

Notat

Klimarådets Sekretariat  
Biogas i naturgasnettet  
Potentiale, omkostninger  
og virkemidler

Projekt ID: 10407080  
Ændret: 12-01-2020 22:00  
Revision: 1

Udarbejdet af NBA, CKD  
Kontrolleret af NBA  
Godkendt af CKD

## Indhold

1	Beskrivelse	2
1.1	Teknisk beskrivelse	2
1.2	Energimæssige forhold	2
2	Potentiale	3
2.1	Nuværende produktion og basisfremskrivning	3
2.2	Potentialet fremover	4
2.3	Energimæssigt potentiale	6
2.4	Potentialet for opgradering	8
3	Anvendelsen af biogas	9
3.1	Klimapotentiale	11
4	Omkostninger	12
4.1	Produktionsomkostninger	12
4.2	Eksternaliteter	13
4.3	Samfundsøkonomiske omkostninger	13
5	2050-perspektiv	14
6	Virkemidler	14

# 1 Beskrivelse

## 1.1 Teknisk beskrivelse

Biogas er resultatet af anaerob (iltfri) nedbrydning af organisk materiale, og består af metan (CH<sub>4</sub>) og kulstofdioxid (CO<sub>2</sub>). Produktion og opsamling af biogas sker på lossepladser (lossepladsgas), udrådningstanke på renseanlæg (slamgas) og i biogasanlæg. Et biogasanlæg består af et antal lukkede tanke, typisk med kontrolleret temperatur og mekanisk omrøring, kaldet reaktortanke, udstyr til forbehandling, indfødning, efterbehandling og mellemlagring af rå og udrådet biomasse, samt naturligvis udstyr til opsamling og nyttiggørelse af den dannede biogas.

Biogasproduktion til energiformål har fundet sted i Danmark siden oliekrisen. I løbet af 1980'erne udvikledes koncepter for fælles biogasanlæg, som modtog gylle fra flere forskellige landbrug, og udrådnede det sammen med andet organisk affald, ofte med meget højere gaspotentiale end gylle. De første biogasanlæg leverede hovedsageligt gassen til kraftvarmeanlæg, og støtten til biogas udmøntedes som en særlig indfødnings-tarif for el fra biogas. I starten af det nye årtusinde påbegyndtes en udvikling mod oprensning af biogassen til naturgaskvalitet og indfødning heraf på naturgasnettet, hvor den ved hjælp af bionaturgascertifikater kan sælge som grøn gas. Med Energiforliget i 2012 skete der en tilskudsmæssig ligestilling af el fra biogas og metan fra biogas, som blev tilført naturgasnettet.

Afgasning af gylle medfører en række positive eksternaliteter, herunder reduceret udvaskning af kvælstof og reduceret metanudledning.

Økologiske jordbrug må anvende afgasset gylle fra konventionelt landbrug i et vist omfang og efter særlige regler for tilsætning af andre biomasser. Da økologiske jordbrug er i knaphed for næringsstoffer er afgasset gylle særlig attraktivt for økologer.

## 1.2 Energimæssige forhold

Biogas kan, sammen med andre grønne gasser (slamgas, termisk forgasningsgas), erstatte fossil naturgas. Grundet naturgassystemets lagerkapacitet kan biogas produktion afkobles tidsmæssigt fra forbruget, i modsætning til el fra vind og sol.

Grundet den relativt høje produktionspris kan biogas ikke konkurrere med VE el fra vind og sol. Derfor bør biogas på sigt anvendes der, hvor CO<sub>2</sub>-neutrale alternativer er dyrere end biogas. Eksempler herpå er biogas som avanceret biobrændstof, som procesenergi hvor der er behov for flammer, og muligvis til balancering af elnettet.

Biogas består af ca. 2/3 metan og 1/3 CO<sub>2</sub> og har dermed et energiindhold på ca. 7 kWh pr. m<sup>3</sup>. Ved opgradering til naturgaskvalitet udvaskes CO<sub>2</sub>, og den opsamlede CO<sub>2</sub> udledes i dag typisk til atmosfæren. Der er p.t. et opgraderingslæg i Danmark, hvor den opsamlede CO<sub>2</sub> (ca. 20.000 tons/år) oprenses med henblik på salg i det kommercielle marked for CO<sub>2</sub>. Det samlede marked for CO<sub>2</sub> i Danmark er ca. 70.000 tons/år, hvoraf størstedelen er biprodukter fra for eksempel gødningsproduktion. Fortrængning heraf har således ikke umiddelbart nogen sikker CO<sub>2</sub> reduktionseffekt.

Såfremt CO<sub>2</sub> generelt indvindes fra danske biogas-opgraderingsanlæg vil der derfor skulle ske en lagring (sequestration) heraf, eller den skal metaniseres ved tilførsel af brint og anvendes til fortrængning af fossile kulbrinter, for at opnå en CO<sub>2</sub>

reduktionseffekt. Det sidste forudsætter, at den tilførte brint er produceret klimaneutralt.

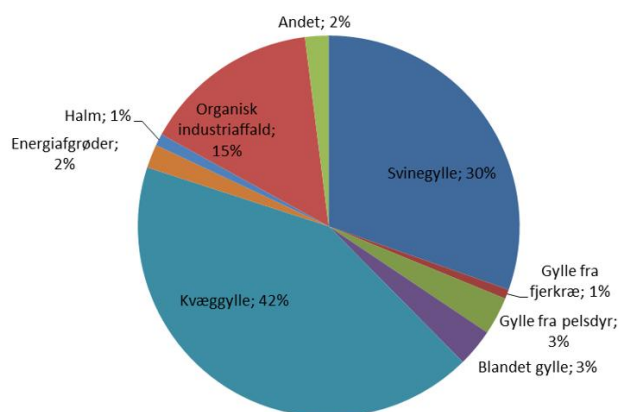
## 2 Potentiale

### 2.1 Nuværende produktion og basisfremskrivning

Biogasproduktionen har været i betydelig vækst i de seneste årtier, og den samlede danske biogasproduktion forventes i 2020 at udgøre ca. 24 PJ. Basisfremskrivning prognosticerer en stigning til 28,0 GJ i 2022 (Energistyrelsen, 2019),. Fremskrivningen inkluderer bl.a. en fremskrivning af biogasproduktionen baseret på det nuværende politiske billede og fravær af nye tiltag (frozen policy). Biogasbranchen forventer, baseret på oplysninger fra Evida og medlemmerne, ca. 34 PJ<sup>1</sup> i 2022, især baseret på tilslutningsaftaler for opgraderingsanlæg. Som konservativt skøn anbefales at forudsætte en biogasproduktion på 28 PJ i 2022 (og i 2025), under forudsætning af, at der ikke indføres nye incitament, og at kapaciteten i tilslutningsaftaler ikke udnyttes fuldt ud.

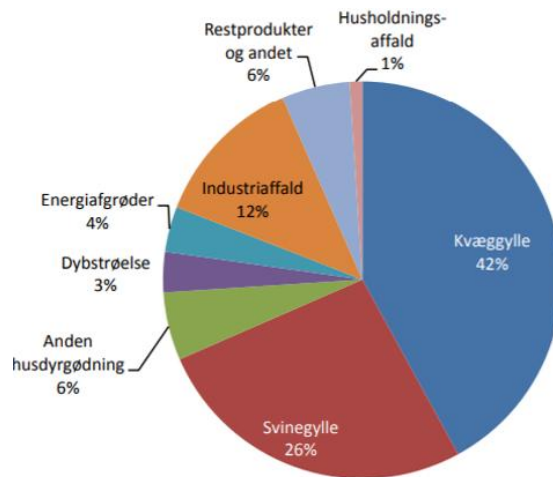
I nedenstående figurer ses fordelingen af biomasseinput til fælles- og gårdanlæg i planåret 2014/15<sup>2</sup> og i 2016/17. I 2014/15 stammende ca. 80% af det samlede input fra husdyrgødning, mens de øvrige 15 % primært stammede fra organisk industriaffald (15 %) og de 5% resterende fra energiafgrøder, halm og afgrøderester (Mikkelsen, Albrechtsen, & Gyldenkerne, 2016) (Energistyrelsen, 2018). Organisk industriaffald dækker over en meget bred gruppe af affald, - både hvad angår indhold, værdi og alternativ håndtering. Denne figur kan derfor ikke direkte omsættes til energiindhold.

Mellem 2014/15 og 2016/17 har gylleandelen været faldende og der er til gengæld kommet dybstrøelse og en større andel andre restprodukter.



<sup>1</sup> Ca. 700 mio m<sup>3</sup> opgraderet bionaturgas tilført nettet og ca. 250 m<sup>3</sup> som anvendes direkte til elproduktion og procesformål

<sup>2</sup> En nyere oversigt kræver en gennemgang af indberetningskemaer til Energistyrelsen for alle biogasanlæg



Siden 2016/17 vurderes denne udvikling af være fortsat og der er arbejdet med at anvende en større andel halm og dybstrøelse ligesom den øgede udsortering af organisk husholdningsaffald (KOD) vurderes at have bidraget til en (mindre) øget andel af denne fraktion til biogasanlæg.

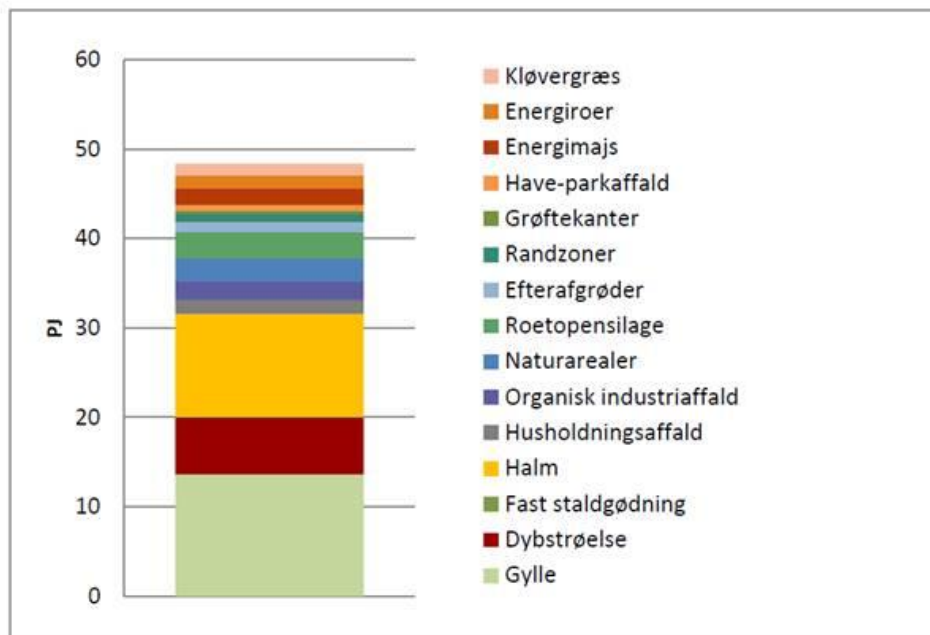
## 2.2 Potentialet fremover

Energistyrelsen vurderer et potentiale på 48 PJ. Der er ikke angivet et tidspunkt for indfrielsen af dette potentiale. Det er særligt halm og dybstrøelse og også restafgrøder fra naturarealer, randzoner, grøftkanter som forventes at bidrage til den øgede mængde biogas, sammen med et bidrag fra kildesorteret organisk dagrenovation (KOD), vist som husholdningsaffald i figuren nedenfor. Dette fordi egnet organisk industriaffald i stort omfang allerede i dag udnyttes til biogas i det omfang, det ikke kan anvendes til højere formål (foder).

For at nå en biogasproduktion på 48 PJ i 2030 kræves en udbygning med 14 PJ i årene 2023-2030, svarende til ca. 2 PJ om året. Sammenlignet med, at der fra 2017 til 2022 sker en udbygning med i gennemsnit 4 PJ/år vurderes det som realistisk at opnå en tilvækst på 2 PJ/år fra 2022, baseret på branchens kapacitet. Det kræver dog, at de rette rammevilkår tilrettelægges, idet de nuværende støtteordninger er disponeret til allerede besluttede anlæg.

Fordelingen af biomasse til biogas i et scenarie med 48 PJ produktion forventes at være som vist nedenfor (her er biomasseandelen angivet efter energiindhold og ikke mængde):

Figur 2.1: Produktionspotentialet for biogas fra (Energistyrelsen, 2018) med data baseret på (Birkmose, Hjort-Gregersen, & Stefanek, 2013)



Nedenfor er vist en række tabeller med gaspotentialer for gylle, dybstrøelse, affald og afgrøder. Som det fremgår er gaspotentialer for gylle pr. tons ret begrænset (ca. 10-12 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/tons) sammenlignet med særligt halm (ca. 180 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/tons) og dybstrøelse (ca. 60 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/tons). Gyllemængden er derfor ikke afgørende for energiproduktionen fra biogas og udgør som det fremgik tidligere allerede en faldende rolle. Gylle kan dog spille en processtabiliserende rolle, men kan formentlig udgøre en væsentlig mindre del af biomassen end den gør i dag. I andre lande har man biogasanlæg uden gylle og Københavns Kommune planlægger også at afgasse sit organiske affald i et rent affaldsbiogasanlæg ([https://www.energy-supply.dk/article/view/692366/kartoffelskraeller\\_sendes\\_til\\_solrod\\_arc\\_etablerer\\_for-behandlingsanlaeg?ref=newsletter&utm\\_medium=email&utm\\_source=newsletter&utm\\_campaign=daily](https://www.energy-supply.dk/article/view/692366/kartoffelskraeller_sendes_til_solrod_arc_etablerer_for-behandlingsanlaeg?ref=newsletter&utm_medium=email&utm_source=newsletter&utm_campaign=daily)). Det er derfor ikke afgørende for det fremtidige potentiale at der er den samme mængde gylle til rådighed.

Gaspotentialer, gylle og dybstrøelse<sup>3</sup>

Type	Gasproduktion m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /tons
Svin	
Gylle	11
	5
Dybstrøelse	61
Kvæg (tung race)	
Gylle	12
Dybstrøelse	59

<sup>3</sup> NIRAS: Faktaark biogaspotentialer til Energinet

#### Gaspotentiale affald

	Type affald	Gasproduktion m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /tons	
Industriaffald	Mave/tarm kvæg	38	
	Mave/tarm svin	48	
	Flotationsslam	32	
	Valle	21	
	Valle koncentrat	32	
	Alkohol	152	
	Primær spildevandsslam	12	
	Cellulose	125	
	Protein	302	
	Glukose	354	
	Fedt	811	
	Fiskeensilage	144	
	Organisk Husholdningsaffald		102

#### Gaspotentiale, udvalgte afgrøder

	Type afgrøde	Gasproduktion m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /tons
Roer	Foder - rod	64
	Sukker - rod	78
	Top - foder	34
	Top - sukker	39
Majs	Masjensilage	89
Korn	Grøn rug ensilage	70
Græs	Græs, frisk ubehandlet	53
	Græs, landskabspleje	64
Halm med simpel neddeling	Hvedehalm	174
	Byghalm	185

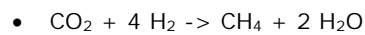
### 2.3 Energimæssigt potentiale

Det energimæssige potentiale for biogasproduktionen på som nævnt tidligere 48 PJ (se Figur 2.1), er vurderet af Energistyrelsen (Energistyrelsen, 2018). Potentialet indeholder ikke konvertering af CO<sub>2</sub>-indholdet i biogassen til metan. Det energimæssige potentiale er vurderet af interesseorganisationen Grøn Gas Danmark til at være 80 PJ i 2040 inkl. metanisering af CO<sub>2</sub> og omkring 60 PJ uden metanisering (Grøn Gas Danmark, 2017).

Det bemærkes, at metanisering af CO<sub>2</sub> kræver tilførsel af brint, hvilket kræver et energiforbrug svarende til energiindholdet i den metan, der dannes ud fra CO<sub>2</sub> og

brint, forudsat produktion af brint sker ved elektrolyse af vand. Der er således ikke nogen energimæssig gevinst ved metanisering af CO<sub>2</sub> fra opgradering af biogas, men en mulig systemmæssig fordel ved, at metan er nemmere håndterbart end ren brint.

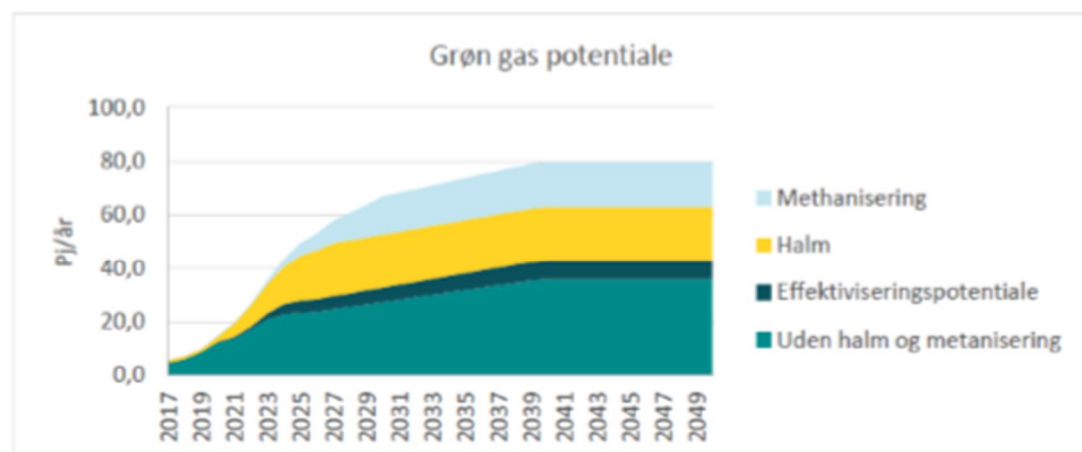
Udbyttet af metan fra biogasproduktionen kan altså øges ved metanisering af biogassens CO<sub>2</sub>-indhold. Ved metanisering omdannes CO<sub>2</sub> og hydrogen til metan og vand, og dermed kræver metaniseringen en betydelig produktion af hydrogen for følgende reaktion:



Ifølge gasdistributionsselskabernes fremskrivning af biogasproduktionen kommer 18 PJ af biogassen i 2050 fra metanisering (Grøn Gas Danmark, 2017). Dette svarer til ca. 500 mio Nm<sup>3</sup> metan, og kræver ca. 2,0 mia Nm<sup>3</sup> Brint. Med en elektrolyse-virkningsgrad på 65 % anslås det at der skal bruges omkring 11 TWh elektricitet til brintproduktion for at realisere dette potentiale (kilde: NIRAS beregninger), svarende til en installeret effekt for havvindmøller (4.500 fuldlasttimer/år) på over 2 GW. Dette er er meget signifikant udbygning i forhold til den installerede effekt i 2030 på ifølge Basisfremskrivningen.

Metanisering af CO<sub>2</sub> er essentielt en metode til emballering af den kemiske energi, som lagres i brint ved elektrolyse af vand. Dette kan være hensigtsmæssigt, hvis der ønskes større mængder metan, end den egentlige biogas proces producerer, ofr eksempel som en overgangsløsning i dele af transportsektoren eller til videre forarbejdning til tungere kulbrinter. Metanisering af CO<sub>2</sub> er dog ikke nødvendigvis knyttet til biogas på anden vis end at der nemt kan høstes CO<sub>2</sub> fra opgraderingsanlæg.

Vi vurderer, under forudsætning af en regulering der sætter de rette ramvilkår, at der rent teknisk vil en udbygning til 48 PJ biogas (metanandel) i 2030. Dette baseres dels på, at udbygningstakten siden 2016 har været af størrelsesorden 2-3 PJ/år, og dels på, at der vurderes at være gylle og halm til rådighed svarende hertil. Dette ses også i nedenstående figur fra GrønGasDanmark, når der ses bort fra effektivisering og metanisering:

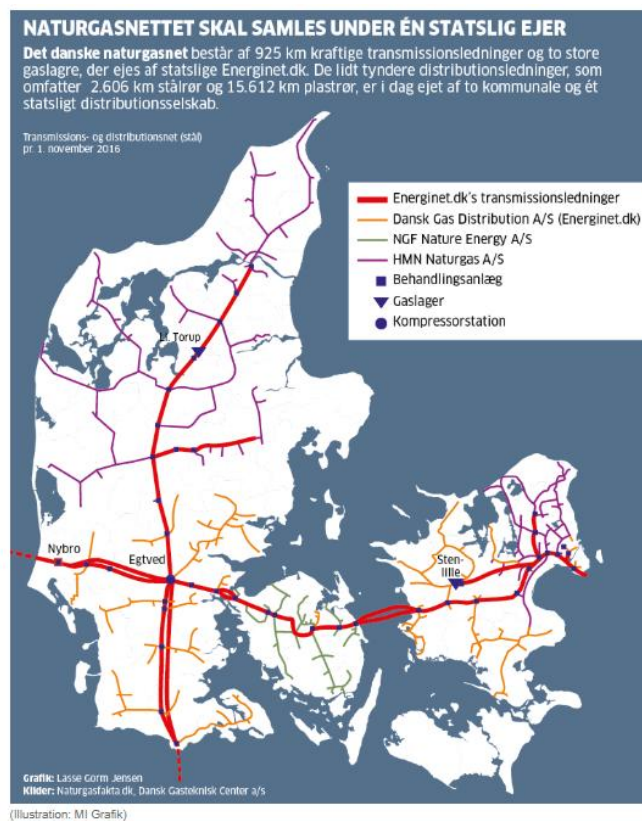


Figur 3-6. Grøn gas potentiale ved dansk satsning på biogas (GrønGasDanmark, 2017)

## 2.4 Potentialet for opgradering

I dag anvendes ca. 6 PJ biogas direkte til kraftvarmeproduktion uden opgradering. Dette er en dyr måde at producere el og varme på sammenlignet fossilfrie alternativer (vind og sol). Derfor bør biogassen i størst mulig omfang opgraderes og anvendes i sektorer, hvor alternativomkostningen ved CO<sub>2</sub>-reduktion er høj. Alle nye anlæg opgraderer biogassen. Der er derfor hovedsageligt tale om mindre små eksisterende anlæg der anvender biogassen direkte til kraftvarmeproduktion. Der ses i øvrigt en tendens til, at anlæg med kraftvarmeproduktion vælger opgradering, når de udbygger deres kapacitet<sup>4</sup> eller mister deres varmegrundlag.

Når man sammenholder gasnettet med placeringen af biogasanlæg ser der ud til at være ganske få anlæg der ligger uden for naturgasnettet. Så ud fra en geografisk betragtning burde det være muligt at opgradere og injicere hovedparten af de 6 PJ. I det omfang der er tale om mindre, ældre anlæg skal det naturligvis overvejes om omkostningen til at anlægge opgraderingsanlæg står mål med gevinsten. Det har ikke været muligt inden for rammen at foretage en mere præcis analyse af potentialet. Dog kan peges på, at der i det svenske *fordonsgas* system sker opgradering på ganske små og isolerede biogasanlæg, hvorefter den opgraderede metan tryksættes og transporteres på lastbil til tankstationer. Det er sandsynligt, at sådanne anvendelser er konkurrencedygtige med andre avancerede biobrændstoffer.



<sup>4</sup> Linkogas, Lemvig, Hashøj



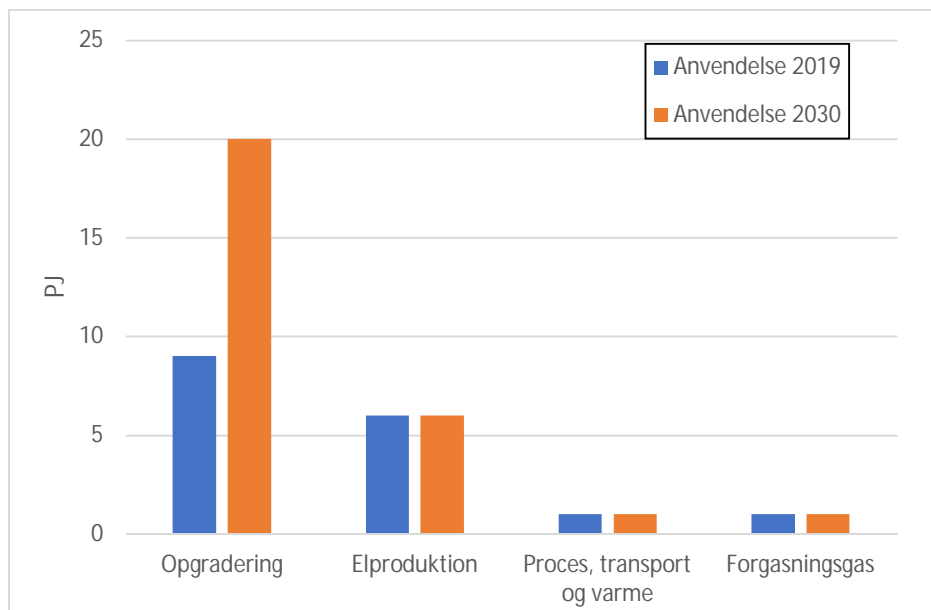


Figur 3-2. Kort over biogasanlæg i drift og under etablering.

### 3 Anvendelsen af biogas

Fremskrivningen af biogasanvendelsen betyder ifølge Basisfremskrivningen primært en øgning af opgraderet biogas, se Figur 3.1.

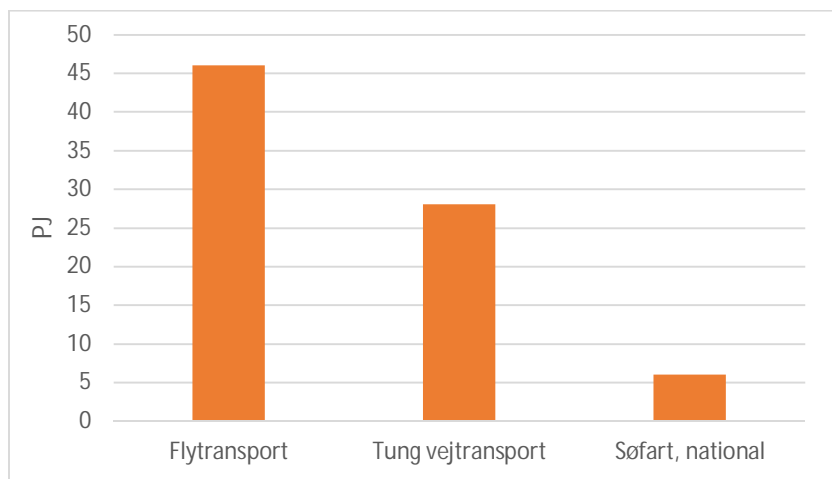
Figur 3.1: Anvendelsesfordeling ifølge Basisfremskrivningen for 2019 og 2030 ([https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/b11\\_bioqas.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/b11_bioqas.pdf))



Ved afsætning af opgraderet biogas til gasnettet, opnås en reduktion af CO<sub>2</sub> emissioner svarende til en én-til-én fortrængning af naturgas.

Da der til særlig bygningsopvarmning eksisterer el-baserede opvarmningsalternativer som samfundsøkonomisk er væsentlige billigere, er det i en overordnet betragtning for det danske energisystem relevant at indtænke anvendelsen af opgraderet biogas til transportformål. Særligt interessante er transportanvendelser, hvor batteriløsninger ikke umiddelbart kan anvendes, såsom tung vejtransport, søtransport, og lufttransport. Basisfremskrivningen af energiforbruget til disse anvendelser er vist i Figur 3.2. Det samlede energibehov for de tre transportkategorier er 80 PJ.

Figur 3.2: Energiforbrug til transportanvendelser i 2030 fra Basisfremskrivningen ([https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/bf19\\_factsheet.xlsx](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/bf19_factsheet.xlsx))



I den tunge vejtransport kan opgraderet biogas anvendes på flydende form som LNG, hvorved der kan opnås op til 1.000 km transportrækkevidde<sup>5</sup>. Der findes i dag gasmotorer til lastbiler, så det vil være teknologisk muligt at omstille den tunge transport på relativ kort sigt. På grund af den lange rækkevidde er der ikke være behov for en stor tankningsinfrastruktur. Dette reducerer risikoen for teknologisk lock-in.

I søtransport er det, ligesom ved tung vejtransport, muligt at anvende opgraderet biogas som brændsel i form af LNG, eller videreforarbejdet til metanol. Søtransporten overvejer også ammoniak (NH<sub>3</sub>) som fremtidigt brændstof, hvilket har den fordel, at CO<sub>2</sub> udledning helt undgås.

Anvendelsen af biogas i flytransporten kræver yderligere konverteringer af metan til flybrændsel (12 – 15 kulstofatomer per molekyle mod 1 kulstofatom i metan). Dette kan gøres igennem Fischer Tropsch processen, hvor en del af energimængden i gassen konverteres til flybrændsel, en del konverteres til bi-produkter (f.eks. voks), og en del konverteres til varme (Mortensen, et al., 2019). Fordelen ved at fremstille syntetisk flybrændstof er, at det er en drop-in løsning for industrien, og ulempen er, at det er en ineffektiv udnyttelse af råvarerne i forhold til målet om at fremskaffe brændstof til flyvning. Flyindustrien diskuterer også andre løsninger på længere sigt, inklusiv muligheden for at anvende brint som brændstof<sup>6</sup>.

Udover anvendelsen i transportsektoren vil der være behov for anvendelse af gas til industrielle formål. NIRAS estimerer behovet til at være 4 PJ. Anvendelsen af gas som reserve i elsystemet vurderes at være i samme størrelsesorden (4 PJ svarer til 5 fuldlastdøgn helt uden vind og sol).

### 3.1 Klimapotentiale

Energistyrelsens fremskrivning forventer et biogaspotentiale på ca. 48 PJ. Dette er tæt på en fordobling af den eksisterende produktion.

Yderligere 20 PJ biogas (potentialet udover basisfremskrivningen) vil kunne fortrænge 1,14 mio. tons CO<sub>2</sub>, hvis det fortrænger fossil naturgas (CO<sub>2</sub>-indhold på 57 kg CO<sub>2</sub> pr. GJ)

Udover CO<sub>2</sub>-effekter af fortrængning af fossil naturgas er der en CO<sub>2</sub>-effekt ved reduceret metanudledning ved lagring af gylle.

(Mikkelsen, Albrektsen, & Gyldenkerne, 2016) har undersøgt effekten på metanudledning og fundet følgende værdier:

- Ved afgang af svinegylle mindskes metanemissionen med 15,3 kg CO<sub>2</sub>-ækv. pr ton gylle som afgasses.
- Ved afgang af kvæggyllle mindskes metanemissionen med 7,9 kg CO<sub>2</sub>-ækv. pr ton gylle som afgasses.

---

<sup>5</sup> Eksempel på LNG-lastbil: <https://www.volvo-trucks.dk/da-dk/trucks/volvo-fh/volvo-fh-lng.html>

<sup>6</sup> Flyindustrien har i dag to slags brændstof: flybenzin til stempelmotorer i små fly og jet fuel (kerosen) til jetmotorer, og den har gennemført en omlægning fra propelfly til jetfly over et par årtier efter anden verdenskrig, så kunne godt tænkes at kunne udvikle sig videre.

Opgørelsen tager udgangspunkt i beregninger af en gennemsnitlig biomassesammensætning (Mikkelsen, Albrechtsen, & Gyldenkærne, 2016). Der differentieres således ikke mellem udledning fra gylle og øvrigt input. Det er derfor ikke muligt at beregne udledningen med en anden biomassesammensætning.<sup>7</sup>

En gennemsnitlig biomassesammensætning (80% gylle, 10% affald, 10% dybstrøelse) giver en reduktion på ca. 9 kg CO<sub>2</sub>/GJ, dvs. Yderligere 20 PJ biogas giver en metanreduktion fra lager svarende til 180.000 tons CO<sub>2</sub>-ækv. Ved en hurtigere udslusning fra stalden kan metaneffekten fordobles. Denne effekt på metan fra lager er naturligvis afhængig af at gyllemængden fastholdes på samme niveau.

Der findes ikke viden om i hvilket omfang der sker en metanreduktion ved afgasning af dybstrøelse.

Udslip fra anlæg og opgradering giver et øget metanudslip på ca. 140.000 tons CO<sub>2</sub>-ækv. for de yderligere 20 PJ (med forudsætning metantab på 3,6% faldende til 2,1% indenfor 3 år og 1,5% efter yderligere 10 år). Det "stjæler" altså ca. 3/4 af gevinsten på metan fra lageret. Udslippet er ikke afhængig af biomassesammensætningen, men udelukkende af energiproduktionen.

Der er uklare over effekten på lattergasudslip ved afgasning af gylle. Eksisterende tal indikerer en effekt på 60.000 tons CO<sub>2</sub>-ækv. for 20 PJ. Her bør forskes yderligere.

## 4 Omkostninger

### 4.1 Produktionsomkostninger

Omkostningen til at producere biogas ligger (for nye anlæg) på ca. 5 kr./m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> + ca. 1 kr./m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> for opgradering. Dette kan fordeles på ca. 25% CAPEX og 75% OPEX<sup>8</sup> for selve biogasanlæggene, og en højere CAPEX andel for opgraderingsanlæg (ca. 50% OPEX og 50% CAPEX). Den tekniske levetid på biogasanlæg er i Energistyrelsens teknologikatalog angivet til 20 år.

Produktionsprisen kan næppe opnå samme omkostningsreduktioner som vindmøllebranchen har opnået. Dette skyldes især:

- Skalaeffekten er mindre. CAPEX udgør end markant mindre del af de samlede omkostninger.
- Teknologisk udvikling har haft stor effekt på omkostningsreduktioner i vindmøllebranchen. Der er næppe samme potentiale for biogas
- Biogas er afhængigt af biomasseinput, hvilket giver en række transportomkostninger og lægger begrænsninger på placering.

Det forventes der for ikke at man kan opnå en markant lavere produktionsomkostning for hverken biogas, idet transport er uundgåelig eller opgradering, som er baseret på en moden teknologi.

---

<sup>7</sup> Potentialet undervurderes potentielt, da der ikke indregnes et metantab i referencen fra fx organisk affald, hvis det udbringes direkte på marken.

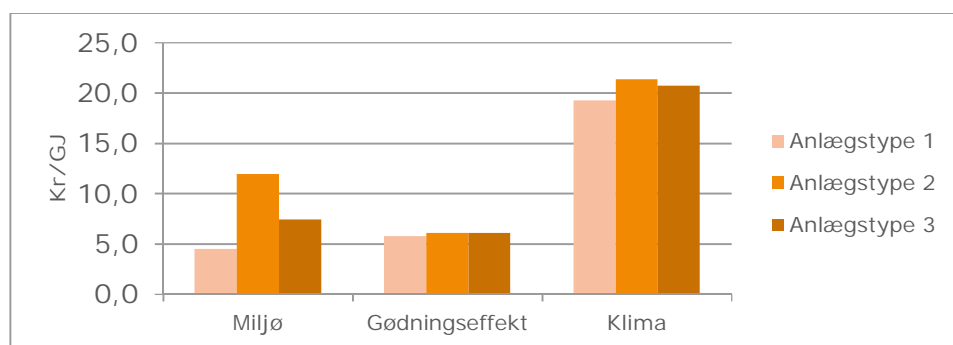
<sup>8</sup> Estimeret fra Energistyrelsens teknologikatalog på 3 modelanlæg

## 4.2 Eksternaliteter

Biogas giver anledning til en række positive (og få negative) eksternaliteter udover klimaeksternaliteter. Der er tale om er reduceret udvaskning, reduceret lugt samt en øget transport sammenlignet med et referencescenarium uden biogas. Derudover er der nogle fordele for landbruget ved øget afgasning særligt bedre gødningsudnyttelse efter afgasning. Størrelsen af disse eksternaliteter afhænger meget af biomassesammensætning og forudsætninger om hvad der ville være sket med det øvrige input i en referencesituation.

For gylle ligger værdien af eksternaliteter i størrelsesordenen 5 kr./tons gylle fordelt på ca. 5,5 kr./tons for reduceret udvaskning<sup>9</sup>, 3 kr./tons for reducerede lugtgener og -2 kr./tons for øget transport. For dybstrøelse er udvaskningseffekten på ca. 21 kr/tons (kilde: NIRAS beregninger)

De samlede eksternaliteter inkl. klimaeksternaliteter<sup>10</sup> ses nedenfor for tre modelanlæg<sup>11</sup>. Miljø- og gødningseffekter<sup>12</sup> er altså estimeret i størrelsesordenen 10-15 kr/GJ, men klimaeffekten med de givne forudsætninger er i størrelsesordenen 20 kr./GJ.



## 4.3 Samfundsøkonomiske omkostninger

Holdes meromkostningen ved biogasproduktion<sup>13</sup> op mod klimareduktionen kan CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostningen beregnes. Reduktionsomkostningen er vist med og uden sideeffekter<sup>14</sup>.

<sup>9</sup> Prissat med alternativomkostningen på kvælstofudledning på 94 kr/kg (DØRS, 2015). Med en lavere målsætning for udvaskning bliver alternativomkostningen også lavere. Lugt er prissat med 5 kr./tons gylle. Transporteksternaliteter er prissat med Transportøkonomiske enhedspriser.

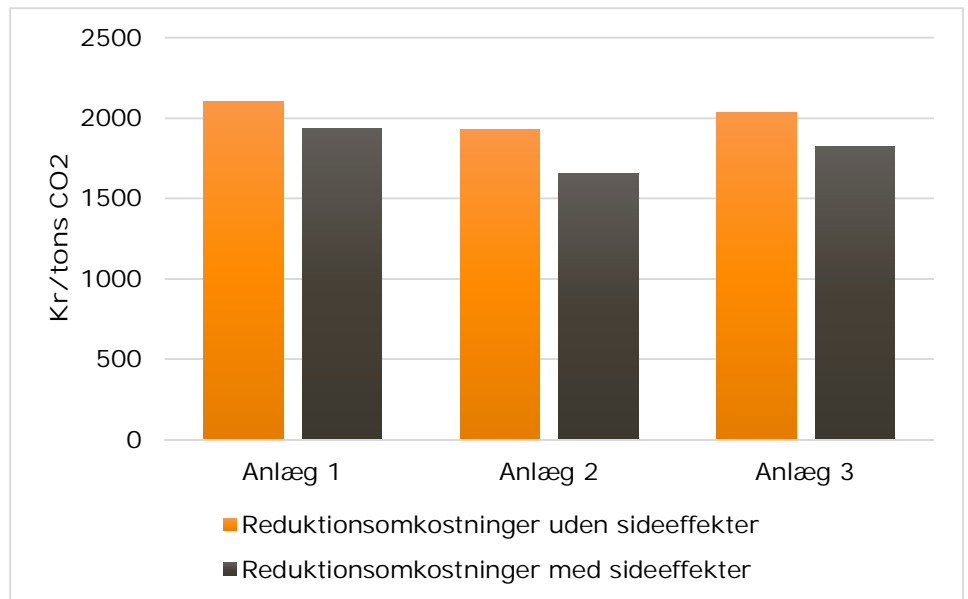
<sup>10</sup> Prissat med 324 kr/tons jf. Energistyrelsens beregningsforudsætninger 2017

<sup>11</sup> Modelanlæg 1: 80% gylle, 20% affald, modelanlæg 2: 80% gylle, , 20% dybstrøelse, modelanlæg 3: 80% gylle, 10% affald, 10% dybstrøelse

<sup>12</sup> Gødningseffekter er i principielt set ikke en eksternalitet da landmanden får gevinsten i form af øget høstudbytte.

<sup>13</sup> Der er antaget en naturgaspris på 1,5 kr/m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>, dvs. en merpris på biogas 4,5 kr./m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>.

<sup>14</sup> Der er ikke indregnet nettoafgiftsfaktor



## 5 2050-perspektiv

*Udviklingen i landbrugsbaseret biogas er afhængig af udviklingen i landbruget, herunder mængden af husdyrhold, afgrødevalg og dyrkningsformer.*

*Biogas forventes at spille en afgørende rolle i næringsstofkredsløbet i en fremtid uden tilførsel af næringsstoffer i form af importeret dyrefoder. Der vil biogas fungere både som energiteknologi og som kanal for tilbageførsel af næringsstoffer fra by til land.*

## 6 Virkemidler

For at sikre indfrielse af potentialet for en udbygning af og samtidig gøre det på den samfundsøkonomisk mest optimale måde er der behov for skabe rammevilkår der i størst muligt omfang sikrer en allokering af biogas til de sektorer hvor alternativomkostningen er størst – særligt transport.

En øget produktion af biogas vil øge biogasandelen i naturgasnettet og dermed blive anvendt proportionalt hvor gas i dag bliver anvendt. Det betyder også at der vil blive anvendt en stor andel biogas til opvarmning, hvilket samfundsøkonomiske ikke vurderes at være den bedste anvendelse.

Der findes i dag iblandingskrav for brændstof til transport. Dette er et virkemiddel der kunne styrkes evt. suppleret med en udbygning af tankningsinfrastruktur til tung transport.