



Biogas og andre VE brændstoffer til tung transport

Analyse af muligheder og udfordringer ved udfasning af fossile brændsler

22-12-2016



Ea Energy Analyses

SDU 

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse i samarbejde med Syddansk Universitet

Ea Energianalyse a/s

Frederiksholms Kanal 4, 3. th.

1220 København K

T: 88 70 70 83

F: 33 32 16 61

E-mail: info@eaea.dk

Web: www.eaea.dk

ISBN 978-87-93180-26-0

Indhold

1	Resumé og konklusioner	6
2	Biomasse og bæredygtighed	23
2.1	Indenlandske biomasse potentialer	23
2.2	Halmpotentialets afhængighed af energikonverteringen og af markjordens kulstofindhold	24
2.3	Modellering af halmpotentialet ud fra hensyn til jordens kulstofindhold 25	
2.4	Det globale biomassepotentiale.....	29
3	Teknologier til produktion af biobrændstof.....	31
3.1	Konvertering af biomasse.....	31
3.2	Litteraturstudie.....	33
3.3	Teknologier anvendt i scenarier	35
3.4	Udvikling i biobrændstofproduktionsomkostninger	39
3.5	Scenarier for produktion af biobrændstoffer	43
4	To transportsценарier mod 2050.....	46
4.1	Scenarier metode og antagelser.....	46
4.2	Forudsætninger	48
4.3	Modellering i scenarierne.....	53
4.4	Flydende-scenariet	55
4.5	Gas-Scenariet.....	58
5	Elsystemets udvikling i et internationalt perspektiv	61
5.1	Udviklingen af det samlede el- og fjernvarmesystem	61
5.2	Forudsætninger	62
5.3	Resultater og følsomheder	66
6	El- og fjernvarmesystemet i Danmark	70
6.1	Elproduktion	71
6.2	Fjernvarme.....	73
6.3	Industri.....	75
6.4	Brændselsforbrug	76
6.5	Følsomhedsberegninger	79

7	Det sammenhængende energi- og transportsystem mod 2050	81
7.1	Individuel varme	81
7.2	Samlet brændselsforbrug	83
7.3	Økonomi	90
7.4	Følsomhedsberegninger	93
8	Vurdering af drivhusgasudledningen fra scenarierne	96
8.1	Beregning af scenariernes drivhusgasudledning	98
8.2	Fortolkning af beregningerne	100
9	Referencer	102
10	Bilag 1: Beregningsforudsætninger energiscenarier	105
10.1	Samlet energiforbrug	105
11	Bilag 2: Litteraturgennemgang – studier af danske biomasse potentialer 107	

1 Resumé og konklusioner

Skiftende regeringer har bl.a. efter Klimakommissionens rapport fra 2010 formuleret langsigtede målsætninger for Danmark om at være uafhængig af fossile brændsler i 2050.

Energistyrelsen udgav i 2014 rapporten "Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050" hvor der fremlægges fire scenarier der lever op til målsætningen i 2050: To biomassescenarier, et vindscenarie og et brintscenarie. Vindkraft spiller en væsentlig rolle i alle scenarier, imens især anvendelsen af biomasse og nye brintteknologier er forskellige.

Udfordringen med biomassescenarierne er især at biomasseanvendelsen overskrider både Danmarks eget potentiale for bæredygtig produktion af biomasse samt den gennemsnitlige bæredygtige ressource på globalt plan. Udfordringen med brintscenariet er især usikkerhed om omkostningerne. Derfor vurderes Vindscenariet på nuværende tidspunkt at vise det mest attraktive billede af et Danmark fri af fossile brændsler i 2050.

En sektor som indeholder betydelige udfordringer med at nå målet i 2050 er transportsektoren, herunder vejtransport. Store dele af transportbehovet på vej vurderes at kunne dækkes ved elkøretøjer. Men flytransport samt dele af skibstransport og den tunge vejtransport vurderes på nuværende tidspunkt fortsat at skulle baseres på kulbrinter. Det er muligt at også brintteknologier vil kunne bidrage på længere sigt, men på nuværende tidspunkt vurderes det at biobrændstoffer vil skulle spille en helt dominerende rolle.

Biobrændstoffer er under hastig udvikling i bl.a. USA, Brasilien og i EU lande. Hertil kommer, at der i en række lande, herunder Tyskland og Sverige, er opbygget en infrastruktur til gastøretøjer, og antallet af gaskøretøjer er stigende.

De hovedspørgsmål der søges besvaret i denne rapport er:

Viser gasformige eller flydende biobrændstoffer til den tunge transport den mest attraktive vej til en dansk transportsektor, der er 100% fri af fossile brændsler i 2050, og kan der peges på tiltag, som bør iværksættes på kortere sigt?

Der ønskes en vurdering af de samfundsøkonomiske konsekvenser, og konsekvenser for CO₂ og ressourcer. Hertil ønskes sammenhængen mellem transportsektoren og resten af energisystemet beskrevet.

I analysen tages udgangspunkt i et transportbehov beregnet med Landstrafikmodellen i 2014, og der lægges stor vægt på sammenhængen mellem transportsektoren og den øvrige energisektor. Samfundsøkonomi og bæredygtighed for biomasse er væsentlige vurderingsparametre. Resultaterne perspektiveres med hensyn til risici, teknologiudvikling samt hvilke tiltag, der bør prioriteres på kortere sigt for at nå målene.

Rapportoversigt

Rapporten indledes med en sammenfattende oversigt over de gennemførte analyser og konklusioner (kapitel 1). I kapitel 2 kvantificeres og diskuteres konsekvenser for størrelsen af den bæredygtige halmressource i Danmark, afhængigt af om halm anvendes til biogasproduktion med efterfølgende returnering af substrat til markerne, eller om halm anvendes til brændstofproduktion eller kraftvarmeproduktion uden returnering af substrat. I kapitel 2.1 beskrives de forskellige teknologiske muligheder for produktion af biobrændstoffer og deres økonomi. Samtidig introduceres tre scenarier for at tilfredsstille behovet for brændstoffer i transportsektoren, som er nærmere beskrevet i kapitel 4. I kapitel 5 beskrives forskellige udviklinger for det internationale elsystem i Danmark og Europa, afhængig af bl.a. biomassepriser og CO₂-priser. I kapitel 6 fokuseres på det danske energisystem og konsekvensen af forskellige udviklingsveje indenfor biobrændstofproduktion. Udviklingen i de forskellige sektorer og den samlede betydning for Danmark opsamles i kapitel 7 både hvad angår energi- og ressourceforbrug og samlet økonomi. Endelig perspektiverer kapitel 8 scenariernes betydning for den samlede CO₂-emission i et vugge-til-grav perspektiv.

Metode

Der er en lang række usikkerheder, der skal håndteres for at besvare spørgsmålet. De vigtigste er:

- Hvilke køretøjsteknologier vil være til rådighed frem mod 2050 – og til hvilke importpriser?
- Hvilke biomasseressourcer er til rådighed, og hvordan vil de forskellige teknologier til produktion af biobrændstoffer kunne udvikle sig?
- Hvordan udvikler den øvrige energisektor sig, især mht. forbrug af biomasse samt samspil med transportsektoren.

Ovennævnte usikkerheder håndteres ved kritisk litteraturstudie af biobrændstoffeknologier samt scenarieanalyser af dels transportsektoren og dels energisektoren. Hertil kommer analyse af sammenhængen mellem biomasseressourcen og

jordens kulstofindhold. Der er lagt vægt på at se udviklingen i Danmark i sammenhæng med udviklingen i hele regionen.

Eftersom væsentlige vurderingsparametre er samfundsøkonomi og sammenhæng til udviklingen i nabolande, er der valgt en metode hvor udviklingen i energisektoren i hele regionen styres af de samme økonomiske rammer, fx ensartede VE-tilskud og/eller CO₂ priser. Dette håndteres ved anvendelse af en økonomisk optimeringsmodel, der "optimalt" udbygger energisektoren baseret på, hvilke teknologier der er til rådighed, samt et fælles sæt af brændsels- og CO₂ priser.

Optimering af selve transportsektoren er dog ikke gennemført efter samme princip. Her er der tilrettelagt og håndstyret to udviklingsscenarier for transportsektoren frem mod 2050: 1) Flydende vej og 2) Gasvej. Behovet for flydende og gasformige biobrændstoffer i hvert af disse scenarier tilfredsstilles herefter gennem optimering af den øvrige energisektor. Det antages i beregningerne at VE-brændsler, der anvendes i transportsektoren, produceres indenfor landets egne grænser.

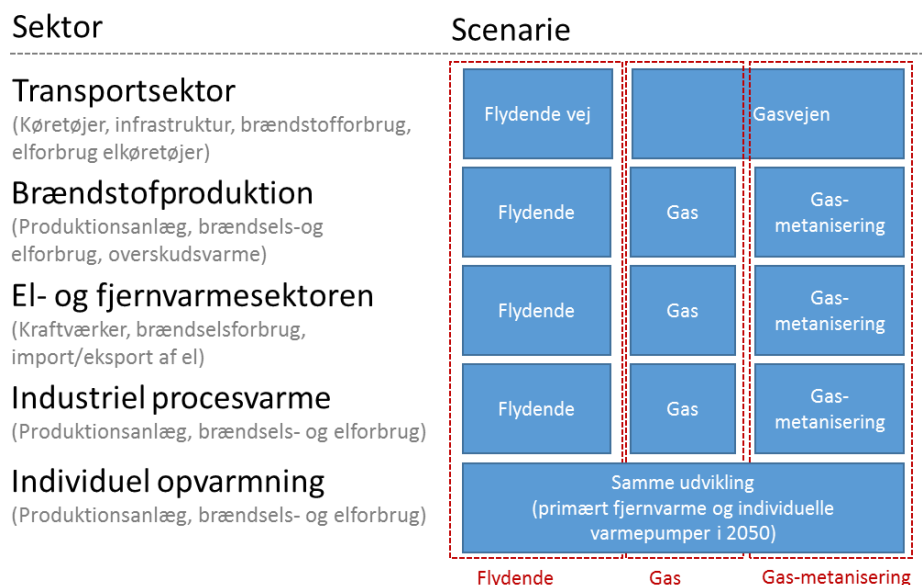
Det er naturligvis usikkert, hvilket teknologimiks til fremstilling af flydende og gasformige biobrændstoffer der vil dominere i 2050. I dette arbejde har vi gennem det indledende litteraturstudie fastlagt teknologimikset til henholdsvis flydende og gasformige brændstoffer. Dog har vi i et særligt scenarie belyst muligheden for at gasformige brændstoffer kan boostes gennem metanisering af brint og CO₂.

Det betyder, at de to transportsценарier forsynes gennem tre forskellige udviklingsveje for produktion af VE-brændstoffer: Flydende, Gas og Gas-metanisering. Disse tre udviklingsveje – eller scenarier - for biobrændstofproduktion integreres herefter i energisystemet i den samlede optimeringsmodel.

Figur 1 viser et samlet overblik over analysen.

Forudsætninger

Prisudviklingen på fossile brændsler, biomasse og CO₂ tager udgangspunkt i scenariearbejde og forudsætninger udarbejdet bl.a. i IEA og EU kommissionen og egne vurderinger. Det antages fx i grundscenariet at prisen på CO₂-udledning stiger til 800 kr./ton, og prisen på træflis stiger til over 100 kr./GJ. Høje biomassepriser afspejler høj efterspørgsel efter biomasse i en verden, hvor biobrændstoffer får væsentlig betydning.



Figur 1: Oversigt over sammensætning af scenarieanalyser

Modeller, data og konsekvenser

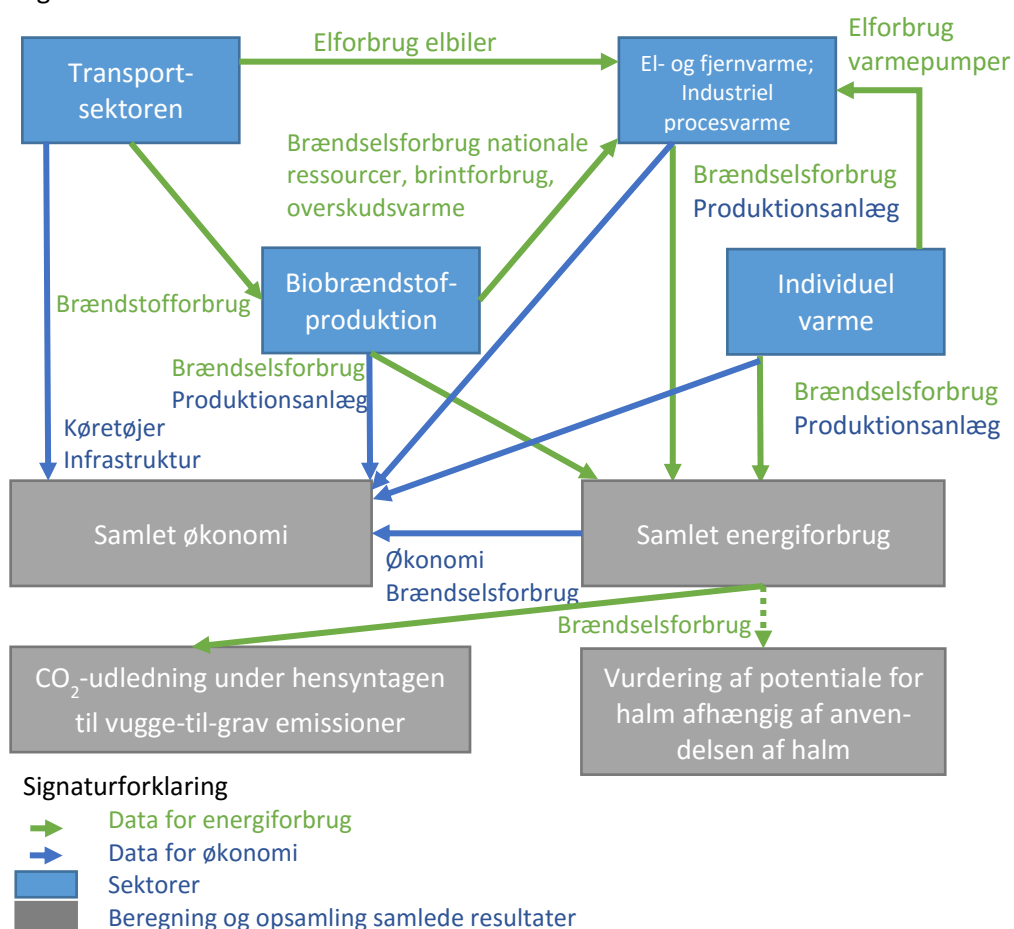
I projektet er der anvendt en række modelværktøjer der direkte og indirekte leverer input til energioptimeringsmodellen og konsekvensberegninger af carbon footprint.

Transportsektor	Regnearksværktøj (Petra) der indeholder en database med den eksisterende danske køretøjsbestand samt fremskrivning af indfasning af nye køretøjstyper samt ændret energieffektivitet af klassiske køretøjstyper. Køretøjer er bl.a. klassificeret efter hvilken typer energibærer og brændselsmiks de kan anvende. Modellen er anvendt til at beregne efterspørgslen efter el samt faste og flydende biobrændstoffer til vejtransport i alle årene frem mod 2050.
Biobrændstofproduktion	Regnearksværktøj der indeholder virkningsgrader og økonomi for de forskellige biomasseomsætningsteknologier, inkl. antagelser om teknologiudvikling frem mod 2050. Input fra Petra-modellen om biobrændstofbehov kan levere output til øvrige model-moduler i form af ressourceforbrug, brintefterspørgsel, produktion af fjernvarme samt økonomi.
Individuel varme	Regnearksværktøj der anvendes til fremskrivning af udviklingen i bygningsopvarmning der ikke fjernvarmeforsynes. Leverer output i form af ressourceefterspørgsel, elefterspørgsel samt økonomi.

El, fjernvarme og proces. Samlet optimeringsværktøj (Balmorel). Her optimeres investeringer i energisektoren efter økonomiske kriterier baseret på en række input samt efterspørgselsfunktioner i Danmark og nabolande.

CO₂ emission og ressourcer. Konsekvensberegninger på CO₂ emission og bæredygtigt potentiale ved at anvende halm til energiformål med eller uden returnering af fibermateriale til landbrugsjord. Endvidere indgår særlige beregninger af importeret biomasses CO₂ effekt.

Vekselvirkningen mellem modelleringen af de forskellige sektorer er illustreret i Figur 2.



Figur 2: Illustration af vekselvirkning imellem de forskellige sektorer.

Biobrændstofteknologier

I litteraturstudie er en række biobrændstofproduktionsteknologier (vist i Tabel 1) screenet, sammenlignet og vurderet. En delmængde er viderebehandlet og udvalgt til at indgå i de videre analyser.

Tabellen viser proces-virkningsgrader samt produktionsomkostning baseret på standardiserede forudsætninger om råvarepriser, elpriser samt priser på eventuelle biprodukter.

Omkostninger

Teknologi	Produkt-virknings-grad	Fjernvarme-virknings-grad	Totalvirk-ningsgrad	Kr./GJ (2030) – Anvendt i analysen	Kr./GJ (2030) – Litteratur-studie
FT Biodiesel	46 %	34 %	90 %	229	275
1G Biodiesel RME	101 %	1 %	95 %	163	163
1G Biodiesel HVO	96 %	1 %	90 %	176	189
1G Bioethanol	58 %	19 %	90 %	155	158
2G Bioethanol	39 %	24 %	90 %	283	283
Biogas	37-50 %	0 %	35-49 %	118-160	118-160
Metanisering biogas	59-79 %	4-7 %	61-85 %	162-189	162-189

Tabel 1: Tekniske økonomiske hoveddata for de transportbrændstoffer der indgår i studiet. Bemærk: I selve modelleringen er teknologierne varmeoptimerede, således at hovedparten af spildvarme udnyttes til produktion af fjernvarme. Produktvirkningsgraden angiver virkningsgrad fra hovedinput til brændstof. Bidrag fra sekundære input og sekundære output er ikke angivet her, hvorfor totalvirkningsgraden ikke er summen af produkt og fjernvarmevirkningsgrad. Se Sankey-diagrammer i kapitel 3.

Metanol og DME indgår ikke i modelleringen på grund af ønsket om at begrænse modelarbejdet. Endvidere har det haft vægt at anvendelse i større omfang af Bio-Metanol og bio-DME vil kræve indførelse og anvendelse af brændstofstandarder som det har været særdeles vanskeligt at vurdere realismen i og omkostningerne ved. Konsekvensen af denne begrænsning er især, at analysen ikke direkte kan bruges til at vurdere om biogas bedst anvendes i transportsektoren som gas eller evt. i en viderebearbejdet form som metanol.

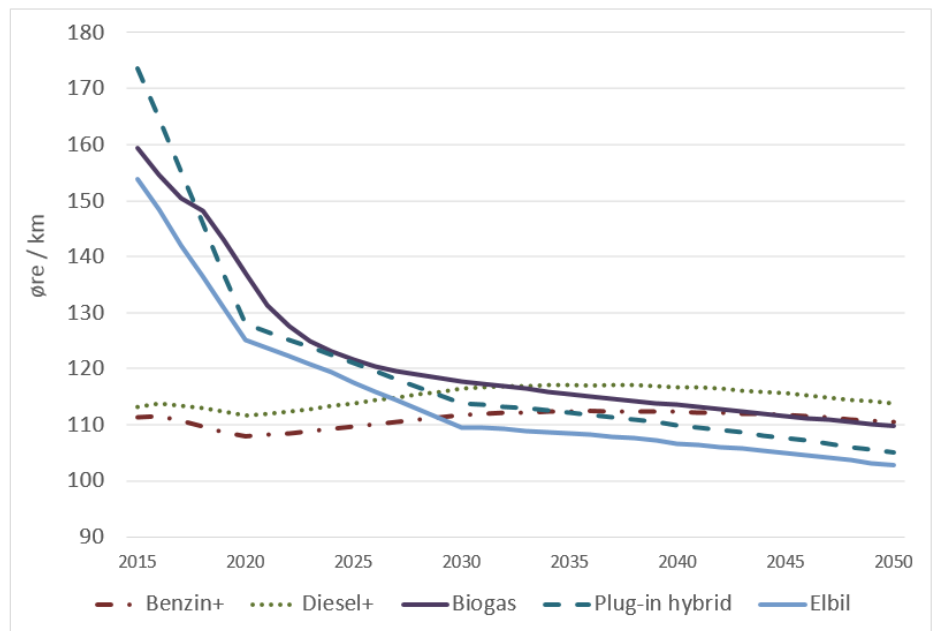
I øvrigt forudsættes det i beregningerne, at gas der anvendes i transportsektoren er biogas, ikke forgasningsgas. Det skyldes især, vurderingen af, at biogas med stor sandsynlighed i mange år vil have lavere produktionsomkostninger end forgasningsgas.

To transportscenarier

Det flydende scenarie og gas-scenariet baseres på den samme efterspørgsel efter transportarbejde. Hele transportsektoren indgår i fremskrivningen, men kun vejtransporten er detaljeret modelleret.

Der er forudsat en betydelig udvikling i brændstofeffektivitet på traditionelle køretøjer samt i prisniveau på elbilbatterier. Endvidere er det en grundantagelse at gasdrevne køretøjer får en stigende markedsandel på europæisk plan, hvorved prisforskellen til traditionelle biler på benzin og diesel udjævnes over tid.

Der er udarbejdet en fremskrivning af omkostningsudviklingen for de forskellige personbilstyper frem mod 2050, der ses i Figur 23. De viste omkostninger er inklusiv omkostninger til tankning og opladning (infrastruktur). Bemærk at y-aksen ikke starter ved nul.

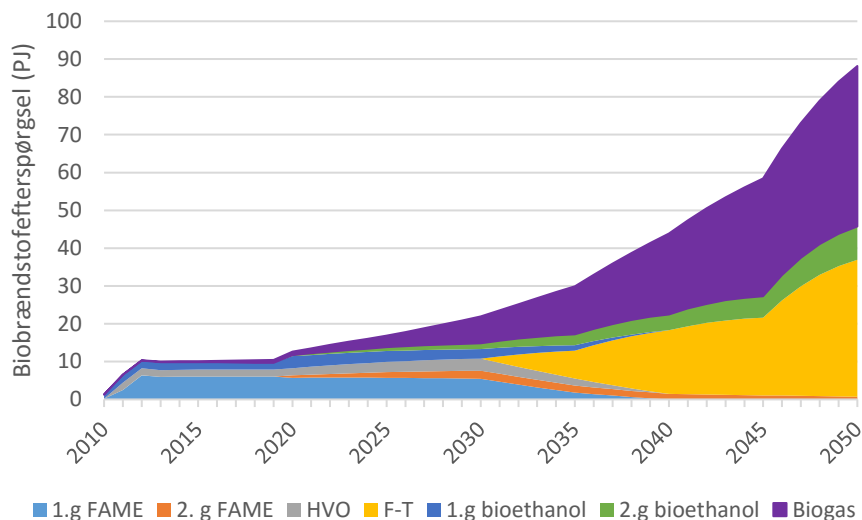


Figur 3: Udviklingen i kørselsomkostninger for personbiler 2015-2050. De samlede samfundsøkonomiske kørselsomkostninger er baseret på at bilen kører 18.000 km per år. BEMÆRK: Y-aksen starter ved 90 øre/km.

Såfremt det ventede fald i batteriomkostninger opnås i praksis, vil elbilen allerede mellem 2025 og 2030 levere den samfundsøkonomisk billigste personbiltransport. Bl.a. derfor forudsættes elkøretøjer at stå for langt hovedparten af person-transportarbejdet i både det flydende scenarie og gasscenariet i 2050, men også væsentlige dele af buskørsel og varebiltransport. Konsekvensen er, at gas- og flydende brændstoffer kun spiller en mindre rolle i persontrafik, varebiler og busser.

På grund af elbiler og på grund af mere effektive køretøjer falder det samlede energiforbrug til transport ganske betydeligt frem mod 2050. Derimod stiger forbruget af biomasse. Figur 4 viser forbruget af biobrændstof (med gasscenariet som eksempel). Den primære forskel mellem gasscenariet og det flydende scena-

rie er om ca. 40 PJ brændstof i 2050 leveres i form af biogas eller biodiesel. I beregningerne antages det, at biodiesel i 2050 er baseret på forgasning af træflis integreret med Fischer-Tropsch syntese.



Figur 4: Biobrændstoffer til transport i Gas-scenariet.

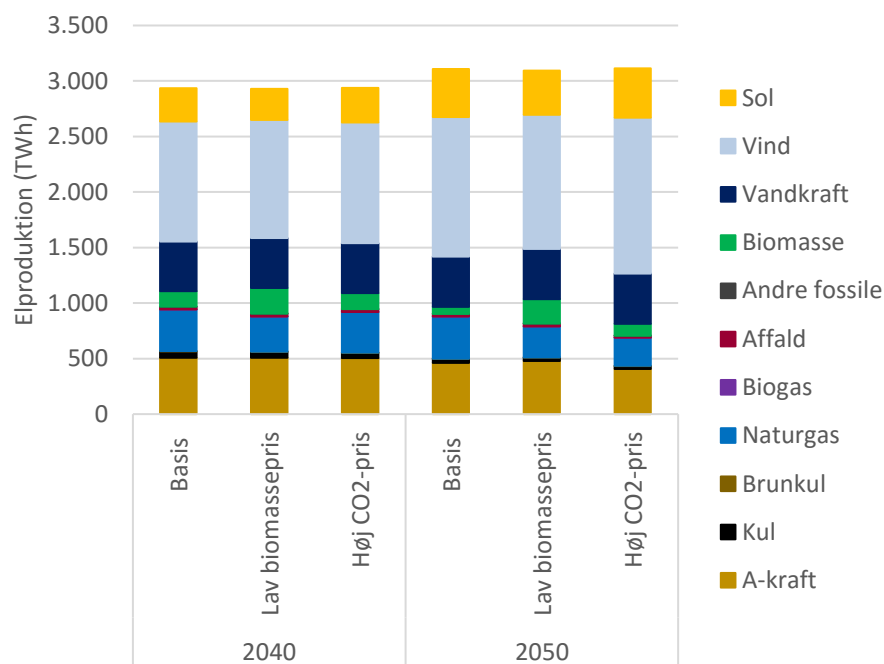
Det Europæiske energisystem

Som tidligere nævnt, er energisystemets udvikling og drift baseret på økonomiske incitament og virkemidler. I den sammenhæng forudsættes det, at målsætningen om uafhængighed af fossile brændsler primært trækkes af en høj pris på CO₂, hvilket også indgår i EU's low carbon roadmap for 2050.

Indledende beregninger har vist, at der skal en meget høj CO₂ pris til for at energisystemet bliver fri af fossile brændsler, samt at høje CO₂ priser kan medføre en betydelig anvendelse af biomasse til el- og varmeproduktion.

Med udgangspunkt i World Energy Outlook og EU-kommissionens "EU Trends to 2050" er det valgt at lade CO₂ prisen stige til 800 kr./ton i 2050. Samtidig antages det, at biomassepriserne stiger betydeligt, især efter 2030 (importpris på træflis stiger til godt 100 kr./GJ i 2050). I tillæg til basisberegningen er der gennemført følsomhedsberegninger med højere CO₂ priser og med lavere biomassepriser. I basisberegningen opnås målet om udfasning af fossile brændsler i elsektoren ikke, og målet nås stadig ikke ved CO₂ priser op til 1200 kr./ton, idet der fortsat anvendes en del naturgas. Elproduktionen i de lande der indgår i analysen ses i Figur 5.

Potentielt kan denne naturgas dog erstattes af grøn gas. Men overslagsberegninger viser, at CO₂ prisen skal stige til omkring 1500 – 2000 kr./ton, før et sådant skift vil finde sted, med de forudsætninger omkring produktionsomkostninger for grøn gas der er anvendt i denne rapport.



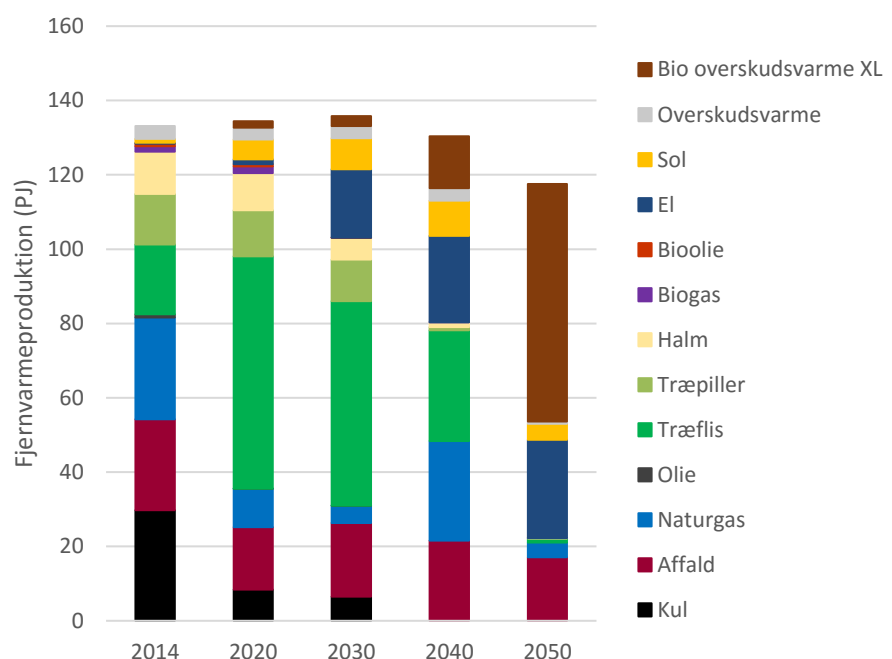
Figur 5: Elproduktion i følsomhedsanalyser for lavere biomassepris (33% lavere i 2050) og højere CO₂-pris (50% højere i 2050). Produktionsmixet er uændret inden 2040.

Som følge af de høje CO₂-priser, ses relativt høje priser i elmarkedet på omkring 450 - 550 DKK/MWh efter 2030. Dette er noget højere end de elprisfremskrivninger som Ea Energianalyse normalt udarbejder. Såfremt udviklingen i elsektoren i højere grad trækkes af tilskud til VE-elproduktion end af høje CO₂ priser, ville elpriserne blive betydeligt lavere – med de samme forudsætninger i øvrigt.

I Danmark bliver elproduktionen i 2050 næsten udelukkende baseret på vind, og i mindre grad på sol. Heller ikke Danmark bliver dog helt uafhængig af naturgas. Endvidere bliver Danmark svag nettoimportør af el mod slutningen af perioden. Denne nettoimport stiger i forløbet med gas-metanisering, på grund af det øgede elforbrug til brintproduktion.

Fjernvarme

Som tidligere nævnt antages det, at hvad der svarer til det danske forbrug af flydende og gasformige biobrændstoffer på længere sigt produceres indenfor landets grænser. Derfor står overskudsvarme fra biobrændstofproduktion for hele 55 % af den samlede fjernvarmeproduktion i Danmark i 2050. Størstedelen ligger i de centrale områder, da overskudsvarmen i modellen kommer fra få store fabriker, der producerer biodiesel til bl.a. flytransport. I andre fjernvarmeområder dominerer varmeproduktion fra affaldsforbrændingsanlæg¹ og varmepumper.



Figur 6: Fjernvarmeproduktion i Danmark i flydende-basis.

I scenarierne med øget anvendelse af gas i transportsektoren, reduceres mængden af overskudsvarme fra store biobrændstoffabrikker, hvorved varmeproduktion fra varmepumper (men også naturgas) øges.

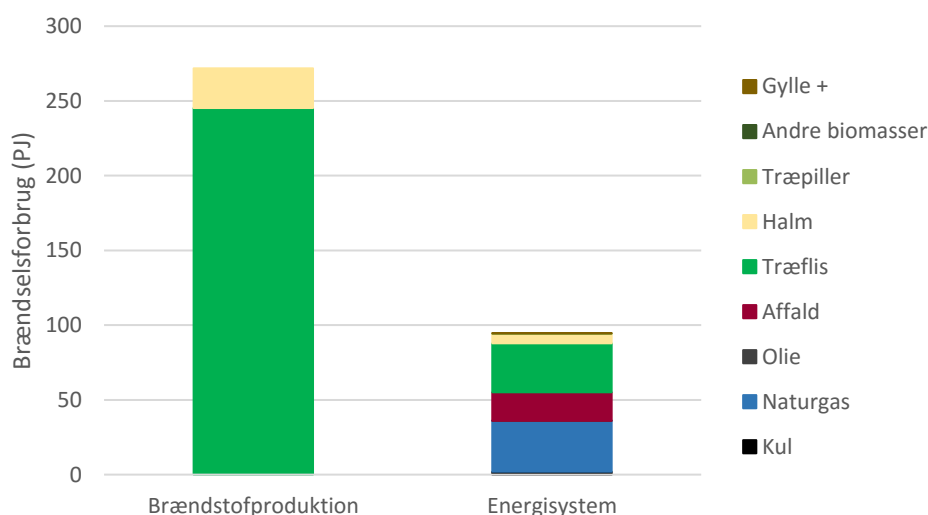
Såfremt biobrændstoffabrikkerne ikke lokaliseres i Danmark, er det sandsynligt at overskudsvarmen herfra ikke kan udnyttes, hvilket kan give et højere biomasseforbrug globalt. I en sådan situation vil flydende-basis scenariet på varmesiden til en vis grad minde om gas-basis, altså øget anvendelse af varmepumper og

¹ Det er forudsat at affaldsforbrænding er faldende men fortsat er betydelig. En anden, men ikke analyseret mulighed er, at affaldsforbrænding afløses af affald-til-biobrændstof fabriker.

øget anvendelse af naturgas. Den ”manglende” overskudsvarme vil dermed især blive afløst af varmepumpevarme.

Sammenhængende scenarier

I Figur 7 ses det samlede brændselsforbrug i 2050 i flydende-basis scenariet, og i Figur 8 sammenlignes med de to gasscenarier. Forbruget er opdelt på biomasseanvendelse til produktion af biobrændstoffer til forsyning af transportsektoren og brændsler til forsyning af det øvrige energisystem, primært el og varmeforsyning. Det samlede brændselsforbrug udgør ca. 370 PJ, noget mere end den indenlandske ressource, som et gennemsnit af tidligere studier viser er godt 200 PJ.



Figur 7: Brændselsforbrug ekskl. bidrag fra vind, sol og geotermi fordelt på biobrændstofproduktion og el- og fjernvarmesystemet (inkl. industriel procesvarme). Ud af de ca. 94 PJ brændselsforbrug i energisystemet anvendes ca. 60 PJ i forbindelse med industriel procesvarme, herunder dog også en del til kraftvarmeproduktion.

I modellens økonomi-optimering udnyttes ikke hele biogaspotentialiet. Med andre ord, så vælges det at anvende træbrændsler, sandsynligvis ved import, fremfor at biogasudnytte al den tilgængelige husdyrgødning til fortrængning af naturgas. En større del af biogaspotentialiet udnyttes i de to gas scenarier, idet gasforbruget i transportsektoren her er håndstyret som biogas. Hvis prisen på biomasse stiger væsentligt mere end forudsat, så vil modellen udnytte hele biogaspotentialiet i alle scenarier.

Halmpotentiale

Som en del af projektet har SDU Life Cycle Engineering bidraget med udvikling af en model til at kvantificere halmpotentialet som funktion af jordens kulstofindhold. Ved nedmuldning af rå halm nedbrydes størstedelen af det organiske stof

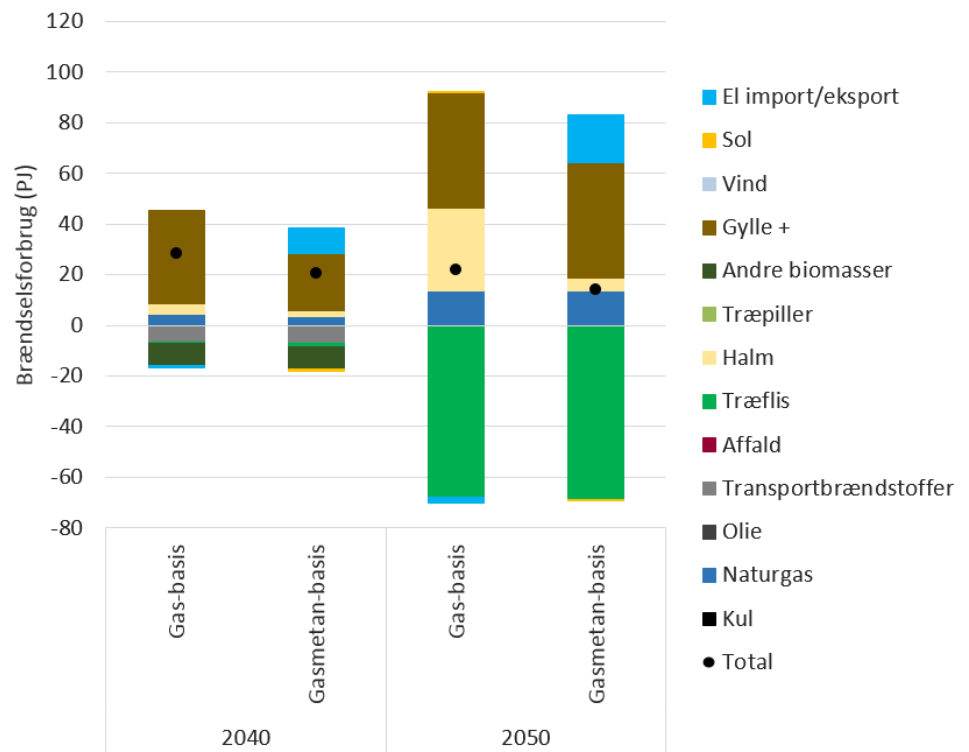
over kort tid, men en svært nedbrydelig del forbliver i jorden som stabiliseret organisk materiale på længere sigt.

Ved nedmuldning af digestat fra biogas er forløbet det samme, men den lettest nedbrydelige del er allerede afgasset i biogasanlægget. Derfor er en større andel af det tilbageværende organiske stof tungt nedbrydeligt.

Efter 100 år findes ved nedmuldning af digestat, i beregningseksemplet for hvedehalm og leret jord, et indhold af organisk kulstof i jorden svarende til ca. 86 % af den mængde, der ville restere i jorden, hvis al halmen var nedmuldet direkte i stedet for at gå til biogas.

Gas scenarierne

En større andel af gas i transportsektoren fører til en forøgelse af det samlede brændselsforbrug på omkring 20 PJ/år i 2050. For gas-basis skyldes dette både et merforbrug til biobrændstofproduktion, da gaskøretøjer forudsættes at have en lidt dårligere brændstoføkonomi end diesel køretøjer. Der anvendes også mere brændsel i el- og fjernvarmesystemet, da biogasproduktion leverer mindre overskudsvarme til fjernvarmesystemerne end Fischer-Tropsch processen. I gas-metan reduceres brændselsanvendelsen til biobrændstofproduktion med ca. 15 PJ sammenlignet med gas-basis, men forbruget i el- og fjernvarmesektoren er lidt højere, på grund af det ekstra elforbrug til brintproduktion. Det ekstra elforbrug dækkes dog delvist ved import.



Figur 8: Forskel i brændselsforbrug i de forskellige scenarier.

Sammenligning med Energistyrelsens Vindscenarie

På en række punkter afviger systemsammensætningen i 2050 fra Energistyrelsens vindscenarie). De mest markante ændringer vedrører lavere produktion fra vindmøller, et højere biomasseforbrug samt at der også i 2050 er et vist forbrug af naturgas til el-, fjern- og procesvarmeproduktion.

I vindscenariet er det samlede elbehov i Danmark tæt på 80 TWh, mens det flydende scenarie i denne rapport kun viser et samlet behov på 48 TWh i 2050. Gas-basis og Gas-metan scenarierne viser forbrug på hhv. 49 TWh og 57 TWh. Det højere elforbrug i energistyrelsens scenarier skyldes primært en højere anvendelse af el til produktion af biobrændstoffer herunder brint i processen (30 TWh vs 0,4 TWh i flydende basis) samt en højere anvendelse af elbiler (12 TWh vs 7 TWh).

Brændselsforbrug (PJ)	Flydende basis	Gas basis	Gasmetan basis	Energistyrelsens vindscenarie
Kul	2	2	2	0
Naturgas	34	48	48	0
Affald	19	19	19	42
Træflis	278	210	209	41
Halm	33	66	38	130
Træpiller	1	1	1	0
Gylle +	0	46	46	42
Vind	119	119	119	246
Sol	19	19	18	6
El import/eksport	19	16	37	0
Direkte brændsel total	367	391	363	254
Træflis, halm og træpiller	312	277	248	171

Tabel 2: Sammenligning af brændselsforbrug i 2050 i denne analyse og energistyrelsens vindscenarie

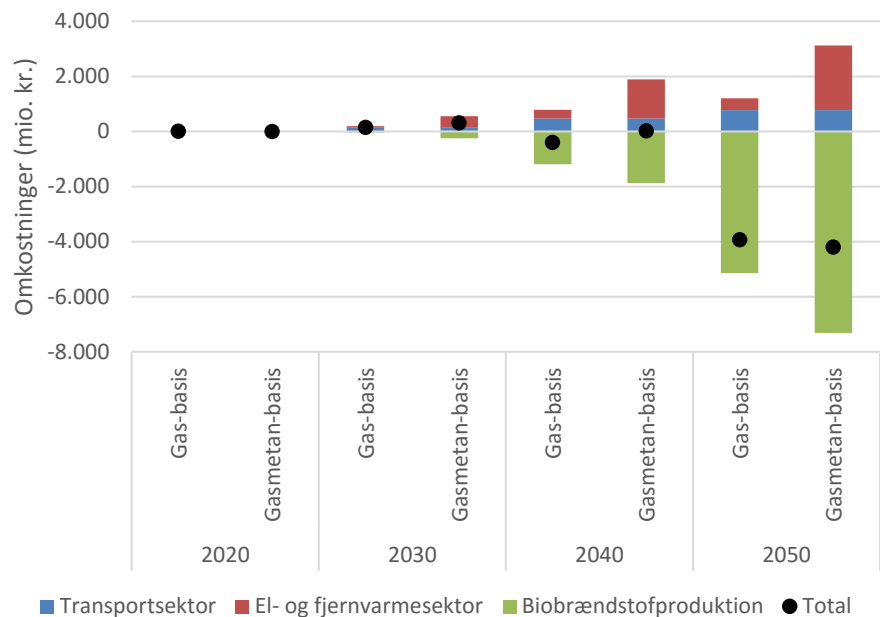
Brændselsforbruget til brændstofproduktion i transportsektoren ligger på ca. 156 PJ i Energistyrelsens vindscenarie, mens scenarierne i denne rapport viser et brændselsforbrug på mellem 256 PJ og 286 PJ.

Samlet økonomi

Der er beregnet samlede omkostninger i alle scenarier. Sammenlignes med flydende scenariet, er gas-scenariet dyrere de første år, men ca. 4 mia. kr./år billigere i 2050 ift. På lang sigt opnås samme økonomi ved metanisering af gassen, selvom metanisering er noget dyrere på mellemlang sigt. Det skyldes især forudsætningen om stigende biomassepriser, at metanisering giver god økonomi på længere sigt.

Beregnet som nutidsværdi i 2016 ved en samfundsøkonomisk rente på 4% resulterer gas-basis scenariet i en besparelse på 2,8 mia. kr.

Gasscenariernes besparelser ligger særligt indenfor produktion af biobrændstoffer, mens både udgifter til køretøjer i transportsektoren og i el- og fjernvarmesektoren er højere. Gasmetan-basis viser lavere besparelser til biobrændstofproduktion end gas-basis grundet øgede udgifter til metaniseringsanlæg. Samtidig er omkostningerne i el- og fjernvarmesystemet højere, især på grund af øget import af el. Begge gasscenarier viser dog højere omkostninger i el- og fjernvarmesektoren på grund af den lavere andel overskudsvarme, som erstattes af bl.a. kraftvarmeproduktion på naturgas.



Figur 9: Forskelle i samlet økonomi i forhold til flydende-basis. Besparelser ift. flydende-basis er angivet med negativt fortegn.

Forholdet mellem de tre scenarier vedr. økonomi ændres ikke væsentligt i følsomhedsberegningerne med henholdsvis højere CO₂ pris og lavere biomassepris.

CO₂ udledning

Der er gennemført særlige modelberegninger under antagelse om at importeret elektricitet enten er kulbaseret, naturgasbaseret eller VE-el, samt forskellige antagelser om hvorfra den anvendte træmasse kommer. Beregningerne viser, at det indenlandske naturgas forbrug og den importerede el står for hovedparten af drivhusgasudledningen. Forudsætningen er, at el-importen enten antages at have en kul-baseret marginal eller en naturgas-baseret marginal.

Det ses, at udledningerne fra lagring og udbringning af gylle og digestat er meget væsentlige. Hvis man sammenligner størrelserne af udledningen fra digestatet med udledningen fra den undgåede konventionelle gyllehåndtering, kan det ses, at den undgåede udledning er omkring dobbelt så stor som den, digestatet giver anledning til. Gas-basis scenariet har mindre udledning end det flydende basis scenarie, og der er to afgørende forklaringer på dette: 1) gas-scenariet anvender gylle/gødningsressourcen og opnår derved en stor reduktion i drivhusgasudledningen fra konventionel gyllehåndtering, som flydende-basis scenariet ikke opnår, og 2) samtidig bliver flydende-basis scenariet afhængig af en større el-import.

Endvidere fremgår det, at systemets brug af træ bliver en meget dominerende kilde til drivhusgasudledning, hvis den marginale forsyning på markederne for

træmasse til energiformål bliver plantage på skovarealer. Den anvendte emissionsfaktor på 50 g CO₂CO₂-ækv/MJ træmasse er et rundt estimat for flere forskellige typer plantagetræ, jfr. Wenzel et al. (2014).

Endelig fremgår det, at gasmetan-basis scenariet indebærer større eller samme drivhusgasudledning som gas-basis scenariet, såfremt den marginale elproduktion enten er marginal kul eller marginal gas

Konklusioner og observationer

En hovedkonklusion fra analyserne er, at gas til tung transport på længere sigt kan levere en mere omkostningseffektiv transportsektor end ved fortsættelse med flydende brændstoffer. Denne konklusion hviler især på forudsætningen om, at biogas vedvarende vil have lavere produktionsomkostninger end 2.G biodiesel. Et andet element er antagelsen om, at prisforskelle mellem dieseldrevne og gasdrevne køretøjer mindskes over tid. Et tredje element er, at infrastruktur til gastankning er billigere end den tilsvarende infrastruktur til diesel-tankning, efter en opbygningsfase. Det sidste skyldes især, at transmission af gas til tankstationer gennem det eksisterende gasnet er billigere end distribution af diesel ved tankbiler – når infrastrukturen er udbygget. Denne forudsætning hviler på en antagelse om at der også anvendes betydelige mængder gas i andre sektorer, således at transportsektoren ikke alene betaler vedligeholdelse af gassettet.

En anden konklusion er, at der skal meget markante virkemidler til for at grønne gasser kan udkonkurrere naturgas i energisektoren, men også i transportsektoren. At udskifte naturgas med biogas har en fortrængningsomkostning på op til 2000 kr./ton CO₂.

På trods af en væsentlig effektivisering af transportsektoren, og på trods af at biomasseforbruget i den øvrige energisektor reduceres til godt 50 PJ i 2050, overstiger det beregnede biomasseforbrug de danske bæredygtige ressourcer med 50% - 75%. Det betyder, at såfremt ønsket om at udfase fossile brændsler er globalt, og såfremt biobrændstoffer vinder generelt indpas, så vil anvendelsen af biomasse pr. person sandsynligvis overskride de globale bæredygtige ressourcer. I modelleringen vil det afspejle sig som markant højere biomassepriser, hvilket vil fremme øget biogasudnyttelse samt øget anvendelse af brint.

Det skal nævnes, at tilsætning af brint kun analyseres i gasscenariet. Brinttilsætning kan principielt også indgå i det flydende scenarie, hvilket dog ikke ventes at ændre på økonomikonklusionen.

Biologiske processer efterlader uomsatte fibre, hvilket teoretisk giver dårligere virkningsgrader end termiske processer. Eksempelvis regnes der i biogasteknologien med at fibrene tilbageføres til markjorden, mens der i 2G bioetanolteknologien regnes med energiudnyttelse af fibre. I princippet kan fibre energiudnyt-

tes eller tilbageføres ved begge teknologier. Modelberegningerne viser, at tilbageførsel af fiber til landbruget kan betyde at de tilgængelige mængder halm til energi/transportformål øges, såfremt jordens kulstofindhold ønskes konstant.

Analysen peger på, at biogas til tung transport med stor sandsynlighed er konkurrencedygtig sammenlignet med flydende biobrændstoffer. En forudsætning herfor er, at der internationalt er et betydende marked for gaskøretøjer. Biogas giver også mulighed for en udnyttelse af halm til energiformål med tilbageførsel af fibermaterialet.

På den baggrund er det rapportens forfatteres opfattelse, at Danmark med fordel kan forfølge en strategi der sigter mod en passende andel gas i tung transport frem mod 2030, bl.a. ved demonstrationsprojekter og infrastrukturudvikling. Herved opretholdes en option for at kunne forfølge et egentligt gasspor. Såfremt gasdrevne køretøjer får et væsentligt internationalt marked, og såfremt Danmark fortsat har en gasinfrastruktur, er det ikke sandsynligt at der er økonomi at viderebehandle gassen til fx metanol, eller at udnytte gassen i nedkølet flydende form.

Det vurderes heller ikke sandsynligt, at der på kort til mellemlangt sigt vil være betydelige mængder avanceret 2G biodiesel til rådighed i det internationale marked, idet de termokemiske biomasseomsætningsteknologier mangler en del for at blive kommercielt tilgængelige. Samtidig vurderes 2G biodiesel at være en vigtig forudsætning for biobrændstoffer til fly, og der er betydelige kompetencer på området i Danmark. Derfor vurderes det, at Danmark med fordel kan deltage i internationale forsknings- og demonstrationssamarbejder om udvikling af termokemisk biomasseomsætning, men Danmark vil vanskeligt selv kunne trække en sådan udvikling.

Endelig viser analyserne, at efterspørgslen efter biobrændstoffer på lang sigt vil overskride de ressourcer, der globalt er til rådighed pr. person, i de scenarier som er analyseret i denne rapport. Der vil derfor med stor sandsynlighed blive behov for enten øget elektrificering, og/eller øget anvendelse af brint i transportsektoren.

2 Biomasse og bæredygtighed

2.1 Indenlandske biomasse potentialer

Historiske og fremtidige potentialer

Flere undersøgelser har i de senere år forsøgt at vurdere, hvor meget indenlandsk biomasse der er til rådighed for energisystemet, både aktuelt og fremover. Der er fundet i alt 18 sådanne undersøgelser, der hver især kortlægger og/eller estimerer danske biomasse potentialer, som vil kunne indgå som ressource for energisystemet, inden for biomasse kategorierne: gylle/gødning, dybstrøelse, residual græs fra landbrug (enge)/natur og kultur arealer, halm fra landbruget, organisk affald (bio-affald), træ, energiafgrøder, roetopensilage, efterafgrøder samt akvatisk biomasse. En detaljeret oversigt over de forskellige studiers opgørelser af potentialerne inden for disse kategorier af biomasse, både nuværende potentialer og fremskrevne potentialer, er vist i Bilag 1. Tabellen herunder viser en samlet oversigt.

	Gylle/gødning	Dyb-strøelse	Græs, residual	Halm	Org. affald	Træ	Energi afgr.	Akvatisk biomasse	Roetop ensilage	Efterafgrøder	Opsummeret*
Data i studier af nuværende biomasse potentialer / Business-as-usual (PJ/år)											
Interval	25-36 (14-17)	13-18 (5-8)	1-10 (0-6)	20-56 (12-33)	1-9 (0-7)	10-58 (-)	4-14 (3-10)	0-0,1 (0-0.1)	0-15 (0-10)	1-2 (1)	75-218 (35-92)
Gennemsnit	31 (16)	16 (7)	5 (3)	44 (26)	4 (3)	32 (-)	8 (6)	0 (0)	6 (4)	2 (1)	148 (66)
Data i studier af fremtidige potentialer / Scenarier med optimering (PJ/år)											
Interval	27-52 (15-25)	1-7 (1-4)	39-102 (23-60)	2-12 (1-9)	21-60 (-)	4-74 (3-67)	-	-	-	8 (5)	102-315 (48-170)
Gennemsnit	40 (20)	5 (3)	66 (38)	7 (5)	42 (-)	46 (29)	-	-	-	8 (5)	214 (100)
Note: *) De angivne intervaller er opsummeret på følgende måde: nedre ende af intervallet er summen af de mindste estimater for hver enkelt biomasse type fra de forskellige studier, mens den øvre ende af intervallet er summen af de højeste estimater for hver enkelt biomasse type. De angivne gennemsnit er gennemsnittet af studierne estimater. Se tabellerne i Appendix 1 for en nærmere gennemgang.											

Tabel 3. Opsummering af estimater over danske biomasse potentialer (som nedre brændværdi af biomassens organiske tørstofindhold). I parentes er anført det estimerede biogaspotential ved brug af den aktuelle biomasse som substrat til biogas. Intervallerne angiver de mindste hhv. de højeste opgørelser/estimater inden for den pågældende biomasse type fra de forskellige studier.

Som det fremgår, er der en vis variation på kortlægningen af den nuværende og estimerede af den fremtidige danske biomasse. Med den her anvendte måde at finde et interval på, dvs. at udtrykke nedre grænse som summen af alle de mindste værdier fra studierne og øvre grænse som summen af alle de største værdier, bliver intervallerne naturligt relativt vide. I Bilag 1 er hvert studies særlige antagelser og forudsætninger vist med noter, så læseren kan forholde sig til forskelle heri. Dette understøtter fortolkningen af data. Det er vores vurdering, at gennemsnitsværdierne giver et rimeligt robust estimat for værdierne.

Den gennemgående tendens er, at studierne vurderer fremtidens biomasse potentialer som signifikant højere end det nuværende. Som tabellen viser, er den gennemsnitlige vurdering, at det samlede potentialer stiger fra ca. 148 PJ/år til ca. 214 PJ/år. Mål-året for den fremtidige biomasse er forskelligt, men fælles er, at stigningen ligger i øgede potentialer inden for energiafgrøder og halm, begge dele som følge af afgrødeomlægninger. De 214 PJ/år svarer til ca. 40 GJ/person/år.

Det ses, at det gennemsnitlige estimat for det fremtidige biomasse potentiale er lidt lavere end estimatet i både Gylling et al. (2013) og Energistyrelsen (2014b). Dette skyldes overvejende forskel i antagelsen om mængden af affald, hvor de i nærværende projekt kun omfatter organisk affald/bio-affald, mens Energistyrelsen (2014b) inkluderer den samlede affaldsmængde, inklusive det fossile affald, som antages at udgøre 42 PJ/år. Både den danske ressourcestrategi (affaldsstrategi) og EU's strategi indeholder imidlertid mål om så væsentligt forøget materialen anvendelse fra affald, at det vurderes urealistisk, at affaldsmængden i fremtiden er så stor. Et rimeligt gæt vurderes at være, at den bliver omkring det halve, når både bio-affald og tørt genanvendeligt affald sorteres ud til biogas og til genanvendelse.

Tabel 3 indeholder som vist estimater for biogaspotentialer under forudsætning af, at de aktuelle typer biomasse anvendes i biogasproduktion. Bemærk, at disse biogaspotentialer ikke inkluderer opgradering af biogassens CO₂ med brint; hvis dette forudsættes bliver biogas (methan) potentialerne større end anført i tabellen.

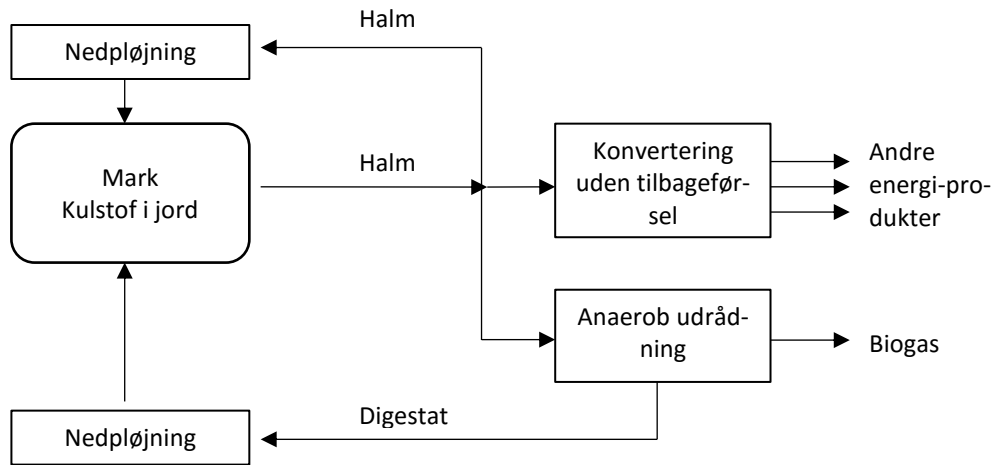
2.2 Halmpotentialets afhængighed af energikonverteringen og af markjordens kulstofindhold

I hidtidige energisystemanalyser og scenarier for et dansk vedvarende energisystem indgår biomasse som en central energiresource, i de fleste scenarier som den væsentligste med mellem 200 PJ/år og 730 PJ/år, jfr. Energistyrelsen (2014b), energinet.dk (2010, 2015), IDA (2015), Lund et al. (2011) og Wenzel et al. (2014). Studierne forholder sig alle til, hvor stor den indenlandske biomasse ressource er, og alle studier inkluderer scenarier, der begrænser sig til anvendelse af den indenlandske ressource, oftest begrundet ud fra hensyn til at undgå en for høj afhængighed af biomasse af hensyn til forsyningssikkerheden. Men fælles for de analyser af biomasse potentialet, som energisystemanalyserne bygger på, og som er oplistet i foregående Tabel 3, er, at de antager at biomasse potentialet er konstant under de givne rammevilkår for landbruget med mere. De hidtidige studier antager med andre ord, at potentialet er uafhængigt af måden, hvorpå biomassen anvendes i energisystemet, herunder måden hvorpå restfraktioner fra biomasse konverteringsprocesserne integreres i landbruget igen.

Denne antagelse holder imidlertid ikke. Markjordens indhold af organisk stof er væsentlig for dens frugtbarhed, og både forskere og landmænd udtrykker ønske om at sikre, at der opretholdes et tilstrækkeligt højt kulstofindhold på langt sigt. Med en forventet stigende efterspørgsel efter biomasse, herunder halm fra landbruget, til bioenergi i fremtidens vedvarende energisystem, er der stigende fokus på problemet. Der er behov for at se integreret på energianvendelsen af landbrugets biomasse og sikringen af markjordens indhold af organisk stof.

Forskellige veje til energikonvertering medfører meget forskellig netto fraførsel af organisk stof fra marken, og i den sidste ende bliver konverteringsvejen derfor

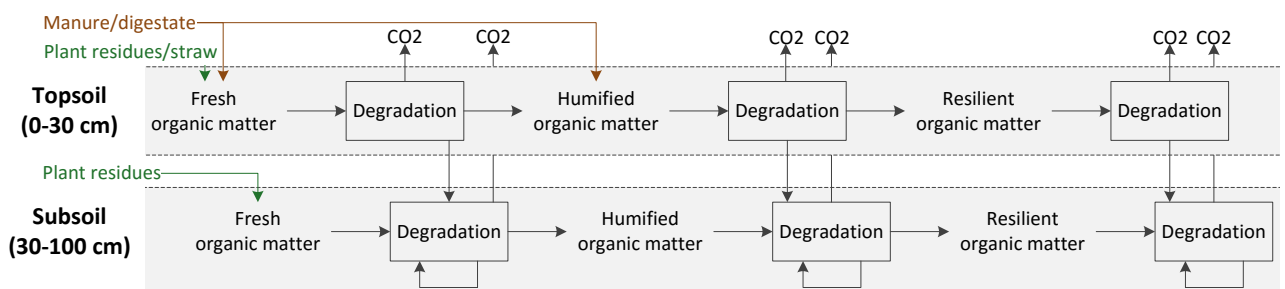
afgørende for, hvor meget biomasse fra landbruget, der kan være til rådighed for energisystemet. Figur 10 nedenfor illustrerer dette.



Figur 10 Halm fra marken kan indgå i energisystemet på forskellig måde eller tilbageføres til marken ved nedpløjning. Nogle konverteringsveje vil sikre en tilbageførsel af organisk stof til marken, mens andre ikke vil. Dette kan blive afgørende for, hvor meget halm, der kan være til rådighed for energisystemet, hvis et bestemt niveau af organisk stof i marken skal sikres på længere sigt

2.3 Modellering af halmpotentialet ud fra hensyn til jordens kulstofindhold

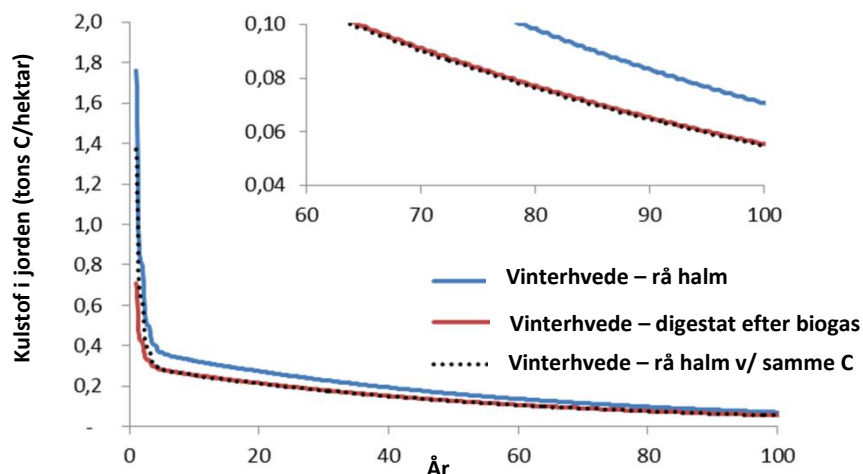
Som en del af en bestræbelse på at udvikle en systematisk tilgang til integreret optimering af landbrug og energisystemer kaldet EASI – Energy and Agricultural System Integration – har SDU Life Cycle Engineering udviklet en model til at kvantificere halmpotentialet som funktion af jordens kulstofindhold. Modellen bygger på værktøjet C-TOOL Taghizadeh-Toosi et al. (2014) integreret i et andet værktøj, Powersim, og det muliggør en modellering af, hvor meget halm der kan fraføres landbruget under bestemte mål for det langsigtede kulstofindhold i markjorden. Figur 11 viser princippet for modellen i C-TOOL.



Figur 11 C-TOOL (Taghizadeh-Toosi et al., 2014) modellerer udviklingen i jordens kulstofindhold og fordelingen på tre puljer af frisk, humificeret og stabilt organisk stof.

Vi har anvendt den udviklede model til at modellere nedmuldning af rå halm hhv. rest-halmfiber i digestat. En visualisering af modellen er vist i Figur 12. Her ses det, hvordan markjordens indhold af det kulstof, der nedmuldes år 1, udvikler sig

over tid for henholdsvis rå halm (blå kurve) og rest halmfiber i digestat (rød kurve). Den stiplede kurve viser den nedmuldning af rå halm, der skal til for at nå samme kulstofindhold i jorden efter 100 år, som opnås ved brug af halm i biogas med efterfølgende nedmuldning af digestatet.



Figur 12 Model af markjordens indhold af kulstof fra nedmuldning af en mængde halm år 1. Modellen viser udviklingen af kulstof i jorden fra den initielt nedmuldede mængde for en enkelt mark et enkelt år. Modellen bygger på værktøjet C-TOOL udviklet af Århus Universitet, Foulum (Taghizadeh-Toosi et al., 2014)

For rå halm viser modellen nedmuldning af en mængde hvedehalm (vinterhvede) på en hektar svarende til halmmængden fra et gennemsnitligt hvedeudbytte på leret jord. For rest-halmfiber viser modellen nedmuldning af den mængde, der er tilbage i digestatet efter, at samme mængde rå halm pr. hektar først er anvendt til biogas. Der er antaget 60 % omsætning af halmen i biogas processen.

Ved nedmuldning af rå halm nedbrydes størstedelen af det organiske stof over kort tid, men en svært nedbrydelig del forbliver i jorden som stabiliseret organisk materiale på længere sigt.

Ved nedmuldning af digestat fra biogas er forløbet det samme, men den lettest nedbrydelige del er allerede afgasset i biogasanlægget. Derfor er en større andel af det tilbageværende organiske stof tungt nedbrydeligt.

Efter 100 år findes ved nedmuldning af digestat, i det aktuelle eksempel for hvedehalm og leret jord, et indhold af organisk kulstof i jorden svarende til ca. 86 % af den mængde, der ville restere i jorden, hvis al halmen var nedmuldet direkte i stedet for at gå til biogas.

I modellen er antaget, at kvægbrug ikke giver anledning til halm, der kan anvendes til energiformål. Antagelsen er, at halmen fra kvægbrug anvendes internt til foder og/eller dybstrøelse. Denne halm er naturligvis herefter til rådighed i form af indhold i gylle, gødning eller dybstrøelse, den figurerer blot ikke i det såkaldte halm-potentiale, der omhandler halmen i ren form. Det er således kun svine- og

plante-brug, der indgår i modellen. Modellen afhænger endvidere af jordtypen, herunder jordens densitet, lerindhold og initiale kulstofindhold. Jordtyper opdeles i såkaldte JB klasser fra JB 1 til JB 8. Vi har forenklet denne opdeling til tre kategorier, nemlig 'sandjord' JB 1-4, sandet lerjord JB 5-6 og lerjord JB 7-8. Tabel 4 viser en oversigt over fordeling af jordtyper og typer af landbrug anvendt i modellen.

		Plantebrug (ha)	Svinebrug (ha)	Lerindhold (%)	Lerindhold anvendt i modellen (%)
Sandjord	JB1-4	574.417	345.091	0-10	5
Sandet lerjord	JB5-6	355.520	188.437	10-15	12,5
Lerjord	JB7-8	117.141	47.913	15-20*	17,5

Tabel 4 De kategorier af jordtyper og landbrugstyper, der er anvendt i modellen

* I henhold til det danske klassificeringssystem, ligger lerindhold i jordtype JB8 på 25-45 %, men i praksis har jordtyperne, der indgår i denne analyse, højst et indhold på 20 %.

I modellen er anvendt et fremtidigt anbefalet sædskifte i en 5-årig rotation, hvori der indgår efterafgrøder i de tilfælde, det er muligt. Sædskiftet er beskrevet i Taghizadeh-Toosi & Olesen (2016). Den 5-årige rotation er antaget konstant over en 300-årig periode. Dette er naturligvis ikke realistisk i virkeligheden, men formålet er her at se konsekvenserne for markjordens kulstofindhold på baggrund af en kendt og transparent reference.

Markjordens indhold af organisk stof kommer fra flere forskellige kilder

- Halmen
- Gylle/gødning, der udbringes
- Den del af planten over jorden, der ikke kan høstes (=stub mm.)
- Den del af planten, der er under jorden (=rodnet)
- Efterafgrøder, både over og under jorden

Selve afgrøden over og under jord bidrager meget til kulstofindholdet, og det samme gør gylle/gødning og efterafgrøder.

Modelleringen af det langsigtede kulstofindhold vist i Figur 12 gentages for hvert enkelt år over 300 år (selv om figuren kun viser 100 år). Mængden af kulstof i jorden i år 300 bliver således summen af indholdet i dette år fra hvert af de 300 foregående års nedpløjning.

Dette er i modellen gjort for hver mark i Danmark og herefter er resultaterne aggregeret pr. jordtype og landbrugstype som vist i Tabel 5.

Type landbrug og jord	Areal ha	Med returnering af rest-C		Uden returnering af rest-C	
		t våd- vægt/ha/år	Mt våd- vægt/år	t våd- vægt/ha/år	Mt våd- vægt/år
Sandjord, svinebrug	345	3,2	1,10	1	0,35
Sandjord, plantebrug	574	2,4	1,38	0,4	0,23
Sandet lerjord, svinebrug	188	4	0,75	1,3	0,24
Sandet lerjord, plante- brug	356	3,3	1,17	0,7	0,25
Lerjord, svinebrug	48	4,3	0,21	1,5	0,07
Lerjord, plantebrug	117	3,5	0,41	0,8	0,09
I alt	1628		5,02		1,23

Tabel 5. Den til rådighed værende halmmængde til energiformål, hvis markjordens kulstofindhold skal være det samme med og uden returnering af rest-kulstof. Kolonnen yderst til højre viser, hvor meget mindre halm (i procent) der er til rådighed til energiformål, i forhold til biogasanvendelsen, hvis jordens kulstofindhold skal være den samme.

Det bemærkes, at denne analyse er en *betinget analyse* forstået på den måde, at den viser, hvor meget halm der er til rådighed til energiformål i de to forskellige situationer, med og uden returnering af rest-kulstof til jorden, *hvis* jordens langsigtede kulstofindhold skal være det samme i de to situationer. I dette tilfælde vil der med det her forudsatte sædskifte kunne høstes et potentielt, maximalt halmpotentiale på ca. 5 millioner tons halm pr. år til energiformål, hvis al den teknisk/fysisk forekommende halm høstes. Hvis al denne halm anvendes i biogas, og rest-fiber/rest-C tilbageføres til jorden, giver dette anledning til et bestemt langsigtet kulstofindhold i jorden. Hvis der derimod ikke føres rest-fiber/rest-C tilbage til jorden, vil der skulle nedpløjes en mængde svarende til ca. 3,8 millioner tons halm pr. år for at opretholde samme langsigtede kulstofindhold i jorden, og der ville tilsvarende kun kunne høstes ca. 1,2 millioner tons halm pr. år til energiformål

Det er imidlertid ikke givet, at jordens kulstofindhold behøver at være på samme niveau. Især i Vestdanmark, hvor der er stor tæthed af husdyrbrug samtidig med sandet jord, er jordens indhold af organisk stof *muligvis* tilstrækkeligt højt, og at det, så længe de aktuelle mængder husdyrgødning/gylle fortsat tilføres, kan forsvares at fraføre al hamlen uden returnering af restfiber. Det har ligget uden for rammerne af dette projekt at nå til en erkendelse af, hvilken *tærskelværdi* for jordens indhold af organisk stof, der skal tilstræbes af hensyn til jordens frugtbarhed. Men fokus på jordens kulstofindhold er stor i landbruget, og denne analyse viser, at returnering af rest-kulstof til jorden efter energikonvertering potentielt har stor betydning.

2.4 Det globale biomassepotentiale

Mange studier har søgt at estimere det globale potentiale for tilvejebringelse af biomasse til energiformål, som i de fleste studier opdeles i to overordnede kategorier, nemlig dedikerede energiafgrøder (landbrugsafgrøder og plantage) og restprodukter (organisk affald og restprodukter fra landbrug og skovbrug). Den seneste og væsentligste konsensus blandt eksperter vurderes at være IPCC rapporten om bioenergy (Chum et al., 2011). Denne rapport er forfattet af et stort antal eksperter fra forskellige lande, og den gennemgår litteraturen over estimer af det globale biomasse potentiale og relaterer dette til scenarier for udviklingen i verden, herunder klimapolitik, økonomisk vækst og velfærd, mm. Dette ekspertpanels estimat er, at størrelsen af den biomasse, der globalt er til rådighed til energiformål i 2050 er 100 – 300 EJ/år, ud over den aktuelt høstede biomasse. Dette potentiale skal forstås som et ressourcepotentiale, og bæredygtigheden af at høste det, for klima, biodiversitet mm., er ikke vurderet i rapporten. En af nøglerreferencerne i Chum et al. er Haberl et al. (2007), og Haberl et al. (2010). Senere har Haberl et al. studeret det realistisk tilgængelige potentiale yderligere (Haberl et al., 2013) og heri estimeres et potentiale på 190 EJ/år, hvilket yderligere understøtter den opnåede konsensus i Chum et al. (2011).

I et studie af importeret biomasse og dets carbon footprint, Wenzel et al. (2014), er udarbejdet en opdeling på den sandsynlige herkomst af biomasse leveret til det globale marked for biomasse brændsel. Denne analyse blev overvejende baseret på en partiel økonometrisk ligevægtsmodel kaldet GLOBIOM udviklet af det østrigske analyseinstitut kaldet IIASA. Wenzel et al. (2014) fandt et globalt biomasse potentiale til energiformål under forskellige markedsbetingelser for CO₂ kvote-pris og biomasse pris, og under rammevilkår for CO₂ prisen på 50 US\$/ton og en biomasse pris på 5 US\$/GJ ab producent, fandtes biomasse potentialet at fordele sig på forskellige kilder som følger:

- Op til 10 EJ/år: Restprodukter fra udtynding og høst fra tømmerproduktion uden carbon footprint, dvs. et CO₂ neutralt biomasse potentiale. Omfanget heraf er imidlertid begrænset af omfanget af tømmerproduktion, og en del udtyndingstræ udnyttes endvidere allerede til papirproduktion. Wenzel et al. (2014) vurderer således dette potentiale til at være begrænset til omkring 10 EJ/år.
- Op til 40 EJ/år, ud over udtyndingstræ, fandtes at kunne hidrøre fra plantage på kulstoffattigt græsland med negativt carbon footprint til følge (dvs. med reduktion af drivhusgasudledning til følge).
- Over 50 EJ/år i alt fandtes den mest sandsynlige biomasse oprindelse at være plantage på kategorien 'andet land', som i GLOBIOM værktøjet dækker savanne, cerrado og andre tilsvarende naturtyper 'mellem' græsland og skov. Den øvre grænse for plantage på 'andet land' blev ikke entydigt identificeret i Wenzel et al. (2014), men vurderes at holde sig inden for 100 EJ/year inklusive ovennævnte potentiale for plantage på græsland. Carbon footprint af biomasse fra plantage på savanne er lavere end carbon footprint for fossile brændsler, i.e. omkring 10 g CO₂/MJ

med en annualisering over 100 år og ca. 40 g/MJ med en 20 års annualisering. Aspekter af biodiversitet og andre økosystem hensyn for arealændringer af denne type vurderes at kunne være mere begrænsende end klimahensyn.

3 Teknologier til produktion af biobrændstof

Der er gennemført et litteraturstudie med henblik på at undersøge og sammenligne en række teknologier til produktion af biobrændstoffer.

Tabel 6 giver et overblik over de undersøgte teknologier, som er grupperet i gasproducerende teknologier og teknologier, der producerer flydende brændstoffer.

Teknologier til produktion af VE-gas	Teknologier til produktion af flydende biobrændstoffer
Bionaturgas, Biogas CO ₂ rensning	Biometanol, syngasrute (BTL)
Bionaturgas, Biogas hydrogenering	Biometanol, CO ₂ route (ETL)
Bionaturgas (BioSNG), Syngasrute	1G Bioetanol
	2G Bioetanol
	1G Biodiesel (HVO) hydrogenering
	1G Biodiesel (RME) transesterificering
	2G Biodiesel, Syngasrute (Fischer-Tropsch)
	2G Biodiesel, Syngasrute + brint
	DME, Syngasrute
	Biokerosene, Syngasrute

Tabel 6: Teknologier til produktion af VE-gas og flydende VE-brændstoffer.

Produktion af biogas og bioethanol er baseret på biologisk omsætning af biomasse, mens de biobrændstoffer, der er produceret ved en syngasrute, baseres på en termokemisk proces. Principperne i de to konverteringsveje gennemgås kort nedenfor.

3.1 Konvertering af biomasse

Termokemisk

De termokemiske processer består af en række procestrin. Fælles for dem alle er, at biomassen skal igennem en forgasningsproces, gerne under tryk. De efterfølgende trin kan stille forskellige krav til gassens renhed og sammensætning. Det er vores forståelse, at den vanskeligste – og hidtil uløste – udfordring er, at få en tilstrækkelig ren gas med en forgasningsproces på biomasse der har høj virkningsgrad, og som troværdigt kan opskaleres så der opnås en god økonomi.

De efterfølgende processer (gasrensning, krakning, Fischer Tropsch, metanisering m.m.) er mere eller mindre kendte fra den kemiske og petrokemiske industri. Disse processer kræver sandsynligvis anlæg af en betydelig størrelse (GW størrelse) for at have kommercielt perspektiv.

Ved de termokemiske processer vil op til ca. 65% af biomasseinputtet kunne omdannes til flydende/gasformigt brændsel. Resten tabes som varme og som CO₂. En del af denne CO₂ vil igen – i teorien – kunne metaniseres ved anvendelse af brint.

Biologisk

Biologisk omsætning kan i hovedtræk foregå ved en biogasproces, hvor der produceres metan, eller ved enzymatisk/forgæring til produktion af ethanol. Selve de biologiske processer er særdeles energieffektive. Derimod kræver de tilknyttede fysiske processer et relativt stort input af el- og varme. Dette er særlig udpræget ved produktion af bioethanol.

Hertil kommer, at de biologiske processer kun omsætter de letomsættelige dele af biomassen. For træ- og halmagtige biomasser løber 30% - 50% af biomassen dermed uomsat igennem processen. Hertil kommer tab i form af varme og CO₂. CO₂ outputtet vil igen – i teorien – kunne metaniseres ved anvendelse af brint.

Da de biologiske processer kun omsætter en del af biomassen, kan perspektivet ved termokemiske processer synes overlegent målt på parameteren effektiv ressourceudnyttelse. Dog er det sådan, at de biologiske processer giver mulighed for at tilbageføre fiberresterne til landbrugsjorden, hvilket sandsynligvis øger den mængde biomasse, der over mange år kan udtrækkes fra bestemte arealer til energiformål.

Hvis der eksempelvis produceres 300 m³ biogas (60% metan) på 1 ton halm, svarer det til en omsætningseffektivitet på 36%². Termokemiske processer har en omsætningseffektivitet på måske 65%. De biologiske processer skal i ovenstående eksempel dermed give anledning til en ressourcestigning på 80% for at levere samme produktion af biobrændsel. Dette spørgsmål belyses selvstændigt i analysen.

De biologiske processer er våde processer. Det gør, at de har en betydelig fordel ved nyttiggørelse af meget våde biomasser som gylle, madaffald, våde planterester m.m. Biomassen skal ikke først igennem en energikrævende tørreproces.

² Energiindhold af biogas: 300 m³*60%*0,036 GJ/m³= 6,5 GJ. Energiindhold af 1 ton halm: 18 GJ. Omsætnings-effektivitet: 6,5 GJ/18 GJ = 36 %

Metanisering/hydrogenering

Fælles for de termokemiske og biologiske koverteringsprocesser er, at den resulterende CO₂ kan metaniseres ved anvendelse af brint. I den mest udbredte og velforståede metaniseringsproces anvendes procesdamp til at omdanne brint og CO₂ til syntetisk naturgas af metankvalitet. Metaniseres f.eks. biogas med et CO₂-indhold på ca. 35% ved hjælp af denne proces kræves der (Haldor Topsøe A/S, 2012) ca. 0,65 MWh/h brint pr MWh/h biogas der fødes ind i metaniseringsanlægget.

Der undersøges alternative teknologier til termisk metanisering, hvor brint omdannes til metan i en biologisk proces i biogasanlægget. Der er forhåbninger om, at biologisk metanisering vil have lavere anlægs- og driftsomkostninger, ligesom virkningsgraden forventes at kunne blive højere end ved den termiske proces. Erfaringen med denne type teknologi er dog begrænset, hvorfor der i analysen er fokuseret på termisk metanisering.

3.2 Litteraturstudie

Hovedresultaterne af litteraturstudiet opsummeres i det følgende, hvor teknologierne oplistes med deres produktvirkningsgrad (biomasse til slutprodukt), totalvirkningsgrad samt marginale produktionsomkostning i kr./GJ.

Teknologi	Produktvirkningsgrad ³	Totalvirkningsgrad	Kr./GJ (2030)
FT Biodiesel	46 %	64 %	275
1G Biodiesel RME	101 %	95 %	163
1G Biodiesel HVO	96 %	90 %	189
DME	53 %	57 %	208
Metanol (forgasningsgas)	59 %	61 %	190
Metanol (biogas)			193
1G Bioethanol	58 %	75 %	158
2G Bioethanol	39 %	90 %	283
BioSNG	67 %	93 %	149
Biogas ⁴	37-50 %	35-49 %	119-160
Metanisering biogas	59-79 %	61-85 %	162-189

Tabel 7: Tekniske og økonomiske hoveddata for de transportbrændstoffer der indgår i litteraturstudiet. Totalvirkningsgrad er defineret som energiindholdet i hovedprodukt + biprodukter (incl. varme) divideret med brændværdien i inputbrændslet.

³ Virkningsgrad fra biomasseinput til biobrændsel

⁴ Værdierne afhænger af ressourcen

I opgørelsen af totalvirkningsgraden er det, for de teknologier der bruger brint som input (HVO og metanisering af biogas), antaget at brinten produceres med SOEC-teknologi. At totalvirkningsgraden i visse tilfælde ligger under produktvirkningsgraden skyldes definitionen af produktvirkningsgraden, der ikke tager højde for yderlige procesinputs end biomassen så som el, procesvarme, brint mv. Dette er samtidig baggrunden for, at produktvirkningsgraden kan overstige 100%, hvilket f.eks. er tilfældet ved RME-processen.

Beregningen af den marginale produktionsomkostning er baseret på 2030-fremskrivninger af el- og fjernvarmepriser samt priser på eventuelle biprodukter. For elprisen er der taget udgangspunkt i Energistyrelsens 2015-basisfremskrivning (731 kr./MWhan forbruger). For salg af overskudsvarme er der anvendt en afregningspris på 60 kr./GJ, baseret på den marginale produktionsomkostning for en varmepumpe. 2030-priser på restprodukter er baseret på Alternative Drivmidler (COWI, 2013) samt egne beregninger.

Tabellen nedenfor opsummerer vores vurdering af de forskellige teknologiers nuværende udviklingsstadiet:

Teknologi	Kommerciel	Præ-kommerciel	Demonstration	Laboratorie
Biogas af våde biomasser	X			
Biogas af halm m.m.			X	
Bioethanol 1G	X			
Bioethanol 2G			X	
Forgasning biomasse			X	X
Fischer Tropsch	X	X		
SNG fra syngas	X	X		
DME fra syngas		X		
Brint ved alkalisk elektrolyse	X			
Metanisering til CH ₄			X	

Tabel 8: Nuværende udviklingsstadier for biobrændstofteknologier.

Det bemærkes, at selve Fischer Tropsch-syntesen samt SNG-produktion på syngas i sig selv er mere eller mindre kommercielle teknologier – det er forgasning af biomasse, der kræver videreudvikling, før 2G-biodiesel og bio-SNG kan regnes for kommercielle teknologier.

Omkostningstillæg
biomasseforgasning

Da hovedkilderne, der er anvendt, efter vores vurdering har baseret investerings- og driftsomkostninger på "idealiserede" beregninger, har vi tillagt de 2G-teknologier, der baserer sig på forgasning af træmasse, et omkostningstillæg på 25 pct.

af den samlede omkostning i 2030. Dette tillæg aftrappes lineært, og er fuldt bortfaldet i 2050.

3.3 Teknologier anvendt i scenarier

I projektet er der opstillet scenarier for produktion af biobrændstof, hvor der udvælges en delmængde af de teknologier, der indgår i litteraturstudiet. Herudover er der gjort en række yderligere antagelser angående billiggørelse og virkningsgrader som gennemgås i afsnittet.

Den følgende tabel viser en oversigt over de efterspurgte biobrændstoffer samt de produktionsteknologier, der indgår i de videre analyser.

Brændsel	Prod. Teknologi	Kilde(r)
Biodiesel	<ul style="list-style-type: none"> 1G Rapsolie 2G Træflis (Fischer-Tropsch) 	<ul style="list-style-type: none"> FORCE, 2013 Tunå & Hulteberg, 2014
Bioethanol	<ul style="list-style-type: none"> 1G Hvede 2G Halm (Måbjerg-koncept) 	<ul style="list-style-type: none"> FORCE, 2013 MEC og egne beregninger
Gas	<ul style="list-style-type: none"> Opgraderet biogas Metaniseret biogas 	<ul style="list-style-type: none"> Biogas Taskforce, 2012 Biogas Taskforce, 2012 og <i>Kommercialisering af Brintteknologier</i>
HVO	<ul style="list-style-type: none"> Rapsolie 	<ul style="list-style-type: none"> FORCE, 2013
Brint	<ul style="list-style-type: none"> SOEC 	<ul style="list-style-type: none"> Energistyrelsen, 2014 Ea, 2016

Tabel 9: Teknologier til forsyning af transportsektorens biobrændstofbehov

Da 2G-teknologierne til fremstilling af flydende biobrændstoffer på biomasse endnu ikke kan regnes som kommercielt tilgængelige, er der til en vis grad valgt 1G-teknologier frem mod 2040 i scenarierne. På lang sigt (2050) regnes 2G-teknologierne derimod at være fuldt kommercialiserede og udrullede ift. transportsektorens behov.

Til produktion af brint anvendes som udgangspunkt SOEC teknologien fra 2030. SOEC er i dag en laboratorieteknologi, og det skal derfor understreges, at fremskrivningen af omkostninger og virkningsgrad for denne teknologi er forbundet med væsentlig usikkerhed. Fra 2030 forudsættes teknologien at kunne omsætte el til brint med en virkningsgrad på knap 80 % (målt ved nedre brændværdi), hvilket er tæt på det teoretiske maksimum. For anlæg, der i dag er kommercielle,

som fx alkalisk elektrolyse, er virkningsgraden godt 10 %-point lavere. Den beregnede 2030-omkostning på 188 kr./GJ er sammenlignelig med resultaterne fra det nyligt afsluttede EUDP-projekt *Kommercialisering af Brintteknologier*, der (alt efter energisystemscenarie) angiver omkostninger mellem ca. 200-260 kr./GJ i 2035.

Billiggørelse af investering og D&V

For 1G-teknologierne er der regnet med en reduktion i investerings- samt D&V-omkostninger på 5 pct. i 2050 i forhold til 2015-omkostningerne. For MEC-teknologien til 2G-bioethanolproduktion skønnes investerings- og D&V omkostningerne at kunne reduceres med 35 pct. i forhold til 2015. Reduktionerne er i alle tilfælde lineære fra 2015 til 2050-niveauet.

Optimering af produktvirkningsgrad og spildvarmeudnyttelse

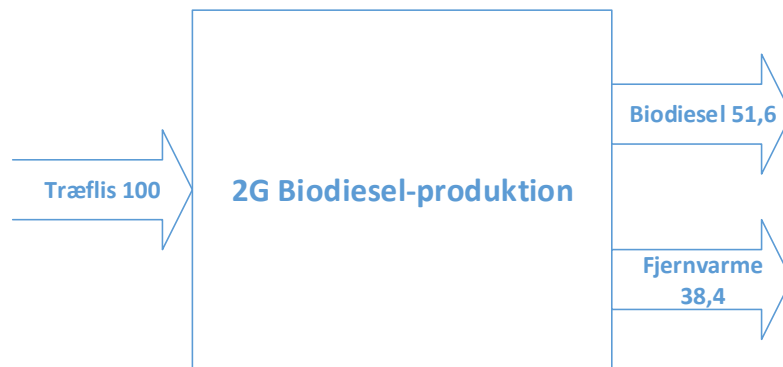
En delkonklusion fra litteraturstudiet af biobrændselsteknologierne er, at mange af de termokemiske processer indebærer et relativt stort varmetab. Dette gør sig især gældende for 2G-biodieselproduktion. Dette kan skyldes, at der generelt i procesdesignet ikke er fokus på opsamling og udnyttelse af spildvarmen.

Opsamling af spildvarme er afgørende for sammenhængende systemanalyser. Til dette projekt har vi derfor tilpasset alle de termokemiske teknologier til en totalvirkningsgrad på mindst 90%, uanset de virkningsgrader der er beregnet i de anvendte kilder. Den yderligere energiudnyttelse antages at kunne ske i form af varme til fjernvarmenet.

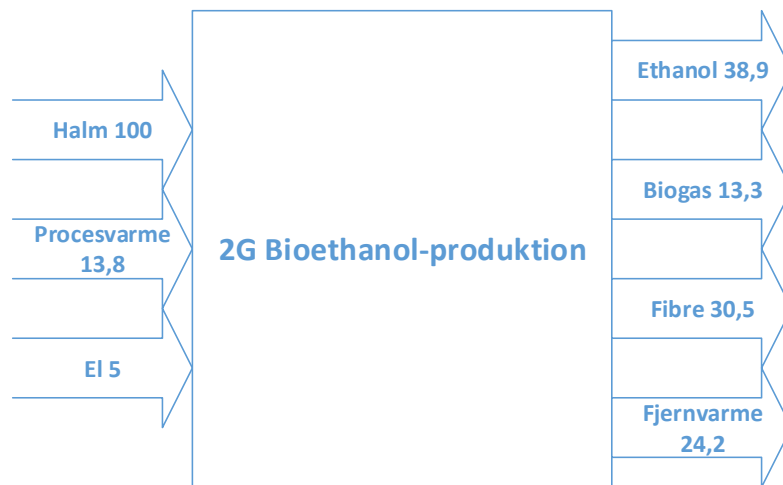
For den valgte teknologi til 2G-biodieselproduktion (Tunå & Hulteberg, 2014) gælder herudover, at der afbrændes restgas for at producere el. Vi har i dette projekt antaget, at en procesændring er mulig, således at restgas i stedet anvendes til at øge produktvirkningsgraden, uden øgede omkostninger.

Virkningsgrader

De virkningsgrader, der arbejdes videre med efter ovennævnte tilpasninger, illustreres i det følgende ved Sankey-diagrammer for energistrømmene. 1G-teknologierne er dog ikke illustreret her.



Figur 13: Energistrømme ved 2G-biodieselproduktion.



Figur 14: Energistrømme ved 2G-bioethanolproduktion.

Det anvendte koncept for produktion af bioethanol er bl.a. kendetegnet ved at det resulterer i to brugbare restprodukter, vinasse og fiber. I dette projekt er det antaget at vinassen ikke bruges til foder men udelukkende til produktion af biogas. Det er antaget at fiberproduktion har samme værdi i energisystemet som træflis.

Diagram for metanisering af biogas er givet nedenfor:



Figur 15: Energistrømme ved metanisering af biogas.

Virkningsgraden for produktion af biogas afhænger af, hvilken biomasse der konverteres. De anvendte produktvirkningsgrader for biogasproduktion ved hhv. konventionel opgradering og metanisering er angivet nedenfor:

	Konv. opgradering	Metanisering
Gylle + ⁵	39 %	62 %
Halm	50 %	79 %
Energimajs	37 %	59 %

Tabel 10: Produktvirkningsgrader, biogasproduktion.

I tabellen nedenfor gives et samlet overblik over de anvendte teknologier og deres potentiale til at udnytte spildvarme. Udover produkt- og totalvirkningsgrad er der for hver især oplyst en fjernvarmevirkningsgrad, der angiver hvor meget fjernvarme, en given teknologi genererer pr enhed biomasseinput.

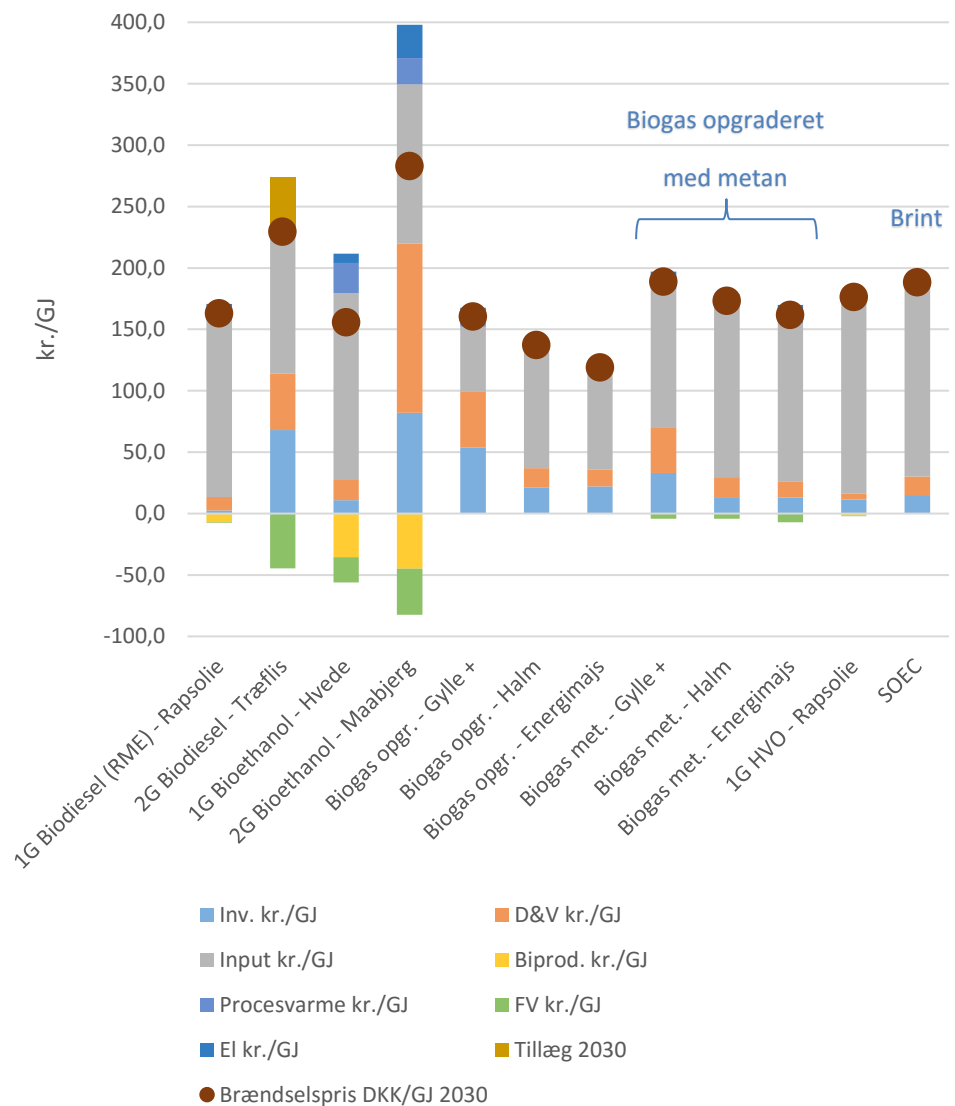
Omkostninger

Teknologi	Produktvirkningsgrad	Fjernvarmevirkningsgrad	Totalvirkningsgrad	Kr./GJ (2030) – Anvendt i analysen	Kr./GJ (2030) – Litteraturstudie
FT Biodiesel	46 %	34 %	90 %	229	275
1G Biodiesel RME	101 %	1 %	95 %	163	163
1G Biodiesel HVO	96 %	1 %	90 %	176	189
1G Bioethanol	58 %	18,6 %	90 %	155	158
2G Bioethanol	39 %	24,2 %	90 %	283	283
Biogas	37-50 %	0 %	35-49 %	118-160	118-160
Metanisering biogas	59-79 %	4-7 %	61-85 %	162-189	162-189

Tabel 11: Virkningsgrader og marginale produktionsomkostninger. Produktvirkningsgraden angiver virkningsgrad fra hovedinput til brændstof. Bidrag fra sekundære input og sekundære output er ikke angivet her, hvorfor totalvirkningsgraden ikke er summen af produkt og fjernvarmevirkningsgrad. Se Sankey-diagrammer ovenfor.

Tabellen viser samtidig den marginale produktionsomkostning. I sammenligning med resultaterne af litteraturstudiet ses det, hvordan optimeringen til yderligere spildvarmeudnyttelse bidrager til at sænke produktionsomkostningen for de berørte teknologier. En detaljeret oversigt over teknologiernes produktionsomkostninger, der tager hensyn til alle in- og outputs, vises i nedenstående figur.

⁵ Den våde biogasressource bestående af husdyrgødning, dybstrøelse, husholdnings- og industriaffald.

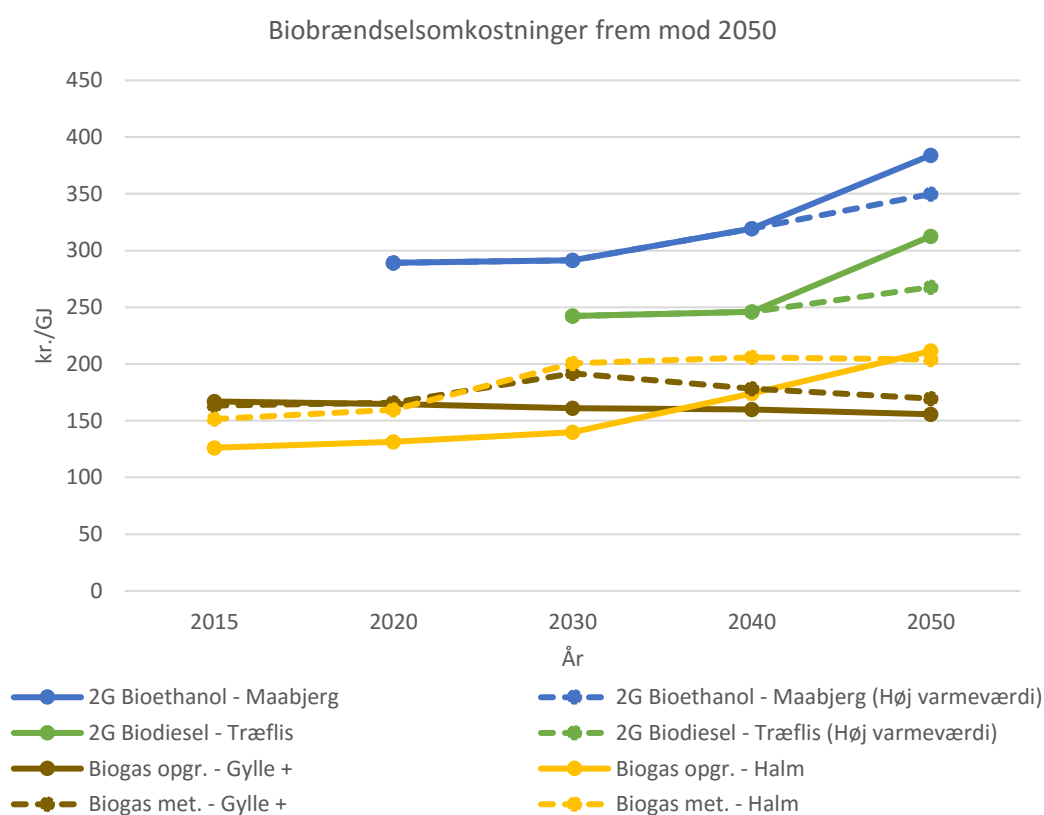


Figur 16: Biobrændstofproduktionsomkostninger i 2030 for anvendte teknologier.

3.4 Udvikling i biobrændstofproduktionsomkostninger

For de fleste teknologier stiger brændstofproduktionsomkostningen frem mod 2050, hvilket primært skyldes stigende biomassepriser, der overskygger teknologiforbedringer (Figur 17). Biodiesel og bioethanol forbliver dyrere end biogas, mens halmbaseret biogas med stigende biomassepriser bliver dyrere end gyllebaseret biogas. I 2050 bliver halmprisen også så høj, at halmbaseret biogas med opgradering ved metanisering lige akkurat har lavere produktionsomkostning end halmbaseret biogas med konventionel opgradering.

For både 2G bioethanol og 2G Biodiesel er værdien af varmen desuden af stor betydning. De fuldt optrukne linjer viser her produktionsomkostningen hvor varmen er værdisat som den marginale værdi i energisystemberegningerne (se kapitel 6). Da der i 2050 er mere overskudsvarme tilgængelig, end der kan afsættes i de største fjernvarmeområder, falder marginalværdien til 0 kr./GJ. Det er dog ikke ensbetydende med, at den samlede overskudsvarme ikke har nogen værdi. Der er derfor vist (stiplet) en alternativ omkostning, hvor varmen værdisættes til marginalværdien i 2040, som er den højeste i hele forløbet. Produktionsomkostningen for 2G biodiesel og 2G bioethanol ved en fair værdisætning af varmen ligger herimellem.



Figur 17: Udvikling biobrændstofproduktionsomkostninger.

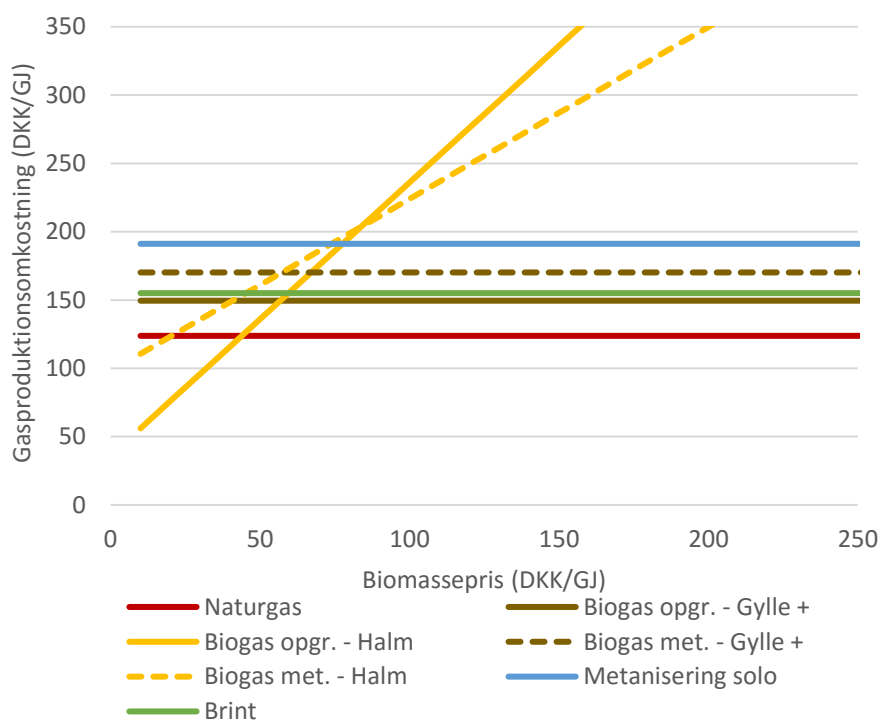
Betydning af prisudviklingen for CO₂ og biomasse

I systemberegningerne i denne rapport er det valgt at tage udgangspunkt i forholdsvis høje biomassepriser, svarende til 50% over niveauet i Energistyrelsens forudsætninger fra 2014. Halmprisen bliver dermed ca. 83 kr./GJ i 2050, mens træflis koster ca. 102 kr./GJ i 2050. Denne antagelse er valgt for at afspejle den forholdsvis høje efterspørgsel efter biomasse i en verden, hvor biobrændstoffer får væsentlig betydning. Til sammenligning beregner det internationale energiagentur IEA priser på fast biomasse på omkring 80 kr./GJ i 2050 i en verden der forfølger et 2-graders scenarie, samtidig med CO₂-priser på omkring 1000

kr./ton⁶. De her anvendte biomassepriser er dermed ikke usandsynlige i en et scenarie med stærk efterspørgsel efter bæredygtig biomasse. Se i øvrigt afsnit 5.2 for yderligere information om forudsætningerne.

Udviklingen af priserne på CO₂ og biomasse har indflydelse på konkurrenceevnen af produktion af biobrændstoffer – både hvad angår prioritering imellem biobrændstoffer og i forhold til fossile alternativer (inkl. CO₂-omkostning).

Udvikling af biomasseprisen har især betydning for produktionsomkostningen for halmbaseret biogas – enten ved opgradering eller ved metanisering. Op til en biomassepris på ca. 50 kr./GJ halm, er produktionsomkostningerne for halmbaseret biogas lavere end for naturgas inkl. CO₂-omkostning. Halmbaseret biogas er billigere end gyllebaseret biogas ved en biomassepris op til ca. 60 kr./GJ, og ved en yderligere stigning af biomasseprisen til over 80 kr./GJ kan metanisering af halmbaseret biogas betale sig i forhold til opgradering.

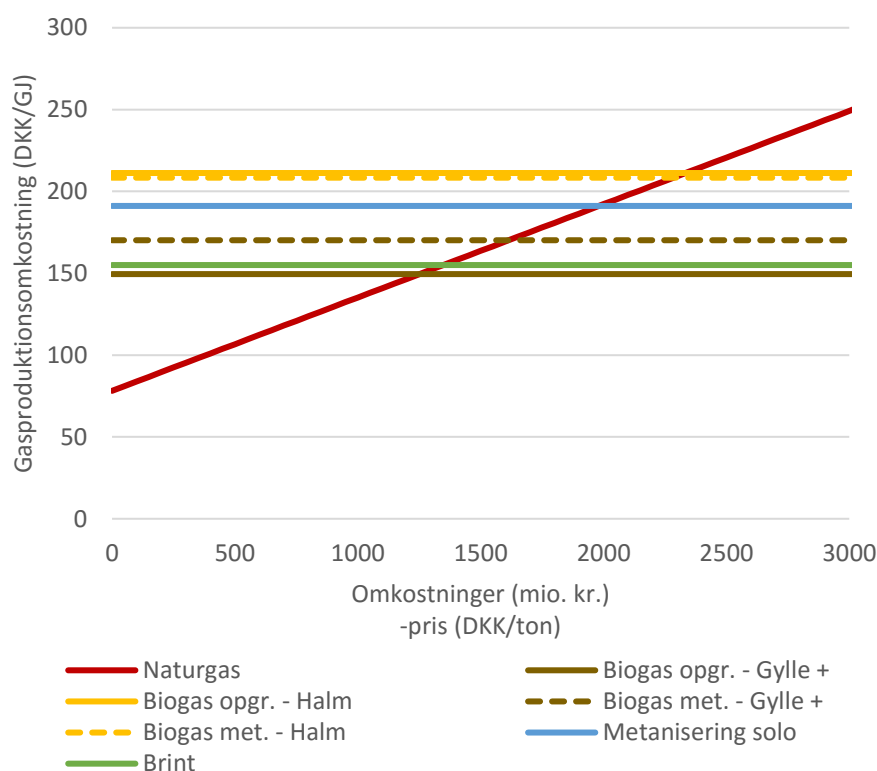


Figur 18: Produktionsomkostninger for gasbaserede biobrændstoffer afhængigt af biomasseprisen (halm). CO₂-pris: 800 kr./ton

⁶ Priser anvendt i Nordic Energy Technology Perspectives, 2016, International Energy Agency.

Stigende CO₂-priser har kun i mindre grad indflydelse på produktionsomkostningerne for biobrændstoffer. I det omfang der anvendes el, kan elprisens afhængighed af CO₂-prisen få en vis indflydelse, men på lang sigt (i 2050), viser modelberegningerne i afsnit 5.3, at højere CO₂-priser godt nok fører til højere gennemsnitspriser, men samtidig også til flere perioder med lave priser, som eksempelvis kan udnyttes ved produktion af brint. Den afgørende indflydelse af CO₂-prisen er derfor på omkostningen for det fossile alternativ naturgas. Først ved en CO₂-pris på omkring 1250 kr./ton bliver produktion af gyllebaseret biogas en billigere løsning (Figur 19). Ved de forholdsvis høje biomassepriser i basisforudsætningerne (83 kr./GJ halm) skal CO₂-prisen op på ca. 2350 kr./ton, før halmbaseret biogasproduktion kan betale sig.

Alt i alt kræver det derfor høje biomassepriser og samtidigt meget høje CO₂-priser, før metanisering af halmbaseret biogas er økonomisk attraktivt i forhold til omkostningen på naturgas og CO₂. Til gengæld er økonomien ved opgraderet halmbaseret biogas fordelagtig ved lave biomassepriser.



Figur 19: Produktionsomkostninger for gasbaserede biobrændstoffer i forhold til prisen på naturgas inkl. CO₂-omkostning afhængigt af CO₂-prisen. Biomassepris 88 kr./GJ halm.

3.5 Scenarier for produktion af biobrændstoffer

Der er opstillet i alt tre scenarier for at opfylde brændstofbehovet i transportsektoren, som er beskrevet i kapitel 4. I hvert scenarie er der, på baggrund af litteraturstudie, udvalgt de teknologier der antages at kunne levere biobrændstofferne billigst muligt, under antagelser om teknologiudvikling frem mod 2050. For flydende brændstoffer baseres omkostningerne i starten på produktion af 1.g brændstoffer, mens der på i 2050 alene anvendes 2.g. flydende brændstoffer. For biogas udnyttes først den gyllebaserede ressource, hvorefter der suppleres med halmbaseret biogas.

Indtil 2030 baseres al biodiesel på første generations biodiesel. I 2040 antages det at teknologi til fremstilling af 2G biodiesel er godt på vej, således at al diesel i 2050 kan baseres på 2. generations biodiesel. For bioethanol antages en hurtigere indfasning af 2. generations biobrændstof end for diesel. I det flydende scenarie er behovet for gas meget lavt, og biogas som biprodukt fra bioethanolproduktion kan derfor dække hele behovet. I gas-scenarierne sammensættes biogasproduktionen under antagelse af, at den del, der ikke dækkes fra biprodukter fra bioethanolproduktionen, stammer 25% (output) fra energimajs og 75% fra gylle. I 2030 reduceres andelen af energimajs til 10%, der introduceres 10% baseret på halm, samt 80% baseret på gylle. I 2040 øges halmandelen til 25%, og i 2050 udnyttes den fulde gylleressource og der suppleres med produktion baseret på halm.

		2015	2020	2030	2040	2050
Biodiesel	2G Biodiesel	0%	0%	0%	35%	100%
Biodiesel	1G Biodiesel (RME)	100%	100%	100%	65%	0%
Bioethanol	Biprodukt	1%	1%	1%	0%	0%
Bioethanol	2G Bioethanol	0%	50%	99%	100%	100%
Bioethanol	1G Bioethanol	99%	49%	0%	0%	0%
Gas	Biprodukt	0%	100%	84%	64%	100%
Gas	Biogas opgr. - Gylle +	75%	0%	13%	27%	0%
Gas	Biogas opgr. - Halm	0%	0%	2%	9%	0%
Gas	Biogas opgr. - Majs	25%	0%	2%	0%	0%

Table 12: Antagelser om fordeling på 1. og 2. generations biobrændstoffer, samt fordeling af biogasproduktionen i flydende basis

		2015	2020	2030	2040	2050
Biodiesel	2G Biodiesel	0%	0%	0%	40%	100%
Biodiesel	1G Biodiesel (RME)	100%	100%	100%	60%	0%
Bioethanol	Biprodukt	1%	1%	1%	0%	0%
Bioethanol	2G Bioethanol	0%	50%	99%	100%	100%
Bioethanol	1G Bioethanol	99%	49%	0%	0%	0%
Gas	Biprodukt	0%	63%	19%	7%	7%
Gas	Biogas opgr. - Gylle +	75%	28%	65%	70%	42%
Gas	Biogas opgr. - Halm	0%	0%	8%	23%	51%
Gas	Biogas opgr. - Majs	25%	9%	8%	0%	0%

Tabel 13: Antagelser om fordeling på 1. og 2. generations biobrændstoffer, samt fordeling af biogasproduktionen i gas-basis

		2015	2020	2030	2040	2050
Biodiesel	2G Biodiesel	0%	0%	0%	40%	100%
Biodiesel	1G Biodiesel (RME)	100%	100%	100%	60%	0%
Bioethanol	Biprodukt	1%	1%	1%	0%	0%
Bioethanol	2G Bioethanol	0%	50%	99%	100%	100%
Bioethanol	1G Bioethanol	99%	49%	0%	0%	0%
Gas	Biprodukt	0%	63%	19%	7%	7%
Gas	Biogas opgr. - Gylle +	75%	28%	65%	70%	67%
Gas	Biogas opgr. - Halm	0%	0%	8%	23%	26%
Gas	Biogas opgr. - Majs	25%	9%	8%	0%	0%

Tabel 14: Antagelser om fordeling på 1. og 2. generations biobrændstoffer, samt fordeling af biogasproduktionen i gas-metanisering

Den samlede energibalance for produktion af biobrændstoffer i de tre scenarier fremgår af tabellerne nedenfor.

PJ		2G Bio-diesel	2G Bio-ethanol	Biogas opgr. - Gylle +	Biogas opgr. - Halm	Total
Input	Brændselsforbrug	245	27	0	0	272
	Elforbrug	0	1	0	0	1
	Procesvarme	0	4	0	0	4
	Brintforbrug	0	0	0	0	0
	Total	245	32	0	0	277
Output	Overskudsvarme	94	6	0	0	101
	Brændselsproduktion	90	9	18	21	138
	Biprodukt biogas	0	4	0	0	4
	Biprodukt fibre	0	8	0	0	8
	Total	184	27	18	21	250

Tabel 15: Energebalance for produktion af biobrændstoffer i det flydende scenarie.

PJ		2G Bio- diesel	2G Bio- ethanol	Biogas opgr. - Gylle +	Biogas opgr. - Halm	Total
Input	Brændselsforbrug	174	23	46	43	286
	Elforbrug	0	1	1	1	3
	Procesvarme	0	3	2	0	5
	Brintforbrug	0	0	0	0	0
	Total	174	27	49	44	293
Output	Overskudsvarme	67	5	0	0	72
	Brændselsproduktion	90	9	18	21	138
	Biprodukt biogas	0	3	0	0	3
	Biprodukt fibre	0	7	0	14	21
	Total	157	24	18	36	235

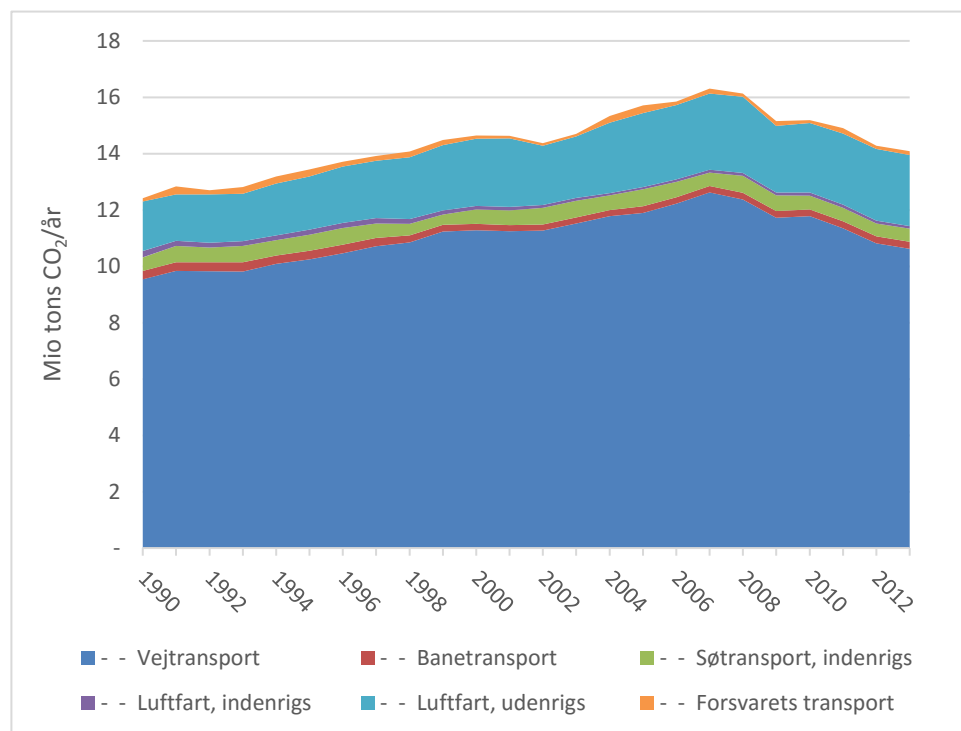
Tabel 16: Energibalance for produktion af biobrændstoffer i det gas-scenariet.

PJ		2G Bio- diesel	2G Bio- ethanol	Biogas met. - Gylle +	Biogas met. - Halm	Total
Input	Brændselsforbrug	174	23	46	14	256
	Elforbrug	0	1	17	6	24
	Procesvarme	0	3	2	0	5
	Brintforbrug	0	0	12	5	17
	Total	174	27	77	25	302
Output	Overskudsvarme	67	5	2	1	75
	Brændselsproduktion	90	9	29	11	138
	Biprodukt biogas	0	3	0	0	3
	Biprodukt fibre	0	7	0	5	11
	Total	157	24	31	16	228

Tabel 17: Energibalance for produktion af biobrændstoffer i det gas-metaniserings-scenariet.

4 To transportsценарier mod 2050

Energiforbrug og energiomkostninger i hele transportsektoren er inkluderet, men eftersom vejtransporten i udgangspunktet udgør ca. 75% af transportsektorens CO₂ emissioner, er vejtransporten modelleret i langt større detalje end de øvrige transportformer. Se Figur 20.



Figur 20: CO₂-emission fra transportsektoren 1990-2013, Kilde: Energistyrelsen, Energistatistik 2013 (ENS, 2014c).

4.1 Scenarier metode og antagelser

Analysen tager udgangspunkt i en fremskrivning af transportarbejdet gennemført med landstrafikmodellen i 2014. Der er ikke i dette projekt set på mulighederne for at sænke transportarbejdet eller at overflytte transportarbejdet til andre transporttyper.

Mere energieffektive køretøjer

EU har siden 2007 haft målsætninger for energieffektivitet for personbiler startende med et krav om maks. 130 g CO₂/km i 2015 og et krav om maks. 95 g CO₂/km i 2021 for nye personbiler (og 147 g CO₂/km for varebiler fra 2021). Kravene fra EU har drevet en markant reduktion i CO₂-udledningen fra nye personbiler.

I Danmark udledte nye biler i 2013 ca. 25% mindre CO₂/km end i 2007, selv når der tages højde for, at bilproducenternes oplysninger om brændstofsøkonomien afviger mere og mere fra det faktiske forbrug. Den samlede bilbestand har derfor allerede oplevet et mindre fald i den gennemsnitlige udledning af g CO₂/km.

Der er ikke fastlagt mål for tung transport på samme måde som for person- og varebiler, men bl.a. DELFT universitetet har for EU kommissionen vurderet, at der kan opnås betydelige omkostningseffektive reduktioner også i tunge køretøjer. EU kommissionen er i færd med at opbygge værktøjer og systemer til måling af nye tunge køretøjers brændstofeffektivitet, det såkaldte Vehicle Energy Consumption Calculation Tool – VECTO.

I scenarieberegningerne forudsættes fortsat stigende brændstofeffektivitet i både let og tung transport frem mod 2050.

Skift fra fossile drivmidler til vedvarende energi - Elektrificering af bilparken

Elteknologi – både elbiler og plug-in hybrider

Elteknologi omfatter i denne rapport både rene batteridrevne køretøjer og plug-in hybrider herunder plug-in hybrider med "range extender", hvor batteriet oplades i bilen. Begge køretøjstyper anvender en elmotor til at drive hjulene, og også plug-in hybriden forventes i praksis langt overvejende (ca. 80%) at køre på el.

Teknologisk udvikling

I perioden 2011-2013 er batteriprisen ifølge opgørelser udarbejdet af bl.a. US Department of Energy (DOE) næsten halveret og samtidig er batterikapaciteten per kg. steget med ca. 50%. Denne udvikling forventes at fortsætte, understøttet af bl.a. DOE som i 2012 formulerede en målsætning om, at batteriprisen skal reduceres til 1/4, og at vægt og størrelse skal halveres i 2022 (DOE, 2015). Den seneste opdatering fra 2014 viser, at prisudviklingen indtil videre følger udviklingsmålene.

Elektrificering i scenarierne

I begge scenarier ses en betydelig elektrificering mod 2050, hvor 95% af nysalget af personbiler, og 75% af nye varebiler antages at have elektriske drivlinjer. Også busser antages i vidt omfang at kunne elektrificeres, således at 65% af den samlede bus-flåde er eldrevet i 2050. På grund af lange køreafstande antages det at lastvognstrafikken ikke elektrificeres, men fortsat drives af forbrændingsmotorer på enten gasformige eller flydende brændstoffer.

Skift fra fossile drivmidler til vedvarende energi - Biobrændstoffer

1G biobrændstoffer

Flydende biobrændstoffer produceres i dag som hovedregel enten på basis af olieholdige råvarer som raps, solsikker, soja og palmeolie (tilsættes diesel) eller

på basis af stivelses- eller sukkerholdige råvarer som korn, majs og sukkerrør (tilsættes benzin). Der er her tale om de såkaldte 1G teknologier, som i nogen grad er i konkurrence med fødevarer. Biobrændstoffer kan imidlertid også produceres på grundlag af restprodukter fra land- og skovbrug samt på basis af organisk affald fra erhverv og husholdninger (2G biobrændstoffer). Nogle 2G teknologier er veludviklede, herunder fx biobrændstoffer produceret på brugt madolie og dyrefedt fra slagterier. Disse ressourcer er dog begrænsede, og en stor del af potentialet udnyttes allerede. Derfor vurderes mulighederne for øget produktion af 2G biobrændstof på fedtholdige affaldsfraktioner som madolie og dyrefedt ikke at være særligt store.

2G biobrændstoffer

Biogas baseret på restprodukter er et 2G biobrændstof. De såkaldt avancerede 2G teknologier er fx produktion af bioethanol på basis af halm og andre planterester eller biodiesel produceret på basis af restprodukter fra skov. Disse teknologier har betydeligt større råstofpotentialer, men de er endnu på et relativt tidligt udviklingsstadium i form af pilot- og demonstrationsprojekter.

De tekniske udfordringer ved forgasningsteknologierne har vist sig at være betydelige, når der anvendes biomasse som råvare i stedet kul. Et egentligt kommercielt gennembrud kræver derfor en målrettet og langsigtet udviklingsindsats, som bedst løftes i internationalt samarbejde.

Der har i de senere år været en markant indsats for at udvikle 2G bioethanolanlæg, og der er planer om et fuldskaalanlæg i Danmark, hvor halm anvendes som råvare, og restprodukterne anvendes til produktion af biogas og kraftvarme.

Biobrændstoffer i scenarierne

Det forudsættes at andelen af 2G biobrændstoffer øges successivt frem mod 2030, idet det forudsættes, at 1G maksimalt kan udgøre 7% af brændstofmængden. Efter 2030 bliver 1G teknologierne gradvist helt udfaset, således at både flydende og gasformige brændstoffer udelukkende baseres på 2G teknologi i 2050.

4.2 Forudsætninger

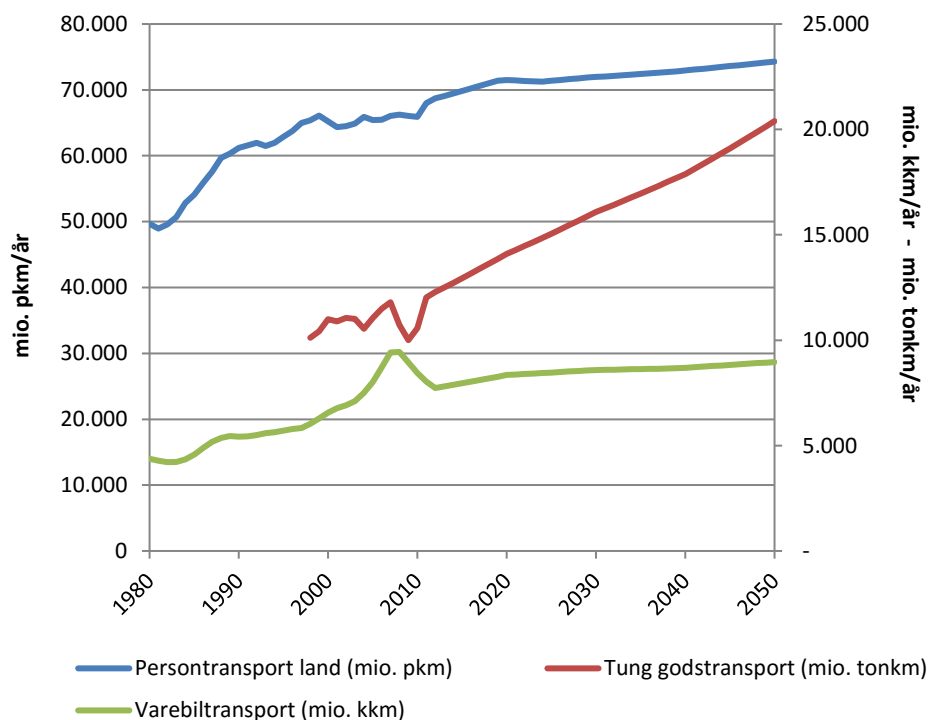
Trafikefterspørgsel i Landstrafikmodellen

DTU transports *Landstrafikmodel* fra 2014 er udgangspunktet for fremskrivninger af udviklingen i transportarbejde. Fremskrivninger af trafikefterspørgslen er baseret på historiske data kombineret med bl.a. vurderinger af den økonomiske vækst og af befolkningsudviklingen.

BNP-fremskrivningen er her baseret på Finansministeriets konvergensprogram fra 2013. I perioden 2010 til 2020 er den gennemsnitlige årlige vækst i BNP 1,6 %

årligt og efter 2020 ca. 1,2 % årlig. Befolkningsfremskrivningen baserer sig på analyser udført af Danmarks Statistik.

I Figur 21 ses den resulterende fremskrivning for hhv. persontransport, gods-transport med lastbiler og godstransport med varebiler.



Figur 21: Fremskrevet transportarbejde (Kilde: Ea Energianalyse på baggrund af statistik og fremskrivninger fra Landstrafikmodellen)

Brændselspriser

Fremskrivning af de fossile brændselspriser er baseret på samme metode som anvendes ved Energistyrelsens samfundsøkonomiske brændselspris-forudsætninger⁷, med anvendelse af prisfremskrivninger fra IEAs *World Energy Outlook* (IEA, 2014). For hvede og raps til produktion af 1G brændstoffer er der anvendt prisfremskrivninger fra FAO, og for faste biobrændstoffer er anvendt egne fremskrivninger, bl.a. baseret på drøftelser med IEA-sekretariatet under udarbejdelse af *Nordic Energy Technology Perspectives 2016*.

Infrastruktur, transmission og distribution

⁷ Biogaspris er dog baseret på rapporten *Biogas i Danmark – status, barrierer og perspektiver med tillæg for positive eksternaliteter* beregnet af Institut for Fødevarer og ressourceøkonomi (Biogasproduktion i Danmark – Vurderinger af drifts- og samfundsøkonomi. IFRO Rapport nr. 220. Der er anslået et 10 % prisfald fra 2015 til 2030.

I tillæg til ovenstående engrospriser er der anvendt og beregnet omkostninger til distribution, tankning m.v. Beregninger for brændstof- distribution og infrastrukturuomkostninger er beskrevet i et særskilt notat (Ea Energianalyse, 2016).

For køretøjer, der anvender flydende brændstoffer, er der taget udgangspunkt i Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, hvor omkostningerne til distribution og tankning for henholdsvis diesel og benzin udgør henholdsvis 28,7 og 34,8 kr. per GJ.

For el- og gaskøretøjer er der for hver køretøjstype estimeret omkostninger til la-destationer/tankstationer, og der er i indfasningsperioden for hver køretøjstype taget stilling til udnyttelsesgraden af infrastrukturen. Derfor bliver de endelige elomkostninger/gasomkostninger markant højere i de første år sammenlignet med senere i perioden, når infrastrukturen udnyttes bedre. For infrastrukturen er afskrivning af eksisterende net vurderet som "sunk cost"⁸ og derfor udeladt. For elnettet er omkostningerne herved eventuelt undervurderet en smule mod slutningen af perioden, hvor antallet af elbiler kan bidrage til behov for lokale forstærkninger. Dette er usikkert og vurderes kun at have mindre betydning for resultaterne.

Konsekvensen af infrastrukturuomkostningerne ses bl.a. af Figur 22, hvor infrastrukturuomkostningerne indgår i posten "distribution" for personbiler. Gasdistribution i starten af perioden er markant dyrere end distribution af benzin og diesel. Frem mod 2035, efterhånden som gastankstationsnettet er udbygget, bliver omkostningerne faktisk billigere end for flydende brændstoffer.

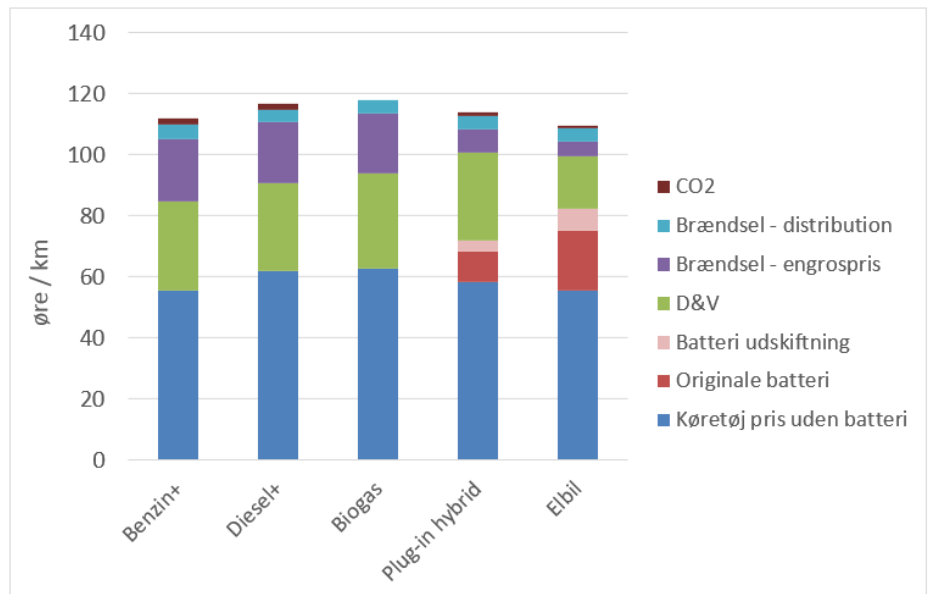
Samlede kørselsomkostninger for personbiler

Til brug for scenarieberegningerne er der for hver af de fire køretøjstyper beregnet omkostninger per kørt kilometer. Disse beregninger anvendes dels til den iterative opbygning af scenarierne, og dels til efterberegning af de samlede årlige transportomkostninger i det enkelte scenarie. På grund af udviklingen i bilteknologier, brændselspriser og udnyttelsesgraden af infrastrukturen kan omkostningerne per kørt kilometer udvikle sig meget forskelligt for de forskellige biltyper. En mere omfattende beskrivelse af alle køretøjstypers energiforbrug og omkostninger beregninger op til 2030 er beskrevet i (Ea Energianalyse, 2015b).

⁸ Sunk cost er i denne sammenhæng omkostninger der ikke ændres selvom forbruget ændres i den periode der analyseres. Også en lille del af omkostningerne til flydende brændsler (depotomkostninger) indgår som sunk cost.

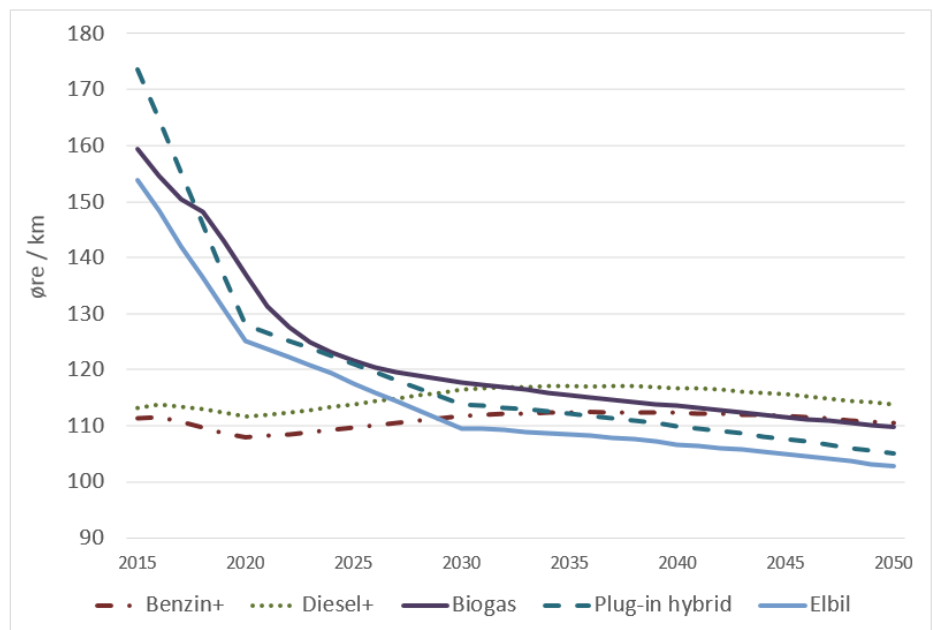
Samlede omkostninger

I nedenstående figur sammenlignes økonomien for forskellige personkøretøjer i 2030. Alle køretøjer er i figuren normeret til en standardbilstørrelse og til en årlig kørsel på 18.000 km. Der regnes med en levetid på 15 år, og en diskonteringsats på 4%.



Figur 22: Samlede kørselsomkostninger for personbiler 2030. (2015 øre/km) Beregningen er baseret på 18.000 km/år. Benzin+ og Diesel+ er med iblanding af biobrændstoffer. CO₂ prisen i beregningen i 2030 er ca. 215 DKK/ton.

Fremskrivning af omkostningsudviklingen frem mod 2050 ses i Figur 23. Bemærk at y-aksen ikke starter ved nul.



Figur 23: Udviklingen i kørselsomkostninger for personbiler 2015-2050. De samlede samfundsøkonomiske kørselsomkostninger er baseret på 18.000 km/år. BEMÆRK: Y-aksen starter ved 90 øre/km.

Det ses, at elbiler og gasbiler samfundsøkonomisk er væsentligt dyrere per kørt kilometer i starten af perioden. Ifølge fremskrivningen bliver elbilen dog samfundsøkonomisk billigst inden 2030, hvilket især skyldes forudsætningerne om billigørelse af batteriteknologien. At benzin- og dieselmomkostningerne ikke falder, skyldes primært forudsætningen om stigende oliepriser. Dette modsvarer, især for benzinbilen, af forbedringer i brændstoføkonomien. Det hurtige fald i omkostningerne for de gasdrevne biler er især båret af forudsætningen om væsentlig bedre udnyttelse af tank-infrastrukturen over tid.

I praksis opfylder de forskellige biltyper forskellige kørselsbehov og markeder, hvilket afspejler sig i deres størrelse, indretning og pris. Ved beregning af de samlede omkostninger i transportsektoren er der taget hensyn til dette (modsat teknologisammenligningen i Figur 22 og Figur 23, hvor der er tale om sammenlignelige køretøjer). Denne fremgangsmåde har den fordel, at der kan tages hensyn til variationen i bilparken. Samtidig har det dog den ulempe, at skift i køretøjsteknologier kan føre til en ændret bilparkssammensætning i forhold til typen af biler. En nærmere vurdering af dette ville kræve en analyse af forbrugerpræferencer mht. betydning af størrelse, udstyr og villighed til at afvige fra dette mod at få en anden køretøjsteknologi. Endelig er betydningen i dette projekt dog meget begrænset, idet der er fokus på ændringer i den tunge transport, hvor forskelle i køretøjsteknologier mht. størrelse og udstyr er mindre betydningsfulde.

De detaljerede forudsætninger omkring køretøjsomkostninger fremgår af Tabel 18 til Tabel 20. For gaskøretøjer fremgår der en meromkostning i forhold til køretøjer, der anvender flydende brændstoffer.

	Vægt (kg)			Køretøjsomkostning (inkl. batteri) (DKK)			Drift og vedligehold (DKK/år)		
	2015	2030	2050	2015	2030	2050	2015	2030	2050
Benzin	1.100	1.020	840	105.000	105.000	105.000	5.200	5.200	5.200
Diesel	1.460	1.290	970	133.000	128.000	128.000	5.200	5.200	5.200
Gas	1.370	1.220	970	132.000	131.000	130.000	5.600	5.600	5.200
Plug-in hybrid	1.380	1.120	940	226.000	136.000	127.000	5.200	5.200	5.200
Elbil	1.400	1.130	970	207.000	148.000	142.000	3.100	3.100	3.100
Elbil (stor)	2.090	1.650	1.310	359.000	233.000	201.000	3.400	3.400	3.400
Brintbil	1.870	1.340	1.030	422.000	167.000	132.000	6.700	6.100	5.800

Tabel 18: Forudsætninger for køretøjsomkostninger for personbiler.

	Vægt (kg)			Køretøjsomkostning (inkl. batteri) (DKK)			Drift og vedligehold (DKK/år)		
	2015	2030	2050	2015	2030	2050	2015	2030	2050
Benzin	3.650	3.790	3.750	149.000	149.000	149.000	7.800	7.800	7.800
Diesel	3.690	3.830	3.800	163.000	161.000	159.000	7.800	7.800	7.800
Gas	3.760	3.900	3.860	166.000	164.000	161.000	8.400	8.400	7.800
Plug-in hybrid	3.860	3.930	3.900	247.000	181.000	170.000	7.800	7.800	7.800
Elbil	4.020	4.070	4.080	261.000	212.000	206.000	4.700	4.700	4.700

Tabel 19: Forudsætninger for køretøjsomkostninger for varebiler/små lastbiler.

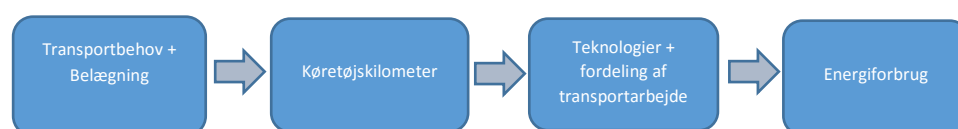
	Køretøjsomkostning (inkl. batteri) (DKK)			Drift og vedligehold (DKK/år)		
	2015	2030	2050	2015	2030	2050
Benzin	949.000	949.000	949.000	67.400	67.400	67.400
Diesel	1.148.000	1.074.000	1.049.000	69.900	69.900	69.900

Tabel 20: Forudsætninger for køretøjsomkostninger for lastbiler.

4.3 Modellering i scenarierne

PETRA model

Der er anvendt regnearksmodellen PETRA, som fremskriver energiforbrug, CO₂-udledningerne fra vejtransporten samt totale omkostninger. Den overordnede metode er illustreret i figur 24.



Figur 24: Overordnet metode anvendt i modellen, PETRA

Modellen inkluderer personbiler, varebiler, lastbiler, busser og motorcykler. PETRA modellen og scenariefordudsætninger er beskrevet nærmere i et separat notat (Ea Energianalyse, 2015d).

Hovedforudsætninger

- Levetiden for biler følger en levetidskurve, som beskriver, hvor stor en procent af en bilårgang der 'er i live' efter X antal år. Fx er ca. 97% af en personbilsårgang i live efter 5 år og ca. 50% af en bilårgang stadig i live efter 16 år.
- Der indlægges en aldersafhængig kørselsfaktor, som tager højde for, at ældre biler kører mindre pr år. Efter 5 år kører en bil 95% af, hvad den gør fra ny, og efter 16 år er det reduceret til 68%
- Der er indlagt en effektivitetsfaktor, der tager højde for at køretøjernes energiforbrug pr. kørt km stiger med køretøjets alder.
- Trafikefterspørgslen følger fremskrivninger med Landstrafik-modellen, hvor der tages højde for infrastrukturudbygninger.
- Det antages, at en ny dieselbil i 2015 kører ca. 20.000 km/år og en ny benzinbil kører ca. 16.000 km/år. Nye bilers kørte km antages at aftage frem til 2050 til ca. 17.600 km/år og 14.300 km/år for hhv. en diesel- og en benzinbil.

S-kurver

Indfasning af nye bilteknologier som f.eks. elbiler og gasbiler, forudsættes at ske jævnt efter såkaldte S-kurver (logistisk vækst). Det betyder her, at der i starten af perioden er en bestemt vækstrate i det årlige salg af nye biler af en bestemt teknologi, hvorefter vækstraten over tid klinger af mod et mætningspunkt. De aktuelle vækstrater er fundet ved iterative scenarieberegninger, der er justeret for at nå de opsatte målsætninger i 2050.

For elbilernes vedkommende er resultatet fra de iterative beregninger en vækstrate på 30% årligt (salget af nye elbiler øges med 30% per år). Antallet af elbiler (og gasbiler) stiger altså på trods af, at benzinbiler og dieselbiler viser bedst samfundsøkonomi i starten af perioden.

Da elbiler stadig har meget lille udbredelse, samt har begrænset rækkevidde, må der påregnes en vis tilbageholdenhed i store købersegmenter selv ved sammenlignelig brugerøkonomi, men fremskrivning af væksten i elbilssalg er særdeles usikker. Endvidere er det vanskeligt at forudsige, hvordan forskellige købersegmenter vil prioritere mellem batteri-elbiler og plug-in hybrider, men i scenarieberegningerne er fordelingen mellem de to elbils-teknologier delt ligeligt.

Med udgangspunkt i en vækst på 30% og et mætningspunkt i 2050 viser scenariet, at 12% af personbilsbestanden i 2030 er elbiler eller plug-in hybrider, hvilket stiger til knap 80% i 2050. På samme måde som for elbiler, er der anvendt S-kurver for gasbiler.

4.4 Flydende-scenariet

De anvendte forudsætninger for nybil salg for vejtransport i Bio-scenariet ses i Tabel 21. Bemærk at for busser vedrører tallene bestand og nybil salg.

Nybilssalg	2030				2050			
	Per-son-bi-ler	Last-biler	Vare-biler	Busser*	Per-son-bi-ler	Last-biler	Vare-biler	Busser*
Elbil - batteri	17%		10%	31%	60%		38%	65%
Elbil - Plugin	17%		10%		35%		38%	
Gas (Biogas)		2%		10%		2%		10%
Dieselmotor	28%	98%	66%	59%	2%	98%	20%	25%
Benzinmotor	38%		14%		3%		4%	

*Tabel 21: Fordelingen af nybilssalget i 2030 og 2050 i Flydende-scenariet. *Bustal er for bestand, ikke nybilssalg.*

Tabel 21 ovenfor og Tabel 23 længere fremme i kapitlet tydeliggør den betydelige elektrificering, der antages at finde sted i scenarierne.

I flydende-scenariet kører 98% af nye lastbiler på biodiesel i 2050, med de sidste 2% på biogas. Biogas spiller også en rolle (10%) ved busdrift. Alle øvrige køretøjer med eksplosionsmotor kører på forskellige typer flydende biobrændstof.

Ar	Iblanding til diesel					Iblanding til benzin		
	Fame 1G	Fame 2G	HVO	F-T	Total	Bio. 1G	Bio. 2G	Total
2015	5,0%	0,0%	1,5%	0,0%	6,5%	3,2%	0,0%	3,2%
2020	4,5%	0,5%	1,5%	0,0%	6,5%	5,9%	0,5%	6,4%
2025	4,8%	1,3%	2,3%	0,0%	8,3%	6,3%	2,3%	8,5%
2030	5,1%	2,0%	3,0%	0,0%	10,1%	6,6%	4,0%	10,6%
2035	2,0%	2,0%	2,0%	8,0%	14,0%	5,0%	10,0%	15,0%
2040	0,0%	2,0%	0,0%	28,0%	30,0%	0,0%	20,0%	20,0%
2045	0,0%	2,0%	0,0%	48,0%	50,0%	0,0%	40,0%	40,0%
2050	0,0%	2,0%	0,0%	98,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%

Tabel 22: Iblanding af biobrændstoffer i Flydende-scenariet fra 2015 til 2050.

For diesel findes der som nævnt to typer iblandinger. Den ene følger EU-standarderne B7 og B30, hvor der iblandes FAME (brændstof der produceres på basis af planteolier eller animalske fedtstoffer). B7 og B30 er blandinger af diesel og FAME, hvor der maksimalt er hhv. 7 vol% og 30 vol% FAME. For en del biltyper er der begrænsninger for, hvor meget FAME, der kan iblandes uden, at det kan skade komponenter i motoren. Den anden type af iblanding til diesel er drop-in

fuels, som er HVO eller Fischer Tropsch produceret syndiesel, hvor der ikke eksisterer en 'blend wall', fordi produktet minder mere om ren diesel. I begge scenarier skelnes der for diesel derfor mellem FAME, som iblandes efter gældende EU-standarder og drop-in fuels, som iblandes på baggrund af en dansk politisk beslutning eller et krav fra EU.

I perioden 2015-2030 vil iblandingerne på diesel-siden vil være domineret af 1G ressourcer. Det skyldes en begrænsning på de samlede 2G ressourcer til diesel. Det samlede potentiale for affaldsolier, fedtstoffer og tallolie i Europa er vurderet til at udgøre ca. 150 PJ svarende til ca. 2% af dieselforbruget i EU i 2012 (E4tech, 2013), (Eurostat, 2014). 2G ressourcen kan enten bruges til at lave FAME eller HVO. Det er her antaget, at 2G ressourcen bruges til at producere FAME, hvor Danmark ikke får en større andel af 2G ressourcerne end EU-gennemsnittet på 2%, og at alle drop-ins derfor er 1G HVO. Der regnes i scenarierne med at der anvendes 2% 2G FAME frem til 2050.

I dag kører alle dieseldrevne køretøjer på B7. I 2030 vil det for personbiler og varebiler fortsat være B7, der anvendes som standard. Dertil vil der tilføjes 3,1% (energiprocent) diesel drop-in fuels, her beregnet som HVO. I perioden 2030-2050 forventes det ikke, at der udarbejdes nye standarder baseret på FAME iblanding, men der vil i højere grad direkte kunne iblandes Fischer-Tropsch produceret syndiesel.

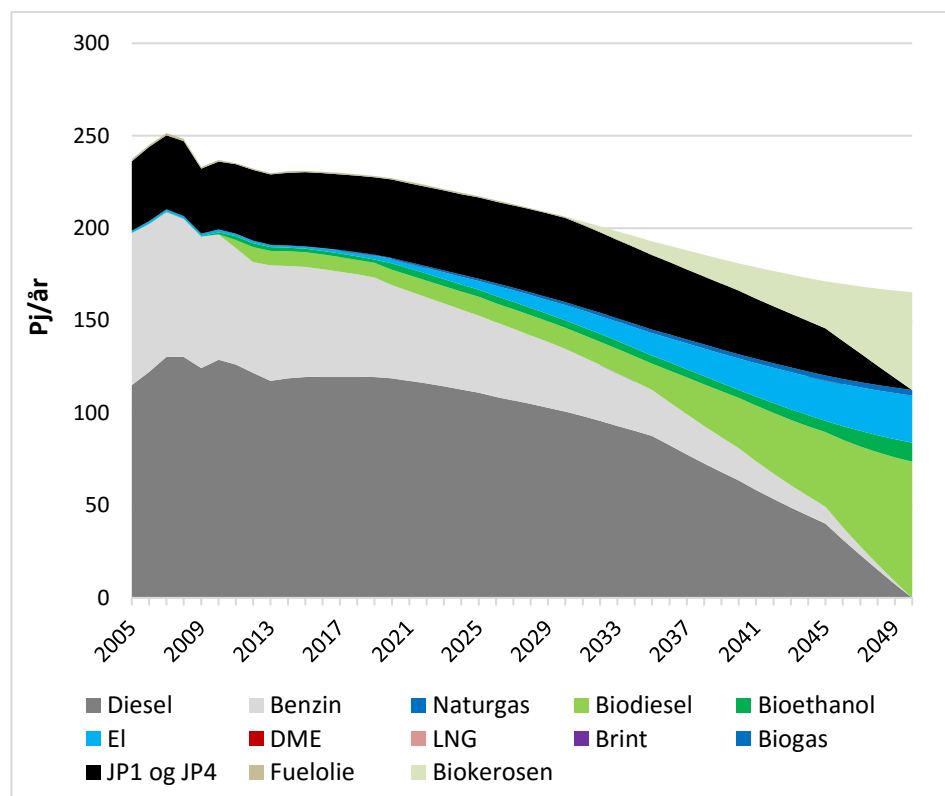
Størstedelen af lastbilflåden kan i dag køre på B30, men nye lastbiler der opfylder Euro VI⁹ normen for tung transport er ikke kompatibel med B30. Nye lastbiler, der opfylder Euro VI normen, kan komme til at køre på B30, men det kan potentielt øge køretøjsomkostningen og forringe brændstoføkonomien for lastbiler, fordi det vil kræve ekstra udstyr. Der er usikkerhed om, hvorvidt der i fremtiden vil blive stillet krav om, at lastbiler skal kunne køre på B30. Derfor er der her regnet med, at 10% af alle lastbiler i 2030 kører på B30, mens de resterende 90% kører på B7. I 2050 forventes lastbilflåden ligesom personbilerne at køre på en stigende andel Fischer-Tropsch produceret syndiesel, som løbende forventes at ud fase brugen af FAME.

Resultater

På trods af det stigende transportarbejde falder energiforbruget i det flydende scenarie til ca. 165 PJ i 2050. Det skyldes mere effektive køretøjer samt elektrificering. Flybrændstoffer (JP1 og JP4) er erstattet af biokerosen, en fortrængning

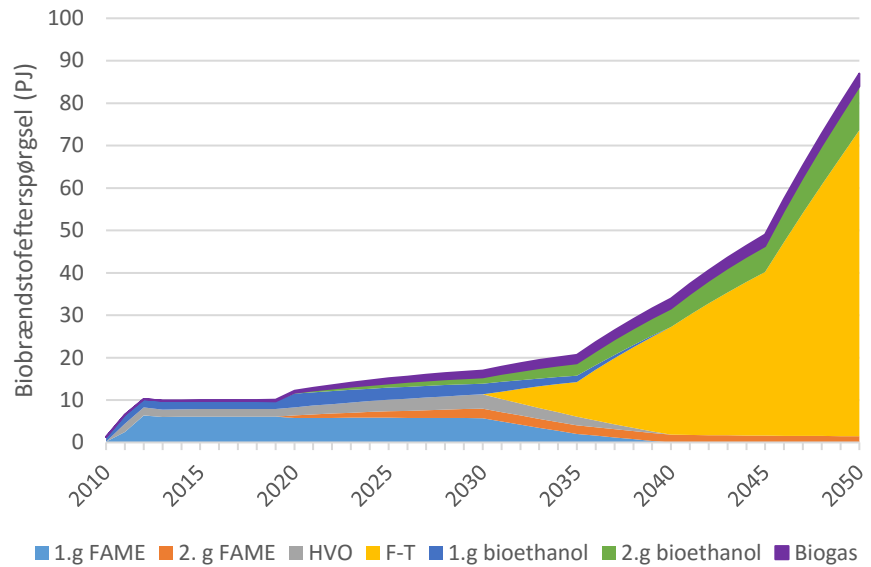
⁹ Euro VI normen sætter standarden for luftkvaliteten af udstødningsgassen ved at specifikke grænseværdier for CO, NO_x, SO_x og partikler

der forudsættes først at påbegynde efter 2030. I 2050 udgør biokerosen mere end 30% af det totale brændselsforbrug til transport, hvor el udgør 15%.



Figur 25: Transportens energiforbrug 2050 i Flydende-scenariet.

I flydende-scenariet er biodiesel (og i mindre omfang bioethanol) de primære erstatninger for diesel og benzin, mens biogas spiller en mindre rolle. Dette er vist i Figur 26.



Figur 26: Biobrændstoffer til transport i Flydende-scenariet.

4.5 Gas-Scenariet

De anvendte forudsætninger for nybilsalg for vejtransport i Gas-scenariet ses i Tabel 23. Bemærk igen at tallene for bus vedrører bestand og ikke nybilsalg.

Nybilssalg	2030				2050			
	Per-son-bi-ler	Last-biler	Vare-biler	Busser*	Per-son-bi-ler	Last-biler	Vare-biler	Busser*
Elbil - batteri	17%		10%	31%	60%		38%	65%
Elbil - Plugin	17%		10%		35%		38%	
Gas (Biogas)	2%	15%	5%	18%	5%	75%	25%	35%
Dieselmotor	27%	85%	62%	51%	0%	25%	0%	0%
Benzinmotor	37%		13%		0%	0%	0%	

Tabel 23: Fordelingen af nybilssalget i 2030 og 2050 i Gas-scenariet. Busser tal er for bestand, ikke nybilssalg. De blå tal viser, hvor gas-scenariet primært adskiller sig fra det flydende scenarie.

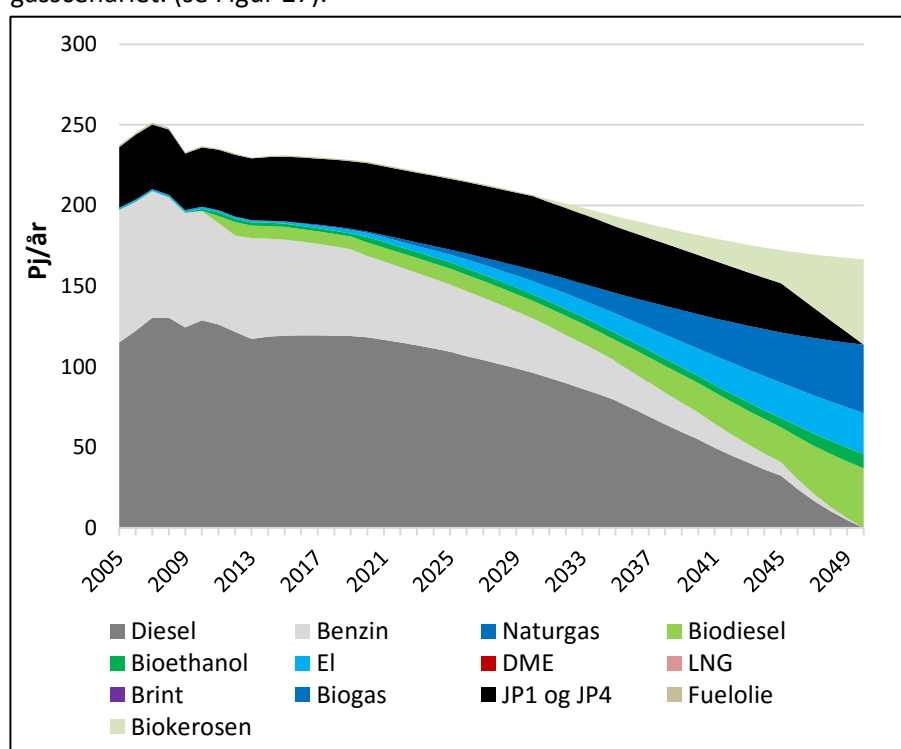
I gas-scenariet er 5% af nye personbiler og 25% af nye varebiler gasdrevne i 2050. Også busflåden anvender i stigende omfang biogas, op til 35% i 2050. Lastbiler er det segment med størst forbrug af gas, da hele 75% af lasbilsflåden tænkes at køre på gas i 2050. I 2030 er dette tal dog kun 7%.

Ar	Iblanding til diesel					Iblanding til benzin		
	Fame 1G	Fame 2G	HVO	F-T	Total	Bio. 1G	Bio. 2G	Total
2015	5,0%	0,0%	1,5%	0,0%	6,5%	3,2%	0,0%	3,2%
2020	4,5%	0,5%	1,5%	0,0%	6,5%	5,9%	0,5%	6,4%
2025	4,8%	1,3%	2,3%	0,0%	8,3%	6,3%	2,3%	8,5%
2030	5,1%	2,0%	3,0%	0,0%	10,1%	6,6%	4,0%	10,6%
2035	2,0%	2,0%	2,0%	8,0%	14,0%	5,0%	10,0%	15,0%
2040	0,0%	2,0%	0,0%	23,0%	25,0%	0,0%	20,0%	20,0%
2045	0,0%	2,0%	0,0%	38,0%	40,0%	0,0%	40,0%	40,0%
2050	0,0%	2,0%	0,0%	98,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%

Tabel 24: Iblanding af biobrændstoffer i Gas-scenariet fra 2015 til 2050. De blå tal viser, hvor gas-scenariet primært adskiller sig fra det flydende scenarie.

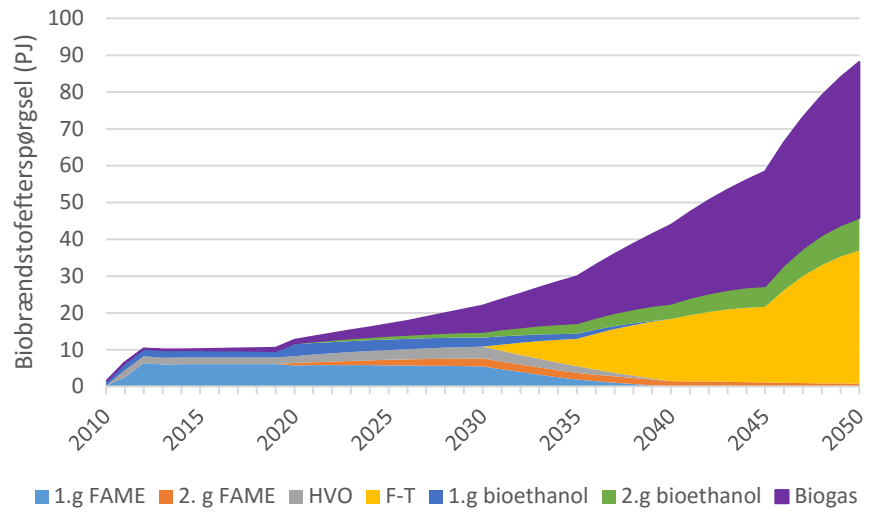
Resultater

Det samlede energiforbrug er en smule højere i gasscenariet sammenlignet med flydende-scenariet. Ca. 36 PJ biodiesel og 1,5 PJ bioethanol skifter til biogas i gasscenariet. (se Figur 27).



Figur 27: Transportens energiforbrug 2050 i Gas-scenariet.

Derved udgør biogas mere end 25% (ca. 42 PJ) af transportenergi forbruget i 2050. I Figur 28 ses det samlede forbrug af gas og flydende brændstoffer i gas-scenariet.

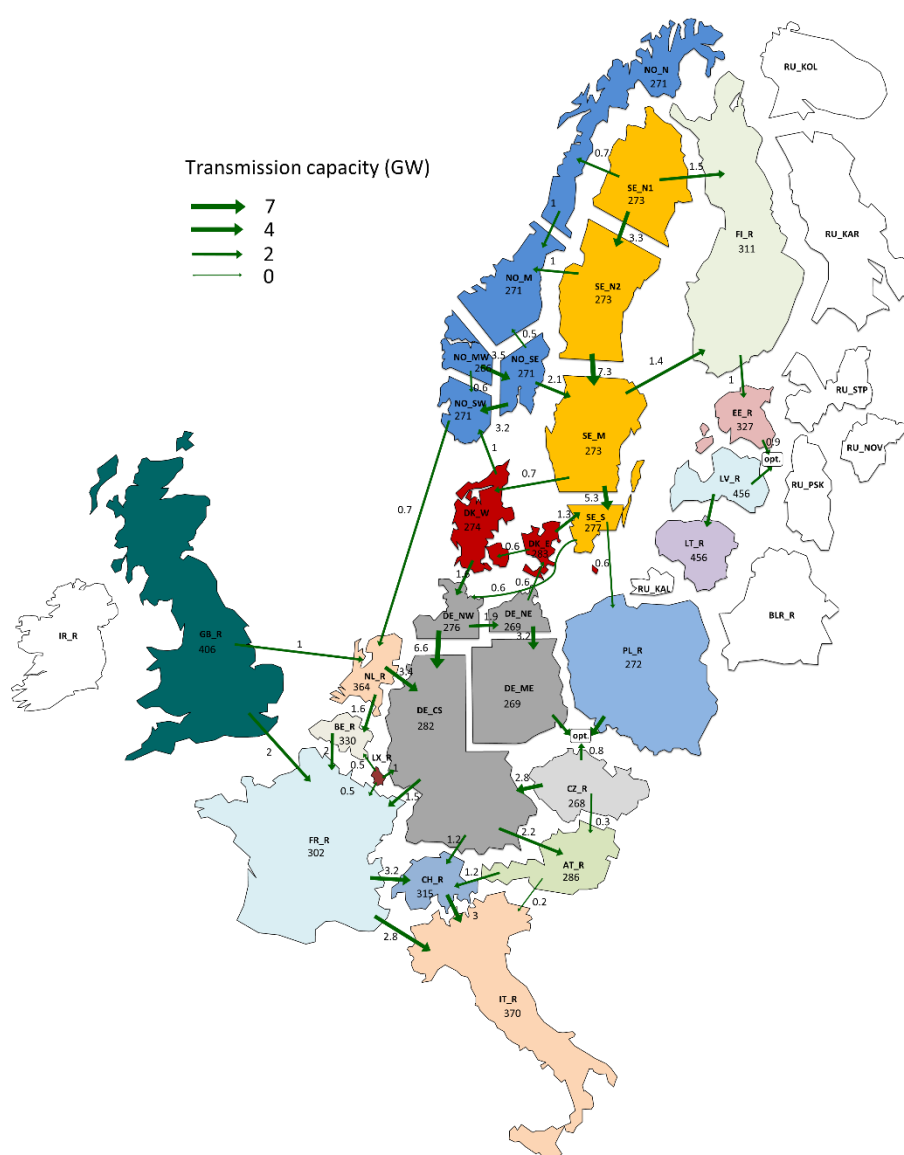


Figur 28: Biobrændstoffer til transport i Gas-scenariet.

5 Elsystemets udvikling i et internationalt perspektiv

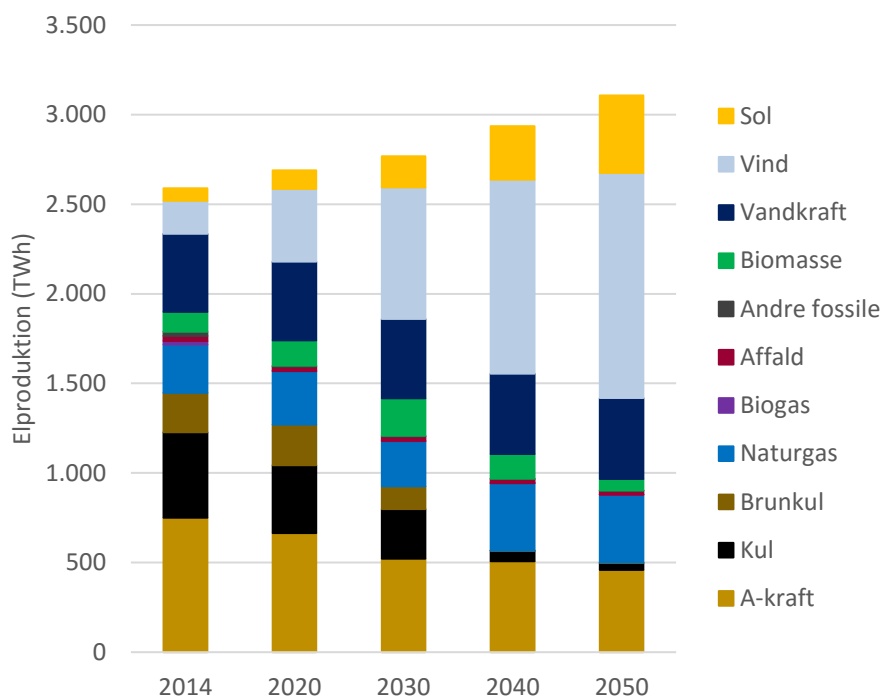
5.1 Udviklingen af det samlede el- og fjernvarmesystem

Danmark er koblet tæt sammen med nabolandene via transmissionsforbindelser og udviklingen af el- og fjernvarmesystemet i det øvrige Europa har derfor stor betydning for energisystemet i Danmark. For at kvantificere disse effekter er der gennemført en analyse af det overordnede el- og fjernvarmesystem i Central- og Nordvesteuropa (Figur 29).



Figur 29: Inkluderede lande i Central- og Nordvesteuropa for analyse af det internationale el- og fjernvarmesystem.

Analysen viser en kraftig stigning af andelen af fluktuerende produktion fra sol og vind til 55% i 2050 som følge af den antagede CO₂-pris på 800 kr./ton i 2050 og andre forudsætninger, som er nærmere forklaret nedenfor. Den samlede VE-andel i 2050 er over 70% (Figur 30). Denne udvikling fører til større variation i elpriserne med flere høje og lave priser sammenlignet med situationen i dag, og dette har betydning for driften af el- og fjernvarmesystemet i Danmark.



Figur 30: Elproduktion i det samlede elsystem i Central- og Nordvesteuropa.

5.2 Forudsætninger

Udviklingen af el- og fjernvarmesystemet er i sagens natur usikker, og der er gjort en række antagelser, som påvirker resultatet. Dette gælder bl.a. udviklingen af CO₂- og brændselsprisen, forbrugsudviklingen, udviklingen af den eksisterende kraftværkspark og implementering af VE.

Drivere

Beregningerne for det samlede el- og fjernvarmesystem er lavet ud fra en forudsætning om at landene på langt sigt forfølger en ambitiøs klimapolitik, som afspejler sig i brændsels- og CO₂-priser. På kortere sigt er udviklingen i de enkelte lande i højere grad styret af nationale målsætninger for elproduktion fra VE.

Antagelser	
Forbrug	<p>Status baseret på nationale statistikker samt ENTSO-E. Langsigtet udvikling baseret på EU Trends to 2050¹⁰.</p> <p>På kort sigt flad udvikling, på lang sigt let stigning.</p> <p>Som minimum opfyldelse af Nationale VE-handlingsplaner indberettet til EU-kommissionen frem mod 2020.</p> <p>Nationale scenarier frem mod 2030 for Norden, Tyskland og Storbritannien. Drevet af CO₂-pris og VE-tilskud i andre lande.</p> <p>Danmark: Baseret på Energinet.dks analyseforudsætninger (2015) samt eksisterende tilskud + afgifter Norge: Baseret på ENTSO-e's vision 3 i TYNDP 2014¹¹ Finland: Vision 3 of ENTSO-E TYNDP 2014 og VTT Low Carbon Finland¹²</p>
Udvikling VE	<p>Sverige: Energimyndigheten: Kontrollstation for elcertifikatsystemet 2015. Tyskland: Renewable Energy Act og scenario B of 1st draft of NEP scenario framework 2015¹³ Storbritannien: Baseret på Updated Energy and Emission projections 2014 (UEP 2014) by the Department of Energy and Climate Change (DECC) og vedrørende solceller på National grid's Future Energy Scenario (FES) - Slow progression.</p> <p>2050 Efter 2030 bestemmes udvikling af modellen ud den forudsatte CO₂-pris.</p>
Udvikling konventionel kraftværkskapacitet	<p>Udvikling af a-kraft:</p> <p>Finland: +1,6 GW i 2017; +1,4 GW i 2025. Herefter konstant. Sverige: -2 GW i 2018; -0,9 GW i 2020. Herefter konstant. Tyskland: Udfasning inden 2022. Storbritannien: Ca. konstant udvikling baseret på scenarier fra Department of Energy and Climate Change (DECC) Frankrig: Reduktion til at dække ca. 50% af forbruget i 2025. Belgien: Udfasning inden 2025.</p> <p>Udvikling af øvrig konventionel kraftværkskapacitet er baseret på modeloptimering, som har mulighed for at afvikle eksisterende kraftværker, såfremt de ikke længere er rentable, samt investere i ny kapacitet.</p>
Priser på fossile brændsler	<p>Baseret på forwardmarkeder indtil 2020. Efter 2020 konvergens mod IEA's New Policy scenario fra World Energy Outlook 2014. Fra 2030 er brændselspriserne baseret på IEAs antagelser.</p>
Priser på biomasse	<p>Baseret på Energistyrelsens forudsætninger indtil 2030. I 2050 er priserne sat til at ligge 50% over niveauet, som en lineær fremskrivning af Energistyrelsens forudsætninger ville føre til. Lineær indfasning til dette niveau mellem 2030 og 2050.</p>
CO ₂ -priser	<p>Baseret på forwardmarkeder indtil 2020. Efter 2020 konvergens mod IEA's New Policy scenario fra World Energy Outlook 2014, som nås i 2030. Efter 2030 fremskrives prisen til at nå ca. 800 kr./ton i 2050, svarende til niveauet i EU Trends to 2050 scenarie</p>

Tabel 25: Drivere for udviklingen af det internationale el- og fjernvarmesystem.

Brændsels og CO₂-priser

På kort sigt baseres prisen for fossile brændsler på forward-markederne, som viser en flad udvikling frem mod 2020. Efter 2020 tilpasses priser til IEA's New Policy scenarie fra WEO 2014. Udviklingen til 2050 baseres på en fremskrivning af trenden imellem 2030 og 2040 (Figur 31).

Biomassepriserne er som udgangspunkt baseret på Energistyrelsens fremskrivning. Forbruget af biomasse og eventuel import af biomasse til Europa og Danmark har dog særligt fokus i dette projekt. For ikke at risikere en undervurdering af biomassepriser på langt sigt, når også andre sektorer og verdensdele kan vise en stigende biomasseefterspørgsel, antages der dog en 50% forøgelse i 2050. Der gennemføres en følsomhedsberegning baseret på Energistyrelsens forudsætninger¹⁴, lineært fremskrevet til 2050. Priserne for biogas er baseret på produktionsomkostningen (se kapitel 2.1). For biogas baseret på halm påvirkes biogasprisen også ved ændrede biomassepriser.

Frem mod 2020 baseres CO₂-kvotepriisen på forward-markederne, som viser en flad udvikling. Fra 2020 til 2030 tilpasses priserne til IEA's New Policy scenarie fra WEO 2014. Efter 2030 indføres højere CO₂-priser baseret på CO₂-priserne i EU-kommissionens EU Trends to 2050 scenarie, som viser en CO₂-pris på 800 DKK/ton i 2050. Dette afspejler de høje klimaambitioner og driver udviklingen af VE på langt sigt. Der gennemføres en følsomhedsberegning, hvor CO₂-prisen i 2050 er 50% højere.

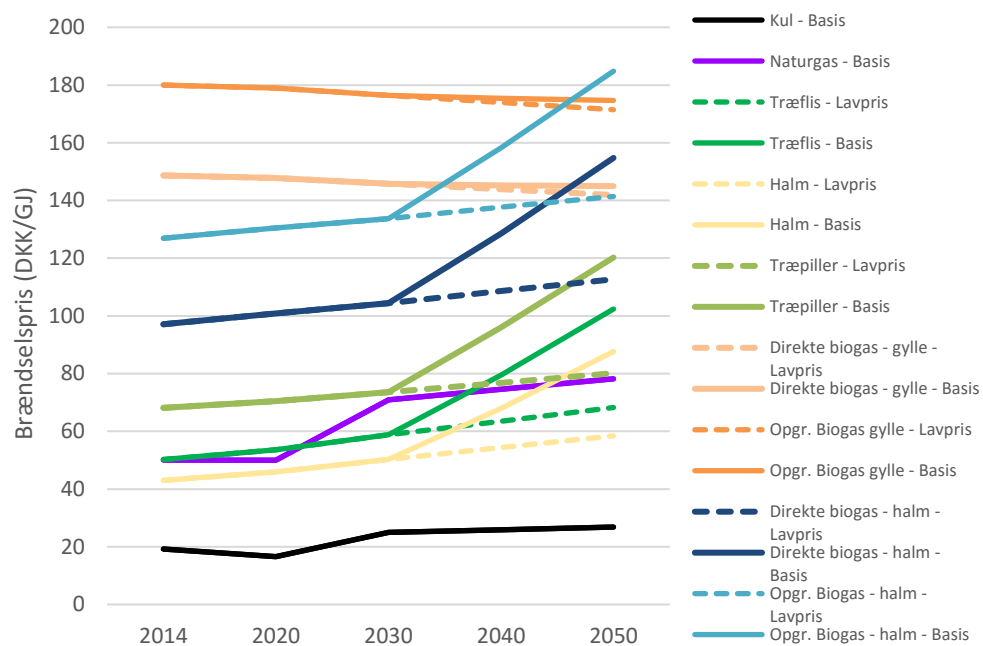
¹⁰ Trends to 2050 – Reference scenario 2013, European Commission 2013.

¹¹ ENTSO-E (2014b): Ten-Year Network Development Plan 2014 - Full Report

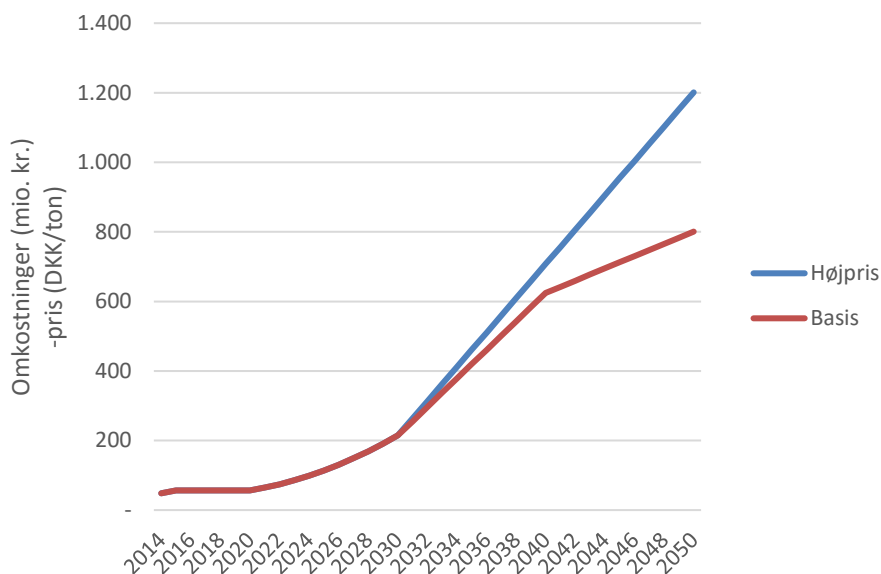
¹² Technical Research Centre of Finland (2012): Low carbon Finland 2050

¹³ German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien og 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2014): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, April 2014, draft – not approved by the German regulator

¹⁴ Energistyrelsen 2014, FORUDSÆTNINGER FOR SAMFUNDSØKONOMISKE ANALYSER PÅ ENERGIMRÅDET



Figur 31: Udvikling af brændselspriser

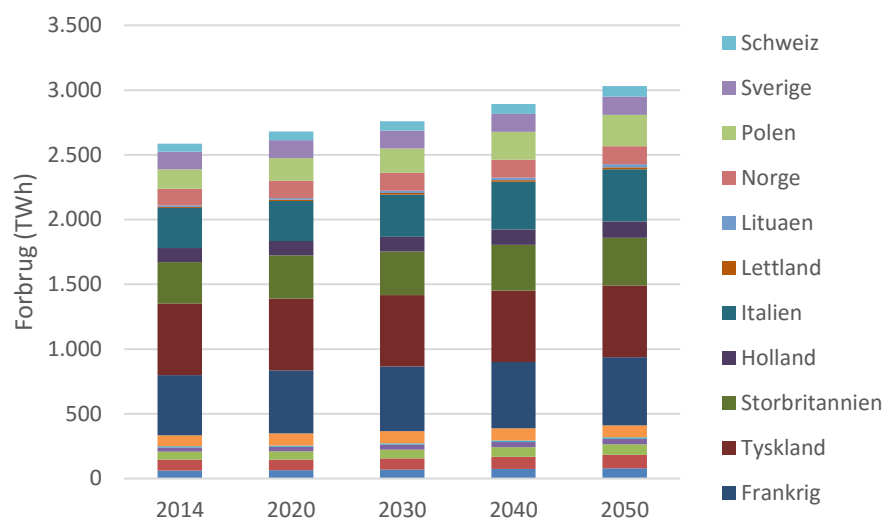


Figur 32: Udvikling af CO₂-priser

Forbrug

På kort sigt er forbrugsudviklingen relativt stabil. På længere sigt stiger elforbruget som følge af øget anvendelse af el i andre sektorer. I 2050 er forbruget i det samlede område ca. 17% højere end i 2014. For Danmark er der taget udgangspunkt i forudsætninger fremlagt af Energinet.dk¹⁵.

¹⁵ Energinet.dk's analyseforudsætninger 2015-2035, Energinet.dk Oktober 2015.



Figur 33: Forudsætninger for udvikling i elforbrug

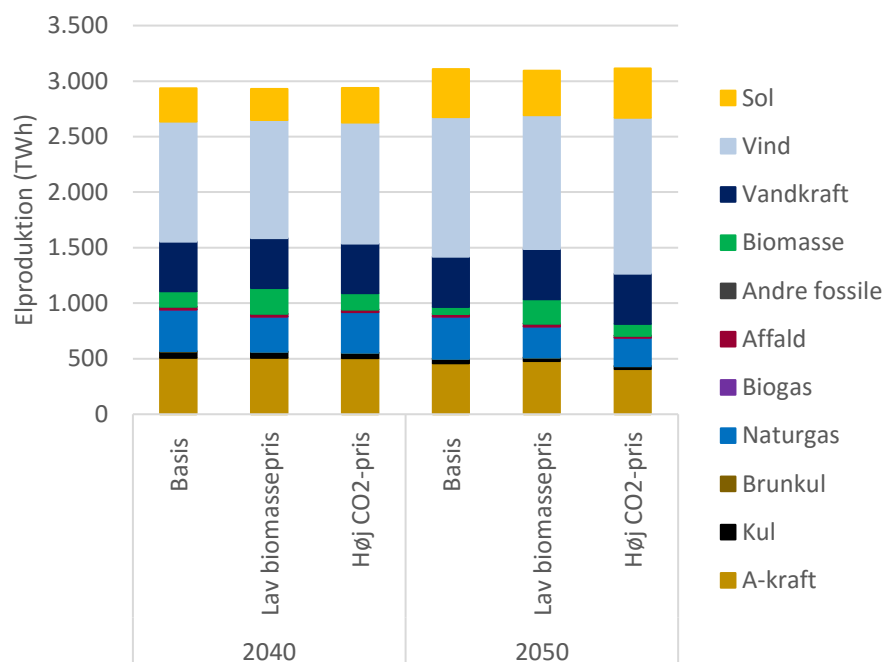
Transmission

Indtil 2030 er udbygningen af transmissionssystemet baseret på ENTSOE's Ten Year Network Development plan. Efter 2030 kan modellen investere i yderligere transmissionsforbindelser, dog med visse begrænsninger for at tage højde for trægheden i transmissionsplanlægningen. Der kan derfor være et potentiale for yderligere udbygning.

Produktionsmix

5.3 Resultater og følsomheder

De høje klimaambitioner fører til en kraftig udbygning af VE (Figur 30). På langt sigt dominerer særligt vind og sol. En følsomhed med lav biomassepris fører til mere end en fordobling af elproduktionen baseret på biomasse i 2050. Andelen i det samlede system er dog stadig begrænset. Denne produktion fortrænger især naturgas, samt VE-produktion fra vind og sol. Højere CO₂-priser vil føre til en yderligere stigning i andelen af vind og sol i forhold til basis-scenariet. Dette erstatter især produktion fra naturgas, men også a-kraft, på trods af uændret kapacitet. Sidstnævnte skyldes, at den øgede produktion fra vind og sol fører til, at der ikke "er plads" til, at a-kraftværkerne kører med konstant høj produktion. Om a-kraften faktisk ville blive reduceret, eller alternativt at produktionen fra vind eller sol bliver reduceret, afhænger af de variable omkostninger og besparelser ved reduktionen af produktionen fra a-kraft.



Figur 34: Elproduktion i følsomhedsanalyser for lavere biomassepris (33% lavere i 2050) og højere CO₂-pris (50% højere i 2050). Produktionsmixet er uændret inden 2040.

I alle scenarier fremgår en vis andel naturgas, som anvendes i relativt få timer (1200 - 1600 fuldlasttimer i gennemsnit). Potentielt kan en del af dette erstattes med opgraderet biogas, såfremt potentialet for biogasproduktionen er til stede. Konkurrenceforholdet imellem naturgas og opgraderet biogas, der kan anvendes på de samme type anlæg, fremgår af Tabel 26.

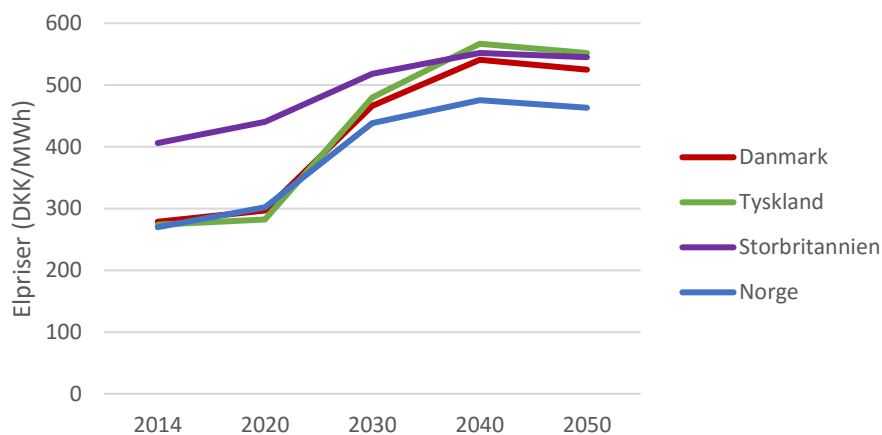
	Basis		Lavere biomassepris		Højere CO ₂ -pris	
	Naturgas + CO ₂	Opgraderet biogas halm	Naturgas + CO ₂	Opgraderet biogas halm	Naturgas + CO ₂	Opgraderet biogas halm
2014	53	127	53	127	53	127
2020	53	130	53	130	53	130
2030	83	134	83	134	83	134
2040	110	158	110	138	115	158
2050	124	185	124	141	147	185

Tabel 26: Konkurrenceforhold imellem prisen for naturgas og CO₂ og biogas. Priser i DKK/GJ.

Elpriser

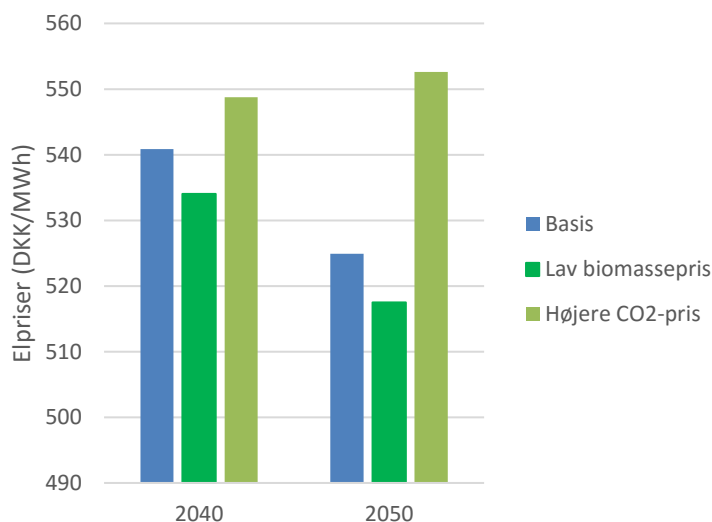
De beskrevne forudsætninger især mht. CO₂-priser fører til stigende elpriser især efter 2020 (Figur 35). Fra 2030 og frem ligger elpriserne i Danmark i gennemsnit mellem 460 og 540 DKK/MWh. Denne fremskrivning er usikker og man kan forestille sig et system med et lignende produktionsmix, men lavere elpriser. Afgørende faktorer er blandt andet markeds-setupet, herunder om VE-udviklingen

hovedsageligt drives via CO₂-priser eller direkte støtte til VE, som ville medføre væsentligt lavere elpriser.

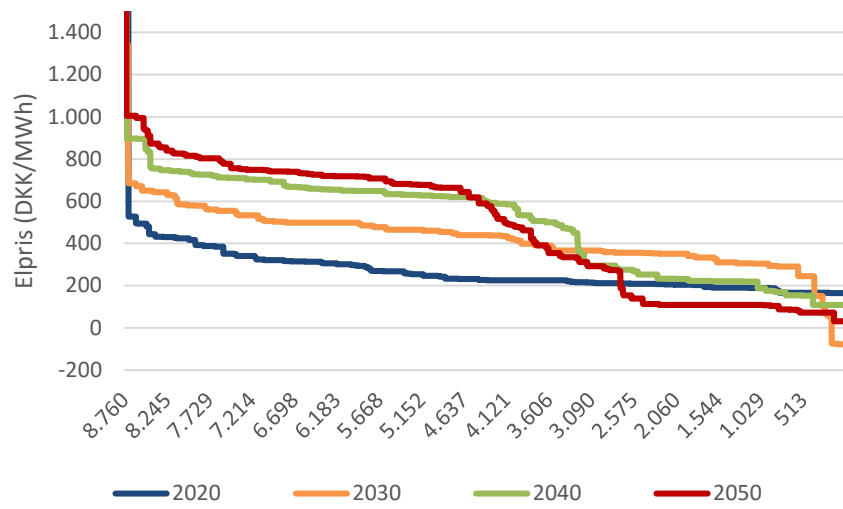


Figur 35: Gennemsnitlige elpriser i Danmark og udvalgte nabolande.

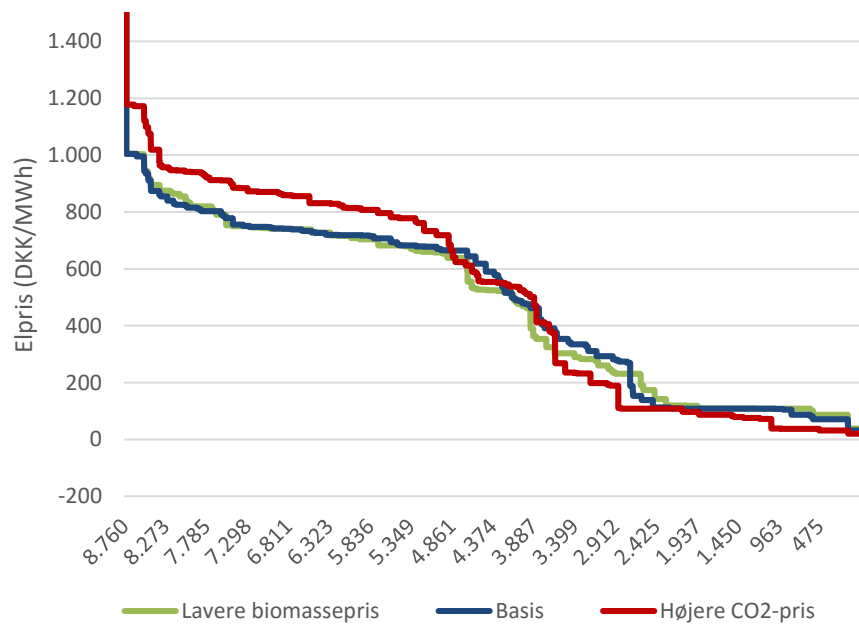
Lavere biomassepriser fører til en lettere reduktion af elpriserne (1-1,5%) på langt sigt, mens højere CO₂-priser har en kraftigere påvirkning og øger priserne med omkring 5%. Dette skyldes, at fossile brændsler (naturgas) oftere er prissættende end biomasse. Hertil kommer der ved højere CO₂-priser en anden fordeling af elpriserne, der viser flere timer med høje og lave priser.



Figur 36: Gennemsnitlige elpriser i følsomhedsanalyser for lavere biomassepris (33% lavere i 2050) og højere CO₂-pris (50% højere i 2050). Bemærk, at y-aksen ikke går til 0. Elpriserne er uændret inden 2040.



Figur 37: Varighedskurver for elprisen i Vestdanmark i basis-kørslen.



Figur 38: Varighedskurver for elprisen i Vestdanmark i 2050 i basiskørslen, samt de to følsomheder med hhv. lavere biomassepris og højere CO₂-pris.

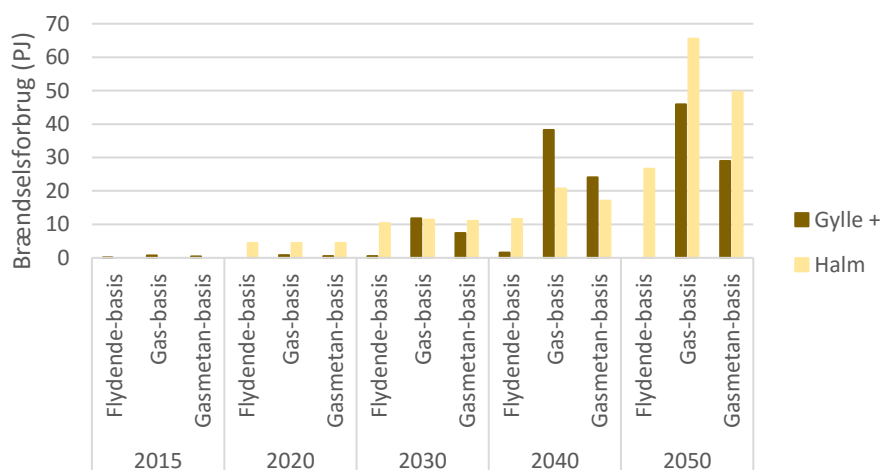
6 El- og fjernvarmesystemet i Danmark

Udviklingen i el- og fjernvarmesystemet i Danmark afhænger af udviklingen i det omgivende elsystem, samt de nationale muligheder for varmeproduktion. De forskellige scenarier for produktion af biobrændstof fører til forskellige muligheder for udnyttelse af overskudsvarme, samt nationale ressourcer som biogas og halm. For at analysere de forskellige vekselvirkninger er der gennemført en række scenarieberegninger, som vist i *Tabel 27*.

Scenarier biobrændstof- produktion	Scenarier elsystem		
	Basis	Lavere biomasse- pris	Højere CO ₂ -pris
Flydende	Flydende-basis	Flydende-lavbio	Flydende-højCO ₂
Gas	Gas-basis	Gas-lavbio	Gas-højCO ₂
Gas-metan	Gas-metan-basis	Gas-metan-lavbio	Gas-metan-højCO ₂

Tabel 27: Oversigt over scenarier for el- og fjernvarmesystemet i Balmorel

I det flydende scenarie er muligheden for at udnytte de nationale halm- og biogasressourcer til el- og fjernvarmesektoren bedst, da forbruget af disse nationale ressourcer til biobrændstofproduktion er lavest (*Figur 39*). I 2050 er der kun i det flydende scenarie mulighed for at udnytte halm til el- og fjernvarmeproduktion, mens der er uudnyttede ressourcer til gyllebaseret biogas tilgængelig i både det flydende scenarie og gasmetan-scenariet.



Figur 39: Forbrug af halm og gylle til biobrændstofproduktion i de tre basis-scenarier. De totale nationale ressourcer for halm og gylle (inkl. dybstrøelse, industriaffald og husholdningsaffald) er opgjort til hhv. 40 og 46 PJ.

Udover de nationale ressourcer tages der hensyn til elforbrug, procesvarme- og procevarme, samt brinteforsørgelse (Tabel 28). Mens variation for elforbrug og procesvarme er begrænset, er der især forskel på potentialet for udnyttelse af overskudsvarme og brintbehovet.

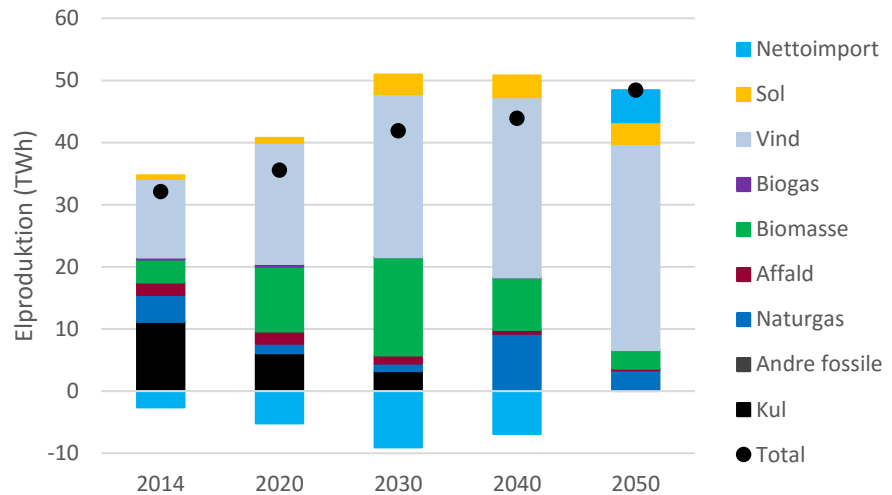
PJ/år	Scenarie	El-forbrug	Procesvarme	Overskudsvarme	Brintbehov
2030	Flydende-basis	1	1	3	0
	Gas-basis	1	2	3	0
	Gasmetan-basis	1	2	3	3
2040	Flydende-basis	1	2	14	0
	Gas-basis	2	3	12	0
	Gasmetan-basis	2	3	13	8
2050	Flydende-basis	1	4	101	0
	Gas-basis	3	5	72	0
	Gasmetan-basis	3	4	75	17

Tabel 28: Overblik over energiforsørgelse og potentiale for overskudsvarme fra biobrændstofproduktion

6.1 Elproduktion

Frem mod 2030 stiger produktionen fra vindkraft og sol som følge af de antagne introduktionsforløb. Efter 2030 investeres der i Danmark i vindkraft, mens der på trods af faldende investeringsomkostninger¹⁶ ikke investeres yderligere i produktion fra solceller. Dette hænger bl.a. sammen med bedre solressourcer i Tyskland og Frankrig. Produktion fra sol i disse lande reducerer samtidig mulighederne i Danmark ved at presse elprisen i situationer med høj produktion fra solceller.

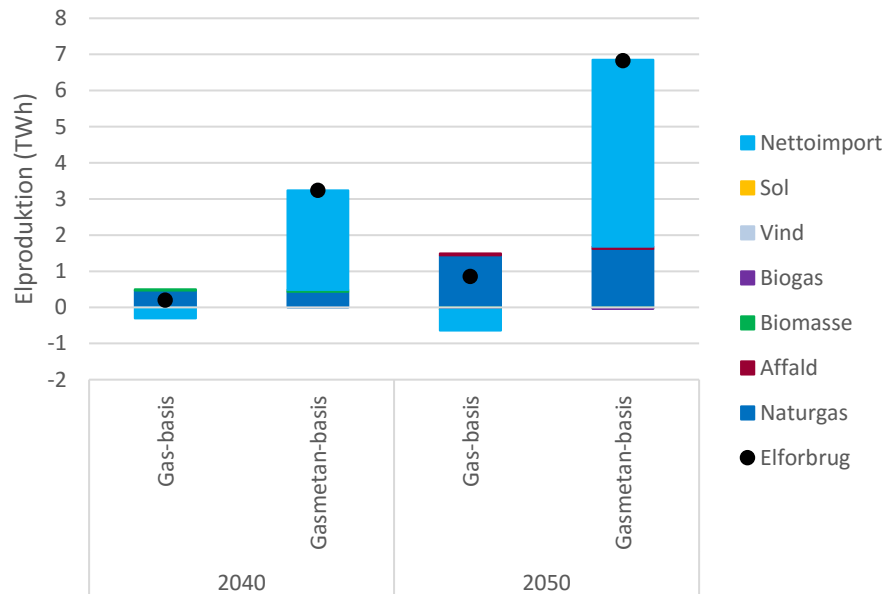
¹⁶ Oplysninger om solcelleudbud i 2016 tyder på, at det anvendte teknologikatalog har undervurderet prisfaldet på solceller



Figur 40: Elproduktion i Danmark i flydende-basis. Til og med 2030 er elproduktionen identisk i alle scenarier, da ændringerne i biobrændstofsektoren er små og ikke får indflydelse på elsektoren.

I 2050 er der stadig en elproduktion på ca. 3 TWh baseret på naturgas. I flydende-basis stammer ca. 70% af dette fra kraftvarmeanlæg i forbindelse med industriel procesvarmeproduktion, hvor der opnås op til 3000 fuldlasttimer på anlæggene. Kraftvarmeanlæg i forbindelse med fjernvarmeanlæg fungerer primært som spidslast med under 500 fuldlasttimer.

I gas-basis-scenariet fører øget kraftvarmeproduktion fra naturgas til en lettere reduktion i nettoimporten (Figur 41). Danmark importerer dog stadig el på årsbasis i 2050. Gasmeteriserings-scenariet fører til en kraftig forøgelse af nettoimporten, og størstedelen af det ekstra elforbrug til brintproduktion dækkes således af import. Ligesom i gasscenariet, ses der dog også øget produktion fra naturgas-kraftvarme. I sidste ende er det også muligt, at en del af det ekstra elforbrug dækkes af øget udbygning med offshore-vindkraft i Danmark. Dette afhænger bl.a. af de præcise konkurrenceforhold imellem offshore vindkraft i Danmark og offshore vindkraft samt omkostninger til transmission i andre lande.



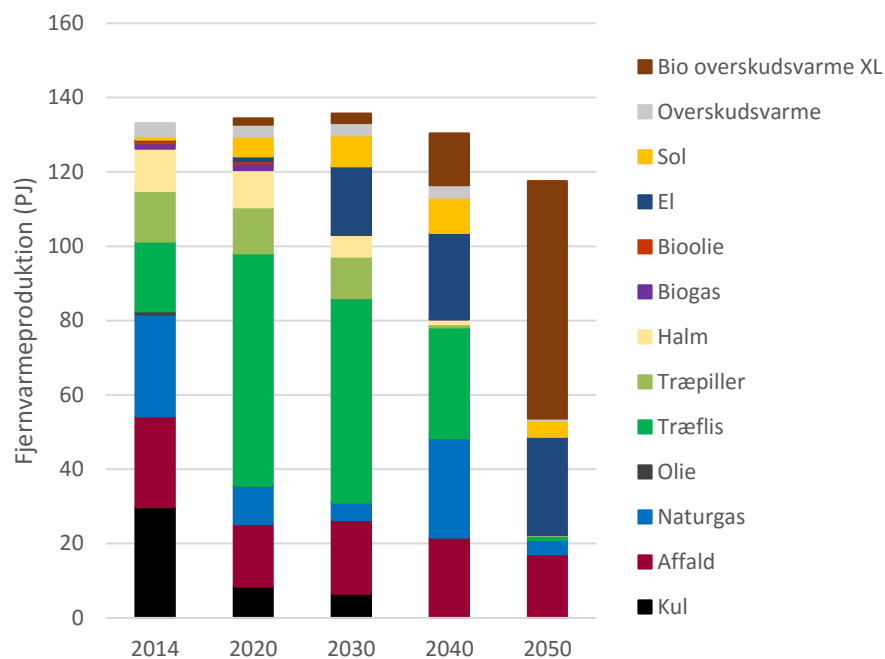
Figur 41: Forskelle i elproduktion i Danmark i 2040 og 2050 ift. flydende-basis.

6.2 Fjernvarme

Fjernvarmesektoren i Danmark domineres frem mod 2020 af biomasse, både som følge af omstilling af centrale kraftværker, men også som følge af øget produktion fra biomasse i decentrale områder, bortset fra de mindste områder, hvor det især er solvarme, der stiger frem mod 2020.

Fjernvarmeproduktionen fra affald falder fra omkring 24 PJ til 17 PJ, selvom reduktionen i affaldsmængden beregningsmæssigt er større (der importeres ikke affald). Dette skyldes, at modellen i høj grad vælger at basere ny affaldsforbrændingskapacitet på ren varmeproduktion. De høje kapitalomkostninger for affaldsbaseret kraftvarme kræver mange fuldlasttimer for at sikre profitabel drift, og mulighederne for grundlastdrift bliver dårligere fremover.

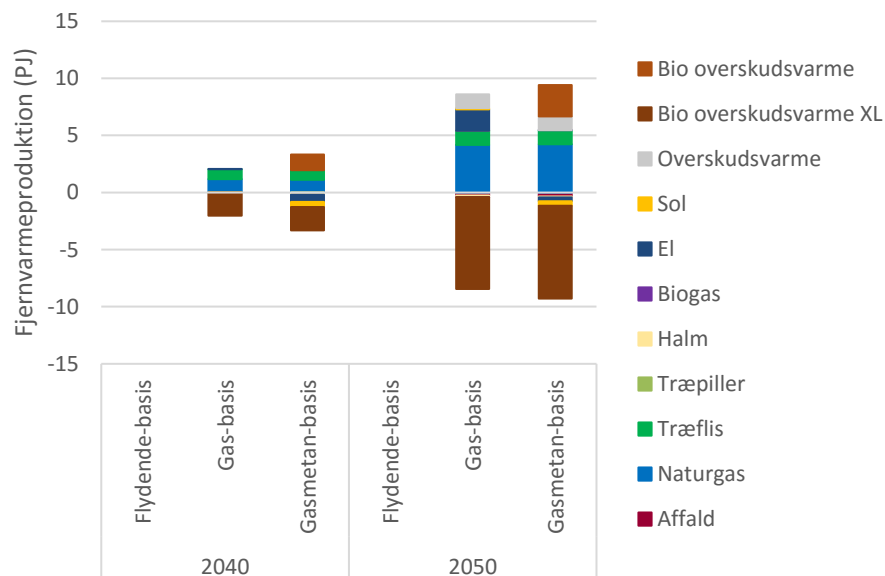
På lang sigt står overskudsvarme fra biobrændstofproduktion for hele 55 % af den samlede fjernvarmeproduktion. Størstedelen ligger i de centrale områder, da overskudsvarmen kommer fra få store fabrikker. I andre fjernvarmeområder dominerer ren varmeproduktion fra affald og varmepumper.



Figur 42: Fjernvarmeproduktion i Danmark i flydende-basis.

I scenarierne med øget anvendelse af gas i transportsektoren, reduceres mængden af tilgængelig overskudsvarme fra store biobrændstoffabrikker (Figur 43). I scenariet med metanisering introduceres samtidig overskudsvarme fra metanisering af biogas, som dog ikke kan erstatte den reducerede mængde overskudsvarme fra de store biobrændstoffabrikker. Overskudsvarme fra metaniseringsanlæggene kan anvendes i de mellemstore decentrale områder, hvor produktionen fra sol og el reduceres.

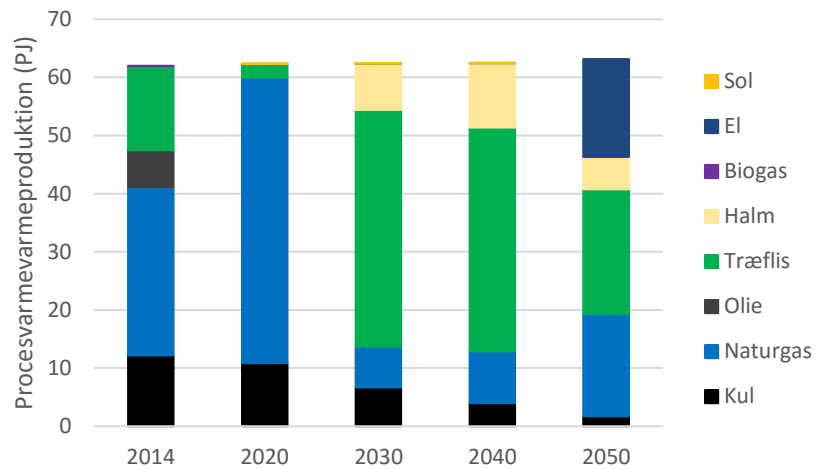
Den øgede fjernvarmeproduktion fra naturgas i gas-scenarierne stammer i begge tilfælde fra øget kraftvarmeproduktion i de centrale områder, hvor overskudsvarme fra de store biobrændstoffabrikker fjernes.



Figur 43: Forskelle i fjernvarmeproduktion i Danmark i 2040 og 2050 ift. flydende-basis.

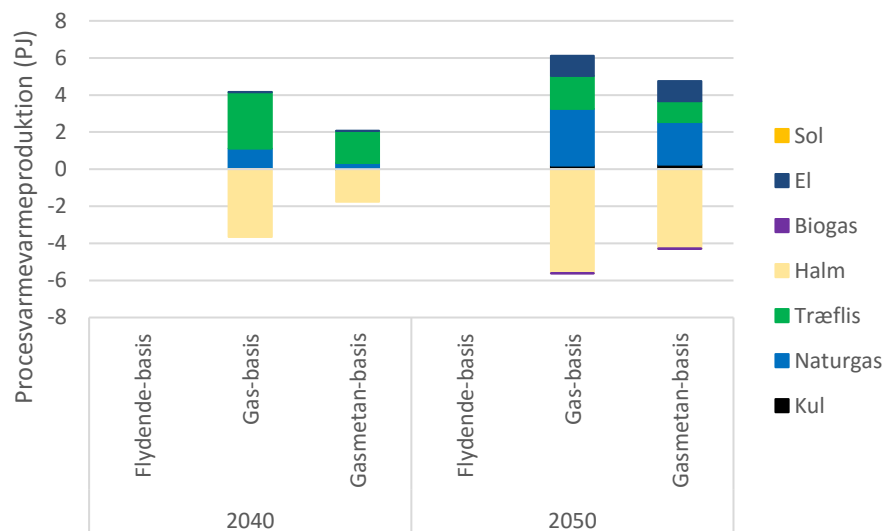
6.3 Industri

Industriens procesvarmeforbrug leveres på kort sigt hovedsageligt fra naturgaskedler, især på grund af kombinationen af lave naturgaspriser og lave elpriser. På mellemlang sigt introduceres biomasse kraftvarme som følge af tilskud til elproduktion (2030) og de stigende CO₂-priser. Først på meget langt sigt (2050), bliver det attraktivt at investere i elkedler for at udnytte lave elpriser, kombineret med kraftvarmeproduktion til tider med høje elpriser. Modelleringen af procesvarmebehovet tager hensyn til, at de høje temperaturniveauer kræver produktion fra kedler eller kraftvarme, mens eventuelle muligheder for udnyttelse af varmepumper til industrielt varmebehov ved lav temperatur ikke er medtaget her. Nogle processer kræver direkte brændselsforbrug i form af f.eks. gas. Det kan betyde, at der kræves et større gasforbrug, end der er skitseret her.



Figur 44: Produktion af procesvarme i Danmark i flydende-basis.

Indflydelsen af biobrændstofproduktionen til transportsektoren er meget begrænset. Der ses dog både en lidt højere produktion i alt grundet større procesvarmeforbrug til transportsektoren, samt en tendens til lidt større produktion fra naturgas kraftvarme, mens biomasse reduceres (Figur 45).



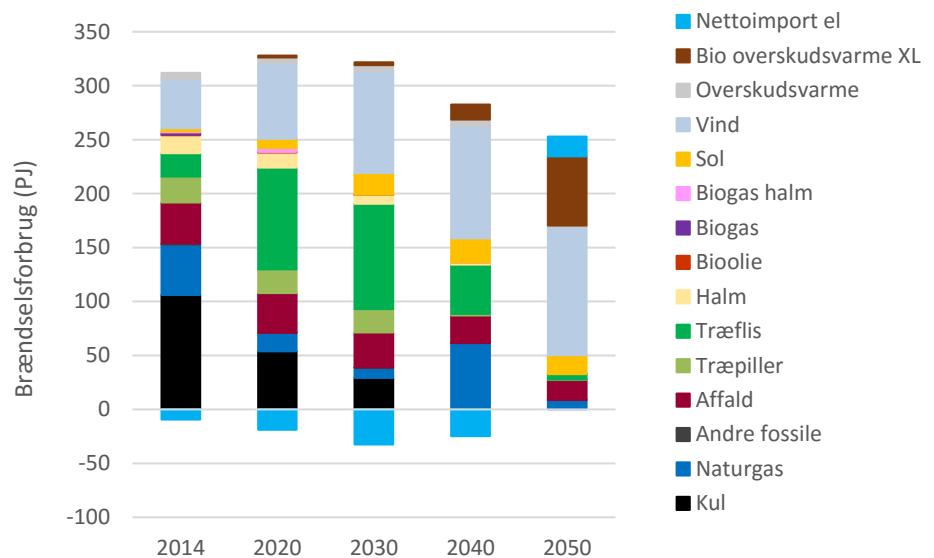
Figur 45: Forskelle i produktion af procesvarme i Danmark i 2040 og 2050 ift. flydende-basis.

6.4 Brændselsforbrug

Brændselsforbruget i el- og fjernvarmesektoren går til at dække el- og fjernvarmeproduktion inkl.:

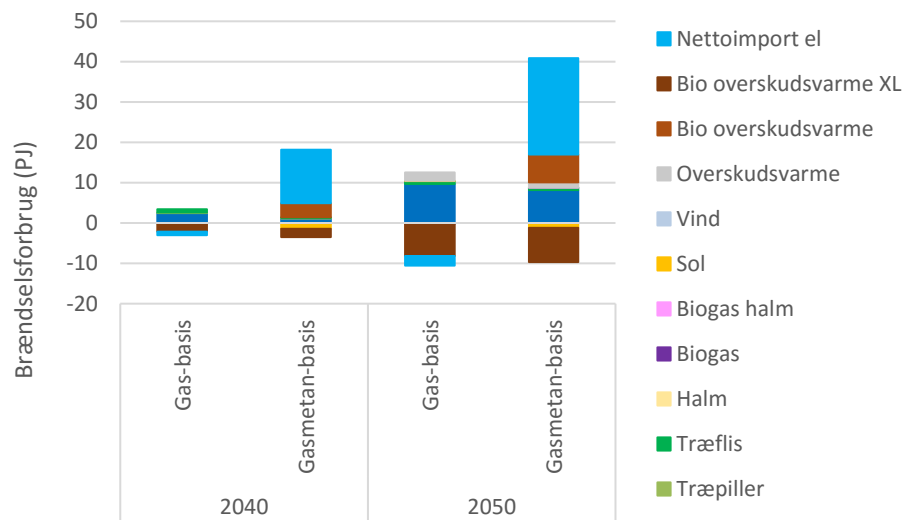
- Produktion af el til individuel varme
 - På kort sigt er der dermed ikke inkluderet alt brændselsforbrug til individuel varme. På lang sigt dækkes individuel varme næsten 100% fra varmepumper, og langt størstedelen af brændselsforbruget er dermed inkluderet.
- Produktion af el til elforbrug i transportsektoren
- Produktion af el til procesvarme

Brændselsforbruget i el- og fjernvarmesektoren reduceres kraftigt frem mod 2050. Forbruget af træflis, naturgas og affald er i 2050 reduceret til ca. 33 PJ fordelt på hhv. ca. 5 PJ, 9 PJ og 19 PJ.



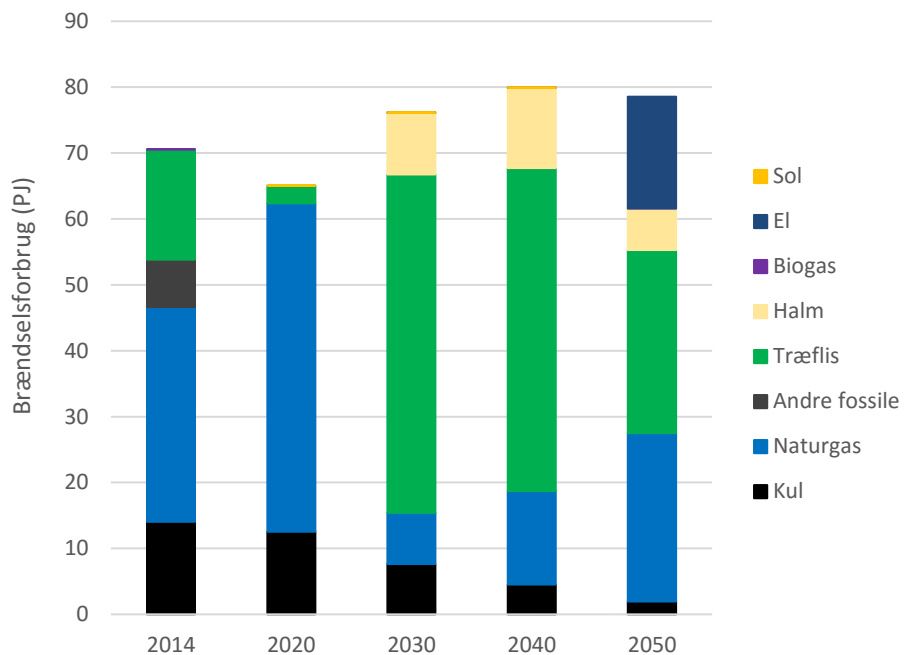
Figur 46: Brændselsforbrug i el- og fjernvarmesektoren i flydende basis.

I gas-scenarierne øges brændselsforbruget i el- og fjernvarmesektoren. Dette skyldes både den reducerede mængde overskudsvarme, samt det øgede elforbrug til brintproduktion. Det samlede forbrug af træflis, naturgas og affald stiger med ca. 10 PJ for begge gasscenarier (Figur 47). Dertil kommer ændringen i nettoimporten af el. I Gas-basis fører den øgede kraftvarmeproduktion fra naturgas til en reduktion af nettoimporten af el på ca. 3 PJ i 2050, mens elforbrug til brintproduktion fører til en øget import på ca. 24 PJ.



Figur 47: Forskelle i brændselsforbrug til el- og fjernvarme i Danmark i 2040 og 2050 ift. flydende-basis.

Brændselsforbrug til produktion af procesvarme (inkl. procesvarme til biobrændstofproduktion) udgør ca. 61 PJ kul, naturgas og træflis i 2050. Forskellen i gas-scenarierne er meget begrænset. Halm-forbruget udfases dog, da ressourcen er begrænset ift. flydende-basis. Dette erstattes af træflis og naturgas samt en mindre mængde el i gasmethan-basis.



Figur 48: Brændselsforbrug til procesvarmeproduktion i flydende-basis.

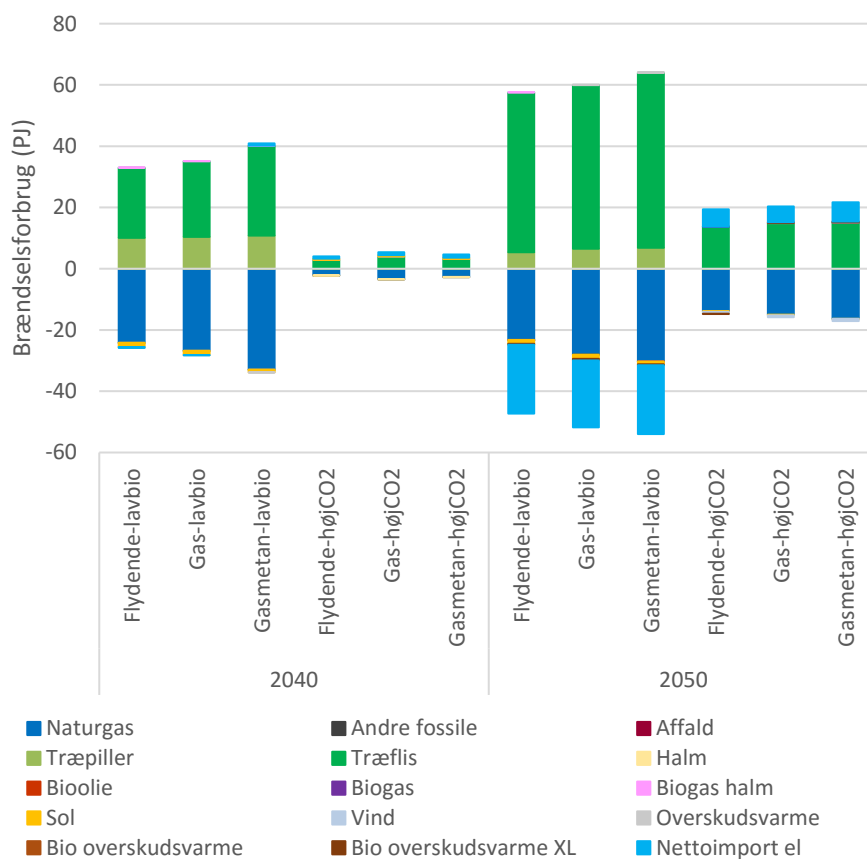
6.5 Følsomhedsberegninger

Der er gennemført følsomhedsberegninger for at undersøge betydningen af hhv. lavere biomassepriser og højere CO₂-priser. For udviklingen af elsystemet i Central og Nordvesteuropa fører de lavere biomassepriser til en lettere reduktion af elpriserne på omtrent 8 DKK/MWh i gennemsnit. Højere CO₂-priser har en større effekt, og øger elpriserne med ca. 28 DKK/MWh, flere timer med høje priser, men også flere timer med lavere priser (se afsnit 5.3).

Effekten af reduktionen i biomasseprisen er generelt højere end effekten af en højere CO₂-pris. De overordnede effekter af følsomhederne i forhold til basis-scenarierne er:

- Lavere biomassepris
 - Kraftig forøgelse af biomasseforbruget (træflis og træpiller) i el- og fjernvarmesektoren samt procesvarmeproduktion. Det samlede forbrug øges fra ca. 33 PJ til knap 90 PJ i flydende basis. Størstedelen af stigningen er indenfor proces(kraft-)varme, hvor der erstattes naturgas og el.
 - Kraftvarmeproduktion fra biomasse erstatter noget af kraftvarmeproduktionen fra naturgas.

- Nettoimporten reduceres som følge af det reducerede elforbrug. Danmark bliver nettoeksportør af el i flydende-højCO₂ og gas-højCO₂, mens der stadig importeres el på årsbasis i gasmetan-højCO₂.
- Højere CO₂-pris
 - Mindre elproduktion fra naturgas. Let stigning på elproduktion fra biomasse
 - Øget el- og biomasseforbrug til procesvarmeproduktion og mindre procesvarmeproduktion fra naturgas
 - Øget import af el som følge af reduceret elproduktion, samt øget forbrug til procesvarme og i mindre grad til fjernvarmeproduktion.



Figur 49: Ændringer i samlet brændselsforbrug til el- og fjernvarmesektoren samt produktion af procesvarme til industrien og biobrændstoffabrikker set i forhold til de respektive basisscenarier. Eksempelvis angiver tallene for Gas-lavbio ændringen ift. Gas-basis.

7 Det sammenhængende energi- og transportsystem mod 2050

Udviklingen i de forskellige sektorer i Danmark påvirker hinanden og dermed det samlede energisystem og det nationale brændselsforbrug.

I kapitel 2.1 - 6 er udviklingen i de enkelte sektorer beskrevet, mens der her samles op på betydningen af de enkelte scenarier for det samlede system. Dette omfatter også udviklingen for individuel varmereproduktion, som dog ikke varieres afhængigt af scenarierne. Udover inkludering af individuel varmereproduktion, gennemføres der ikke nye beregninger eller scenarier, men der ses alene på summen af effekterne i de enkelte sektorer, som er beregnet tidligere.

Det omfattede brændselsforbrug, der opgøres her, udgøres af:

- Brændselsforbrug til produktion af transportbrændstoffer
 - Herunder brændselsforbrug til transportrelateret energiforbrug i industrien
- Brændselsforbrug til el- og fjernvarmereproduktion
- Brændselsforbrug til procesvarmereproduktion i industrien
- Brændselsforbrug til individuel varmereproduktion

I forhold til opgørelser i energistatistikken for Danmark er brændselsforbrug i energisektoren forbindelse med udvinding af olie og gas i Nordsøen, samt brændselsforbrug til ikke-energirelateret forbrug ikke inkluderet. I 2014 udgjorde disse to sektorer et klimakorrigeret forbrug på i alt knap 50 PJ.

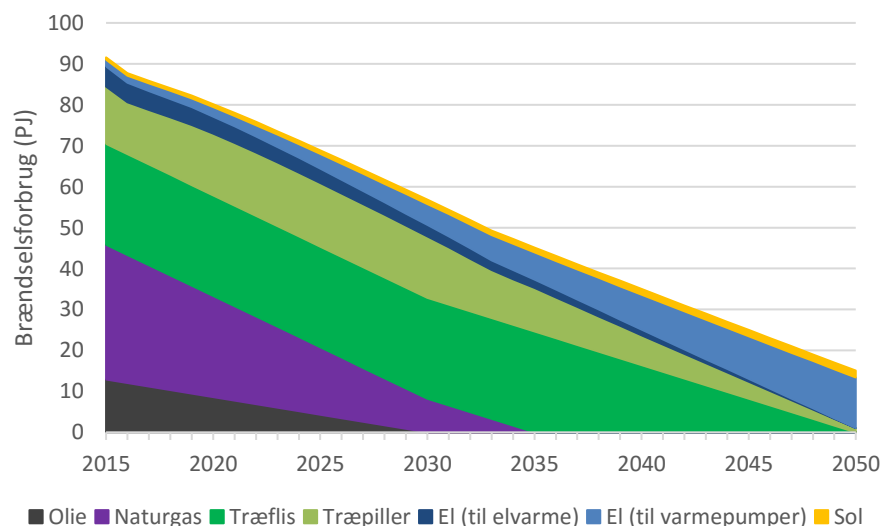
7.1 Individuel varme

Brændselsforbrug til individuel varmereproduktion har ikke været genstand for en detaljeret analyse, men er inkluderet for at kunne vise den samlede udvikling i brændselsforbruget. Udviklingen er baseret på følgende forudsætninger, og har ikke været genstand for en optimering:

- Der antages en generel besparelse på 0,75% pr. år. Dette inkluderer implicit den samlede effekt af besparelser samt forbrug til nye bygninger (til sammenligning har SBI i 2013 opgjort potentialet for besparelser i eksisterende byggeri til ca. 1 % årligt frem til 2050, (SBI 2013, Varmebesparelse ved løbende bygningsrenovering frem til 2050)

- Der antages en vis konvertering fra individuel opvarmning til fjernvarme, baseret på resultaterne fra fjernvarmeanalysen¹⁷. Forbruget i fjernvarmesektoren tager ligeledes højde for denne konvertering.
- Udviklingen af individuelle varmepumper følger Energinet.dks forudsætninger frem til 2035, og fremskrives lineært herefter.
- Olie og naturgas til individuel opvarmning udfases i hhv. 2030 og 2035. Dette er baseret på den tidligere regerings målsætning ved opstart af nærværende projekt. Om olie og naturgas faktisk udfases afhænger i høj grad af konkurrencen i forhold til individuelle varmepumper.
- Anvendelsen af elvarme udfases frem til 2050
- Anvendelsen af solvarme tredobles i forhold til 2014.
- Efter 2035 reduceres anvendelsen af brænde (træflis) til nul i 2050. Om dette er realistisk afhænger ligesom for naturgas og olie af konkurrencen i forhold til varmepumper, betalingsvilligheden for at opretholde en sekundær forsyning med brænde og eventuel politisk regulering af emissioner fra brændeovne.
- Anvendelsen af træpillefyr reduceres efter 2030, men dækker stadig en lille del i 2050.

I forhold til Energistyrelsens vindscenarie fører de anvendte forudsætninger til det samme samlede nettobehov for opvarmning, mens fjernvarmedækningen er højere. I 2050 er brændselsforbruget til individuel varmeproduktion stort set nul, da hovedparten dækkes af varmepumper (Figur 50).

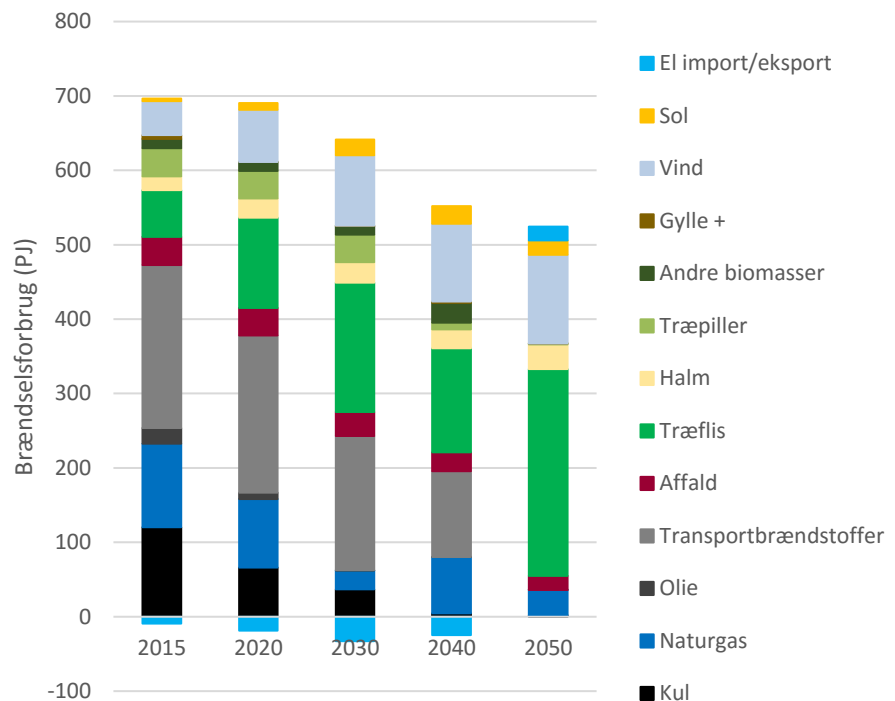


Figur 50: Brændselsforbrug til individuel varmeproduktion

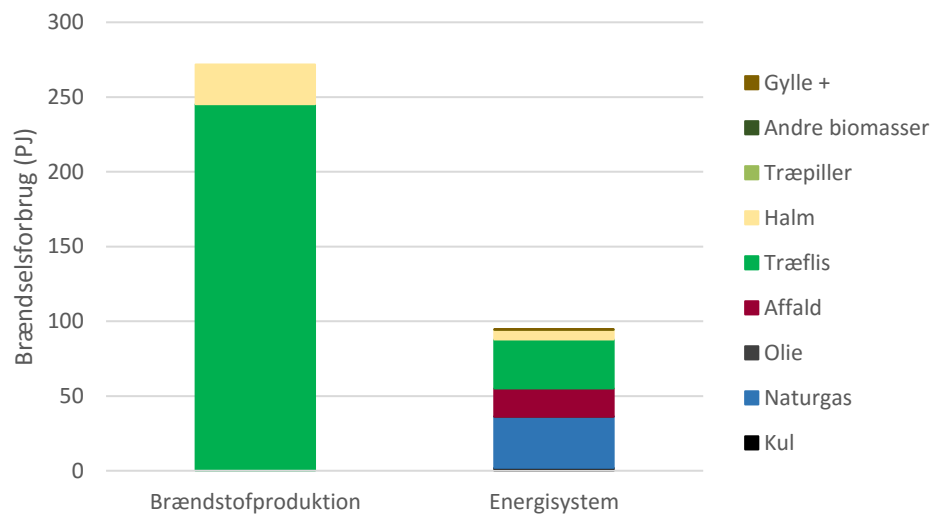
¹⁷ Fjernvarmens rolle i den fremtidige energiforsyning, Energistyrelsen marts 2014.

7.2 Samlet brændselsforbrug

Danmarks samlede forbrug af brændsler ekskl. bidrag fra sol, vind og geotermi reduceres mod 2050 fra dagens niveau på omkring 650 PJ til ca. 370 PJ. Størstedelen af dette forbrug udgøres af træflis på ca. 280 PJ (Figur 51). Forbrug til brændstofproduktion spiller den største rolle i 2050 og udgør ca. tre fjerdedele af det samlede brændselsforbrug (Figur 52).



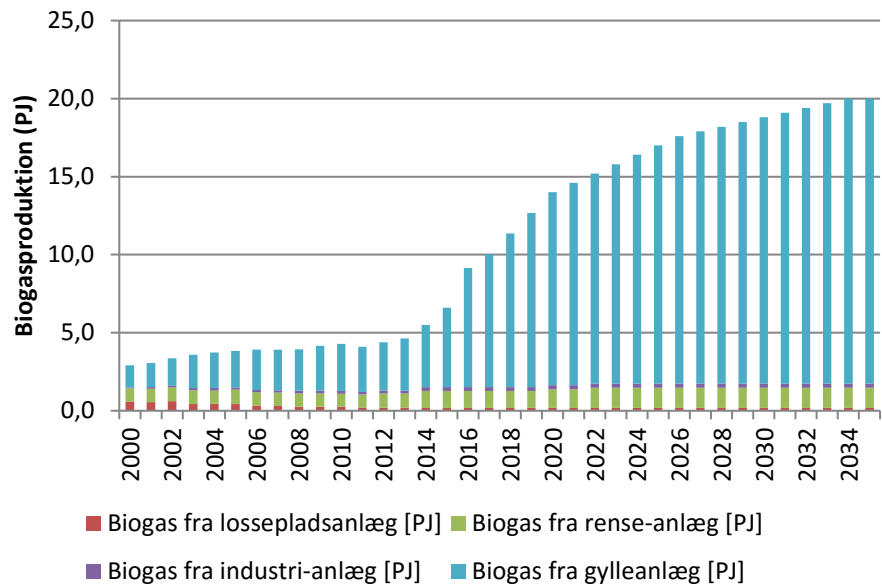
Figur 51: Samlet brændselsforbrug i Danmark i Flydende-basis. Bidrag fra geotermi (via varmepumper) er ikke vist. Transportbrændstoffer dækker over forbrug af fossile brændsler (primært diesel/benzin/flybrændstof) til transport.



Figur 52: Brændselsforbrug i flydende-basis ekskl. bidrag fra vind, sol og geotermi fordelt på bio-brændstofproduktion og el- og fjernvarmesystemet (inkl. industriel procesvarme). Ud af de ca. 94 PJ brændselsforbrug i energisystemet anvendes ca. 60 PJ i forbindelse med industriel procesvarme, herunder dog også en del til kraftvarmeproduktion.

I den valgte scenarietilgang er der ikke antaget en tvungen produktion af biogas, med mindre dette går til at dække et gasforbrug i transportsektoren. Dette er valgt for ikke at stille forskellige krav om andelen af biogas i el- og fjernvarmesystemet i de forskellige scenarier, hvorved sammenligningen ville blive skævvredet. Alternativt ville det flydende scenarie vise højere omkostninger i el- og fjernvarmesektoren, da biogasmængden her ikke afsættes til transportsektoren. Da produktion af biogas samtidig er dyrere end anvendelse af naturgas (jf. Tabel 26), anvendes biogas (og dermed de bagvedliggende ressourcer som gylle) ikke på længere sigt i el- og fjernvarmesektoren ifølge modeloptimeringerne. På kort sigt (2020) fører det nuværende afgifts- og tilskudssystem dog til, at der anvendes en mindre mængde biogas. Dette er i modelsammenhæng baseret på halm/energi-afgrøder, som viser bedre økonomi end gyllebaseret biogas. I praksis vil produktionen foregå på anlæg der også anvender gylle.

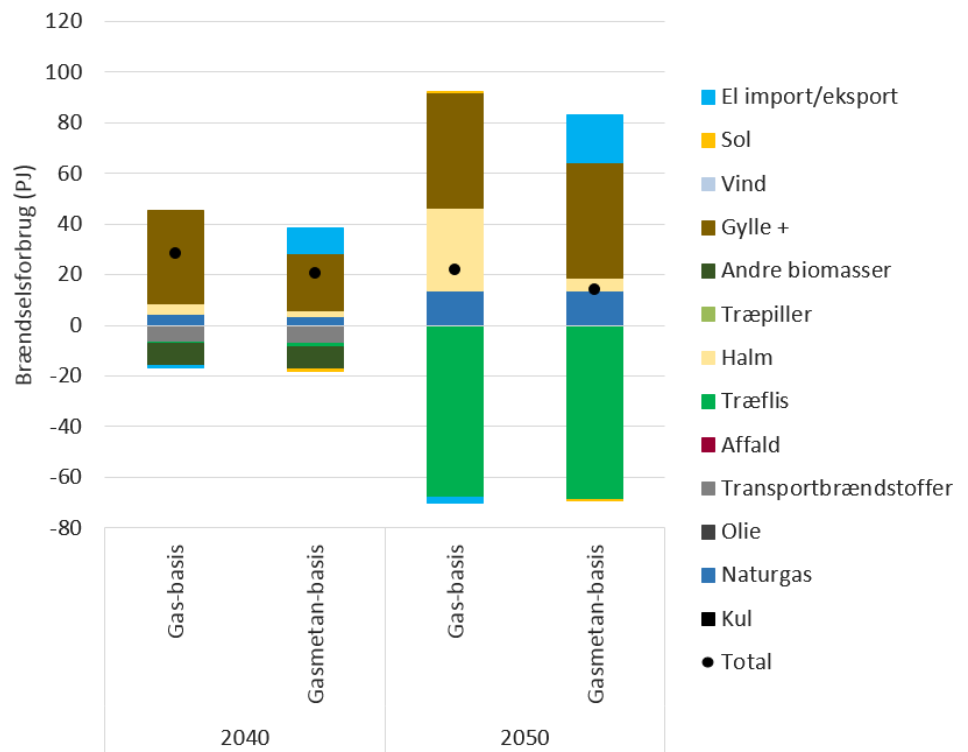
Samtlige scenarier viser et gasbehov på min 26 PJ i alle år, og giver dermed mulighed for at integrere biogasmængderne, som Energistyrelsen forventer ifølge basisfremskrivningen.



Tabel 29: Fremskrivning af biogasproduktion i Energistyrelsens 2014-basisfremskrivning.

Transportsektorens indflydelse

En større andel af gas i transportsektoren fører til en forøgelse af det samlede brændselsforbrug på omkring 20 PJ/år i 2050 (Figur 53). For gas-basis skyldes dette både et merforbrug til biobrændstofproduktion på grund af lavere virkningsgrad fra biomasse til gas sammenlignet med produktion af 2g biodiesel. Men også i el- og fjernvarmesystemet, hvor en mindre del af fjernvarmen er baseret på overskudsvarme fra biobrændstofproduktionen, øges brændselsforbruget. I gas-metan reduceres brændselsanvendelsen til biobrændstofproduktion med ca. 15 PJ på grund af den højere virkningsgrad fra biomasse til gas ved anvendelse af metanisering. Samtidig ses dog en forøgelse af forbruget i el- og fjernvarmesektoren, idet det ekstra elforbrug til brintproduktionen skal dækkes. Dette sker særligt ved øget import af el til Danmark.



Figur 53: Forskel i brændselsforbrug i de forskellige scenarier ift. flydende-basis.

Brændselsforbrug og ressourcer

En udførlig oversigt over brændselsforbruget (ekskl. bidrag fra vind, sol og geotermi) fremgår af Tabel 30. I beregningerne i denne rapport, er der i modeloptimeringen af el- og fjernvarmesektoren taget hensyn til de maksimale nationale potentialer for halm, gylle (inkl. dybstrøelse, organisk husholdningsaffald og industriaffald) og affald. Der er ikke sat en begrænsning på forbrug af træflis og træpiller, som antages at være en international handelsvare. Endvidere er der ved beregning af brændselsforbrug til produktion af biobrændstoffer heller ikke på forhånd sat en begrænsning på anvendelsen af halm. Det viser sig, at det samlede halmforbrug i gas-basis scenariet overstiger den nationale ressource. Størrelsen af den nationale ressource drøftes i kapitel 2.

Til sammenligning er der i Tabel 30 også nævnt et ressourceestimat. Ressourceestimatet er baseret på følgende:

- Træflis baseret på Energistyrelsens scenarier for "skovflis"
- Halm baseret på opgørelser over halmressourcer og anvendelse af halm fra Danmarks statistik for årene 2010-2014:
 - Anvendelse til foder og strøelse antages uændret.
 - Bjergningsprocent antages øget til 85 %

- Gylle +: Angives som inputmængde til biogasanlæg. inkl. dybstrøelse, organisk husholdnings- og industriaffald. Baseret på Agrotechs estimer i forbindelse med Biogas Taskforce.
- Affald til forbrænding: Der er antaget ca. en halvering fra dagens niveau til 2050.
- Andre biomasser: Ikke nærmere specificeret potentiale baseret på Energistyrelsens estimat for halm inkl. potentiale for etårige afgrøder baseret på 10 mio. tons planen, fratrukket det her anvendte potentiale for halm.

Opgørelsen af forbruget på sektorer er alene baseret på hvor ressourcen forbruges, dvs. at eksempelvis forbrug til kraftvarmeproduktion til industriel procesvarme ikke er delt mellem el- og fjernvarmesektoren og industriel kraftvarme, men alene anføres under industriel kraftvarme.

		Flydende- basis	Gas -basis	Gasme- tan-basis
Ressourcer	Træflis	40,0	40,0	40,0
	Halm	39,5	39,5	39,5
	Gylle +	46,0	46,0	46,0
	Affald til forbrænding	19,0	19,0	19,0
	Andre biomasser	108,5	108,5	108,5
	Naturgas			
	Kul			
	Total	253,0	253,0	253,0
Totalt forbrug	Træflis	279,1	211,1	210,2
	Halm	33,1	65,5	37,9
	Gylle +	0,1	45,9	46,0
	Affald til forbrænding	19,0	19,0	19,0
	Naturgas	34,2	47,6	47,5
	Kul	1,9	2,2	2,2
	Total	367,3	391,2	362,8
	Nettoimport el	18,5	16,4	37,4
Træflis	El- og fjernvarme	5,1	5,8	5,8
	Industriel procesvarme	27,8	29,9	29,1
	Individuel varme	1,1	1,1	1,1
	Biobrændstofproduktion	245,2	174,3	174,3
	Total	279,1	211,1	210,2
Halm	El- og fjernvarme	0,2	-	0,1
	Industriel procesvarme	6,0	-	1,4
	Individuel varme	-	-	-
	Biobrændstofproduktion	26,9	65,5	36,4
	Total	33,1	65,5	37,9
Gylle +	El- og fjernvarme	0,0	-	-
	Industriel procesvarme	0,1	-	-
	Individuel varme	-	-	-
	Biobrændstofproduktion	0,0	45,9	46,0
	Total	0,1	45,9	46,0
Affald	El- og fjernvarme	19,0	19,0	19,0
	Industriel procesvarme	-	-	-
	Individuel varme	-	-	-
	Biobrændstofproduktion	-	-	-
	Total	19,0	19,0	19,0
Naturgas	El- og fjernvarme	8,6	18,3	18,4
	Industriel procesvarme	24,4	27,6	27,5
	Individuel varme	-	-	-
	Biobrændstofproduktion	1,2	1,6	1,6

	Total	34,2	47,6	47,5
Kul	El- og fjernvarme	-	-	-
	Industriel procesvarme	1,9	2,2	2,2
	Individuel varme	-	-	-
	Biobrændstofproduktion	-	-	-
	Total	1,9	2,2	2,2

Tabel 30: Oversigt over brændselsforbrug.

Produktionen af bioethanol og biogas medfører et restprodukt i form af fibermateriale. Dette kan potentielt anvendes til energiproduktion (eksempelvis som erstatning for træflis eller halm i kraftvarmeanlæg). Herved ville biogasanlæggene dog miste fordelene af at recirkulere kulstof til markerne, idet fiberen ikke længere kan køres tilbage til markerne. Mængden af dette restprodukt indgår ikke i ovenstående brændselsopgørelser, og ville reducere forskellen på den totale brændselsanvendelse til 9 og 11 PJ for hhv. gas-basis og gas-metan, idet fiberproduktionen er større i gas-scenarierne (Tabel 31).

Scenarie	Fibermateriale (PJ)
Flydende-basis	8
Gas-basis	21
Gasmetan-basis	11

Tabel 31: Restprodukter i form af fibermateriale fra produktion af bioethanol (Maabjerg) og biogas i de forskellige scenarier.

Energistyrelsens scenarier

På en række punkter afviger systemsammensætningen i 2050 fra Energistyrelsens vindscenarie (Tabel 32). De mest markante ændringer vedrører lavere produktion fra vindmøller, et højere biomasseforbrug samt at der også i 2050 er et vist forbrug af naturgas til el-, fjern- og procesvarmeproduktion.

I vindscenariet er det samlede elbehov i Danmark tæt på 80 TWh, mens det flydende scenarie kun viser et samlet behov på 48 TWh i 2050. Gas-basis og Gas-metan scenariet viser et forbrug på hhv. 49 TWh og 57 TWh. Det højere elforbrug i energistyrelsens scenarier skyldes primært en højere anvendelse af el til produktion af biobrændstoffer (30 TWh vs 0,4 TWh) samt en højere anvendelse af elbiler (12 TWh vs 7 TWh).

Brændselsforbrug (PJ)	Flydende basis	Gas basis	Gasmetan basis	Energistyrelsens vindscenarie
Kul	2	2	2	0
Naturgas	34	45	48	0
Affald	19	19	19	42
Træflis	278	213	210	41
Halm	33	66	44	130
Træpiller	1	1	1	0
Gylle +	0	46	36	42
Vind	119	119	119	246
Sol	19	19	18	6
El import/eksport	19	16	42	0
Direkte brændsel total	367	391	361	254
Træflis, halm og træpiller	312	279	255	171

Tabel 32: Sammenligning af brændselsforbrug i 2050 i denne analyse og energistyrelsens vindscenarie

Brændselsforbruget til brændstofproduktion i transportsektoren ligger på ca. 156 PJ i Energistyrelsens vindscenarie, mens scenarierne i denne rapport viser et brændselsforbrug på mellem 254 PJ og 286 PJ. Dog kan en mindre del af denne afvigelse forklares med at anvendelse af brændstof i offroadsektoren her er inkluderet under transport (ca. 22 PJ).

7.3 Økonomi

Sammensætningen af de forskellige sektorer påvirker økonomien, både på langt sigt i 2050 og på vejen derhen. Økonomiberegningerne inkluderer ikke omkostninger til fossile brændsler som diesel og benzin, hvorfor udviklingen i transportsektoren viser en stærk stigning af omkostninger efterhånden som biobrændstofferne indføres. Der lægges derfor særlig vægt på økonomien i 2050. Endvidere er der ikke regnet på økonomien for teknologier til individuel varme (kapitalomkostninger og D&V til eksempelvis varmepumper), som er uændret imellem scenarierne.

For at øge overskueligheden over de økonomiske resultater der økonomien i det følgende endvidere delt på de tre sektorer: Transportsektoren, Produktion af biobrændstoffer, samt energisystemet (El- og fjernvarme, procesvarme, samt individuel opvarmning). Det skal understreges, at vekselvirkningen imellem de forskellige sektorer betyder, at der ikke kan tales om én korrekt måde at dele omkostningerne op på. Eksempelvis ville det kræve at opdele økonomien på et bio-

brændstofproduktionsanlæg i økonomi vedrørende selve biobrændstofproduktionen og økonomi vedrørende overskudsvarmeproduktion. Der er i stedet valgt en simpel tilgang, hvor omkostninger er allokeret til de sektorer, hvor de direkte omkostninger opstår (Tabel 33). Det betyder blandt andet, at omkostninger til elforbrug i gasmetaniserings-scenarierne ligger under energisystemet og ikke i biobrændstofproduktionssektoren. De største omkostninger ligger i transportsektoren, i form af omkostninger til køretøjer (Tabel 33).

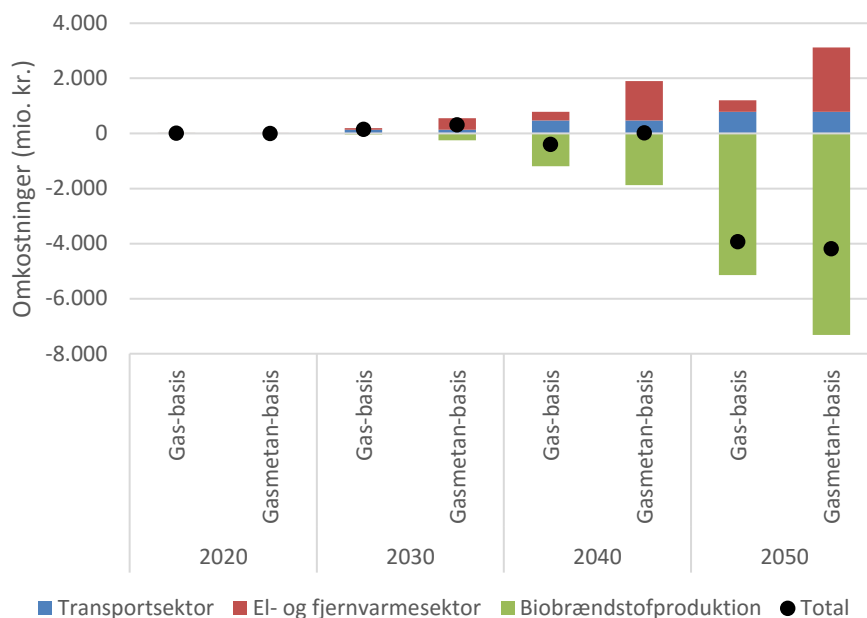
	Inkluderede omkostninger	Andel af samlede omkostninger
Transportsektor	Køretøjer, infrastruktur	44%
Produktion af biobrændstof	Brændstofproduktionsanlæg (investering og drift), Brændsler til brændstofproduktionsteknologier (ekskl. el)	28%
Energisystem	El-, fjern- og procesvarmeproduktionskapacitet (investering og drift), Brændsler til el-, fjern- og procesvarmeproduktion, import/eksport af el	28%

Tabel 33: Andelsmæssig fordeling af omkostninger i flydende-basis i 2050.

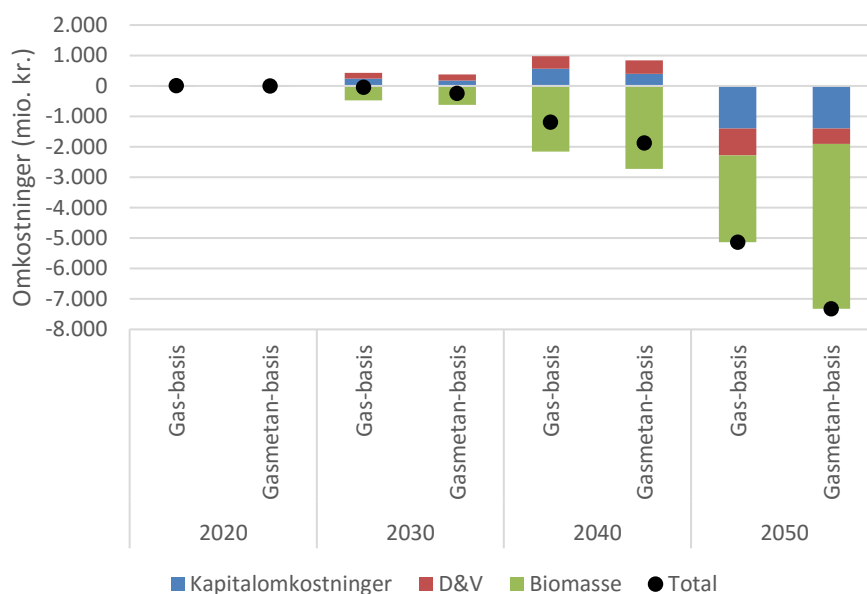
Gas-basis scenariet viser en besparelse på ca. 3,9 mia. kr./år i 2050 ift. flydende-basis, mens gasmetanisering viser en besparelse på ca. 4,2 mia. kr. (Figur 54). Denne besparelse svarer til i omegnen 2-3% af den samlede årlige omkostning til transport, biobrændstofproduktion og energisystemet. Beregnet som nutidsværdi i 2016 ved en samfundsøkonomisk rente på 4% resulterer gas-basis scenariet i en besparelse på 6,9 mia. kr., mens gas-metaniserings-scenariet viser en besparelse på 4,9 mia. kr. ift. flydende-basis. Den lavere nutidsværdi skyldes en lavere besparelse i 2040 og 2030.

Gasscenariernes besparelser ligger særligt indenfor produktion af biobrændstoffer (Figur 55), mens både udgifter til køretøjer i transportsektoren (Figur 56) og i el- og fjernvarmesektoren (Figur 56) er højere. De højere omkostninger i el- og fjernvarmesektoren skyldes især den lavere andel overskudsvarme, som erstattes af bl.a. kraftvarmeproduktion på naturgas. Dertil kommer for gasmetaniserings-scenariet øgede omkostninger til import af el. Når gasmetaniserings-scenariet viser lavere omkostninger i slutningen af perioden end gasbasis, skyldes det betydningen af biomassepriserne (se også afsnit 3.4). Ved lave biomassepriser,

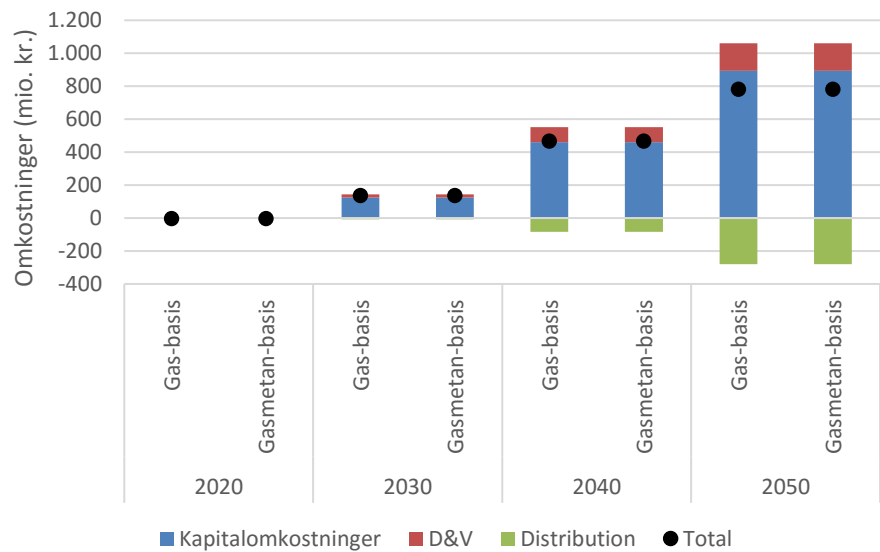
kan biomassebesparelsen i gasmetaniserings scenariet ikke svare sig, mens det lavere biomasseforbrug på langt sigt med høje biomassepriser giver en samlet gevinst.



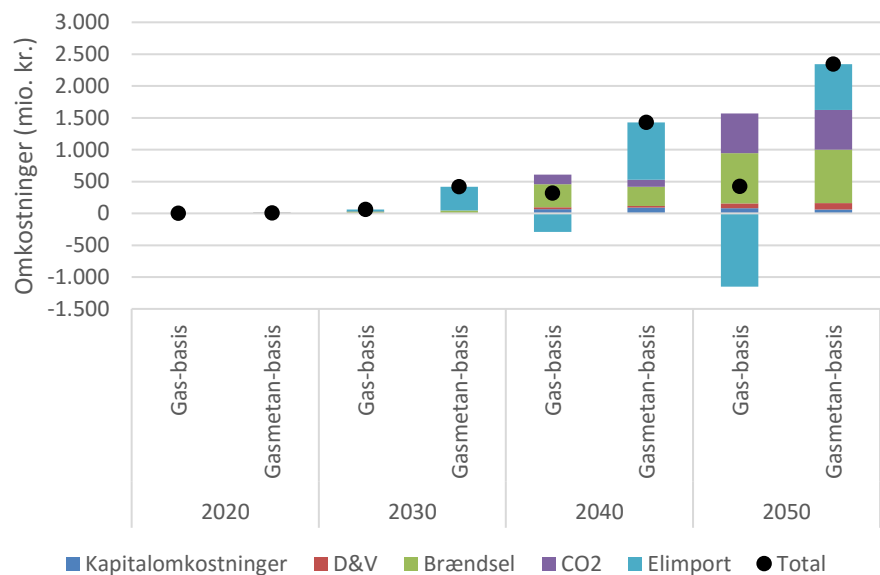
Figur 54: Forskelle i samlet økonomi i forhold til flydende-basis. Besparelser ift. flydende-basis er angivet med negativt fortegn.



Figur 55: Forskel i scenarier i omkostninger til biobrændstofproduktion i forhold til flydende-basis



Figur 56: Forskel i scenarier i omkostninger for transportsektoren i forhold til flydende-basis



Figur 57: Forskel i scenarier i omkostninger for el- og fjernvarmesystemet i forhold til flydende-basis. Forskelle i flaskehalsindtægter er ikke inkluderet i beregningerne, men beløber sig til under 10 mio. kr./år.

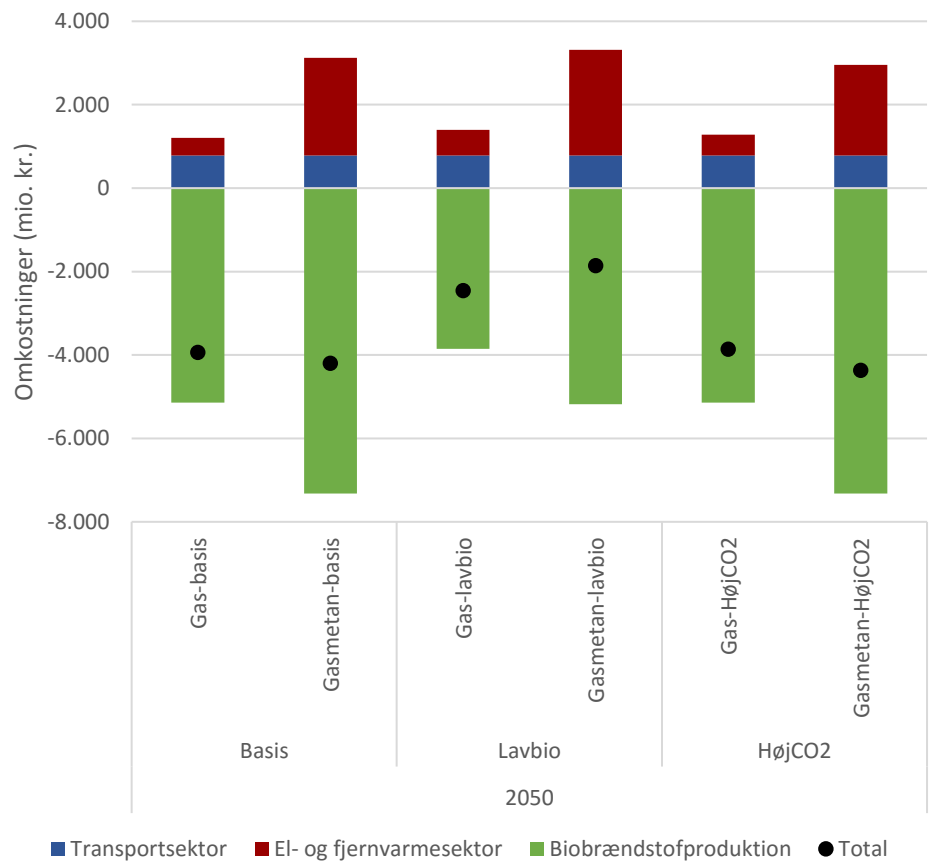
7.4 Følsomhedsberegninger

Ligesom for det internationale og danske elsystem i kapitel 5 og 6, er de opsamlende økonomiberegninger for et samlede system også gennemført for to føl-

somheder med hhv. lavere biomassepris og højere CO₂-pris. I 2050 er besparelserne i gasscenerierne i forhold til det flydende scenarie forholdsvis robuste med hensyn til disse ændringer (Figur 58).

En reduktion af biomassepriserne med en tredjedel i 2050 i forhold til basisforudsætningerne fører til en reduktion af de samlede omkostninger i systemet på ca. 10 mia. kr./år i det flydende scenarie, særligt på grund af lavere udgifter til biomasse i biobrændstofproduktionssektoren. Samtidig reduceres besparelserne, som gasscenerierne kan opnå til hhv. 2,5 og 1,9 mia. kr./år i gas- og gasmetaniserings-scenariet. Nutidsværdien af besparelserne reduceres til hhv. 4,9 og 1 mia. kr. Derudover betyder reduktionen af biomasseprisen, at metaniserings-scenariet falder dårligere ud end gassceneriet, da besparelserne på forbruget af biomasse ikke kan betale sig i forhold til merudgifterne for produktionsanlæg og øgede omkostninger til elforbrug.

Øgede CO₂-priser (50% højere end i basisforudsætningen) har generelt mindre indflydelse på både den samlede systemøkonomi, samt forskellene i scenarierne. I det flydende scenarie stiger de samlede omkostninger med ca. 1,2 mia. kr./år i 2050. Forskellene i gasscenerierne er stort set uændrede i forhold til basisberegningen. Gassceneriet viser en lidt lavere besparelse med knap 3,9 mia. kr./år, mens besparelsen i gasmetaniserings-scenariet øges med ca. 200 mio. kr. til ca. 4,4 mia. kr./år. Det skyldes især at udgifterne til import af el stiger forholdsvis mere i det flydende scenarie end i gasmetaniserings-scenariet.



Figur 58: Forskel i scenarier i omkostninger for el- og fjernvarmesystemet i forhold til de respektive flydende scenarier.

Følsomhedsberegningerne viser i alt, at den laveste besparelse i forhold til det flydende scenarie ses gasmethaniseringsscenarioet i en omverden med lavere biomassepriser (68 kr./GJ træflis i 2050). Besparselsen svarer dog stadig til ca. 45 kr./GJ gasforbrug i transportsektoren. Produktionsomkostningerne for flydende biobrændstoffer skulle dermed reduceres med mere end 45 kr./GJ uden tilsvarende reduktion af produktionsprisen for metaniseret gas, før økonomien bliver ligeværdig i 2050. I forhold til gasbasis ville produktionsomkostningerne for flydende brændstoffer skulle reduceres med omkring 60 kr./GJ, før økonomien bliver ligeværdig. Konklusionerne om en potentiel besparelse i gasscenarierne er dermed relativt robuste, mens fordelene i forhold til timingen for introduktion af gas i transportsektoren er mere usikre, idet besparelserne primært ligger på langt sigt. Samtidig er det en afgørende forudsætning, at der også internationalt satses på introduktion af gas i transportsektoren, da det ellers vurderes, at de nødvendige køretøjs- og brændstofproduktionsteknologier ikke vil gennemgå den nødvendige omkostnings- og teknologiudvikling.

8 Vurdering af drivhusgasudledningen fra scenarierne

Scenariernes udledning af drivhusgasser vurderes ud fra kendskabet til de brændsler/energiressourcer, der anvendes, og fra kendskabet til den udledning af drivhusgasser, der knytter sig til hver af disse brændsler/energiressourcer.

Afgrænsning af de vurderede systemer bag scenarierne

For hver af de inkluderede brændsler/energiressourcer, er hele deres forsyningskæde fra 'vugge-til-port', inklusive udledningen ved afbrænding/konvertering, inkluderet i overensstemmelse med gældende praksis for LCA:

De fossile brændsler, i.e. kul og naturgas: udledning fra afbrænding af brændslerne under energikonvertering samt udledningen fra hele 'vugge-til-port' livsløbet af brændslerne fra udvinding til og med, at de ankommer til den endelige energikonvertering, for eksempel kraftværket. Data herfor er taget fra Ecolvent LCA databasen. Udledning fra etablering og nedtagning af konverteringsanlæggene (fx kraftværket) er ikke inkluderet, da bidrag herfra er ubetydelige.

Træ og halm: udledningen af den producerede CO₂ ved afbrænding er ikke inkluderet, da den modsvares af et tilsvarende optag af CO₂ fra luften under biomassens dannelse. Den ændring i arealets samlede kulstofindhold (under og over jord), der opstår ved den måde biomassen tilvejebringes på, er derimod inkluderet, konkret på den måde, at den er afskrevet over den mængde biomasse, der tilvejebringes på arealet over 100 år, jfr. også beskrivelsen i Wenzel et al. (2014). Ændringen i arealets kulstofindhold er vurderet ud fra sammenligning med en konkret reference. For halm er denne reference sat til at være nedpløjning af halmen, dvs. brug af halm til energiformål sker i stedet for nedpløjning. For træmasse fra udtyndingstræ antages som reference, at dette efter udtynding ligger urørt hen og med tiden forrådner til CO₂. For plantage på skovareal er referencen, at skoven står urørt hen. Drivhusgasudledningen fra biomasse stammende fra plantage på skovland er således fundet som arealets kulstofindhold for en uberørt skov minus det samme areals gennemsnitlige kulstofindhold i en steady-state-situation for plantagen over 100 år afskrevet over den mængde biomasse, der produceres over de 100 år. Se Wenzel et al. (2014) for detaljer i fremgangsmåden.

Gylle/gødning: drivhusgasudledning fra konventionel håndtering (lager og udbringning) af gylle/gødning inkluderes, herunder udledning af både metan og lattergas, idet udledningerne fra denne undgåede konventionelle håndtering medgår som sparede udledninger, når gyllen/gødningen bruges i biogasanlæg.

Digestat fra biogas: tilsvarende medgår udledningerne fra oplagring og udbringning af den afgassede gylle/gødning (digestat). De anvendte emissionsfaktorer for oplagring og markudbringelse af konventionel gylle og af afgasset gylle (digestat) fremgår af tabel 35 (Wenzel et al. 2014).

For den halm, der anvendes i biogas indregnes også den mængde kulstof, der over 100 år lagres i markjorden og dermed ikke udledes, som en *undgået* udledning. Dermed bliver den samlede balance retvisende, idet halm først tilskrives den mængde udledt kulstof, som via referencen nedpløjning ville være forblevet i jorden over 100 år, og efterfølgende krediteres den mængde kulstof, som via halm-resten i digestatet ender med at blive i jorden over lang tid. Disse balancer er modelleret i det såkaldte C-TOOL, og fremgangsmåden er nærmere beskrevet i Wenzel et al. (2014).

Der har inden for de seneste år været gennemført to projekter til kortlægning af metantab fra produktion og opgradering af biogas. Det første viste en gennemsnitlig udledning fra 9 anlæg på 4,3 % (DGC/AgroTech 2015). Det næste viste en gennemsnitlig udledning mellem 1,1 og 3,3 % fra biogasanlæg og 1,4% fra opgraderingsanlæg (Kvist 2016). På baggrund heraf er drivhusgasudledning i dette projekt beregnet med både 4% og 1 % metantab for at vise betydningen af denne udledning i et interval fra høj til lav udledning.

Scenariernes forudsætninger, som de er anvendt i beregningerne af drivhusgasudledningerne, fremgår af Tabel 34, og de anvendte drivhusgas emissionsfaktorer fremgår af Tabel 35.

Scenarie	enhed	Kul	A-fald	Naturgas	Vind/sol el	Import el	Træ	Halm til biogas	Halm til ethanol	Gylle mm.	Biogas produktion		
											fra gylle mm.	fra halm	i alt
Flydende basis	PJ/år	2	19	34	132	19	279		27	0	0	0	0
Gas basis	PJ/år	2	19	48	132	16	211	43	23	46	18	21	39
Gasmetan basis	PJ/år	2	19	48	132	37	210	14	23	46	29	11	39

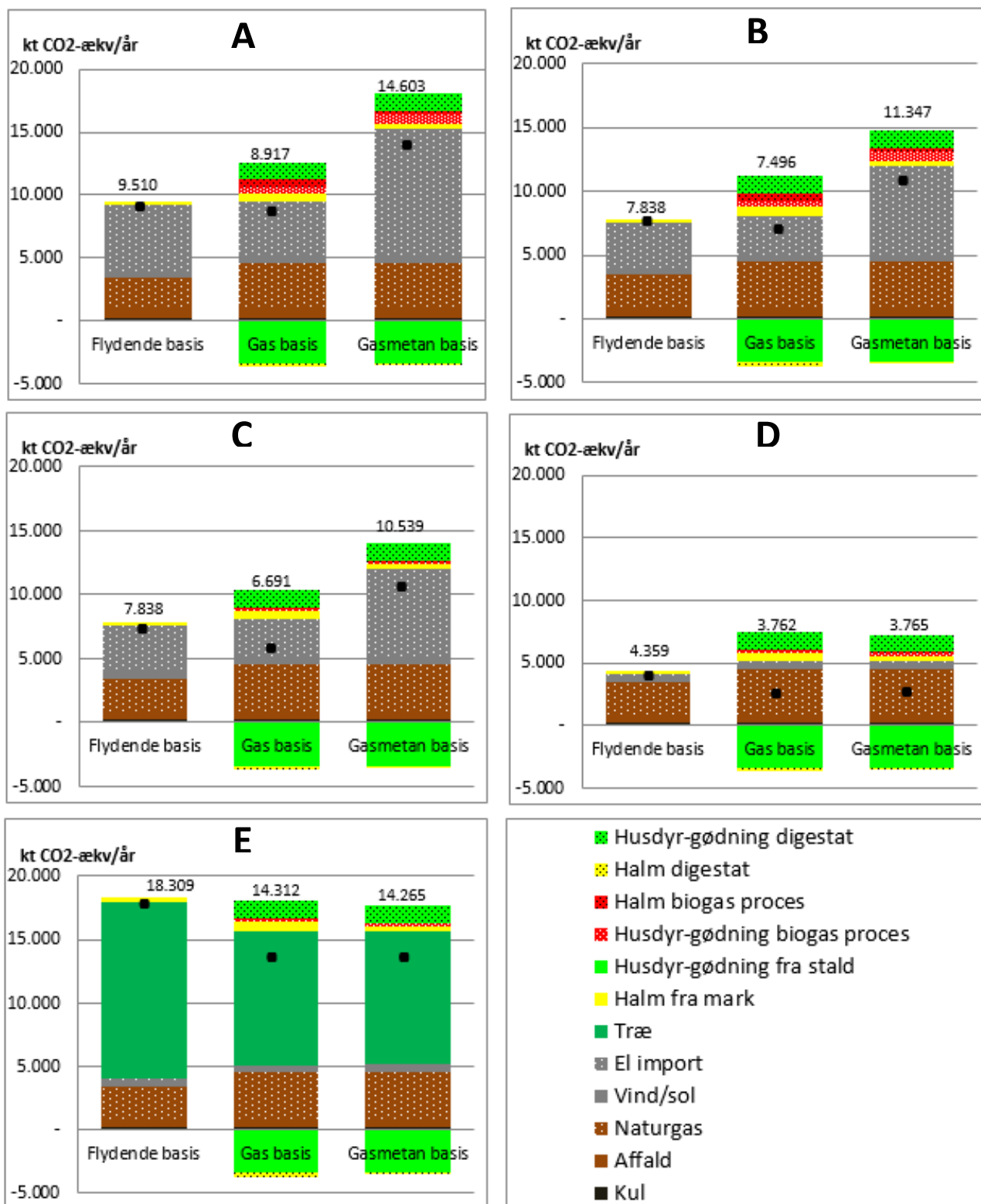
Tabel 34 De primære energikilder i de tre hovedscenarier samt den i scenarierne producerede biogas

	Pr. MJ kul input	Pr. MJ affald input	Pr. MJ naturgas input	Pr. MJ vind/sol el output	Pr. MJ halm input	Konv. gylle håndtering pr. MJ gylle VS input	Halmfiber i digestat pr. MJ VS i input	Gylle digestat håndtering pr. MJ gylle VS input
g CO ₂ -ækv/MJ	110	37	75	4	11	-73	-8,25	30
	Pr. MJ el import		Pr. MJ træ input			Biogas emission fra proces og opgradering		
	Kul-baseret	Naturgas-baseret	Vind-kraft	Udtyndings-træ	Plantage på skovland	Antaget 2015	Antaget 2035	
g CO ₂ -ækv/MJ	275	187	4	0	50			
% af biogas produktion						4 %	1 %	

Tabel 35: Drivhusgas emissionsfaktorer for scenariernes energiressourcer, energikonverteringer og for håndtering af rå gylle og digestat (Wenzel et al. 2014).

8.1 Beregning af scenariernes drivhusgasudledning

Som det fremgår af nederste halvdel af Tabel 35, er der udført beregninger af drivhusgasudledningen for alternative antagelser for karakteren af importeret el og træmasse og for emissionen fra biogasproduktion og opgradering. Dette er gjort for at vise, hvordan ændring af disse variable kan påvirke sammenligningen mellem de tre hovedscenarier.



Figur 59: Den samlede drivhusgasudledning fra de tre hovedscenarier under forskellige rammebetingelser.

Som det fremgår af Figur 59, er hvert af de tre hovedscenarier analyseret under forskellige fremtidige rammevilkår for baggrundssystemet. Dels er antaget tre forskellige muligheder for, hvilken el-marginal, der ligger bag fremstillingen af den importerede el, nemlig kul, naturgas og vindkraft. Af Figur 30 fremgår det, at alle tre typer el-produktion er kandidater til at være eller indgå i den marginale el-produktion frem mod 2050. Dels er antaget to mulige marginale forsyninger af træmasse, nemlig udtyndingstræ, som repræsentant for en klimavenlig biomasse type, og træ fra plantage på skovareal, som repræsentant for en mere klimabelastende type. Begge disse typer oprindelse af træmasse er fundet realistiske som marginale forsyninger i tiden frem mod 2050 i Wenzel et al. (2014). Endelig er som før nævnt anvendt to forskellige antagelser for emissionen af biogas fra produktion og opgradering af biogas, nemlig 4 % som repræsentant for en mulig høj udledning i dag og 1 %, som repræsentant for en fremtidig situation, hvor der er større fokus på og styr på både diffuse og punktformige kilder til denne emission. De samlede baggrundsantagelser for de udførte analyser er vist her:

- A. Marginalen for importeret el er kul-baseret. Træmasse stammer fra udtyndingstræ. Biogasemission fra produktion og opgradering er i alt 4 %.
- B. Samme som A, idet marginale for importeret el ændret til naturgas.
- C. Samme som B, idet biogasemissionen fra produktion og opgradering ændres til 1 %.
- D. Samme som C, idet marginalen for importeret el ændret til vindkraft.
- E. Samme som D, idet marginalen for træmasse ændres til plantage på skovland.

8.2 Fortolkning af beregningerne

Det fremgår af modelberegningerne, at mængden af fossile brændsler har en dominerende betydning for drivhusgasudledningen. Det indenlandske naturgas forbrug og den importerede el står for hovedparten af drivhusgasudledningen, både når el-importen antages at have en kul-baseret marginal og en naturgas-baseret marginal.

Biogasudslippet fra produktion og opgradering af biogas er relativt væsentligt, hvis det, som tilfældet har vist sig at være i dag, kan andrage omkring 4 % af produktionen. I forhold til udledningerne fra de ikke-fossile kilder (vindkraft, halm, gylle, og træ) er det meget dominerende, med mindre træet som i sidste graf (E) kommer fra plantage på skovland. Men hvis det lykkes at reducere dette udslip til 1 % eller derunder, bliver dette bidrag ubetydeligt.

Det ses, at udledningerne fra lagring og udbringning af gylle og digestat er meget væsentlige. Hvis man sammenligner størrelserne af udledningen fra digestatet med udledningen fra den undgåede konventionelle gyllehåndtering, kan det ses, at den undgåede udledning er omkring dobbelt så stor som den, digestatet giver anledning til. Som det fremgår, har gas-basis scenariet under alle rammevilkår en mindre udledning end det flydende basis scenarie, og der er to afgørende forklaringer på dette: 1) gas-scenariet anvender gylle/gødningsressourcen og opnår

derved en stor reduktion i drivhusgasudledningen fra konventionel gyllehåndtering, som flydende-basis scenariet ikke opnår, og 2) samtidig bliver flydende-basis scenariet afhængig af en større el-import.

Endvidere fremgår det, at systemets brug af træ bliver en meget dominerende kilde til drivhusgasudledning, hvis den marginale forsyning på markederne for træmasse til energiformål bliver plantage på skovarealer. Den anvendte emissionsfaktor på 50 g CO₂-ækv/MJ træmasse er et rundt estimat for flere forskellige typer plantaget træ, jfr. Wenzel et al. (2014).

Det fremgår, at gasmetan-basis scenariet indebærer større eller samme drivhusgasudledning som gas-basis scenariet under alle de analyserede rammevilkår. Dette er indlysende så længe den el, der medgår til elektrolysen i gasmetan basis scenariet er fremstillet ud fra kul og naturgas, men for analysen vist i graf D og måske især graf E, hvor kilden til denne el er vindkraft, er det kontra-intuitivt: formålet med brinten i den slags scenarier skulle netop være at reducere systemets afhængighed af biomasse, der kan medføre stor drivhusgasudledning. Forklaringen herpå er imidlertid den enkle, at brinten, og den ud fra brinten fremstillede methan, ikke fortrænger træbiomasse, men derimod halm. Det betyder derfor, at gasmethan-basis scenariet ingen fordel har fra reduceret forbrug af træ i forhold til gas-basis scenariet.

Hvis formålet med et brinholdigt system var at reducere behovet for biomasse import, og i øvrigt i et sådant system prioritere brugen af indenlandske halm ressourcer, ville halmforbruget have været ensartede i de to scenarier, og forskellen ville ligge i den importerede træbiomasse. I dette tilfælde ville gasmetan-basis scenariet have den mindste drivhusgasudledning.

9 Referencer

Bentsen NS, Astrup TF. (2009). Biomass and waste resources: business-as-usual. CEESA project. Unpublished note for the CEESA project.

Birkmose T, Hjort-Gregersen K, Hinge J, Hørfarter R (2015). Kortlægning af hensigtsmæssig lokalisering af nye biogasanlæg i Danmark – Udpegning af områder med særlige muligheder for biogasanlæg. Rapport udarbejdet for Biogasrejseholdet, Erhvervsstyrelsen.

Birkmose T, Hjort-Gregersen K, Stefanek K (2013). Biomasse til biogasanlæg i Danmark – på kort og langt sigt. Revideret udgave, november 2013.

Chum, H., A. Faaij, J. Moreira, G. Berndes, P. Dhamija, H. Dong, B. Gabrielle, A. Goss Eng, W. Lucht, M. Mapako, O. Masera Cerutti, T. McIntyre, T. Minowa, K. Pingoud, 2011: Bioenergy. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. ISBN 978-1-107-02340-6 Hardback, ISBN 978-1-107-60710-1 Paperback

Danmarks Statistik (2016). Statistikbanken®. <http://www.statistikbanken.dk/statbank5a/>

Dansk Energi (2015). Brint i fremtidens energisystem. København: Dansk Energi.

DCA & DCE (unpublished rapport til Energistyrelsen). Scenarier for drivhusgasser fra landbrug og arealanvendelse.

DGC/AgroTech 2015: Methane emission from Danish biogas plants, Final report, ForskEl programmet, 24.06. 2015

DCE 2016: Biogasproduktions konsekvenser for drivhusgasudledning I landbruget. Videnskabelig rapport fra DCE nr. 197, 2016 Aarhus Universitet – nationalt center for miljø og energi

DOE. (2015). *Vehicle technologies office: Batteries*. Retrieved from Department of Energy: <http://energy.gov/eere/vehicles/vehicle-technologies-office-batteries>

E4tech. (2013). *A harmonised Auto-Fuel biofuel roadmap for the EU to 2030*. London: E4tech.

Ea Energianalyse (2014). Biogas Taskforce – Anvendelse af biogas til el- og varme-produktion. København: Ea Energianalyse.

- Ea Energianalyse. (2015b). *Vehicle energy use and cost - Methodology used in Grøn Transport Roadmap 2030*. København: Ea Energianalyse.
- Ea Energianalyse. (2015d). *Scenarieforudsætninger og modelbeskrivelse*. København: Ea Energianalyse.
- Ea Energianalyse. (2016). *Fuel transmission, distribution and infrastructure costs*. København: Ea Energianalyse.
- Eurostat. (2014). *Energy balance sheets 2011-2012*. Luxembourg: European Union.
- Energistyrelsen (2014a). Biogas. Biogas I Danmark – status, barrierer og perspektiver.
- Energistyrelsen (2014b). Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050.
- Energistyrelsen. (2014c). *Energistatistik 2013*. København: Energistyrelsen.
- Energistyrelsen (2015). *Energistatistik 2014*. Data, tabeller, statistikker og kort.
- FORCE Technology (2013). *Technology data for advanced bioenergy fuels*. Lyngby: Department for Biomass and Waste, FORCE Technology.
- Graudal L, Nielsen UB, Schou E, Thorsen BJ, Hansen JK, Bentsen NS, Johannsen VK (2015). The contribution of Danish forestry to increase wood production and offset climate change 2010-2100. Perspectives for the contribution of forests and forestry towards a “green” bio based economy in Denmark. IEA Bioenergy Task 43.
- Gylling M, Jørgensen U, Bentsen NS, Kristensen IT, Dalgaard T, Felby C, Johannsen VK (2013). The + 10 million tonnes study: increasing the sustainable production of biomass for biorefineries. Frederiksberg: Department of Food and Resource Economics, University of Copenhagen.
- Haberl H, KH Erb, F Krausmann, V Gaube, A Bondeau, C Plutzer, S Gingrich, W Lucht, and M Fischer-Kowalski (2007): Quantifying and mapping the human appropriation of net primary production in earth’s terrestrial ecosystems. PNAS, vol 104, no. 31, pp 12942–12947
- Haberl H, T Beringer, SC Bhattacharya, K-H Erb and M Hoogwijk (2010): The global technical potential of bio-energy in 2050 considering sustainability constraints. *Current Opinion in Environmental Sustainability* 2010, 2:394–403. DOI 10.1016/j.cosust.2010.10.007
- Haberl H, K-H Erb, F Krausmann, S Running, T Searchinger, S Kolby Smith, (2013): Bioenergy: how much can we expect for 2050? *Environmental Research Letters*, Volume 8, Issue 3.

Haldor Topsøe A/S (2012). Biogas-SOEC – Electrochemical upgrading of biogas to pipeline quality by means of SOEC electrolysis. Lyngby: Haldor Topsøe A/S.

Hamelin L (2016). Residual grass: an assessment of the potential in Denmark. GR3: Grass to green gas.

Hamelin L (2013). Carbon management and environmental consequences of agricultural biomass in a Danish renewable energy strategy. PhD thesis. University of Southern Denmark.

IEA. (2014). World Energy Outlook 2014. Paris: International Energy Agency.

Kvist T (2016): Pilotprojekt til et frivilligt måleprogram for metanudledning fra biogas- og pgraderingsanlæg. Dansk Gasteknisk Center a/s, Hørsholm, 2016

Møller Andersen F, Larsen HV, Graasbøll S, Nordby E (2015). Fremskrivning af generering og behandling af affald. Frida 2015. Miljøprojekt 1659. Miljøministeriet, Miljøstyrelsen.

Petersen C, Kaysen O, Hansen JP (2014). Organiske restprodukter – vurdering af potentiale og behandlet mængde organiske restprodukter. Miljøprojekt 1529. Miljøministeriet, Miljøstyrelsen.

Sommer SG, Hamelin L, Olesen JE, Montes F, Wei J, Qing C, Triolo JM (2016). Agricultural waste biomass. Chapter in the book "Supply Chain Management for Sustainable Food Networks", John Wiley & Sons Inc., Chapter 3.

Taghizadeh-Toosi A, BT Christensen, N Hutchings, J Vejlin, T Kätterer, M Glending, JE Olesen (2014): C-TOOL: A simple model for simulating whole-profile carbon storage in temperate agricultural soils. Ecological Modelling 292 (2014) 11–25

Toft R, Fischer C, Bøjesen NA, Kristensen E (2015). Affaldsstatistik 2013. Miljø- og Fødevareministeriet, Miljøstyrelsen

Tunå P, Hulteberg C (2015). Woody biomass-based transportation fuels – A comparative techno-economics study. Lund: Department of Chemical Engineering, Lund University.

Wenzel H, L Høibye, RD Grandal, L Hamelin, AS Olesen (2014): Carbon footprint of bioenergy pathways for the future Danish energy system. Danish Energy Agency, 2014, 419 p. Monograph, peer reviewed.

Yde L (2015). Notat om bæredygtig fødevarer og energiproduktion (økologisk landbrug og vedvarende energi). DTU-MEK, 21-12-15. (ikke offentliggjort).

10 Bilag 1: Beregningsforudsætninger energiscenarier

10.1 Samlet energiforbrug

Beregningerne i dette projekt fokuserer på transportsektorens energiforbrug, samt indflydelse på el-og fjernvarmesystemet. For at kunne relatere beregningerne til Danmarks samlede energiforbrug, er der dog foretaget forsimplede beregninger på de resterende sektorer: Individuel opvarmning og forbrug i industrien. Nedenstående tabel giver en oversigt over det inkluderede direkte brændselsforbrug ekskl. bidrag fra sol, vind, geotermi og vandkraft, samt en sammenligning med energistatistikken. Der er ikke i dette projekt foretaget en detaljeret opgørelse for at opdele direkte brændselsforbrug ved eksempelvis kraftvarmeproduktion på brændselsforbrug til el og brændselsforbrug til elproduktion. Forbrug i energisektoren (Nordsøen), samt ikke energirelateret forbrug i industrien er ikke inkluderet i beregningerne.

Sektor	Beregnet direkte brændselsforbrug 2015	Energistatistik 2014
Transport (inkl. forsvar)	205	207
Offroad (transportrelateret forbrug i landbrug, fiskeri, bygge- og anlægssektor)	26	Ikke defineret særskilt
El- og fjernvarme	242	251
Industri	79	77*
Individuel varme	85	85
Total	612	643

Tabel 36 Oversigt over direkte brændselsforbrug i PJ inkluderet i beregninger for Danmarks samlede energiforbrug. Bidrag fra sol, vind, geotermi og vandkraft er ikke inkluderet, ligesom forbrug i energisektoren (Nordsøen) og ikke energirelateret brændselsforbrug er ikke inkluderet. Industriens brændselsforbrug til procesvarmeproduktion indgår i beregningerne under brændselsforbrug ved al el-, fjernvarme- og procesvarmeproduktion som er på samlet 328 PJ, men er angives opdelt på 251 PJ og 77 PJ for sammenligningens skyld.*

Der er følgende usikkerheder:

- Fremskrivningen af industriens procesvarmeforbrug er lænet op ad Energistyrelsens vindscenarie. Dette forbrug inkluderer dog sandsynligvis transportrelateret energiforbrug i offroadsektoren. Det har ført til en dobbelttælling af en del af industriens forbrug.

- Det er her antaget, at direkte brændselsforbrug i husholdnings- og service og erhvervssektoren går til opvarmning. Energistatistikken tyder på et mindre forbrug til andre formål (op til 7 PJ). Dette er ikke inkluderet.

11 Bilag 2: Litteraturgennemgang – studier af danske biomasse potentialer

Ref	Gylle/gødning	Dyb-strøelse	Græs, residual	Halm ^a	Org. af-fald	Træ	Energi af-grøder	Akvatiske biomasse	Roetop ensilage	Efter-af-grøder	Opgjort sum
Nuværende potentialer / Business-as-usual (PJ/år)											
1 ^b	32 ^c (16 ^c)	13 ^c (5 ^c)	1,9 ^d (0,2 ^d)	55 (32)	9,1 ^e (6,9 ^e)						111 (60,1)
2 ^{b,h}	31 ^c (15 ^c)	16 ^c (6,5 ^c)	9,6 ^f (5,4 ^f)	38 (22)	3,4 ⁱ (2,5)		14 (9,8) ^g	0,13 (0,056)	3,3 ⁱ (2,2)	1,4 (0,77)	117 (64)
3 ^o	27 (15)		6,8 (3,8)	42 (25)		58 ^o	3,9 (2,8)		0,2 (0,13)		140 (47)
4 ^j			10 ^k (5,6) ^k	52 (30)	1,2 ^m (0,2)	10					73 (36)
5 ^p			0,73 (0,46)		4,6 (3,6)						5 (4)
6 ^v	25 (14)	15 (6,4)	8,3 (4,6)	20 (11,5)	4,8 (3,6)		6,2 (4,5) ^g	0 (0)	4,3 (2,9)	2,0 (1,1)	86 (49)
7						35 ^w					35
8			2,6 ⁿ (1,4)								3 (1)
9 ^x						18 ^x					18
10 ^ø	36 ^t (17)		5,1 (2,8)	47 (27)		29					117 (47)
14	54 ^t (26)			56 (33)		40 ^ø			15 (10)		165 (69)
16	36 ^c (17 ^c)	18 ^c (8 ^c)									54 (25)
17 ^{p,u}			0,84 (0,63)		1,6 (1,2)						2 (2)
18 ^{p,u}			0,88 (0,67)		0,7 (0,5)						2 (1)
Interval	25-36 (14-17)	13-18 (5-8)	1-10 (0-6)	20-56 (12-33)	1-9 (0-7)	10-58 (-)	4-14 (3-10)	0-0,1 (0-0.1)	0-15 (0-10)	1-2 (1)	75-218 (35-92)
Gennemsnit	31 (16)	16 (7)	5 (3)	44 (26)	4 (3)	32 (-)	8 (6)	0 (0)	6 (4)	2 (1)	148 (66)
Referencer: [1] Birkmose et al (2015); [2] Birkmose et al. (2013); [3] Bentsen and Astrup (2009); [4] Danmarks Statistik (2016); [5] Petersen et al. (2014); [6] ENS (2014a); [7] ENS (2015); [8] Hamelin et al. (2016); [9] Graudal et al. (2015); [10] Gylling et al. (2013); [14] Sommer et al. (2016); [16] Hamelin (2013); [17] Møller Andersen et al. (2015); [18] Toft et al. (2015)											

Tabel 37 Opsummering af estimater over danske biomasse potentialer (som nedre brændværdi af biomassens organiske tørstofindhold). I parentes er anført det estimerede biogaspotentiale ved brug af den aktuelle biomasse som substrat til biogas. Tomme celler betyder, at den pågældende biomasse type ikke var inkluderet i det pågældende studie.

Fremtidige potentialer / Scenarier med optimering (PJ/år)											
Ref	Gylle	Dyb-strøelse	Græs residual	Halm ^a	Org. affald	Træ	Energi afgrøder	Akvatiske biomasse	Roetop ensilage	Efter-afgrøder	Opgjort sum
3	27 (15)		6,8 (3,8)	39 (23)		60	3,9 (2,8)		0,20 (0,13)		137 (45)
9 ^x						46 ^x					46
10 ^ø	38 ⁱ (19)		7,0 (3,9)	52 (31)		42 [‡]	74 (67)			8,3 (4,7)	221 (126)
11 ^Δ	52 (25)			102 (60)	12 (9)	40	56 (31)				262 (125)
12 ^y				53 (31) ^y		21 ^y	22 (16) ^y				96 (47)
13				75 ^z (45)							75 (45)
15 ^π	42			74 [*]	**	40	74 [*]				230 ^{**}
17 ^p			1,0 (0,77)		1,9 ^s - 3,6 ^t (1,4- 2,7)						5 (3)
Interval	27-52 (15-25)		1-7 (1-4)	39-102 (23-60)	2-12 (1-9)	21-60 (-)	4-74 (3-67)	-	-	8 (5)	102-315 (48-170)
Gen-nemsnit	40 (20)		5 (3)	66 (38)	7 (5)	42 (-)	46 (29)	-	-	8 (5)	214 (100)

Reference: [3] Bentsen and Astrup (2009); [9] Graudal et al. (2015); [10] Gylling et al. (2013); [11] Yde (2015); [12] DCA & DCE (endnu ikke offentliggjort); [13] Denne rapport (se næste kapitel), SDU/LCE; [15] ENS (2014b); [17] Møller Andersen et al. (2015)

Tabel 38

Noter til tabellerne:

- Eksklusive den del der allerede bruges til foder og strøelse.
- Værdierne fra denne undersøgelse er "praktisk opnåelige potentialer", dvs. ikke de teoretiske, som svarer til 100% af den tilgængelige biomasse, og ikke de tekniske, der svarer til den del af det teoretiske potentiale, som teknisk kan høstes, men de økonomiske/i praksis opnåelige, dvs. hvad der sandsynligvis vil blive høstet/indsamlet i praksis. Reference [1] og [2] udelukker også mængden fra små gårde og so-gylle. I [2] er kun medtaget 2/3 af det teoretiske potentiale efter udelukkelse af mængden fra græssende dyr; denne cut-off har endvidere til formål at afspejle, at gyllen fra kvæg i stalde med sand er ikke egnet til produktion af biogas.
- Værdierne er eksklusive den mængde, der udskilles under græsning.
- Denne værdi omfatter kun græs fra naturarealer.
- Fedt og olie blanding fra olieudskillelse, Bionedbrydeligt køkken- og kantineaffald, Spiselig olie og fedt, Bionedbrydeligt affald, 55% af Blandet husholdningsaffald og lign. affald, 55% af Husholdningsaffald, ikke andetsteds specificeret (idet 55% er antaget bionedbrydeligt for de sidste to kategorier).
- Naturarealer (beskyttede), grøftkanter, randzoner og haveaffald. Forfatterne nævner 0,21-0,67 t TS år⁻¹ fra de ekstensive og intensive naturarealer, men opgør det ikke som et potentiale.
- Sukkerroer, majs og kløvergræs. Undersøgelse [2] angiver et CH₄ potentiale mellem 70-100 mio. CH₄/år, som oversættes til 3 PJ / år. Det er sandsynligt, at det biokemiske metan potentiale (BMP), der anvendes i [2] for disse afgrøder, er lavere end det, der bruges her (i Nm³ CH₄ t⁻¹VS: majs 380; sukkerroer 475; kløvergræs 302).
- De værdier, der anvendes her, er medianen af det samlede interval givet (2012 og 2020).
- Kun fra dagrenovation.
- Median over de 5 sidste år af tilgængelige data.
- Græs uden for omdrift.
- Mellem 0,5-0,1 PJ høstet til foder mellem 2000 og 2004, i henhold til Danmark Statistik. Ingen data om roetop høst efter 2004.
- Brancher i alt. Uden haveaffald. Data for 2013.
- Konservativt potentiale, der antager, at kun følgende er tilgængeligt: 30% af tørre bakker og ferske enge, 50% af sportsbaner, husholdningsartikler, haver, parker og offentlige haver og lufthavne. Intet potentiale antaget fra randzoner (lovgivningsmæssige grunde) og vej-græs (økonomiske årsager). Men det fulde potentiale for Danmark (eksklusive randzoner) er 10,5 PJ, ifølge forfatterne.
- Data for 2020 for BAU; Data for 2050 for fremtidige potentialer. Energifgrøder er raps og pil. For græs, er data for lavbund og våde områder. Median af intervallet for halm. Træ indeholder: træflis (7,4 PJ), træpiller (2,6 PJ), træaffald (6,3 PJ), brænde (26 PJ), uudnyttet skov tilvækst (16 PJ).
- Græs: 25% af det samlede haveaffald (for husholdnings haveaffald: kun den del, der ender i centrale kompostering, når kendte – det gælder kun for undersøgelsen [5]); Organisk affald: Husholdningsaffald undtagen den del, der er hjemme-kompostert (når den er kendt; kun undersøgelse [5]) plus affald fra servicesektoren. Industriaffald inkluderet, men i undersøgelse [17], er der ingen industriaffald.
- Scenarie BAU 2030.
- Scenarie "resource strategy 2030".
- Henviser til, hvad der er eller kan afhentes.

v) Revideret potentiale (s.34). For græs: naturarealer (2.7 PJ), randzoner (0.9 PJ), grøftekanter (0.3 PJ) og have-parkaffald (0.7 PJ). For organisk affald: husholdningsaffald (1,6 PJ) og industriaffald (2,0 PJ).

w) For 2014. Skovflis (10,8 PJ), brænde (15,6 PJ), træpiller (1,95 PJ), træaffald (7 PJ). Import er inkluderet i dette tal.

x) Værdier kun for den indenlandske produktion i skov (fx vil pil der dyrkes på landbrugsjord ikke blive inkluderet i disse tal). BAU værdien tages som "BAU 2012" værdien i [9], mens værdien for det fremtidige potentielle tages som "COMBI 2050" værdien i [9]. Sidstnævnte er et scenarie der optimerer skovdrift parametre for at maksimere miljø (C lagring) og produktion af biomasse. Ifølge [9] vil 2050 tallet præsenteret her udgøre 7% af det danske energiforbrug i 2050.

y) Værdierne præsenteret her, er dem for scenarierne med det højeste energiudbytte. Energiafgrøder: 200.000 ha optimeret produktion af rent slet-græs til bioraffinering (20% til proteinfoder, 33% til kvægfoder, 48% til biogas) (4 PJ) + 50.000 ha roer (12 PJ biogas). Træ: 150.000 ha pil (til termisk forgasning) med et gennemsnit udbytte på 10 t DM/ha (21 PJ).

z) Antages det anbefalede fremtidige afgrøde-skifte og antages halmen anvendt i biogas estimeres et fremtidigt maksimalt halm-potentiale fra svine og plantebrug på 75 PJ/år, dvs. under forudsætning af, at alt høstes/tilvebringes. Halm fra kvægbrug og andet er ikke medregnet, da det antages at forefindes som dybstrøelse eller findes i husdyrgødningen (resultater fra modelleringen ifbm. med nærværende projekt, som forklaret i rapportens kapitel 2).

ø) Nuværende potentialer brugte "BAU" scenario, fremtidige potentialer brugte "Biomasse" scenario. Rapsolie er ikke inkluderet som "energiafgrøder" i overensstemmelse med, hvad andre undersøgelser rapporterer som energiafgrøder. Energiafgrøder er her 100% sukkerroer.

†) Undersøgelse [10] og [14] indberetter kun samlet tal for "husdyrgødning", så det er her anført under gylle/gødning.

‡) Energiskov (pil og poppel); små-skov, hegn og haver; eksisterende skov.

ð) Inkluderer 13 PJ af træ fra haveaffald (hegn, osv.), resten er fra skov og landbrug (eks. pil).

Δ) Tager offset i, at de 1,2 Mha, der i øjeblikket er dyrket med afgrøder (majs, græs, roer), vil blive dyrket med rødskløver (bruges i bioraffinering). De aktuelle 1,5 Mha af landbrugsjorden, der dyrkes med korn, antages dyrket med 100% vinterhvede (halm udbytte: 4,5 t TS halm ha⁻¹, korn udbytte: 7,5 t TS korn ha⁻¹). Det organiske affald er her det "våde" affald, egnet til biogas, men ifølge undersøgelsen [11] er 1,6 PJ "tørt" organisk affald også tilgængeligt. Energiafgrøder er 100% græs (rødskløver).

π) PJ værdien for biogas in [15] er fuldt allokeret til gylle. Træ potentiale er kun fra skovflis.

*) Referencen angiver 148 PJ/år i form af 'halm'. Men en delmængde heraf hidrører fra afgrødeomlægninger og hører måske rettelig til under 'energiafgrøder'. Da antagelserne udspringer af Gylling et al. (2013), har vi sat halm-delen til 74 PJ/år og energiafgrøde-delen til 74 PJ/år som i Gylling et al. (2013).

**) Referencen angiver 42 PJ/år affald/år, men dette omfatter ikke alene bio-affald, men hele affaldsmængden. Hvis denne mængde regnes med, angiver denne reference således en total på 272 PJ/år inklusive fossilt affald.