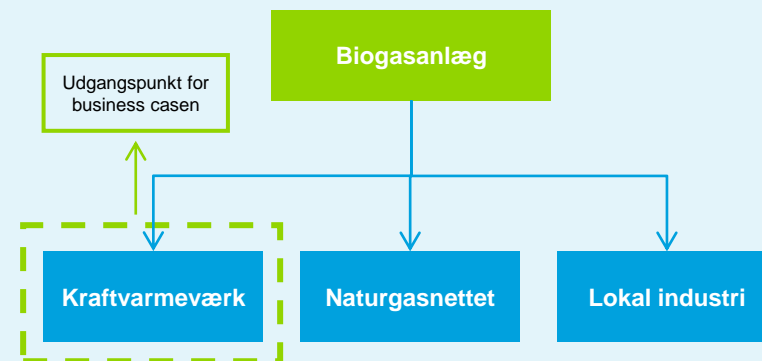
I business casen antages det, at biogassen afsættes fuldt til et lokalt kraftvarmeværk.

#### Estimeret gasproduktion

| Biomassestype               | Tons biomasse | Tørstof-indhold | %VS/TS | Ton VS | m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> pr. ton | m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /år |
|-----------------------------|---------------|-----------------|--------|--------|--|------------------------------------|
| Kvæggylle                   | 4.381         | 8,3%            | 80%    | 291    | 200                                    | 58.179                             |
| Svinegylle                  | 65.360        | 4,5%            | 80%    | 2353   | 290                                    | 682.353                            |
| Fastgødning (kvæg)          | 331           | 30,0%           | 80%    | 79     | 200                                    | 15.898                             |
| Energiafgrøder              | 9.000         | 30,0%           | 95%    | 2565   | 350                                    | 897.750                            |
| Halm                        | 4.000         | 82,0%           | 95%    | 3116   | 200                                    | 623.200                            |
| <b>I alt første trin</b>    | <b>83.072</b> |                 |        |        |  | <b>2.277.380</b>                   |
| Tillæg sekundært trin (10%) |               |                 |        |        |  | 227.738                            |
| <b>Gasproduktion i alt</b>  |               |                 |        |        |  | <b>2.505.118</b>                   |

Kilde: Plan Action and Blue Planet Innovation

#### Potentielle afsætningsmuligheder for biogasproduktionen



Kilde: Blue Planet Innovation

### Markedspris- og tilskudsforudsætninger

Figuren til højre viser den estimerede afregningspris for biogasproducenten (ekskl. distributionsbidrag til Netselskabet).

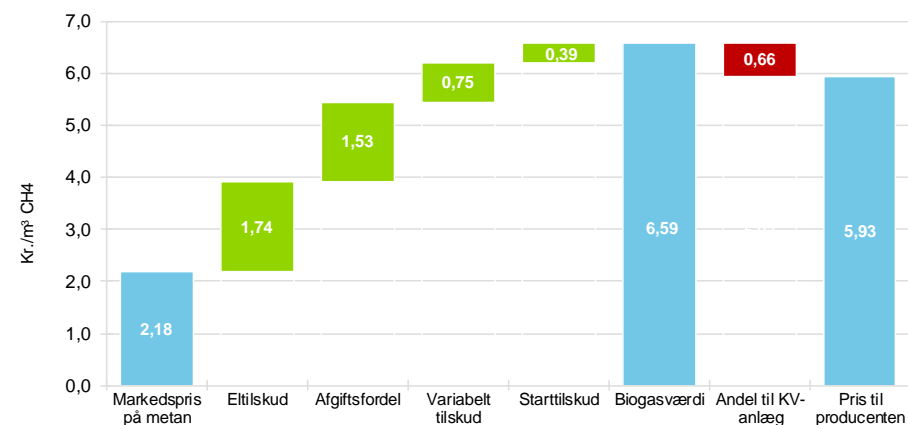
Afregningsprisen for biogasproducenten kan beregnes med udgangspunkt i, hvad fx et kraftvarmeanlæg kan betale for biogassen for at være lige så godt stillet, som havde anlægget fyret med naturgas. Denne "substitutionsværdi" består af markedsprisen på metan (hvad ville én m<sup>3</sup> koste i markedet) tillagt en række tilskudsfordele, som kan realiseres ved at fyre med biogas.

Disse tilskud omfatter et tilskud til den producerede elektricitet og en afgiftsfordel, da biogas på en række områder er afgiftsfritaget. Ud over disse tilskud ydes et variabelt tilskud, som reguleres i forhold til udviklingen i naturgasprisen (stiger naturgasprisen, falder det variable tilskud) og et starttilskud, som aftrappes frem mod og bortfalder helt i 2020.

Det ses, at Driftsselskabet i 2015 (1. driftsår) kan realisere en pris på 5,93 kr./m<sup>3</sup> metan (165 kr./GJ)<sup>1</sup>. Det antages her, at kraftvarmeværket tager 10% af gasværdien svarende til ca. 0,66 kr./m<sup>3</sup> metan i 2015. Med den forudsatte udvikling i naturgasprisen vil det variable tilskud helt bortfalde fra 2025.

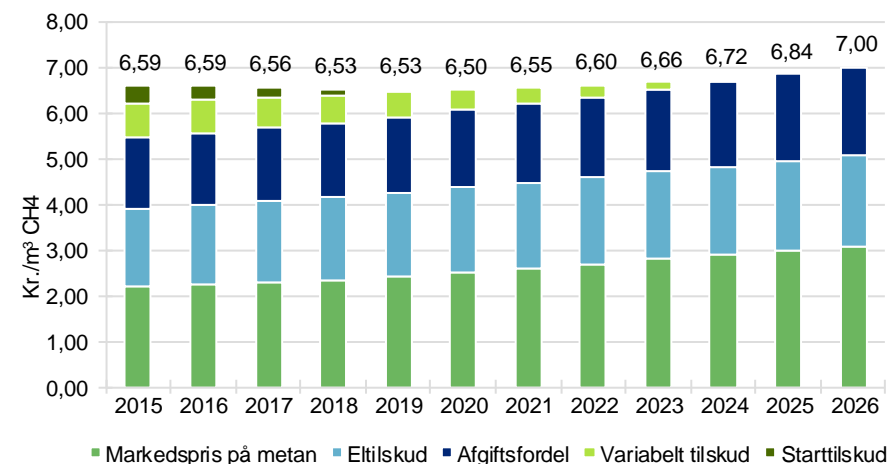
<sup>1</sup>Effekten fra vedtagelse af forsyningssikkerhedsafgiften er ikke indregnet, da den præcise størrelse af denne fortsat er usikker. Der lægges i energiaftalen fra marts 2012 op til, at biomasse kan blive hårdere afgiftsbelagt end fossile brændsler (7,5 kr./GJ fra 2020), hvilket vil have en negativ effekt på den pris, som kan realiseres fra salg af biogas og dermed business casen.

### Afregningspris for biogasproducenten i 2015



Kilde: Energi styrelsen, EA Energianalyse, Blue Planet Innovation og Deloitte-analyse

### Estimeret afregningspris inkl. KV-andel frem til 2026



Kilde: Energi styrelsen, Blue Planet Innovation og Deloitte-analyse

#### Investering i biogasanlæg og ledningsnet

Biogasanlæggets investeringsomkostninger dækker over en række forskellige elementer lige fra indkøb af byggegrund til biogasanlægget og tilhørende ledningsnet.

Den totale anlægsinvestering i biogasanlægget estimeres til ca. 25 mio.kr. Herudover estimeres en investering på ca. 3,4 mio.kr. i gylleledning til transport af gyllen fra dens kilde til biogasanlægget. Investering foretages af Leasingselskabet, som efterfølgende leaser biogasanlægget ud til Driftsselskabet mod en årlig leasingydelse i 15 år (estimeret til 2,9 mio.kr.).

Investeringen i biogasanlægget og tilhørende gylleledning udgør samlet ca. 344 kr./ton biomasse pr. år. Dette nøgletal skal dog ses i sammenhæng med en relativ stor andel af energiafgrøder og halm, som sikrer et højt gasudbytte set i forhold til den samlede inputmængde.

Ud over investeringen i biogasanlægget og gylleledningen skal der ligeledes investeres i ledningsnet og tilhørende udstyr til transport af biogassen til aftageren (kraftvarmeanlæg og lokal industri).

Den samlede investering til biogasledningsnettet udgør ca. 5,4 mio.kr., hvilket udgør 64 kr./ton biomasse pr. år eller ca. 2,1 kr./m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> distribueret i ledningsnettet om året.

Investeringen i biogasledningsnettet afholdes af Netselskabet, og Driftsselskabet betaler således en tarif pr. m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> (estimeret til 0,22 kr./m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>), som distribueres gennem ledningsnettet.

#### Anlægsinvestering (2013-priser)

| Anlægskomponent                          | Kr.               | Kr./ton biomasse |
|--|-------------------|------------------|
| Grunde                                   | 770.000           | 9                |
| Biogasanlæg                              | 24.024.000        | 289              |
| Rådgivning                               | 390.000           | 5                |
| <b>Biogasanlæg i alt</b>                 | <b>25.184.000</b> | <b>303</b>       |
| Pumpeledning til gylle                   | 3.400.000         | 41               |
| <b>Biogasanlæg og gylleledning i alt</b> | <b>28.584.000</b> | <b>344</b>       |
| Biogasrørledninger                       | 2.380.800         | 29               |
| Stikledninger                            | 1.190.400         | 14               |
| Tilslutning til aftagere                 | 223.200           | 3                |
| Udstyr til rensning af biogas            | 818.400           | 10               |
| Design, indkøb og overvågning            | 369.024           | 4                |
| Reserver                                 | 373.637           | 4                |
| <b>Biogasledningsnet i alt</b>           | <b>5.355.461</b>  | <b>64</b>        |

Kilde: Plan Action og Blue Planet Innovation (forudsætninger) og Deloitte (finansiel modellering)

#### Drift af biogasanlæg

Biogasanlægget har det første driftsår drifts- og vedligeholdelsesomkostninger på ca. 3 mio.kr., hvilket svarer til ca. 38 kr./ton biomasse (dette er inkl. procesvarme).

Omkostningerne dækker primært over generel drift af biogasanlægget, omkostninger til procesvarme (flis, 49 kWh/ton biomasse), mandskab til at passe anlægget og el til biogasanlægget. De 3 mio.kr. indeholder desuden en omkostning på ca. 25 t.kr. til indkøringstab, hvilket er et udtryk for det årlige gennemsnitstab i anlæggets driftsperiode (20 år).

Ud over drifts- og vedligeholdelsesomkostninger har anlægget også omkostninger til transport, herunder mandskab, på ca. 0,9 mio.kr., hvilket svarer til ca. 11 kr./ton biomasse. Den relativt lave omkostning til transport skyldes, at gyllen hovedsageligt transporteres med gylleledning og kun i mindre grad via vejtransport.

Indkøb af energiafgrøder og halm udgør ca. 4,8 mio.kr., hvilket svarer til ca. 58 kr./ton biomasse. Den relativt høje omkostning pr. ton skyldes, at energiafgrøder og halm udgør en relativ stor andel af den samlede biomasse og modsvares af et stort gasudbytte.

De totale årlige omkostninger til biogasanlægget udgør således ca. 8,9 mio.kr., hvilket svarer til 107 kr./ton biomasse. Dertil skal dog lægges omkostninger til distribution af biogassen til aftageren (udgør ca. 6 kr./ton biomasse pr. år).

#### Driftsomkostninger

| Om kostningstype                                   | Kr.                     | Kr./ton biomass |
|--|-------------------------|-----------------|
| Driftsomk. biogasanlæg                             | kr./år 517.950          | 6               |
| Driftsomk. procesvarme                             | kr./år 727.200          | 9               |
| Indkøring  | kr./år 25.000           | 0               |
| Mandskab (anlæg)                                   | kr./år 912.000          | 11              |
| El biogasanlæg                                     | kr./år 409.921          | 5               |
| Øvrige omkostninger                                | kr./år 550.000          | 7               |
| <b>Drifts- og vedligeholdelsesomk. 1. driftsår</b> | <b>kr./år 3.142.071</b> | <b>38</b>       |
| Transport af biomasse inkl. mandskab               | kr./år 906.686          | 11              |
| <b>Transportomk. 1. driftsår</b>                   | <b>kr./år 906.686</b>   | <b>11</b>       |
| Køb af energiafgrøder og halm                      | kr./år 4.835.000        | 58              |
| <b>Indkøb af biomasser 1. driftsår</b>             | <b>kr./år 4.835.000</b> | <b>58</b>       |
| <b>Totale omkostninger før distributionsomk.</b>   | <b>kr./år 8.883.757</b> | <b>107</b>      |
| Distributionsomk. af biogas til KV-anlæg           | kr./år 539.446          | 6               |
| <b>Totale omkostninger inkl. distributionsomk.</b> | <b>kr./år 9.423.203</b> | <b>113</b>      |

Kilde: Plan Action og Blue Planet Innovation



#### Vi estimerer et vægtet afkastkrav på 10,2%

Med udgangspunkt i det forudsatte leasingsetup, hvor investeringen i biogasanlægget afholdes af Leasingselskabet, har Driftsselskabet ingen initial investering og således ikke et umiddelbart finansieringsbehov.

Hvis Driftsselskabet ikke kan honorere sine forpligtelser til bl.a. Leasingselskabet, skal landmændene selv finde kapitalen (ved privat indskud eller optagelse af privat lån) for at opretholde driften eller alternativt afhænde leasingkontrakten. Driftsselskabets afkastkrav vil derfor bestå af det vægtede afkastkrav fra egenkapitalomkostningen og låneomkostningen efter skat. Vi antager, at det er muligt at lånefinansiere med op til 25%.

Vi har estimeret en egenkapitalomkostning for projektet på 11,6%, hvilket er baseret på en risikofri rente på 1,47% (10-årig dansk statsobligation), en ugearet beta på 0,55, som er estimeret med udgangspunkt i Damodarans beta-estimer for industrierne *construction* (0,65), *farming & agriculture* (0,62) og *general utilities* (0,38), en markedsrisikopræmie på 7% (som indeholder krisetillæg på 2%) og et skønnet projektspecifikt risikotillæg på 5% (omfatter bl.a. anlægs-, forsynings- og afregningsrisiko).

Låneomkostningen er estimeret til 6% efter skat (8% før skat), og med en kapitalstruktur med 75% egenkapitalfinansiering estimerer vi således et vægtet afkastkrav på 10,2% (se appendiks for sammenhæng mellem WACC og kapitalstruktur).

#### Afkastkrav fra ejere og långivere

|  | Enhed       | Niveau       |
|--|-------------|--------------|
| <b>Afkastkrav fra egenkapital</b>          |             |              |
| Risikofri rente                            | Pct.        | 1,47%        |
| Ugearet beta                               | Faktor      | 0,55         |
| Gearet beta                                | Faktor      | 0,73         |
| Markedsrisikopræmie                        | Pct.        | 7,00%        |
| Projektspecifikt tillæg                    | Pct.        | 5,00%        |
| <b>Egenkapitalomkostning</b>               | <b>Pct.</b> | <b>11,6%</b> |
| <b>Afkastkrav fra långivere</b>            |             |              |
| Effektiv lånerente før skat                | Pct.        | 8,0%         |
| Selskabsskattesats                         | Pct.        | 25%          |
| <b>Låneomkostning efter skat</b>           | <b>Pct.</b> | <b>6,00%</b> |
| <b>Kapitalstruktur</b>                     |             |              |
| Gældsandel                                 | Pct.        | 25%          |
| Egenkapitalandel                           | Pct.        | 75%          |
| <b>Vægtet afkastkrav efter skat (WACC)</b> | <b>Pct.</b> | <b>10,2%</b> |

Kilde: Reuters, Damodaran, Blue Planet Innovation og Deloitte



### Afsætning til decentral varmeenhed

På baggrund af biomasseforsyningen (320t tons) estimeres en årlig bionaturgasproduktion (CH<sub>4</sub>) på ca. 8,2 mio. m<sup>3</sup>, hvoraf ca. 2,8 mio. m<sup>3</sup> er fra energiafgrøder og affaldsprodukter.

Tørstofindholdet i de enkelte typer biomasse er baseret på input fra biogasanlæggets rådgiver. Biogasanlægget forventes drevet med en afregningsmekanisme, hvor der stilles minimumskrav til tørstofindholdet i den leverede gylle. Højere tørstofindhold end minimumskravet honoreres, mens lavere tørstofindhold pålægges et gebyr. På denne måde sikres biogasanlægget en balanceret økonomi i forhold til den leverede biomasse.

I planlægningsprocessen er forskellige afsætningskanaler i lokalområdet afdækket, og både fjernvarmeværker og naturgasnettet har været i spil som potentielle aftagere.

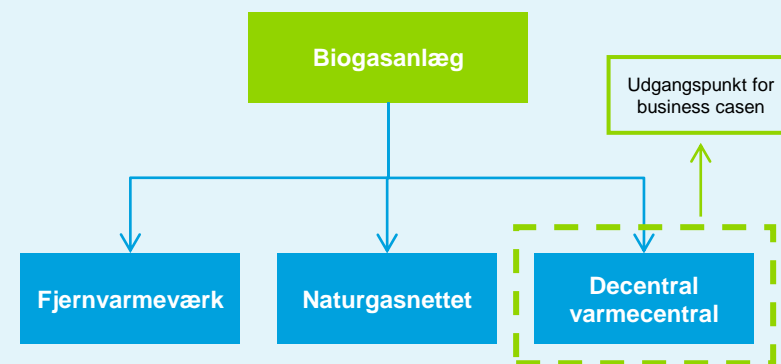
Valg af aftager for biogassen er påvirket af de risici, som vil være forbundet med valg af medinvestor og levering til en aftager med begrænset aftagekapacitet. I business casen antages det, at biogassen anvendes til produktion af varme og el på en decentral varmecentral, som ejes og finansieres af biogasanlægget selv.

### Estimeret gasproduktion

| Biomassetype               | Ton biomasse   | Tørstof-indhold | %VS/TS | Ton VS | m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /ton organisk | m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /år |
|----------------------------|----------------|-----------------|--------|--------|--|------------------------------------|
| Kvæggylle                  | 110.000        | 8,2%            | 80%    | 7.216  | 200  | 1.443.200                          |
| Svinegylle                 | 150.000        | 5,0%            | 80%    | 6.000  | 290  | 1.740.000                          |
| Dybstrøelse kvæg           | 30.000         | 29,6%           | 80%    | 7.113  | 200  | 1.422.618                          |
| Hestegødning               | 1.500          | 30,0%           | 80%    | 360    | 200  | 72.000                             |
| Majs                       | 20.000         | 30,0%           | 95%    | 5.700  | 315  | 1.795.500                          |
| Naturaffald                | 3.000          | 30,0%           | 85%    | 765    | 250  | 191.250                            |
| Halm                       | 4.000          | 82,0%           | 95%    | 3.116  | 200  | 623.200                            |
| Industriaffald             | 2.000          | 25,0%           | 90%    | 450    | 450  | 202.500                            |
| <b>I alt i første trin</b> | <b>320.500</b> |                 |        |        |  | <b>7.490.268</b>                   |
| Sekundært trin (10%)       |                |                 |        |        |  | 749.027                            |
| <b>Gasproduktion i alt</b> |                |                 |        |        |  | <b>8.239.295</b>                   |

Kilde: Plan Action og Blue Planet Innovation

### Potentielle afsætningsmuligheder for biogasproduktionen



Kilde: Blue Planet Innovation

## Forudsætninger for business case-analyserne – centralt fællesanlæg

### Produktion og salg (2/2)

#### Markedspris- og tilskudsforudsætninger

Det samlede energiindhold i den årlige biogasproduktion estimeres til ca. 82 GWh. Som det ses af tabellen til højre, anvendes biogassen til produktion af ca. 30 GWh elektricitet og 38 GWh varme om året på den decentrale varmeenhed. Herudover anvendes biogas med et energiindhold på ca. 8 GWh til procesformål i relation til biogasanlæggets drift, mens det samlede energitab ved el- og varmeproduktionen estimeres til ca. 7 GWh.

Tabellen nedenfor angiver forudsætninger for priserne på el, naturgas og varme. El- og naturgaspriser er baseret på ENS' seneste fremskrivning, mens varmeprisen udvikler sig med den generelle prisinflation (estimat for varmeaftagerens substitutionspris, som er kulbaseret). Yderligere fremgår tilskudsgrundlaget for biogas anvendt til procesformål).

| Løbende priser                                     |                                    | 2015  | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  |
|--|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Forudsatte energipriser</b>                     |                                    |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Elpris, ENS  | kr./MWh                            | 374,5 | 367,7 | 394,8 | 390,6 | 417,5 | 437,7 | 394,2 | 428,5 | 463,3 | 395,6 | 429,9 | 475,5 |
| Naturgaspris, ENS                                  | kr./GJ                             | 60,9  | 62,4  | 64,0  | 65,5  | 67,9  | 70,4  | 72,8  | 75,3  | 78,0  | 80,7  | 83,4  | 86,1  |
| Varmepris  | kr./MWh                            | 293,3 | 300,0 | 305,9 | 311,9 | 317,9 | 324,4 | 330,9 | 337,8 | 344,7 | 352,4 | 359,9 | 367,5 |
| <b>Tilskud til biogas anvendt til procesformål</b> |                                    |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Grundtilskud                                       | kr./GJ                             | 39,0  | 39,0  | 39,0  | 39,0  | 39,0  | 39,0  | 39,0  | 39,0  | 39,0  | 39,0  | 39,0  | 39,0  |
| Variabelt tilskud                                  | kr./GJ                             | 19,3  | 18,3  | 16,8  | 15,2  | 13,7  | 11,3  | 8,8   | 6,4   | 3,9   | 1,2   | -     | -     |
| Starttilskud                                       | kr./GJ                             | 10,0  | 8,0   | 6,0   | 4,0   | 2,0   | -     | -     | -     | -     | -     | -     | -     |
| <b>Tilskud elproduktion på 100% biogas</b>         |                                    |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Starttilskud                                       | kr./MWh                            | 100,0 | 80,0  | 60,0  | 40,0  | 20,0  | -     | -     | -     | -     | -     | -     | -     |
| Variabelt tilskud                                  | kr./MWh                            | 192,6 | 183,4 | 167,9 | 152,3 | 136,7 | 112,8 | 88,3  | 63,9  | 39,2  | 12,3  | -     | -     |
| Grundtilskud                                       | kr./MWh                            | 448,4 | 463,4 | 446,1 | 460,1 | 443,8 | 433,6 | 487,8 | 463,6 | 440,3 | 518,3 | 494,7 | 460,0 |
| <b>Samlet afregningspris for anlægget</b>          |                                    |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Aregningspris                                      | kr./m <sub>3</sub> CH <sub>4</sub> | 5,58  | 5,52  | 5,45  | 5,37  | 5,29  | 5,19  | 5,16  | 5,13  | 5,11  | 5,07  | 5,10  | 5,17  |
| Aregningspris                                      | kr./GJ                             | 155   | 154   | 152   | 150   | 147   | 144   | 144   | 143   | 142   | 141   | 142   | 144   |

Kilde: Energistyrelsen, Plan Action og Blue Planet Innovation

#### Varme- og elproduktion

|                          | Enhed | Mængde |
|--------------------------|-------|--------|
| Elproduktion til salg    | MWh   | 29.489 |
| Varmeproduktion til salg | MWh   | 37.692 |

Kilde: Plan Action og Blue Planet Innovation

### Investering i biogasanlæg og varmeenhed

Biogasanlæggets investeringsomkostninger dækker over en række forskellige elementer lige fra indkøb af byggegrund til projektering, tanke, SRO-anlæg m.v. og investering i kraftvarmeanlæg til varme- og elproduktion.

Den totale anlægsinvestering estimeres til ca. 180 mio.kr. (inkl. byggerenter, 2013-priser). Herudover forventes en reinvestering i produktionsanlæg på 15 mio.kr. (2013-priser) efter 11 års drift.

Biogasanlægget inkl. lagertanke udgør den primære investering og samlet 105 mio.kr. Herudover udgør grundkøb en relativ stor andel af den samlede investering sammenlignet med øvrige fællesanlæg i Danmark.

Den samlede investering ekskl. kraftvarmeanlæg, transport- og afhentningsudstyr og gasledning udgør ca. 386 kr./ton biomasse pr. år, hvilket ligger relativt højt og skyldes en betydelig investering i grund samt et omfattende vejomlæg.

Den totale investering udgør 547 kr./ton biomasse.

### Anlægsinvestering

| Anlægskomponent                             | kr. (2013-priser)  |
|---|--------------------|
| Grund                                       | 14.000.000         |
| Tilladelser m.m.                            | 800.000            |
| Transportudstyr                             | 9.300.000          |
| Afhentningsudstyr landbrug                  | 5.700.000          |
| Rådgivning                                  | 3.900.000          |
| Biogasanlæg                                 | 99.000.000         |
| Gasledning                                  | 8.600.000          |
| Kraftvarmeanlæg                             | 28.000.000         |
| Lagertanke til afgasset biomasse            | 5.900.000          |
| <b>Anlægsinvestering ekskl. byggerenter</b> | <b>175.200.000</b> |
| Byggerenter                                 | 5.152.598          |
| <b>Anlægsinvestering inkl. byggerenter</b>  | <b>180.352.598</b> |
| Reinvestering                               | 15.000.000         |
| Driftsår for reinvestering                  | 11                 |

Kilde: Plan Action og Blue Planet Innovation

### Anlægsinvestering pr. ton biomasse pr. år

| Anlægskomponent  | kr. (2013-priser) |
|--|-------------------|
| Grund  | 44                |
| Tilladelser m.m.   | 2                 |
| Transportudstyr  | 29                |
| Afhentningsudstyr landbrug   | 18                |
| Rådgivning   | 12                |
| Biogasanlæg  | 309               |
| Gasledning   | 27                |
| Kraftvarmeanlæg  | 87                |
| Lagertanke til afgasset biomasse   | 18                |
| <b>Total ekskl. kraftvarmeanlæg, transport- og afhentningsudstyr og gasledning</b> | <b>386</b>        |
| <b>Total inkl. kraftvarmeanlæg, transport- og afhentningsudstyr og gasledning</b>  | <b>547</b>        |

Kilde: Plan Action og Blue Planet Innovation

#### Drift af biogasanlæg og varmeanhed

Biogasanlægget har i det første driftsår drifts- og vedligeholdelsesomkostninger på ca. 10,3 mio.kr., hvilket svarer til ca. 32 kr./ton biomasse (dette er inkl. procesvarme).

Omkostningerne dækker primært over generel drift af biogasanlægget, omkostninger til procesvarme (beregnet som markedsværdien af den biogas, som anvendes til procesvarme, 26 kWh/ton biomasse), mandskab til at passe anlægget og el til biogasanlægget.

De 10,3 mio.kr. indeholder desuden en omkostning på ca. 100 t.kr. til indkøringstab, hvilket er et udtryk for det årlige gennemsnitstab i anlæggets driftsperiode (20 år).

Ud over drifts- og vedligeholdelsesomkostninger har anlægget også omkostninger til transport, herunder mandskab, på ca. 7 mio.kr., hvilket svarer til ca. 22 kr./ton biomasse og til indkøb af energiafgrøder og halm på ca. 8 mio.kr., hvilket svarer til ca. 25 kr./ton biomasse.

De totale årlige omkostninger til biogasanlægget udgør således ca. 25 mio.kr., hvilket svarer til 79 kr./ton biomasse. Dertil skal dog lægges omkostninger til reinvesteringer (gennemsnit over 20 år) og driftsomkostninger til kraftvarmeanlægget, hvilket samlet udgør ca. 5 kr./ton biomasse.

#### Driftsomkostninger (1. driftsår)

| Omkostningstype                                     | Kr.                      | Kr./ton biomasse |
|---|--------------------------|------------------|
| Driftsomk. biogasanlæg                              | kr./år 2.627.920         | 8                |
| Driftsomk. procesvarme                              | kr./år 2.416.941         | 8                |
| Indkøring   | kr./år 98.369            | 0                |
| Mandskab (anlæg)                                    | kr./år 1.883.957         | 6                |
| El biogasanlæg                                      | kr./år 1.844.339         | 6                |
| Forsikring af anlæg                                 | kr./år 393.475           | 1                |
| Øvrige omkostninger                                 | kr./år 1.032.871         | 3                |
| <b>Drifts- og vedligeholdelsesomk. 1. driftsår</b>  | <b>kr./år 10.297.872</b> | <b>32</b>        |
| Transport af biomasse                               | kr./år 5.377.453         | 17               |
| Mandskab (transport)                                | kr./år 1.611.279         | 5                |
| <b>Transportomk. 1. driftsår</b>                    | <b>kr./år 6.988.732</b>  | <b>22</b>        |
| Køb af energiafgrøder                               | kr./år 6.197.228         | 19               |
| Køb af halm   | kr./år 1.967.374         | 6                |
| <b>Indkøb af biomasser 1. driftsår</b>              | <b>kr./år 8.164.602</b>  | <b>25</b>        |
| <b>Totale omkostninger før reinv. og KV-anlæg</b>   | <b>kr./år 25.451.205</b> | <b>79</b>        |
| Reinvestering                                       | kr./år 948.965           | 3                |
| Driftsomkostninger kraftvarmeanlæg                  | kr./år 567.359           | 2                |
| <b>Totale omkostninger inkl. reinv. og KV-anlæg</b> | <b>kr./år 26.967.530</b> | <b>84</b>        |

Kilde: Plan Action og Blue Planet Innovation

### Vi estimerer et vægtet afkastkrav på 7,4%

Den samlede anlægsinvestering i det centrale fællesanlæg og den tilknyttede varmecentral lyder på ca. 175 mio.kr.

Projektselskabet har i december 2012 opnået tilsagn om tilskud fra Fødevarerministeriet på 30% af de støtteberettigede omkostninger. Det samlede beløb udgør ca. 30 mio.kr. efter skat.

Det forudsættes endvidere, at landmandsgruppen og en finansiel/industriel investor hver bidrager med 10,3 mio.kr. i egenkapital (i alt 20,6 mio.kr.), mens den resterende del lånefinansieres via realkreditlån (op til 60% af anlægsværdien) og efterfinansieres af et banklån.

Vi har estimeret en egenkapitalomkostning for projektet på 33,7%, hvilket er baseret på en risikofri rente på 1,47% (10-årig dansk statsobligation), en ugearet beta på 0,55, som er estimeret med udgangspunkt i Damodarans beta-estimerer for industrierne *construction (0,65)*, *farming & agriculture (0,62)* og *general utilities (0,38)*, en markedsrisikopræmie på 7% (som indeholder krisetillæg på 2%) og et projektspecifikt skønnet risikotillæg på 5% (omfatter bl.a. anlægs-, forsynings- og afregningsrisiko).

Den effektive lånerente efter skat for projektet er estimeret til 3,1%. Med udgangspunkt i en kapitalstruktur med en gældsandel på 86% kan projektets vægtede afkastkrav herefter opgøres til 7,4% (se appendiks for sammenhæng mellem WACC og kapitalstruktur).

### Finansiering af anlægsinvesteringen

| Finansieringskilde                           | kr.                |
|--|--------------------|
| <b>Etableringstilskud</b>                    |                    |
| Tilskud før skat                             | 39.538.350         |
| <b>Tilskud efter skat</b>                    | <b>29.653.763</b>  |
| <b>Egenkapitalindskud</b>                    |                    |
| Indskud fra landmandsgruppen                 | 10.300.000         |
| Indskud fra finansiel/industriel investor    | 10.300.000         |
| <b>Egenkapitalindskud i alt</b>              | <b>20.600.000</b>  |
| <b>Fremfinansiering</b>                      |                    |
| Realkreditlån (løbetid: 15 år, rente: 3,77%) | 105.120.000        |
| Banklån (løbetid: 10 år, rente: 6%)          | 19.826.238         |
| <b>Lånefinansiering i alt</b>                | <b>124.946.238</b> |
| <b>Total finansiering ekskl. byggerenter</b> | <b>175.200.000</b> |

Kilde: Blue Planet Innovation og Deloitte

### Afkastkrav fra ejere og långivere

|  | Enhed       | Niveau       |
|--|-------------|--------------|
| <b>Afkastkrav fra egenkapital</b>          |             |              |
| Risikofri rente                            | Pct.        | 1,47%        |
| Ugearet beta                               | Faktor      | 0,55         |
| Gearet beta                                | Faktor      | 3,89         |
| Markedsrisikopræmie                        | Pct.        | 7,00%        |
| Projektspecifikt tillæg                    | Pct.        | 5,00%        |
| <b>Egenkapitalomkostning</b>               | <b>Pct.</b> | <b>33,7%</b> |
| <b>Afkastkrav fra långivere</b>            |             |              |
| Effektiv lånerente før skat                | Pct.        | 4,1%         |
| Selskabsskattesats                         | Pct.        | 25%          |
| <b>Låneomkostning efter skat</b>           | <b>Pct.</b> | <b>3,05%</b> |
| <b>Kapitalstruktur</b>                     |             |              |
| Gældsandel                                 | Pct.        | 86%          |
| Egenkapitalandel                           | Pct.        | 14%          |
| <b>Vægtet afkastkrav efter skat (WACC)</b> | <b>Pct.</b> | <b>7,4%</b>  |

Kilde: Reuters, Damodaran, Blue Planet Innovation og Deloitte

|   |   |           |  |  |                         |           |  |                      |    |
|---|---|-----------|--|--|-------------------------|-----------|--|----------------------|----|
| 1 | Introduktion                                | 3         |  |  |                         |           |  |                      |    |
| 2 | Konklusion                                  | 10        |  |  |                         |           |  |                      |    |
| 3 | Casebeskrivelse                             | 16        |  |  |                         |           |  |                      |    |
| 4 | Værdiansættelsesmetode                      | 24        |  |  |                         |           |  |                      |    |
| 5 | Forudsætninger for business case-analyserne | 26        |  |  |                         |           |  |                      |    |
| 6 | <b>Præliminære business case-resultater</b> | <b>40</b> | <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="background-color: #00AEEF; color: white; width: 20px;"></td> <td style="padding-left: 5px;"><b>Decentralt anlæg</b></td> <td style="text-align: right; padding-right: 20px;"><b>40</b></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #00AEEF; color: white; width: 20px;"></td> <td style="padding-left: 5px;">Centralt fællesanlæg</td> <td style="text-align: right; padding-right: 20px;">45</td> </tr> </table> |  | <b>Decentralt anlæg</b> | <b>40</b> |  | Centralt fællesanlæg | 45 |
|   | <b>Decentralt anlæg</b>                     | <b>40</b> |  |  |                         |           |  |                      |    |
|   | Centralt fællesanlæg                        | 45        |  |  |                         |           |  |                      |    |
| 7 | Appendiks                                   | 50        |  |  |                         |           |  |                      |    |



### Estimeret resultatbudget

I tabellen nedenfor ses det estimerede resultatbudget frem til 2028 for Driftsselskabet (de første 15 år). Det ses af tabellen, at omsætningen er faldende frem til 2020. Dette skyldes, at starttilskuddet gradvist reguleres ned mod 0 i 2020.

Det er antaget, at grundtilskuddet til elproduktion med biogas som brændsel og fordele i form af afgiftsfritagelser vil gøre sig gældende på uændrede vilkår i hele driftsperioden. Elproduktionstilskuddet stiger årligt med 60% af udviklingen i nettoprisindekset, mens fordelene fra afgiftsfritagelse vokser med nettoprisindekset.

Driftsomkostningerne udvikler sig jævnt stigende over driftsperioden. Det ses, at omkostningerne er lidt højere i det første driftsår, hvilket er som følge af den initiale indkøringsomkostning på ca. 0,5 mio.kr.

Leasingydelsen betalt for leje af biogasanlægget omkostningsføres gennem en fast årlig afskrivning og finansieringsomkostning, som stiger over tid. De samlede afskrivninger og nettorenteomkostninger svarer således til summen af de betalte leasingydelser.

| t.kr.                                     | 2015          | 2016          | 2017          | 2018          | 2019          | 2020          | 2021          | 2022          | 2023          | 2024          | 2025          | 2026          | 2027          | 2028          |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Projektår                                 | 2             | 3             | 4             | 5             | 6             | 7             | 8             | 9             | 10            | 11            | 12            | 13            | 14            | 15            |
| <b>Omsætning</b>                          | <b>14.857</b> | <b>14.859</b> | <b>14.790</b> | <b>14.722</b> | <b>14.722</b> | <b>14.661</b> | <b>14.771</b> | <b>14.891</b> | <b>15.025</b> | <b>15.155</b> | <b>15.415</b> | <b>15.778</b> | <b>16.150</b> | <b>16.530</b> |
| Driftsomkostninger                        | (9.898)       | (9.582)       | (9.770)       | (9.959)       | (10.162)      | (10.366)      | (10.583)      | (10.800)      | (11.040)      | (11.275)      | (11.514)      | (11.757)      | (12.006)      | (12.259)      |
| <b>Resultat f. afskr., renter og skat</b> | <b>4.959</b>  | <b>5.276</b>  | <b>5.020</b>  | <b>4.762</b>  | <b>4.559</b>  | <b>4.295</b>  | <b>4.187</b>  | <b>4.092</b>  | <b>3.985</b>  | <b>3.880</b>  | <b>3.901</b>  | <b>4.021</b>  | <b>4.144</b>  | <b>4.271</b>  |
| Afskrivninger                             | (1.151)       | (1.151)       | (1.151)       | (1.151)       | (1.151)       | (1.151)       | (1.151)       | (1.151)       | (1.151)       | (1.151)       | (1.151)       | (1.151)       | (1.151)       | (1.151)       |
| <b>Resultat før renter og skat</b>        | <b>3.808</b>  | <b>4.126</b>  | <b>3.869</b>  | <b>3.612</b>  | <b>3.409</b>  | <b>3.144</b>  | <b>3.036</b>  | <b>2.941</b>  | <b>2.834</b>  | <b>2.730</b>  | <b>2.750</b>  | <b>2.870</b>  | <b>2.993</b>  | <b>3.121</b>  |
| Nettorenteomkostninger                    | (313)         | (503)         | (678)         | (841)         | (991)         | (1.130)       | (1.259)       | (1.379)       | (1.489)       | (1.592)       | (1.687)       | (1.774)       | (1.856)       | (1.931)       |
| <b>Resultat før skat</b>                  | <b>3.495</b>  | <b>3.623</b>  | <b>3.191</b>  | <b>2.771</b>  | <b>2.418</b>  | <b>2.013</b>  | <b>1.777</b>  | <b>1.562</b>  | <b>1.345</b>  | <b>1.138</b>  | <b>1.064</b>  | <b>1.096</b>  | <b>1.138</b>  | <b>1.190</b>  |
| Skat                                      | (874)         | (906)         | (798)         | (693)         | (604)         | (503)         | (444)         | (391)         | (336)         | (284)         | (266)         | (274)         | (284)         | (297)         |
| <b>Årest resultat</b>                     | <b>2.622</b>  | <b>2.717</b>  | <b>2.393</b>  | <b>2.078</b>  | <b>1.813</b>  | <b>1.510</b>  | <b>1.333</b>  | <b>1.172</b>  | <b>1.009</b>  | <b>853</b>    | <b>798</b>    | <b>822</b>    | <b>853</b>    | <b>892</b>    |
| EBITDA-margin                             | 33%           | 36%           | 34%           | 32%           | 31%           | 29%           | 28%           | 27%           | 27%           | 26%           | 25%           | 25%           | 26%           | 26%           |
| EBIT-margin                               | 26%           | 28%           | 26%           | 25%           | 23%           | 21%           | 21%           | 20%           | 19%           | 18%           | 18%           | 18%           | 19%           | 19%           |
| EBT-margin                                | 24%           | 24%           | 22%           | 19%           | 16%           | 14%           | 12%           | 10%           | 9%            | 8%            | 7%            | 7%            | 7%            | 7%            |

Kilde: Blue Planet Innovation (forudsætninger) og Deloitte (finansiel modellering)

Estimeret balancebudget

I tabellen nedenfor ses det estimerede balancebudget frem til 2028 for Driftsselskabet. Biogasanlægget er under opførelse i 2014, men aktiveres først på Driftsselskabets balance på det tidspunkt, hvor leasingaftalen indledes, og brugsretten således overgår fra Leasingselskabet til Driftsselskabet. Anlægget er afskrivningsberettiget i Driftsselskabets regnskab, da der er tale om finansiel leasing (anlægget overtages ved udløb af leasingaftalen).

Det ses yderligere af tabellen, at der ved leasingperiodens start optages en leasingforpligtelse. Denne leasingforpligtelse falder i takt med, at de løbende leasingydelse forfalder og bortfalder helt ved leasingaftalens udløb efter 15 år.

Da biogasanlægget finansieres af Leasingselskabet, og de løbende leasingydelse kan betales fra likviditeten genereret fra den løbende drift, er der for Driftsselskabet ikke behov for at optage gæld eller indskyde egenkapital.

| t.kr.<br>Projektår         | 2015<br>2     | 2016<br>3     | 2017<br>4     | 2018<br>5     | 2019<br>6     | 2020<br>7     | 2021<br>8     | 2022<br>9     | 2023<br>10    | 2024<br>11    | 2025<br>12    | 2026<br>13     | 2027<br>14     | 2028<br>15     |
|----------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| Anlægsaktiver              | 24.177        | 22.940        | 21.704        | 20.467        | 19.231        | 17.995        | 16.758        | 15.522        | 14.285        | 13.049        | 11.812        | 10.576         | 9.340          | 8.103          |
| Tilgodehavender            | 1.221         | 1.221         | 1.216         | 1.210         | 1.210         | 1.205         | 1.214         | 1.224         | 1.235         | 1.246         | 1.267         | 1.297          | 1.327          | 1.359          |
| Skatteaktiv                | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | 431            | 1.046          | 1.726          |
| Likvider                   | -             | 320           | 488           | 371           | 18            | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -              | -              | -              |
| <b>Aktiver i alt</b>       | <b>25.398</b> | <b>24.482</b> | <b>23.407</b> | <b>22.048</b> | <b>20.459</b> | <b>19.200</b> | <b>17.972</b> | <b>16.746</b> | <b>15.520</b> | <b>14.295</b> | <b>13.079</b> | <b>12.304</b>  | <b>11.713</b>  | <b>11.188</b>  |
| Egenkapitalindskud         | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -              | -              | -              |
| Overført resultat          | 1.302         | 2.761         | 3.824         | 4.504         | 4.854         | 4.842         | 4.543         | 3.954         | 3.055         | 1.833         | 363           | (1.292)        | (3.138)        | (5.179)        |
| <b>Egenkapital i alt</b>   | <b>1.302</b>  | <b>2.761</b>  | <b>3.824</b>  | <b>4.504</b>  | <b>4.854</b>  | <b>4.842</b>  | <b>4.543</b>  | <b>3.954</b>  | <b>3.055</b>  | <b>1.833</b>  | <b>363</b>    | <b>(1.292)</b> | <b>(3.138)</b> | <b>(5.179)</b> |
| Banklån                    | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -              | -              | -              |
| Kassekredit                | 59            | -             | -             | -             | -             | 622           | 1.488         | 2.585         | 3.953         | 5.623         | 7.516         | 9.559          | 11.758         | 14.131         |
| Leasingforpligtelse        | 22.376        | 19.614        | 17.104        | 14.822        | 12.747        | 10.861        | 9.147         | 7.588         | 6.171         | 4.883         | 3.712         | 2.647          | 1.680          | 800            |
| Udskudt skat               | 434           | 920           | 1.275         | 1.501         | 1.618         | 1.614         | 1.514         | 1.318         | 1.018         | 611           | 121           | -              | -              | -              |
| Leverandørgæld             | 1.226         | 1.186         | 1.204         | 1.222         | 1.241         | 1.260         | 1.280         | 1.300         | 1.323         | 1.345         | 1.367         | 1.390          | 1.413          | 1.437          |
| <b>Forpligtelser i alt</b> | <b>24.095</b> | <b>21.721</b> | <b>19.583</b> | <b>17.545</b> | <b>15.606</b> | <b>14.357</b> | <b>13.430</b> | <b>12.792</b> | <b>12.465</b> | <b>12.462</b> | <b>12.716</b> | <b>13.596</b>  | <b>14.851</b>  | <b>16.368</b>  |
| <b>Passiver i alt</b>      | <b>25.398</b> | <b>24.482</b> | <b>23.407</b> | <b>22.048</b> | <b>20.459</b> | <b>19.200</b> | <b>17.972</b> | <b>16.746</b> | <b>15.520</b> | <b>14.295</b> | <b>13.079</b> | <b>12.304</b>  | <b>11.713</b>  | <b>11.188</b>  |

Kilde: Blue Planet Innovation (forudsætninger) og Deloitte (finansiel modellering)

Estimerede frie pengestrømme

I tabellen nedenfor ses de estimerede frie pengestrømme for Driftsselskabet frem til 2028.

Som det fremgår af tabellen, er det første projektår (2015) ikke præget af store negative frie pengestrømme, da den indledningsvise anlægsinvestering foretages af Leasingselskabet.

Fra 2015 genererer Driftsselskabet positive frie pengestrømme som følge af salg af den producerede biogas. Pengestrømmene genereret fra driften falder løbende frem mod 2025, bl.a. forårsaget af frafald af starttilskuddet. Fra 2029-2034 realiseres betydelige positive frie pengestrømme (fremgår ikke af tabellen nedenfor), hvilket skyldes, at leasingaftalen udløber, og Driftsselskabet således kan producere de sidste 5 år uden denne likviditetsmæssige belastning.

Det ses yderligere, at projektet har en positiv NPV (9,9 mio.kr.). På basis af de anvendte forudsætninger er der således tale om en positiv business case for Driftsselskabet og dermed en rentabel investering, mens Leasingselskabet og Netselskabet får et afkast, som svarer til det underliggende afkastkrav (hvilket er hensigten med disse selskaber). Der er ikke beregnet en projekt-IRR for driftsselskabet, da selskabet ikke har en initialinvestering.

| t.kr.                               | 2015         | 2016         | 2017         | 2018         | 2019       | 2020       | 2021       | 2022       | 2023       | 2024       | 2025       | 2026       | 2027       | 2028       |
|-------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Projektår                           | 2            | 3            | 4            | 5            | 6          | 7          | 8          | 9          | 10         | 11         | 12         | 13         | 14         | 15         |
| Resultat før afskr., renter og skat | 4.959        | 5.276        | 5.020        | 4.762        | 4.559      | 4.295      | 4.187      | 4.092      | 3.985      | 3.880      | 3.901      | 4.021      | 4.144      | 4.271      |
| Justeret betalt skat                | (332)        | (561)        | (690)        | (707)        | (726)      | (719)      | (743)      | (762)      | (772)      | (777)      | (809)      | (862)      | (913)      | (961)      |
| Ændring i arbejdskapital            | (172)        | (26)         | 21           | 21           | 17         | 22         | 9          | 8          | 9          | 9          | (2)        | (10)       | (10)       | (10)       |
| Leasingydelse                       | (2.872)      | (2.872)      | (2.872)      | (2.872)      | (2.872)    | (2.872)    | (2.872)    | (2.872)    | (2.872)    | (2.872)    | (2.872)    | (2.872)    | (2.872)    | (2.872)    |
| <b>Frit cash flow</b>               | <b>1.584</b> | <b>1.818</b> | <b>1.479</b> | <b>1.204</b> | <b>978</b> | <b>726</b> | <b>582</b> | <b>466</b> | <b>350</b> | <b>240</b> | <b>218</b> | <b>277</b> | <b>350</b> | <b>428</b> |
| <b>Projekt NPV</b>                  | <b>9.854</b> |              |              |              |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |

Kilde: Blue Planet Innovation (forudsætninger) og Deloitte (finansiel modellering)

### Business casen er følsom over for nøgleforudsætningerne

Tabellerne overfor viser business casens nutidsværdi (i t.kr.) angivet i forhold til en række nøgleforudsætninger.

I den øverste tabel er nutidsværdiens følsomhed over for ændringer i anlægsinvesteringen og anlæggets driftsomkostninger illustreret. Det ses, at nutidsværdien falder til ca. 8,6 mio.kr. ved en stigning på 5% i anlægsinvesteringen, mens den falder til ca. 6,0 mio.kr. ved en stigning i driftsomkostninger (omkostninger til transport og energiafgrøder ikke indeholdt) på 20%.

I den midterste tabel er nutidsværdiens følsomhed over for ændringer i prisen på energiafgrøder og det årlige gasudbytte illustreret. Det ses, at nutidsværdien falder til ca. 7,9 mio.kr. ved en stigning på 10% i prisen på energiafgrøder (majs), mens den falder til ca. 5,5 mio.kr. ved et fald på 5% i gasudbyttet.

I den nederste tabel er nutidsværdiens følsomhed over for bortfald af anlægstilskud og en stigning i lånerenten på 2%-point i forhold til base case illustreret. Det ses, at nutidsværdien falder til ca. 5,0 mio.kr. ved bortfald af anlægstilskuddet, mens den falder til ca. 7,7 mio.kr. ved en stigning på 2%-point i lånerenten.

Business casens samlede rentabilitet er således robust over for ændringer i nøgleparametre, men relativt mest følsom over for bortfald af anlægstilskud, fald i gasudbyttet og en stigning i de årlige driftsomkostninger i henhold til de definerede følsomhedsscenarioer.

### Følsomhedsanalyse

| t.kr.              |       | Anlægsinvestering |        |        |        |         |
|--------------------|-------|-------------------|--------|--------|--------|---------|
|                    |       | (10)%             | (5)%   | 0 %    | 5 %    | 10 %    |
| Driftsomkostninger | (40)% | 20.779            | 19.624 | 18.469 | 17.314 | 16.159  |
|                    | (20)% | 16.542            | 15.352 | 14.162 | 12.971 | 11.781  |
|                    | 0 %   | 12.305            | 11.080 | 9.854  | 8.629  | 7.403   |
|                    | 20 %  | 8.446             | 6.808  | 5.995  | 4.286  | 3.025   |
|                    | 40 %  | 4.587             | 2.536  | 2.136  | (64)   | (1.367) |

Kilde: Deloitte-analyse

| t.kr.  |       | Pris på energiafgrøder |        |        |        |         |
|--|-------|------------------------|--------|--------|--------|---------|
|  |       | (20)%                  | (10)%  | 0 %    | 10 %   | 20 %    |
| Gasudbytte (m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> ) | (10)% | 4.950                  | 3.020  | 1.088  | (847)  | (2.790) |
|  | (5)%  | 9.331                  | 7.402  | 5.472  | 3.543  | 1.613   |
|  | 0 %   | 13.713                 | 11.784 | 9.854  | 7.925  | 5.995   |
|  | 5 %   | 18.095                 | 16.166 | 14.236 | 12.307 | 10.377  |
|  | 10 %  | 22.477                 | 20.548 | 18.618 | 16.689 | 14.759  |

Kilde: Deloitte-analyse

| t.kr.                             | NPV   |
|-----------------------------------|-------|
| Bortfald af tildelt anlægstilskud | 5.015 |
| Forøget lånerente (+2%-point)     | 7.742 |

Kilde: Deloitte-analyse

|   |   |           |  |  |                  |    |  |                             |           |
|---|---|-----------|--|--|------------------|----|--|-----------------------------|-----------|
| 1 | Introduktion                                | 3         |  |  |                  |    |  |                             |           |
| 2 | Konklusion                                  | 10        |  |  |                  |    |  |                             |           |
| 3 | Casebeskrivelse                             | 16        |  |  |                  |    |  |                             |           |
| 4 | Værdiansættelsesmetode                      | 24        |  |  |                  |    |  |                             |           |
| 5 | Forudsætninger for business case-analyserne | 26        |  |  |                  |    |  |                             |           |
| 6 | <b>Præliminære business case-resultater</b> | <b>40</b> | <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="background-color: #00AEEF; color: white; width: 20px;"></td> <td style="padding-left: 5px;">Decentralt anlæg</td> <td style="text-align: right; padding-right: 20px;">40</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #00AEEF; color: white; width: 20px;"></td> <td style="padding-left: 5px;"><b>Centralt fællesanlæg</b></td> <td style="text-align: right; padding-right: 20px;"><b>45</b></td> </tr> </table> |  | Decentralt anlæg | 40 |  | <b>Centralt fællesanlæg</b> | <b>45</b> |
|   | Decentralt anlæg                            | 40        |  |  |                  |    |  |                             |           |
|   | <b>Centralt fællesanlæg</b>                 | <b>45</b> |  |  |                  |    |  |                             |           |
| 7 | Appendiks                                   | 50        |  |  |                  |    |  |                             |           |

### Estimeret resultatbudget

I tabellen nedenfor ses det estimerede resultatbudget frem til 2028. Det ses af tabellen, at omsætningen er faldende over en årrække, men stigende igen fra 2025. Dette skyldes, at starttilskuddet gradvist reguleres ned mod 0 i 2020, samtidig med at det variable tilskud gradvist falder som følge af, at naturgasprisen forventes at stige, hvilket ikke modsvares i samme grad af en stigende varmepris (da varmeprisen i casen er drevet af afgiftsregulering og udviklingen i kulprisen).

Det er antaget, at grundtilskuddet til elproduktion med biogas som brændsel vil gøre sig gældende på uændrede vilkår i hele driftsperioden, således at indtægterne fra elektricitet er konstant stigende med 60% af udviklingen i nettoprisindeks. Det ses yderligere af tabellen, at der løbende over driftsperioden indtægtsføres den etableringsstøtte, der er opnået tilsagn om (39,5 mio.kr.).

Vareforbrug og øvrige drifts- og personaleomkostninger udvikler sig jævnt stigende over driftsperioden. Det ses, at øvrige omkostninger er lidt højere i det første driftsår, hvilket skyldes den initiale indkøringsomkostning på 2 mio.kr. Afskrivningerne stiger i 2025, da der foretages (og aktiveres) en reinvestering på 15 mio.kr. (2013-priser), som afskrives over den resterende driftsperiode.

| t.kr.                    | 2014           | 2015          | 2016          | 2017          | 2018          | 2019          | 2020          | 2021          | 2022          | 2023          | 2024          | 2025          | 2026          | 2027          | 2028          |
|--------------------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Projektår                | 1              | 2             | 3             | 4             | 5             | 6             | 7             | 8             | 9             | 10            | 11            | 12            | 13            | 14            | 15            |
| Omsætning                | -              | 45.977        | 45.521        | 44.881        | 44.241        | 43.625        | 42.736        | 42.506        | 42.274        | 42.070        | 41.787        | 41.986        | 42.595        | 43.214        | 43.841        |
| Etableringsstøtte        | -              | 1.977         | 1.977         | 1.977         | 1.977         | 1.977         | 1.977         | 1.977         | 1.977         | 1.977         | 1.977         | 1.977         | 1.977         | 1.977         | 1.977         |
| <b>Nettoomsætning</b>    | -              | <b>47.954</b> | <b>47.498</b> | <b>46.858</b> | <b>46.218</b> | <b>45.602</b> | <b>44.713</b> | <b>44.483</b> | <b>44.251</b> | <b>44.047</b> | <b>43.764</b> | <b>43.963</b> | <b>44.572</b> | <b>45.190</b> | <b>45.818</b> |
| Vareforbrug              | -              | (6.197)       | (6.300)       | (6.423)       | (6.549)       | (6.684)       | (6.813)       | (6.953)       | (7.087)       | (7.239)       | (7.374)       | (7.519)       | (7.667)       | (7.817)       | (7.971)       |
| <b>Bruttofortjeneste</b> | -              | <b>41.756</b> | <b>41.199</b> | <b>40.434</b> | <b>39.670</b> | <b>38.918</b> | <b>37.900</b> | <b>37.529</b> | <b>37.164</b> | <b>36.808</b> | <b>36.390</b> | <b>36.444</b> | <b>36.905</b> | <b>37.373</b> | <b>37.847</b> |
| Personaleomkostninger    | -              | (3.495)       | (3.553)       | (3.623)       | (3.693)       | (3.770)       | (3.843)       | (3.922)       | (3.997)       | (4.083)       | (4.159)       | (4.241)       | (4.324)       | (4.409)       | (4.495)       |
| Øvrige driftsudgifter    | -              | (15.778)      | (14.039)      | (14.315)      | (14.594)      | (14.895)      | (15.183)      | (15.496)      | (15.793)      | (16.132)      | (16.434)      | (16.756)      | (17.085)      | (17.421)      | (17.763)      |
| <b>EBITDA</b>            | -              | <b>22.483</b> | <b>23.607</b> | <b>22.497</b> | <b>21.383</b> | <b>20.253</b> | <b>18.874</b> | <b>18.111</b> | <b>17.374</b> | <b>16.593</b> | <b>15.796</b> | <b>15.448</b> | <b>15.496</b> | <b>15.543</b> | <b>15.589</b> |
| Afskrivninger            | -              | (8.264)       | (8.264)       | (8.264)       | (8.264)       | (8.264)       | (8.264)       | (8.264)       | (8.264)       | (8.264)       | (8.264)       | (10.373)      | (10.373)      | (10.373)      | (10.373)      |
| <b>EBIT</b>              | -              | <b>14.219</b> | <b>15.343</b> | <b>14.233</b> | <b>13.118</b> | <b>11.988</b> | <b>10.610</b> | <b>9.847</b>  | <b>9.110</b>  | <b>8.329</b>  | <b>7.532</b>  | <b>5.075</b>  | <b>5.123</b>  | <b>5.170</b>  | <b>5.216</b>  |
| Finansielle omkostninger | (5.153)        | (5.983)       | (5.092)       | (4.556)       | (4.238)       | (3.906)       | (3.558)       | (3.195)       | (2.816)       | (2.419)       | (2.005)       | (2.137)       | (1.798)       | (1.446)       | (1.081)       |
| <b>Resultat før skat</b> | <b>(5.153)</b> | <b>8.236</b>  | <b>10.251</b> | <b>9.676</b>  | <b>8.880</b>  | <b>8.083</b>  | <b>7.052</b>  | <b>6.652</b>  | <b>6.294</b>  | <b>5.909</b>  | <b>5.527</b>  | <b>2.938</b>  | <b>3.325</b>  | <b>3.724</b>  | <b>4.135</b>  |
| Skat                     | 1.288          | (2.059)       | (2.563)       | (2.419)       | (2.220)       | (2.021)       | (1.763)       | (1.663)       | (1.573)       | (1.477)       | (1.382)       | (735)         | (831)         | (931)         | (1.034)       |
| <b>Årets resultat</b>    | <b>(3.864)</b> | <b>6.177</b>  | <b>7.688</b>  | <b>7.257</b>  | <b>6.660</b>  | <b>6.062</b>  | <b>5.289</b>  | <b>4.989</b>  | <b>4.720</b>  | <b>4.432</b>  | <b>4.145</b>  | <b>2.204</b>  | <b>2.494</b>  | <b>2.793</b>  | <b>3.101</b>  |

Kilde: Deloitte-analyse

Estimeret balancebudget

I tabellen nedenfor ses det estimerede balancebudget frem til 2028 (første 15 driftsår). Biogasanlægget og den centrale varmeenhed etableres i 2014 og aktiveres indledningsvist som anlæg under opførelse.

Der opstår initialt et skatteaktiv, hvilket skyldes, at der betales skat af etableringstilskuddet, når det modtages, mens tilskuddet regnskabsmæssigt indtægtsføres over driftsperioden. I den forbindelse optages der regnskabsmæssigt en forudbetaling, da tilskuddet er modtaget, men endnu ikke fuldt indtægtsført. Skatteaktivet forvandles i 2019 til et skattepassiv forårsaget af den mere aggressive skattemæssige (i forhold til regnskabsmæssigt) afskrivningsprofil for anlægsinvesteringen.

Det ses yderligere af tabellen, at banklånet afdrages over 10 år og er fuldt tilbagebetalt ultimo 2024. Ud over realkreditlånet og banklånet er der indledningsvist behov for at trække på en kassekredit for at finansiere den indledende drift.

| t.kr.                        | 2014           | 2015           | 2016           | 2017           | 2018           | 2019           | 2020           | 2021           | 2022           | 2023           | 2024           | 2025           | 2026           | 2027           | 2028           |
|------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Projektår                    | 1              | 2              | 3              | 4              | 5              | 6              | 7              | 8              | 9              | 10             | 11             | 12             | 13             | 14             | 15             |
| Anlæg under opførelse        | 179.639        | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              |
| Anlægsaktiver                | -              | 171.375        | 163.111        | 154.846        | 146.582        | 138.318        | 130.054        | 121.789        | 113.525        | 105.261        | 96.997         | 105.603        | 95.230         | 84.857         | 74.484         |
| Tilgodehavender              | -              | 3.779          | 3.741          | 3.689          | 3.636          | 3.586          | 3.513          | 3.494          | 3.475          | 3.458          | 3.435          | 3.451          | 3.501          | 3.552          | 3.603          |
| Skatteaktiv                  | 9.885          | 7.826          | 5.263          | 2.844          | 624            | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              |
| Likvider                     | -              | -              | 7.000          | 15.614         | 23.114         | 29.486         | 34.500         | 38.700         | 42.161         | 44.844         | 45.131         | 42.544         | 43.577         | 44.322         | 44.811         |
| <b>Aktiver i alt</b>         | <b>189.524</b> | <b>182.979</b> | <b>179.115</b> | <b>176.993</b> | <b>173.957</b> | <b>171.389</b> | <b>168.066</b> | <b>163.983</b> | <b>159.161</b> | <b>153.563</b> | <b>145.562</b> | <b>151.598</b> | <b>142.308</b> | <b>132.731</b> | <b>122.899</b> |
| Egenkapitalindskud           | 20.600         | 20.600         | 20.600         | 20.600         | 20.600         | 20.600         | 20.600         | 20.600         | 20.600         | 20.600         | 20.600         | 20.600         | 20.600         | 20.600         | 20.600         |
| Overført resultat            | (3.864)        | 2.312          | 10.000         | 17.258         | 23.918         | 29.980         | 35.268         | 40.257         | 44.978         | 49.410         | 53.555         | 55.759         | 58.253         | 61.046         | 64.147         |
| <b>Egenkapital i alt</b>     | <b>16.736</b>  | <b>22.912</b>  | <b>30.600</b>  | <b>37.858</b>  | <b>44.518</b>  | <b>50.580</b>  | <b>55.868</b>  | <b>60.857</b>  | <b>65.578</b>  | <b>70.010</b>  | <b>74.155</b>  | <b>76.359</b>  | <b>78.853</b>  | <b>81.646</b>  | <b>84.747</b>  |
| Realkreditlån                | 105.120        | 99.780         | 94.238         | 88.488         | 82.521         | 76.329         | 69.903         | 63.235         | 56.316         | 49.136         | 41.685         | 47.691         | 38.357         | 28.672         | 18.621         |
| Banklån                      | 19.826         | 18.322         | 16.728         | 15.038         | 13.246         | 11.347         | 9.334          | 7.200          | 4.939          | 2.541          | -              | -              | -              | -              | -              |
| Kassekredit                  | 8.303          | 2.310          | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              | -              |
| Skattepassiv (udskudt skat)  | -              | -              | -              | -              | -              | 1.397          | 3.160          | 4.823          | 6.396          | 7.873          | 7.654          | 7.413          | 6.893          | 6.138          | 5.184          |
| Leverandørgæld               | -              | 2.093          | 1.964          | 2.002          | 2.041          | 2.083          | 2.124          | 2.168          | 2.209          | 2.256          | 2.299          | 2.344          | 2.390          | 2.437          | 2.485          |
| Forudbetaling (etabl.støtte) | 39.538         | 37.561         | 35.585         | 33.608         | 31.631         | 29.654         | 27.677         | 25.700         | 23.723         | 21.746         | 19.769         | 17.792         | 15.815         | 13.838         | 11.862         |
| <b>Forpligtelser i alt</b>   | <b>172.788</b> | <b>160.067</b> | <b>148.514</b> | <b>139.135</b> | <b>129.439</b> | <b>120.810</b> | <b>112.197</b> | <b>103.126</b> | <b>93.583</b>  | <b>83.553</b>  | <b>71.407</b>  | <b>75.239</b>  | <b>63.456</b>  | <b>51.085</b>  | <b>38.151</b>  |
| <b>Passiver i alt</b>        | <b>189.524</b> | <b>182.979</b> | <b>179.115</b> | <b>176.993</b> | <b>173.957</b> | <b>171.389</b> | <b>168.066</b> | <b>163.983</b> | <b>159.161</b> | <b>153.563</b> | <b>145.562</b> | <b>151.598</b> | <b>142.308</b> | <b>132.731</b> | <b>122.899</b> |

Kilde: Deloitte-analyse

Estimerede frie pengestrømme

I tabellen nedenfor ses de estimerede frie pengestrømme fra biogasprojektet frem til 2028 (første 15 driftsår).

Som det fremgår i tabellen, er 2014 præget af store negative frie pengestrømme som følge af den indledningsvise anlægsinvestering. Anlægsinvesteringen modsvarer delvist af det modtagne tilskud, som dog er skattepligtigt på tidspunktet for modtagelse. Dette medfører således en større skattebetaling i anlægsåret.

Fra 2015 genererer projektet positive frie pengestrømme som følge af salg af el og varme produceret ved afbrænding af den producerede biogas. Pengestrømmene fra driften falder løbende som følge af aftrapning af starttilskuddet, ligesom der fra 2018 betales skat. Det ses, at der i det 11. driftsår (år 12, da det første år er anlægsåret) gennemføres en reinvestering på 19 mio.kr. (15 mio.kr. i 2013-priser), hvilket forårsager negative frie pengestrømme i 2025.

Det ses yderligere, at projektet har en positiv NPV (2,1 mio.kr.) og en intern rente (IRR) på 7,6%, hvilket kan sammenlignes med afkastkravet på 7,4%. På basis af de anvendte forudsætninger er der således tale om en positiv business case for såvel ejere som långivere og dermed en rentabel investering.

| t.kr.                          | 2014             | 2015          | 2016          | 2017          | 2018          | 2019          | 2020          | 2021          | 2022          | 2023          | 2024          | 2025           | 2026          | 2027          | 2028          |
|--------------------------------|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|---------------|---------------|---------------|
| Projektår                      | 1                | 2             | 3             | 4             | 5             | 6             | 7             | 8             | 9             | 10            | 11            | 12             | 13            | 14            | 15            |
| EBIT                           | -                | 14.219        | 15.343        | 14.233        | 13.118        | 11.988        | 10.610        | 9.847         | 9.110         | 8.329         | 7.532         | 5.075          | 5.123         | 5.170         | 5.216         |
| Justeret betalt skat           | (9.885)          | -             | -             | -             | (39)          | (1.453)       | (1.597)       | (1.814)       | (1.972)       | (2.064)       | (2.106)       | (1.510)        | (1.800)       | (2.047)       | (2.258)       |
| <b>NOPLAT</b>                  | <b>(9.885)</b>   | <b>14.219</b> | <b>15.343</b> | <b>14.233</b> | <b>13.080</b> | <b>10.536</b> | <b>9.013</b>  | <b>8.033</b>  | <b>7.138</b>  | <b>6.265</b>  | <b>5.426</b>  | <b>3.565</b>   | <b>3.323</b>  | <b>3.123</b>  | <b>2.958</b>  |
| Afskrivninger                  | -                | 8.264         | 8.264         | 8.264         | 8.264         | 8.264         | 8.264         | 8.264         | 8.264         | 8.264         | 8.264         | 10.373         | 10.373        | 10.373        | 10.373        |
| Tilbageførsel af etabl.støtte  | -                | (1.977)       | (1.977)       | (1.977)       | (1.977)       | (1.977)       | (1.977)       | (1.977)       | (1.977)       | (1.977)       | (1.977)       | (1.977)        | (1.977)       | (1.977)       | (1.977)       |
| Ændring i nettoarbejds kapital | -                | (1.685)       | (92)          | 91            | 92            | 93            | 113           | 63            | 61            | 64            | 65            | 29             | (4)           | (4)           | (4)           |
| Investeringer                  | (179.639)        | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | (18.979)       | -             | -             | -             |
| Etableringsstøtte              | 39.538           | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -              | -             | -             | -             |
| <b>Frie pengestrømme (FCF)</b> | <b>(149.985)</b> | <b>18.821</b> | <b>21.538</b> | <b>20.611</b> | <b>19.459</b> | <b>16.916</b> | <b>15.414</b> | <b>14.383</b> | <b>13.486</b> | <b>12.616</b> | <b>11.779</b> | <b>(6.990)</b> | <b>11.715</b> | <b>11.515</b> | <b>11.350</b> |
| <b>Projekt NPV</b>             | <b>2.131</b>     |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |                |               |               |               |
| <b>Projekt IRR</b>             | <b>7,61%</b>     |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |                |               |               |               |

Kilde: Deloitte-analyse



### Business casen er følsom over for nøgleforudsætningerne

Tabellerne overfor viser business casens nutidsværdi (i t.kr.) angivet i forhold til en række nøgleforudsætninger.

I den øverste tabel er nutidsværdiens følsomhed over for ændringer i anlægsinvesteringen og anlæggets driftsomkostninger illustreret. Det ses, at nutidsværdien falder til ca. (5,4 mio.kr.) ved en stigning på 5% i anlægsinvesteringen, mens den falder til ca. (10,2 mio.kr.) ved en stigning i driftsomkostninger (omkostninger til transport og energiafgrøder ikke indeholdt) på 20%.

I den midterste tabel er nutidsværdiens følsomhed over for ændringer i prisen på energiafgrøder og det årlige gasudbytte illustreret. Det ses, at nutidsværdien falder til ca. (3,2 mio.kr.) ved en stigning på 10% i prisen på energiafgrøder (majs), mens den falder til ca. (15,1 mio.kr.) ved et fald på 5% i gasudbyttet.

I den nederste tabel er nutidsværdiens følsomhed over for bortfald af anlægstilskud og en stigning i lånerenten på 2%-point i forhold til base case illustreret. Det ses, at nutidsværdien falder til ca. (27,5 mio.kr.) ved bortfald af anlægstilskuddet, mens den falder til ca. (9,6 mio.kr.) ved en stigning på 2%-point i lånerenten.

Business casens samlede rentabilitet er således meget følsom over for de primære forudsætninger og tildeling af anlægstilskud. Et bortfald i anlægstilskuddet vil resultere i en betydelig negativ NPV.

### Følsomhedsanalyse

| t.kr.              |       | Anlægsinvestering |          |          |          |          |
|--------------------|-------|-------------------|----------|----------|----------|----------|
|                    |       | (10)%             | (5)%     | 0 %      | 5 %      | 10 %     |
| Driftsomkostninger | (40)% | 41.231            | 33.881   | 26.496   | 19.072   | 11.608   |
|                    | (20)% | 29.150            | 21.762   | 14.343   | 6.866    | (651)    |
|                    | 0 %   | 17.035            | 9.607    | 2.131    | (5.408)  | (13.024) |
|                    | 20 %  | 4.877             | (2.645)  | (10.241) | (17.906) | (25.641) |
|                    | 40 %  | (7.465)           | (15.098) | (22.816) | (30.613) | (38.489) |

Kilde: Deloitte-analyse

| t.kr.               |       | Pris på energiafgrøder |          |          |          |          |
|---------------------|-------|------------------------|----------|----------|----------|----------|
|                     |       | (20)%                  | (10)%    | 0 %      | 10 %     | 20 %     |
| Gasudbytte (m3 CH4) | (10)% | (21.628)               | (27.208) | (32.852) | (38.647) | (44.602) |
|                     | (5)%  | (4.194)                | (9.635)  | (15.111) | (20.623) | (26.183) |
|                     | 0 %   | 12.813                 | 7.472    | 2.131    | (3.240)  | (8.671)  |
|                     | 5 %   | 29.689                 | 24.373   | 19.057   | 13.741   | 8.408    |
|                     | 10 %  | 46.492                 | 41.194   | 35.896   | 30.598   | 25.292   |

Kilde: Deloitte-analyse

| t.kr.                             | NPV      |
|-----------------------------------|----------|
| Bortfald af tildelt anlægstilskud | (27.514) |
| Forøget lånerente (+2%-point)     | (9.562)  |

Kilde: Deloitte-analyse

|   |   |           |
|---|---|-----------|
| 1 | Introduktion                                | 3         |
| 2 | Konklusion                                  | 10        |
| 3 | Casebeskrivelse                             | 16        |
| 4 | Værdiansættelsesmetode                      | 24        |
| 5 | Forudsætninger for business case-analyserne | 26        |
| 6 | Præliminære business case-resultater        | 40        |
| 7 | <b>Appendiks</b>                            | <b>50</b> |

**Vi estimerer et vægtet afkastkrav på 7,1%**

Den samlede anlægsinvestering i det decentrale anlæg og den tilknyttede gylleledning udgør ca. 28,6 mio.kr.

Leasingselskabet har i december 2012 opnået tilsagn om tilskud fra Fødevarerministeriet på 30% af de støtteberettigede omkostninger. Det samlede beløb udgør ca. 7,4 mio.kr. før skat og 5,5 mio.kr. efter skat.

Det forudsættes endvidere, at Leasingselskabet selv bidrager med 6,0 mio.kr. i egenkapital, mens den resterende del lånefinansieres via et realkreditlån.

Vi har estimeret en egenkapitalomkostning for projektet på 19,3%, hvilket er baseret på en risikofri rente på 1,47% (10-årig dansk statsobligation), en ugearet beta på 0,55, som er estimeret med udgangspunkt i Damodarans beta-estimerer for industrierne *construction (0,65)*, *farming & agriculture (0,62)* og *general utilities (0,38)*, en markedsrisikopræmie på 7% (som indeholder krisetillæg på 2%) og et skønnet projektspecifikt risikotillæg på 3% (risiciene er grundlæggende de samme som for Driftsselskabet, men dog begrænset til Driftsselskabets evne til at honorere sin leasingforpligtelse).

Den effektive lånerente før skat for projektet er estimeret til 3,8% og 2,8% efter skat. Med udgangspunkt i en kapitalstruktur med en gældsandel på ca. 74% kan projektets vægtede afkastkrav herefter opgøres til 7,1%.

**Finansiering af anlægsinvesteringen**

|                                     | Kr.               |
|-------------------------------------|-------------------|
| <b>Anlægsinvestering</b>            |                   |
| Grunde                              | 770.000           |
| Produktionsanlæg inkl. projektering | 24.410.000        |
| Infrastruktur                       | 3.400.000         |
| <b>Biogasanlæg i alt</b>            | <b>28.580.000</b> |
| <b>Finansiering</b>                 |                   |
| Etableringsstøtte efter skat        | 5.535.770         |
| Egenkapitalindskud                  | 6.000.000         |
| Realkreditlån                       | 17.044.231        |
| <b>Finansiering i alt</b>           | <b>28.580.000</b> |

Kilde: Plan Action og Blue Planet Innovation (forudsætninger) og Deloitte (finansiel modellering)

**Afkastkrav fra ejere og långivere**

|  | Enhed       | Niveau       |
|--|-------------|--------------|
| <b>Afkastkrav fra egenkapital</b>          |             |              |
| Risikofri rente                            | Pct.        | 1,47%        |
| Ugearet beta                               | Faktor      | 0,55         |
| Gearet beta                                | Faktor      | 2,11         |
| Markedsrisikopræmie                        | Pct.        | 7,00%        |
| Projektspecifikt tillæg                    | Pct.        | 3,00%        |
| <b>Egenkapitalomkostning</b>               | <b>Pct.</b> | <b>19,3%</b> |
| <b>Afkastkrav fra långivere</b>            |             |              |
| Effektiv lånerente før skat                | Pct.        | 3,8%         |
| Selskabsskattesats                         | Pct.        | 25%          |
| <b>Låneomkostning efter skat</b>           | <b>Pct.</b> | <b>2,83%</b> |
| <b>Kapitalstruktur</b>                     |             |              |
| Gældsandel                                 | Pct.        | 74,0%        |
| Egenkapitalandel                           | Pct.        | 26,0%        |
| <b>Vægtet afkastkrav efter skat (WACC)</b> | <b>Pct.</b> | <b>7,1%</b>  |

Kilde: Reuters, Damodaran, Blue Planet Innovation og Deloitte

**Vi estimerer et vægtet afkastkrav på 6,6%**

Den samlede anlægsinvestering i biogasledningsnettet lyder på ca. 5,4 mio.kr.

Projektselskabet har i 2012 opnået tilsagn om EUDP-tilskud på 10 mio.kr. før skat, hvoraf der går ca. 2 mio.kr. til at udbygge infrastrukturen til det aktuelle anlæg.

Det forudsættes endvidere, at ejergruppen bag Netselskabet bidrager med 3,9 mio.kr. i egenkapital som restfinansiering af investeringen.

Vi har estimeret en egenkapitalomkostning for projektet på 6,6%, hvilket er baseret på en risikofri rente på 1,47% (10-årig dansk statsobligation), en ugearet beta på 0,45, som er estimeret med udgangspunkt i Damodarans beta-estimerer for industrierne *construction* (0,65, 1/3 vægt) og *general utilities* (0,38, 2/3 vægt), en markedsrisikopræmie på 7% (som indeholder krisetillæg på 2%) og et skønnet projektspecifikt risikotillæg på 2% (som omfatter bl.a. produktionsrisiko fra biogasanlæggene og generel illikviditet).

Da investeringen i ledningsnettet alene er finansieret af tilskud og egenkapital, svarer projektets afkastkrav til egenkapitalens afkastkrav på 6,6%.

**Finansiering af anlægsinvesteringen**

|                                | Kr.              |
|--------------------------------|------------------|
| <b>Anlægsinvestering</b>       |                  |
| Biogasrørledninger             | 2.380.800        |
| Stikledninger                  | 1.190.400        |
| Tilslutning til aftagere       | 223.200          |
| Udstyr til rensning af biogas  | 818.400          |
| Design, indkøb og overvågning  | 369.024          |
| Reserver                       | 373.637          |
| <b>Biogasledningsnet i alt</b> | <b>5.355.461</b> |
| <b>Finansiering</b>            |                  |
| EUDP-tilskud før skat          | 2.000.000        |
| EUDP-tilskud efter skat        | 1.500.000        |
| Egenkapitalindskud             | 3.855.461        |
| <b>Finansiering i alt</b>      | <b>5.355.461</b> |

Kilde: Plan Action og Blue Planet Innovation (forudsætninger) og Deloitte (finansiel modellering)

**Afkastkrav fra ejere og långivere**

|  | Enhed       | Niveau       |
|--|-------------|--------------|
| <b>Afkastkrav fra egenkapital</b>          |             |              |
| Risikofri rente                            | Pct.        | 1,47%        |
| Ugearet beta                               | Faktor      | 0,45         |
| Gearet beta                                | Faktor      | 0,45         |
| Markedsrisikopræmie                        | Pct.        | 7,00%        |
| Projektspecifikt tillæg                    | Pct.        | 2,00%        |
| <b>Egenkapitalomkostning</b>               | <b>Pct.</b> | <b>6,6%</b>  |
| <b>Afkastkrav fra långivere</b>            |             |              |
| Effektiv lånerente før skat                | Pct.        | 3,8%         |
| Selskabsskattesats                         | Pct.        | 25%          |
| <b>Låneomkostning efter skat</b>           | <b>Pct.</b> | <b>2,83%</b> |
| <b>Kapitalstruktur</b>                     |             |              |
| Gældsandel                                 | Pct.        | 0,0%         |
| Egenkapitalandel                           | Pct.        | 100,0%       |
| <b>Vægtet afkastkrav efter skat (WACC)</b> | <b>Pct.</b> | <b>6,6%</b>  |

Kilde: Reuters, Damodaran, Blue Planet Innovation og Deloitte

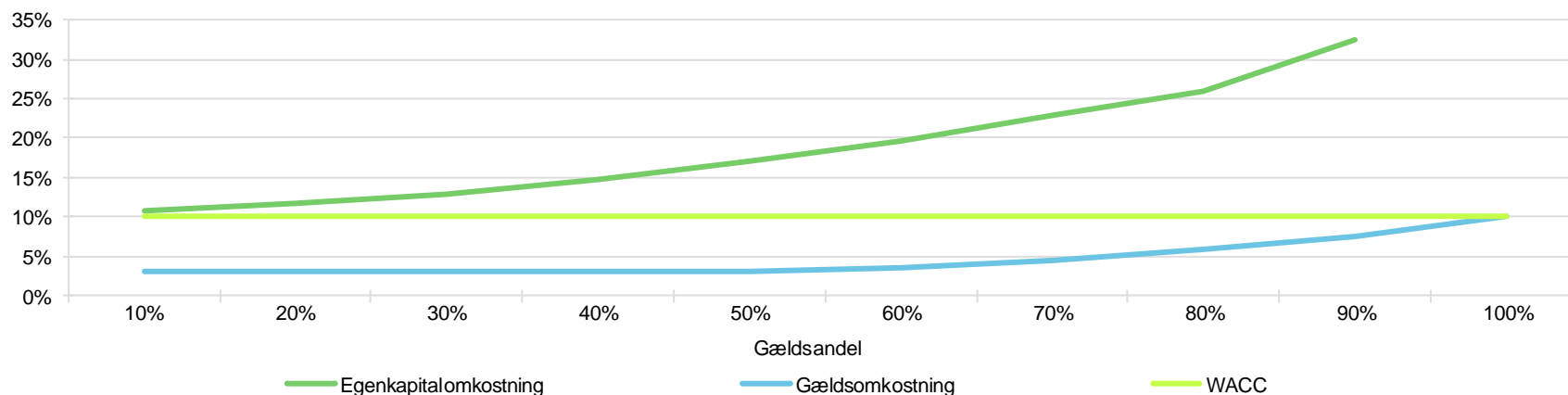
Afkastkravet fra ejer og långivere varierer på tværs af kapitalstruktur

Figuren nedenfor illustrerer sammenhængen mellem afkastkravet fra ejere (egenkapital) og långivere (gæld) på tværs af kapitalstruktur for et givent projekt. Niveauet for de enkelte afkastkrav er alene af illustrativ karakter og ikke direkte relateret til de 2 business cases.

Teoretisk (og underlagt en række strenge forudsætninger om bl.a. perfekte kapitalmarkeder) vil et projekts vægtede afkastkrav (WACC) være uafhængig af den anvendte kapitalstruktur (illustreret nedenfor med en konstant WACC ved øget gældsandel) og vil således være lig med det ugearede afkastkrav (dvs. afkastkrav på projektets aktiver isoleret og uden gæld).

Efterhånden som gældsandelen øges, vil egenkapitalens afkastkrav stige, da risikoen for, at ejerne ikke får udbytte, er stigende. Efterhånden som gældsandelen stiger, vil låneomkostningen også stige, da risikoen for, at långiverne kun delvist får deres lån tilbage, også stiger. Ved 100% gældsbelåning vil afkastkravet fra långiverne svare til projektets underliggende afkastkrav (svarende til risikoen på aktiverne).

I praksis vil anvendelse af gæld have en skattemæssig fordel (renteudgifter er fradragsberettigede), hvorfor projektets WACC ikke vil være konstant på tværs af kapitalstrukturen. Den overordnede betragtning om stigende afkastkrav fra egenkapitalen ved højere gældsandel gør sig dog stadig gældende i praksis.



Kilde: Berk & Demarzo, Corporate Finance 2007 og Deloitte-analyse