



Ea Energianalyse



Integration af termisk forgasning i det danske energisystem

PARTNERSKABET FOR TERMISK FORGASNING

13-01-2017



Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 88 70 70 83
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Afrapportering af arbejdsplan 2 (WP2) udarbejdet for Partnerskabet for
termisk forgasning
Projekt: EUDP 14-I j.nr: 64014-0138.

NB: I denne rapportversion er der indført en enkelt rettelse i Figur 10 og 11
(d. 10. august, 2017).

Indhold

1	Forord	7
2	Sammenfatning	8
3	Baggrund og formål	17
4	Metode og generelle forudsætninger	20
4.1	Den anvendte optimeringsmodel Balmorel	20
4.2	Generelle forudsætninger for analysen	23
4.3	Repræsentation af gassystemet i modellen	24
5	Scenarier	30
5.1	Grundscenarie	30
5.2	Scenarievarianter.....	37
6	Teknologiforudsætninger.....	40
6.1	Forudsætninger for termiske forgasningsteknologier.....	40
6.2	Biologisk forgasning.....	45
6.3	Brint teknologi og CO ₂ -metanisering.....	51
6.4	Forudsætninger om øvrige teknologier.....	55
7	Sammenligning af teknologiomkostninger.....	56
7.1	Gas til kraftvarmeproduktion	56
7.2	Gas til naturgasnettet.....	59
7.3	Biobrændstof fra forgasning.....	62
8	Resultater	64
8.1	Elsystemet i Central og Nordeuropa	64
8.2	Elprisen i Danmark.....	65
8.3	Termisk forgasning	67
8.4	Biologisk forgasning.....	70
8.5	Elproduktion	73

8.6 Fjernvarmeproduktion	76
8.7 Industriel procesvarme.....	80
8.8 Biomasse og affaldsforbrug.....	81
8.9 Samfundsøkonomi.....	83
8.10 Kapaciteter og fuldlasttimer	85

Anvendte forkortelser og termer

Biometan	Gas af naturgaskvalitet produceret ved biologisk forgasning ud fra gylle og våde biomasse/affaldsfraktioner og evt. halm. Kan indføres i naturgasnettet.
Bio-SNG	Gas af naturgaskvalitet produceret ved termisk forgasning ud fra biomasse/affald. Kan indføres i naturgasnettet. Bio-SNG, biometan og naturgas betegner gasser af samme kvalitet, der kan indføres i naturgasnettet. Der er alene anvendt særskilte betegnelser for at kunne skelne mellem, hvordan gassen er produceret.
Forgasningsgas	Bruges i denne sammenhæng om rågassen fra termisk forgasning.
Naturgas	Den (fossile) gas, der findes i undergrunden bestående primært af metan.
IEA	International Energy Agency.
Koldgasvirkningsgrad	Forholdet mellem de nedre brændværdier af brændsel og den afkølede forgasningsgas.
RDF	<i>Refuse derived fuel</i> , brændsel udvundet af affald (antages at kunne forgasses).
Samfundsøkonomi	I denne rapport: Snæver samfundsøkonomisk beregning. Der regnes på såkaldte faktorpriser og uden afgifter og tilskud. Der tages ikke hensyn til forvridningstab.
Syngas	En gas bestående af brint og kulilte.
TFG	Termisk forgasning.
VE	Vedvarende energi.

WEO

World Energy Outlook.

WP

Work package (arbejdspakke)

1 Forord

Projektet udgør arbejdspakke 2 (WP2) i et EUDP-projekt, som løber i perioden august 2014 til juli 2017. EUDP-projektet omfatter følgende arbejdspakker:

- WP1 Status for termisk forgasning
- WP2 Termisk forgasning og det danske energisystem
- WP3 Strategi for termisk forgasning
- WP4 Rammebetingelser
- WP5 Implementering af strategien
- WP6 Organisering af opstart af partnerskabet

Partnerskabet for termisk forgasning blev etableret i november 2014 i forbindelse med EUDP-projektet. Formålet med foreningen er, at koordinere, styrke og målrette den danske indsats inden for forskning, udvikling og demonstration, således at termisk forgasning kan udfylde sin rolle og sit potentiale i det fremtidige danske energisystem.

De forskellige arbejdspakker i EUDP-projektet gennemføres af partnerskabets medlemmer og andre udvalgte aktører, som inddrages løbende gennem projektet. Partnerskabet for termisk forgasning har anmodet Ea Energianalyse om at bistå med WP2 omkring integration af termisk forgasning i det danske energisystem.

Analyserne i denne rapport (WP2) skal sammen med arbejdet fra WP1 udgøre det analysegrundlag, som skal lede frem til formulering og implementering af en strategi for termisk forgasning i WP3.

2 Sammenfatning

Baggrund

Termisk forgasning gør det muligt at omdanne fast biomasse og visse former for affald til en brændbar gas. Visse forgasningsteknologier kan i kombination med rensning og metanisering producere gas af naturgaskvalitet (her kaldet bio-SNG), som kan indføres i naturgasnettet. Andre typer af forgasningsteknologier er i kombination med fx Fischer-Tropsch-processen mere velegnede til produktion af flydende biobrændstoffer. Visse typer små forgasningsanlæg kan være velegnede til produktion af forgasningsgas, der blot skal renses for at kunne anvendes til kraftvarmeproduktion i gasmotorer.

Samlet set kan termisk forgasning dermed potentielt yde vigtige bidrag til at kunne omsætte biomasse og fast affald til de energibærere, der kræves for at kunne realisere den ønskede grønne omstilling af det danske energisystem.

Problemstilling

Teknologierne for termisk forgasning er stadig på demonstrationsstadiet og yderligere udvikling, demonstration og opskalering kræves før teknologierne kan blive konkurrencedygtige. Det er naturligvis relevant at undersøge perspektivet for, at forgasningsteknologierne bliver konkurrencedygtige sammenlignet med andre VE teknologier. Dette er et kompliceret spørgsmål, som ikke kun handler om udviklingsperspektiverne for selve forgasningsteknologierne, men også om hvordan energisystemerne tænkes at udvikle sig fremover, og hvordan forgasningsanlæggenes produkter vil blive efterspurgt og prissat.

I denne sammenhæng synes især tre spørgsmål relevante:

- Hvad skal der til for at forgasningsanlæg kan levere konkurrencedygtig gas til gasnettet?
- Er der perspektiv i mindre kraftvarmeanlæg baseret på lokal produktion af forgasningsgas?
- Vil termisk forgasning kombineret med Fischer-Tropsch processen blive den foretrukne teknologi til produktion af fremtidens diesel-brændsler?

Formål og afgrænsning

Formålet med dette projekt er at undersøge de langsigtede perspektiver for termisk forgasning i fremtidens VE-dominerede energisystem, og hvordan termisk forgasning bedst integreres i energiforsyningen. Projektet er et bidrag til det analysegrundlag, som skal lede frem til formulering og implementering af en strategi for termisk forgasning. I analysen er to af de ovenstående spørgsmål undersøgt. Spørgsmålet vedr. konkurrencedygtigheden af termisk

forgasning og Fischer-Tropsch til fremstilling af flydende biobrændstof er ikke direkte analyseret. Det indgår som en grundantagelse, at der også på lang sigt er efterspørgsel efter diesel-lignende brændstoffer til fly, skibe og dele af den tunge vejtransport, samt at termisk forgasning og Fischer-Tropsch baseret på biomasse vil spille en nøglerolle i denne sammenhæng.

Metode

Der er valgt en metode, hvor fremtidens energisystem designes for at dække efterspørgslen efter elektricitet, varme og transportydelser til lavest mulige omkostninger for Danmark. Rammebetingelserne er en række forbrugsprofiler, et sæt af brændsels- og CO₂-priser, samt et katalog over hvilke energiomsætningsteknologier der tænkes at være til rådighed. 2050 er valgt som beregningsår, men uden faste langsigtede målsætninger bortset fra, at efterspørgslen efter energitjenester dækkes. På forgasningsområdet forudsættes tre kommercielle teknologier at være til rådighed. Disse teknologier er i konkurrence med biogasanlæg, varmepumper, træfliskedler, biomassefyrede kraftvarmeværker, solvarme mv. om at dække efterspørgslen billigst muligt. Hertil kommer, at efterspørgslen som udgangspunkt også kan dækkes med fossile brændsler, men ikke a-kraft.

Da der kun er indlagt tre forgasningsteknologier i kataloget, kan der ikke fra analysen direkte uddrages konklusioner om alle de relevante teknologisor på forgasningsområdet, der pt arbejdes med i Danmark. Fx indgår der ikke forkoblede forgassere som selvstændig teknologi. Alligevel kan analysen indirekte anvendes til også at vurdere dette teknologisor ved bl.a. at analysere den rolle som termisk forbrænding af faste brændsler får i fremtidens energisystem.

Til analyserne er optimeringsmodellen Balmorel anvendt. Modellen omfatter som udgangspunkt alle danske fjernvarmeområder samt det internationale sammenhængende elsystem¹. Individuel opvarmning, procesvarme naturgasproduktion samt transport indgår ikke i grundmodellen. I dette projekt er der foretaget en videreudvikling af modellen, så den også inkluderer gassystemet. Den anvendte model optimerer således det integrerede fjernvarme-, el- og gassystem. Derudover er industriel procesvarme også inkluderet. Ud fra en minimering af de samlede samfundsøkonomiske omkostninger foretager modellen investeringer i produktions-, transmissions- og lagerteknologier og optimerer samtidig driften over året. Dermed peger modellen på hvilke teknologier og

¹ Ved at optimeringen udstrækkes over et stort geografisk område opfanges de muligheder for at udjævne variationer i vind og i solindstråling som elmarkedet muliggør. Det er dog en antagelse, at Danmark på årsniveau skal dække efterspørgslen efter elektricitet med indenlandsk produktion.

brændselsanvendelser, der leverer det mest omkostningseffektive energisystem.

Der er valgt en fremtid, hvor alle eksisterende energiomsætningsanlæg er udtjente, og hvor energisystemet derfor kan opbygges i en fri optimering hvor alle de teknologier, der er til rådighed konkurrerer på samme vilkår. 2050 er valgt som billede på en sådan fremtid. Endvidere indgår afgifter og tilskud ikke i optimeringen, der derfor betegnes som en samfundsøkonomisk optimering.

Grundscenarie

Der er opstillet et Grundscenarie, som er anvendt som udgangspunkt for en række scenarievariationer. Fossile brændselspriser er baseret på 450 ppm scenariet i IEA's World Energy Outlook 2015, og der er antaget en høj CO₂-pris på 800 kr./ton som det virkemiddel der fremmer VE-teknologier. Udviklingen i transportsektoren er baseret på det "Flydende brændstof scenarie" i projektet "Biogas og andre VE-brændstoffer til tung transport", Ea Energianalyse (2016). Transportsektorens brændstofbehov er primært antaget dækket med flydende biobrændstoffer, der produceres i Danmark i kombination med fjernvarmeproduktion. Udvikling i transportsektoren mod 2050 indgår således som en rammebetingelse, hvilket har været en nødvendig afgrænsning i projektet.

Flere scenarier og variationer

Resultatet af optimeringen afhænger af de forudsætninger, der gives som input i form af brændsels- og CO₂-priser, teknologiomkostninger, energibehov og ressourcebegrænsninger. Det er selvsagt usikkert, hvordan flere af disse faktorer vil udvikle sig frem mod 2050. Derfor er der opstillet en bred vifte af scenarier med varierende forudsætninger i form af ændrede brændselspriser, CO₂ priser, elpriser, teknologiomkostninger m.v. Endvidere er der bl.a. udarbejdet scenarier, hvor der ingen biobrændstofproduktion er i Danmark, hvor der er forbud mod fossile brændsler, og hvor transportsektoren i højere grad er gasdrevet.

Fremtidens energisystem, Grundscenariet

I Grundscenariet for det danske energisystem i 2050 er der antaget en betydelig elektrificering af varme og transportsektoren. Således indgår der et betragteligt elforbrug til elbiler (6,0 TWh), individuelle varmepumper (3,6 TWh) og store varmepumper (3,0 TWh). Herved bliver det totale elforbrug en del højere end i dag (50 TWh i forhold til 34 TWh i 2016, brutto)². Som resultat af optimeringen er der i Grundscenariet en høj andel af fluktuerende elproduktion fra vind og sol (83 %), mens regulerbare gas/biomassefyrede værker leverer resten. Fjernvarmeforbruget i Grundscenariet for 2050 er 96 PJ

² Bruttoelforbrug for 2016. Kilde: Energinet.dk, 2016: Energinet.dk's analyseforudsætninger 2016.

og overskudsvarme fra de forudsatte biobrændstoffer i Danmark dækker en stor del, 68 PJ, af dette behov, mens affaldsvarme leverer 14 PJ. Dertil er der forudsat et industrielt procesvarmebehov på i alt 63 PJ. I optimeringen i Grundscenariet leverer store varmepumper størstedelen af det resterende fjernvarmebehov, mens industriens procesvarmebehov dækkes af fast biomasse og gas. Den gennemsnitlige danske elpris i 2050 er i Grundscenariet 438 kr./MWh og svinger betydelig mere mellem lave og høje priser end i dag, som følge af de store mængder vind og sol i det fremtidige nordeuropæiske elsystem.

Transportsektorens udvikling er baseret på projektet Ea Energianalyse (2016): "Biogas og andre VE-brændsler til tung transport". Der antages en betydelig elektrificering af vejtransporten, ca. 80 % af personbil-bestanden, og der er også antaget en betydelig elektrificering af varebiler og busser. I Grundscenariet er der i 2050 fortsat et betydeligt behov for flydende brændstoffer (hovedsageligt biodiesel/biokerosen: 127 PJ) til flytransport, skibstransport, en stor del af den tunge transport og varebiler samt en lille del af personbilerne. Det forudsættes, at dette forbrug er omstillet til flydende biobrændstoffer. En mindre del af transportsektoren (3 PJ), derunder særligt af den tunge transport, er antaget omstillet til gas. Transportsektorens gasanvendelse er en af de ting, der ændres på i scenarievariationerne.

I det energisystem, som Grundscenariet tegner for 2050 spiller gas i naturgassystemet (adgang til langtidslagring) en væsentlig rolle, som brændsel til fleksible el/varmeproduktionsanlæg. Desuden har gassen en rolle til industriel procesvarme (15 PJ)³, individuelle gasfyr (13 PJ forudsat) og som transportbrændsel (3 PJ). I analysen undersøges det, hvorvidt termiske forgasningsanlæg kan levere konkurrencedygtig gas til disse anvendelser.

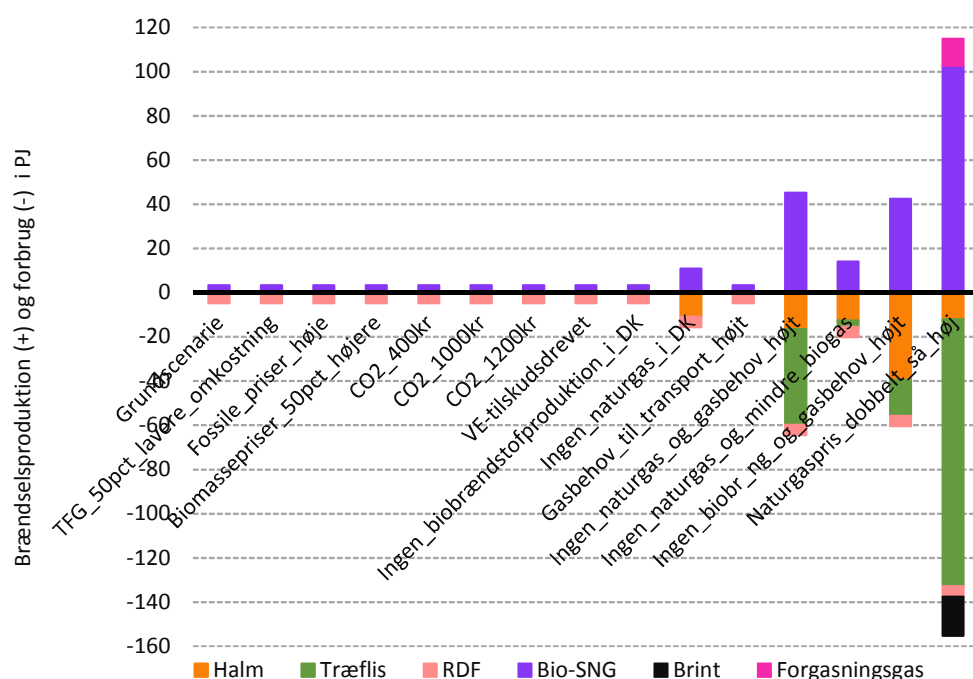
Fokus på termisk forgasning

Figur 1 viser resultatet af modeloptimeringerne for Grundscenariet og fjorten alternative scenarier og variationer. Bl.a. er der varieret på brændselspriser, på CO₂-priser, på investeringsomkostninger til forgasningsanlæg samt på tilgængelighed af biogas. Endvidere er der et scenarie med krav om udfasning af alle fossile brændsler i Danmark, samt et scenarie uden biobrændstoffabrikker i Danmark⁴. En samlet oversigt over scenarier og variationer ses i Tabel 5.

³ Den del af industriens procesvarmebehov der udgør højtemperaturprocesser, hvor brændslet er integreret i processen, og hvor der derfor er behov for et gasformigt (eller flydende brændsel).

⁴ Biobrændstoffabrikker leverer en væsentlig del af fjernvarmen i de store byer, og reducerer derved markedet for andre fjernvarmeleverandører, herunder kraftvarmeværker.

Bemærk at Figur 1 ikke omfatter den betydelige mængde af forgasning til produktion af flydende biobrændstoffer, der godt nok indgår i scenarierne, men som er fastlagt på forhånd. Negative værdier i figuren afspejler brændselsinput i forgasningsanlæggene, mens positive værdier viser den producerede mængde bio-SNG og forgasningsgas.



Figur 1. Brændselsforbrug og gasproduktion på termiske forgasningsanlæg og opgraderingsanlæg i Danmark i 2050 for forskellige scenarier (resultat af samfundsøkonomisk systemoptimering). TFG: Termisk forgasning. Gas i transportsektoren er ikke inkluderet i figuren.

Figuren viser overraskende, at forgasning spiller en meget lille rolle i Grundscenariet og de fleste af de øvrige scenarier. Der produceres i hvert af disse ti scenarier kun ca. 5 PJ affaldsbaseret forgasningsgas. I de resterende fem scenarier hvor der er indlagt begrænsninger i tilgængeligheden af naturgas, og/eller biogas, eller hvor naturgasprisen er væsentligt højere end i Grundscenariet, viser forgasningsteknologierne sig betydeligt mere attraktive. Hovedårsagen til den relativt lave anvendelse af forgasningsteknologier i Grundscenariet er, at forgasningsteknologierne med de anvendte forudsætninger udkonkurreres af naturgas, biogas og af fjernvarmeproduktion fra biobrændstoffabrikker i de store byer.

Naturgas svær at konkurrere med

Resultaterne peger på således på, at naturgas er svær at konkurrere med samfundsøkonomisk med de prisfremskrivninger for gas og CO₂ som bygger på IEA's World Energy Outlook.

I scenarievariationerne for 2050 er bio-SNG fra termisk forgasning af biomasse således ikke samfundsøkonomisk konkurrencedygtig ved de naturgaspriser, som IEA forventer på 51-72 kr./GJ⁵, (som i øvrigt er markant højere end dagens naturgaspris på knap 40 kr./GJ⁶), og på trods af en antaget høj CO₂-pris på 800 kr./ton. Selv en markant højere CO₂-pris på 1.200 kr./ton er ikke tilstrækkelig til at gøre bio-SNG samfundsøkonomisk attraktiv (ved en naturgaspris på 51 kr./GJ). Heller ikke en 50 % reduktion i investeringsomkostningerne for termisk forgasning (sammenlignet med Grundscenariet) gør biomassebaseret forgasning konkurrencedygtig med naturgas i 2050. Men med en naturgaspris på 102 kr./GJ (scenariet "Naturgaspris_dobbelt_så_høj"), og med øvrige antagelser som i Grundscenariet, er biomassebaseret bio-SNG samfundsøkonomisk attraktiv. Det præcise *tipping point* er dog ikke undersøgt.

Termisk forgasning til fremstilling af bio-SNG kræver investering i forgasningsanlæg og D&V-omkostninger til at drive anlæggene, og der er et konverteringstab i omsætningen af biomasse til gas⁷. Dette betyder, at biomasseprisen skal være betydeligt lavere end naturgasprisen og/eller, at CO₂-prisen skal være meget høj, før termisk forgasning til bio-SNG skal kunne konkurrere med naturgas samfundsøkonomisk. I Grundscenariet er biomasseprisen for termisk forgasning imidlertid omtrent på samme niveau som den forventede naturgaspris (57 kr./GJ træflis og 47 kr./GJ halm i forhold til 51 kr./GJ naturgas). Det forklarer hvorfor, termisk forgasning til fremstilling af bio-SNG har svært ved at konkurrere med naturgas.

Dertil konkurrence fra biologisk forgasning

Derudover møder bio-SNG fra termisk forgasning konkurrence fra biologisk forgasning, der også kan levere "grøn" gas af naturgaskvalitet. Resultaterne peger på, at biologisk forgasning, med de antagne forudsætninger, har lavere samfundsøkonomiske omkostninger end termisk forgasning, når det handler om fremstilling af opgraderet "grøn" gas. Således kommer bio-SNG fra termisk forgasning kun ind i den samfundsøkonomiske optimering i de tilfælde, hvor naturgasprisen er tilstrækkelig høj eller naturgas er forudsat udfaset, og hvor biogasressourcen samtidig er fuldt udnyttet. Produktionsomkostningerne i 2050 for biologisk forgasning (113 kr./GJ) og termisk forgasning (127 kr./GJ⁸) ligger dog ret tæt og ovenstående resultat vedr. biologisk versus termisk forgasning er forbundet med en vis usikkerhed givet det lange perspektiv.

⁵ WEO 2015, 450 ppm scenariet og New Policies scenariet.

⁶ Forwardpris december 2016, Nordpool Spot

⁷ 70 % biomasse-til-gas virkningsgrad i 2050 er forudsat, dertil udnyttes 20 % til varme men dette giver dog betydeligt lavere økonomisk nytte af biomassen.

⁸ Her beregnet som LCOE ud fra antagelse om 8000 fuldlasttimer.

Høj naturgaspris og CO ₂ -pris er en forudsætning	Samlet set peger scenarierne på, at der skal høje naturgaspriser og CO ₂ -priser (eller en politisk besluttet naturgas udfasning) til, før det kan blive samfundsøkonomisk attraktivt at indfase større mængder bio-SNG i energisystemet (se Figur 1).
Små forgassere til kraftvarme ikke konkurrencedygtige	Analysens resultater peger ikke på et samfundsøkonomisk potentiale for små termiske forgassere rettet mod kraftvarme (gasmotorer der anvender forgasningsgas som brændsel). Dette skyldes dels, at produktionen af forgasningsgas er dyrere end naturgas (inkl. CO ₂ -omkostning) og en smule dyrere end biogas. Dertil kommer, at forgasningsgas er vanskeligere at lagre end naturgas og biogas, hvilket gør det sværere at få mange driftstimer på forgasningsanlægget i et elmarked med stærkt svingende priser. Endelig har forgasningsgas egenskaber, der med de valgte forudsætninger resulterer i en lidt lavere virkningsgrad på gasmotoren i forhold til gasmotorer drevet på naturgas eller biogas ⁹ . Det sidste vurderes dog ikke at have afgørende betydning for resultatet.
Metanisering ikke konkurrencedygtig	Muligheden for at inkludere CO ₂ -metanisering i forbindelse med forgasningen er også inkluderet i optimeringen: dvs. brug af brint fra elektrolyse til at omdanne CO ₂ fra forgasningsgassen for derved at øge produktionen af bio-SNG. Resultaterne peger ikke på et nævneværdigt samfundsøkonomisk potentiale for metanisering.
Termisk forgasning af RDF attraktivt	Resultaterne peger på, at det er samfundsøkonomisk fordelagtigt at forgasse affaldsfraktionen RDF (<i>refuse derived fuel</i>) frem for at forbrænde den i affaldskraftvarmeanlæg eller affaldskedler. Det skyldes, at affaldsforbrændingsanlæg er dyre i investering og derfor passer dårligt til det fremtidige energisystem.
Forbrænding	I scenarierne udgør biomasse en betydelig del af den industrielle procesvarmeproduktion, men mest i form af direkte forbrænding i kedel- eller kraftvarmeanlæg. Varmepumper kan ikke konkurrere på denne ydelse grundet kravet til højere temperaturer. I nogle af scenarierne kommer også forgasningsteknologier i spil til den del af procesvarmevarmebehovet, som i modellen kun kan dækkes af gasformige (eller flydende brændsler).
Usikkerheder og følsomheder i analysen	En lang række af analysens forudsætninger om såvel fremtidige energipriser, teknologidata og energibehov er selvsagt forbundet med betydelige

⁹ Ea Energianalyse er gjort opmærksom på, at denne forudsætning muligvis ikke er retvisende (DGC).

Teknologiudviklings- perspektiver

usikkerheder. De opstillede varianter af Grundsценariet søger at tage højde for dette ved at vise virkningerne af større variation i forudsætningerne.

Udgangspunktet for analysen er, at fremtidens transportsystem skal baseres på CO₂-neutrale brændsler. I det øvrige energisystem skal de fossile brændsler udkonkurreres af de CO₂-neutrale teknologier ved hjælp af teknologiudvikling og en høj pris på udledning af CO₂.

Tilgangen i transportsektoren bygger på antagelsen om, at forgasningsteknologi er helt nødvendig for at producere en væsentlig del af de flydende biobrændstoffer som transportsektoren efterspørger. Det er en konsekvens af rapportens tilgang, at teknologiudvikling der sigter mod produktion af flydende (diesellignende) biobrændstoffer vurderes at have et stort marked på lang sigt, og dermed et interessant udviklingsperspektiv.

Forgasningsteknologier der sigter mod direkte produktion af el og varme, bliver ikke konkurrencedygtige i de optimerede scenarier. Heller ikke i de scenarier hvor naturgasprisen er meget høj, de scenarier hvor naturgas "forbydes", eller i scenariet hvor der ikke er danske biobrændstoffabrikker. Det skyldes bl.a. antagelsen om at gassen vanskeligt kan lagres. Derved mister teknologien en potentiel konkurrencefordel sammenlignet med kraftvarme produceret på faste biobrændsler. Kraftvarme får ellers en vis rolle i energisystemet især i kombination med procesvarme.

Såfremt forkoblede forgassere kan blive konkurrencedygtige sammenlignet med fastbrændselsanlæg, og såfremt biobrændstoffabrikker og affaldsforbrænding ikke optager varmemarkederne i de store byer, kan der potentielt være et langsigtet perspektiv for denne forgasningstype. Dette er ikke direkte analyseret.

Forgasningsteknologier som sigter mod produktion af gas der kan lagres (Bio-SNG) baseret på affald (RDF), har en vis indtrængen i alle scenarier. Konklusionen er på den baggrund, at der er et interessant langsigtet udviklingspotentiale for disse teknologier. Bio-SNG baseret på biomasse bliver derimod kun konkurrencedygtigt i scenarier, hvor andre gastyper (naturgas og biogas) begrænses. Udviklingsperspektivet for disse forgasningsteknologier må derfor især være betinget af, hvornår det vurderes at naturgas helt skal udfases i Danmark.

Som tidligere nævnt vil der være en betydelig efterspørgsel efter fleksibel elproduktion i fremtidens energisystem, hvilket giver lagerbar gas høj værdi. Samtidig er biomasse en endelig ressource. Såfremt der kan udvikles omkostningseffektive teknologier til at øge gasproduktionen per biomasseenhed, eksempelvis ved brinttilsætning, kan sådanne teknologier eventuelt blive efterspurgt. Dette aspekt er dog ikke direkte analyseret i dette arbejde.

3 Baggrund og formål

Potentialer ved termisk forgasning

Termisk forgasning gør det muligt at omdanne biomasse og visse former for affald til en brændbar gas i et iltfattigt miljø. Visse forgasningsteknologier kan producere gas af naturgaskvalitet (her kaldet bio-SNG), som kan indføres i naturgasnettet og derved anvendes fleksibelt, idet de store gaslagre kan udnyttes. Termisk forgasning kan således bidrage til, at de behov der i fremtiden måtte være for gas til transport, industriel procesvarme, spidslastanlæg og individuel opvarmning kan dækkes med ”grøn” gas frem for naturgas.

Andre typer af forgasningsteknologier kan ved kombination med Fischer-Tropsch-processen anvendes til at producere flydende biobrændstoffer (biodiesel). Dermed kan termisk forgasning bidrage til at udfase flydende fossile brændsler (diesel). Det er særligt relevant for de dele af transportsektoren, som grundet krav om høj energidensitet i brændslet, er vanskelige at konvertere fra flydende brændsler til el eller gas. Det gælder særligt flytransport men også til en vis grad skibstrafik og tung trafik.

Samlet set kan termisk forgasning spille en væsentlig rolle i forhold til at levere de fornødne VE-brændsler, for at kunne realisere den grønne omstilling af hele energisystemet, inkl. transportsektoren, som ønskes på lang sigt.

Et andet potentiale ved termisk forgasning består i, at forgasningsgas fra forgasningen af biomasse/affald alternativt kan anvendes direkte til kraftvarmeproduktion i gasmotorer. Derved kan der opnås en højere elvirkningsgrad sammenlignet med når biomassen/affaldet afbrændes i damp turbineanlæg (eller kedler). Gasmotorer kan desuden etableres nemmere og billigere i mindre skala end damp turbineanlæg. På den måde kan termisk forgasning muliggøre anvendelse af biomasse/affald til kraftvarmeproduktion i de mindre fjernvarmeområder, hvor der er behov for små anlæg.

Problemstilling

Hvad angår behovet for flydende brændsler i en grøn omstilling af transportsektoren, er det udgangspunktet i dette arbejde at termisk forgasning kan få en nøglerolle. Udgangspunktet er bl.a. baseret på rapporten ”Biogas og andre VE-brændstoffer til tung transport”. Her antages det, at forgasningsteknologi er bedste valg til at producere en væsentlig del af de ”diesellignende” biobrændstoffer som transportsektoren efterspørger i fremtiden. Bortset fra flytrafik, kan en del af de diesellignende

biobrændstoffer eventuelt blive afløst af fx DME, metanol og andre brændstoffer, der eventuelt kan produceres uden et forgasningstrin. Sandsynligheden for at sådanne udviklingsspor bliver konkurrencedygtige sammenlignet med forgasning og Fischer Tropsch er ikke vurderet.

Med hensyn til levering af "grøn" gas af naturgaskvalitet (bio-SNG/biometan) er der imidlertid allerede i dag konkurrerende alternativer, som termisk forgasning bør holdes op imod. Ved biogasproduktion (biologisk forgasning) og efterfølgende opgradering af gassen kan der ligeledes produceres bio-SNG. Desuden viser analyserne, at bio-SNG først ved meget høje CO₂-fortrængningsomkostninger bliver samfundsøkonomisk attraktivt sammenlignet med naturgas. Endelig er det teknisk set muligt at booste produktion af bio-SNG ved at tilføre brint som kan produceres på elektrolyse anlæg med el som input; men det er ikke sikkert, at dette er samfundsøkonomisk fordelagtigt.

Vedrørende muligheden for at anvende forgasningsgas til kraftvarme for opnåelse af højere elvirkningsgrad skal totaløkonomien inkl. forgasningsanlægget tages i betragtning. Således er det spørgsmålet, om denne type forgasningsteknologi kan konkurrere med andre teknologier til produktion af el og varme ud fra biomasse/affald eller gas.

Formål

Med udgangspunkt i ovenstående problemstillinger er formålet med projektet, at undersøge hvad de langsigtede perspektiver er for termisk forgasning i fremtidens VE-dominerede energisystem, og hvordan termisk forgasning bedst integreres i energiforsyningen. Der anlægges et samfundsøkonomisk perspektiv og år 2050 anvendes som et langsigtet pejlepunkt. Hovedformålet med projektet er at undersøge følgende spørgsmål:

- Hvad skal der til for at forgasningsanlæg kan levere konkurrencedygtig gas til gasnettet?
- Er der perspektiv i mindre kraftvarmeanlæg baseret på lokal produktion af forgasningsgas?

Projektet bygger videre på scenarier udviklet i projektet "Biogas og andre VE-brændstoffer til tung transport" udarbejdet af Ea Energianalyse for Energistyrelsen (2016). I dette tidligere studie er udviklingen i transportsektoren frem mod 2050 blevet analyseret indgående. Nærværende

projekt anvender transportscenarierne for 2050 fra dette studie som input til analyserne.

4 Metode og generelle forudsætninger

4.1 Den anvendte optimeringsmodel Balmorel

Styrken ved det valgte modelværktøj

Problemstillingerne skitseret i kapitel 3 analyseres bedst i en energisystemmodel, der kan håndtere de varierende energibehov og energipriser, konkurrerende produktionsteknologier, fleksibilitetsmuligheder via lagre, mulige synergier og ressourcebegrænsninger osv. Optimeringsmodellen Balmorel er anvendt til analyserne. Balmorel-modellen har den særlige styrke, at den også kan optimere investeringer i de konkurrerende teknologier. Dermed kan modellen pege på hvilke teknologier, der er mest økonomisk attraktive samt optimere både kapaciteter og drift.

Sektorer inkluderet

Modellen omfatter som udgangspunkt det sammenhængende fjernvarme- og elsystem, men i dette projekt er der foretaget en videreudvikling af modellen, hvorved gassystemet også er inkluderet. Derudover er industriel procesvarme også inkluderet i analyserne. Den anvendte model optimerer således det integrerede fjernvarme-, el- og gassystem.

Input til modellen

Som input til modellen angives bl.a.:

- Fjernvarmebehov, elbehov og behov for gas til transport, individuel opvarmning og procesvarme
- Brændsels- og CO₂-priser
- Kapaciteter for eksisterende og planlagte anlæg for produktion, transmission og lagring
- Angivelse af hvilke teknologier modellen må foretage investeringer i afhængig af hvilken type område der er tale om
- Tekniske og økonomiske data for de eksisterende/planlagte og potentielle nye anlæg (virkningsgrader, investeringsomkostninger, D&V omkostninger mv.)
- Potentialer for vedvarende energi
- Energi/klimapolitiske målsætninger mv.

Samfundsøkonomisk optimering

Hvis der foretages en selskabsøkonomisk optimering inkluderes også afgifter, tariffer, skatter og tilskud. I dette projekt foretages imidlertid en samfundsøkonomisk optimering, hvorved afgifter, tariffer, skatter og tilskud ikke er inkluderet. Ligeledes er der set bort fra det kraftvarmekrav, der findes i den nuværende regulering. Dermed er det i optimeringen muligt at foretage investeringer i biomassekedler og affaldskedler. CO₂-omkostninger er inkluderet som repræsentation for den eksternalitet, der er forbundet med drivhusgasudledning (ud fra en antaget CO₂-pris).

De eksisterende/planlagte anlæg udtjenes i modellen efterhånden som deres levetider udløber. Analyserne i dette projekt fokuserer som nævnt på år 2050 og eksisterende og planlagte produktionsanlæg (og lagre) er derfor forudsat udtjent. Dog er den planlagte hav-vindmøllekapacitet, der installeres i Danmark frem til 2022 forudsat bibeholdt som et minimumsniveau i 2050 (2.140 MW). I optimeringen bygges bygger modellen således stort set el, varme og gasproduktionssystemet op fra bunden. Det eksisterende gasnet og gaslagre er imidlertid forudsat bibeholdt i 2050.

Modellen foretager investeringer

Ud fra dette foretager modellen så investeringer i ny produktion-, transmission-, og lagerkapacitet i det omfang, det ud fra en samlet systembetragtning er økonomisk attraktivt.

...og lastfordeling over året

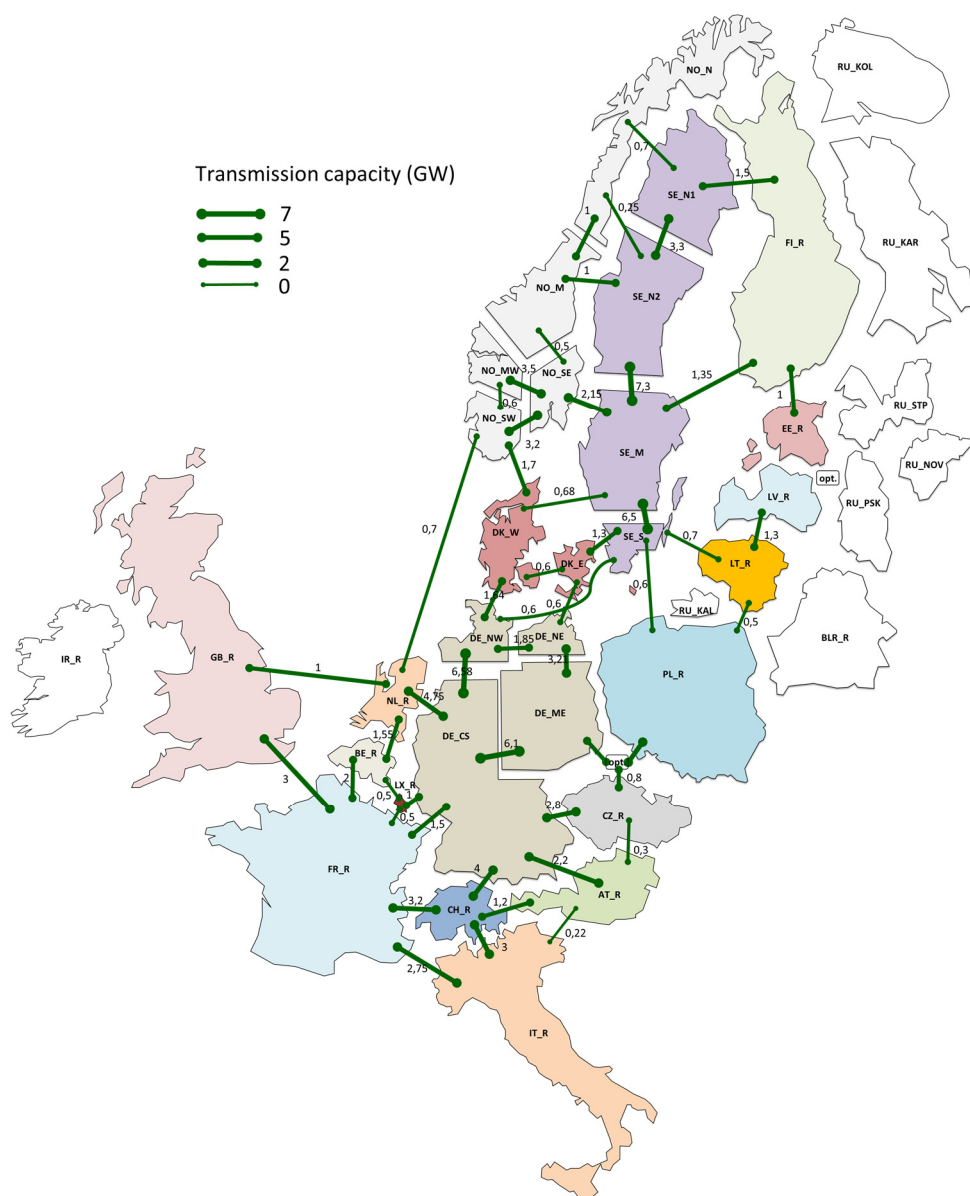
Derudover beregner modellen, hvordan driften skal fordeles mellem anlæggene for hvert tidssegment over året. Denne lastfordeling bestemmes ud fra, hvad der giver de laveste omkostninger for systemet samlet set.

Anlæg fra teknologikataloget er medtaget

Udover de forskellige typer anlæg for termisk og biologisk forgasning samt videre opgradering giver modellen mulighed for at investere i el/varmeproduktionsanlæg og varmelagre fra Energistyrelsens teknologikatalog (opdateret udkast fra marts 2015): store og mellemstore kraftvarme/kondenserende anlæg af forskellig type, kedler, solvarme, varmepumper, elkedler, vindkraft, solceller, geotermi og varmelagre mv. De konkrete investeringsmuligheder er uddybet i afsnit 4.3.

Geografi

Det danske elsystem er via udlandsforbindelserne tæt integreret med de kontinentale og nordiske elnet. Derfor omfatter modellen ikke alene det danske energisystem men også de nordiske lande, Tyskland, Storbritannien, Holland, de Baltiske lande, Frankrig, Italien, Polen, Italien, Tjekkiet, Østrig, Schweiz mv. (se Figur 2).



Import og eksport

På den måde inkluderer modellen mulighederne for el-import og eksport og udviklingen af de øvrige landes energisystemer mod 2050. Som vist på Figur 2 er interne flaskehalse også modelleret for Tyskland og de nordiske lande.

I løbet af året kan der importeres og eksporteres el inden for kapaciteten af eltransmissionsforbindelserne med udlandet og i optimeringen kan der også investeres i transmissionsudbygninger. Som en generel rammebetingelse i denne analyse er det imidlertid påkrævet, at Danmark i 2050 på årsbasis som minimum skal producere lige så meget el som der forbruges i alt (både klassisk elforbrug til apparater, elbiler, varmepumper og elpatroner osv.).

4.2 Generelle forudsætninger for analysen

2050 som beregningsår	Analyserne i dette projekt fokuserer på år 2050 for derved at undersøge de langsigtede perspektiver for teknologierne for termisk forgasning. Vejen frem til 2050 er derved ikke analyseret. I stedet er det valgt at analysere en lang række forskellige scenarier med varierende forudsætninger som udspænder et bredt udfaldsrum. Denne bredde er fundet vigtig i betragtning af de usikkerheder, der særligt gør sig gældende på det lange sigt.
Kapacitetsmekanismer ikke antaget i Danmark	Udviklingen i elproduktionskapacitet i Danmark er i analysen antaget drevet af energy-only-markedet alene. Der er således ikke etablering af kapacitetsmekanismer.
Udetider antaget for anlæggene	I modellen er der taget højde for, at produktionsanlæg har en vis andel udetid over året; både uforudsete udfald og planlagte revisioner. Der er samlet antaget 10 % udetid for de termiske og biologiske forgasningsteknologier, opgraderingsanlæg og elektrolyseanlæg svarende til den forudsatte udetid for kedler. Brændselslagre og varmelagre er ikke antaget at have nogen udetid.
Annuisering	I optimeringen af et givet beregningsår sker det ud fra en minimering af de samlede annuierede omkostninger for det givne år. Det vil sige, at investeringsomkostninger annuieres ud fra en antaget diskonteringsrente og givne levetider. Med udgangspunkt i Finansministeriets vejledning til samfundsøkonomiske beregninger er der anvendt en real diskonteringsrente på 4 %. ¹⁰ Der er anvendt en økonomisk levetid på 25 år for produktionsanlæg og lagre samt 40 år for el-transmissionsanlæg.
2016-kr. indeks anvendt Tidsaggregering	Omkostninger er i analysen angivet i 2016-kr. indeks. I modellen er der anvendt en tidsaggregering for at kunne opnå en acceptabel kørselstid (omkring et halvt til et helt døgn for at gennemregne et givet scenarie). I modellen er variationerne i varmebehov, elbehov, elpris, vindkraftproduktion osv. inden for døgnnet og ugen således aggregeret til seks repræsentative tidsperioder.
Modelkørsler i to trin	Modelberegningerne er gennemført i to trin. Først er der gennemregnet omverdensbilleder med eltransmissionskapaciteter og elpriser i de regioner, som Danmark udveksler el med. Dette er så anvendt som input til beregninger af det danske energisystem med den nye detaljerede repræsentation af

¹⁰ <https://www.fm.dk/nyheder/pressemeddelelser/2013/05/ny-og-lavere-samfundsøkonomisk-diskonteringsrente>.

gassystemet (se de følgende afsnit 4.3). Det bidrager også til at opnå acceptable modelkørselstider.

Øvrige forhold

Der er generelt anvendt nedre brændværdier, når virkningsgrader mv. er angivet i rapporten.

4.3 Repræsentation af gassystemet i modellen

Gasbehov

I projektet er Balmorel-modellen blevet videreudviklet til at kunne håndtere et fremtidigt behov for gas til

- Transport
- Individuel opvarmning i gasfyr og
- Procesvarme i industrien hvor brændslet afbrændes integreret i processen (gas eller olie)

Gas til transport og individuel opvarmning skal være gas af naturgaskvalitet; dvs. enten naturgas eller bio-SNG/biometan. Det samme er forudsat for den industrielle procesvarme, hvor gassen afbrændes integreret i processen.

Konverteringer fra biomasse/affald til gas

Dertil er det i modellen gjort muligt at foretage investeringer i en række teknologier til konvertering af biomasse/affald til gas:

- Termisk forgasning af træflis/træpiller/RDF/halm til kraftvarme (forgasningsgassen anvendes i gasmotorer).
- Termisk forgasning af træflis/træpiller/RDF/halm og metanisering til bio-SNG (naturgaskvalitet), hvilket muliggør indføring i gasnettet.
- Biologisk forgasning af gylle, dybstrøelse, organisk industriaffald og husholdningsaffald mv. samt mulighed for tilførsel af halm for derved at booste biogasproduktionen.
- Biologisk forgasning som ovenfor med opgradering til bio-SNG (naturgaskvalitet), hvilket muliggør indføring i gasnettet.
- Metanisering af CO₂ fra biogasproduktionen ved tilføjelse af brint for derved at booste metanproduktionen.
- Metanisering af CO₂ i forgasningsgassen fra termisk forgasning ved tilføjelse af brint for derved at booste metanproduktionen
- Elektrolyseanlæg til produktion af brint med el som input samt lagring af brint (SOEC-teknologi er forudsat anvendt).

Produktion af el og varme

I modellen indgår derudover også teknologier til produktion af el og varme ud fra biomasse/affald, gas eller el som brændsel:

- Biomassekraftvarme (træflis, træpiller, halm) af forskellig type afhængig af område

- Biomassekedler (træflis, træpiller, halm)
- Affaldskraftvarme
- Affaldskedler
- Gasturbiner, single cycle og combined cycle, (naturgas, bio-SNG/biometan)
- Gasmotorer (biogas, forgasningsgas, naturgas)
- Gasdrevne dampturbiner (kun i centrale områder)
- Varmepumper, elkedler
- Geotermi (hhv. eldrevet og varmedrevet med træfliskedel som drivvarme)

Som følge af krav til tryksætning og gassens sammensætning er det antaget, at gasturbiner kun kan anvende gas af naturgaskvalitet som brændsel; dvs. ikke forgasningsgas eller biogas. Denne mulighed kan dog ikke udelukkes; fx har man i en gasturbine på Värnemö i Sverige anvendt forgasningsgas som brændsel.

I analysen er der foretaget en afgrænsning fra at inkludere brintbaseret el/varmeproduktion i form af fx brændselsceller.

Naturgaslagre

I projektet er naturgasnettet og gaslagrene implementeret i modellen. Lagrene er antaget at være uendeligt store, hvilket er en rimelig repræsentation, da gaslagrene i alt har en lagerkapacitet på ca. 11 TWh¹¹. Variable D&V omkostninger for gaslagrene er medtaget i form af omkostninger til elforbrug og øvrigt energiforbrug (0,5 kr./GJ gas der passerer lageret er forudsat¹²).

Varmelagre, biogaslagre og brintlagre

Derudover er der i modellen mulighed for at investere i en række forskellige lagre:

- Varmelagre (både korttidsvarmelagre og sæsonvarmelagre)
- Biogaslagre
- Brintlagre

Lagring af forgasningsgas er ikke realistisk pga. gassens urenheder og den lave energidensitet.

¹¹ Der er ved Stenlille på Sjælland og et ved Lille Torup i det nordlige Jylland. Kilde: <http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/El/Energi%202050%20Vindsporet%203.pdf>

¹² Baseret på data for lagring af naturgas i undergrunden angivet i Energistyrelsens teknologikatalog for Energilagring (2012), <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>.

Teknologierne konkurrerer i optimeringen

I optimeringen vil modellen investere i de teknologier der samlet set udgør den billigste løsning for at tilfredsstille behovet for el, fjernvarme og gas. Modellen foretager således en totaloptimering for hele systemet, hvor de forskellige teknologier konkurrerer med hinanden. På den måde vil modellen sende signaler om hvad efterspørgslen vil være efter de forskellige forgasningsteknologier ud fra de givne rammebetingelser.

Betydningen af brændselslagre

Gaslagrene betyder, at når der ved termisk eller biologisk forgasning produceres bio-SNG (naturgaskvalitet) til indføring i gasnettet, kan både produktionen af gas og anvendelsen af gas gøres fuld fleksibel. Derved kan kapaciteten på forgasningsanlæggene udnyttes fuldt ud, dvs. anlægget kan køre på fuld drift hele tiden (bort set fra under uforudsete udfald og planlagte revisioner). Samtidig kan el/varmeproduktionsanlæg, der anvender gas af naturgaskvalitet som brændsel, tilpasse deres produktion fuldstændig efter el/varmepriserne.

Tilsvarende betyder muligheden for biogaslagre, at biogasanlæggenes kan køre kontinuert samtidig med, at biogassen kan anvendes fleksibelt til el- og varmeproduktion. I modsætning hertil er det som nævnte ikke realistisk at lagre forgasningsgas, hvilket begrænser fleksibiliteten.

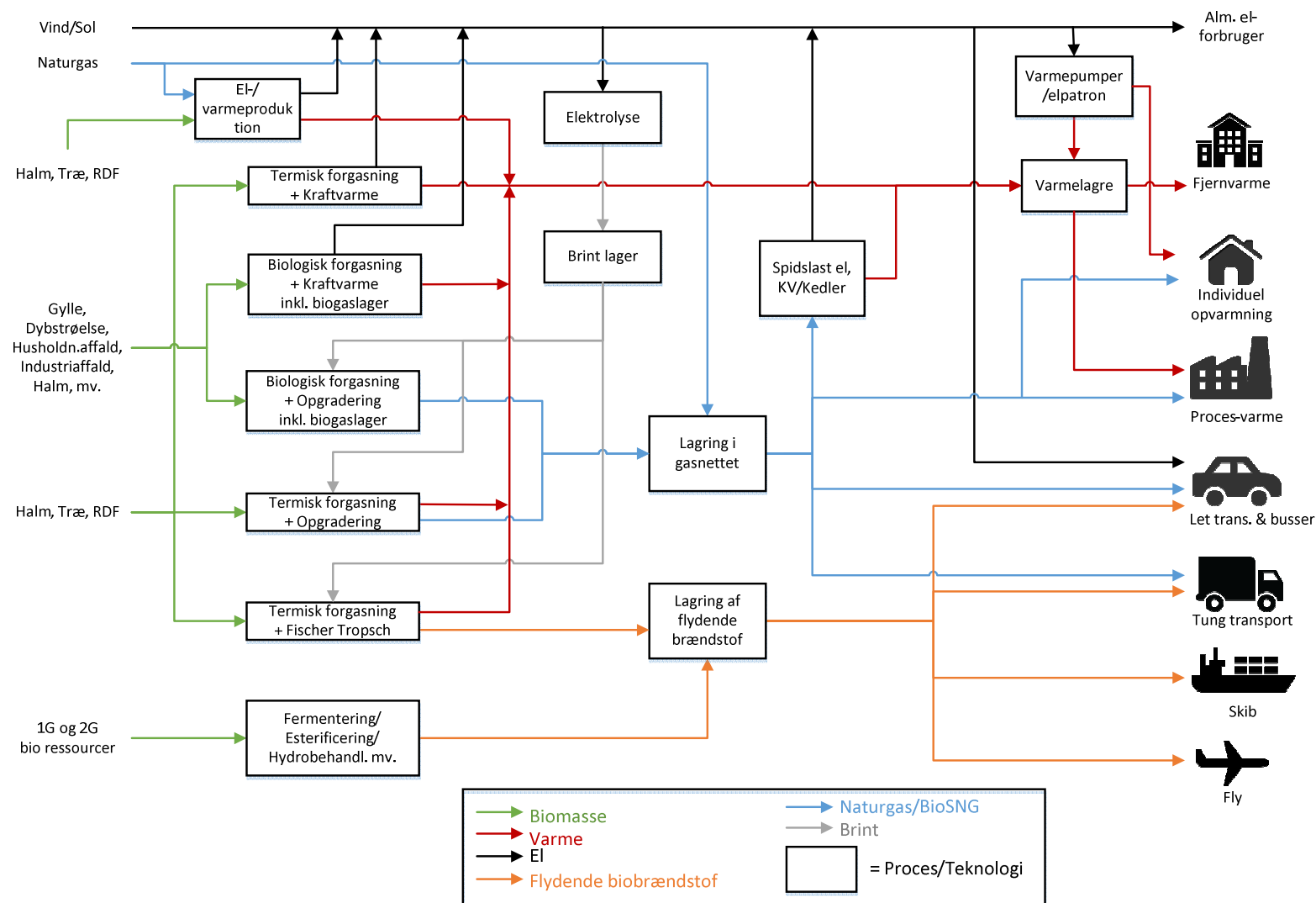
Fokus på gassystemet

I videreudviklingen af modellen er der lagt hovedvægt på at kunne analysere gassystemet, derunder konkurrenceforholdet mellem naturgas og ”grønne” teknologier til fremstilling af gas til transport, industriel procesvarme og individuel opvarmning. Flydende brændsler til transport er behandlet i form af generelle rammebetingelser. Således er alle flydende brændsler til transport antaget omstillet til flydende biobrændstoffer i 2050, se også afsnit 5.1). Biobrændstoffabrikkernes el- og varmekonsum er modelleret og den genererede overskudsvarme er antaget nyttiggjort til fjernvarme. Derimod er konkurrencen mellem forskellige teknologier til fremstilling af flydende biobrændstoffer ikke modelleret.

Brændselpris-elasticiteter ikke inkluderet

Det kan nævnes, at modellen, som mange andre *bottom-up* modeller, ikke afspejler eventuelle elasticiteter i brændselspriserne. Det vil fx sige, at modellen ikke repræsenterer en eventuel sækelse af den udbudte naturgaspris som respons på en fremtidig priskonkurrence fra bio-SNG.

Figur 3 illustrerer, hvordan det sammenhængende el, varme og gassystem er modelleret.



Figur 3. Illustration af hvordan det sammenhængende, el-, varme- og -gassystem er repræsenteret i modellen. Flydende biobrændstoffer er modelleret som en fast rammebetingelse og er mindre detaljeret. Økonomisk konkurrence mellem forskellige teknologier til fremstilling af flydende biobrændstoffer er ikke modelleret.

Mulige investeringer
afhænger af området

I optimeringen er der opstillet rammer for hvilke teknologier, som modellen kan investere i afhængig af hvilken type område, der er tale om. Investeringsmulighederne afhænger fx af, om der er tale om et centralt område, et større eller mindre decentralt område, om der er naturgasforsyning i området osv. Tabel 1 giver en oversigt over investeringsmulighederne. Det er ikke undersøgt, hvor vidt der reelt er fysisk plads til de givne anlæg i de givne områder og eventuelle begrænsninger i form af lokale VE-potentialer i områderne, fx for varmepumper og geotermi har ikke været undersøgt. Mulige investeringer i vindkraft er ikke vist i tabellen, da disse i stedet er håndteret ved opdeling i forskellige land-, hav- og nærkyst-områder.

Mulige investeringer til dækning af industriel procesvarme er heller ikke vist i tabellen, men i stedet opridset i det følgende. Til dækning af behovet for industriel højtemperatur-proces-varme, som skal dækkes af gas eller flydende brændsler, er det i modellen tilladt at investere i anvendelse af gas af naturgaskvalitet (naturgas, bio-SNG/biometan) eller olie. For dækning af behovet for industriel lav/mellemtemperatur procesvarme samt procesvarme til fremstilling af flydende biobrændstoffer er der givet samme investeringsmuligheder som for et større decentralt område; bort set fra at der ikke er givet mulighed for solvarme, geotermi eller varmepumper.

Tabel 1. Mulige investeringer i termiske el- og varmeproduktionsteknologier samt lagre i modellen afhængig af område. Industri-områder og mulige investeringer i vindkraft er ikke vist.

Centrale kraftværkspladser*	• Stor biomassekraftvarme modtryk og udtag, mellemstor biomassekraftvarme • Naturgas kombianlæg (Combined Cycle, udtag og modtryk), gasmotor-kraftvarmeanlæg • Eldrevne varmepumper og elpatroner • Eldrevet/varmedrevet geotermi (træfliskedel som drivvarme) • Affaldskraftvarme/kedler • Solvarme, solceller • Biomassekedler, gaskedler • Varmelagre • Termisk forgasning til kraftvarme og bio-SNG • Metaniseringsanlæg, SOEC-elektrolyseanlæg, brintlagre
Større decentrale områder	• Mellemstor biomassekraftvarme • Naturgas kraftvarme kombianlæg (Combined Cycle, modtryk), gasmotor-kraftvarmeanlæg • Eldrevne varmepumper og elpatroner • Eldrevet/varmedrevet geotermi (træfliskedel som drivvarme) • Affaldskraftvarme/kedler - kun for områder med affaldsforbrænding • Solvarme, solceller • Biomassekedler, gaskedler • Varmelagre • Termisk forgasning til kraftvarme og bio-SNG • Metaniseringsanlæg, SOEC-elektrolyseanlæg, brintlagre • Biogasanlæg, biogas-opgraderingsanlæg, biogaslagre
Mindre decentrale områder med naturgas **	• Gasmotor-kraftvarmeanlæg • Eldrevne varmepumper og elpatroner • Solvarme, solceller • Biomassekedler, gaskedler • Varmelagre • Termisk forgasning til kraftvarme*** • Metaniseringsanlæg, SOEC-elektrolyseanlæg, brintlagre • Biogasanlæg, biogas-opgraderingsanlæg, biogaslagre
Mindre decentrale områder uden naturgas **	• Gasmotor-kraftvarmeanlæg på forgasningsgas, gasmotor-kraftvarmeanlæg på biogas • Eldrevne varmepumper og elpatroner • Solvarme, solceller • Biomassekedler • Varmelagre • Termisk forgasning til kraftvarme*** • Biogasanlæg, biogaslagre

*Biogas er ikke antaget realistisk i centrale områder, da der er tale om større byer.

**Biomasse-kraftvarme ikke vurderet realistisk i små fjernvarmeområder.

***CFB bio-SNG anlæg er ikke realistiske i mindre skala.

5 Scenarier

5.1 Grundscenarie

Kul udfaset i 2050	Kul til el og varmeproduktion i 2050 er ikke antaget muligt, da dette ikke anses for realistisk ud fra de energipolitiske målsætninger.
Naturgas ikke udelukket i 2050 i modellen	Naturgas er generelt ikke antaget udfaset i Danmark i 2050. Det baseres bl.a. på, at der er ikke længere er en klar nationalpolitisk målsætning om, at naturgas skal udfases i energisystemet. At holde muligheden for naturgas åben i optimeringen gør det desuden muligt at undersøge hvorvidt de ”grønne” teknologier kan konkurrere med naturgas.
Olie tilladt til industriel procesvarme	Anvendelse af olie som brændsel er i 2050 kun antaget muligt til de industrielle processer, hvor brændslet er integreret i processen, og hvor der derfor er behov for et gasformigt eller flydende brændsel. Da olie er dyrere end naturgas, vil optimeringen dog pege på naturgas til disse processer, så længe naturgas tillades.
Transportsektoren	Hele transportsektoren er repræsenteret i analysen, dvs.: • Vejtransport (personbiler, varebiler, lastbiler, busser) • Luftfart (indenrigs og udenrigs) • Søtransport (indenrigs) • Banetransport (togtrafik)
Elektrificering og omstilling til gas	Transportsektorens udvikling er baseret på projektet Ea Energianalyse (2016): ”Biogas og andre VE-brændsler til tung transport”. I dette studie antages en betydelig elektrificering mod 2050 af særligt personbiler, varebiler og busser (80 % af personbil-bestanden antages eksempelvis elektrificeret i 2050). På grund af lange køreafstande antages det, at lastvognstrafikken ikke elektrificeres. En del af særligt den tunge transport er antaget omstillet til gas. Der forudsættes en stigende brændstofeffektivitet i både let og tung transport frem mod 2050. Udvikling i transportsektoren mod 2050 indgår således som en rammebetingelse, hvilket har været en nødvendig afgrænsning i projektet.
Flydende brændstoffer dominerer stadig	Grundscenariet er baseret på det <i>Flydende scenarie</i> fra ovennævnte studie, hvor det i transportsektoren fortsat er flydende brændstoffer der dominerer i forhold til gasformige brændsler. Det er her forudsat, at forbruget af flydende brændstoffer til transport i Danmark er omstillet til flydende biobrændstoffer i 2050. I det Flydende scenarie antages at andelen af 2. generations

biobrændstoffer¹³ øges successivt frem mod 2030, idet det forudsættes, at 1. generations biobrændstoffer¹⁴ maksimalt kan udgøre 7% af brændstofmængden. Efter 2030 antages 1. generations teknologierne gradvist helt udfaset, således at de flydende biobrændstoffer i 2050 udelukkende baseres på 2. generations teknologi.

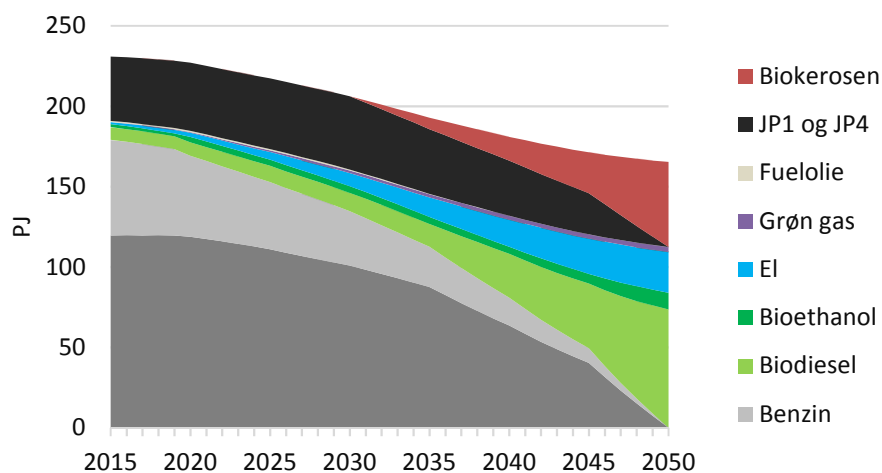
Bioethanol

2. generations bioethanol produceret ud fra halm er i det Flydende scenarie antaget at bidrage i et vist omfang til at dække behovet for flydende biobrændstoffer til benzindrevne køretøjer i 2050 (10 PJ med et halmforbrug på 27 PJ, idet konverteringseffektiviteten antages at være 37%).

Biodiesel/biokerosen

Imidlertid vil en langt større del af transportsektoren være diesel-drevet og vil dermed skulle forsynes med en form for biodiesel: Flytransport, skibstransport, en stor del af den tunge transport og varebiler samt en del af personbilerne (127 PJ). Resurserne til 2. generations biodiesel fx brugt madolie og dyrefedt fra slagterier er begrænsede, og en stor del af potentialet udnyttes allerede. Derfor er behovet for biodiesel antaget dækket med syntetisk biodiesel (biokerosen til flytransport) produceret ved brug af store såkaldte 'entrained flow' forgassere kombineret med Fischer-Tropsch syntese.

Den antagne udvikling i transportsektorens samlede brændselsbehov er vist i Figur 4.



Figur 4. Udviklingen i transportsektorens brændselsbehov i Grundscenariet baseret på det Flydende scenarie i projektet "Biogas og andre VE-brændsler til tung transport". JP1 og JP4 er fossilt baserede flybrændstoffer (en form for diesel) og biokerosen en form for biodiesel der kan anvendes som flybrændstof.

¹³Produceret på basis af celluloseholdig biomasse: restprodukter fra land- og skovbrug samt på basis af organisk affald fra erhverv og husholdninger.

¹⁴ Produceret ud fra raps, solsikker, soja og palmeolie (1. generations biodiesel) eller på basis af stivelses- eller sukkerholdige råvarer som korn, majs og sukkerrør (1. generations bioethanol).

På trods af et stigende transportarbejde, forventes transportsektorens brændselsforbrug, som vist i Figur 4, at falde betydeligt mod 2050. Det skyldes mere effektive køretøjer samt elektrificering. I den illustrerede grønne omstilling erstattes flybrændstofferne JP1 og JP4 med biokerosen. Som det ses, er der i Grundscenariet et begrænset behov for gas til transport i 2050, ca. 3 PJ. En langt større del transportsektorens behov i 2050 antages baseret på flydende brændstoffer eller el.

Produktionen af biobrændstoffer er i Grundscenariet antaget at være placeret i Danmark. Dermed er el- og procesvarmeforbruget til biobrændstoffabrikkerne inkluderet i modellen af det danske energisystem, og den genererede overskudsvarme er antaget nyttiggjort til fjernvarmeproduktion.

Elbehov

De forudsatte elbehov i Grundscenariet er vist i Tabel 2. Dertil kommer det elbehov der måtte være til store varmepumper og elpatroner, der investeres i som led i optimeringen (Grundscenariets resultater peger her på ca. 3 TWh elforbrug til store varmepumper, se afsnit 8.6).

Tabel 2. Brutto elbehov (inkl. nettab) forudsat i Danmark i 2050 i Grundscenariet.

	TWh	Kilde
Klassisk elbehov	37,3	1
Elbiler	6,0	2
Individuelle varmepumper	3,6	2
Biobrændstoffabrikker*	0,4	2
Total	47,3	

1) Energinet.dk, oktober 2015: analyseforudsætninger 2015-2035. Elforbrug antaget konstant fra 2035 til 2050.

2) Ea Energianalyse, 2016: "Biogas og andre VE-brændsler til tung transport". *Data for det Flydende scenarie.

Gasbehov

Det antagne behov for gas af naturgaskvalitet er vist i Tabel 3. Behovet for gas til individuel opvarmning er antaget at være 13 PJ i 2050 baseret på Energinet.dk's fremskrivning til 2035. Gasforbruget er antaget uændret fra 2035 til 2050. Hvis den nedadgående trend i gasforbruget til individuel opvarmning angivet i fremskrivningen skulle fortsætte fra 2035 til 2050, ville gasforbruget kun være 3,5 PJ i 2050. Ved at antage et gasforbrug til individuel opvarmning i den høje ende, giver det mulighed for at undersøge, om bio-SNG kan konkurrere med naturgas, efter at biogasressourcen til produktion af

biometan af naturgaskvalitet er opbrugt. Det er dog usikkert, hvor stort gasforbruget til individuel opvarmning vil være i 2050.

Tabel 3. Behov for gas af naturgaskvalitet forudsat i Danmark i 2050 i Grundscenariet,

	PJ	Kilde
Transport	3,0	1
Individuel opvarmning	13,0	2
Procesvarme til industri*	15,0	3
Total	31,0	

1) Ea Energianalyse, 2016: Biogas og andre VE-brændsler til tung transport. *Data for det Flydende scenarie.

2) Energinet.dk, 2015: "Udviklingsforløb for omstilling af individuelle opvarmningsteknologier frem mod 2035". Gasforbruget er antaget uændret fra 2035 til 2050.

3) Ea Energianalyse, 2014: "Biogas til proces: "Analyse af potentiale og rammebetingelser".

*Brændselsforbrug hvor brændslet er integreret i processen under høj temperatur.

Procesvarmeforbruget i Tabel 3 repræsenterer smeltning- eller brændingsprocesser, som kræver direkte afbrænding af brændslet i selve processen ved høje temperaturer dvs. uden et varmeoverførende medie som vand eller damp. Sådanne processer kan teknisk set ikke umiddelbart konverteres til brug af fast brændsel, men vil typisk kræve et gasformigt eller flydende brændsel. I modellen er olie også tilladt som brændsel til at dække dette procesvarmebehov, men det vil ikke være rentabelt grundet den højere brændselspris for olie sammenlignet med naturgas. Dette procesvarmebehov kan derfor i Grundscenariet siges at repræsentere et gasbehov.

Fjernvarmebehov og
øvrige
procesvarmebehov

De fjernvarmebehov og øvrige procesvarmebehov der indgår i Grundscenariet er angivet i Tabel 4.

Tabel 4. Fjernvarmebehov og procesvarmebehov forudsat i Danmark i 2050 i Grundscenariet.

	PJ
Fjernvarme, centrale områder	58,5
Fjernvarme, mellemstore områder	15,9
Fjernvarme, små områder	21,1
Fjernvarme, industri	10,6
Procesvarme, industri (vand/damp som varmeoverførende medie)	33,7
Procesvarme, biobrændstofproduktion	3,7
Total	143,5

Varmebehovene er i Tabel 4 vist på aggregeret form men er i modellen mere detaljeret repræsenteret. Således er fjernvarmebehovene er i modellen fx opdelt i 51 fjernvarmeområder.

Affald

Affald i modellen afspejler de affaldsmængder, der forventes at være til rådighed til energiformål i Danmark i 2050. Det er forudsat, at affaldet skal behandles og affaldsimport er ikke inkluderet som en mulighed.

En øget del af affaldet er i 2050 forudsat udsorteret til genanvendelse og gylle, dybstrøelse, organisk industriaffald og en stor del af det organiske husholdningsaffald er forudsat reserveret til mulig anvendelse til biogasproduktion.

Den del der udgør forbehandlet brændsel udvundet fra affald ved *shredding* og dehydrering, *refuse derived fuel* (RDF), er forudsat at kunne anvendes til termisk forgasning eller forbrænding på affaldsanlæg (kraftvarme eller kedler). RDF omfatter primært brændbare komponenter så som plastik og bionedbrydeligt affald. RDF er anslået at udgøre ca. ¼ (ca. 5 PJ) af det affald der er tilbage efter udsorteringen til genanvendelse og biogasproduktion.

Det resterende affald (14 PJ), som vil udgøre en blanding af diverse plastaffald og organisk affald mv. antages at gå til forbrænding. Dette er væsentlig mindre end den mængde affald der i dag forbrændes i Danmark (ca. 37 PJ affald). Man kunne dog forestille sig, at man med den rette teknologiudvikling inden for termisk forgasning i 2050, potentielt ville kunne forgasse denne affaldsfraktion til fremstilling af flydende biobrændstoffer eller gas. Denne mulighed er ikke analyseret nærmere.

Lokale biomasse-ressourcer antaget begrænset

De lokale biomasse-ressourcer som halm og gylle og våde biomasse/affaldsfraktioner (gylle, dybstrøelse, organisk industriaffald og husholdningsaffald mv.), er antaget begrænset til de nationale ressourcer. Træflis og træpiller handles på tværs af landegrænser og import af disse biomasse-ressourcer er derfor forudsat muligt.

Halm

Af de ca. 40 PJ halm som er til rådighed til energiformål¹⁵ er 27 PJ halm i Grundsценariet antaget reserveret til produktion af 2. generation bioethanol baseret på det Flydende brændstofsценarie i projektet "Biogas og andre VE-brændsler til tung transport. Dermed er der forudsat at være 13 PJ halm til rådighed til termisk forgasning, biologisk forgasning og/eller direkte forbrænding til kraftvarme/varmeproduktion. Hvor stor en mængde halm der vil være til rådighed til disse konkurrerende energiformål er selvsagt usikker.

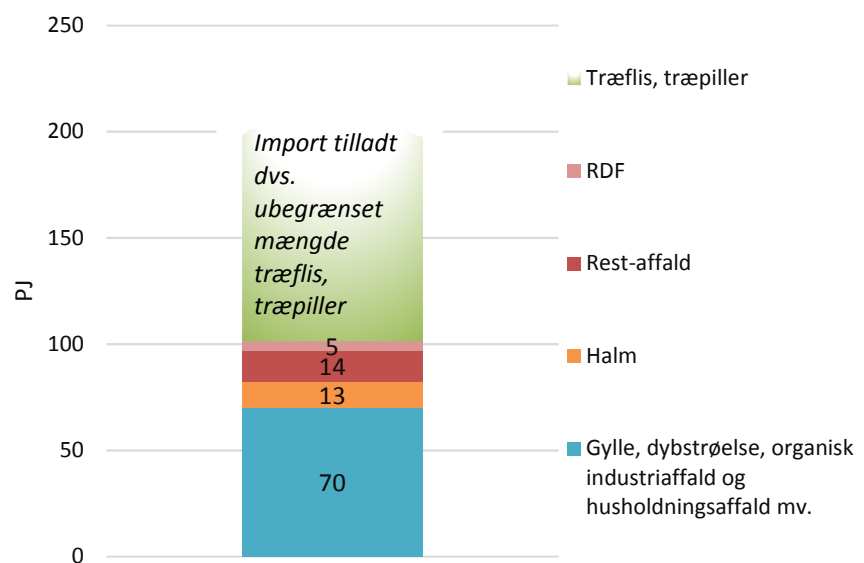
¹⁵ Kilde: Danmarks Statistik. Det er antaget at 85 % af halmen bjerges og halmforbrug til foder og strøelse er fratrukket.

Men uanset den forudsatte mængde, så belyser analysen konkurrenceforholdet mellem anvendelse af halm til termisk forgasning, biologisk forgasning og direkte forbrænding.

Gylle

Det er antaget, at 90 % af gylleressourcen er placeret i Jylland og Fyn og de resterende 10 % af ressourcen på Sjælland.

Figur 5 giver et overblik over hvor store biomasse- og affaldsressourcer, der er forudsat at være til rådighed til det danske el-, varme- og gassystem i 2050.



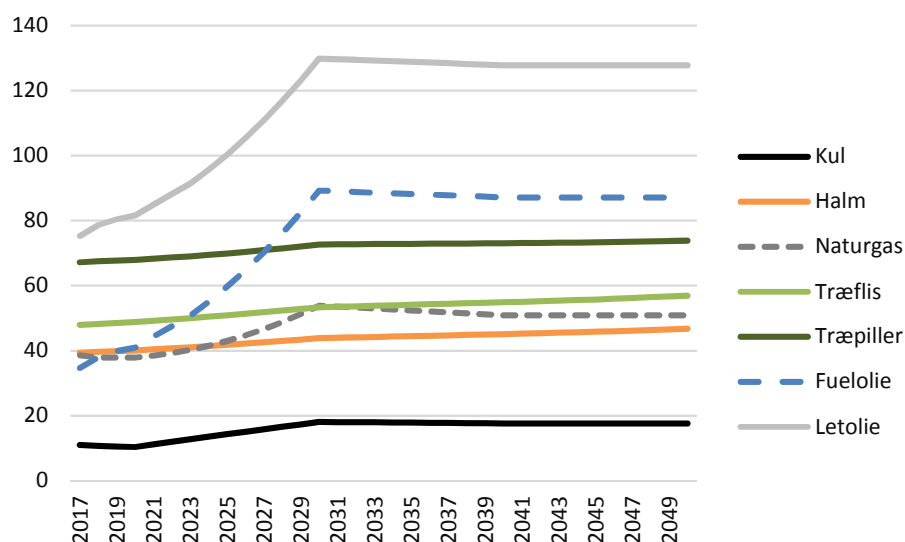
Figur 5. Biomasse- og affaldsressourcer forudsat til rådighed til det danske el-, varme- og gassystem i 2050.

Våde biomasse/affaldsfraktioner som gylle, dybstrøelse, organisk industriaffald og husholdningsaffald mv. er alene gjort tilgængelig for biogasproduktion i optimeringen, da biogasteknologien her vurderes konkurrencedygtig sammenlignet med forbrænding og termisk forgasning. Andre alternative anvendelser ikke er behandlet.

Brændselspriser

Fossile brændselspriser er baseret på 450 ppm scenariet i International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2015. De fossile brændselspriser forventes i dette scenarie stadig at være relativt lave i 2050. Dette som følge af en lav efterspørgsel efter fossile brændsler grundet en stigende global omstilling til VE. Dermed antages det, at både omverdenen og Danmark har høje klimaambitioner i 2050.

Biomassepriser er baseret på en nylig analyse foretaget af Ea Energianalyse. Den antagne udvikling i brændselspriserne i Grundscaenariet er illustreret i Figur 6. Det ses, at konkurrenceforholdet mellem naturgas og biomasse ikke er væsentligt ændret i 2050 i forhold til i 2017. Den forudsatte naturgaspris i 2050 er som vist 51 kr./GJ.



Figur 6. Brændselspriser an værk forudsat i Grundscaenariet mod 2050. De viste brændselspriser for biomasse og letolie repræsenterer priser an decentrale anlæg; for kul, naturgas og fuelolie er priserne an centrale anlæg vist.

Affaldsprisen er uden betydning i optimeringen, da det er forudsat, at affaldet skal behandles. Her er det således kun spørgsmålet hvilke affaldsanvendelser, der viser sig mest økonomisk fordelagtige.

Transportomkostninger

Brændselspriserne inkluderer omkostninger til transport (samt lager og avancer) dvs. brændselspriser an værk. Med udgangspunkt i Energistyrelsens samfundsøkonomisk beregningsforudsætningerne skelnes der mellem transportomkostninger for hhv. centrale og decentrale områder. For et givet brændsel og område regnes der med samme transportomkostninger, uanset om der er tale om kedler, kraftvarmeanlæg, termiske forgasningsanlæg eller biogasanlæg.

Transportomkostningerne for naturgas inkluderer både driftsomkostninger og afskrivninger på gasnettet. For anlæg i centrale områder er transportomkostningen forudsat at være 1,4 kr./GJ for centrale anlæg og 6,9 kr./GJ for decentrale anlæg (baseret på Energistyrelsens beregningsforudsætninger). I modellen er omkostninger for drift og

afskrivninger på gasnettet ikke indregnet for ”grøn” gas af naturgaskvalitet (bio-SNG/biometan). Man kan diskutere i hvilket omfang, denne omkostning burde inkluderes.

Som nævnt er gylle, dybstrøelse, organisk industriaffald og husholdningsaffald forudsat til rådighed for biogasproduktion. Omkostningen for køb og transport af biomasse til biogasanlægget (49 kr./GJ biogas i 2050) er i modellen inkluderet i de variable drift og vedligeholdelsesomkostninger for anlægget (i alt 96 kr./GJ i 2050, se afsnit 6.2).

CO₂-pris på 800 kr./ton

I Grundscenariet er der antaget en CO₂-pris på 800 kr./ton i 2050 baseret på IEA’s World Energy Outlook.

5.2 Scenarievarianter

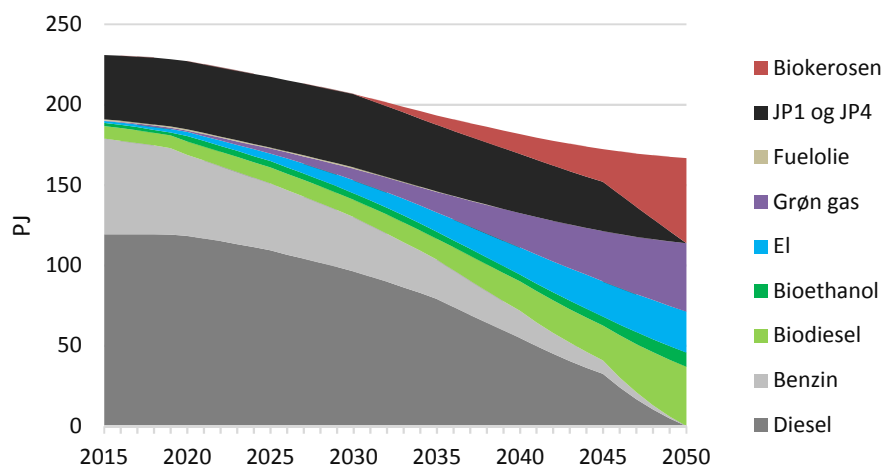
Konkurrenceforholdet mellem de forskellige teknologier er betinget af hvilke forudsætninger der anlægges; fx omkring teknologiomkostninger, brændselspriser, CO₂-pris osv. Idet beregningsåret er 2050, er der selvsagt betydelig usikkerhed forbundet med mange af forudsætningerne. Derfor er der opstillet en bred vifte af scenarier, der til sammen udspænder et bredt udfaldsrum – se Tabel 5.

Tabel 5. Scenarievarianter analyseret.

Scenarienavn	Yderligere beskrivelse
TFG_50pct_lavere_omkostning	50 % lavere investeringsomkostninger for termiske forgasningsanlæg; både til kraftvarme og produktion af bio-SNG.
Fossile_priser_høje	Fossile brændselspriser er antaget at følge New Policies scenariet i IEA's World Energy Outlook 2015. De fossile priser er her højere end i 450 ppm scenariet anvendt i Grundscenariet. Naturgaspris: 72 kr./GJ (dvs. ca. 40 % højere end de 51 kr./GJ Grundscenariet).
Biomassepriser_50pct_højere	50 % højere priser på træflis, træpiller og halm.
CO2_400kr	CO ₂ -pris på 400 kr. /ton
CO2_1000kr	CO ₂ -pris på 1000 kr. /ton
CO2_1200kr	CO ₂ -pris på 1200 kr. /ton
VE-tilskudsrevet	Grøn omstilling i højere grad VE-tilskudsrevet end afgifts/kvotedrevet. Implementeret ved at antage et generelt VE-tilskud på 200 kr./MWh-e og en lav CO ₂ -pris på 150 kr./ton. Det resulterer i et lavere elpriseniveau end i Grundscenariet.
Ingen_biobrændstofproduktion_i_DK	Biobrændstoffabrikker placeres ikke i Danmark. El- og varmemeforbrug og overskudsvarme fra biobrændstoffabrikkerne indgår dermed ikke i det danske energisystem
Ingen_naturgas_i_DK	Naturgas udfaset i Danmark. Dvs. det er ikke muligt at anvende naturgas til hverken transport, industriel procesvarme, individuel opvarmning eller el og varmeproduktion
Gasbehov_til_transport_højt	Vejtransport i højere grad gasdrevet, særligt tung transport. Gasbehov til transport på 42 PJ i 2050* (frem for 3 PJ i Grundscenariet).
Ingen_naturgas_og_gasbehov_højt	Naturgas udfaset i Danmark og vejtransport i højere grad gasdrevet (gasbehov til transport på 42 PJ).
Ingen_naturgas_og_mindre_biogas	Naturgas udfaset i Danmark og 25 % mindre biogaspotentiale antages i Danmark svarende til ca. 50 % mindre gylle til rådighed (kan repræsentere øget omstilling til økologisk svinedrift og/eller reduktion i dansk svinedrift).
Ingen_biobr_ng_og_gasbehov_højt	Biobrændstoffabrikker placeres ikke i Danmark. Naturgas udfaset i Danmark og vejtransport i højere grad gasdrevet (gasbehov til transport på 42 PJ).
Naturgaspris_dobbelt_så_høj	Naturgaspris dobbelt så høj som i Grundscenariet; dvs. 102 kr./GJ.

*Baseret på Gas-scenariet i projektet "Biogas og andre VE-brændsler til tung transport".

Som vist i Tabel 5, undersøges det i flere scenarier, hvad resultatet vil være, hvis naturgas forudsættes udfaset i Danmark. Den antagne udvikling i transportsektorens brændselsbehov i scenariet med det højere gasbehov til vejtransport er illustreret i Figur 7



Figur 7. Udviklingen i transportsektorens brændselsbehov i scenariet med højere gasbehov til vejtransport. JP1 og JP4 er fossile baserede flybrændstoffer (en form for diesel) og biokerosen en form for biodiesel der kan anvendes som flybrændstof.

6 Teknologiforudsætninger

Resultaterne af modelberegningerne bygger på en række fremskrivninger og antagelser om, hvordan teknologierne og deres indbyrdes konkurrenceforhold udvikler sig. Generelt er forudsætninger om fremtidige tekniske og økonomiske nøgletal for el- og varmeproducerende teknologier i år 2050 taget fra Energistyrelsens teknologikataloger (Energistyrelsen, 2013, update March 2015). De suppleres på områder, hvor data ikke findes eller ikke anses for opdaterede. Dette beskrives i de nedenstående afsnit.

I det nedenstående udtrykker de angivne effekter og kapaciteter generelt energien af det indfyrede brændsel ved nedre brændværdi (MJ/s indfyret brændsel). Virkningsgrader udtrykker generelt netto i forhold til dette; dvs. inklusiv et eventuelt energiforbrug til anlægget. Virkningsgraderne udtrykker årsgennemsnitlige virkningsgrader og ikke nominelle virkningsgrader.

6.1 Forudsætninger for termiske forgasningsteknologier

Status for teknologier til forgasning af biomasse er indgående behandlet i partnerskabsprojektets arbejdsmappe 1 (WP1). Som beskrevet findes der en lang række forskellige forgasningsteknologier og varianter, som dækker forskellige størrelser og anvendelsesområder.

Denne analyse skal belyse de fremtidige muligheder for anvendelse af forgasningsteknologierne i energisystemet. Her arbejdes med en forsimplet opdeling af teknologierne, baseret på deres primære anvendelse, idet der forudsættes tre hovedspor for teknologiudviklingen:

- **Små forgassere med luft** – til direkte anvendelse i kraftvarme
- **Mellemstore forgassere** til fremstilling af bio-SNG til naturgasnettet
- **Store forgassere** til fremstilling af syntetiske flydende transportbrændsler

I alle tilfælde regnes der med at overskudsvarme kan udnyttes til fjernvarme (udtrykkes som en varmevirkningsgrad), når anlæggene placeres i nærheden af fjernvarmesystemer med et tilstrækkeligt varmegrundlag.

For bio-SNG-anlæggene regnes endvidere med muligheden for at metanisere CO₂ med brint.

De teknologidata, der forudsættes for år 2050 tager udgangspunkt i såvel kendt viden, herunder erfaringer fra demonstrationsanlæg, teoretiske studier, forskning m.v., samt antagne forventninger til hvad der realistisk kan opnås ved videreudvikling af nuværende teknologier med hensyn til virkningsgrader,

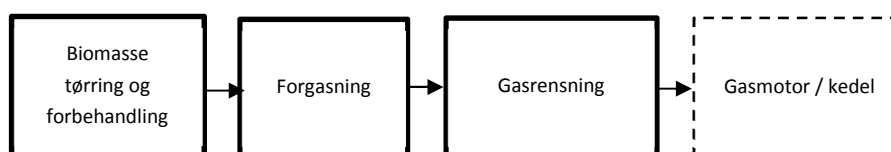
omkostninger m.v. Herunder indregnes forventede opskalerings- og læringskurveeffekter frem til år 2050.

Det er således en forudsætning for analyserne, at der i perioden frem mod år 2030 og 2050 finder en udvikling af de pågældende forgasningsteknologier sted. Udvikling, optimering og opskalering af store procesanlæg til forgasning vil kræve både en målrettet forsknings- og udviklingsindsats såvel som store investeringer.

De tre forskellige hovedspor for termisk forgasning er beskrevet nærmere i det følgende; inklusiv baggrunden for de størrelsesmæssige angivelser (små/mellemstore/store).

Forgasning direkte til kraftvarme

Dette teknologispør tager udgangspunkt i de nuværende erfaringer for mindre forgasningsanlæg, der anvender luft som forgasningsmiddel ved direkte forgasning. Sådanne teknologier er i dag tilgængelige og delvist kommercielt modnede, men har ikke vundet større udbredelse, dog med undtagelse af de helt små anlæg. Der skelnes ikke nøjere her mellem forskellige teknologier (medstrøms- eller modstrømsforgassere, ristefyrede eller fluid bed anlæg osv.). Men det antages, at der er tale om forholdsvis små og simple anlæg, der kan bygges op til ca. 20 MW indfyret termisk effekt og sammenbygges med gasmotoranlæg, dog med lettere reduceret ydelse og virkningsgrad (som følge af andre og mere varierende gasegenskaber, se afsnit 6.4) i forhold til gasmotorer for naturgas og biogas¹⁶. Det antages, at den producerede gas har en tilstrækkelig brændværdi og kan renses til en kvalitet, der gør gassen egnet til direkte brug i forbrændingsmotorer eller kedelanlæg. En eventuelt tjærerensning antages at være en del af anlægget.



Det antages også, at forgasserne kan reguleres kontinuerligt.

Udover træflis og træpiller antages det, at forgasserne kan anvende halm eller RDF som brændsel. Brugen af halm giver visse problemer i dag, men teknikken antages at være forbedret i år 2050. Følgende teknologidata forudsættes for forgasserne (ekskl. gasmotoranlæg):

¹⁶ 42 % gennemsnitlig kondens-eltvirkningsgrad for forgasningsdrevne gasmotorer i 2050 er antaget i forhold til 45 % antaget for gasmotorer drevet på naturgas/bio-SNG/biometan eller biogas.

Tabel 6: Teknologidata per indfyret effekt for forgassere til kraftvarme (årgennemsnitlige virkningsgrader er angivet). Teknologidata for 2015-2030 er baseret på det foreløbige teknologikatalog, som er under udarbejdelse. I analysen er det imidlertid kun teknologidata for 2050, der anvendes, som er endelige.

	Investering	Fast D&V	Variabel D&V	Koldgas virkningsgrad	Varme virkningsgrad	Levetid
År	(Mkr./MJ/s)	(kr./MJ/s/år)	(kr./GJ)	(%)	(%)	(år)
2015	10,6	174.000	6,0	75	10	20
2020	9,4	165.000	5,7	76	10	20
2030	8,5	157.000	5,4	79	8	20
2050	7,6	149.000	5,1	85	5	20

Anlæggene vil primært være interessante i mindre og mellemstore fjernvarmeområder, hvor overskudsvarmen vil kunne mellemlagres i konventionelle varmeakkumuleringsstanke.

Det er en fordel ved de små forgassere, at en stor del af næringsstofferne, herunder fosfor og kalium, kan tilbageføres til jorden med asken fra forgasseren. Der er også peget på, at der kan tilbageføres kulstof til jorden gennem restproduktet *bio-char*, samt at dette har jordforbedrende egenskaber. Disse positive egenskaber ville i optimeringen skulle balanceres mod det tab i virkningsgrad som uomsat kulstof giver anledning til. De jordforbedrende egenskaber er generelt ikke blevet værdisat i analysen.

Forgasning til Bio SNG

Dette teknologispor tager udgangspunkt i de eksisterende demonstrationsanlæg med dobbelte CFB forgassere eller iltblæste anlæg, som kan producere en forholdsvis metanholdig rågas uden nitrogen ved moderate temperaturer.

Anlæggene antages at fyre med træflis, træpiller, halm og RDF. Med denne type forgassere vil en stor del af næringsstofferne forblive i asken, der kan tilbageføres til jorden. Efter rensning, fjernelse af CO₂ og justering af H₂/CO forholdet med 'water-gas shift' reaktionen kan syngassen metaniseres katalytisk for fremstilling af Bio SNG. Alternativt ville syngassen kunne metaniseres med biologiske processer, analogt til en biogas reaktor. Det vil dog formentlig være vanskeligere at opskalere og denne mulighed er ikke inkluderet.

I forhold til de mindre forgassere til kraftvarmeproduktion, er der tale om store og forholdsvis komplekse integrerede procesanlæg med begrænset reguleringsevne, som må antages at være i kontinuert drift.

Der er både beskrevet anlægskoncepter, som producerer el til eget forbrug og anlæg, der bruger el fra nettet. I de benyttede data antages det, at anlæggene dækker egetforbruget af el.



På grund af kompleksiteten er der en stor potentiel skalafordel ved sådanne anlæg. I dagens demonstrationsanlæg på 20-30 MW ¹⁷indfyret kapacitet kan der typisk opnås koldgas virkningsgrader på 70-75% og samlede brændsel til metan virkningsgrader på ca. 60%. Det forventes, at anlæggene vil kunne billiggøres betydeligt ved opskalering til ca. 150 MW i år 2020, og senere ved en yderligere opskalering til ca. 400 MW i år 2030 og 2050. Samtidig forventes virkningsgraderne at kunne forbedres som vist i tabellen.

Tabel 7: Teknologidata per indfyret effekt for Bio SNG anlæg (årsgennemsnitlige virkningsgrader er angivet).

	Investering	Fast D&V	Variabel D&V	Bio SNG virkningsgrad	Varme virkningsgrad	Levetid
År	(Mkr./MJ/s)	(kr./MJ/s/år)	(kr./GJ)	(%)	(%)	(år)
2015	30,2	605.000	11,2	61,5 *)	15	20
2020	18,5	454.000	8,3	60	20	20
2030	12,3	302.000	5,5	63	22	20
2050	11,1	302.000	5,5	70	20	20

*) Dertil forbruges el, svarende til 9% af indfyret brændsel.

De anførte omkostninger inkluderer anlæg til indfødning af gassen i naturgasnettet. Anlæggene vil kunne placeres i tilknytning til mellemstore og større fjernvarmeområder, hvor overskudsvarmen kan udnyttes. Det forventes, at anlæggene kører mere eller mindre kontinuert.

CFB-forgassere har en høj andel metan i forgasningsgassen og er derfor velegnede til at producere bio-SNG. Til gengæld er de begrænsede i anlægstørrelsen (derfor angivet som mellemstore).

I grundversionen af denne proces er det kun syngasdelen (H₂ og CO), der metaniseres, mens CO₂ udledes til atmosfæren. I en variant kan også CO₂ komponenten metaniseres katalytisk ved tilsætning af brint fra

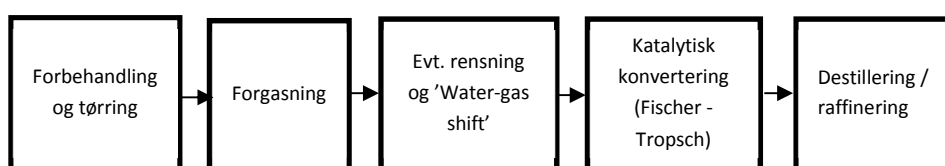
¹⁷ Herunder det svenske 20 MW GOBIGAS projekt. For 2015 regnes, dog med reduceret investering svarende til forventningerne for et anlæg nr. to.

elektrolyseanlæg. I optimeringen kommer denne variant i spil, hvis det er rentabelt at investere i et metaniseringsanlæg og et SOEC-elektrolyseanlæg. Metanisering af CO₂ er beskrevet i afsnit 6.3.

Forgasning til syntetiske brændsler

Dette teknologispør tager udgangspunkt i store procesanlæg, der benytter store såkaldte 'entrained flow' forgassere kombineret med Fischer-Tropsch syntese til fremstilling af kerosen, bio diesel, benzin eller lignende flydende brændsler til transportformål. Det skal samtidig bemærkes, at der findes andre ligeværdige teknologiske muligheder for at fremstille flydende transportbrændsler på basis af forgasningsgas eller naturgas, som ikke er belyst i denne rapport, herunder fremstilling af metanol. Som omtalt i afsnit 5.1 bygger analysens Grundscenarie på, at en stor del af transportsektorens energibehov i 2050 vil blive dækket af biodiesel og -kerosen, der har den højeste energitæthed og anses for nødvendigt til bl.a. flytransport.

Forgasnings anlæg af entrained flow typen har været anvendt med fossilt kul som brændsel igennem årtier, men er endnu på demonstrationsstadiet ved anvendelse af biomasse. Anlæggene benytter ilt som forgasningsmiddel og opnår en meget ren syngas med lavt metanindhold ved forgasning ved høje temperaturer i tryksatte anlæg. Der stilles høje krav til forbehandling af biomassen, der skal finmales og evt. opslæmmes i vand før indsprøjtning i reaktoren. Elektricitet og ilt til brug i processen forudsættes her fremstillet som en integreret del af processen baseret på varmen fra forgasningsprocessen.



Efter forgasning gennemgår rågassen en 'water-gas shift' reaktion for at justere forholdet mellem brint og kulstof, hvorefter den indgår i den såkaldte Fischer-Tropsch proces, der er baseret på en række katalysatortrin. Også i denne proces frigives en del varme.

For fremstilling af biobrændsler fra biomasse med ovennævnte teknologi, forventes der at være et betydeligt potentiale for forbedring af såvel økonomi som virkningsgrader ved opskalering og læringskurve effekter. Dette vil blandt andet kræve, at der udvikles effektive metoder til den nødvendige forbehandling af store mængder biomasse.

Det antages således, at man i 2050 vil kunne bygge meget store anlæg på omkring 1000 MJ/s indfyret effekt med teknologidata som angivet i Tabel 8.

Tabel 8: Teknologidata per indfyret effekt for anlæg til produktion af biodiesel (årgennemsnitlige virkningsgrader er angivet).

	Investering	Fast D&V	Variabel D&V	Bio-dieselvirkningsgrad	Varme virkningsgrad	Levetid
År	(Mkr./MJ/s)	(kr./MJ/s/år)	(kr./GJ)	(%)	(%)	(år)
2015	-	-	-	0	0	20
2020	18,9	398.000	7,1	45	30	20
2030	15,6	398.000	7,1	50	35	20
2050	14,1	398.000	7,1	55	35	20

Anlæggene har ringe reguleringsevne og må forventes at køre kontinuert. Det bemærkes, at sådanne biobrændstoffabrikker ikke nødvendigvis skal placeres i Danmark. Der kan være en potentiel fordel ved at placere dem i områder med store biomasseressourcer, f.eks. i nærheden af større skovarealer. Omvendt kan der være en gevinst ved at placere dem i nærheden af store fjernvarmeområder, så overskudsvarmen kan aftages.

En ulempe ved entrained flow forgasning er, at askestofferne smelter og ender som hård slagge, hvorved knappe næringsstoffer som f.eks. fosfor ikke kan tilbageføres til jorden.

6.2 Biologisk forgasning

Biogas kan produceres ud fra bio-nedbrydeligt organisk materiale som dyregødning, organisk affald fra industri og husholdninger, rester fra landbrugsproduktion m.v.

Biogasanlæg er en veludviklet og forholdsvis moden teknologi, der dog fortsat udvikles, så den i højere grad opskaleres til anlæg med ca. 8-10 MJ/s gasydelse og kombineres med anlæg til opgradering til biometan SNG. Produktionen i Danmark forventes at stige betydeligt i perioden frem mod år 2020, afhængig af fortsat vilje fra statens side til at yde tilskud. Biogassen indeholder typisk omkring 65% metan og består derudover hovedsageligt af kuldioxid. Den kan ved simpel rensning anvendes direkte i forbrændingsmotorer og kedler, eller den kan opgraderes (fjerne CO₂) til Bio SNG kvalitet. Endvidere kan CO₂-indholdet i gassen metaniseres katalytisk ved tilførsel af brint.

Biogasanlæg har en ringe reguleringsevne, og forventes at være i kontinuert drift. Et kortids biogaslager indføres derfor som en mulighed, så der fx kan opnås en fleksibel kraftvarmeproduktion baseret på biogassen.

Kun omkring halvdelen eller mindre af brændværdien i den tilførte biomasse omsættes til biogas. Restprodukterne (inkl. de uomsatte dele (fiberfraktion mv.) tilbageføres som gødning og fibre i landbruget. Derved tilbageføres næringsstoffer til jorden og kulstofindholdet øges, sammenlignet med fx afbrænding af fiberfraktionen. Alternative anvendelser af fiberfraktionen til fx termisk forgasning eller forbrænding til el/varmeproduktion har ikke været undersøgt.

Studer der gennemføres på Syddansk Universitet viser, at netop tilbageførelse af fibre kan øge den tilladte borttagning af halm til energiformål med mere end 50% sammenlignet med forbrænding, med samme ønskede kulstofindhold i jorden.

Biogas potentiale for år 2050

Den tilgængelige biomasseressource til produktion af biogas i Danmark er vurderet ud fra tal i blandt andet Agrotech (2013), "Biomasse til biogasanlæg i Danmark - på kort og langt sigt. Ifølge denne opgørelse kan der beregnes et samlet potentiale på ca. 28 PJ biogas/år fra bl.a. gylle, dybstrøelse, organisk industriaffald og udsortering af en stor del af det organiske husholdningsaffald (halm og energiafgrøder er ikke inkluderet). Omkring halvdelen af ressourcen målt i biogasoutput stammer fra gylle fra landbruget.

Biogasproduktionen kan dertil øges ved tilførsel af halm. I Grundsценariet er det som nævnt forudsat, at 13 PJ af de 40 PJ halm til energiformål, er tilgængelig for biogasproduktion, termisk forgasning og/eller direkte forbrænding til el/varmeproduktion¹⁸. Hvis de 13 PJ halm i Grundsценariet blev anvendt til biogasproduktion alene, ville det med den forudsatte virkningsgrad på 55 % (se Tabel 10) resultere i yderligere 7 PJ biogas; dvs. en samlet biogasproduktion på 35 PJ.

Det antages i denne analyse, at ressourcen i år 2050 vil svare til det opgjorte potentiale for 2020. Det indebærer blandt andet, at landbrugsproduktionen i Danmark i år 2050 ligner den nuværende.

¹⁸ De resterende 27 PJ er som nævnt i forudsat allokert til bioethanol-produktion til transportsektoren baseret på det Flydende brændstofsценarie i projektet "Biogas og andre VE-brændsler til tung transport.

Hvis hele halmressourcen til energiformål blev anvendt til biogasproduktion, ville der kunne produceres i alt ca. 50 PJ biogas¹⁹.

Teknologidata for biogasanlæg, grundanlæg

Den typiske anlægsstørrelse antages at have et biomasseinput på 365.000 tons per år, hvilket svarer til de største anlæg, som opføres i dag.

Teknologidata er taget fra udkast til teknologikatalog opdatering 2016, som blandt andet bygger på analyser foretaget under Energistyrelsens Biogas Taskforce, herunder (Ea Energianalyse, 2014) og (Agrotech, 2016). De forudsatte teknologidata for biogas grundanlæg er angivet i Tabel 9.

Udviklingen i omkostninger over tid afspejler forventede læringskurveeffekter. Dataene er baseret på et biogasanlæg der anvender et mix af biomasseinputs bestående af gylle, dybstrøelse, organisk industriaffald, og husholdningsaffald samt fast staldgødning mv. Ud fra tørstofandelen, brændværdien (18,0-18,5 GJ ton tørstof) samt biogaspotentialet for de forskellige biomasseinputs (GJ biogas/ton) er den samlede energieffektivitet for biogasgrundanlægget i 2050 beregnet til ca. 40 %. Det viser, at der som nævnt er en væsentlig del af kulstofindholdet og energiindholdet i biomassen, der ikke omdannes til biogas men som tilbageføres til jorden. De jordforbedrende egenskaber er generelt ikke værdisat i analysen.

Tabel 9: Teknologidata for biogas grundanlæg 365.000 tons/år (2016 kr.)

	Investering	D&V	Ydelse	Levetid
År	(Mkr./MJ/s)	(kr./GJ)	GJ/ton	år
2015	15,6	114	0,71	20
2020	13,1	103	0,75	20
2030	11,8	99	0,75	20
2050	10,6	96	0,75	20

Drift og vedligeholdelsesomkostninger inkluderer køb og transport af biomasse samt varme og el til procesformål i anlægget. Køb og transport af biomasse udgør for grundanlægget ca. halvdelen af de samlede drift og vedligeholdelsesomkostninger.

Teknologidata for biogasanlæg, halmanlæg

Disse teknologidata afspejler meromkostningerne ved at forøge halmmængden i et biogasanlæg svarende til et halminput på 1 MJ/s (nedre

¹⁹ 28 PJ biogas fra gylle mv. + (40 PJ halm x 0,55 GJ biogas/GJ halm) = 50 PJ biogas. (det overholder samtidig begrænsningen om, at der maksimalt kan iblandes halm svarende til, at halm tilvejebringer halvdelen af biogasoutputtet).

brændværdi af halmen). Da halmen alternativt kan bruges som brændsel i kedler m.v. angives her en virkningsgrad for omsætning af halmen til biogas (nedre brændværdi). Virkningsgraden er forudsat at være 55 % fra 2020 (dvs. dermed også i 2050) svarende til en forbedring i forhold til dagens virkningsgrad på ca. 50 %²⁰.

Tabel 10: Teknologidata for biogas, halmtillæg (2016 kr.)

	Investering	D&V	Virkningsgrad (halm til gas)	Levetid
År	(Mkr./MJ/s)	(kr./GJ)	% (energi)	år
2050	1,7	9,8	55	20

Udgiften til drift og vedligehold indeholder proces el- og varme til forbehandling af halmen mv. (0,002 GJ el/ton halm), men ikke indkøb af selve halmen. Tallene bygger på en rapport udført under Energistyrelsens Biogas Taskforce i 2016. (Agrotech, 2016). Det kan nævnes, at man i nogle biogasanlæg (fx Biogasanlægget i Lemvig) har oplevet udfordringer forbundet med halmtilsætning, idet halm (og dybstrøelse) har dannet flydelag på toppen af tanken. Det forventes dog at sådanne udfordringer er løst i 2050.

Som det ses, er halm en investeringsmæssigt forholdsvis billig måde at forøge biogasproduktionen, men med en ringe biomasse-til-gas-virkningsgrad (55 %) sammenlignet med andre konverteringsteknologier, for eksempel forgasning (70-75 % forudsat i 2050). Virkningsgraden er endnu lavere for biogas-grundanlægget. Det skyldes, at en stor del af biomasseinputtet til grundanlægget er gylle; og at gylle udgør biologisk materiale, der allerede har været igennem en biologisk omsætning i kvæg. Dermed er den let omsættelige del af det organiske materiale allerede blevet omsat, mens den resterende del er mere svært omsættelig.

Biogasproduktionen fra halm per vægtenhed er forudsat at være 8,6 GJ/ton²¹, hvilket er mere end 10 gange større end biogasproduktionen fra biomassemixet i biogasgrundanlægget (0,75 GJ/ton). Biogasproduktionen fra grundanlægget er bl.a. lav i sammenligning pga. det store vandindhold i gylle, som udgør en stor del af blandingen. Derfor kan der ved at tilsætte blot en mindre mængde halm opnås betydeligt større samlet biogasoutput fra anlægget.

²⁰ Kilde: Udkast til teknologikatalog-opdatering 2016, som blandt andet bygger på analyser foretaget under Energistyrelsens Biogas Taskforce, herunder (Ea Energianalyse, 2014) og (Agrotech, 2016)

²¹ 18,5 GJ halm/ton TS x 0,85 ton TS/ton x 0,55 GJ biogas/GJ halm = 8,6 GJ biogas/ton halm.

Biogas opgradering

Opgradering af rå biogas til Bio SNG kvalitet indebærer et mindre procesanlæg til fjernelse af CO₂, vand, partikler og uønskede gasarter som ammoniak og svovlbrinte. Da de fjernede gasarter indeholder en mindre del metan (under 1 %) er det også nødvendigt, at behandle denne termisk eller katalytisk for at undgå udslip til atmosfæren af drivhusgassen metan. Endelig skal anlægget tilsluttes til naturgasnettet og komprimeres til det ønskede tryk, i dette tilfælde 40 bar.

Teknologidata er taget fra udkast til teknologikatalog opdatering 2016, som blandt andet bygger på (Ea Energianalyse, 2014) og (Svensk Gasteknisk Center, 2013). Biogasopgradering er en relativt moden teknologi, hvor der med tiden forventes læringskurve effekter. Endvidere forventes det muligt fra 2030 at bruge en teknologi med mindre el forbrug.

Tabel 11: Teknologidata for biogasopgradering (2016 kr.). (årgennemsnitlige virkningsgrader er angivet).

	Investering	Fast D&V	Forbrug af el	Bio SNG output	Typisk anlægsstørrelse	Levetid
År	(Mkr./MJ/s)	(kr./MJ/s/år)	(% af input)	(% af input)	(Nm ³ /h)	(år)
2015	3,6	90.000	5,3%	99%	1.000	15
2020	3,4	86.000	5,3%	99%	1.000	15
2030	3,3	81.000	3,2%	100%	1.000	15
2050	3,1	77.000	3,2%	100%	1.000	15

Biogas lagring

Biogasanlæg, hvor gassen aftages direkte til kraftvarme antages at have et tilknyttet simpelt lager af membrantypen, så driften af gasmotorerne kan tilpasses el-prisvariationer over døgnet. Størrelse kan optimeres for at afstemme produktion og forbrug. Typisk svarer størrelsen til nogle få dages produktion. Da lageret er trykløst regnes det ikke at koste energi at gemme gassen. Teknologidata er hentet fra (EUDP, 2016).

Tabel 12. Teknologidata for biogaslagre (2016 kr.)

Biogas lager	Investering	Fast D&V	Variabel D&V	Virkningsgrad	Fylde tid	Kapacitet
	(kr./GJ)	(kr./GJ/år)	(kr./GJ)	(%)	Timer	
	5.200	52 (1%)	0	100%	24	Få dage

Drivhusgas reduktion ved biogasproduktion

Ved at forgasse især gylle men også dybstrøelse (gødning) fra husdyr opnås en reduktion i udledningerne af drivhusgasserne metan og lattergas til atmosfæren sammenlignet med traditionel udbringning på landbrugsjord. De sparede drivhusgasudledninger for de pågældende input anslås i Københavns Universitets samfundsøkonomiske beregning (Jacobsen, 2013) og med en fordeling af input til biogasanlæggene (2020) baseret på tilgængelige ressourcer, eksklusive halm, og energiafgrøder (Agrotech, 2013), kan virkningen anslås (se Tabel 13)²². Drivhusgasvirkningen af lattergas- og metanemissionerne er angivet i CO₂-ækvivalenter (CO₂-eq.), hvor det er indregnet, at fx 1 kg metan har en drivhusgasvirkning, som svarer til 22 kg CO₂. I tabellen er den sparede drivhusgasudledning beregnet for hver inputfraktion (fx kvæggylle).

Tab af metan fra biogasanlægget som følge af utætheder repræsenterer omvendt en øget drivhusgasudledning og metantabet sættes her til 1% af den producerede biometan²³. De sparede drivhusgasudledninger er imidlertid større, og som vist i Tabel 13 er den samlede reduktion i drivhusgasudledningen beregnet til 37 kg CO₂-eq/GJ biogas²⁴.

Tabel 13. Antaget reduktion i drivhusgasudledning for biogasproduktion (angivet i CO₂-eq.)

	Lattergas	Metan	Andel af input til biogasanlæg (ton/ton)	CO ₂ -reduktion Kg / GJ biogas
	Kg CO ₂ eq/ton	Kg CO ₂ eq/ton		
Kvæggylle	12,8	1,9	38%	13
Svinegylle	11,2	13,2	46%	26
Fiberfraktion, kvæg	39,1	13,3	8%	2
Fiberfraktion, svin	35,9	96,7	1%	1
Metanudslip (1% forudsat)				- 4
I alt			93%	37

Ved biogasproduktion med halmtilsætning fås en CO₂ reduktionseffekt på ca. det halve pr. produceret energienhed, da halvdelen af energien i biogassen i dette tilfælde stammer fra halmen. Der ses bort fra sparede udledninger fra andre input (affald m.v.).

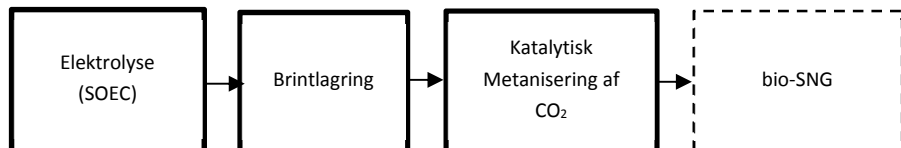
²² En ny rapport fra Århus universitet (biogasproduktions konsekvenser for drivhusgasudledning i landbruget) vurderer dog at sparede drivhusgasudledninger er lavere, med mindre rutiner omkring afhentning og håndtering af gylle hos landmændene ændres.

²³ Målinger viser, at metanudslippet på visse biogasanlæg i dag er væsentligt større, således at gennemsnittet sandsynligvis er over 2%. Dette ventes dog kraftigt nedbragt indenfor få år.

²⁴ Ud fra addition af de enkelte bidrag per GJ biogas.

6.3 Brint teknologi og CO₂-metanisering

I et fremtidigt energisystem baseret på en høj andel af vedvarende energikilder som vind- og solkraft, kan det være relevant at konvertere overskydende el produktion og lagre den som brint. Brinten kan derefter bruges til at opgradere CO₂ fra biogas eller termisk forgasning til metan, som kan distribueres og lagres i naturgasnettet.



Teknologidata for disse processer bygger på igangværende EUDP projekt "Analysis for Commercialization of Hydrogen Technologies" og det herunder udviklede teknologikatalog for brintteknologier (EUDP, 2016).

Det forudsættes her, at elektrolyse kan ske med brændselscelleteknologi af SOEC typen ved høje temperaturer (damp-elektrolyse), hvorved der kan opnås en høj virkningsgrad. Reguleringsevnen er også høj. SOEC er i dag på udviklings/demonstrationsstadiet, og det skal derfor understreges, at fremskrivningen af omkostninger og virkningsgrad for denne teknologi er forbundet med væsentlig usikkerhed. I år 2050 forudsættes teknologien at være modnet og kommercielt anvendelig og at kunne omsætte el til brint med en virkningsgrad på 79 % (målt ved nedre brændværdi og som gennemsnit over hele levetiden²⁵), hvilket er tæt på det teoretiske maksimum på ca. 82%. For anlæg, der i dag er kommercielle, som fx alkalisk elektrolyse, er virkningsgraden godt 10 %-point lavere.

Der er taget udgangspunkt i et SOEC-anlæg, der anvender el til at dække procesvarmebehovet. Dette elforbrug trækker ned i el-til-brint-virkningsgraden. Hvis SOEC-anlægget blev integreret med metaniseringsanlægget, ville overskudsvarmen fra metaniseringsanlægget kunne udnyttes til at dække procesvarmebehovet (metaniseringsanlægget generer damp med den fornødne temperatur på 150 °C). Derved ville el-til-brint virkningsgraden for SOEC-anlægget kunne øges til 92 %²⁶. I modellen er SOEC-anlægget af simplificeringshensyn ikke modelleret som et sådant integreret anlæg. Det resulter som forklaret i en lidt lavere el-til-brint virkningsgrad. Til gengæld er det så sikret, at overskudsvarmen fra metaniseringsanlægget udnyttes til fjernvarme.

²⁵ Målt som øvre brændværdi ville virkningsgraden være 93 %.

²⁶ Technology data for Hydrogen technologies (2016).

Brintlageret forudsættes at bestå af stålflasker ved 175 bar. Det er ifølge beregninger i projektet Green Natural Gas (2013)²⁷ den billigste from for brintlager for lagerstørrelser op til 1,9 million Nm³ (ca. 21.000 MWh). Brintlagre tilknyttet elektrolyse- og metaniseringsanlæg efter biologisk eller termisk forgasning må forventes at være under denne størrelse. Dette særligt i betragtning af, at brintlagringen primært vil have en rolle i forhold til at sikre at elektrolyseanlægget kan slukkes i timer med høje elpriser.

Katalytisk metanisering af CO₂ er endnu på demonstrationsstadiet men antages kommercielt tilgængelig i 2050. Der antages samme teknologidata for metaniseringsanlæg til CO₂ fra termisk forgasning og til biogas.

Det er også muligt at metanisere CO₂ med biologiske processer, men dog formentlig vanskeligt at opskalere. Denne teknik kan derfor være særlig interessant i forbindelse med biogasproduktion men behandles ikke nærmere her. Det er i kommenteringen af rapporten blevet anført, at man ved metanisering i forbindelse med termisk forgasning kan tilsætte brint direkte til syngassen, hvorved man opnår det optimale forhold mellem kulstof og brint og derved undgår CO₂-separationen. Denne løsning er ikke indregnet i analysen. Udnyttelse af ilt fra elektrolysen til den termiske forgasning kan også være en mulighed, men denne er heller ikke behandlet.

²⁷ Underground storage of Hydrogen – supplying calculations according to conclusions from meeting January 22, 2013.

Tabel 14: Forudsatte teknologidata for brint fremstilling, lagring og metanisering af CO₂ i år 2050 (kr. 2016)

2030 (kr. 2010)

Energibalance			Økonomi		
Brintfremstilling					
Input El	100	%	Investering:	2,54	Mkr./MWe
Output Brint	79	%	Fast D&V:	77.000	kr./MWe/år
Output Varme	0	%	Levetid	20 år	
Brint lagring					
Input brint	100	%	Investering	48.000	kr./MWh
Output brint	90*	%	Fast D&V	972	kr./MWe/år
CO ₂ -metanisering					
Input Brint	100	%	Investering:	5,50	Mkr./MJ/s
Output Metan	78	%	Fast D&V:	275.000	kr./MJ/s/år
Output Varme	17	%	Levetid	20 år	

*Brændselsforbruget til kompressorarbejde er indregnet i virkningsgraden (der er ikke noget nævneværdigt udslip af brint fra lageret).

Investeringsomkostningerne for SOEC-elektrolyseanlæg, som er baseret teknologikataloget fra EUDP-projektet "Analysis for Commercialization of Hydrogen Technologies" (2016), repræsenterer best-case estimer og forudsætter, at investeringsomkostningen per MW frem til 2050 reduceres markant.

Ved metanisering af CO₂ i forgasningsgas med tilsat brint kan den resulterende mængde af bio-SNG fordobles, når alt kulstof i gassen udnyttes.²⁸ Ved metanisering af CO₂ i biogas med tilsat brint kan den resulterende mængde af bio-SNG øges med 50%, når al CO₂ i gassen udnyttes.²⁹ I begge tilfælde produceres opgraderet "grøn" gas af naturgaskvalitet.

I modellen undersøges det, hvorvidt det i optimeringen er rentabelt at foretage investeringer i SOEC-elektrolyseanlæg til brintfremstilling samt i metaniseringsanlæg. Hvis der dertil investeres i et brintlager, kan

²⁸ Baseret på en gassammensætning angivet i (Tunå & Hulteberg, 2014), Table 1 Milena.

²⁹ Baseret på et forhold mellem metan og CO₂ i biogas på to til en.

brintproduktionen fra SOEC-elektrolyseanlægget køre fleksibelt efter elpriserne og vil således ikke være bundet til at følge produktionen af forgasningsgas (eller biogas). Alternativt kan der kombineres med en gasmotor, som anvender forgasningsgassen (eller biogassen) til elproduktion i perioder hvor elprisen er høj, mens elektrolyseanlægget producerer brint til metaniseringen i perioder hvor elprisen er lav. For SOEC-anlæg koblet til biogasanlæg, kan der også opnås fleksibel drift ved investering i et biogaslager. Det er forudsat, at SOEC-anlæg i 2050 kan reguleres kontinuerligt og kan køres med hyppig start og stop.

Jo mere fleksibelt SOEC-anlægget kører i forhold til elprisvariationer, desto lavere elforbrugsomkostninger kan der opnås. På den anden side forudsætter den fleksible drift, at der investeres i merkapacitet (lagerkapacitet og overkapacitet på SOEC-anlægget eller i form af et gasmotoranlæg). I optimeringen undersøger modellen, om det er rentabelt at investere i SOEC-elektrolyseanlæg og metaniseringsanlæg; og derunder hvorvidt det i så fald kan svare sig at foretage investeringer, der muliggør fleksibel drift.

6.4 Forudsætninger om øvrige teknologier

Gasmotorer til kraftvarmeproduktion er antaget at have virkningsgrader i den lave ende af teknologikatalogets antagelser for 2050, hvor der blandt antages at virkningsgrader på over 50% kan opnås ved *combined cycle* anlæg eller lignende.

Da gasmotorer allerede er en veludviklet teknologi, antages i stedet, at de nuværende høje virkningsgrader for større motoranlæg (omkring 44%) ikke stiger nævneværdigt. Brændslerne naturgas, biogas og bio-SNG antages at være ligeværdige, hvorimod forbrænding af en "tyndere" forgasnings gas med mere CO og brint forventes at give ringere ydelse og lidt lavere el-virkningsgrad.

Tabel 15: Forudsatte teknologidata for gasmotorer i år 2050 (kr. 2016)

	Investering (Mkr./MJ/s)	Fast D&V (tusinde kr./MJ/s/år)	Variabel D&V (kr./GJ)	El virkningsgrad (%)	Varme virkningsgrad (%)
Gasmotor (naturgas/bio- SNG/biogas)	4,58	-	8,4	45%	47%
Gasmotor (forgasningsgas)	4,58	-	8,4	42%	50%

Motorerne har god reguleringsevne, men er afhængige af at kunne afsætte varme til et fjernvarmenet.

Vedr. forudsatte teknologidata for øvrige teknologier henvises der til teknologikataloget.

7 Sammenligning af teknologiomkostninger

I dette kapitel vises en direkte sammenligning af de omkostninger til energiproduktion, som følger af de forudsatte teknologidata, brændselspriser og andre nøgledata for perioden 2015 til 2050. Sammenligningerne foretages uafhængigt af optimeringsmodellen, idet der er antages faste årlige driftstider for anlæggene. Der er i sammenligningen forudsat 8000-8760 fuldlasttimer for alle teknologier. I optimeringsmodellen vil driften af de teknologier der investeres i afhænge af hvad der i et systemperspektiv giver de laveste omkostninger, og hvorvidt det er rentabelt at investere i lagre osv.

For alle teknologier angives såkaldte LCOE (*levelised cost of energy*), der medtager investeringer, drifts-, brændsels- og emissionsomkostninger. Dertil medregnes indtægter fra salg af overskudsvarme som fjernvarme med en fast værdi af 60 kr./GJ³⁰. Eventuelle afgifter og tilskud medregnes ikke. Kapitalomkostninger indregnes svarende til anlæggenes levetider og en realrente på 4%.

De derved beregnede energiproduktionsomkostninger svarer til de samfundsøkonomiske omkostninger, dog uden indregning af skatteforvridningstab og nettoafgiftsfaktor. Der skelnes i det følgende mellem energi til forskellige anvendelser, jf. de tre teknologispor for termisk forgasning af biomasse. Det skal bemærkes, at usikkerhederne er store i flere af de benyttede antagelser og estimater, og resultaterne kan derfor ikke tages som absolutte konklusioner for de indbyrdes konkurrenceforhold mellem teknologierne.

7.1 Gas til kraftvarmeproduktion

Elektricitet og fjernvarme kan produceres med gasmotorer med gas fra forskellige kilder:

- Biogas
- Forgasningsgas fra små forgassere med luft
- Naturgas

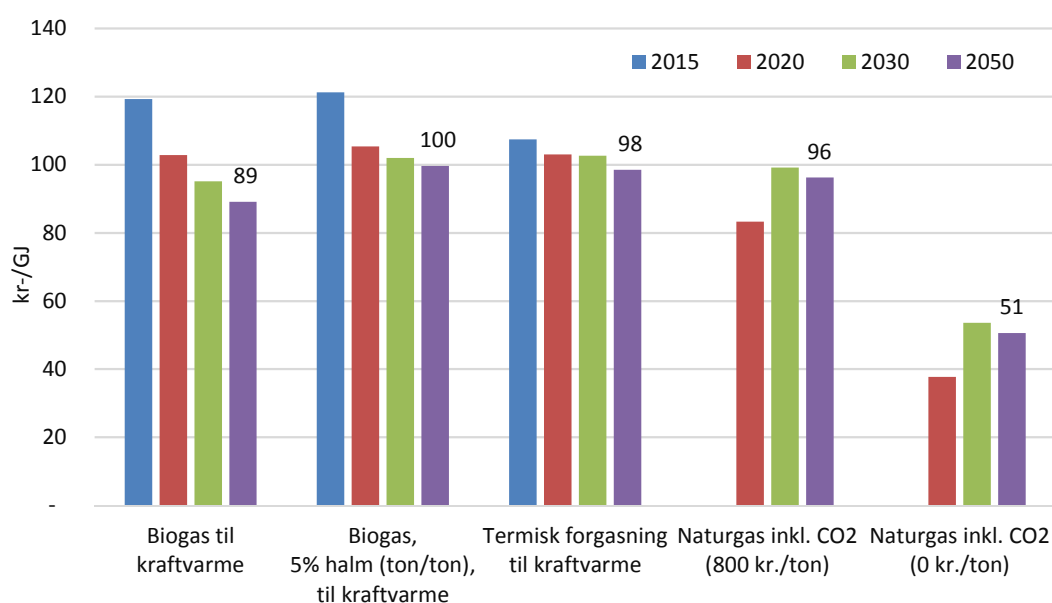
Beregnelsen sammenligner produktionsprisen for energiindholdet i gassen (kr./GJ).

For biogas medtages både et anlæg med og uden anvendelse af halm, og der medregnes et biogaslager svarende til et døgn's produktion. Endvidere

³⁰ I optimeringsmodellen vil varmeprisen afhænge af den marginale varmeproduktionsomkostning i det givne område og til det givne tidspunkt. I scenarierne er den gennemsnitlige årlige varmepris 37-64 kr./GJ på tværs af områder.

medregnes værdien af ækvivalent CO₂-reduktion fra biogasproduktion som følge af undgået udslip af drivhusgasser i landbruget.

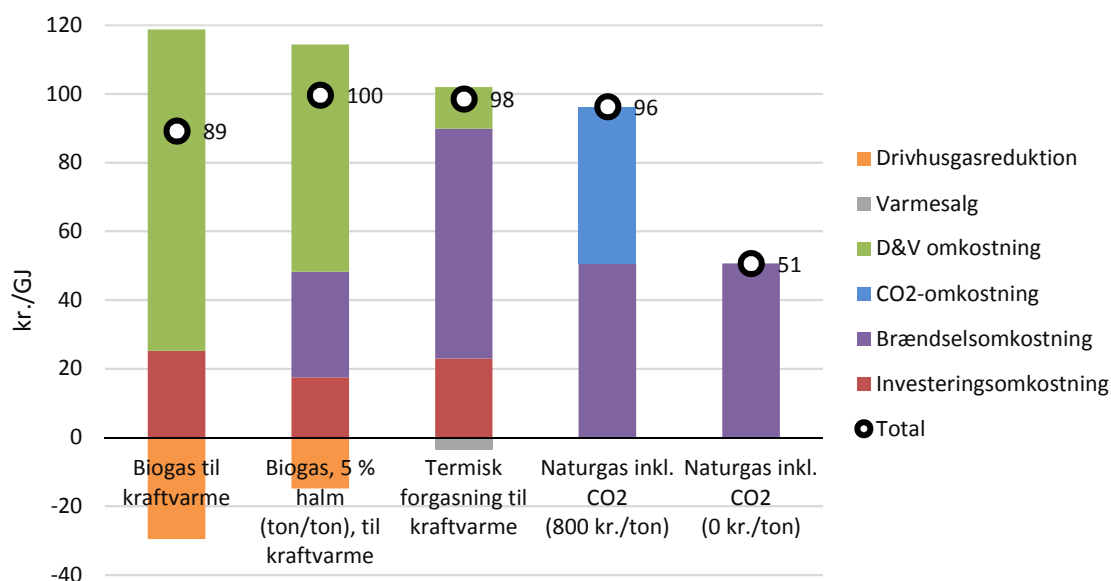
For termisk forgasning er LCOE vist for træflis som brændsel. Da der alene ses på gassens brændværdi tages det ikke i betragtning, at forgasningsgassen kan give lavere el-virkningsgrader i gasmotorer end andre gastyper. Omkostningen ved naturgas angives med og uden CO₂-emissionsomkostninger, for at vise indflydelsen af disse.



Figur 8. Sammenligning af produktionsomkostninger for gas til kraftvarmeproduktion (LCOE). Naturgasprisen er baseret på IEA's 450 ppm CO₂-eq. scenarie fra World Energy Outlook 2015.

Reduktionen i produktionsomkostninger for biogas og termisk forgasning mod 2050 afspejler den forudsatte forbedring af teknologierne over perioden. Prisen på træflis og halm forudsættes som vist i Figur 6 at stige mod 2050, hvilket i et vist omfang modvirker reduktionen i produktionsomkostningerne. Som det fremgår vil forgasningsgassen i år 2050 være lidt højere end prisen for naturgas og biogas.

Produktionsomkostningerne for teknologierne i 2050 er i Figur 9 vist opdelt på omkostningskategorier.



Figur 9. Sammenligning af produktionsomkostninger for gas til kraftvarmeproduktion (LCOE) opdelt på omkostningskategorier; for teknologiniveau forudsat i 2050. 8000-8760 fuldlasttimer er antaget. Naturgasprisen er baseret på IEA's 450 ppm CO₂-eq. scenarie fra World Energy Outlook 2015. For biogas er omkostningen til køb og transport af gylle inkluderet i D&V-omkostningen.

Det ses, at for termisk forgasning til kraftvarme er brændselsomkostningerne betydelige. Det skyldes, at kun en del af brændslet omsættes til gas (85 %), og at træflisprisen i 2050 forudsættes at være højere end naturgas (57 kr./GJ for træflis i forhold til 51 kr./GJ for naturgas). Dertil kommer investeringsomkostningen og D&V omkostninger. Nyttiggørelse af overskudsvarme fra forgasseren (5 % af brændslets energi-indhold) giver en omkostningsreduktion, som dog er beskeden. Som vist er den samlede produktionsomkostning for termisk forgasning en anelse højere end for naturgas selv ved den høje CO₂-pris på 800 kr./ton.

Udover de viste forskelle i produktionsomkostningerne i Figur 9 har forgassningsgassen en sammensætning der gør, at den ikke er realistisk at lagre; i modsætning til naturgas og biogas. Det betyder, at hvis forgassningsanlægget skal køre med den høje driftstid som er antaget i LCOE-beregningen for derved at udnytte kapaciteten bedst muligt; så skal den producerede forgassningsgas anvendes til kraftvarme kontinuerligt. Dermed kan gasmotorens drift ikke tilpasse fleksibelt til variationer i el (og varmeprisen), hvilket giver en lavere nytte af den producerede gas. Hvis gasmotoren omvendt optimeres efter elpris (og varmepris)-variationerne vil det være nødvendigt med en overkapacitet på forgasseren hvilket vil øge produktionsomkostningen på forgassningsgassen. Dette aspekt er ikke

afspejlet i LCOE-sammenligningen men indgår i system-optimeringsmodellen, hvor investeringer i de forskellige teknologier konkurrerer med hinanden. Den manglende lagringsmulighed gør det sværere for termisk forgasning til kraftvarme at konkurrere med biogas og naturgas til kraftvarme

For biogas er omkostningen til køb og transport af gylle som nævnt inkluderet i D&V-omkostningen. LCOE-sammenligningen viser, at de totale brændsels og D&V-omkostninger i 2050 er lidt højere for biologisk forgasning sammenlignet med for termisk forgasning, og det samme gælder investeringsomkostningerne (se Figur 9). Det der gør biogas til kraftvarme billigere samfundsøkonomisk er primært drivhusgasreduktionen, som har en nytte på 30 kr./GJ ved CO₂-prisen på 800 kr./ton. Dertil kommer lagringsmuligheden som beskrevet ovenfor.

Figuren viser også, at tilsætningen til halm i biogasanlægget øger de samlede samfundsøkonomiske produktionsomkostninger, idet drivhusgasreduktionen mindskes (gylle udgør en mindre del af biomasseinputtet), og idet brændselsomkostningerne samtidig øges.

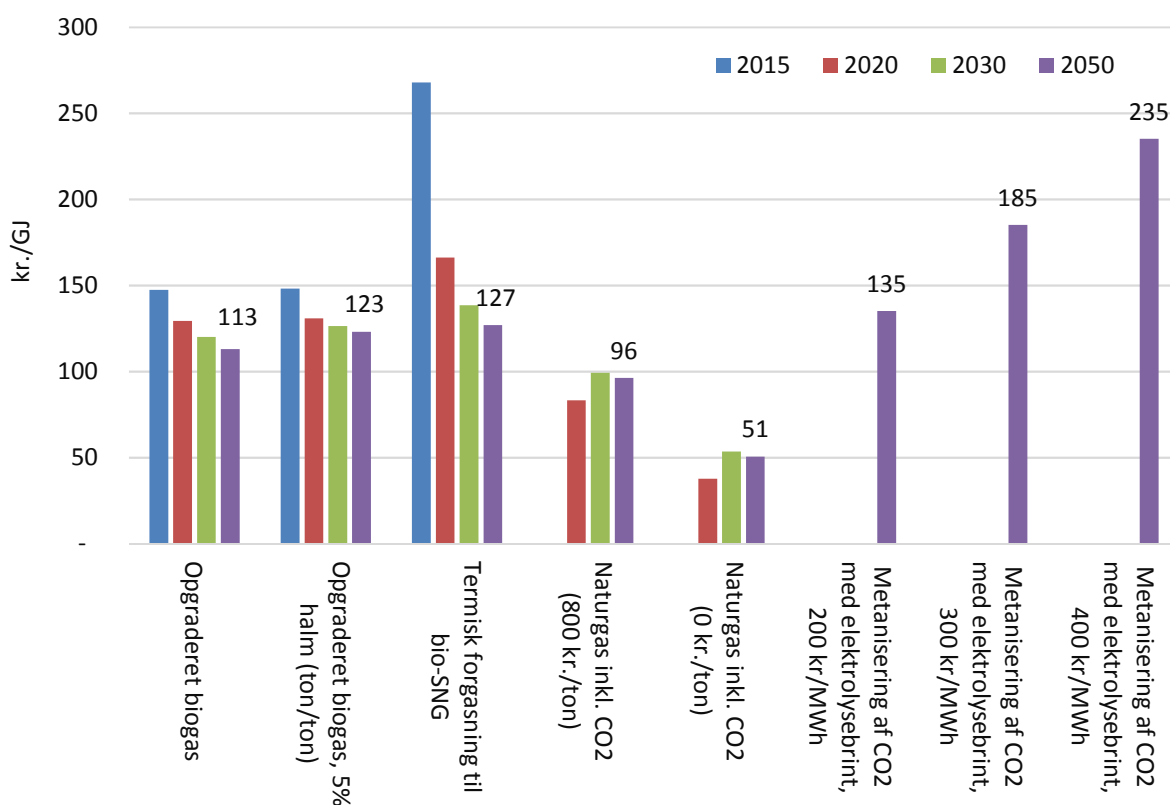
7.2 Gas til naturgasnettet

Gas kan opgraderes til bio-SNG/biometan og leveres til naturgasnettet, hvor det kan lagres og efterfølgende anvendes til forskellige formål. Gassen kan produceres fra forskellige kilder, hvoraf følgende belyses her:

- Opgraderet biogas, med og uden halm (benævnes biometan)
- Termisk forgasning af biomasse (benævnes bio-SNG)
- Naturgas (fossil), med og uden CO₂-udledningsprisen
- Metanisering af CO₂ med brint fra elektrolyse (bio-SNG/biometan)

Beregningen sammenligner produktionsprisen for energiindholdet i gassen (kr./GJ). For forgasningsgas antages træflis som brændsel.

For biogas medtages omkostninger til opgradering og værdien af ækvivalent CO₂-reduktion fra biogasproduktion som følge af undgået udslip af drivhusgasser i landbruget medregnes. Omkostningerne ved metanisering af CO₂ beregnes ved forskellige priser på el til fremstilling af brint (200-400 kr./MWh el), og der medregnes et brintlager svarende til 24 h produktion. CO₂ antages at være et gratis spildprodukt fra forgasning eller biogasproduktion.

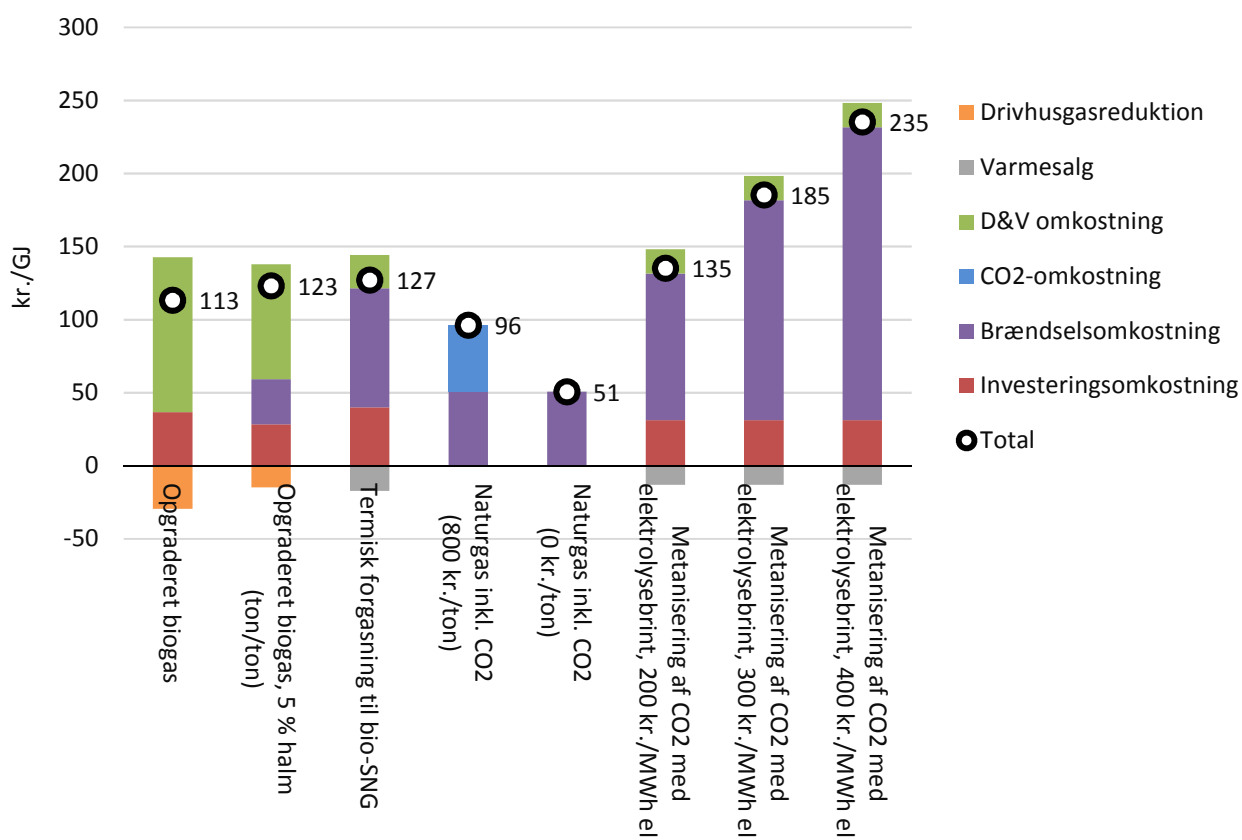


Figur 10: Sammenligning af produktionsomkostning for gas til naturgasnettet (LCOE). Naturgasprisen er baseret på IEA's 450 ppm CO₂-eq. scenarie fra World Energy Outlook 2015.

Som det fremgår vil termisk forgasning i år 2050 have svært ved at konkurrere direkte med såvel naturgas som biologisk forgasning til levering af gas af naturgaskvalitet. Dette selvom antagelserne om teknologiudviklingen giver en meget betydelig reduktion af omkostningerne ved bio-SNG fra termisk forgasning, mens produktionsomkostningerne fra opgraderet biogas kun falder lidt i pris.

Figuren viser, at produktionsomkostningerne for metanisering i høj grad afhænger af elprisen, og at elprisen skal være meget lav, under 200 kr./MWh før metaniseringen kan konkurrere med naturgas. Det skal bemærkes, at prisen for den elektricitet som elektrolyseanlægget bruger, godt kan være lavere end den gennemsnitlige elpris; hvis driften optimeres efter de perioder, hvor elprisen er lavest. Det skal også nævnes, at der kan være andre gevinster ved CO₂-metaniseringen, som ikke er medregnet. Bl.a. vil den ilt, som produceres ved elektrolyse af brint, kunne udnyttes af forgasseren så der spares energi til alternativ fremstilling af ilt.

Figur 11 viser produktionsomkostningerne for teknologierne i 2050 er opdelt på omkostningskategorier.



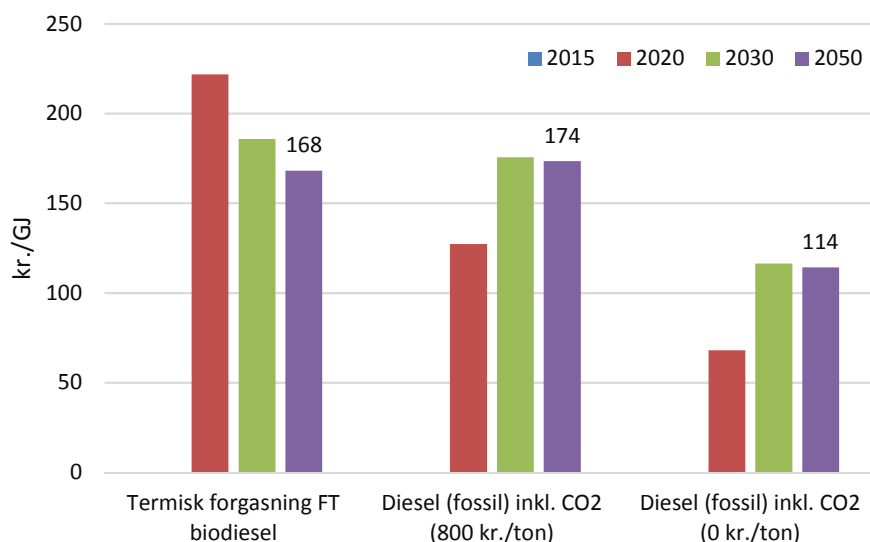
Figur 11. Sammenligning af produktionsomkostninger for gas til naturgasnettet (LCOE) opdelt på omkostningskategorier; for teknologiniveau forudsat i 2050. Naturgasprisen er baseret på IEA's 450 ppm CO₂-eq. scenarie fra World Energy Outlook 2015. For biogas er omkostningen til køb og transport af gylle inkluderet i D&V-omkostningen

Figuren viser samme mønster i omkostningsfordelingen for termisk forgasning til bio-SNG som for termisk forgasning til kraftvarme. For termisk forgasning til bio-SNG er investeringsomkostningen og D&V-omkostningen per GJ gas imidlertid højere, og det samme er brændselsomkostningen som følge af en lavere biomasse-til-gas-virkningsgrad (70 % i 2050).

Det ses tydeligt, at elforbrugsomkostningerne udgør størstedelen af produktionsomkostningerne for metanisering med elektrolyseproduceret brint, mens investeringsomkostningerne udgør en mindre del. Det kan nævnes, at investeringsomkostningerne i LCOE-beregningen fordeler sig på 53 % for selve metaniseringsanlægget, 34 % for SOEC-elektrolyseanlægget og 13 % for brintlageret.

7.3 Biobrændstof fra forgasning

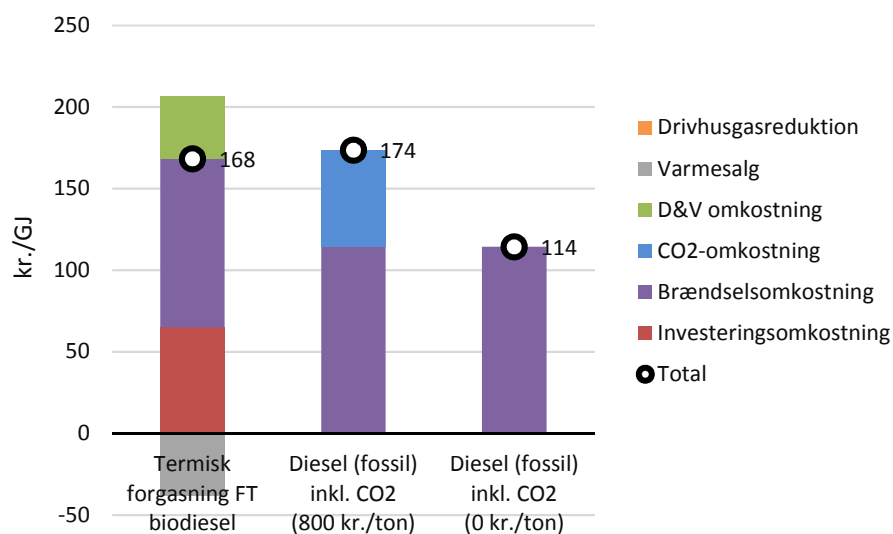
For syntetisk brændstof på basis af biomasse forgasning ses kun på fremstilling af diesel-lignende produkter ved brug af Fischer-Tropsch processen, som sammenlignes med de forventede priser på fossile brændsler.



Figur 12: Sammenligning af produktionsomkostning for flydende brændstof af diesel typen (LCOE). Letolieprisen er baseret på IEA's 450 ppm CO₂-eq. scenarie fra World Energy Outlook 2015

Med den antagne teknologiudvikling vil diesel fremstillet ud fra termisk forgasning i 2050 være konkurrencedygtig med konventionel diesel i tilfældet hvor CO₂-udledningsprisen er 800 kr./ton. I studiet "Biogas og andre VE-brændstoffer til tung transport" (Ea Energianalyse, 2016) har biodiesel på basis af termisk forgasning af biomasse da også en dominerende rolle, som vist i Figur 4, hvor der både indgår biodiesel og Fischer-Tropsch baseret biokerosen til flybrændstof.

Produktionsomkostningerne for fremstilling af biodiesel ud fra termisk forgasning og Fischer-Tropsch er i vist opdelt på omkostningskategorier for 2050.



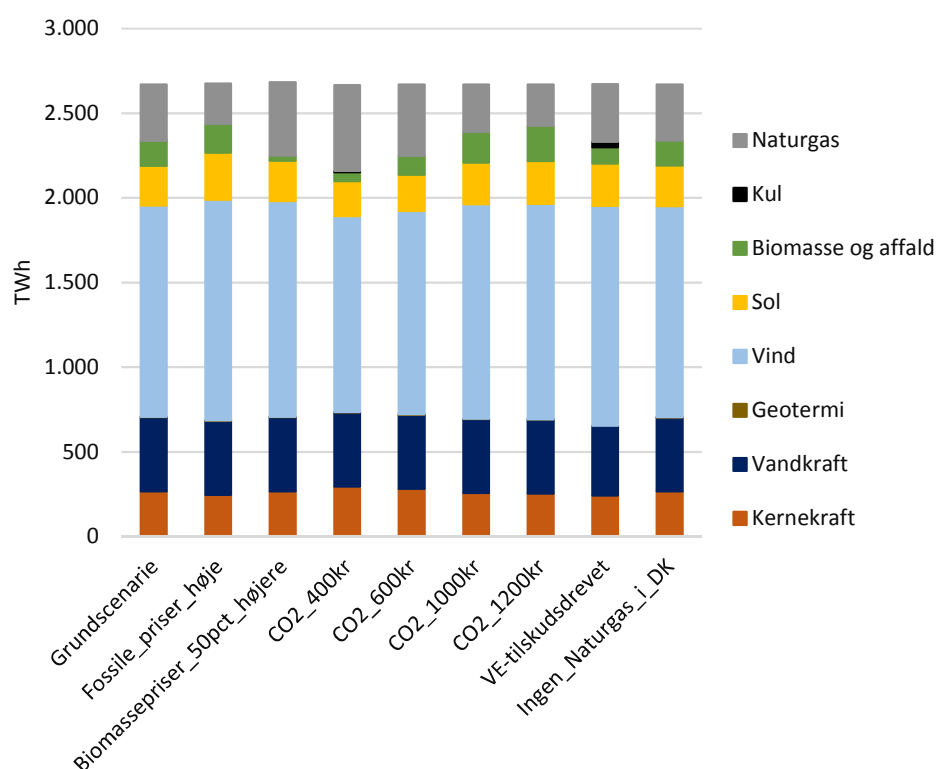
Figur 13. Sammenligning af produktionsomkostning for flydende brændstof af diesel typen (LCOE) for 2050 opdelt på omkostningskategorier. For diesel er letolieprisen baseret på IEA's 450 ppm CO₂-eq. scenarie fra World Energy Outlook 2015.

8 Resultater

I dette afsnit præsenteres resultaterne af de samfundsøkonomiske optimeringer af det sammenhængende energisystem. Resultaterne for Grundscenariet præsenteres sammen med resultaterne for de opstillede scenarievarianter.

8.1 Elsystemet i Central og Nordeuropa

Figur 14 viser elproduktionen i modellen i 2050 for det sammenhængende Central og Nordeuropæiske elsystem for en række forskellige scenarier med varierende rammebetingelser. Det ses, at der i alle scenarier er en høj andel af fluktuerende VE i 2050, herunder primært vind og sekundært sol.



Figur 14. Elproduktion i det sammenhængende Central og Nordeuropæiske elsystem i 2050 afhængig af rammebetingelser (resultat af modeloptimering).

Der er her, som nævnt, ikke implementeret eventuelle politikker i landende omkring udfasning af fossile brændsler i 2050, men alene foretaget en samfundsøkonomisk optimering. Det kan bemærkes, at der i dette perspektiv og med anvendte brændselspriser i de fleste af scenarierne; herunder en

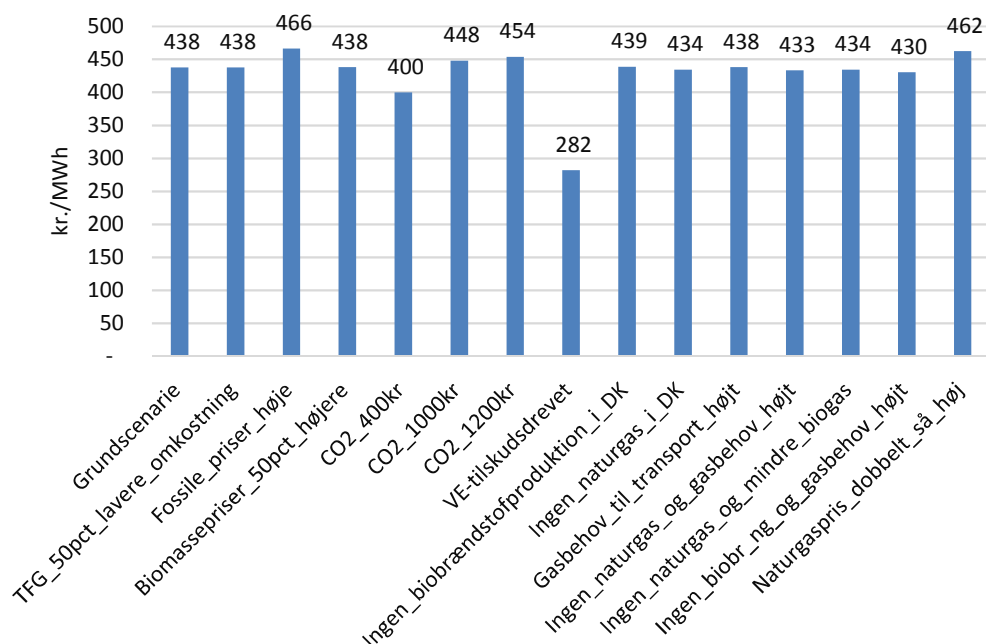
naturgaspris på 51-72 kr./GJ³¹, indgår en betydelig mængde naturgasbaseret elproduktion i scenarierne i 2050. I scenariet med en naturgaspris på 102 kr./GJ; svarende til en dobbelt så høj naturgaspris som i Grundscenariet; er naturgassens anvendelse dog beskeden.

I de omkringliggende lande, som Danmark udveksler el med, indgår vandkraft og kernekraft, hvis udvikling i højere grad betinges af politiske målsætninger end af økonomi. Kapaciteten af vandkraft og kernekraft i 2050 er derfor baseret på planer for de givne lande og ikke investeringsoptimering. Elproduktionen fra vandkraft og kernekraft i omverdenen er derfor den samme på tværs af scenarierne.

8.2 Elprisen i Danmark

Elprisen er et output i optimeringsmodellen og afspejler den marginale elproduktionsomkostning. Elprinsniveauet og elprisvariationerne har betydning for konkurrencen mellem teknologierne i optimeringen.

Figur 15 viser den gennemsnitlige elpris i Danmark i 2050 i de forskellige scenarier.



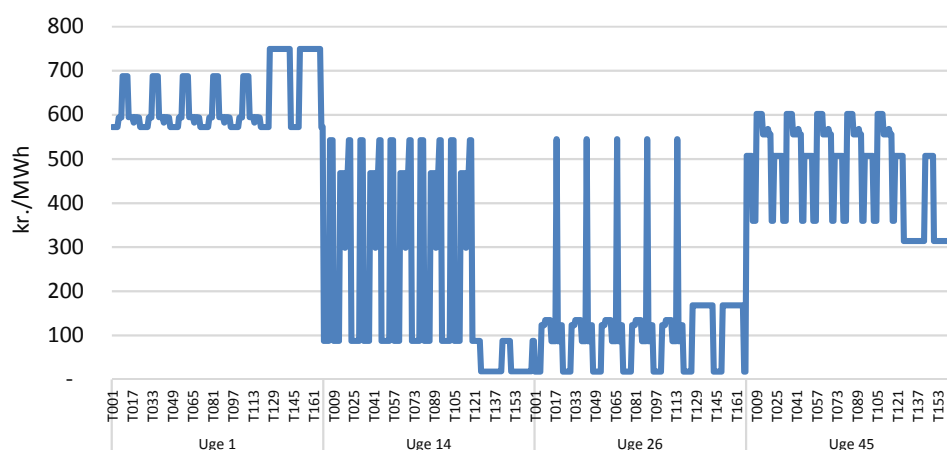
Figur 15. Gennemsnitlig elpris i Danmark i 2050 i forskellige scenarier (resultat af samfundsøkonomisk optimering).

³¹ En naturgaspris på 51 kr./GJ er forudsat som udgangspunkt ud fra IEA's 450 ppm scenarie. I scenariet med høje fossile priser er der antaget en naturgaspris på 72 kr./GJ baseret på IEA's New Policies scenarie.

Det ses, at den gennemsnitlige danske elpris ligger på omkring 400-470 kr./MWh i de fleste scenarier for 2050. Elprisen er dog betydeligt lavere, ca. 280 kr./MWh, i scenariet hvor der er antaget en VE-tilskudsrevet udvikling med lav CO₂-pris (150 kr./ton) og et generelt VE-tilskud (200 kr./MWh el). Elprisreduktionen dækker dels over, at de marginale elproduktionsomkostninger bliver lavere for fossilt fyrede anlæg (pga. lavere CO₂-pris i forhold til i Grundsценarie), og at de marginale elproduktionsomkostninger for VE-elproduktion reduceres som følge af VE-el-tilskuddet. Det er både anlægsinvesteringer og drift, der påvirkes.

Betydelige
elprisfluktuationer

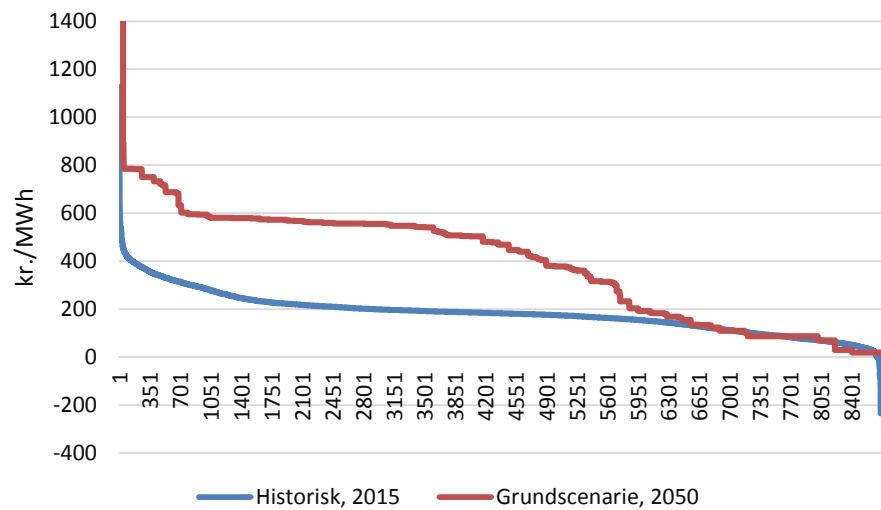
Den høje andel af fluktuerende elproduktion fra vind og sol i Danmark og i det central- og nordeuropæiske system som helhed i 2050 resulterer i betydelige elprisvariationer. Det er illustreret i Figur 16, som viser elpris-mønsteret for Østdanmark i modellen for 4 uger



Figur 16. Elpris-mønster i modellen for Østdanmark i modellen vist for 4 uger ud fra aggregeret modelkørsel.

Varighedskurve

Varighedskurven for elprisen i Østdanmark i modellen er vist på Figur 17 (vist for Grundsценariet for 2050). Elprisen rammer elprisloftet i få timer på 3000 € (ca. 22.000 kr./MWh), men på figuren er Y-aksen er afskåret for at tydeliggøre resten af varighedskurven. Til sammenligning er varighedskurven for den historiske elpris i Østdanmark i 2015 vist.



Figur 17. Varighedskurve for elprisen i Østdanmark i 2050 i modellen vist for Grundsценariet og sammenlignet med varighedskurven for den historiske elpris i 2015 i Østdanmark. Y-aksen er afskåret for at tydeliggøre den primære del af varighedskurven.

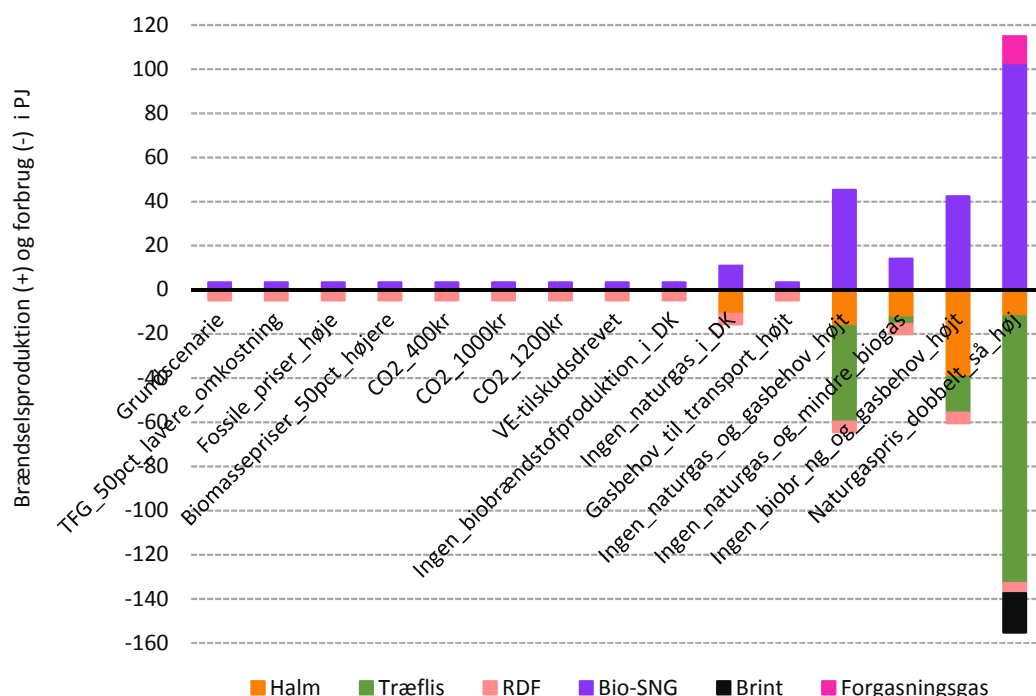
Det ses, at elpriseniveauet i Grundsценariet for 2050 er betydeligt højere end det i 2015 (gennemsnitligt 438 kr./MWh i 2050 i forhold til 183 kr./MWh i 2015). Det skyldes bl.a. den høje forudsatte CO₂-pris på 800 kr./ton i 2050, at de fossile brændselspriser var lave i 2015, samt at der i 2015 var en betydelig overkapacitet i elsystemet. Hertil kommer, at 2015 var et vådår (meget vandkraft der presser elprisen ned).

Derudover er varighedskurven for 2050 mere niveauopdelt end den historiske varighedskurve for 2015: der er en betydelig andel af året med høje elpriser og samtidig en væsentlig del af året hvor elpriserne er lave. Det skyldes de større mængder vind og sol i systemet i 2050 i forhold til i 2015.

8.3 Termisk forgasning

Figur 18 viser hvorvidt der i de samfundsøkonomiske optimeringer i scenarierne investeres i termisk forgasning. Figuren viser brændselsforbrug (negativt fortegn) og gasproduktion (positivt fortegn) på termiske forgasningsanlæg og opgraderingsanlæg. Forholdet mellem brændselsforbruget og gasproduktionen afspejler den forudsatte brændseffektivitet for forgasningsanlæggene (70 % for termisk forgasning til bio-SNG og 85 % for termisk forgasning til forgasningsgas egnet til kraftvarme). Produktion af forgasningsgas på figuren afspejler termisk forgasning rettet mod kraftvarme i gasmotorer, mens produktionen af bio-SNG repræsenterer den del, der indføres i gasnettet og anvendes fleksibelt til

transport, industriel procesvarme, individuel opvarmning og/eller som brændsel i gasturbiner og gasmotorer.



Figur 18. Brændselsforbrug og gasproduktion på termiske forgasningsanlæg og opgraderingsanlæg i Danmark i 2050 for forskellige scenarier (resultat af samfundsøkonomisk systemoptimering).

Termisk forgasning af RDF

Figuren viser, at det i alle de opstillede scenarier er samfundsøkonomisk fordelagtigt at anvende RDF (*refuse derived fuel*) til termisk forgasning. Som med det øvrige affald er det forudsat, at RDF skal behandles på den ene eller anden måde. Resultaterne peger dermed på, at der er samfundsøkonomisk fordelagtigt at forgasse RDF frem for at forbrænde det i affaldskraftvarmeanlæg eller affaldskedler.

Termisk forgasning af biomasse

Derimod har termisk forgasning af biomasse vanskeligere ved at konkurrere samfundsøkonomisk. I Grundscenariet kan termisk forgasning af biomasse selv med den høje CO₂-pris på 800 kr./ton således ikke konkurrere med naturgas. Det stemmer med LCOE-sammenligningen i Figur 10, hvor termisk forgasning til bio-SNG har højere produktionsomkostninger, 127 kr./GJ, gas end naturgas inkl. CO₂-omkostningen, 96 kr./GJ gas. At termisk forgasning af biomasse til kraftvarme i Grundscenariet ikke kan konkurrere med naturgas og biogas til kraftvarme skyldes især, at forgasningsgassen ikke kan lagres. Det gør det vanskeligt at udnytte kapaciteten på forgasningsanlægget fuldt ud og samtidig køre gasmotoren fleksibelt efter elpris-varianter. Dertil kommer

den lidt højere produktionsomkostning, 98 kr./GJ for forgasningsgas i forhold til naturgas, 96 kr./GJ inkl. CO₂-omkostningen, samt den lidt lavere elvirkningsgrad på gasmotoren grundet den tyndere forgasningsgas³².

Termisk forgasning af biomasse er heller ikke fordelagtigt i mange af de øvrige scenarier. En 50 % reduktion i investeringsomkostningerne på termisk forgasning, højere fossile brændselspriser (72 kr./GJ naturgas) eller en CO₂-pris på 1.200 kr. er som vist fx ikke tilstrækkeligt til at gøre termisk forgasning af biomasse samfundsøkonomisk attraktivt.

Termisk forgasning af biomasse (halm og træflis) bliver kun fordelagtigt i de scenarier, hvor naturgas er antaget udfaset i det danske energisystem, eller hvor naturgasprisen er dobbelt så høj som i Grundscenariet (dvs. ca. 102 kr./GJ); og CO₂-prisen samtidig er 800 kr./ton (dvs. 147 kr./GJ inkl. CO₂-omkostning). Det viser, at både naturgasprisen og CO₂-prisen skal været meget høj, før termisk forgasning af biomasse kan blive samfundsøkonomisk konkurrencedygtig.

Kombination af
gasmotorer og
metaniseringsanlæg

Som vist er det i næsten alle scenarier alene termisk forgasning til bio-SNG og ikke kraftvarme der indgår. Kun i scenariet med den høje naturgaspris anvendes indgår der også forgasningsgas til kraftvarme. I dette scenarie bliver metanisering ud fra elektrolyseproduceret brint samtidig også fordelagtigt. Således er naturgasprisen inkl. CO₂ i dette tilfælde så høj, at det kan svare sig at investere i termiske forgasningsanlæg i kombination med gasmotoranlæg og metaniseringsanlæg. Når elprisen er høj, anvendes den producerede forgasningsgas til kraftvarme, og når elprisen er lav, produceres brint ved elektrolyse, som sammen med forgasningsgassen anvendes i metaniseringsanlægget til fremstilling af bio-SNG. På årsbasis anvendes omtrent halvdelen af forgasningsgassen til kraftvarme og den anden halvdel til metaniseringsanlæg.

Elektrolyse og
metanisering

I ingen af de øvrige scenarier er elektrolyse og metanisering i forbindelse med termisk forgasning imidlertid konkurrencedygtigt. Det er i overensstemmelse med LCOE-sammenligningen i Figur 10, hvor metanisering med brændselspriserne og CO₂-prisen i Grundscenariet har betydeligt højere omkostninger, 235 kr./GJ (ved en pris på el til brintfremstilling på 400 kr./MWh) i forhold til naturgas inkl. CO₂-omkostning på 96 kr./GJ.

³² 42 % gennemsnitlig kondens-elvirkningsgrad for forgasningsdrevne gasmotorer i 2050 er antaget i forhold til 45 % antaget for gasmotorer drevet på naturgas/bio-SNG/biometan eller biogas.

Gasprisen indvirkning

Som vist er det samfundsøkonomiske potentiale for bio-SNG betragteligt større i scenariet med den høje naturgaspris end i scenariet, hvor naturgas er antaget udfaset i Danmark. Man kunne umiddelbart forvente, at bio-SNG potentialet højst kunne være lige så stort som i scenariet, hvor naturgas er udfaset i Danmark. Forklaringen er, at når der antages en dobbelt så høj naturgaspris påvirker det alle landende i det sammenhængende Central og Nordeuropæiske energisystem. Elprisen vil derved øges i de timer, hvor elprisen sættes af naturgas, dvs. hvor elprisen i forvejen er høj. Det gør det mere attraktivt at investere i elproduktionsteknologier, der er egnet til at udnytte høje elpriser i relativt få timer. Det øger rentabiliteten af fx gasturbiner, som har lave investeringsomkostninger per MW. Da bio-SNG udkonkurrerer naturgas ved den høje naturgaspris, resulterer dette i et større samfundsøkonomisk potentiale for bio-SNG. I modellen er alternativerne til naturgas i form af bio-SNG og biometan kun modelleret for det danske energisystem. Hvis mulighederne for termisk og biologisk forgasning også var modelleret for de øvrige lande³³, ville elprisstigningen som følge af den høje naturgaspris være mindre. Derved ville potentialet for bio-SNG i Danmark også være mindre end illustreret i Figur 18. Omfanget af bio-SNG-produktionen i denne scenarievariant skal derfor tolkes med dette forbehold.

Konkurrencen om halmressourcen

I den samfundsøkonomiske optimering anvendes i alle scenarier hele den halmressource, som er forudsat til rådighed til el, varme og gasproduktion (12,5 PJ i Grundscenariet). Resultaterne peger på, at det i et systemperspektiv; i de fleste scenarier er økonomisk mest fordelagtigt at anvende halmressourcen i halmkedler frem for til termisk eller biologisk forgasning. Kun i scenarierne hvor naturgas forudsættes udfaset, eller hvor naturgasprisen antages dobbelt så høj, bliver det rentabelt at anvende en del af halmen til termisk forgasning; primært til fremstilling af bio-SNG.

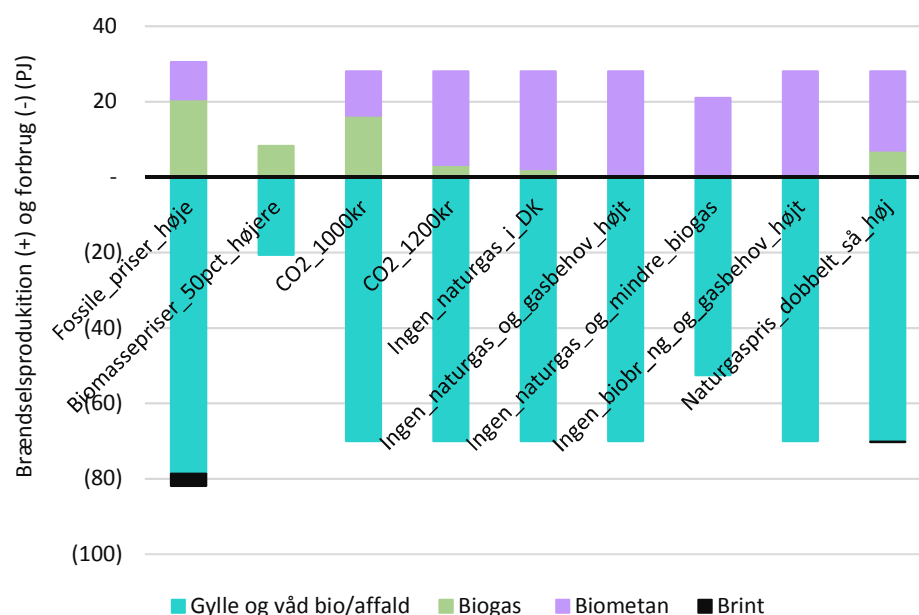
8.4 Biologisk forgasning

Figur 19 viser, hvorvidt biologisk forgasning er fordelagtig i den samfundsøkonomiske systemoptimering. Brændselsforbrug er vist med negativt fortegn og gasproduktioner med positivt fortegn. Den grønne gas produceret fra biologisk forgasning, som er af naturgaskvalitet, er her benævnt biometan for at kunne skelne den fra "grøn gas" produceret fra termisk forgasning; som er benævnt bio-SNG. Der er dog tale om den samme gaskvalitet. Forholdet mellem brændselsforbrug og brændselsproduktion afspejler den forudsatte energieffektivitet for biogasanlæg (40 % for biogas-

³³ Dette ligger uden for rammerne af dette projekt og ville øge den i forvejen høje modelkørstid gevaldigt.

grundanlæg ud fra det antagne mix af biomasse-input, hvor gylle der har et højt vandindhold udgør en stor andel). Den "rå" biogas-produktion på figuren anvendes i modellen i gasmotorer, og den del der opgraderes til biometan indføres i gasnettet og kan anvendes fleksibelt til transport, industriel procesvarme, individuel opvarmning og/eller som brændsel i gasturbiner og gasmotorer.

For de scenarier, der ikke er vist, betyder det, at investering i biologisk forgasning ikke er økonomisk attraktiv i de givne scenarier.



Figur 19. Brændselsforbrug og gasproduktion på biogasanlæg og opgraderingsanlæg i Danmark i 2050 for forskellige scenarier (resultat af samfundsøkonomisk systemoptimering). For de scenarier der ikke er vist, betyder det, at biogasproduktion ikke er økonomisk attraktiv i de givne scenarier.

Biologisk forgasning ikke attraktiv i Grundscenariet

Det ses, at det i Grundscenariet ikke er samfundsøkonomisk attraktivt at anvende gylle og våde biomasse/affaldsfraktioner til biogasproduktion; dette på trods af den antagne CO₂-pris på 800 kr./ton. Biologisk forgasning har således som termisk forgasning også vanskeligt ved at konkurrere samfundsøkonomisk med naturgas. Dette stemmer med teknologi-sammenligningen Figur 10, hvor biologisk forgasning har højere produktionsomkostninger naturgasprisen ved denne CO₂-pris.

El/varmeproduktions-teknologien har betydning

Ud fra LCOE-sammenligningen i Figur 8 kunne man umiddelbart forvente, at biogas til kraftvarme, 89 kr./GJ gas ville kunne konkurrere med naturgas til kraftvarme, 96 kr./GJ gas. Imidlertid tager LCOE-figuren ikke højde for

tekniske og økonomiske forskelle i de teknologier, der anvender den givne gastype. Biogas (dvs. ikke opgraderet) er af en kvalitet, der kun forudsættes egnet til gasmotorer, mens naturgas (og bio SNG/biometan) også kan anvendes i gasturbiner. Gasturbiner har ifølge teknologikataloget lavere investeringsomkostninger per MW end gasmotorer. Scenarierne for 2050 med de store mængder vind og sol peger på et behov for gasfyret kapacitet med relativt få fuldlasttimer (200-1.500). Ved denne type drift har gasturbinerne lavere samlede produktionsomkostninger end gasmotorer. Det giver naturgas/bio SNG/biometanfyret kraftvarme en fordel i forhold til biogaskraftvarme (og kraftvarme baseret på forgasningsgas).

Scenarievarianter

I optimeringen bliver biologisk forgasning attraktiv ved højere fossile brændselspriser (naturgaspris på 72 kr./GJ) eller 50 % højere biomassepriser eller hvis CO₂-prisen bliver 1.000-1.200 kr./ton (eller når naturgas forudsættes udfaset). Konkurrenceanvnen for biologisk forgasning bliver særligt styrket ved højere CO₂-priser, idet CO₂-gevinsten ved at undgå udspredning af gylle på marken derved øges; samtidig med at naturgas fordyres.

Biologisk vs. termisk forgasning

Biologisk forgasning er samfundsøkonomisk attraktiv i flere af scenarierne end termisk forgasning af biomasse (se Figur 18). Det afspejles også i, at i de scenarier hvor naturgas har høj pris eller udfases, anvendes biologisk forgasning først til det fulde potentiale (28 PJ biogas) og først derefter gøres brug af termisk forgasning. Dette billede stemmer overens med teknologi-sammenligningen i Figur 10, hvor biologisk forgasning til produktion af bio-SNG er billigere end termisk forgasning til bio-SNG. Figur 10 viser dog, at produktionsomkostningerne for biologisk og termisk forgasning ligger ret tæt økonomisk på hhv. 113 kr./GJ og 127 kr./GJ.

For biologisk forgasning kan der drages nyttes af, at biogas fra biogasanlægget kan lagres; i modsætning til forgasningsgas fra termisk forgasning hvor lagring ikke er realistisk. Det giver fleksibilitet i forhold til at kunne anvende biogassen mest effektivt og samtidig opnå en høj udnyttelse af produktionskapaciteten. I mange af scenarierne kombineres biogasanlæg, biogaslager, gasmotorer og opgraderingsanlæg; hvor biogassen kan anvendes i gasmotorerne når elpriserne er høje og opgraderes når elpriserne er lave.

Elektrolyse og metanisering

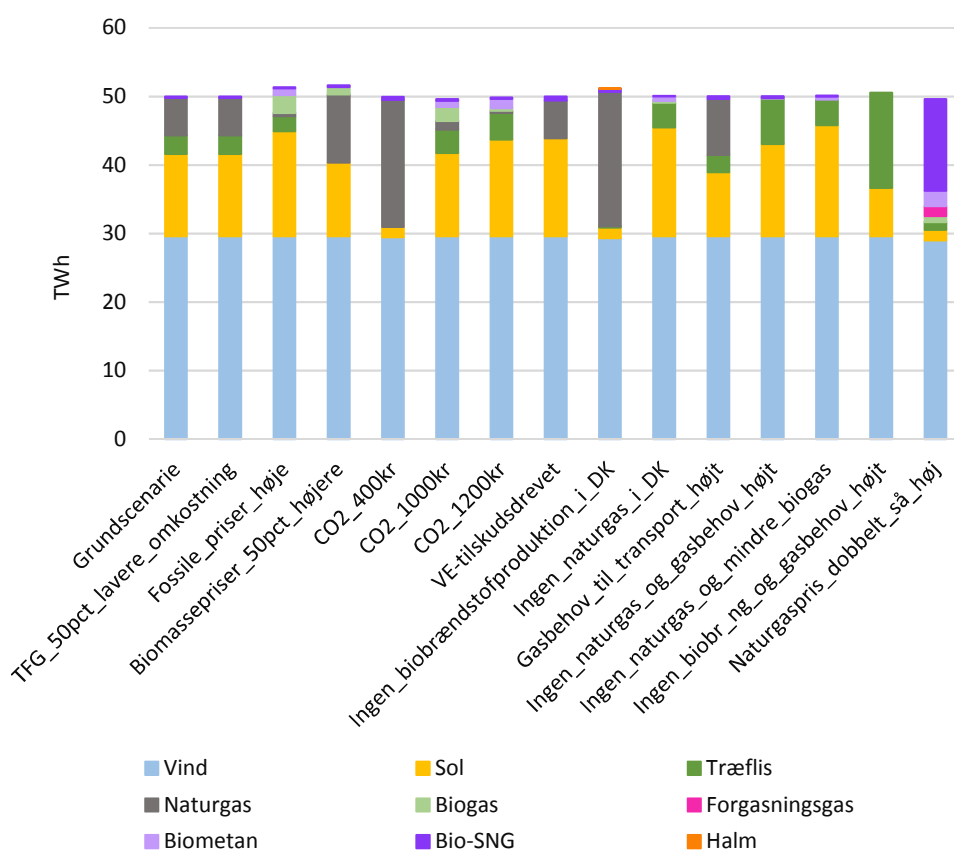
Figuren viser, at der kun i få scenarier og i mindre omfang gøres brug af brint (produceret fra elektrolyse) til at metanisere CO₂ i biogassen for derved at booste metanproduktionen. Analysen peger således på, at metanisering med brint i forbindelse med biologisk forgasning kun har et samfundsøkonomisk

potentiale i scenariet med høje fossile brændselspriser og i scenariet med dobbelt så høje naturgaspriser. Elektrolyseanlægget der forsyner metaniseringsanlægget med brint prioriteres for de perioder, hvor elprisen er lav.

I det følgende præsenteres det hvordan produktionen af el, fjernvarme og procesvarme er fordelt på brændsler.

8.5 Elproduktion

I Figur 20 er det vist, hvordan den danske elproduktion er fordelt på brændsler i scenarierne for 2050.



Figur 20. Elproduktion i Danmark i 2050 for forskellige scenarier opdelt på brændsler (resultat af samfundsøkonomisk systemoptimering).

Balance mellem elproduktion og -forbrug på årsbasis

På årsbasis produceres der i alle scenarier som minimum den mængde el, der er nødvendig til at dække det samlede danske elforbrug (inkl. klassisk elforbrug, individuelle varmepumper, elbiler, store varmepumper og elpatroner og elektrolyseanlæg til eventuel fremstilling af brint til metanisering). Dette elforbrug varierer lidt mellem scenarierne, primært som følge af at investeringer i store varmepumper til fjernvarmeproduktion

varierer. Eksempelvis er elproduktionen højere i scenariet hvor produktionen af flydende biobrændstoffer til transport ikke antages placeret i Danmark. I dette scenarie mangler de betydelige mængder overskudsvarme fra biobrændstoffabrikkerne, og der må derfor som erstatning investeres i en anden form for fjernvarmeproduktion. I scenariet er det store varmepumper der i vid udstrækning indgår som denne erstatning. Det resulterer i et øget elbehov og dermed en øget elproduktion.

Vind og sol

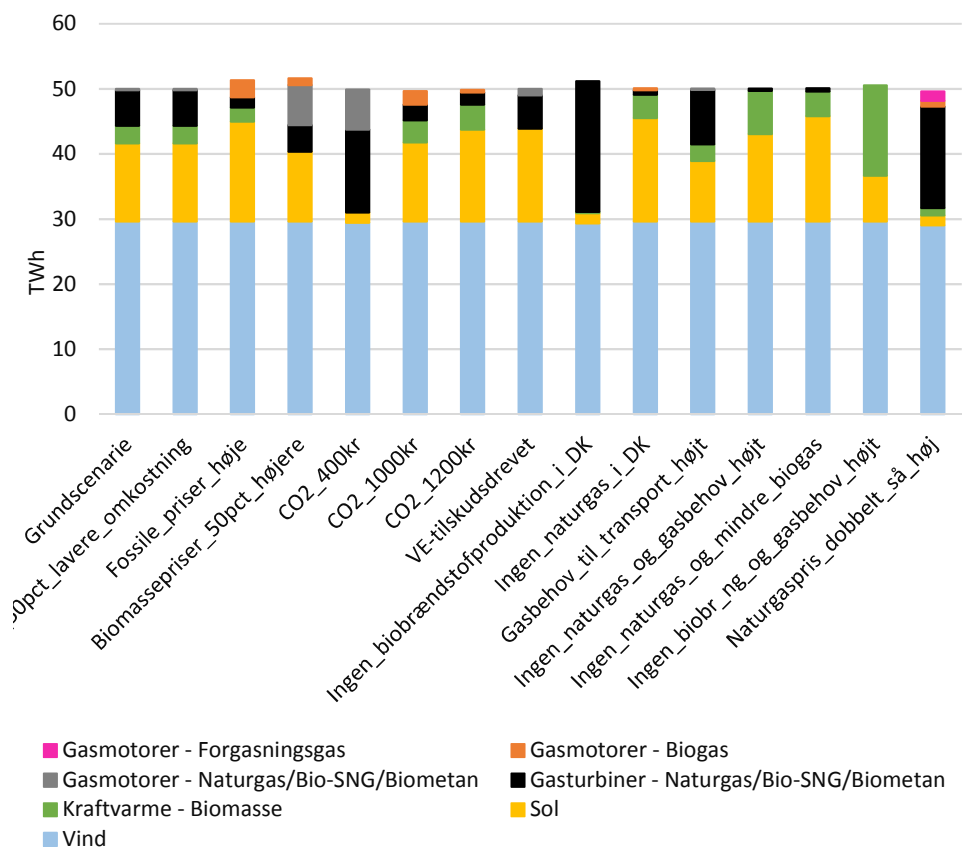
I alle scenarier er der en høj andel af vind og sol i elproduktionen; som i det Central- og Nordeuropæiske system som helhed (se Figur 14). Andelen af denne fluktuerende VE kan ses at være højere i Danmark, hvilket primært skyldes fraværet af vandkraft og kernekraft i det danske energisystem.

Den danske elproduktion fra vindkraft kan ses at være den samme i alle scenarier. Forklaringen er, at de besluttede havmølleparker frem til 2022 er forudsat realiseret (ca. 2.100 MW i alt), og at det i alle scenarier derudover er samfundsøkonomisk attraktivt at udnytte hele det danske landmølle-potentiale (6.500 MW). Endelig er det i ingen af scenarierne fordelagtigt at udbygge med yderligere havmøllekapacitet. Alt i alt bliver den installerede vindmøllekapacitet derfor den samme i alle scenarier.

Elproduktion fra "grønne" gasser

I scenarierne er det primært naturgas og træflis, der anvendes til at supplere den fluktuerende elproduktion fra vind og sol. De grønne gasser fra termisk og biologisk forgasning (bio-SNG/biometan, forgasningsgas og biogas) bidrager til en begrænset elproduktion i langt de fleste scenarier; 0,2-3,7 TWh svarende til 0,3-7 % af den danske elproduktion. Undtagelsen er scenariet med den dobbelt så høje naturgaspris, hvor særligt bio-SNG bidrager med en høj andel af elproduktionen.

Et billede af hvordan elproduktionen i scenarierne er opdelt på både teknologier og brændsler er angivet i Figur 21. Det ses bl.a., at det er gasturbiner og gasmotorer, der står for den naturgasbaserede elproduktion i scenarierne.



Figur 21. Elproduktion i Danmark i 2050 for forskellige scenarier opdelt på teknologier og brændsler (resultat af samfundsøkonomisk systemoptimering).

Det kan bemærkes, at biomasse-kraftvarmeværker i de fleste af scenarierne for 2050 ikke spiller nogen særlig stor rolle i den danske elproduktion. Det skyldes bl.a. den hårde konkurrence fra vind, sol og naturgasfyrede anlæg. Dertil er der i de fleste scenarier store mængder overskudsvarme fra de forudsatte biobrændstoffabrikker i Danmark i 2050 og samtidig er elforbruget i scenarierne betydeligt større end i dag som følge af den forudsatte øgede elektrificering af varme og transportsektoren³⁴. Det reducerer generelt potentialet for kraftvarme og øger i stedet behovet for regulerbar elproduktionskapacitet (se Figur 22). I Grundscenariet er det reducerede potentiale for kraftvarme bl.a. afspejlet i, at en stor del af elproduktionen fra gasturbinerne i scenarierne er fra kondensdrift og ikke kraftvarmedrift.

Med til forklaringen hører også at biomassekraftvarmeværker har relativt høje investeringsomkostninger per MW og egner sig bedst som grund/mellem last med et højt antal fuldlasttimer og hvor både el og varmeproduktion kan

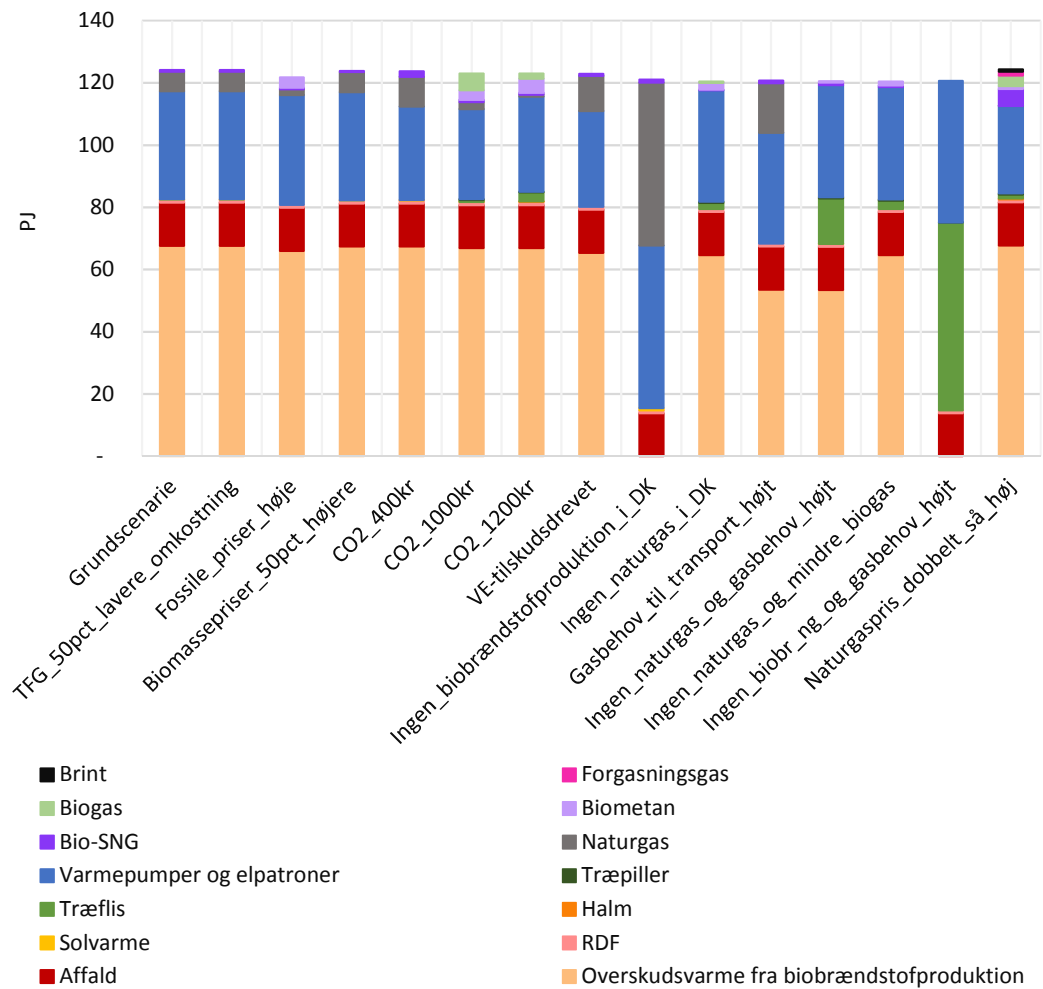
³⁴ Det samlede brutto elforbrug i Grundscenariet er ca. 50 TWh, dvs. markant højere end dagens elforbrug på ca. 34 TWh (Kilde: Energinet.dk, 2016: Energinet.dk's analyseforudsætninger 2016).

nyttiggøres (ca. 4.000-6300 fuldlasttimer el er observeret for biomassekraftvarme i scenarierne). Med de høje andele af vind og sol i 2050 og de store elprisvariationer bliver der i mange af scenarierne i højere grad brug for gasturbiner og gasmotorer, der har lavere investeringsomkostninger og som dermed er egnede til fleksibel drift med færre fuldlasttimer (typisk 100-1.500 fuldlasttimer el scenarierne), og hvor varmen ikke nødvendigvis skal kunne aftages.

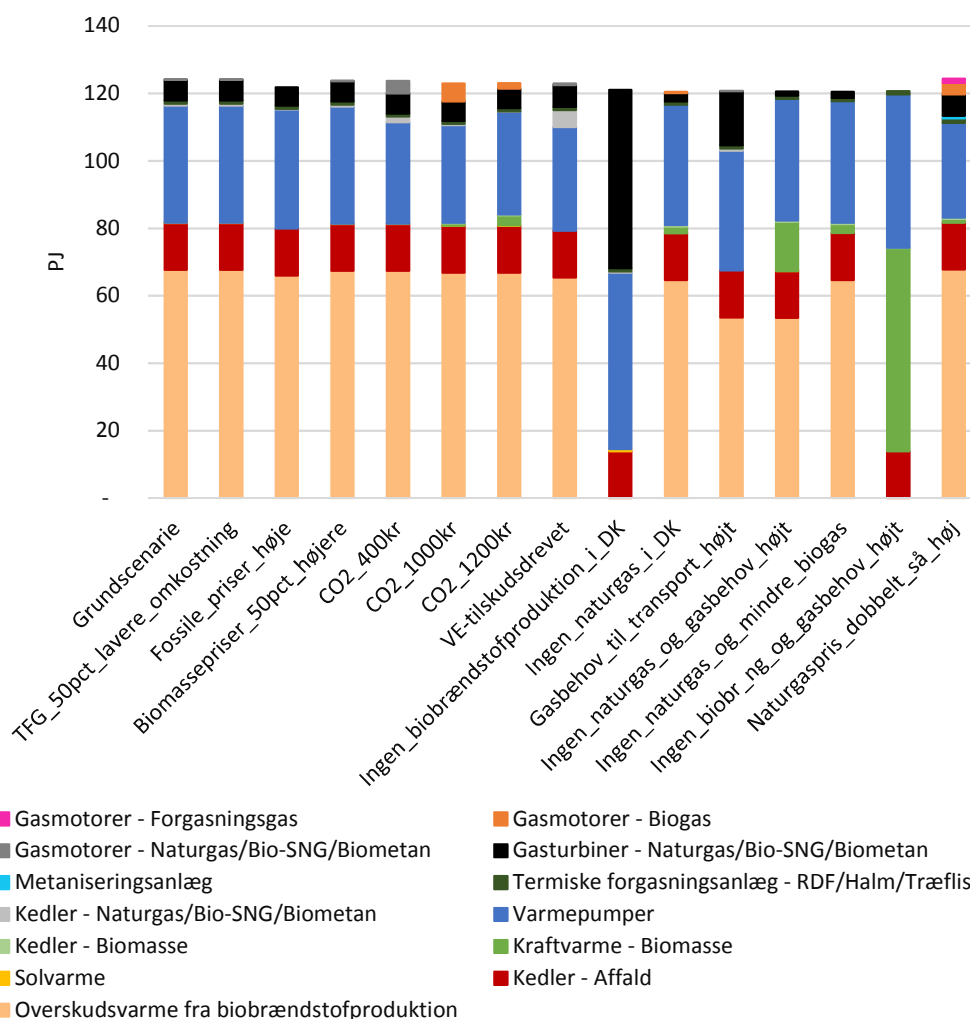
Det eneste scenarie hvor biomassebaseret elproduktion får en større rolle er scenariet, hvor biobrændstoffabrikkerne ikke placeres i Danmark, og hvor naturgas samtidig udfases (og gasbehovet til transport er højt). Biomassekraftvarme får i denne situation en større rolle, idet konkurrencen fra naturgas fjernes og potentialet for kraftvarme desuden øges, ved fraværet af overskudsvarme fra biobrændstoffabrikkerne.

8.6 Fjernvarmeproduktion

Figur 22 viser hvordan den danske fjernvarmeproduktion i scenarierne er fordelt på brændsler. I Figur 22 er fjernvarmeproduktion opdelt på både teknologier og brændsler. Den totale fjernvarmeproduktion kan variere mellem scenarierne som følge af forskelle i brugen af varmelagre, hvor der er et vist varmetab (5 % forudsat).



Figur 22. Fjernvarmeproduktion i Danmark i 2050 for forskellige scenarier; opdelt på brændsler (resultat af samfundsøkonomisk systemoptimering).



Figur 23. Fjernvarmeproduktion i Danmark i 2050 for forskellige scenarier; opdelt på teknologier og brændsler (resultat af samfundsøkonomisk systemoptimering).

Overskudsvarme og affald

Af Figur 22 og Figur 23 ses, at overskudsvarme fra de forudsatte biobrændstoffabrikker i Danmark dækker en stor del af fjernvarmebehovet i 2050 i alle de scenarier, hvor denne antagelse indgår. Dertil kommer fjernvarmeproduktion fra de 14,2 PJ affald som er forudsat anvendt i affaldsforbrændingsanlæg. Dette udgør den forventede mængde restaffald til forbrænding i 2050; den mængde der efter udsortering er egnet til biogasproduktion (organisk industriaffald og husholdningsaffald) samt udsortering af RDF, der i optimeringen anvendes til termisk forgasning. I alle scenarier prioriteres de 14,2 PJ restaffald til affaldskedler og ikke affaldskraftvarme. Forklaringen er de lavere investeringsomkostninger for affaldskedler sammenlignet med affaldskraftvarme, og at der i analysen for 2050 ikke er inkluderet kraftvarmekravet.

Fjernvarmeproduktionen fra overskudsvarme og affald er i det store hele givet på forhånd ud fra de anvendte forudsætninger. Det er primært den resterende del af fjernvarmeproduktionen som afhænger af optimeringen.

Varmepumper spiller en stor rolle

Det ses, at store varmepumper leverer en stor del af den resterende fjernvarmeproduktion i scenarierne. Det illustrerer, at varmepumper er samfundsøkonomisk attraktive. I scenariet hvor biobrændstoffabrikkerne ikke antages placeret i Danmark, øges varmeproduktionen fra varmepumper og naturgas betydeligt som erstatning for frafaldet af overskudsvarme fra biobrændstoffabrikkerne. Det ses, at når naturgas samtidig udfases, reduceres varmeproduktionen fra varmepumperne imidlertid (scenariet "Ingen_biobr_eller_ng_i_DK_og_gasbehov_højt" set i forhold til "Ingen_biobrændstoffabrikker_i_DK"). Hovedårsagen er følgende. Når naturgas er til rådighed som brændsel, er det i de centrale fjernvarmeområder samfundsøkonomisk fordelagtigt at anvende naturgasbaseret fjernvarme og supplere med varmepumper. Når naturgas antages udfaset, bliver biomasse-kraftvarme så anvendt som grundlast i stedet. Biomasse-kraftvarme har højere investeringsomkostninger og indgår derfor med et højere antal fuldlasttimer end naturgasbaseret fjernvarme. Som konsekvens reduceres det supplerende varmebidrag fra varmepumper derfor i de centrale områder.

Biomasse-kraftvarme

Det ses, at biomasse-kraftvarme står for en minimal eller ingen andel af fjernvarmeproduktionen i mange af scenarierne. Det skyldes som nævnt konkurrencen fra naturgasfyrede anlæg og fra vind og sol på el siden samt det reducerede potentiale for kraftvarme generelt. Biomasse-kraftvarmeværkerne udgør en endnu mindre del af fjernvarmeproduktionen sammenlignet med elproduktionsbilledet vist på Figur 21. Det skyldes primært, at en stor del af biomasse-kraftvarmeværkerne i optimeringen placeres i industriområder og ikke fjernvarmeområder (varmeproduktionen i industriområder fremgår derfor ikke af Figur 23, men vises i stedet under procesvarme i afsnit 8.7). At biomasse-kraftvarme i optimeringen er mest attraktiv i industriområder skyldes, at det ikke er forudsat muligt at anvende varmepumper til industriel procesvarme, da der ofte vil være behov for temperatur af relativ høj temperatur. En anden del af forklaringen på forskellen mellem el- og fjernvarmeproduktionsbilledet for biomasse er, at en del af den biomasse-baserede elproduktion sker i kondensdrift i de scenarier, hvor naturgas er udfaset.

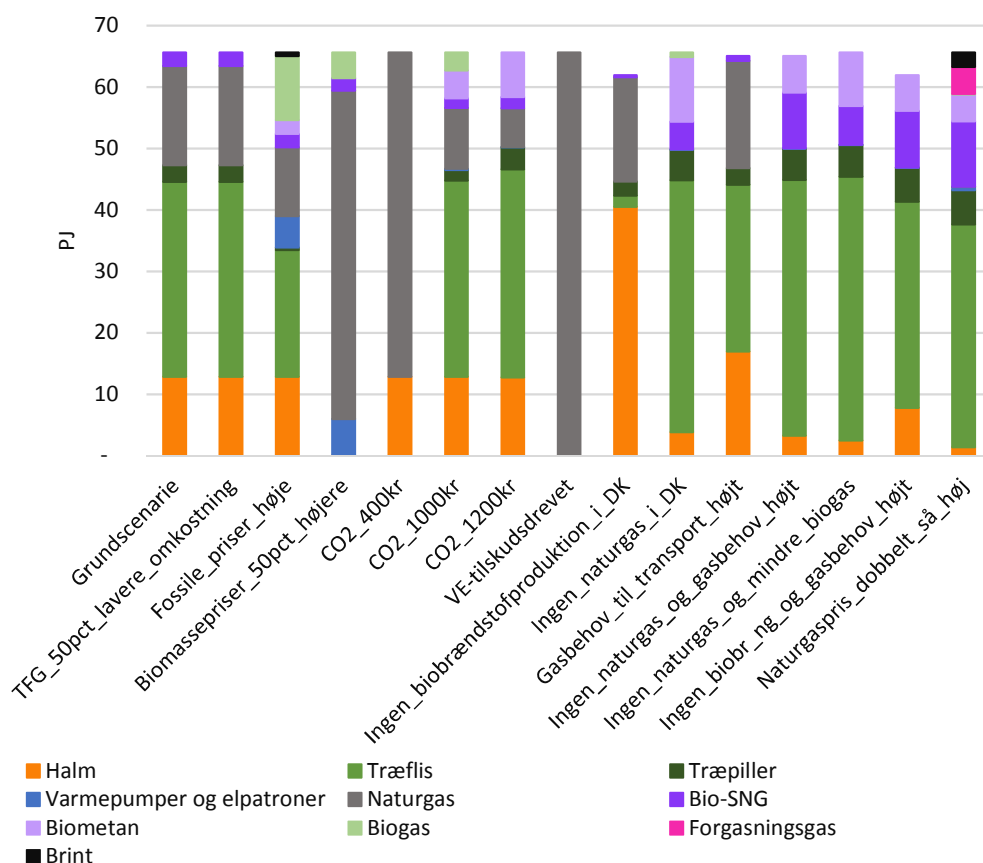
Gasser fra termisk og biologisk forgasning

Gasser fra termisk og biologisk forgasning samt overskudsvarme fra de termiske forgasningsanlæg bidrager kun til en mindre del af fjernvarmeproduktionen i scenarierne.

Solvarme er fraværende i fjernvarmebilledet og elkedler dækker også kun en beskednen del af fjernvarmebehovet, da drift af disse kun er rentable i perioder med meget lave elpriser.

8.7 Industriel procesvarme

Figur 24 viser, hvordan procesvarmeproduktionen er fordelt på brændsler i scenarierne. 15 PJ af procesvarmebehovet udgør behovet for gasformige (eller flydende brændsler) til højtemperaturprocesser, hvor brændslet er integreret i processen. En mindre del af procesvarmebehovet (3,7 PJ i Grundscenariet) går til produktion af flydende biobrændstoffer.



Figur 24. Industriel procesvarmeproduktion i Danmark i 2050 for forskellige scenarier (resultat af samfundsøkonomisk systemoptimering).

Biomasse udgør større andel

I scenarierne udgør biomasse en betydeligt større del af den industrielle procesvarmeproduktion (Figur 24) i forhold til i fjernvarmeproduktionen (Figur 22). Det skyldes, at det grundet kravet til høje temperaturer ikke er forudsat realistisk at anvende varmepumper til industriel procesvarme³⁵, og at overskudsvarmen fra biobrændstoffabrikkerne ikke indgår i procesvarmebilledet.

Bio-SNG/biometan anvendes primært til højtemperaturprocesser

Figuren viser, at de opgraderede grønne gasser (bio-SNG og biometan) dækker en moderat til betydelig del af procesvarmebehovet afhængig af scenariet. Langt størstedelen af de opgraderede grønne gasser anvendes til at dække den del af procesvarmevarmebehovet, som kun kan dækkes af gasformige (eller flydende brændsler). Det skyldes, at de "grønne" gasser her ikke skal konkurrere med biomasse. Den del af procesvarmebehovet hvor vand/damp kan anvendes som varmeoverførende medie, anvendes der i vid udstrækning i stedet biomasse som brændsel.

I de fleste scenarier er anvendelsen af bio-SNG fra termisk forgasning moderat og er baseret på forgasning af RDF. Dette afspejler som nævnt blot, at termisk forgasning af RDF er mere attraktivt end forbrænding af RDF. Forgasningsgas (i gasmotorer) anvendes kun i scenariet med den høje naturgaspris.

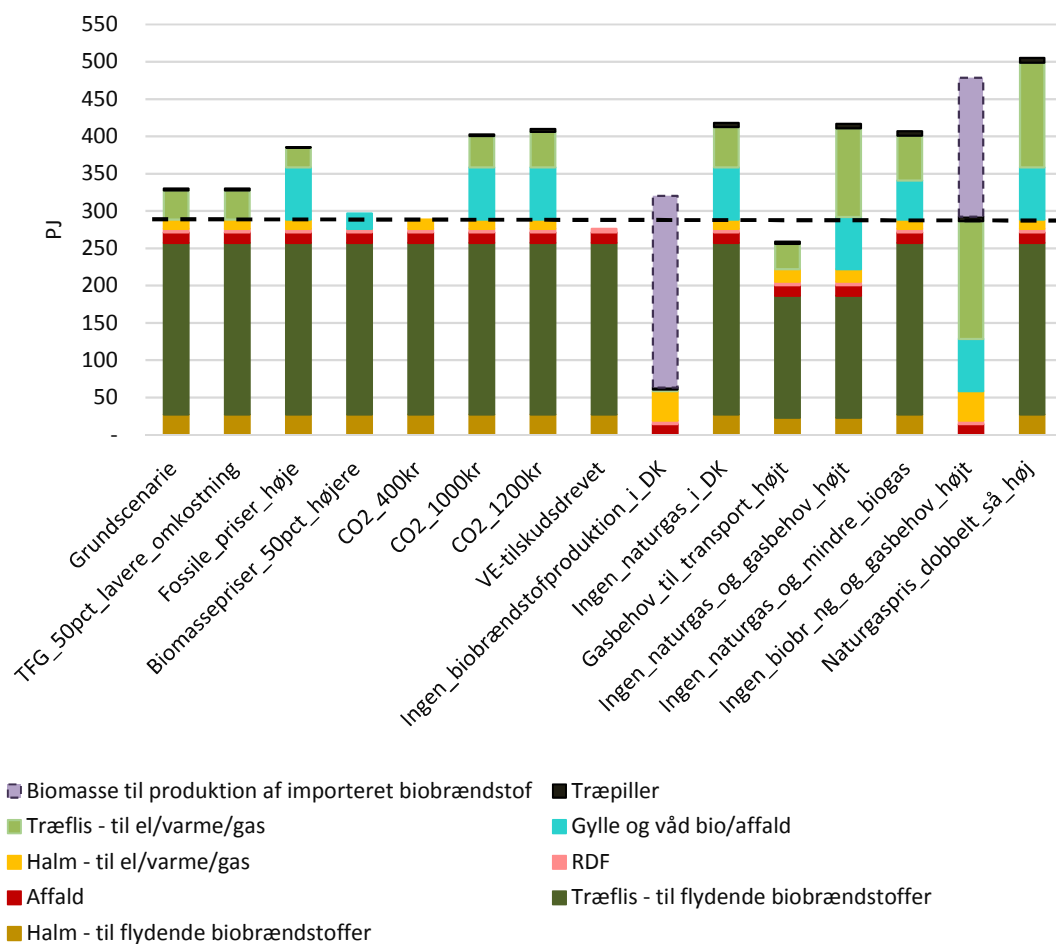
Det kan nævnes, at den beskedne brintbaserede fjernvarmeproduktion, som kan ses i enkelte af scenarier, repræsenterer overskudsvarme fra metaniseringsanlæg (der er i analysen foretaget en afgrænsning fra brændselsceller til brintbaseret el/varmeproduktion).

8.8 Biomasse og affaldsforbrug

Figur 25 viser scenariernes samlede forbrug af biomasse og affald til produktion af el, fjernvarme og procesvarme samt eventuel produktion af gas til transport og individuel opvarmning. Det samlede biomasse/affaldsforbrug kan ses at være betragteligt i alle scenarierne; fra 250 PJ til 500 PJ. Til sammenligning er den estimerede nationale biomasse/affaldsressource ca. 280 PJ ³⁶ (vist på figuren med stiplede linje). Som figuren illustrerer, så overstiger biomasse/affaldsforbruget den nationale ressource i mange af scenarierne. Det ville dermed kræve en betydelig biomasse/affalds-import at realisere scenarierne.

³⁵ Der kan dog være tilfælde hvor dette er muligt og det er ikke undersøgt nærmere.

³⁶ Beregnet ud fra Ea Energianalyse, 2017: "Biogas og andre VE-brændsler til tung transport". Potentialet inkluderer træflis, halm, gylle og våde biomasse/affaldsfraktioner, affald til forbrænding samt andre typer biomasse, herunder bl.a. etårige energiafgrøder. Potentialet er bl.a. baseret på Energistyrelsens ressource-estimer.

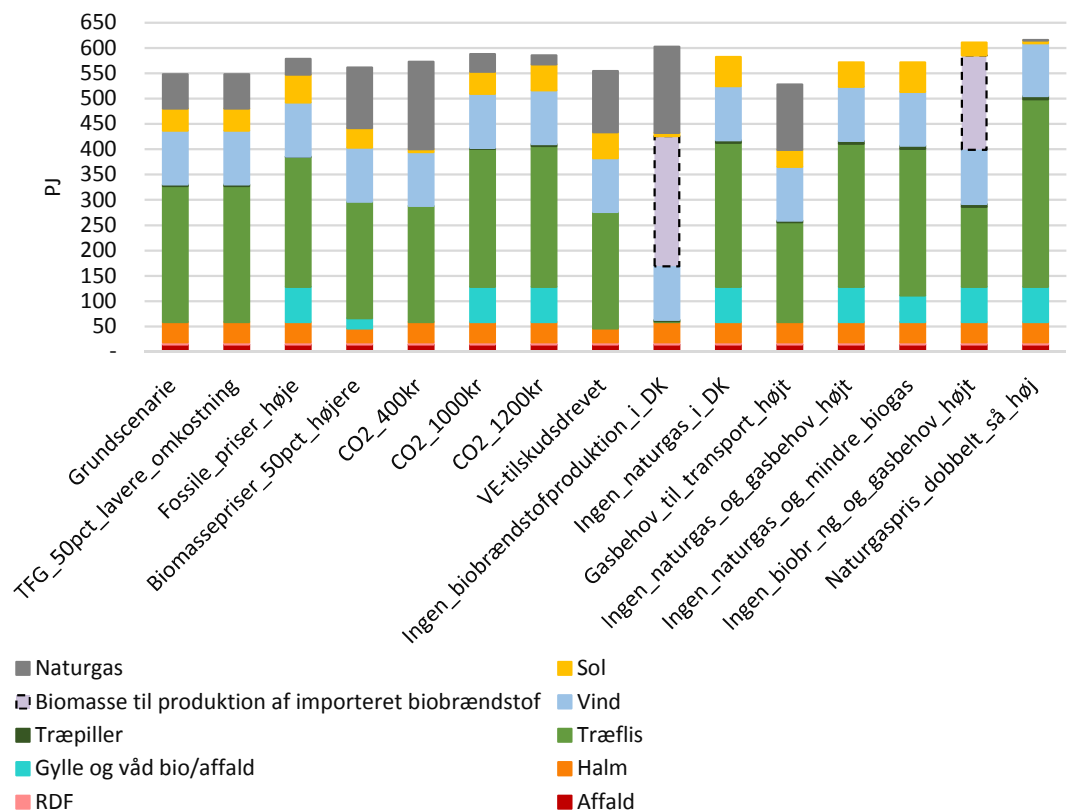


Figur 25. Samlet forbrug af biomasse/affald i Danmark i 2050 til el, fjernvarme, procesvarme og transport samt eventuel produktion af "grøn" gas til individuel opvarmning; for forskellige scenarier (resultat af samfundsøkonomisk systemoptimering). Til sammenligning er den estimerede nationale biomasse/affaldsressource vist (ca. 280 PJ).

I scenariet, hvor der ikke antages nogen biobrændstofproduktion i Danmark, er biomasseforbruget i Danmark betydeligt mindre. Som vist vil der til gengæld være et stort forbrug af biomasse i andre lande til fremstilling af de biobrændstoffer, som importeres.

I scenarierne er der på forhånd allokeret en given mængde træflis og halm til produktion af flydende biobrændstoffer. Det er kun det yderligere biomasse/affaldsforbrug, der afhænger af den samfundsøkonomiske optimering. Det ses, at biomasseforbruget reserveret til fremstillingen af flydende biobrændstoffer til transport står for størstedelen af biomasse/affaldsforbruget. Således svarer dette biomasseforbrug (ca. 260 PJ) næsten i sig selv til den nationale ressource, i de scenarier, hvor transportsektoren primært antages drevet på flydende brændstoffer.

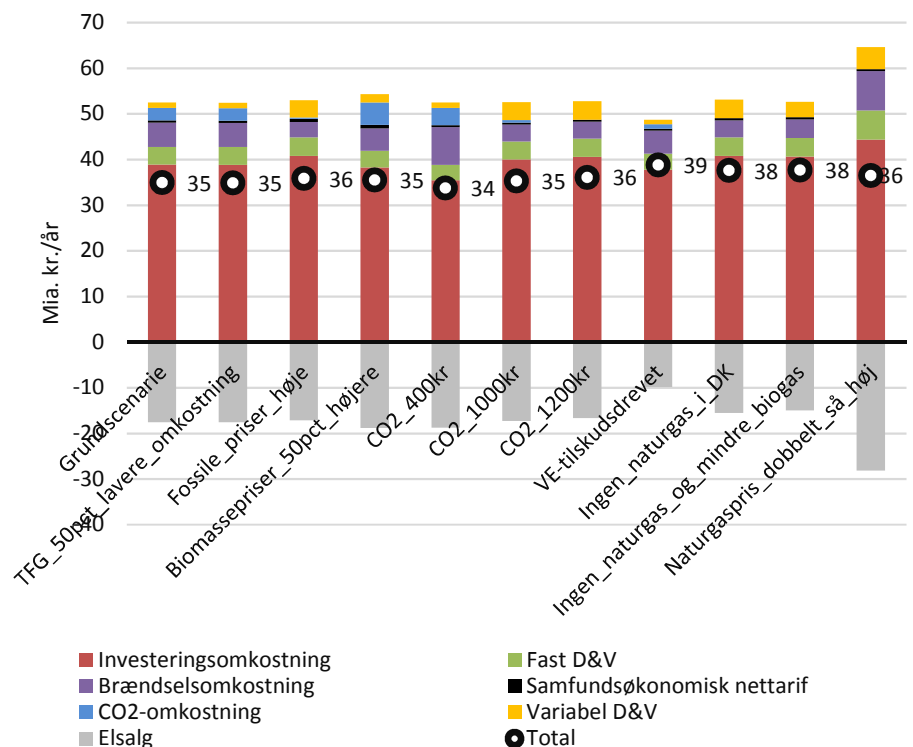
Det totale bruttoenergiforbrug i scenarierne er vist i Figur 26.



Figur 26. Bruttoenergiforbrug i Danmark i 2050 til el, fjernvarme, procesvarme og transport samt gas til individuel opvarmning; for forskellige scenarier (resultat af samfundsøkonomisk systemoptimering).

8.9 Samfundsøkonomi

De samfundsøkonomiske annuierede omkostninger for de forskellige scenarier for Danmark i 2050 er vist i Figur 27. Figuren omfatter ikke de omkostninger, der indgår som rammebetingelser og som dermed ligger uden for selve optimeringen. Dermed omfatter figuren ikke omkostninger til transportinfrastruktur og distribution af transportbrændsler mv. De scenarier, der indeholder ændrede forudsætninger omkring transportsektoren, er derfor udeladt af visningen (dvs. scenarierne "Ingen_biobrændstoffer_i_DK", "Gasbehov_til_transport_højt", "Ingen_naturgas_og_gasbehov_højt" samt "Ingen_biobr_ng_og_gasbehov_højt"). Det betyder også, at der i analysen ikke er lavet en økonomisk sammenligning af en national produktion af biobrændstoffer kontra import eller af, hvorvidt det kan svare sig at omstille en større del af transportsektoren fra flydende brændstoffer til gas.

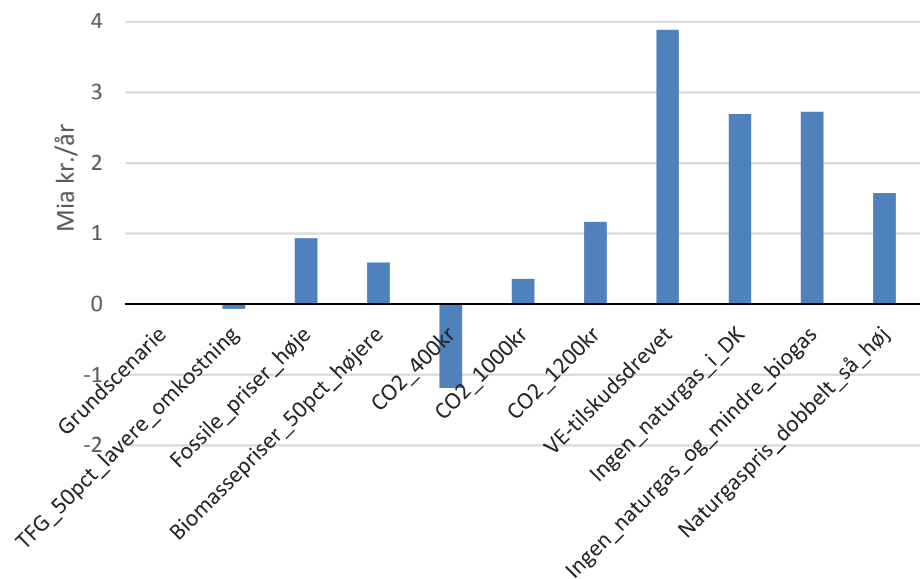


Figur 27. Samfundsøkonomiske annuierede omkostninger for forskellige scenarier for Danmark i 2050 (resultat af samfundsøkonomisk systemoptimering). Der er forudsat en real rente på 4 % og økonomisk levetid på 25 år for produktionsanlæg og lagre. Omkostninger for eltransmissionsanlæg er ikke vist.

Figur 27 viser, at investeringsomkostninger udgør størstedelen af de samlede samfundsøkonomiske omkostninger inkluderet i modellen (produktion af el, fjernvarme, procesvarme samt gas til transport og individuel opvarmning). Samtidig er der en betydelig indtægt fra elsalg.

De samlede omkostninger ligger på ca. 34-39 mia. kr./år for de viste scenarier, og varierer dermed ikke så meget som man umiddelbart kunne forvente. Forklaringen er, at optimeringsmodellen i hvert scenarie finder den samlet set bedst mulige systemkonfiguration under de givne rammebetingelser. Når CO₂-prisen fx øges fra 800 kr./ton i Grundscenariet til 1.200 kr./ton, sker der et skift væk fra naturgas til andre brændsler og teknologier. Derved reduceres den samlede CO₂-omkostning, mens investeringsomkostningen og de variable D&V omkostninger til gengæld øges.

Forskellene i scenariernes totale annuierede samfundsøkonomiske omkostninger set i forhold til Grundscenariet er vist tydeligere på Figur 28.



Figur 28. Forskelle i totale samfundsøkonomiske annuierede omkostninger for de forskellige scenarier set i forhold til Grundscenariet for Danmark i 2050 (resultat af samfundsøkonomisk systemoptimering). Der er forudsat en real rente på 4 % og økonomisk levetid på 25 år for produktionsanlæg og lagre.

8.10 Kapaciteter og fuldlasttimer

Figur 15 viser de samlede kapaciteter for de termiske forgasningsanlæg, som modellen investerer i Danmark i den samfundsøkonomiske optimering i scenarierne for 2050.

Tabel 16. Totale kapaciteter for de termiske forgasningsanlæg, som modellen investerer i Danmark i den samfundsøkonomiske optimering i scenarierne for 2050. Varmeoutput-kapaciteten repræsenterer overskudsvarmen fra de termiske forgasningsanlæg.

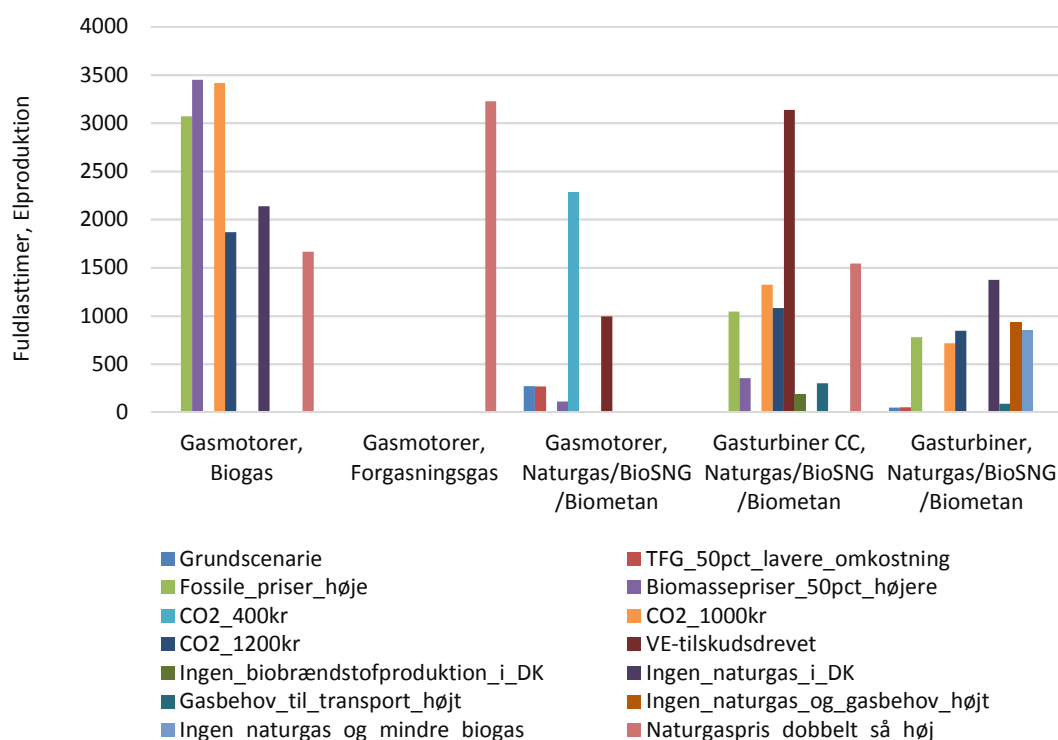
Scenarie	Brændselsinput-kapacitet (MW)	Brændselsoutput-kapacitet (MW)	Varmeoutput-kapacitet (MW)
Termiske forgasningsanlæg til produktion af bio-SNG			
Grundscenarie	167	117	33
TFG_50pct_lavere_omkostning	167	117	33
Fossile_priser_høje	167	117	33
Biomassepriser_50pct_højere	167	117	33
CO2_400kr	167	117	33
CO2_1000kr	167	117	33
CO2_1200kr	167	117	33
VE-tilskudsrevet	167	117	33
Ingen_biobrændstofproduktion_i_DK	167	117	33
Ingen_naturgas_i_DK	549	385	109
Gasbehov_til_transport_højt	167	117	33
Ingen_naturgas_og_gasbehov_højt	2.274	1.596	450
Ingen_naturgas_og_mindre_biogas	710	498	141
Ingen_biobr_eller_ng_og_gasbehov_højt	2.132	1.497	422
Naturgaspris_dobbelt_så_høj	3.781	2.654	749
Termiske forgasningsanlæg til produktion af forgasningsgas til kraftvarme			
Naturgaspris_dobbelt_så_høj	1.165	990	59

Som vist i tabellen, er den samlede brændselsinput-kapacitet ca. 170 MW i mange af scenarierne, hvilket er dimensioneret efter at kunne forgasse mængden af RDF (4,7 PJ). Det svarer til ca. 7.800 fuldlasttimer for forgasningen af RDF, svarende til en næsten konstant fuld drift når forgasningsanlæggene er i drift (i alt 10 % udetid er antaget).

I scenarierne hvor det også bliver fordelagtigt at forgasse en mængde halm og træflis, er brændselsinputkapaciteten for de termiske anlæg betydeligt større; i alt ca. 550-4.900 MW³⁷.

Figur 29 viser det gennemsnitlige antal fuldlasttimer i elproduktion for de varme/kraftvarmeproduktionsanlæg, hvor de grønne gasser fra termisk og biologisk forgasning anvendes i scenarierne. En tilsvarende figur for fuldlasttimer varmeproduktion er angivet i Figur 30.

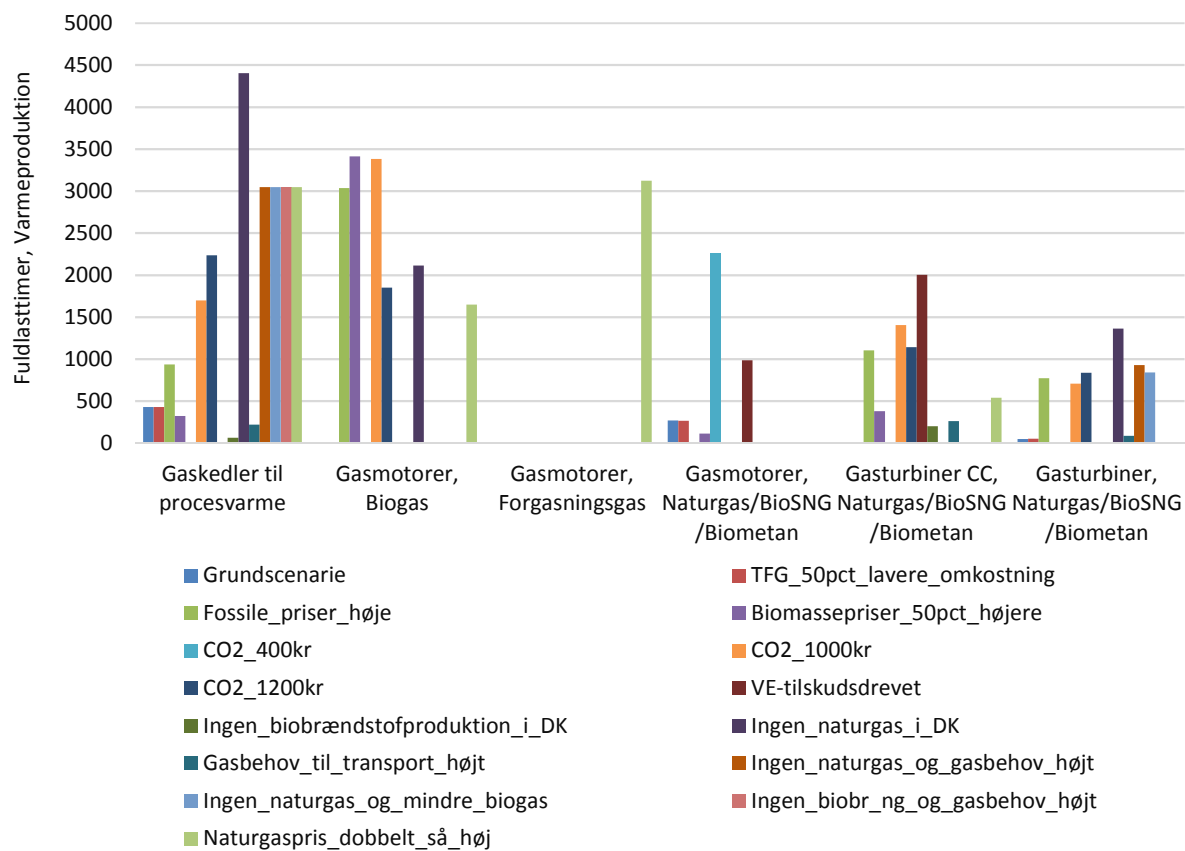
³⁷Kapaciteten er højest i scenariet med den høje naturgaspris: ca. 3.780 MW forgasningsanlæg til produktion af bio-SNG og ca. 1170 MW forgasningsanlæg rettet mod kraftvarme (i alt ca. 4.900 MW).



Figur 29. Gennemsnitligt antal fuldstimer (elproduktion) for de el- og kraftvarmeproduktionsanlæg hvor bio-SNG og forgasningsgas anvendes i de samfundsøkonomiske optimeringer af det danske energisystem i 2050.

Det ses, at gasturbiner og gasmotorer der anvender gas af naturgaskvalitet indgår som spidslastanlæg med relativt få fuldstimer 100-1.500 fuldstimer i de fleste scenarier. Gasmotorer drevet på biogas og forgasningsgas indgår som mellemlastanlæg med ca. 1.700-3.400 fuldstimer elproduktion.

Selve de termiske forgasningsanlæg har relativt høje investeringsomkostninger (7.6 mio. kr./MW indfyret) og denne kapacitet bliver derfor udnyttet med et højt antal fuldstimer, 7.200 i gennemsnit). Som vist har gasmotoren drevet på forgasningsgas kun ca. 3.400 fuldstimer i det scenarie, hvor denne indgår (i scenariet med den høje naturgas pris). Forklaringen er, at forgasningssassen bruges direkte i gasmotoren i de perioder, hvor elprisen er høj, mens der sker en opgradering/metanisering til bio-SNG i perioder med lavere elpriser. Denne kombination giver mening, idet investeringsomkostningen er lavere for opgraderingsanlægget/metaniseringsanlægget (3,0-3,5 mio. kr./MW indfyret) og gasmotorerne (4,3 mio. kr./MW indfyret) sammenlignet med forgasningsanlægget (7.6 mio. kr./MW indfyret).



Figur 30. Gennemsnitligt antal fuldlasttimer (varmeproduktion) for de varme og kraftvarmeproduktionsanlæg hvor bio-SNG og forgasningsgas anvendes i de samfundsøkonomiske optimeringer af det danske energisystem i 2050.