

ANALYSE NR. 23 | 23. SEPTEMBER 2016

Brint i fremtidens energisystem

Analyse af brintteknologiers konkurrenceevne ift. andre løsninger indenfor transport og opvarmning i fremtidens energisystem.

Publikationen

Brint i fremtidens energisystem.
EUDP-projekt: Kommersialisering af brintteknologier.
23. september 2016.
Version 1.1

Slutrapport til analysedelen af EUDP-projektet
'Kommersialisering af brintteknologier'

Kontaktinformation

Morten Stryg
mst@danskeenergi.dk

Jesper Henry Skjold
jesper@skjold.eu

Disclaimer

Denne rapport er omhyggeligt udarbejdet og indholdet er kvalitetssikret internt i Dansk Energi. Dansk Energi vil ikke kunne gøres ansvarlig for økonomiske tab af nogen art som følge af brug af information eller data behandlet i rapporten.



Indhold

1	Resumé	4
1.1	Anvendelse af brint	4
1.2	Produktion af brint og grønne brændsler.....	6
2	Indledning	9
3	Scenarier og nøgleantagelser	11
3.1	Teknologier	11
3.2	Scenarie- og analyseparametre	13
4	Resultater	15
4.1	Brintomkostninger i hovedscenarier	15
4.1.1	Mængden af brintproduktion ift. vindudbygning	16
4.1.2	Elektrolyse og brintlager	17
4.1.3	CO2: Pris- og emissionseffekter	18
4.2	Grønne brændsler.....	20
4.2.1	Brændstofproduktion.....	20
4.2.2	Resultatdiskussion af grønne brændstoffer	29
4.3	Transport.....	31
4.3.1	Metode, Analyseramme og forudsætninger	31
4.3.2	Billigste grønne persontransport	32
4.3.3	Brintpotentialet i den tunge transport	36
4.3.4	Samlede Konklusioner ift. til transport.....	40
4.4	Individuel opvarmning:	41
4.4.1	Analyseramme og forudsætninger	41
4.4.2	Mikrokraftvarmes potentiale.....	42
4.4.3	Konklusion	45
4.5	Brint og brintteknologiernes rolle i fremtidens energisystem	47
5	Referencer	49

1 Resumé

En samlet konklusion af brint og brintteknologierne præsenteres i nedenstående afsnit. Umiddelbart står brint og brintteknologierne overfor en række tekniske og økonomiske udfordringer, som forårsager, at de kun vanskeligt konkurrerer med alternativerne. Brint som medie for el-lagring og til balancering af elsystem synes for dyrt. Brint i transportsektoren udfordres på kort og mellemlangt sigt af høje omkostninger til brændselsceller. Syntese af grønne brændstoffer med brint-tilsætning bliver relativt for dyrt til alternativer baseret på ren biomasse. Mikrokraftvarme i individuel opvarmning er ligeledes markant dyrere end alternativerne. Brint får således overvejende en rolle, i det tilfælde hvor knappe (og dermed dyre) biomasseresourcer er nødvendige for at nå en målsætning om et 100 % VE-energisystem.

Nærværende slutrapport opsummerer analyseresultater i EUDP-projektet "Kommercialisering af brintteknologier". Formålet har været at analysere brintteknologiers konkurrenceevne ift. andre løsninger indenfor transport og opvarmning i fremtidens energisystem.

I projektet er der udført økonomiske analyser af relevante energibærere, teknologierne knyttet til disse og deres omkostninger. Både økonomien i el, brint (power-to-gas), biogas, BioNG samt en række flydende VE brændsler er blevet undersøgt. I nedenstående afsnit opsummeres de samlede resultater indenfor anvendelser af brint til transport og opvarmning ift. konkurrenter. Til slut opsummeres resultater indenfor produktion af brint og andre grønne brændsler.

1.1 Anvendelse af brint

Transport

I persontransporten gør det sig gældende at ingen drivlinjer, med undtagelse af elbilen med mindre batteri, samfundsøkonomisk kan konkurrere mod de fossile alternativer i 2035. Kapitalomkostningerne til de andre drivlinjer, samt omkostningsniveauet for VE-brændsler er simpelthen for dyrt.

Generelt ser biobrændsler og specielt biobrændsler, hvor brint indgår i synteseprocessen ikke ud til at være attraktivt i et simpelt samfundsøkonomiske perspektiv.

Ved en præmis om 100 % VE i transportsektoren i 2035 drejer det sig imidlertid om at finde det billigste alternativ. Under en sådan præmis, viser resultaterne for klimascenariet, at både biler på grønne flydende brændsler, brintbilen, elbilen og el-plugin-hybriden er ligeværdige alternativer. Elbiler med rækkevidde under 350 km er dog billigste alternativ. I WEO-scenariet er biodiesel-bilen, elbilen og el-plugin-hybriden billigste persontransport, mens

WEO-scenariet baseres på IEAs World Energy Outlook 2015 og der er her taget udgangspunkt i deres basisscenarie for udvikling i brændsels- og kvotepriser kaldet 'New Policies'.

Klima-scenariet forudsætter en ambitiøs global klimaindsats, hvilket resulterer i lave fossile brændselspriser og høje kvotepriser. I dette scenarie bliver kul- og gaspriser fastholdt på 2020 forwards niveauet, som er lavere end IEAs forudsætninger. Disse brændselspriser er kombineret med kvotepriser fra WEO-scenariet.

elbilen med en rækkevidde på under 275 km bliver billigst pga. af det reducerede batteri.

Fastlægges en dansk politik om 100 % VE i transportsektoren ville der i et lavt brændselsprisscenarie (Klima) være fornuftig økonomi ved at anvende brint i transportsektoren. Man skal dog være opmærksom på, at den billigere el i dette scenarie er betinget af, at en større del af den udenlandske elproduktion er fossil baseret. Brintbilen udviser under disse forudsætninger positiv samfundsøkonomi fra 2035 i Klimascenariet. I Klimascenariet under samme forudsætninger er biomethanol baseret på brint-syntese også et økonomisk fornuftigt alternativ.

I højprisscenarierne er det vanskeligere at finde god samfundsøkonomi i de brintteknologiske løsninger i transportsektoren. Biodiesel er et billigt alternativt, men i højprisscenariet kan biodiesel produceres væsentligt billigere hvis brint udelades i syntesen.

Lignende resultater gør sig gældende for den tunge transport. De konventionelle fossile løsninger i bus- og lastbilssektoren er billigst i 2035. Ved krav om 100 % VE peger resultaterne på at biodiesel, som ikke er baseret på brintsyntese, er billigste alternativ indenfor distributionslastbilsektoren.

Indenfor for busser er elbussen billigst i lavprisscenariet, mens biodieselsbussen er billigst i højprisscenariet. I lavprisscenariet kunne brændselscelle-hybrid-bussen på biomethanol også være et billigt alternativ.

Med undtagelsen af brændselscelle-hybrid-bussen på biomethanol ser det ud til at brint-teknologierne skal udvikle sig mere end nuværende forventninger tilsiger, hvis brintteknologier skal have en rolle i den tunge transport. Resultaterne viser, at brintkøretøjerne er mindre robuste for opadgående prisudsving. Brintkøretøjerne har det således vanskeligt i højprisscenarierne.

For persontransporten er der også foretaget en analyse af privatøkonomien. Under en forudsætning om det nuværende afgiftsregime mod 2035, så bliver brintbilerne sammen med elbilen med begrænset rækkevidde de billigste privatøkonomiske alternativer. Årsagen er, at nuværende afgiftsregime begunstiger de energieffektive drivlinjer ved at sænke registreringsafgiften betragteligt på de ellers kapitaltunge drivlinjer.

Fastholdes nuværende afgiftsregime uændret indtil 2035, hvilket er lidet sandsynligt, ville rammerne være til stede for, at der kunne være brintbiler på vejene i 2035, uanset om der er høje eller lave brændselspriser til den tid. Naturligvis forudsat at de teknologiske forudsætninger indfries mod 2035.

Mikrokraftvarme

Analysen af mikrokraftvarme viste, at denne løsning ikke kunne konkurrere med alternative opvarmningstyper – hverken fossile eller VE alternativer. Det var gældende under både de samfundsøkonomiske såvel som privatøkonomiske forudsætninger, på trods af antagelse om betydelig udvikling i de tekniske og økonomiske forudsætninger for mikrokraftvarme mod 2035. Mikro-KV forventes derfor at få en meget begrænset potentiale i individuel opvarmning

1.2 Produktion af brint og grønne brændsler

Elektrolyse

Elektrolyse-teknologien er en fundamental afgørende teknologi i et energisystem, hvor brint har en central rolle. Indlysende skal kapitalomkostningen for elektrolyse derfor være lavest mulig, mens virkningsgraden skal være højest mulig.

I projektets teknologikatalog er tekniske og økonomiske data listet for elektrolyse-teknologier: 3 alkaliske, PEM og SOEC. Det skal understreges, at der er stor usikkerhed omkring teknologiernes fremadrettede udvikling, men at forventningen er baseret på industrielle aktører og forskeres bedste bud.

Specielt SOEC kan der være usikkerheder om, da denne endnu ikke er kommerciel og først forventes kommerciel efter 2025. Til gengæld er potentialitet stort og højtemperatur SOEC-elektrolyse, forventes at kunne opnå relativt lave kapitalomkostninger fremadrettet, samt at kunne øge virkningsgraden væsentligt.

Klassisk alkaliske elektrolyse er derimod en gennemprøvet teknologi til industriel brug, men analyseresultaterne i delrapport 1, viste at der er behov for at øge virkningsgraden og reducere kapitalomkostningen væsentligt.

PEM elektrolyse er i øjeblikket under kommerciel udvikling. PEM teknologien forventes at opnå virkningsgrader på niveau med de alkaliske og forventes på driftssiden at være billigere end de alkaliske. PEM har derfor også behov for at øge virkningsgraden og reducere kapitalomkostningen væsentligt.

Ifølge teknologikatalogets forudsætninger viser analyseresultaterne, at SOEC-elektrolyse er den billigste teknologi fremadrettet. Derfor er SOEC-elektrolyse implementeret i systemanalysen og de videre beregninger. Dette er ikke ensbetydende med, at de andre elektrolyse-teknologier afskrives. At de bedste data anvendes, skal blot opfattes som et udtryk for hvordan brintomkostningsniveauet ved de mest positive forventninger kan se ud. Med andre ord, indfries forventningerne til elektrolyse ikke, så vil brintprisen alt andet lige blive højere.

Brintomkostninger

Omkostninger til brintproduktion i 2035 er undersøgt i scenarier i delanalysen (Dansk Energi 2016b).

Ved implementering af de mest lovende elektrolysedata i modellen Balmorel opnås simulerede brintproduktionspriser for de større elektrolyseanlæg knyttet til biobrændstofproduktion på henholdsvis ca. 200 kr./GJ i Klimascenariet (billigere inputpriser) og ca. 260 kr./GJ i WEO-scenariet (dyrere inputpriser). Omkostningerne afhænger i høj grad af de overordnede scenarieforsudsætninger, da elspotomkostningen er en væsentlig del (størrelsesordenen på ca. 70 %) af den samlede omkostning ved brintproduktion. Således får scenariernes brændselsprisforudsætninger og udbygning af VE-elproduktion afgørende betydning for brintprisen.

De mindre brintproducerende anlæg, som brinttankstationer, har en smule højere produktionsomkostninger, da elomkostningen på brinttankstationer

øges af en højere nettarif pga., at de tilsluttes til et lavere spændingsniveau i elnettet end de større brændstoffabrikker. Som det fremgår af resultatafsnittet udgør omkostningerne til elnettariffer mere end omkostningen til kapitalomkostninger og drift til elektrolyse og brintlagring. For de mindre tankstationsanlæg dobbelt så meget. Afhængigt af fremtidigt design af tariffer kan dette ændre sig væsentligt fremadrettet.

Generelt sænkes brintomkostninger desto mere der udbygges med vind i systemet. Det skal særligt nævnes, at der i et scenarie med høj vindudbygning i Nordvesteuropa, men hvor Danmark går enegang ift. at anvende brintteknologi, så vil den danske brintproduktionsomkostning blive sænket med samlet 42 kr./GJ til ca. 150 kr./GJ. Dette er dog næppe realistisk, da høj vindudbygning i Nordvesteuropa næppe finder sted uden det modsvares af et tilsvarende elforbrug (f.eks. fra brintteknologier). Samtidigt kan man argumentere for, at hvis forventningerne til brintteknologier i 2035 skal indfries, så skal udviklingen sandsynligt ikke kun drives af Danmark, men også en række andre lande (som dog ikke nødvendigvis behøver være Nordeuropæiske).

Resultaterne viste, at en variation af CO₂-prisen på 0-135 €/ton havde en relativ begrænset effekt på brintomkostningerne. En firdobling af CO₂-prisen i Klimascenariet påvirkede f.eks. kun brintprisen med ca. 25 % (fra ca. 200 kr./GJ til ca. 260 kr./GJ). I WEO-scenariet får ændringer i CO₂-prisen ingen effekt på brintomkostningen, da højere CO₂-kvotepris medfører øget havvindinvestering og hermed flere lavpristimer. Således modsvarer de lavere elomkostninger, de højere omkostninger til øget elektrolyse- og brintlagerkapacitet.

Parløbet mellem brintteknologierne og en høj andel af vind, viser sig gunstigt for brintteknologierne i flere sammenhænge. Når der rent isoleret ses på påvirkningen af de samlede emissioner ved at implementere brintteknologier i energisystemet, bliver det tydeligt, hvor vigtigt det er, at brintteknologierne ledsages af investeringer i VE-elkapacitet.

I klimascenarierne vil lave fossile brændselspriser føre til at elproduktionen til brintproduktion ikke er CO₂-neutral. Derfor giver produktion af biobrændstoffer med brint ekstra CO₂-udledning i forhold til produktion af biobrændstoffer uden brint. Årsagen er at systemet (hele Nordvesteuropa) ikke i tilstrækkelig grad udbygges med vind eller anden VE for at imødekomme øget brintproduktion. I WEO-scenarierne er brændselspriser derimod så høje, at systemet udbygges med VE således, at produktion af biobrændstoffer med brint resulterer i en nettoreduktion i den samlede CO₂-udledning.

Brændsler

I et samfundsøkonomisk perspektiv kan de grønne brændsler generelt ikke produceres billigere end de fossile brændsler. En undtagelse er dog biodiesel (syntetiseret uden brint), der er billigere i WEO-scenariet. For at kunne vurdere hvorvidt biobrændslerne er samfundsøkonomisk konkurrencedygtige, bliver man dog nødt til at vurdere den samlede omkostning for slutanvendelsen af biobrændslerne.

I det nedenstående afsnit om transport konsolideres de samlede resultater om hvorvidt biobrændsler og deres anvendelse i transportsektoren kan være samfundsøkonomisk attraktiv.

Den samfundsøkonomiske omkostning ved BioNG sammenlignet med fossile naturgaspriser inkl. CO₂ er i Klimascenariet henholdsvis 165 % og 125 % højere for methanisering og konventionel opgradering af biogas. I WEO-scenariet er BioNG henholdsvis 92 % og 64 % højere for methanisering og konventionel opgradering.

Analysen viser også, at syntetisering af grønne brændsler med brint generelt er dyrere end syntetisering uden brint. Årsagen er, at brint (med projektets brændselsprisforudsætninger) relativt er for dyrt ift. til biomasse. I klimascenariet adskiller biomethanol baseret på brintsyntese sig dog ved at være billigere end biomethanol uden brintsyntese.

I en alt andet lige betragtning tegner der sig et billede af, at en ambitiøs VE-politik skal være til stede for at få biobrændsler til at spille en rolle i det fremtidige energisystem. Et forbud mod fossile brændsler, en strammere afgiftspolitik for fossile brændsler (evt. kombineret med støtte af biobrændsler) eller en betydelige opstramning af det fælles europæiske ETS-system er således nødvendigt, hvis man ønsker biobrændsler i energisystemet.

Skal brintteknologierne spille en rolle skal de politiske rammer skærpes endnu mere parallelt med at en højere pris- eller værdisætning af biomassen effektueres. Ved højere prissætning af biomasse, vil brintteknologien komme til sin ret, da en forskydning af det indbyrdes værdimæssige-forhold brint/biomasse imellem ville berettige bedre udnyttelse af biomasse gennem en relativ dyr energibærer som brint.

2 Indledning

I denne rapport præsenteres alle resultaterne for de analyser, der er udført i EUDP-projektet, "Kommercialisering af brintteknologier". Fokus i rapporten er på brintomkostninger, produktion af brændsler med brintteknologier samt slutanvendelse af disse brændsler indenfor transport og opvarmning. Afslutningsvist konsolideres resultaterne, og der drages en overordnet konklusion.

Denne rapport er den sidste af tre delrapporter, som behandler analyseresultater af brintteknologierne i EUDP-projektet, "Kommercialisering af brintteknologier". Denne rapport opsummerer og samler således konklusionerne fra de andre delrapporter og inddrager desuden resultater og konklusioner fra projektets øvrige delanalyser.

Tidsperspektivet i det analytiske sigte er udviklingen frem mod 2035. De overordnede konklusioner i rapporterne vedrører derfor overvejende resultaterne knyttet til 2035-resultaterne. I tilfældet af hvor der konkluderes på resultater før eller efter 2025, vil det være nævnt i nærværende rapport.

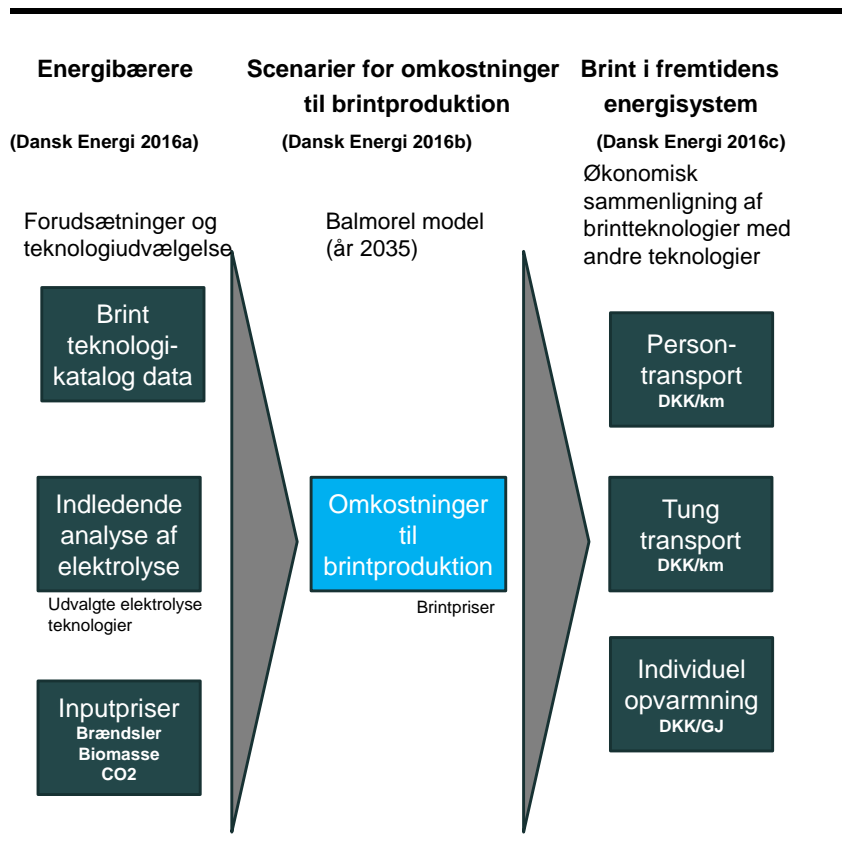
I **Figur 4** ses en oversigt over strukturen i projektets analyseproces. Strukturen afspejler ligeledes emnebehandlingen i de enkelte delrapporter vedrørende brintteknologiske analyser.

- I rapporten, "Energibærere" (Dansk Energi 2016a), diskuteres brintteknologierne potentialer i systemperspektiv og de overordnede rammerne og forudsætninger for de videre analyser fastlægges. Endeligt foretages udvælgelse af centrale teknologier til videre analyse. I rapporten præsenteres resultater fra andre studier, præliminære teser og indledende beregningsresultater. På denne baggrund og med afsæt i projektets teknologikatalog blev der foretaget teknologivalg og sat en videre analyseramme. En stor del af delrapport 1 behandlede ressourceproblematikken. Om hvorvidt der er tilstrækkelig biomasse til rådighed, hvis det fremtidige energisystem skal være 100 % VE baseret¹. Overordnet var tesen, at der ville være nok biomasse, såfremt ressourcerne blev prioriteret rigtigt og brintteknologierne kunne bidrage til at øge kulbrinterne – overvejende til brug i den tunge transport og flysektoren.
- I rapporten, "Scenarier for omkostninger til brintproduktion" (Dansk Energi 2016b), analyseres påvirkningen på brintomkostningerne ved forskellige systemopsætninger i Balmorelmodellen.
- I nærværende rapport, "Brint i fremtidens energisystem" (Dansk Energi 2016c), opsummeres resultaterne fra alle projektets analyser og de samlede konklusioner uddrages. Således indgår resultater fra både delrapport 1 og 2, den tidligere publicerede analyse om Fremtidig transport (Dansk Energi 2015a), samt projektets interne analyse af individuel opvarmning. Endvidere analyseres økonomien i

¹ Nuværende regeringsmålsætning for 2050

de grønne brændstoffer. Transportanalysen er opdateret med resultaterne fra pågældende komparative økonomiske analyse af grønne brændstoffer.

Figur 1 Brintanalysearbejde i arbejdsmappe 2 og 3 indenfor EUDP-projektet "Kommercialisering af brintteknologier".



Figur 1 Illustration af hvordan omkostninger til brintproduktion fundet i denne analyse bidrager til den samlede evaluering af konkurrencedygtigheden mellem forskellige teknologier indenfor persontransport, tung transport og individuel opvarmning.

Resultaterne fra denne rapport er lagt til grund i det videre arbejde med rammevilkår og udarbejdelse af et roadmap mod 2035 for brintteknologier i projektet "Kommercialisering af brintteknologier".

3 Scenarier og nøgleantagelser

I dette afsnit opsummeres de overordnede analyseforudsætninger, som er lagt til grund for projektets analyse, dvs. både systemanalyserne og de komparative økonomiske analyser. Ligeledes gøres det klart hvilke teknologier, der er blevet undersøgt, hvordan deres rolle er i energisystemmodel sammenhæng, hvilke brændsler der produceres og hvor de potentielt anvendes. 2 scenarier ligger til grund for den efterfølgende analyse – et højpris og et lavpris scenarie. Scenarierne indeholder samme CO₂- og biomassepriser.

3.1 Teknologier

I projektrapporten, "Energibærer" (Dansk Energi 2016a), diskuteres fordele og ulemper ved forskellige typer energibærere. Under præmissen om et 100 % VE-system tegnes et billede af, at det ville være vanskeligt at dække energiforbruget i den tunge transportsektor, skibs- og luftfarten, uden biomasse.

Med afsæt i tesen om, at biomassen er essentiel for at imødekomme et 100 % VE-system på den længere bane, blev et scenarie-opsæt konstrueret for at kunne analysere brintteknologierne. Scenarie-opsætningen blev designet med henblik på elektrolyse/brint-integration, hvor vindkraft omsættes til kemisk energi via elektrolyse og brinten enten bruges direkte eller integreres i biomassekonverteringen og derved forøger produktionen af brændsler ud fra biomassen.

I nedenstående **Figur 2** ses hvorledes biomassen anvendes i model sammenhæng (jf. Dansk Energi 2016b for mere info). Våd biomasse som f.eks. gylle, biologisk affaldsslam mm, omsættes ved anaerob bioforgasning, mens tør biomasse, som træ, forgasset termisk. Halm som også er en tør biomasse, kan imidlertid både forgasning og kan også som iblanding omsættes i anaerobe biogasningsprocesser. Pga. teknologiske udfordringer ved forgasning af halm (Koch 2016), synes det største potentielle for halmen i produktion af biogas. Endeligt kan halm forgæres til bioethanol, men som beskrevet i Dansk Energi 2016a, er der strukturelle problemer forbundet med den fysiske logistik omkring halmen og afsætningen af restvarme fra processen.

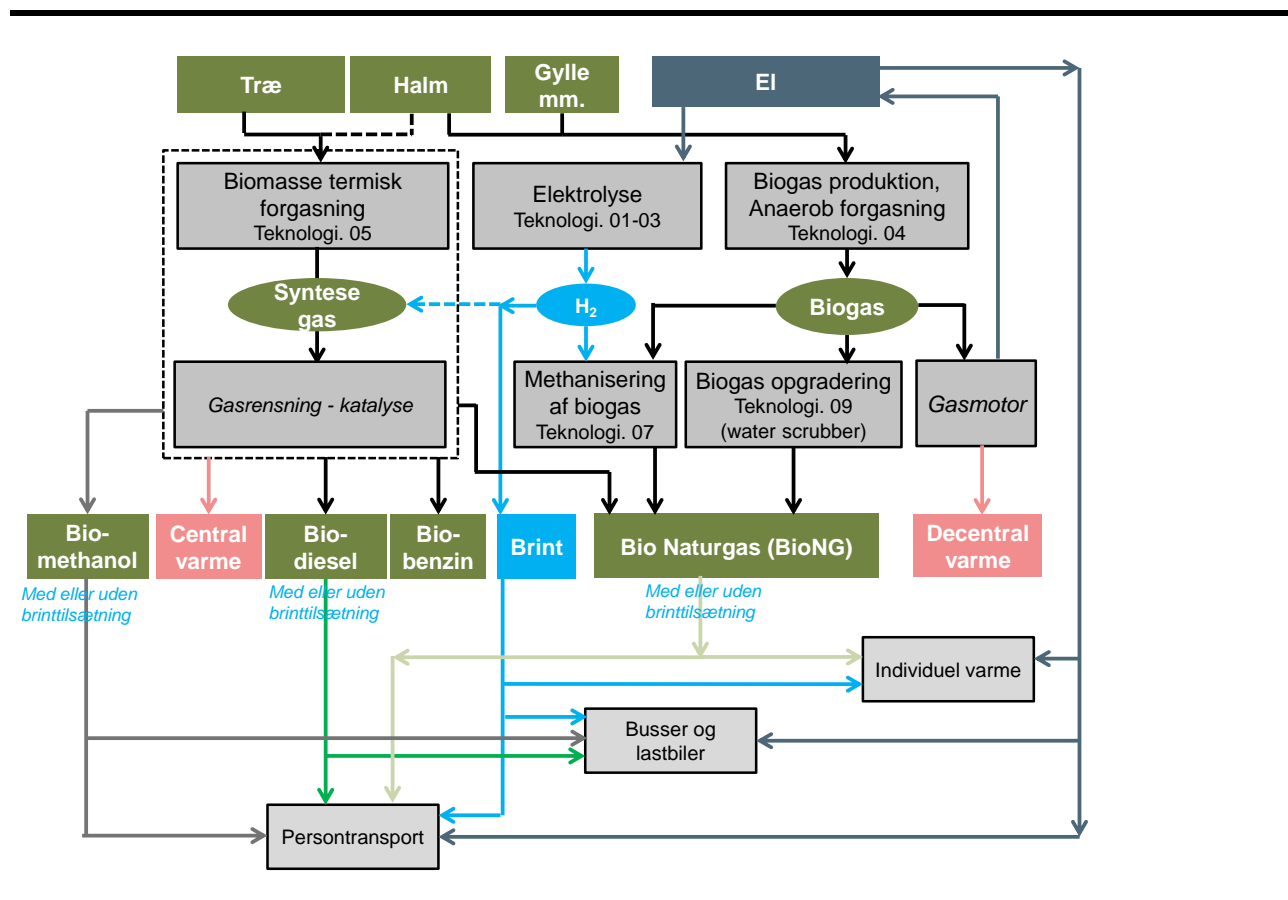
Under forudsætning om, at flydende brændsler baseret på kulbrinter i et vist omfang er nødvendige i transportsektoren, er der i modeldesignet forudsat, at termisk forgasning af træ er nødvendig for at få træmassen ind i transportsektoren. Syntesegassen som produkt af termisk forgasning syntetiseres efterfølgende til biomethanol, biodiesel og biobenzin. Altafhængig af økonomien i de respektive brændstoffsynteser kan brint enten indgå eller udelades i processen.

Det ses af **Figur 2** at Halm forventes at blive anvendt sammen med gylle i biogasanlæg. Halm sikrer et optimalt C/N forhold i gylle/halm-blandingen, øger udbyttet på anlægget, øger gødningsværdien efterfølgende og sikrer, at

ikke nedbrudt kulstof føres tilbage til jorden. Efterfølgende kan biogassen brændes af i en gasmotor eller det kan opgraderes på konventionel vis med skrubber eller methaniseres med brint til BioNG.

I Projektets systemmodellering vælger Balmorel-modellen (Dansk Energi 2016b) de optimale økonomiske løsninger på system niveau. Med andre ord finder Balmorel ud af, hvorvidt det er økonomisk hensigtsmæssigt at anvende brint i processerne eller ej. Hvis det er det, finder Balmorel også det optimale dimensionering af anlæggene ift. kapacitet, lagerstørrelse mm. Disse resultater er gennemgået i delrapport 2 (Dansk Energi 2016b).

Figur 2 Brintteknologier, brændsler og anvendelser i projektets analysesetup



Figur 2 Illustration af samspil mellem brintteknologier, ressourceflow og slutanvendelse indenfor opvarmning- og transportsektoren.

Kilde: Dansk Energi

Med udgangspunkt i modelberegninger fra Balmorel, anvendes simulerede el- og brintpris i de videre komparative økonomiske analyser i projektet. Elpriserne ligger således til grund for brintpriserne, der igen bliver lagt til grund for brændstofpriser osv. Endeligt vurderes den optimale økonomiske slutanvendelsen indenfor transport og opvarmning.

I afsnit 4.2 belyses økonomien således i de enkelte brændselsprocesser og omstændighederne for anvendelse af brint i synteseprocessen diskuteres.

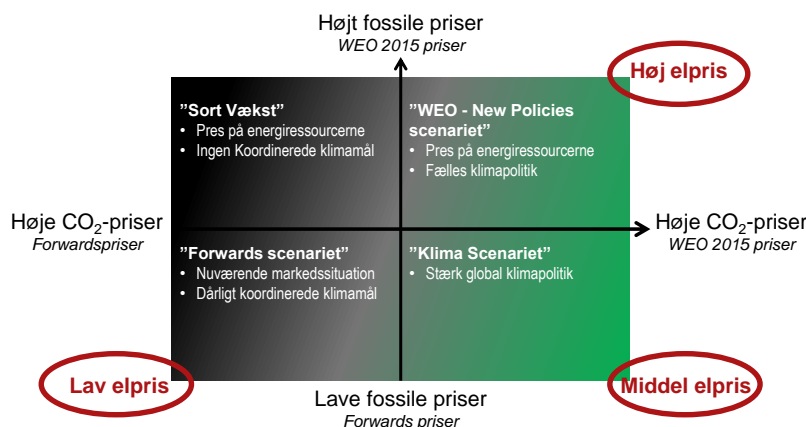
I afsnit 4.3 præsenteres analyseresultaterne for fremtidig transport under de overordnede analyserammer. Her vurderes konkurrenceforholdet mellem de forskellige drivlinjer i transportsektoren – både persontransporten og den tunge transport. De grønne brændsler er afgrænset til dem, som indgår i analysen, dvs. biomethanol, biodiesel, bioNG, brint og el. Ud fra en præmis om grønne transportbrændsler præsenteres en komparativ samfundsøkonomisk analyse af kørselsomkostninger. Brintbilens konkurrencemæssige situation vurderes endvidere under privatøkonomiske forhold. Den tunge transport omhandler busser og distributionslastbiler.

Afsnit 0 omhandler individuel opvarmning. Resultaterne er igen baseret på de overordnede analyseforudsætningen og fokus er på potentialet for mikrokraftvarme.

3.2 Scenarie- og analyseparametre

De overordnede scenarierammer bliver behandlet og fastlagt i delrapport 1 (Dansk Energi 2016a). Der analyseres på to overordnede scenarier. Et lavprisscenario kaldet Klima-scenarie og et højprisscenario kaldet WEO-scenariet. De fossile brændselspriser er baseret på de finansielle forwardkontrakter i Klimascenariet, men brændselspriserne i WEO er baseret på World Energy Outlook 2015's "New Policy Scenario". CO₂-priserne i begge scenarier er baseret på samme scenarie fra WEO, "New Policy Scenario". I nedenstående **Figur 3** er illustreret, hvorledes de to scenarier placere sig ift. hinanden.

Figur 3 Scenarier for brændselspriser og CO₂-kvoter



Figur 3 Figuren illustrer scenarierne placering i forhold til brændselspriseniveau og CO₂-pris.

Kilde: Scenarier konstrueret af Dansk Energi, med afsæt i IEA's WEO analyseforudsætninger for New Policy scenariet 2015 og forwardmarkedskurver fra november 2015. De finansielle forwardkontrakter er fra SKM Energy (Brent Olie: NYMEX, Gasolie; Spectron, Kul: Spectron, CO₂: NASDAQ, Gas: TTF)

Biomassepriserne i begge scenarierne er baseret på samme forudsætninger. Biomassepriserne, som halm, træ, træflis, mm er fra EA Energi Analyse 2015, mens priser for gylle, dybstrøgelse er baseret på arbejdet fra Biogas

Taskforce projektet (EA Energianalyse 2014), samt kommunale gyllekontrakter.

Til brug i de komparative økonomiske analyser af elektrolyse- og brændstofteknologier, hvor restvarme kan afsættes til fjern- eller procesvarme, er anvendt en fast varmepris på 60 DKK/GJ i 2015-priser. I Balmorel er varmeprisen dynamisk ift. til den generelle modelsimulering. I opfølgende analyser kan varmeprisen med fordel nuanceres i de komparative beregninger.

4 Resultater

I nærværende kapitel præsenteres hele projektets analyseresultater i fire sektioner. I første sektion præsenteres brintomkostningerne fra Balmorelsimuleringerne. Disse ligger på henholdsvis 200 kr./GJ og 250 kr./GJ i henholdsvis Klima- og WEO-scenariet. Brintomkostningerne under varierende forudsætninger, herunder CO₂-følsomheder, præsenteres ligeledes. I anden sektion gennemgås økonomien for grønne brændsler med fokus på biogas, BioNG, biomethanol og biodiesel. Tredje sektion omhandler transport. Mod 2035 kan de grønne brændsler, med undtagelse af elbiler med kortere rækkevidde, ikke konkurrere samfundsøkonomisk med fossile alternativer. I et 100 % VE-setup er brintbilen, biomethanol-, biodiesel- og el-hybridbilen blandt de billigste drivlinjer. I sidste afsnit vurderes brintteknologier i den individuelle opvarmning og resultaterne indikerer, at mikrokræftvarme kun vanskeligt kan konkurrere med andre løsninger.

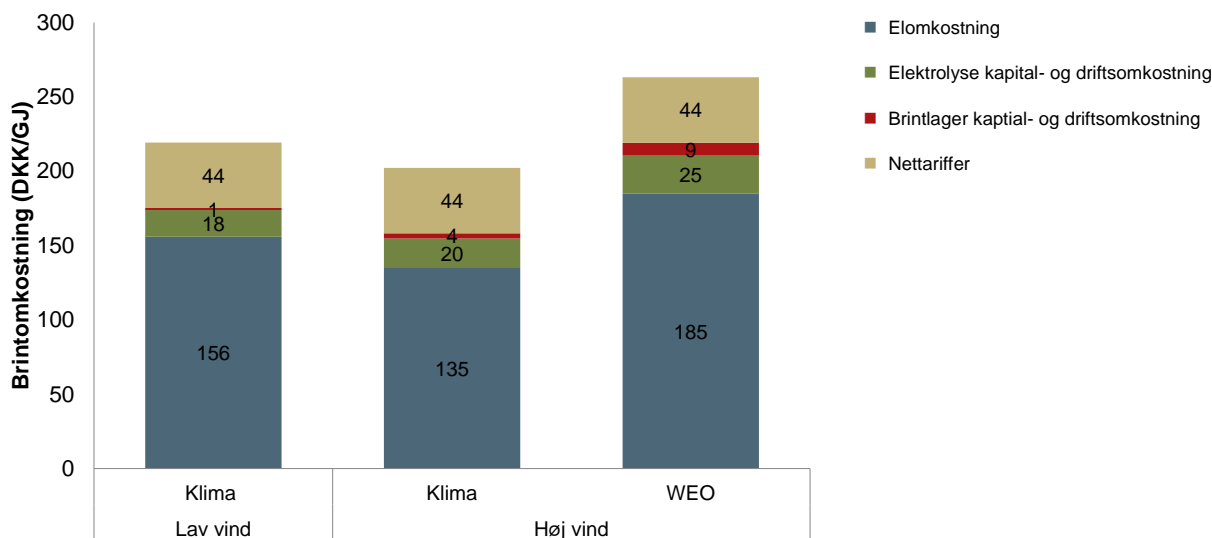
4.1 Brintomkostninger i hovedscenarier

I delrapport 2 "Scenarier for omkostninger til brintproduktion" er brintproduktionsprisen bestemt i forskellige elprisscenarier. Scenarier er kombinationer af hhv. lave ("Klima") og høje ("WEO") fossile brændselspriser² samt forskellig grad af (eksogent defineret) havvindsudbygning ("Lav" og "Høj") ift. elforbruget til brintproduktion.

Brintproduktionsomkostningen til brændstoffabrikker er i hovedscenarierne bestemt af:

- Elspotomkostning på 135-185 kr./GJ
- Kapitalomkostninger og drift til elektrolyse og brintlagring: 19-34 kr./GJ
- Nettariffer: 44 kr./GJ

² Disse følger Dansk Energis elprisscenarier:
http://www.danskeenergi.dk/Analyse/Analyser/20_Elprisscenarier_2020-2035.aspx

Figur 4 Brintomkostningen i Danmark i hovedscenarierne

Figur 4 Elomkostningen vil være den største del af brintomkostningen i 2035, efterfulgt af nettariffer og kapital- og driftsomkostninger. Øget vindproduktion giver flere lavpristimer, som fleksibel drift af elektrolyseanlæggene kan få gavn af.

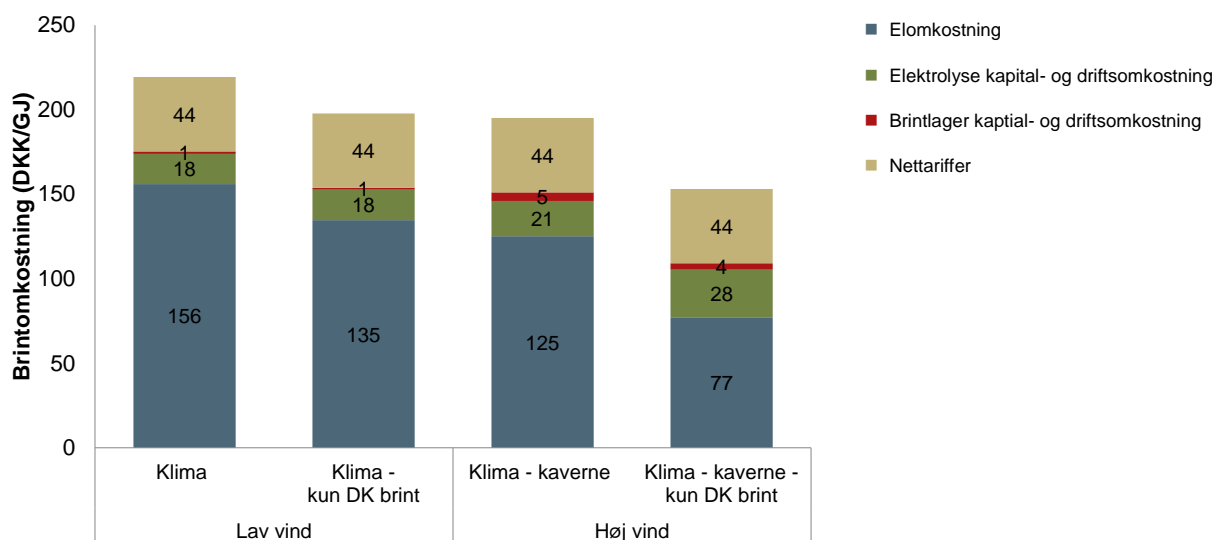
Brintproduktionsprisen er derfor samlet ca. 200 kr./GJ i Klima og ca. 260 kr./GJ i WEO. Elspotomkostningen til brintproduktion er væsentligst for de undersøgte typer brintproduktion.

Elspotomkostningen på brinttankstationer er i samme størrelsesorden men med højere nettarif (65 kr/GJ), hvilket skyldes antaget tilslutning på lavere spændingsniveau i elnettet end brændstoffabrikker. Det fremtidige design af nettariffer kan ændre niveauerne.

4.1.1 Mængden af brintproduktion ift. vindudbygning

På figuren ses to følsomhedsscenarier lavet på baggrund af Klimascenariet med hhv. lav og høj vind, hvor der kun er brintproduktion i Danmark. Brintproduktionsomkostningen i Danmark sænkes med 21 kr./GJ, når andre lande ikke producerer brint og der er lav vindudbygning. Dette skyldes, at elforbruget til brintproduktion i udlandet øger elprisen i Danmark.

Figur 5 Scenarier for danske brintomkostninger hhv. med og uden brintproduktion i udlandet i lav og høj vind.



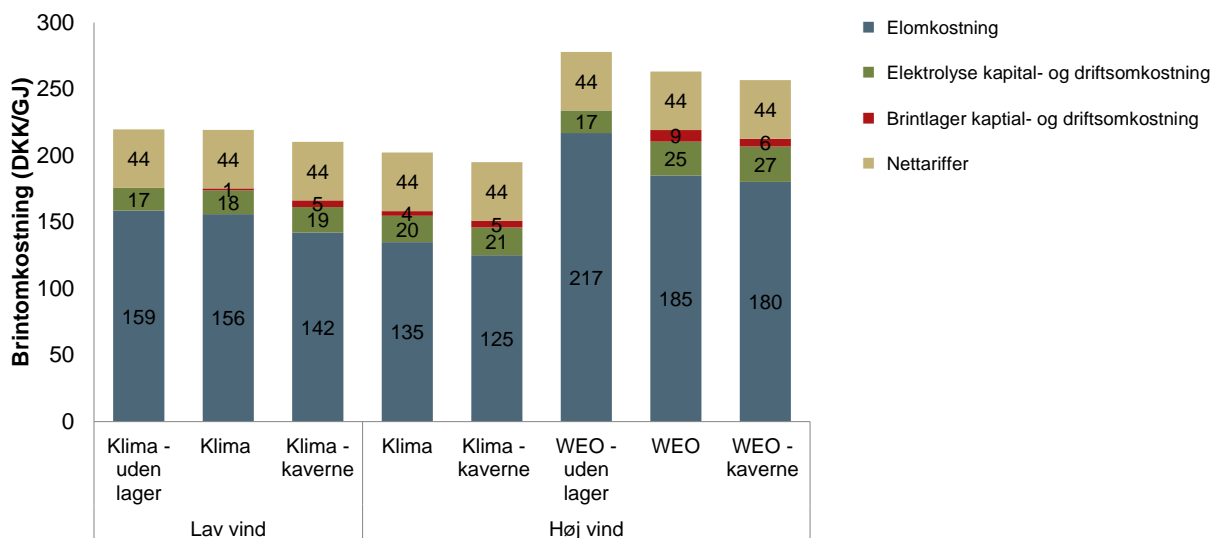
Figur 5 Danske brintomkostninger kan blive lavere, hvis andre lande ikke øger deres elforbrug, men udbygger med ny vedvarende energi. Øget elforbrug kan både komme fra brintproduktion og anden elektrificering. Det er særdeles usandsynligt, at kun Danmark øger elforbruget (fx med brintproduktion).

I scenariet med høj vindudbygning i Nordvesteuropa men kun brintproduktion i Danmark vil den danske brintproduktionsomkostning blive sænket med samlet 42 kr./GJ til ca. 150 kr./GJ. Det har altså stor betydning for den danske brintomkostning, hvis vindudbygningen i Nordvesteuropa fortsætter uden at elforbruget i andre lande øges f.eks. pga. brintproduktion. I scenariet med kun brintproduktion i Danmark fås lave elpriser, som sænker omkostningen til brintproduktion, men omvendt vil afregningsprisen for vind (både landvind og havvind) også blive sænket væsentligt, ca. 35 %, hvilket gør det meget usikkert om denne udbygning med vind vil finde sted i Nordvesteuropa, hvis elforbruget kun øges i Danmark.

4.1.2 Elektrolyse og brintlager

Balmorel investerer i den optimale elektrolyse- og brintlagringskapacitet for at minimere de samlede brintproduktionsomkostninger.

I Klimascenariet med lav vind er der stort set ingen gevinst ved overdimensionering og ståltanklagring ift. referencen uden lager. I WEO-scenariet er gevinsten ved ståltanklagring væsentlig større, eftersom brintomkostningen kan sænkes med ca. 16kr./GJ. Såfremt billigere kaverne-lagring er en mulighed kan brintproduktionsomkostningen sænkes med ca. 9 kr./GJ i Klima-scenariet og ca. 22 kr./GJ i WEO-scenariet.

Figur 6 Sammenhæng mellem brintlagring og samlede brintomkostninger

Figur 6 En stor vindudbygning, sammen med lave brændselspriser og billige lagring (kaverne) giver de lavest brintproduktionsomkostninger. En mindre vind udbygning, højere brændselspriser, og dyrere brintlagring (ståltanker) giver de højeste brintproduktionsomkostninger. Elomkostningen er langt den dyreste del af omkostningen i alle scenarier.

I Danmark overdimensioneres elektrolyseanlæg (ift. anlæg med konstant brintproduktion) mellem ca. 5 % og 60 %, afhængig af brændselspriser og vindkraftkapacitet. Den optimale størrelse af brintlager ligger mellem ca. 5 og 60 fuldlasttimer brintproduktion. Jo flere fuldlasttimer et brintlager har, jo flere timer kan elektrolyseanlægget holde pause, og jo flere højelpriktimer kan det undvige. Tilsvarende giver overdimensionering af elektrolyseanlæg mulighed for fleksibel drift, hvorved brinten kan produceres i timer med lav elpris. 60 % til 5 % overkapacitet svarer til 5.500 til 8.300 fuldlasttimer for elektrolyseanlægget. Der er altså ikke tale om elektrolyseanlæg, der kun producerer brint, når vinden blæser kraftigt og elprisen er meget lav. Hvis anlæggene skulle køre væsentligt mere fleksibelt, ville det kræve en betydelig overdimensionering af elektrolyse- og brintlagerkapacitet, og idet især elektrolyseanlæggenes kapitalomkostning er relativt høje, er det ikke attraktivt.

4.1.3 CO₂: Pris- og emissionseffekter

CO₂-kvotepris

I hovedscenarierne er antaget en CO₂-kvotepris på 35 euro/ton. Hvis denne varieres fra 0-135 euro/ton har det relativt lav indflydelse på de samlede brintproduktionsomkostninger. I Klimascenariet stiger samlet omkostninger fra ca. 200 kr/GJ til ca. 260 kr/GJ, altså til niveauet for WEO-scenariet, som har næsten konstante brintproduktionsomkostninger for alle CO₂-kvotepriser. Dette skyldes at højere CO₂-kvotepris fører til øget havvind, hvilket giver flere

lavpristimer, således at elomkostningen til elektrolyse kan sænkes mod at investeringen i elektrolyse og brintlagring øges.

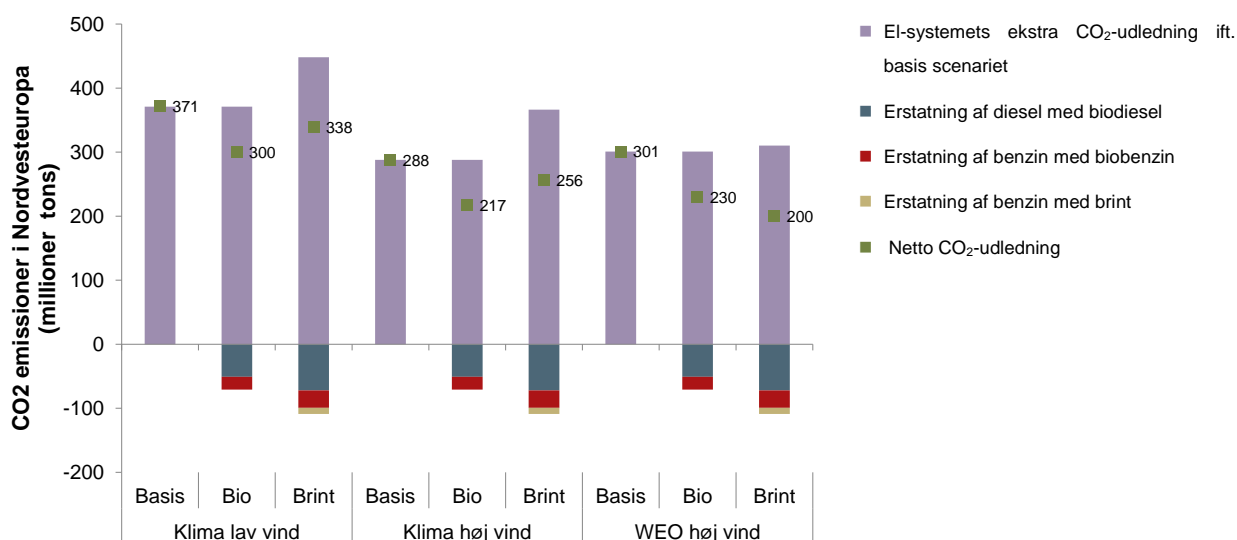
CO2 emission

I scenariet med lave fossile brændselspriser (Klima – lav vind) vil øget elforbrug til brintproduktion billigst blive dækket med elproduktion fra naturgas (forudsat CO₂-pris på 35 euro/ton). Derfor medfører brintproduktionen i dette scenarie en merudledning af CO₂ i elsystemet.

I scenariet med høje fossile brændselspriser (WEO), bliver det ekstra elforbrug til brintproduktion primært dækket af ny elproduktion fra vind, hvilket betyder, at der ikke er en merudledning af CO₂ i elsystemet.

På nedenstående figur er vist CO₂-emission fra elsystemet samt CO₂-fortrængning fra transportsektoren pga. hhv. 2.G biobrændstoffer ("2. G Bio") eller brint.

Figur 7 CO₂ emissioner i Nordvesteuropa, forudsat Klima og WEO scenarierne med lav og høj vind kapacitet



Figur 7 Uden ekstra vind udbygning sker der en 17 % stigning i CO₂-udledningen fra el-systemet i Brint - Klima scenariet, men den samlede CO₂-udledning falder på grund af større fald i transport sektoren. Ved ikke at anvende brint, opnår man en større CO₂ reduktion med lav vind. I alle høj vind scenarierne, er CO₂-udledningen fra el-systemet uændret når man anvender brint, mens den er væsentligt reduceret når man ikke anvender brint.

I WEO-scenarierne er nettoudledningen af CO₂-emission lavest i brintscenariet, og det er også den absolut laveste emission af de viste scenarier.

I Klimascenarierne med både lav og høj vind har 2.G biobrændstof-scenarierne lavere nettoemissioner end brintscenarierne. Dette skyldes, at der er ekstra CO₂-udledning i elsystemet til brintproduktionen i Klimascenariet.

4.2 Grønne brændsler

I dette afsnit vurderes økonomien ved at producere en række relevante grønne brændsler. Brint produceret ved elektrolyse-teknologien blev behandlet i delrapport 1 (Dansk Energi 2016a), mens brintomkostningerne i systemsammenhæng blev analyseret i delrapport 2 (Dansk Energi 2016b). Foruden brint findes en række forskellige fremtidige grønne brændstoffer, både flydende og gasformige, som er relevante at vurdere som brændsler til transportsektoren og evt. til afbrænding i spidslast motoranlæg.

De grønne brændstoffer, deres systemintegrationsegenskaber og ressourceforbrug blev vurderet generelt i delrapport 1. I det nedenstående præsenteres analysens produktionsomkostninger specifikt for relevante grønne brændstoffer.

Brændstofsteknologier i analysen

Produktion af BioNG (Bio-naturgas) ved:

- konventionel opgradering (vand skrubber) af biogas
- methanisering af biogas
- Termisk forgasning

Produktion af biodiesel:

- Termisk forgasning
- Termisk forgasning med brint i synteseprocessen

Produktion af biomethanol:

- Termisk forgasning
- Termisk forgasning med brint i synteseprocessen

De teknologiske data for opgradering af biogas, samt biogas produktion er dokumentet i projektets energiteknologikatalog (EA Energianalyse 2015). Teknologidata for produktion af biobrændsler er ikke dækket i energiteknologikataloget, så her har det været nødvendigt at basere beregningerne på andre kilder. For Methanolproduktion er datagrundlaget baseret på GreenSynFuels (DTI, 2011), mens biodiesel er baseret på "Technology data for advanced bioenergy fuels" (FORCE, 2013).

Efterfølgende er indsamlede data fra EA Energianalyse (EA Energianalyse 2016) anvendt for overordnet at vurdere eventuel diskrepans mellem de respektive kilder.

4.2.1 Brændstofproduktion

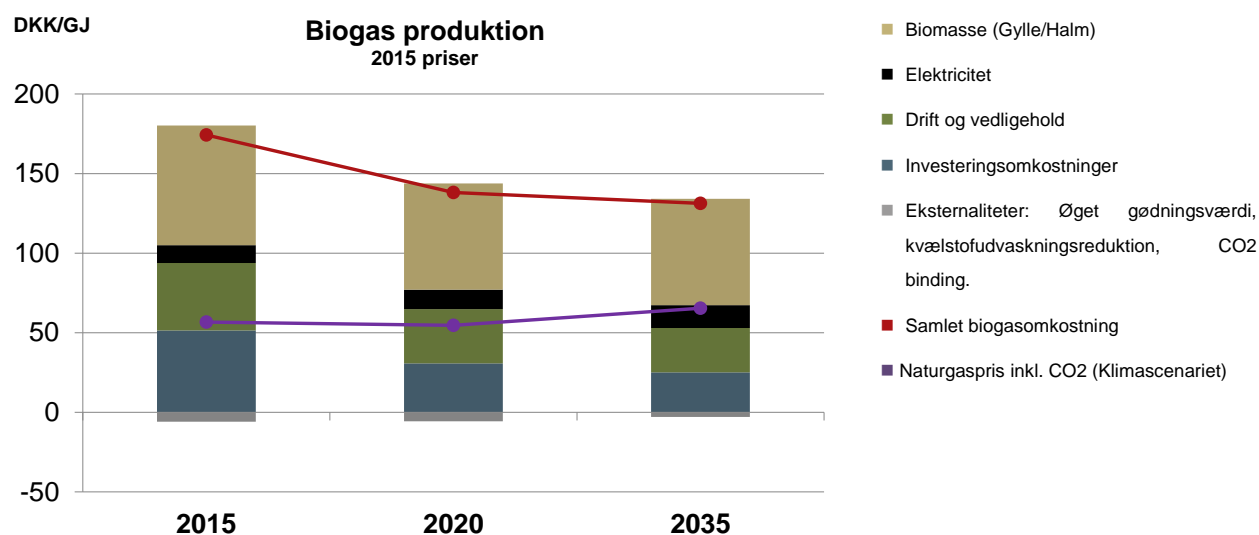
Biogas og BioNG

Biogasberegningen i **Figur 8** er baseret på halmpriser fra EA Energianalyse (2013) og gyllepriser baseret på kommunale priskontrakter med private landmand. Gylleprisen er konstant i analyseperioden, mens halmprisen stiger fremadrettet. Gylle og halm mikses i optimalt C/N-forhold³ (jf. Dansk Energi

³ Halm og gylle ikkes 20/80 ift. til vægt og 67/33 ift. energiindhold.

2016a). Det forventes i følge teknologikataloget, at der kan opnås reduktioner i investerings- og driftomkostninger fremadrettet. Effektiviteten bliver også en gradvist bedre. I omkostningerne er ligeledes inkluderet positive eksternaliteter fra CO₂-binding, øget gødningsværdi og reduktion af kvælstofudvaskning (IFRO 2013).

Figur 8 Biogas produktionsomkostninger



Figur 8 Illustration af omkostningsstruktur ved produktion af biogas. Virkningsgraden for anlægget er ca. 39 % stigende til ca. 50 % i 2035.

Kilde: Beregning ved Dansk Energi. Baseret på teknologikataloget.

Som det ses i **Figur 8** er produktion af biogas ca. dobbelt så dyrt som naturgas inkl. CO₂ relativt til omkostning pr. energiindhold. I WEO-scenariet hvor naturgasprisen er markant højere er biogassen knap 30 % dyrere end naturgas inkl. CO₂.

Prisen på biogas afhænger dels af tekniske faktorer, som kapitalomkostning og driftsomkostning, og dels af inputprisen på gylle og halm til anlægget, som udgør ca. 50 %. Prisen pr. energiindhold for halm er over dobbelt så dyrt som for gylle og derfor får udsving i halmprisen størst betydning for den fremtidige biogaspris. I vores scenarie stiger halm med ca. 16 % mod 2035. Følsomhedsberegninger viser, at en tilvækst i halmprisen på 100 % mod 2035 ville øge biogasprisen med ca. 30 %, mens en reduktion på 50 % ville sænke biogasprisen med ca. 25 %.

Det skal bemærkes at biogasproduktionsprisen i **Figur 8** ikke indeholder affald eller restprodukter som input-brændsel, som det i høj grad er tilfældet i dag. Derfor gælder beregningen for fremtidig potentiale for biogasproduktion hvor det primært er biomasse (gylle/halm) der leverer energiindholdet.

Det fulde potentiale for positive eksternaliteter er ikke endeligt afdækket i projektet. Det er således muligt, at en yderligere værdisætning af f.eks. reducerede lugtgener, reduceret gylletransport, mindre behov for

gylleopmagasinering mm, kan bidrage til en bedre produktionsøkonomi i samfundsøkonomisk sammenhæng.

Opgradering af biogas

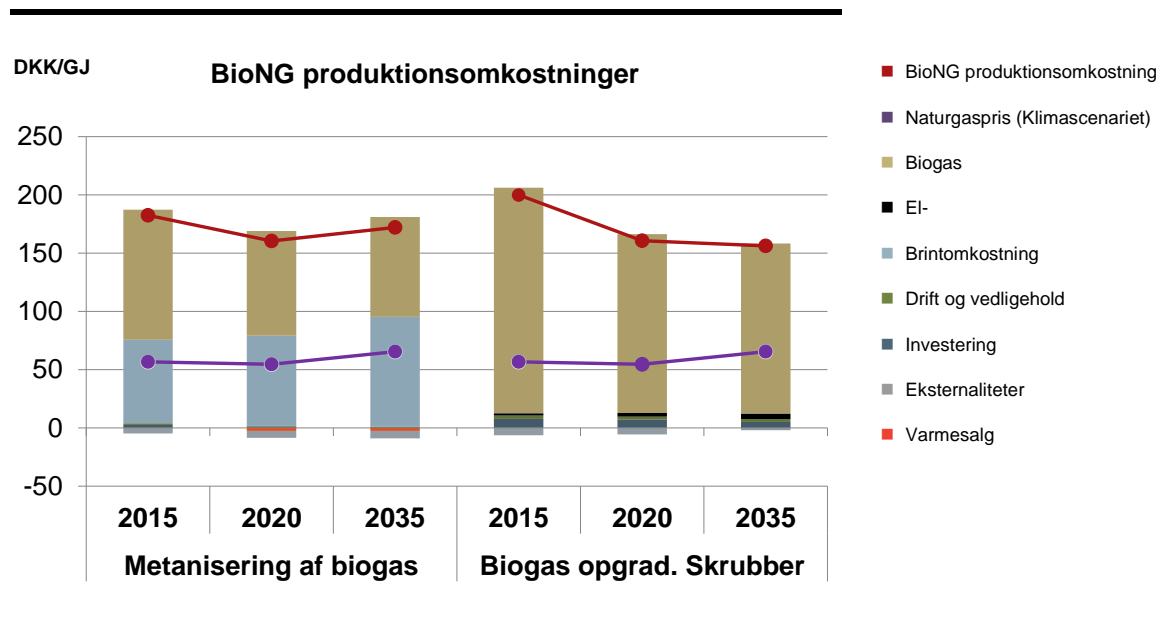
Det er muligt at opgradere biogassen ved enten at methanisere CO₂ indholdet i biogassen med brint eller ved at vaske/rene CO₂ ud af biogassen (scrubber). Slutproduktet i begge processer er methan, som kemisk svarer til den fossile naturgas, vi kender fra energisystemet i dag. Den opgraderede biogas er blot en vedvarende grøn "naturgas" – BioNG.

Både i WEO- og Klimascenariet og er det billigere at opgradere biogas på konventionel vis end ved at methanisere den ifølge **Figur 9**. I WEO-scenariet er det dog noget dyre pga. de højere brintpriser.

Langt størstedelen af produktionsomkostningen ved konventionel opgraderet biogas afhænger kun af prisen på biogas, som dermed indirekte er følsom overfor udsving i halm- og i mindre grad gyllepriser.

Ved høje biomassepriser, kan behovet for biogas reduceres ved methanisering. Eksempelvis ville det i Klimascenariet, hvis halmprisen steg med over 100 % mod 2035, være økonomisk attraktivt at opgradere biogas med brint, der i denne proces ville øge brintbehovet og sænke biogasbehovet.

CO₂ som methaniseres med brint bliver, i modsætning til konventionel opgradering, bundet i methan strukturen og bidrager dermed positivt i CO₂ regnskabet.

Figur 9 Omkostninger til opgraderet af biogas (BioNG)**Figur 9** Illustration af omkostningerne i Klimascenariet for methanisering af biogas vs. opgradering af biogas med traditionel vand skrubber.

Kilde: Projektets teknologikatalog. Beregninger ved Dansk Energi. Varmepreiser antaget at være 60 kr./GJ i hele perioden. 2015 priser.

Sammenlignes BioNG omkostningerne med de fossile naturgaspriser inkl. CO₂ er omkostningsniveauet for BioNG markant højere. I Klimascenariet 2035 er de samfundsøkonomiske omkostninger henholdsvis 165 % og 125 % højere for methanisering og konventionel opgradering (jf. **Figur 9**).

I WEO scenariet bliver methaniseringsløsningen en betydeligt dyrere løsning end konventionel opgradering, pga. den højere brintpris. Spændet til naturgasprisen mindskes dog betragteligt for begge teknologier, men er dog forsat højt. Methanisering og konventionel opgradering ligger henholdsvis 92 % og 64 % over naturgasprisen.

Termisk forgasning

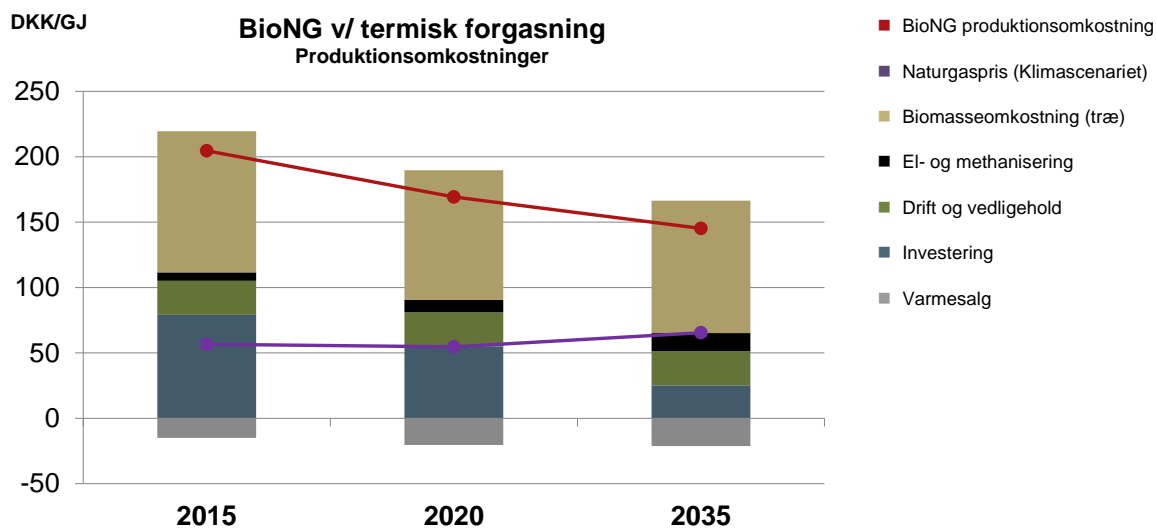
Da data for forgasningsteknologien ikke er medtaget i projektets teknologikatalog, har det været nødvendigt at indhente tekniske- og økonomiske data fra et studie om biomassebaserede brændstoffer udført for Energistyrelsen (FORCE, 2013). Ifølge dette grundlag (FORCE, 2013) svarer data benyttet i **Figur 10** til de nuværende specifikationer for GOBGAS-værket⁴ samt de fremadrettede forventninger⁵.

⁴ <http://gobigas.goteborgenergi.se/>

⁵ Ifølge kataloget er kapacitet og omkostninger skaleret med en faktor for at ramme størrelsen på et kommercielt anlæg.

I **Figur 10** ses økonomien ved termisk forgasning af træ til bioNG ved sådanne værker. Produktionsprisen er vist for klimascenariet og sammenholdt med naturgas inkl. CO₂.

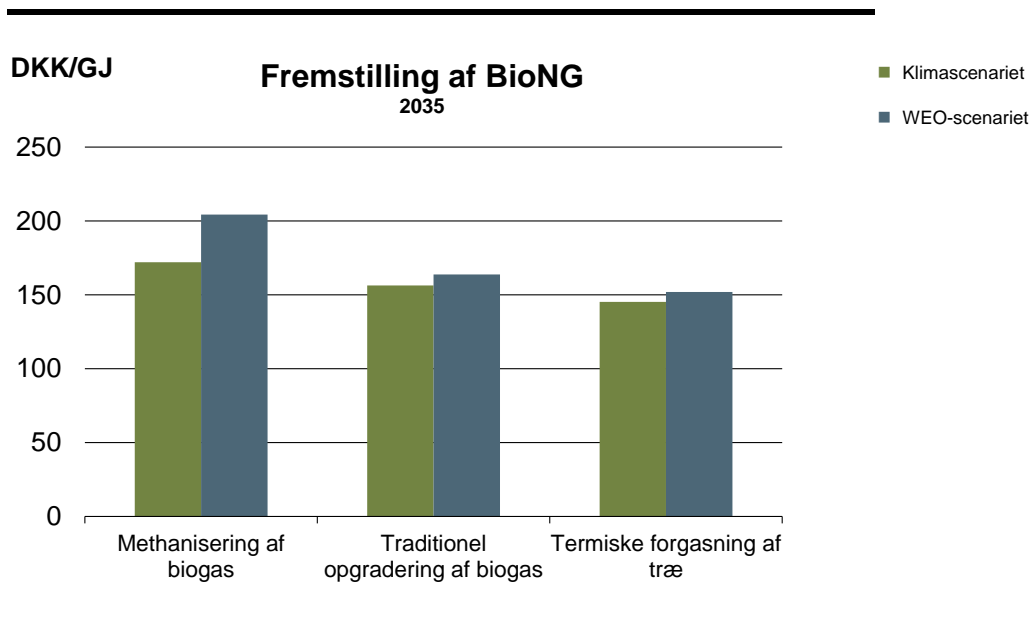
Figur 10 Produktionsomkostninger for BioNG ved termisk forgasning



Figur 10 Det ses af figuren, at produktionsomkostningen for bioNG nærmer sig prisen for naturgas i højpris-scenariet. Til sammenligning ligger prisen for naturgas i lavpris-scenariet på 38-39 DKK/GJ. Fjernvarmepris 60 DKK/GJ i i 2015-priser.

Kilde: FORCE (2013)

Som BioNG fremstillet på baggrund af biogas, så ligger produktionsomkostninger for BioNG ved termisk forgasning også væsentligt over naturgasprisen. Prisen for BioNG falder jævnt mod 2035 som følge af forventningerne til reducerede kapitalomkostninger og forbedret virkningsgrad. Omkostningsniveauet for termisk forgasset BioNG følger omtrent tendensen for BioNG ved konventionel opgradering. De lander således også på ca. samme prisniveau i 2035.

Figur 11 Omkostninger for bioNG med forskellige produktionsmetoder**Figur 11** BioNG pris ved hhv. methanisering, traditionel opgradering (scrubber) og termisk forgasning

Kilde: Beregninger ved Dansk Energi

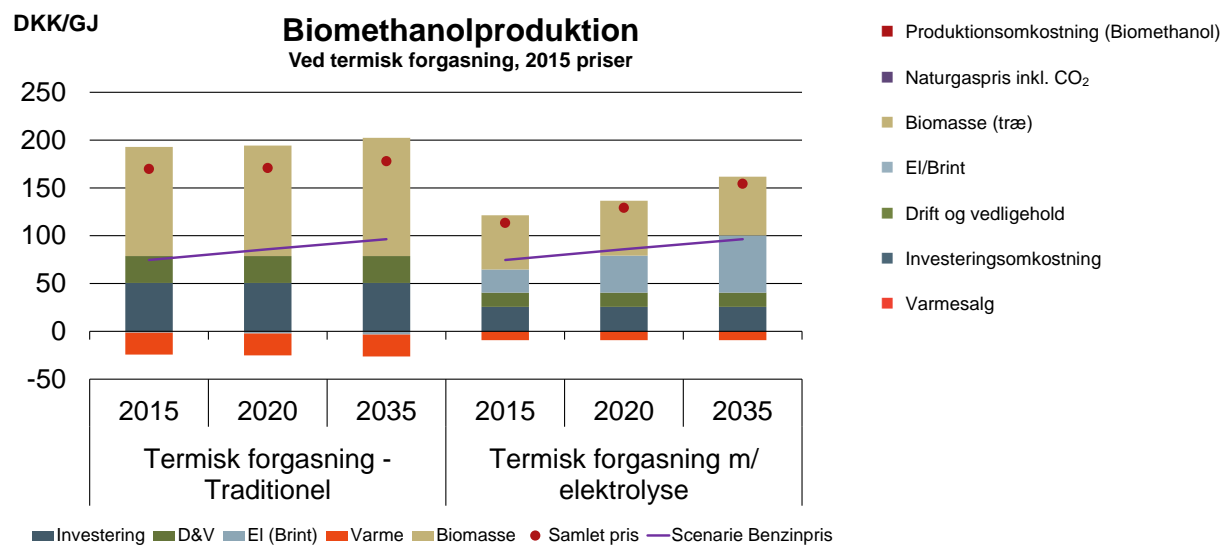
Biomethanol og biodiesel

Biomethanol kan fremstilles via termisk forgasning med og uden benyttelse af elektrolyse. Med elektrolyse øges mængden af produceret methanol ved at anvende brint i synteseprocessen.

Beregningerne illustreret i **Figur 12** er baseret på data fra GreenSynFuels (2011), da teknologien ikke var inkluderet i projektets teknologikatalog.

I figuren som er baseret på Klimascenariet, ses at det er billigere at tilsætte brint i synteseprocessen end blot at danne Biomethanol fra forgasning på traditionelvis. Omkostningen er ca. 16 % dyrere. Biomethanol er dog en del dyrere end fossil benzin inkl. CO₂. I 2035 er biomethanol dannet ved termisk forgasning med SOEC elektrolyse ca. 60 % dyrere end det fossile alternativ.

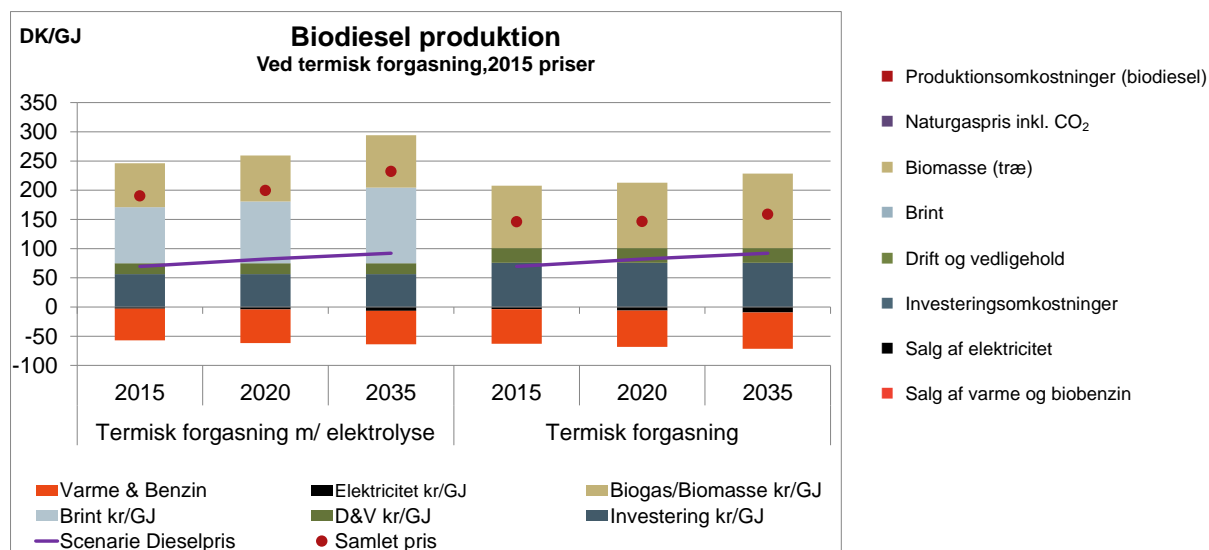
Følsomhedsberegninger viser, at det overordnede omkostningsniveau for synteseprocessen er relativt følsomt i forhold til brintomkostningen. De højere elpriser i WEO-scenariet løfter omkostningerne for biomethanolproduktion med elektrolyse på niveau med omkostningerne for biomethanol uden elektrolyse. I **Figur 14** ses at de højere brintpriser slår mindre igennem på biomethanolprisen end løftet i scenariets fossile benzinpriser. Af **Figur 14** fremgår det også, at biomethanol i WEO-scenariet kan produceres på et omkostningsniveau svarende til fossilt benzin. I dette scenarie kan de to teknologiske metoder til biomethanolsyntese stort set producere på samme omkostningsniveau.

Figur 12 Biomethanol produktionsomkostninger**Figur 12** Illustration af omkostninger for syntese af biomethanol, baseret på termisk forgasning med og uden integration af elektrolyse.

Kilde: GreenSynFuels (2011). Beregninger ved Dansk Energi

Ved produktion af biodiesel kan man på tilsvarende måde som for biomethanol lave syntesen med og uden brint. I den undersøgte metode, som er baseret på data fra FORCE (2013) studiet, er et biobenzin et biprodukt ved produktionen af biodiesel. Biobenzin er i beregninger værdisæt som benzin inkl. CO₂-omkostning. Dette bidrag udgør en relativ stor andel af den positive værdi-indtægt i beregningerne.

Adderes brint til synteseprocessen øges biodiesel outputtet og bidrager derved til lavere kapitalomkostninger pr. produceret energienhed, jf. **Figur 13** Biodieselproduktionsomkostninger. Tilsvarende var tilfældet for biomethanol-syntesen. Forholdet mellem brint og biomassen i biodieselsyntesen er større end i biomethanolsyntesen, dvs. der benyttes mere brint for at øge outputtet ved førstnævnte proces. Dette resulterer i at omkostninger i syntesen med brint bliver væsentligt højere end uden brint.

Figur 13 Biodieselproduktionsomkostninger

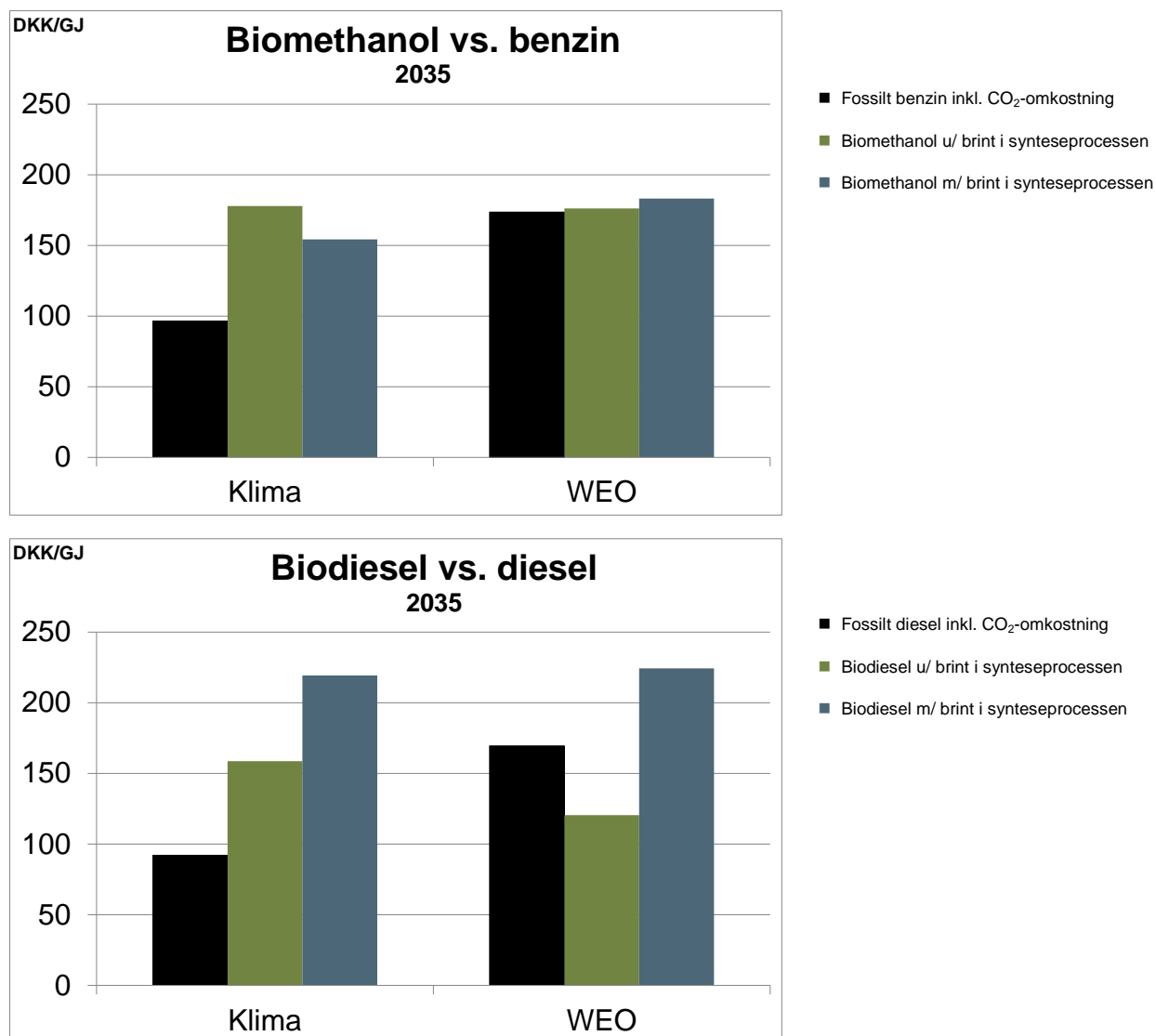
Figur 13 Illustration af omkostninger for syntese af biodiesel (og biobenzin), baseret på termisk forgasning med og uden brint integration. Biobenzin er værdisat til prisen for fossilt benzin inkl. CO₂-omkostning. Varmeprisen er sat til 60 kr./GJ (2015-priser).

Kilde: Force (2013). Beregninger ved Dansk Energi.

I Klimascenariet kan ingen af synteseprocesserne for biodiesel konkurrere med fossil diesel inkl. CO₂. I 2035 er biodiesel baseret på ren termisk forgasning 73 % dyrere end fossilt diesel set i et samfundsøkonomisk perspektiv.

I **Figur 19** ses at biodieselomkostninger ved normal syntese uden brint er billigere end det fossile alternativ og markant billigere end biodiesel produceret ved brint i syntesen. Det skyldes overvejende, at værdien af biproduktet biobenzin stiger markant i WEO-scenariet og bringer omkostninger for begge syntese-processer markant ned. De højere fossile priser driver samtidigt elprisen og dermed brintprisen op, som dermed kommer til at bidrage til en relativ stor andel af de samlede biodieselproduktionsomkostninger.

Figur 14 Omkostningsniveauer for biobrændstoffer vs. fossile alternativer



Figur 14 Øverste sammenlignes omkostninger for biomethanol m/u brint vs. benzin. Nederste sammenlignes omkostninger for biodiesel m/u brint vs. benzin. Klima og WEO referer til de to overordnede scenarier i projektet. Omkostninger er vist for 2035.

Kilde: FORCE 2013, GreenSynFuels 2011. Beregninger ved Dansk Energi

4.2.2 Resultatdiskussion af grønne brændstoffer

Overordnet tegner analysens resultater et tydeligt billede af, at de grønne brændsler ikke kan produceres til samme samfundsøkonomiske omkostning som de fossile brændsler. Resultatet er ikke overraskende, da produktionen af fossile brændsler er billig og baseret på kendt teknologi. Den anvendte værdisætning og afgrænsning af eksternaliteter i projektet har indflydelse på, hvor højt skadesomkostningen ved fossile brændsler værdisættes. I projektet har vi valgt at inkludere emissionseksternaliteter fra alle brændsler samt en række positive eksternaliteter fra biogassen (jf. IFRO 2013). Metoden er baseret på Energistyrelsen samfundsøkonomiske analyseforudsætninger (ENS 2014).

I projektet er desuden foretaget en følsomhedsanalyse af CO₂-prisens indflydelse på brændstoffernes indbyrdes konkurrenceevne indenfor persontransporten (jf. 4.3.2).

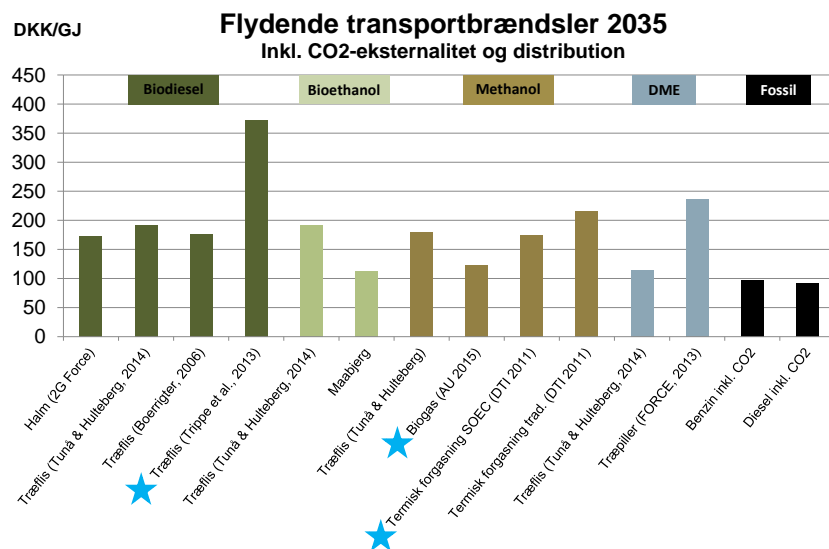
Et af de centrale spørgsmål, der skal besvares i nærværende projektet er, om der er økonomisk rationale for at lade brint indgå i fremstillingsprocessen af grønne brændsler.

Generelt viser analysen af grønne brændsler, at det er dyrere at addere brint til processen på trods af højere output pr. biomasse input. Dette indikerer, at brint er for dyrt relativt til biomassen. Højere priser drevet af knaphed på biomasseressource ville kunne ændre dette forhold. Eksempelvis ville en stigning på 160 % af halmprisen mod 2035 gøre det attraktivt at anvende brint i synteseprocessen af biodiesel.

I Klimascenariet er biomethanolsyntese med brint dog billigere end biomethanolsyntese uden brint, mens biomethanol i WEO-scenariet er på niveau med fossilt benzin og biomethanol uden brint. Der ligger således en vis robusthed i biomethanolprisen ift. til udviklingen i benzinpriserne. Hvis brintpriser bliver højere end i WEO-scenariet vil biomethanol med brint blive relativt dyrere end uden brint. Omvendt vil lavere brintpriser resultere i modsatte resultat. Ligeledes vil højere biomassepriser trække i modsat retning og gøre biomethanol med brint billigere.

For at vurdere validiteten af projektets data er der indhentet andre data til sammenligning. I **Figur 15** er listet beregnede produktionsomkostninger for en række flydende transportbrændsler, baseret på teknologidata fra forskellige kilder. Data er indsamlet af EA Energianalyse, som også har konstrueret den økonomiske model til omkostningsberegninger. Beregningerne er baseret på klimascenariet og figuren viser, at der er relative stor variation i omkostningsspændet imellem de enkelte brændstoftyper. De foregående beregninger af biodiesel og biomethanol er inkluderet i figuren. De bagvedliggende data har en relativ stor spredning mellem i de tekniske specifikationer fra de forskellige kilder. Flere af de anvendte data er baseret på vurderinger af nyligt kommercialiserede teknologier, teknologimålsætninger, test fra laboratorieforsøg, samt data fra pilotprojekter. I delrapport 1 (Dansk Energi 2016a) diskuteres nogle af disse usikkerheder.

Figur 15 Produktionsomkostninger af flydende transportbrændsler



Figur 15 beregninger er med udgangspunkt i Klimascenariet. Teknologier hvor brint indgår i syntesen af brændslet er markeret med en blå stjerne. **Både 2. G Bioethanol (Maabjerg) og methanolisering af biogas er beregninger baseret på begrænset datavalidering,**

Kilde: Kilder indhentet af EA Energianalyse. Beregning af EA Energianalyse.

I Figur 15 som er baseret på klimascenariet, ligger omkostningsniveauerne inkl. distribution for størstedelen af biobrændslerne mellem ca. 175-240 DKK/GJ. Dette er en del over niveauet for fossile brændsler, der ligger på godt 100 DKK/GJ.

I WEO scenariet ligger de fossile brændsler på ca. 175 DKK/GJ, mens de grønne brændsler, med undtagelse af brændslerne baseret på brintsyntetisering, stort bevæger sig i samme spænd som i Klimascenariet. Biodiesel bliver som eneste brændstof billigere end de fossile i WEO-scenariet.

Overordnede konklusion for grønne brændstoffer

- Samfundsøkonomisk er de grønne brændsler generelt dyrere end de fossile brændsler.
- Biodiesel afviger dog ved at være billigere end fossile alternativer i WEO-scenariet.
- Syntetisering af grønne brændsler med brint er generelt dyrere end syntetisering uden brint. Årsagen er, at brint (med projektets brændselsprisforudsætninger) relativt er for dyrt ift. til biomasse
- Biomethanol baseret på brintsyntese er dog billigere end alternativet uden brintsyntese i klimascenariet.

4.3 Transport

Transportsektoren er en vigtig brik i den grønne omstilling. Som del af det overordnede projekt, "Kommercialisering af brintteknologier", har Dansk Energi tidligere udarbejdet rapporten, "Fremtidig vejtransport" (Dansk Energi 2015a), som er blevet præsenteret på et åbent seminar om grøn transport d. 24. juni. Analysen er siden blevet opdateret med projektets endelige scenarierammer samt beregninger af grønne brændstoffer.

Hovedformålet med analysen var at vurdere forskellige drivlinjeteknologiers kørselsøkonomi med henblik på at afdække de billigste samfundsøkonomiske løsninger inden for persontransport og tung transport. Sekundært var det at identificere centrale omkostningsparametre af betydning for køretøjernes konkurrenceevne. Endeligt var det at finde de billigste VE-transportløsninger under forudsætning af, at fossile brændsler ikke måtte benyttes i 2035 og fremefter.

For detaljeret indsigt opfordres til at læse rapporten om fremtidig vejtransport.

4.3.1 Metode, Analyseramme og forudsætninger

Med udgangspunkt i en komparativ økonomisk transportmodel⁶ er konventionelle og en række alternative drivlinjeteknologier inden for personbiltransport og tung transport omfattende lastbiler og busser blevet sammenlignet. Resultaterne præsenterer køretøjernes totale kørselsøkonomi udtrykt som nutidsværdi kørselsomkostning pr. kørt kilometer (kr./km) i nøgleårene 2015, 2020, 2035 og 2050.

Det er naturligvis forbundet med store usikkerheder at fremskrive relativt umodne teknologiers økonomiske og tekniske karakteristika til 2050. Der er derfor udført følsomhedsanalyser på centrale teknologiparametre såsom prisen på batteri for elbilen.

Indenfor persontransport er eldrevne, gasdrevne og brændselscelledrivlinjer samt kombinationer heraf sammenlignet indbyrdes og med konventionelle drivlinjer ved en normal kørselsmængde på 18.000 km årligt. Bilernes levetid er forudsat til 16 år, og for elbilen påregnes et batteriskift efter 8 år.

Indenfor lastbilssegmentet i tung transport er gasdrevne- og brændselscelledrivlinjer blevet sammenlignet med den konventionelle diesellastbil med et årligt kørselsbehov på 50.000 km. Indenfor bussegmentet er eldrevne-, gasdrevne-, brændselscelle- og hybridbusser sammenlignet internt og med den konventionelle dieselbus ved et årligt kørselsbehov på 80.000 km.

For persontransport er både de samfundsøkonomiske og de privatøkonomiske kørselsomkostninger analyseret. For tung transport er udelukkende udført samfundsøkonomiske beregninger.

Det er brændsels-, CO₂- og elpriserne, beskrevet i delrapport 1 (Dansk Energi 2016a), som er lagt til grund for beregningerne.

Samfundsøkonomi

De samfundsøkonomiske varmepriser inkluderer miljøeksternaliteter i form af emissioner, men er ikke justeret for nettoafgiftfaktor og skatteforvridningstab.

⁶ Udviklet af Dansk Energi

Der er således ikke inkluderet skatter og afgifter. I beregningerne er benyttet en kalkulationsrate på 4 %.

Privatøkonomi

I de privatøkonomiske beregninger er alle gældende afgifter og støtte (pr. marts 2015) inkluderet. Afgiftsregimet antages at være uændret fremadrettet. Der er i beregningerne antaget en PSO på 260 DKK/MWh i Klimascenariet og 130 DKK/MWh i WEO2015-scenariet. Det antages, at afgiften på brintproduktion svarer til gældende elafgift. Den privatøkonomiske lånerente er sat til 4,5 %. Der er ikke inkluderet eksternalitet i de privatøkonomiske beregninger.

4.3.2 Billigste grønne persontransport

De nyere drivlinjeteknologier er inde i en rivende udvikling. Ikke alene forbedres bilernes effektivitet – teknologierne bliver også hele tiden billigere. I **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet.** er kørselsomkostninger for en række drivlinjer illustreret. I figuren er alle resultater baseret på, at drivlinjerne kører på VE-brændsler. Det ses at elbiler, el-hybrid, gasbilen og brintbilen reducerer sine kørselsomkostninger væsentligt mod 2035 og 2050. Det gælder i mindre grad for de konventionelle forbrændingsmotorer, hvor der ikke forventes de store omkostnings-reduktioner i drivlinjen.

I Dansk Energi (2015) fremgår det, at kapitalomkostningen samt drift og vedligehold udgør en betydelig del af de samlede kørselsomkostninger. Dette gør sig specielt gældende for de nyere drivlinjer med høje energieffektiviteter, mens brændstofsomkostning udgør noget mere for de konventionelle drivlinjer.

Generelt kan man sige, at kørselsomkostninger for de nyere drivlinjer drives ned af reduktion i kapitalomkostningerne, mens det for de konventionelle drivlinjer er billigere grønne brændstoffer, som driver kørselsomkostningen ned.

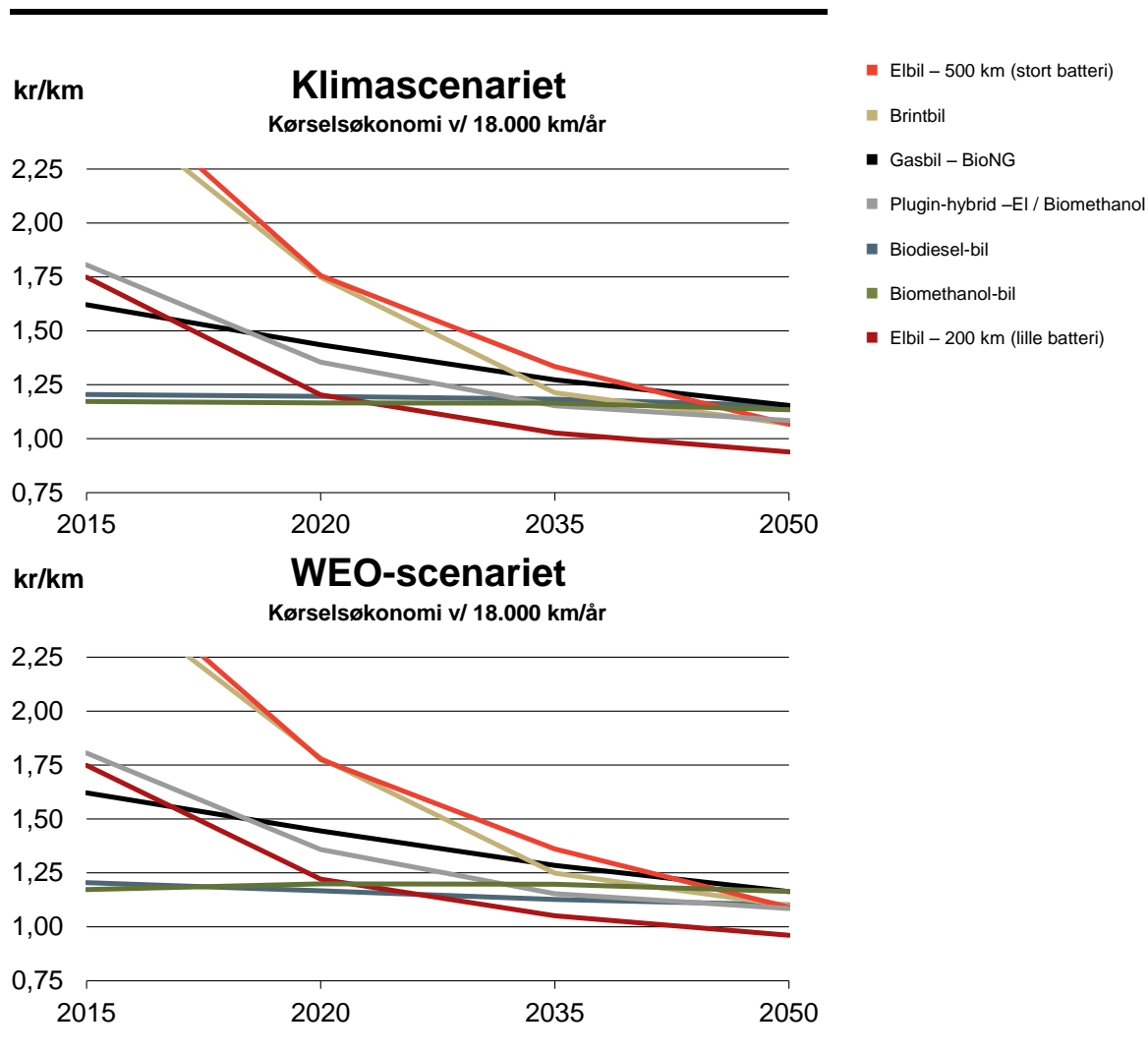
Eftersom bilernes kapitalomkostninger har stor betydning for den samlede kørselsøkonomi (kr/km) medfører øgede brændselspriser fra Klima til WEO ikke væsentligt ændring i forholdet mellem teknologierne kørselsøkonomi.

I Klimascenariet i 2035 kan man ikke umiddelbart sige hvilket alternativ af de rene VE-løsninger, der er billigst. Både de konventionelle biler på biobrændsler, el-hybrid, brintbilen og elbilen konkurrerer indbyrdes fra 2035 og frem. Elbilen er i 2035 konkurrencedygtig med en rækkevidde på op til 350 km.

Hvis man tillod fossile brændstoffer i persontransporten, ville de samfundsøkonomiske kørselsomkostningerne for de konventionelle drivlinjer ca. reduceres med godt 10 øre/km eller ca. 2000 kr. om året. Ved denne forudsætning vil kun elbilen med en rækkevidde på 200-300 kunne konkurrere med de fossilbaserede transportformer.

I WEO-scenariet er omkostningerne til el- og brintproduktion højere. Det betyder, at brintbilen, elbilen og el-hybriden stilles en smule dårligere. Biomethanol holder stort set prisen, mens omkostningen til at producere biodiesel falder. I WEO-scenariet konkurrer biodiesel-bilen, el-hybridbilen og elbilen (op til 300 km rækkevidde) om at være billigste alternativ.

Figur 16 Kørselsomkostninger for grøn persontransport mod 2050

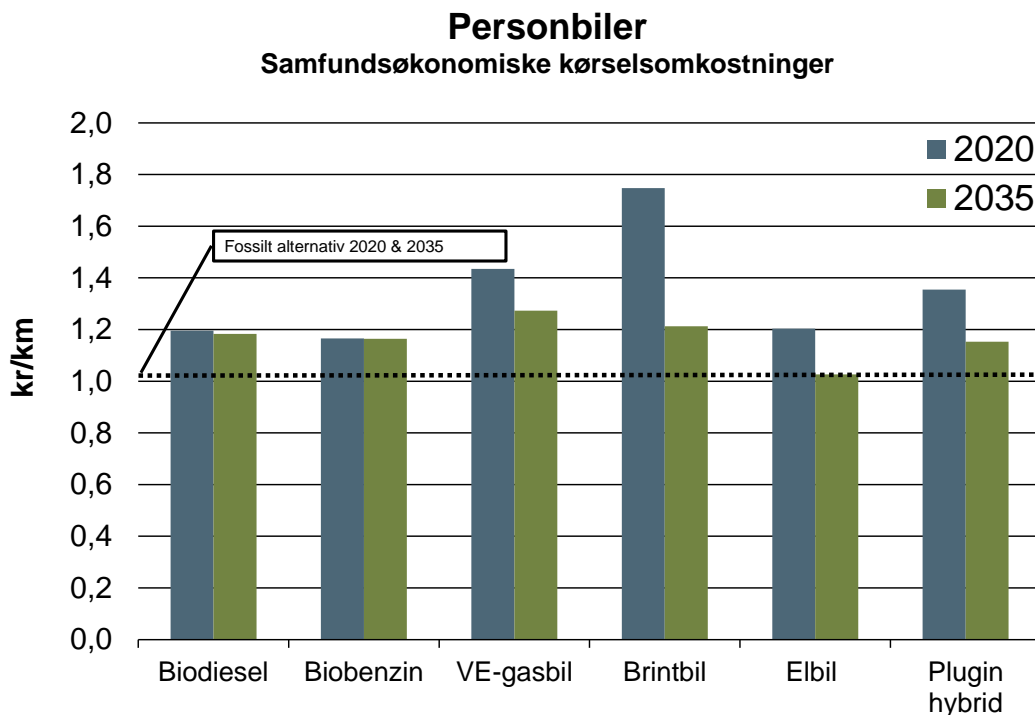


Figur 16 Kørselsomkostninger for brintbiler, elbiler, gasbiler, konventionelle biler med forbrændingsmotor, samt plugin-hybrid er vist for henholdsvis Klima og WEO scenariet. Gas og flydende brændsler er grønne brændsler baseret på billigste alternativ, dvs. uden brint-tilsætning.

Kilde: Beregninger ved Dansk Energis transportmodel. Input baseret på nærværende projektdata.

I figuren nedenunder er der fokuseret på resultaterne for 2020 og 2035 for Klimascenariet. Desuden er tilføjet omkostningen til det fossile alternativ (benzinbil).

Med en positiv forventning til teknologiudvikling og omkostningsreduktioner, dvs. for brintbilen reduktion i brændselscelle-omkostningen, ser det først ud til brint kan blive konkurrencedygtig med gas- og flydende brændsler hen mod 2035, mens elbiler (200 km batteri) og fossilt alternativt fortsat er billigere.



Samfundsøkonomiske omkostninger til persontransport (18.000 km/år) for en række teknologier.

I **Figur 17** er vist en tabel, hvor det fremgår hvor meget brint må koste, hvis den skal være konkurrencedygtig. I tabellen sammenlignes med elbiler, fossilebaserede persontransport og både privatøkonomiske og samfundsøkonomiske resultater er listet. Som sammenligningsgrundlag er der i bunden af tabellen præsenteret statiske brintprisberegninger baseret på analysearbejdet i Energibærer-rapporten (Dansk Energi 2016). Resultaterne viser, at brintbilen ikke i et samfundsøkonomisk perspektiv kan konkurrere ved forudsætninger, hvor der ikke stilles krav om fossilfrihed i transporten.

I privatøkonomisk kontekst er elbilen og særligt brintbilen begunstiget under det nuværende afgiftssystem, som overvejende baseres på energieffektivitet. Hvis nuværende afgifter (pr. 1.4.2016) på bilregistrering og brændstoffer fastholdes, indikerer resultaterne, at brintbilen og elbilen med en rækkevidde på knap 350 km, vil være de billigste alternativer i både Klima og WEO scenariet. I beregninger er endvidere forudsat, at brint afgiftsbeligges på niveau med nuværende elafgift. Resultaterne er naturligvis forudsat, at de teknologiske forventninger indfries.

Figur 17 Brintbilens konkurrenceevne i 2035

Brintpris for at være konkurrencedygtig med alternativer				
DK/GJ	Klimascenariet		WEO2015 scenariet	
	Samfundsøkonomi	Privatøkonomi	Samfundsøkonomi	Privatøkonomi
Elbil (200 km)	Ikke muligt	Ikke muligt	Ikke muligt	Ikke muligt
Benzinbil	Ikke muligt	270	80	380
Dieselbil	Ikke muligt	720	120	940
Gasbil	Ikke muligt	635	100	750
Plugin hybrid bil	35	320	120	400
Elbil (500 km)	440	830	480	890
Scenarie brintpris	194	283	253	300

Figur 17 I figuren ses hvor meget brint må koste for at brintbilen kan være konkurrencedygtig i 2035. Bemærk at sammenligningen er baseret på fossile brændstoffer,

Kilde: Beregninger ved Dansk Energis transportmodel

I analysen er CO₂-priserne fra IEA's new policy scenarie (IEA 2015) lagt til grund for analysen. Dette er en noget højere CO₂-pris end den, som handles under nuværende ETS-system (maj 2016). I afsnit 4.1.3 blev en følsomhedsanalyse af CO₂-prisens indvirkning på elprisen vist. En følsomhedsanalyse af CO₂-prisens påvirkning af konkurrenceforholdet mellem de forskellige drivlinjer i persontransporten viste at CO₂-prisen har begrænset betydning for drivlinjernes indbyrdes konkurrence, da skadesomkostningen for CO₂ udgør en relativt beskeden del ift. De store omkostninger som f.eks. kapitalomkostning, drift og brændselsudgifter.

2035-resultaterne for persontransporten kan opsummeres til:

- Den primære betydning for drivlinjernes konkurrenceevne er basalt set deres kapitalomkostning
- CO₂-prisen har begrænset betydning for drivlinjernes indbyrdes konkurrence

Samfundsøkonomi:

- I Klimascenariet konkurrerer brintbilen, elbilen (350 km), plugin-hybriden samt de konventionelle biler på biobrændstoffer indbyrdes i 2035
 - *Brint indgår ikke i synteseproces af billigste biobrændstoffer*
- Elbil med lille batteri billigst, men begrænset rækkevidde (200 km)
- I WEO-scenariet er plugin-hybriden, elbilen (300 km) og biodieselbilen billigste alternativer.
 - *Brint indgår ikke i synteseproces af billigste biodiesel*

Privatøkonomi

- Resultaterne viser, at brintbiler, med undtagelse af den mindre elbil, bliver den billigste privatøkonomiske løsninger.
- Generelt er dog både brintbilen, el-hybrid, elbilen (300 km) og biomethanolbilen billige løsninger.

4.3.3 Brintpotentialet i den tunge transport

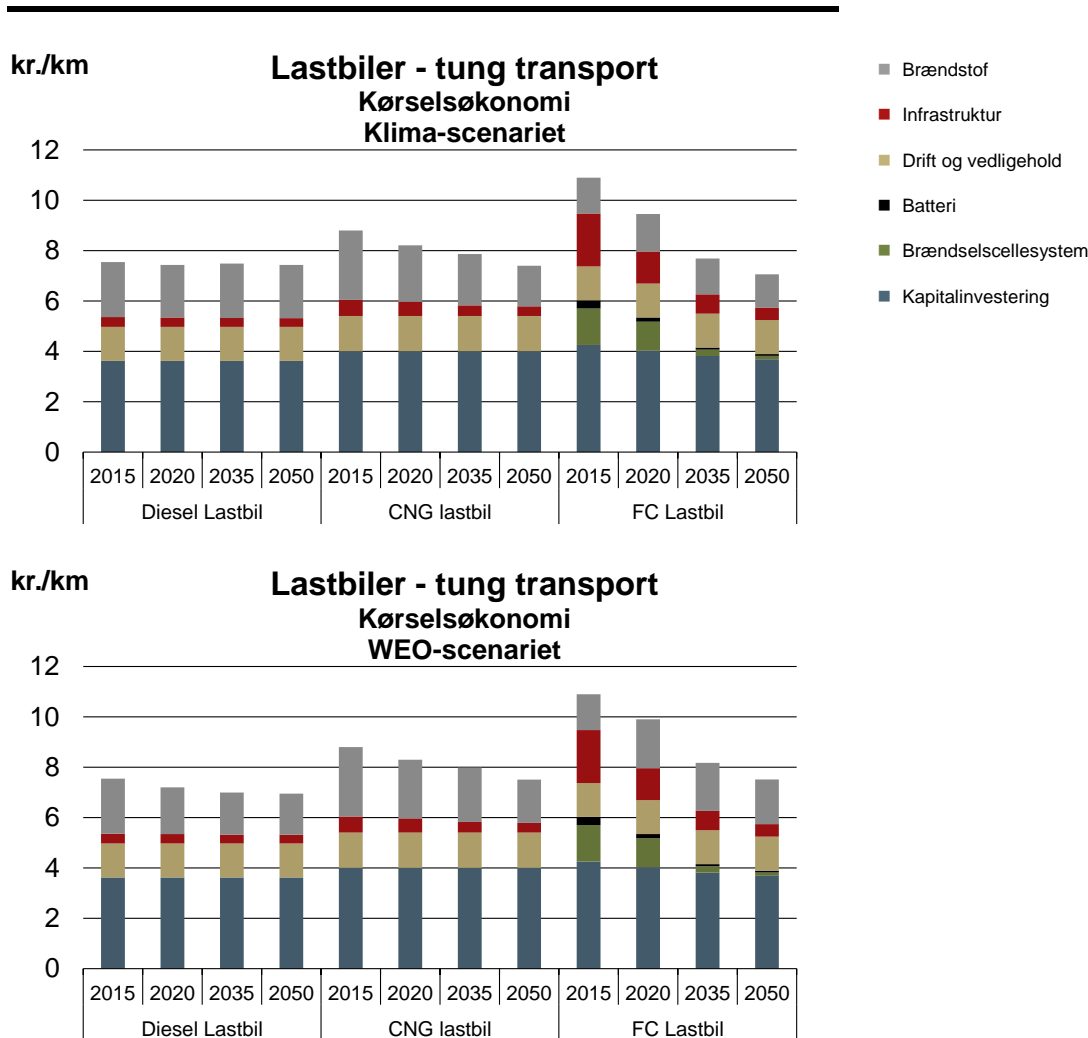
I projektet er modelleret og analyseret 3 forskellige drivlinjer indenfor distributionslastbilssegmentet og indenfor bussegmentet er analyseret 5 drivlinjer.

Karakteristisk for den tunge transport er, at der flyttes mange kilo rundt på vejene. Dette influerer naturligvis energiforbruget og dermed kommer udgifterne knyttet til brændselsomkostningerne generelt til at fylde en større andel i økonomien for denne type af transporten. Det betyder også, at energieffektivitet for de enkelte drivlinjer får en større betydning for konkurrencedygtighed. Lykkedes det derfor på sigt at bringe kapitalomkostningerne for de nyere drivlinjer, el og brint, ned til et enslydende niveau som de konventionelle drivlinjer, er det selvsagt prisen på brændstof samt energieffektiviteten, der kommer til at afgøre hvilken teknologi, der bliver billigst.

Lastbiler

I **Figur 18** er det tydeligt, at forventningen til omkostningsreduktioner i brændselscellesystemet betyder, at brintlastbilen mod 2035 begynder at kunne konkurrere i Klimascenariet. I **Figur 18** er der i beregningerne forudsat at både diesellastbilen og gaslastbilen kører på grønne brændstoffer. Eventuelle positive såvel som negative eksternaliteter er inkluderet i brændstofsomkostningen (ref. til brændselsafsnit). I klimascenariet ligger kørselsomkostningerne så tæt, at det grundet usikkerheder, ikke er muligt at foretage en skarp konklusion af hvilken af de drivlinjer, der er billigst i 2035. Mod 2050 tegner der sig et billede af, at brintlastbilen kunne blive billigst alternativ i dette scenarie.

Figur 18 Kørselsomkostninger for lastbiler



Figur 18 I figuren er illustreret kørselsomkostninger for distributionslastbiler i Klima- og WEO-scenariet.

Kilde: Beregninger ved Dansk Energis transportmodel

I WEO-scenariet udfordres brintlastbilens konkurrenceevne pga. af de højere brintpriser. Da biodiesel i dette scenarie (jf. afsnit om brændstoffer) er markant billigere end andre grønne drivmidler er biodiesellastbilen billigste alternativ nu og mod 2050. Det er en forudsætning for den billigere biodieselpri, at biproduktion af biobenzin afsættes til en pris modsvarende prisen for fossilt benzin i dette scenarie. Hvis indtægter fra biobenzin ikke inkluderes i biodieselmkostningen, så ligger løsninger næsten på niveau og det er således vanskeligt at udvælge billigste løsning.

Under den præmis at fossile brændstoffer tillades i scenarierne, vil brintlastbilen ikke kunne konkurrere med nogen af alternativerne i Klimascenariet, men ville dog være på niveau med diesellastbilen i WEO-scenariet fra 2035. Gaslastbilen ville inkl. eksternalitetsomkostninger være den billigste samfundsøkonomiske distributionslastbil i begge scenarier.

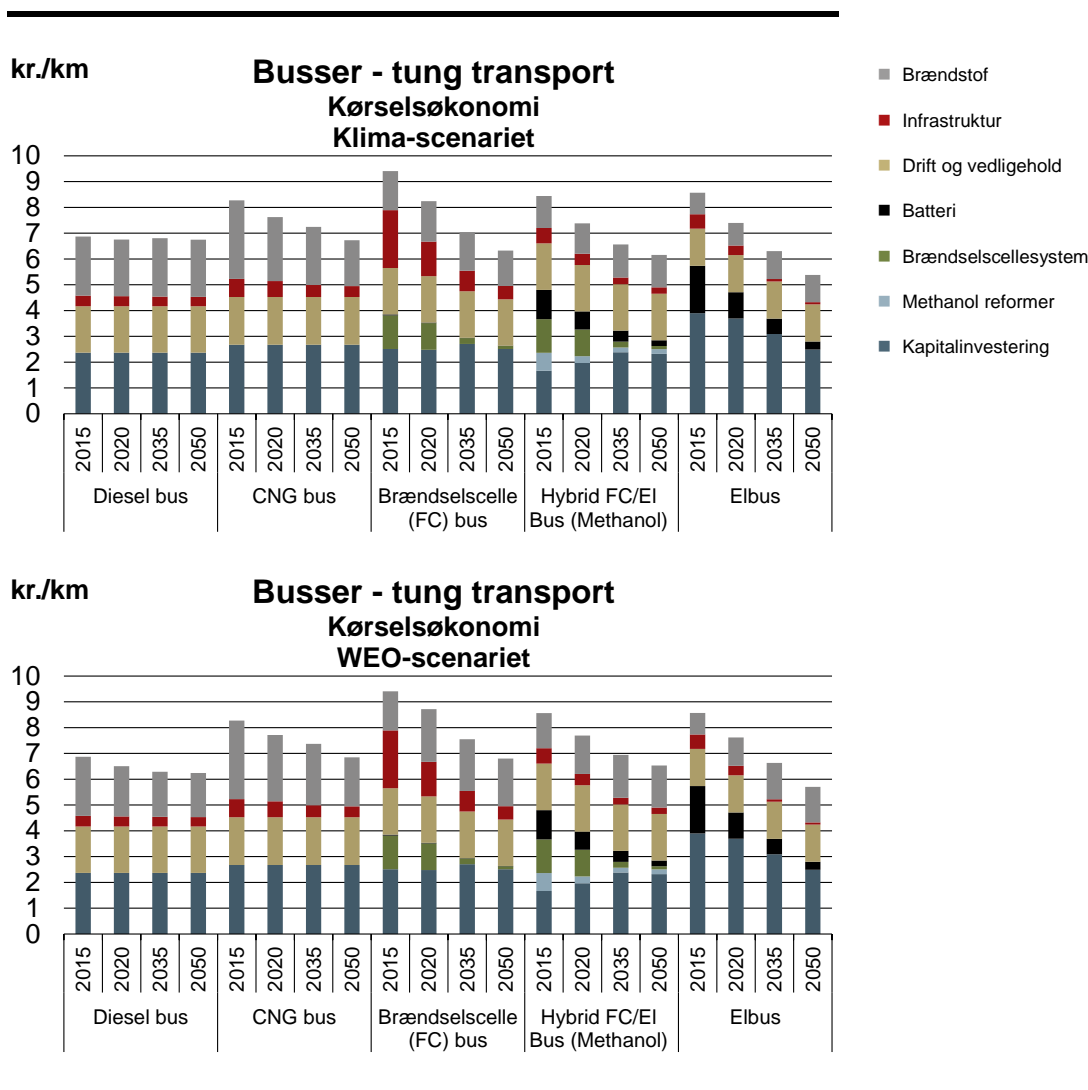
2035-resultaterne for lastbilsektoren kan opsummeres til:

- I Klimascenariet ligger de forskellige alternativer så tæt ved hinanden, at man ikke kan pege på hvilken teknologi, der er billigst.
- Biodiesellastbilen er billigst i WEO scenariet
 - *Brint indgår dog ikke i synteseproces af billigste biodiesel*
- Hvis forudsætningen for biodiesel ikke indfris, bliver bioSNG-lastbilen og brintlastbilen begge mulige alternativer i 2035.

Busser

Ligesom i persontransporten og lastbilsegmentet er kapitalomkostningen den største udfordring for de nye drivlinjer i bussektoren.

Figur 19 Kørselsomkostninger for busser



Figur 19 I figuren er illustreret kørselsomkostninger for busser i Klima- og WEO-scenariet.

Kilde: Beregninger ved Dansk Energis transportmodel

I Klimascenariet (jf. **Figur 19**) bliver elbussen, brintbussen og hybrid-brændselscellebussen dog allerede billigere i 2035 end de konventionelle busser på bio-brændstoffer. Hvis forudsætningerne holder bliver elbussen mod 2050 dog absolut det billigste alternativ.

I WEO-scenariet bliver brintbussen, elbussen og hybrid-brændselscellebussen dyrere, mens dieselbussen bliver billigere. Det billigere biodiesel i WEO-scenariet, reducerer kørselsomkostningerne for biodieselbussen, men det forudsat, at biproduktionen af biobenzin kan afsættes på markedsvilkår. I dette scenarie bliver brændselscellebusserne relativt for dyrere i forhold til alternativerne. Elbussen kan også først konkurrere med biodieselbussen i 2050.

Af overstående kan konkluderes, at brintbussen i et lavprisscenarie vil bedre konkurrenceevnen, men at brintbussens konkurrencemæssige situation samtidig er mindre robust ved udsving i brændselsprisforudsætningerne.

Hvis brintbussen skal være et reelt alternativ i bussektoren, så skal der opnås yderligere og hurtigere reduktioner i kapitalomkostning og energieffektivitet end allerede forudsat.

Afslutningsvist skal nævnes, at i et scenarie uden forbud af fossile brændsler, så ville naturgasbussen være det samfundsøkonomiske billigste alternativt i bussektoren. Dette er inklusiv eksternaliteter.

2035-Resultaterne for bussektoren kan opsummeres til:

- Elbus og hybrid-brændselscellebussen (Methanol) billigst i Klimascenariet
- Biodieselbus billigst i WEO scenariet
 - *Brint indgår dog ikke i synteseproces af billigste biodiesel*
- Brintbus relativt dyrere end alternativer,
 - *Brintbus mindre robust ift. til højere brændselspriser*
 - *Yderligere og hurtigere reduktion i pris og D&V nødvendig, hvis brintbussen skal være blandt de billigste løsninger*
- Gasbussen kan ikke konkurrere på bionaturgas i nogen af scenarierne.
 - *BioSNG er uden anvendte forudsætninger for dyrt et brændstof i denne sektor*

4.3.4 Samlede Konklusioner ift. til transport

Overordnede konklusioner

Persontransport

Uden 100 % VE-politik

- Få VE-alternativer kan konkurrere med fossile alternativer. Elbilen med mindre rækkevidde kan og biodiesebilen kan i WEO-scenariet

Ved 100 % VE-politik

- I lav-prisscenariet (Klima) kan brintbilen blive samfundsøkonomisk attraktiv fra 2035
- Fastholdes nuværende afgiftsregime er **brintbilen billigste privatøkonomisk løsning** (med undtagelse af elbil med lille batteri)
- I Klimascenariet er biomethanolbilen (baseret på brint) blandt de billigste løsninger
- Samfundsøkonomisk er det dog generelt ikke attraktivt at anvende brint i synteseproces til produktion af bio-brændstoffer.
- Eneste konkurrencedygtige biobrændstoffer, hvor brint indgår, er således **biomethanol** - (men kun i Klimascenariet)

Tung Transport

- Brint får begrænset rolle i tung transport i 2035. På sigt potentiale for brintlastbil.
- Biodiesel attraktivt, men brint indgår ikke i fremstillingsprocessen af den billigste biodiesel.
- **Methaniseret** biogas er ikke økonomisk attraktiv i den tunge transport

4.4 Individuel opvarmning:

Som led i projektets vurdering af fremtidige brintteknologier er en økonomisk analyse af forskellige individuelle opvarmningsteknologier udført i et tidsperspektiv mod 2050. Relevante varmeløsninger i danske gasforsynede områder samt "varmeområde 4" blevet undersøgt, men særligt var formålet at vurdere mikrokraftvarmes potentiale i den individuelle opvarmning. I Danmark er mikro-KV ikke udbredt kommercielt og har overvejende været installeret i forbindelse med demonstrationsprojekter. Der findes kommercielle aktører, som sælger mikro-KV på markeder i Europa og Japan.

En økonomisk komparativ model blev udviklet til at afdække teknologiernes indbyrdes omkostningsforhold og til at vurdere det fremadrettede potentiale for Mikro-kraftvarme baseret på brændselscelleteknologierne, PEM og SOFC. I beregninger anvender PEM-teknologien brint (el) til varmeproduktion, mens SOFC fødes med naturgas.

I analysen er der både beregnet samfundsøkonomiske og privatøkonomiske varmepriser.

Beregningsmetode:

I analysen beregnes balance varmepriser i nøgleårene: 2015, 2020, 2035 og 2050. Balancevarmepriser er regnet som:

$$\frac{\sum_{j=1}^n (C_j \times (1+r)^{-j})}{\sum_{j=1}^n (1+r)^{-j}}$$

hvor C er omkostningerne, r er den samfundsøkonomiske kalkulationsrente (eller aktuel lånerente for privatøkonomisk beregning), n er afskrivningshorisont og j er beregningsåret.

Balancepriserne er således udtryk for nutidsværdipriser i nøgleårene 2015, 2020, 2035 og 2050. Varmepriserne er beregnet som 2015-priser.

4.4.1 Analyseramme og forudsætninger

Brændsels-, CO₂- og elpriserne, der er lagt til grund for beregningerne, er baseret på Klima- og WEO-scenariet, beskrevet i delrapport 1 (Dansk Energi 2016a).

Tages udgangspunkt i kravene i bygningsreglementet kommer fremtidens bygninger til at bruge mindre varme. Dette gælder både den nye boligmasse, samt den eksisterende boligmasse. I beregningerne er løbende energibesparende tiltag i ny og eksisterende boligmasse derfor medtaget. At de nye bygninger bruger mindre varme, stiller nye krav til opvarmingsløsningerne. Dels øges kravene til kapitalomkostninger, som skal være billigere og dels betyder forbedringer af virkningsgraden mindre, da energibehovet generelt reduceres.

Mikrokraftvarme kan udover egen produktion af varme og el også sælge el på nettet og bidrage til det samlede elsystem. Denne merværdi af elsalg er inkluderet i analysen og får relativt en større og større betydning for økonomien i mikrokraftvarme mod 2050. El produceret til eget forbrug

værdisættes som den fulde elomkostning, dvs. elspot inkl. netomkostninger, netto eksternaliteter, PSO og afgifter alt afhængigt af om det er samfundsøkonomiske- eller privatberegninger. I de privatøkonomiske beregninger værdisættes el tilført nettet kun til den rene elspotpris, dvs. eksklusiv netomkostninger og afgifter.

Samfundsøkonomi

De samfundsøkonomiske varmepriser inkluderer miljøeksternaliteter i form af emissioner, men er ikke justeret for nettoafgiftfaktor og skatteforvriddningstab. Der er således ikke inkluderet skatter og afgifter. I beregningerne er benyttet en kalkulationsrate på 4 %.

Privatøkonomi

I de privatøkonomiske beregninger er alle gældende afgifter og støtte (pr. marts. 2015) inkluderet. Den privatøkonomiske lånerente er sat til 4,5 %. Der er ikke inkluderet eksternalitet i de privatøkonomiske beregninger.

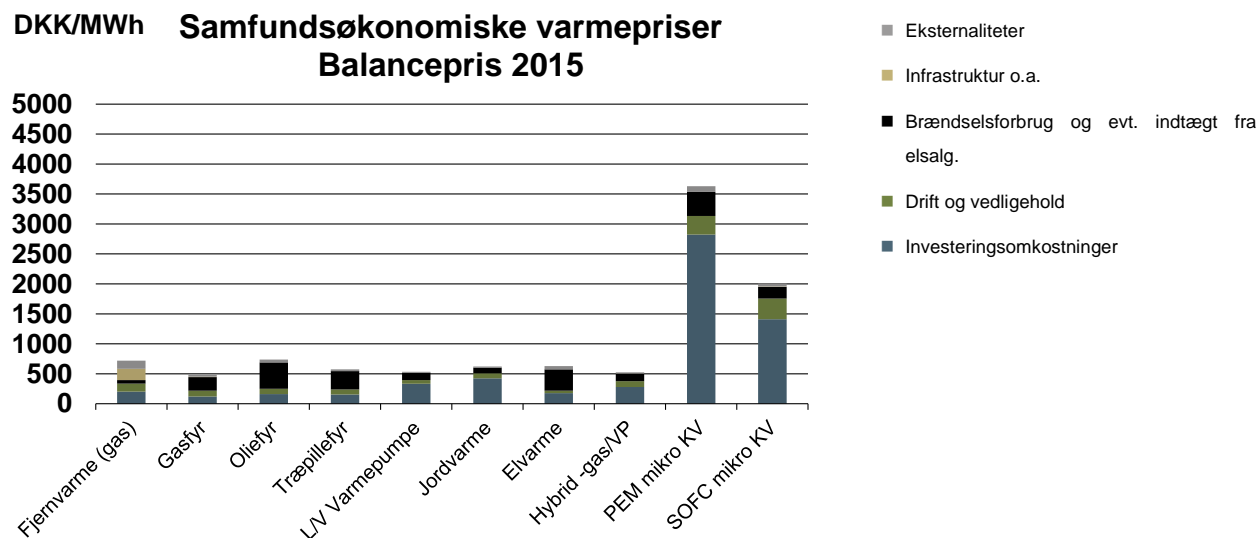
4.4.2 Mikrokraftvarmes potentiale

I **Figur 20** er de samfundsøkonomiske varmepriser vist for en række kommercielle varmeløsninger i 2015. Disse er sammenlignet med Mikro-KV baseret på PEM og SOFC. Varmeprisen viser priserne pr. MWh varme pr. år. Beregninger er baseret på et gennemsnitligt parcelhus (eksisterende boligmasse) med et varmeforbrug på 18,1 MWh om året.

Som det fremgår af figuren er mikro-kraftvarmeløsningerne markant dyrere end de andre tilgængelige varmeløsninger. Meget høje kapitalomkostninger samt høje drift- og vedligeholdelses omkostninger er de væsentligste årsager til at mikrokraftvarme er dyre end alternativerne. Kapitalomkostningerne for PEM mikrokraftvarme er næsten dobbelt så dyr som SOFC mikrokraftvarme, men drift og vedligehold er en smule billigere.

PEM løsningen i **Figur 20** er baseret på el, hvilket er medvirkende til de relative høje brændselsomkostninger. Beregningen er baseret på gennemsnitlige årlige elpriser, hvor det groft antages, at el forbruges, når elprisen er 20 % lavere og el produceres, når elprisen er 20 % højere end den årlige gennemsnitspris. Den forudsætning er baseret på en forudsætning om, at brint lagres lokalt. Det er sandsynligt, at anlæggene ved fleksibel drift kan optimere driften ift. elpriser en del mere, men selv hvis elprisen blev optimeret +/- 75 % afhængigt af forbrug/produktion, så ville PEM anlægget ikke kunne bringe energiomkostningen ned på niveau med varmepumpen.

Figur 20 Samfundsøkonomiske varmepriser i Klimascenariet



Figur 20 Varmepriser for en række opvarmingsløsninger i Klimascenariet i 2015. Mod 2050 forberedes mikro-KV markant ift. virkningsgrad og omkostningsreduktioner. Beregningerne inkluderer emissions eksternaliteter og medtager ikke afgifter og evt. støtte. Eksternaliteter for elforbruget er baseret på den marginale produktion.

Kilde: Projektets energiteknologikatalog (PBB 2016). Beregninger udført af Dansk Energi.

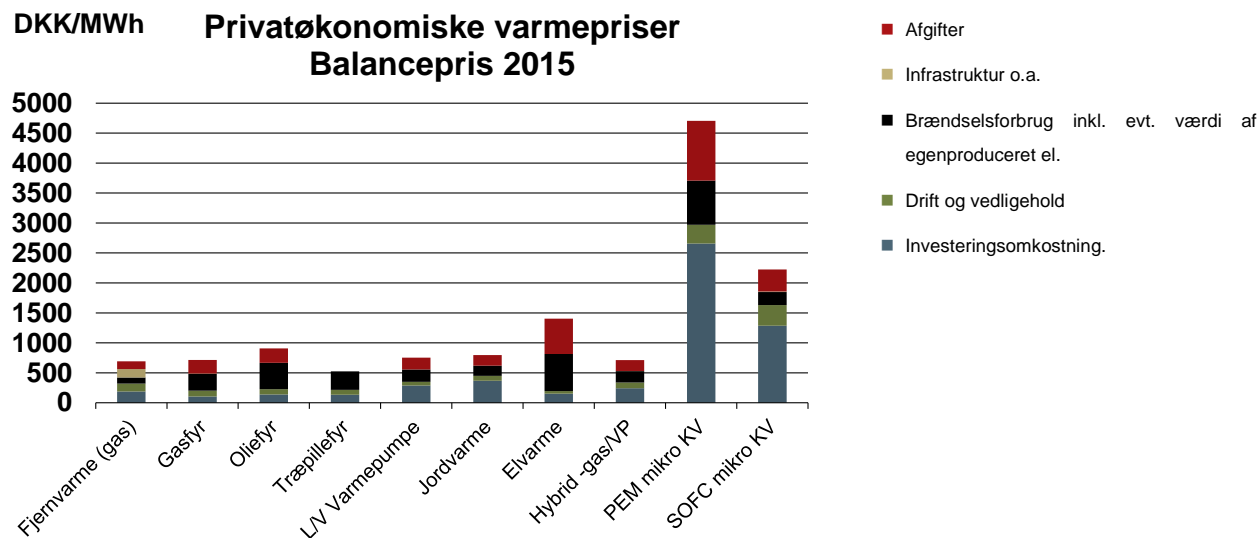
I **Figur 21** ses de privatøkonomiske varmepriser. Det fremgår, at mikro-kraftvarme også privatøkonomisk er meget dyrere end de alternative opvarmingsløsninger. El- og gasprisomkostningen udgør en større andel i de privatøkonomiske beregninger. Dette skyldes, at hele infrastrukturomkostningen samt mark-up slår igennem i de privatøkonomiske beregninger. I de samfundsøkonomiske beregninger betragtes en del af gas- og elinfrastrukturen som sunk cost. PEM mikro-kraftvarme og elvarme rammes forholdsvis hårdere på afgiftssiden, da elvarmeafgiften er relativt højere end de andre energiafgifter.

Da resultaterne illustrerer varmeomkostningen for et gennemsnitligt parcelhus i den eksisterende boligmasse, er det værd at bemærke, at et nyere hus eller en lejlighed, vil have et mindre varmeforbrug at afskrive investeringsomkostninger over. Dette betyder, at de investeringstunge løsninger, som mikro-kraftvarme, vil blive markant dyrere på MWh_{varme} for disse boligtyper.

Når varmepriserne anskues i forhold til den forventede teknologiudvikling og brændselsprisudvikling mod 2050, så viser **Figur 22**, at de gængse varmeløsninger ikke opnår markante reduktioner fremadrettet. Tværtimod stiger omkostninger for alle disse løsninger pga. faldende varmebehov og en smule højere brændselspriser. Mikro-kraftvarme derimod falder ganske betragteligt, som resultat af relativt store omkostningsreduktioner i investeringsomkostning samt drift og vedligehold. En bedret total virkningsgrad bidrager ligeledes til omkostningsreduktionerne. Forventningen til PEM mikro-kraftvarme er, at investeringsomkostningerne reduceres med 57 % fra 2015 til 2020. Investeringsomkostningerne for SOFC mikro-kraftvarme

reduceres kun tilsvarende 26 % i samme periode. Fra 2020 til 2035 reduceres begge mikrokraftvarme teknologierne med ca. 26 %.

Figur 21 Privatøkonomiske varmepriser i Klimascenariet

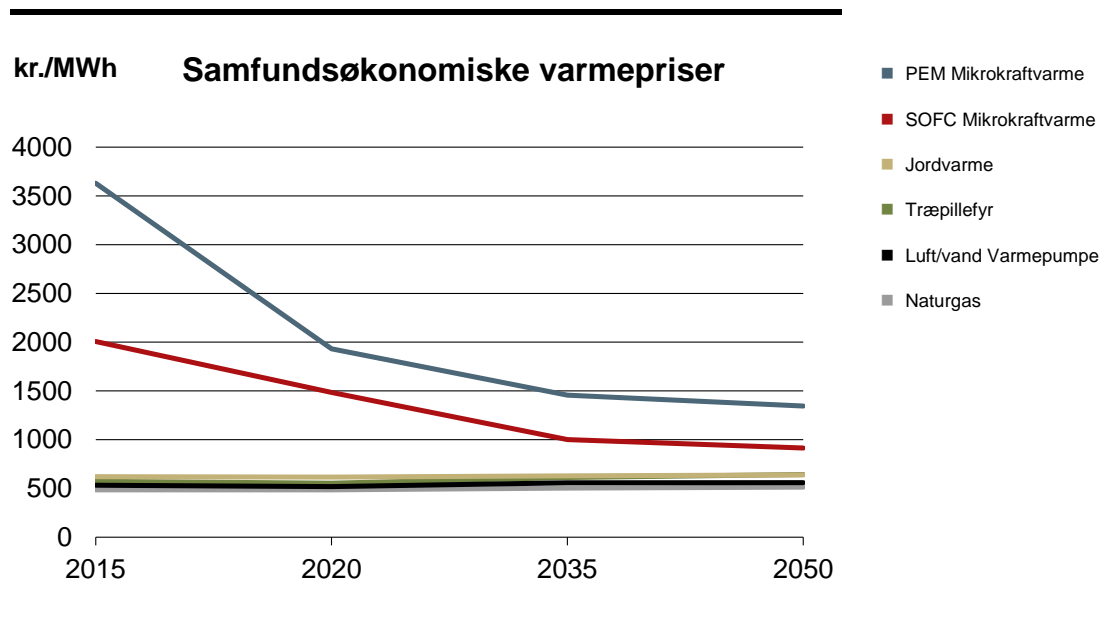


Figur 21 Privatøkonomiske varmepriser for en række opvarmingsløsninger i Klimascenariet 2015. Det ses at elafgiften pt. udgør en stor andel af brændslet for de elbaserede løsninger som PEM mikrokraftvarme. Generelt udgør investeringsomkostningen relativt meget af mikro-KV anlæggene. For mikro-KV udgør afgifter relativt meget ift. til brændselsandelen i grafen. Dette skyldes at værdien af egenproduktion af el er inkl. i brændselsomkostningen.

Kilde: Projektets energiteknologikatalog (PBB 2016). Beregninger udført af Dansk Energi.

Selvom mikrokraftvarme-teknologierne opnår disse betragtelige omkostningsreduktioner mod 2035, opnår de blot at sænke deres varmeomkostninger til det dobbelte niveau af de alternative opvarmingsløsninger.

Figur 23 illustrerer niveauer for omkostningsreduktionerne af SOFC mikrokraftvarme mod 2050. Det ses, at det overvejende er reduktioner i investeringsomkostninger og D&V, der driver varmeprisen ned. I figuren sammenlignes varmepriserne i 2050 mellem SOFC mikro-KV og luft/vand varmepumpen. Det ses, at de mikrokraftvarme skal reducere sine samlede omkostninger med 44 %, hvis løsningen skal kunne konkurrere med luft/vand varmepumpen. Det svarer til et behov for at investerings- og D&V-omkostninger reduceres med yderligere 54 %.

Figur 22 Samfundsøkonomiske varmepriser mod 2050

Figur 22 Udviklingen i varmepriser for udvalgte varmeløsninger. Baseret på brændsels- og elpriser fra Klimascenariet.

Kilde: Projektets energiteknologikatalog (PBB 2016). Beregninger udført af Dansk Energi.

4.4.3 Konklusion

Helt overordnet indikerer resultaterne, at Mikro-kraftvarme får en meget begrænset rolle i individuel opvarmning.

SOFC forventes at være billigere end PEM teknologien, men ingen af mikro-kraftvarmeløsningerne vurderes attraktive i et samfundsøkonomisk perspektiv under de gældende forudsætninger. Selv under antagelse om, at investerings-, drift- og vedligeholdelseskostninger reduceres til et niveau svarende til luft/vand varmepumpen ville mikro-kraftvarme knap kunne konkurrere pga. den højere virkningsgrad.

Privatøkonomisk ser mikro-kraftvarme ligeledes ud til at have et begrænset potentiale, hvis det underligges gældende afgiftssystem uden nogen form for støtte.

Kritiske parametre for SOFC-teknologien

Hvis teknologien skal slå igennem kommercielt i en Dansk Energisystem kontekst, så er det afgørende, at der opnås betragtelig reduktion i investeringsomkostning og D&V. Det er således ikke nok, at den forventede udvikling indfris. Der skal opnås yderligere omkostningsreduktion for at konkurrere med alternative varmeløsninger.

At gasprisen eventuelt bliver lavere end forudsat, er i sig selv ikke nok til at SOFC kan opnå konkurrencedygtighed.

Pga. teknologiens relative høje investeringsomkostninger bliver varmegrundlaget afgørende for løsningen konkurrencedygtighed. Jo højere varmegrundlag desto bedre konkurrencedygtighed.

Et teoretisk eksempel, hvor SOFC mikrokraftvarme kunne konkurrere i 2050, kunne være en kombination af en lavere gaspris, en markant højere elpris og et højt varmeforbrug. Faktisk skulle gasprisen halveres, elprisen tredobles og varmegrundlaget øges med 25 % før SOFC mikrokraftvarme ville være konkurrencedygtigt samfundsøkonomisk.

Kritiske parametre for PEM-teknologien

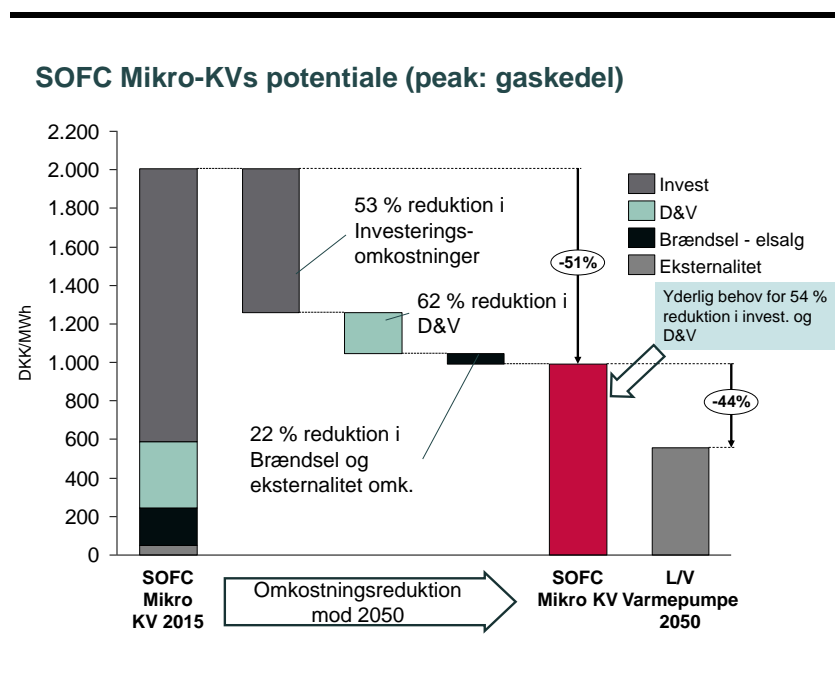
Som for SOFC-teknologien er det ikke nok, at den forventede udvikling bliver indfriet – Der skal opnås yderligere omkostningsreduktion i PEM investeringsomkostninger samt D&V for at konkurrerer.

Det er relativt omkostningsfuldt at producere brint ved gennemsnitlige elspotpriser, men selv ved meget lav elpris eller gratis elpris, så kan PEM ikke konkurrere med alternativerne.

Som for SOFC betyder de relativt høj investeringsomkostninger, at varmegrundlaget bliver afgørende for løsningen konkurrencedygtighed.

Med de nuværende forventninger til teknologiske forbedringer kan der ikke stilles et teoretisk eksempel op, som kan konkurrere med de billigste løsninger. Selv med meget høje elpriser og markant øget varmegrundlag er det ikke muligt.

Figur 23 Omkostningsreduktioner for SOFC mikrokraftvarme mod 2050



Figur 23 Udviklingen i omkostninger for SOFC mikrokraftvarme i klimascenariet.

Kilde: Projektets energiteknologikatalog (PBB 2016). Beregninger udført af Dansk Energi.

Overordnede konklusioner

- SOFC vurderes til at have bedre potentiale end PEM teknologien
- Mikro-KV forventes ikke under antagende forudsætninger at opnå konkurrencedygtighed ift. alternative varmeløsninger og ser derfor ud til at få et meget begrænset potentiale i individuel opvarmning.
- Reduktion i investeringsomkostning, samt D&V er kritiske parametre
- Øget varmegrundlag bedrer konkurrenceevnen

Privatøkonomisk

- Selskabsøkonomisk har mikro-KV et begrænset potentiale, hvis det underligges gældende afgiftssystem uden nogen form for støtte

4.5 Brint og brintteknologiernes rolle i fremtidens energisystem

Brint og brintteknologierne går under nærværende scenarieforudsætninger og forventninger til teknologiudvikling en vanskelig fremtid i møde. Grundlæggende er tabet ved energikonvertering fra en energibærer, el, til en anden energibærer, brint, en omkostningsfuld proces, som skal modsvares af værdiskabelse, skabt andre steder i energisystemet. Indlysende værdiskabelse kunne være lagring af energi fra de fluktuerende vedvarende energikilder, som så kunne bruges til at generere el ved knaphed eller til at optimere produktion af biobrændstof.

Imidlertid har en erkendelse i projektet været, at energikonverteringsprocessen fra el til brint til el er forholdsvis omkostningsfuld i systemsammenhæng, da der er billigere måder at balancere energisystemet på. I imidlertid viste simuleringer i Balmorel, ved antagelse om brintefterspørgsel i andre sektorer, at modellen valgte at investere i reversibel elektrolysekapacitet (brændselscelledrift) i højpris-scenarierne. I WEO-scenarierne er der højpristimer nok til, at indtjeningen med reversibel drift kan betale for brintproduktion samt kapitalomkostningerne for overdimensionering af elektrolyse, brændselscelledrift og lagringsanlæg. Investeringen i reversibel elektrolyse forudsætter dog, at der i forvejen eksisterer en generel brintefterspørgsel i andre sektorer.

Anvendelse af brintteknologien til at udnytte biomasseressourcen bedre støder også på udfordringer under de undersøgte scenarieforudsætninger. At tilsætte brint i synteseprocessen af biobrændsler synes at være en god ide, hvis biomasse er en knap ressource. Værdisætningen af biomassen i de undersøgte scenarier har imidlertid ikke været tilstrækkelig høj til at repræsentere en ressourceknaphed, der økonomisk retfærdiggør anvendelse af brint i synteseprocessen. Eneste undtagelse var fremstilling af biomethanol i lavprisscenariet, hvor prisen på brint relativt til biomasse, gjorde brint økonomisk attraktiv i synteseprocessen. Selv ved relativt højere brintpriser kunne biomethanol, baseret på brint, fremstilles på niveau med biomethanol

uden brint. Udfordringen i dette tilfælde med høje brintpriser blev så blot, at biomethanol i sig selv blev for dyrt til at konkurrere med billigere alternativer i transportsektoren.

Biomethanol, baseret på termisk forgasning og syntetiseret med brint, besidder under de rette omstændigheder et potentiale mod 2035 for at blive et attraktivt brændsel. Dels er forbrændingsmotoren i den konventionelle personbil en kendt teknologi, som kan tilpasses til biomethanol ved en relativ beskednen merudgift og dels er der indikation af, at brændselscelle-hybridbussen på biomethanol også besidder et vist potentiale, hvis de teknologiske og økonomiske forventninger indfris.

I Klimascenariet mod 2035 udviser brintbilen fornuftig samfundsøkonomi, såfremt der forudsættes 100 % VE-politik i transportsektoren. Brintomkostningerne er dog for høje i WEO-scenariet til at brintbilen bliver blandt de billigste samfundsøkonomiske alternativer.

Mod 2050 viser analysen, at brintbilen kan blive blandt de billigste alternativer i transportsektoren, såfremt at forventningerne til omkostningsreduktion af brændselscellesystem og forbedring af energieffektivitet indfris. Også brintlastbilen viser et lovende potentiale mod 2050.

Analysen viser, at brint under de antagende forudsætninger får meget begrænset anvendelse i den individuelle opvarmning.

Målet om et 100 % VE-energissystem bliver vanskeligt at opnå uden at anvende biomasse som energiressource i større eller mindre omfang. En knaphed på biomasseressourcer vil uundværligt følges af højere priser på biomasse. Og netop i en situation, hvor der er behov for biomasse, eller "grønne kulbrinter", og som pga. knaphed er blevet markant dyrere, kan brint spille en rolle. Det er dog mest sandsynligt, at biomasseressourcen bliver en knaphed, hvis andre lande end Danmark også vælger at forfølge målet om fossilfrihed. I dette tilfælde vil der komme pres på biomasseressourcerne.

Forudsætningerne er naturligvis, at termisk forgasning og elektrolyse teknologier får løst de nuværende teknologiske udfordringer og kan levere de kommercielle løsninger, som er forsat i analysen. De teknologiske og økonomiske flaskehalse som teknologierne står overfor behandles endeligt i projektets slutrapportering (PBB 2016a og 2016b). Her diskuteres også rammevilkår, der er nødvendige for at sikre en rettidig udvikling og implementering af teknologierne i dansk energisystem kontekst.

Umiddelbart står brint og brintteknologierne overfor en række tekniske og økonomiske udfordringer, som forårsager, at de kun vanskeligt konkurrerer med alternativerne.

Brint som medie for el-lagring og til balancering af elsystem synes for dyrt. Brint i transportsektoren udfordres på kort og mellemlangt sigt af høje omkostninger til brændselsceller. Syntese af grønne brændstoffer med brint-tilsætning bliver relativt for dyrt til alternativer baseret på ren biomasse. Mikrokraftvarme i individuel opvarmning er ligeledes markant dyrere end alternativerne. Brint får således overvejende en rolle, i det tilfælde hvor knappe (og dermed dyre) biomasseressourcer er nødvendige for at nå en målsætning om et 100 % VE-energissystem.

5 Referencer

Dansk Energi, 2015a	Jesper H. Skjold, Dansk Energi, juni 2015 - "Fremtidig vejtransport" - delrapport i projektet "Kommercialisering af brintteknologier" http://www.danskeenergi.dk/Analyse/Analyser/18_Vejtransport.aspx
Dansk Energi, 2016a	Dansk Energi, 2016 "Energibærere" (Forudsætninger og teknologiudvælgelse)
Dansk Energi, 2016b	Dansk Energi, 2016 "Analyse nr. 22: Scenarier for omkostninger til brintproduktion" (modelresultater)
Dansk Energi, 2016c	Dansk Energi, 2016 "Analyse nr. 23: Brint i fremtidens energisystem" (Konsolidering af projektets analyseresultater)
DTI, 2011	Danish Technological Institute, 2011 "GreenSynFuels "
EA Energianalyse, 2013	EA Energianalyse, 2013, Analysis of biomass prices
EA Energianalyse, 2016	EA Energianalyse, 2016 Regnearksmodel baseret udarbejdet af EA. Kildemateriale kan udleveres ved henvendelse til Anders Kofoed fra EA Energianalyse.
ENS, 2014	Energistyrelsen, 2014 december "FORUDSÆTNINGER FOR SAMFUNDSØKONOMISKE ANALYSER PÅ ENERGIOMRÅDET" http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsøkonomiske-beregnings-forudsætninger/2014/braendelsprispublikation_2014_-_20141209_-_komprimeret.pdf
FORCE, 2013	FORCE Technology, juni 2013, performed for Danish Energy Agency, "Technology data for advanced bioenergy fuels" www.forcetechnology.dk
IEA, 2015	International Energy Agency, november 2015 - <i>World Energy Outlook 2015</i> http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/
IFRO, 2013	Institut for Fødevarer- og Ressourceøkonomi (IFRO), 2013 maj, "Biogasproduktion i Danmark – Vurderinger af drifts- og samfundsøkonomi" https://natureerhverv.dk/fileadmin/user_upload/NaturErhverv/Files/Indsatsomraader/Biooekonomi/IFRO_rapport_220.pdf
Koch, 2016	TK Energy v/ Thomas Koch, 2016 maj "Interview og mailkorrespondance". Mailkorrespondance kan forevises ved kontakt til jhs@danskeenergi.dk .
PBB, 2016a	Partnerskabet for brint og brændselsceller, 2016 Økonomiske og teknologiske udfordringer for brintteknologier. Afrapportering (D.4.1) i EUDP-projektet: "Kommercialisering af Brintteknologier"
PBB, 2016b	Partnerskabet for brint og brændselsceller, 2016 Roadmap for brintteknologier. Afrapportering (D.4.3) i EUDP-projektet: "Kommercialisering af Brintteknologier"



DANSK ENERGI
VODROFFSVEJ 59
DK-1900 FREDERIKSBERG C
DENMARK

+45 3530 0400
WWW.DANSKENERGI.DK
DE@DANSKENERGI.DK

EUDP-PROJEKT: ANALYSER FOR KOMMERCIALISERING AF BRINTTEKNOLOGIER | 31. MAJ 2016

Energibærere

Delrapport 1, Analyse af brintteknologier. Del af arbejdsplan 2 og 3.
Rapporten indeholder analyseforudsætninger, behandler teknologiudvælgelse og potentia-
let for energibærere.

Publikationen

Energibærere.
EUDP-projekt: Analyser for kommercialisering af
brintteknologier. 31. maj 2016.

Denne rapport er en delrapport i projektet Analyser
for kommercialisering af brintteknologier

Kontaktinformation

Jesper Henry Skjold
jhs@danskenergi.dk

Telefon 35300400
Direkte 35300453

Disclaimer

Denne rapport er omhyggeligt udarbejdet og indholdet er kvalitetssikret internt i Dansk Energi. Dansk Energi vil ikke kunne gøres ansvarlig for økonomiske tab af nogen art som følge af brug af information eller data behandlet i rapporten.



1 Indhold

2 Indledning 5

3 Forskellige veje mod fossil uafhængighed 6

3.1	De energipolitiske hensyn	6
3.2	Fælles EU mål	6
3.3	Energiunionen	7
3.4	Vilkår og scenarier for vedvarende energi i Danmark	7
3.4.1	Ressourcegrundlag	8
3.5	Tekniske aspekter	8
3.6	Forskellige grundscenarier fra andre studier	11
3.7	Klimaeffekter og miljø	15
3.8	Forsyningsikkerhed	15
3.9	Tidsaspekter	16

4 Hvad påvirker valget mellem energibærere 17

4.1	Makrofaktorer: Brændselspriser, CO ₂ -omkostning	17
4.1.1	Projektets prisscenarier	18
4.1.2	Scenarierne generelt	22
4.2	Energieffektivitet	23
4.2.1	Elektrolyse	24
4.2.2	Bioforgasning	29
4.2.3	Termisk forgasning af træ til biofuel produktion	30
4.2.4	Brændstofproduktion	33
4.3	Systemintegration og biomassens rolle	37
4.4	Generelle forudsætninger i scenarierne	44
4.4.1	Brændstoffer i fremtidens energisystem	44
4.4.2	Brintscenariet	45
4.4.3	Methanscenariet	47
4.4.4	Flydende brændstof scenariet	48
4.4.5	Kombinerede løsninger (integreret gas-system)	49

5 Opstilling af scenarier 52

5.1	Brændselsprisforudsætninger	52
5.2	Forbrug	53

5.3 Teknologivalg og systemovervejelser 54

6 Bilag - scenariepriser 59

7 Referencer 60

2 Indledning

Rapporten behandler fremtidige energibæreres værdipotentiale, de energiteknologier der er nødvendige for at håndtere de respektive energibærere samt de overordnede scenarierammer for modellering af det fremtidige energisystem.

Nærværende rapport er udarbejdet som del af arbejdsopgave 2 og 3 i EUDP forskningsprojektet "Analyser for Kommercialisering af brintteknologier". Rapporten er en delrapport af en rapportopgave som overvejende dækker arbejdsopgave 3.

Rapporten er udført i samarbejde med Energinet.dk, EA Energianalyse og Syddansk Universitet. En række af projektets partnere har desuden bidraget med input.

Brintanalysearbejde i arbejdsopgave 2 og 3:

- Delrapport 1 – Energibærere (Forudsætninger og teknologiudvælgelse)
- Delrapport 2 – Balmorescenerier og brintomkostninger
- Slutrapport – Brint i fremtidens energisystem

Det primære formål med nærværende delrapport er at udstikke præmissen for de overordnede scenarierammer i den efterfølgende modellering og balmorel-analyse.

Rapporten behandler fremtidige energibæreres værdipotentiale, de nødvendige energiteknologier for at håndtere de respektive energibærere og de overordnede scenarierammer for modellering af det fremtidige energisystem.

Hovedfokus i rapporten er diskussion og vurdering af værdipotentialet for forskellige energibærere i et fremtidigt dansk energisystem. Formålet med denne diskussion er at udvælge de relevante teknologier, som vurderes nødvendige for at indpasse de respektive energibærere som en mere eller mindre integreret del af det fremtidige energisystem.

Vurderingen og udvælgelsen af de mest relevante teknologier danner basis for projektets efterfølgende modellering og analysearbejde.

Rapporten er struktureret så aspekterne omkring fossilfrihed indledningsvist diskuteres. Energpoltiske hensyn, ressourcegrundlag og de tekniske- og tidsmæssige aspekter knyttet til dette gennemgås i et hovedafsnit (Kapitel 3), for efterfølgende at blive samlet op i rapportens scenarieafsnit.

Efterfølgende vurderes valget af energibærere i andet hovedafsnit (Kapitel 4). Faktorer som energieffektivitet, systemintegration, planlægning og energibærer-scenerier tages i betragtning.

Endeligt opstilles nogle overordnede rammer for fremtidige energisystemscenerier.

3 Forskellige veje mod fossil uafhængighed

I kapitlet opsummeres den politiske dagsorden for fossil uafhængighed. Vilkår og scenarier for vedvarende energi i Danmark gennemgås med afsæt i tidligere udførte studier. Overordnet tegnes et billede af tre grundscenarier: Et biobrændselsscenario, et EI-scenario og et Brint-scenario. Fordele og ulemper listes og aspekterne omkring disse diskuteres. Centralt for diskussionen er hvorvidt der er biomasse nok ift. til forsyningsikkerhed. Denne problematik minskes jo mere vi bevæger os fra biobrændselsscenarioet mod brintscenariet.

De store linjer for Danmarks energiudvikling står mere klart end nogensinde før. Med Folketingets energiaftale af marts 2012 har et samlet flertal på 95 % af Folketingets mandater aftalt, at Danmark skal omstilles til vedvarende energi. Allerede om 5 år skal halvdelen af vores elektricitet komme fra vindkraft, et mål, som alt tyder på, at vi når. Det er regeringens mål, at vi i 2050 skal være helt baseret på vedvarende energi, også i transportsektoren. Sidstnævnte var også de to forrige regeringers mål, så der er historisk stor enighed om energipolitikken i Folketinget.

3.1 De energipolitiske hensyn

De vigtigste politiske hensyn bag denne udvikling af energipolitikken har været og er stadig:

- **Forsyningsikkerhed:** ønske om fortsat høj forsyningsikkerhed, herunder at undgå afhængighed af import fra lande præget af politisk uro.
- **Miljø og klima:** ønske om at reducere miljø- og især klimabelastning fra energisystemet, herunder at leve op til Danmarks forpligtelser i forhold til internationale aftaler.
- **Økonomi:** ønske om et omkostningseffektivt energisystem samt ønske om at fastholde den danske tradition for sammenhængende, langsigtet politik, der sikrer robuste rammevilkår for langsigtede investeringer i energiselskaberne.

Med den stigende interesse i bioenergi er hensyn til **arealforbrug** og **biodiversitet** i naturen også kommet på dagsordenen ligesom ønsket om, at energipolitikken skal undgå uheldig indflydelse på fødevarerpriser og **fødevarerforsyning**, noget som kunne opstå ved omlægning til energiafgrøder i landbruget.

3.2 Fælles EU mål

Den danske energi- og klimapolitik hænger nært sammen med EU's politik. De 28 EU-lande er blevet enige om nye klima- og energimål for 2030. De in-

debærer, at EU skal skære mindst 40 procent af det europæiske CO2-udslip i 2030 og 80 procent i 2050. Derudover skal 27 procent af hvert EU-lands energiforsyning i 2030 komme fra vedvarende energikilder, og landene skal mindst være 27 procent mere energieffektive.

Der er ikke vedtaget en konkret strategi for, hvordan EU skal nå målene. Men der er en forventning om, at de rigere lande, herunder Danmark, bærer en større del af byrden end de fattigere EU-lande.

3.3 Energiunionen

EU-kommissionen har i februar 2015 udmeldt en ambitiøs rammestrategi for at gøre EU mere fossilfrit, under betegnelsen Energiunionen (2015). Energiunionen er en af de vigtigste prioriteter for den nye Kommission og indgår i kommissionsformand Jean-Claude Junckers politiske retningslinjer. Nogle af de væsentligste visioner i denne rammestrategi omfatter:

- En Energiunion, hvor medlemsstaterne forstår, at de er afhængige af hinanden for at levere en sikker energiforsyning til deres borgere, baseret på ægte solidaritet og tillid, og en Energiunion som taler med én stemme i globale anliggender.
- Et integreret energisystem for hele kontinentet, hvor energien flyder frit på tværs af landegrænserne, baseret på konkurrence og den bedst mulige udnyttelse af ressourcerne og med effektiv regulering af energimarkederne i EU, hvor dette er nødvendigt.
- At Energiunionen udgør en bæredygtig, lav-kulstof og klimavenlig økonomi, som er designet til at vare ved.
- Stærke, innovative og konkurrencedygtige europæiske virksomheder, som udvikler de industrielle produkter og teknologier, nødvendige for at levere energieffektivitet og lav-kulstof løsninger inden for og uden for Europa

For at nå dette mål ønsker man med Energiunionen:

- At bevæge sig væk fra en økonomi drevet af fossile brændstoffer, en økonomi hvor energi er baseret på en centraliseret udbuds-drevet tilgang, der bygger på gamle teknologier og en forældet forretningsmodel.
- At styrke forbrugerne ved at forsyne dem med information og valgmulighed og ved at skabe fleksibilitet til at styre efterspørgsel såvel som udbud.
- At bevæge sig væk fra et fragmenteret system præget af ukoordinerede nationale politikker, markedsbarrierer og energi-isolerede områder.

3.4 Vilkår og scenarier for vedvarende energi i Danmark

Der er udført en del analyser af, hvordan et dansk vedvarende energi system kan indrettes. De væsentligste omfatter Klimakommissionens analyse (Klimakommissionen 2010), Enginet.dk's scenarie-rapport (ENDK 2010) samt Energistyrelsens seneste og i denne sammenhæng mest aktuelle analyse fra maj 2014 (ENS 2014a), som er udført som en udløber af Folketingets energiaftale af marts 2012. De grundlæggende erkendelser fra disse studier, samt flere tilsvarende studier fra både Aalborg Universitet (Lund et al. 2011) og

Syddansk Universitet (Wenzel et al. 2014), er meget enslydende, og de trækkes kort op i 3.4.1.

3.4.1 Ressourcegrundlag

I alle analyser forventes vores fremtidige energiforbrug væsentligt reduceret. Fra et brutto energiforbrug på knap 800 PJ/år i dag forventes forbruget i fremtiden at kunne reduceres til omkring 500 PJ/år, dels via besparelser dels via omlægninger til elektricitet. Der tegner sig et tydeligt billede af, at et sådant dansk VE system i overvejende grad forsynes via vindkraft og biomasse. Det er vindkraft, vi har nok af, og vi har et totalt vindkraftpotentiale på det dobbelte af vores forventede samlede energiforbrug eller fire-fem gange vores forventede samlede el-forbrug i selv det mest el-forbrugende scenarie. Det samme billede tegner sig i øvrigt globalt – det er elektricitet fra sol og vind, der er nok af, og potentialet er meget større end forbruget. Solindstrålingen udgør 6000 gange det samlede globale energiforbrug.

Biomassepotentialet er mere begrænset. I Danmark vurderer vi at have maksimalt ca. 240 PJ/år til rådighed uden at omlægge landbrug til energiafgrøder, svarende til omkring 40 GJ/person/år. På verdensplan er der mindre til rådighed, nemlig omkring 100-300 EJ/år i 2050 eller 10-30 GJ/person/år i henhold til den seneste vurdering fra en ekspertgruppe under det internationale klimapanel, IPCC (Chum et al. 2011). Affald og solvarme ser ud til at kunne tegne sig for en mindre, men fortsat væsentlig del, vel op til 10 % af energiforbruget hver. Vandkraft er attraktivt, men begrænset (aktuelt 6 % af verdens energiforbrug og med et begrænset udbygningspotentiale).

3.5 Tekniske aspekter

Det er teknisk muligt at omstille til Vedvarende Energi. De teknologier, der er mest aktuelle på forsyningsiden i den nærmeste fremtid, er modne og velbeskrevne både teknisk og økonomisk. Det drejer sig om vindkraft, solvarme, solceller, biomassekedler (halm, flis og træpiller), biomasse kraft/varme og biogas. På forbrugssiden er især varmepumper og elbiler aktuelle, og de må betegnes som afprøvede og tilgængelige, om end der fortsat ligger et væsentligt optimeringspotentiale forude, efterhånden som teknologierne modnes og når en større udbredelse¹.

Teknologier, der på længere sigt ser ud til at kunne blive aktuelle, er fremstilling af brint (via elektrolyse), fremstilling af syntesegas (via såkaldt termisk forgasning af biomasse) og fremstilling af syntetisk naturgas eller flydende brændsler (via opgradering af biogas og syntesegas med brint)². Den vigtigste rolle, som disse senest tilkomne energiteknologier er tiltænkt, er at fremstille biobrændstoffer til transporten på en måde, hvor biomasse og brint spiller bedst muligt sammen. Anlæg med termisk forgasning af træ og fremstilling af syntetisk naturgas eller flydende brændsler er etableret og testet enkelte steder, herunder Gobigas i Göteborg (Göteborg Energi 2016), Buggenum i Holland, og nyligt er der også forsøgsvis etableret produktion af flydende brændsler på anlægget i Skive (Meltofte, 2015). Gassen fra Skive-anlægget er i denne forbindelse fundet velegnet til både produktion af DME og Methanol. Det danske firma Haldor Topsøe har stået for en væsentlig del af teknologien i både Göteborg og Skive. Det er fortsat uvist, hvornår teknologien knyttet til termisk forgasning bliver klar til fuldskala implementering.

¹ Jf. projektets delrapport om fremtidig vejtransport (Dansk Energi 2015)

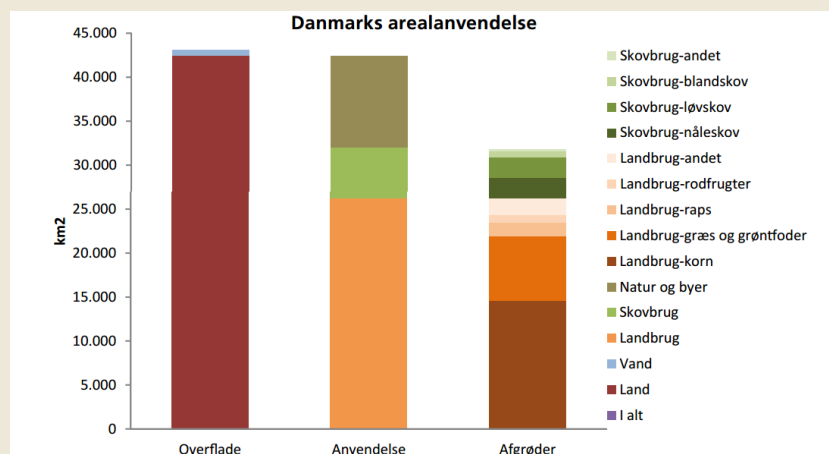
² Tekniske og økonomiske data for disse teknologier er listet i projektets teknologikatalog. Teknologiernes energieffektivitet gennemgås og vurderes nærmere i afsnit 4.2 i denne rapport.

EMNEBOKS: Bæredygtig fødevare- og energiproduktion

I dette afsnit redegøres kort for hvordan dele af Danmarks arealer kan anvendes til energiafgrøder uden at fødevareforsyningen kompromitteres.

Danmarks samlede dyrkede areal udgør i alt 3,2 mio. ha., hvoraf 1,5 mio. ha. er opdyrket med korn, 0,5 mio. ha. skov og de resterende 1,2 mio. ha. er græs, mejs, roer mm, jf. **Figur 1** **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet..**

Figur 1 Arealanvendelse i Danmark.



Figur 1 Opgørelsen er baseret på data fra FN's fødevareorganisation, FAO og på Danmarks Statistik.

Kilde: KU-LIFE m.fl. 2011

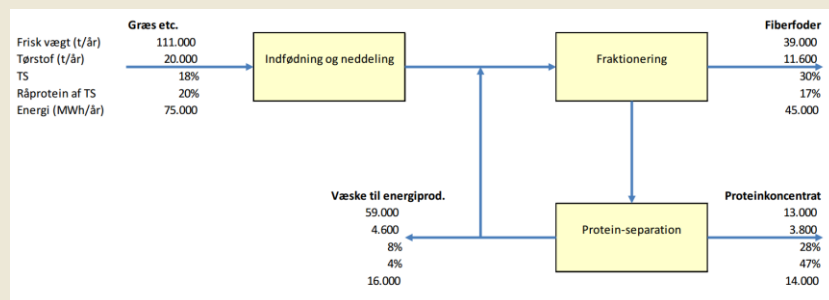
De 2,7 mio. ha., der anvendes til fødevareproduktion sammen med import af sojaprotein, er grundlaget for produktion af ca. 19 mio. slagtesvin pr. år, samt 0,66 mio. malkekøer, 0,66 mio. kvier og 0,26 mio. stude. En kvie og en stud spiser ca. halvt så meget protein som en malkeko, så omregnet til årskøer bliver det i alt 1,12 mio. årskvæg³.

Ny forskning (AU 2015) viser, at rødskløver kan forarbejdes til tre fraktioner. Den første proteinfraktion er egnet til foder til enmavede dyr (som grise), den anden fiberfraktion er egnet til tomavede dyr (som malkekøer), mens den tredje er en flydende energifraktion egnet til biogasproduktion, Se **Figur 2**.

Rødskløver har tilmed et meget højt udbytte og proteinindhold, jf. **Tabel 1** **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet..**

Idet det antages, at korn- og skovarealerne bibeholdes, medens det resterende areal på 1,5 mio. ha. udelukkende anvendes til rødskløver, kan det dyrkede areals potentiale beregnes. Det antages ligeledes, at det kræver 0,052 ton protein at producere et slagtesvin, og at en årsmalkeko spiser 1,16 ton protein. Ved beregning af kerne- og halmudbyttet anvendes tal for JB Asano, der giver et kerneudbytte på 7,5 ton TS/ha og et halmudbytte på 4,5 ton TS/ha.

³ Tal materiale fra Danmarks Statistik. Beregning udført af AU 2015,

Figur 2 Procesdiagram for et decentralt proteinudvindingsanlæg

Figur 2 Forenklet procesdiagram for et decentralt proteinudvindingsanlæg til behandling af 10 tones biomassetørstof pr. time i 2000 timer pr. år, i alt 20.000 tons tørstof. Der produceres ca. 11.600 tons kvægfodertørstof (fiberfoder) med ca. 17 % råprotein, og 3.800 tons tørstof af et proteinkoncentrat med ca. 47 % råprotein svarende til sojaskrå. Desuden produceres der 4.600 tons tørstof i en restfraktion, der kan omsættes i et biogasanlæg og producere ca. 1150 tons methan (ca. 1,6 mio. kubikmeter) med et energiindhold på ca. 16 mio. kWh.

Kilde: AU 2015

Beregningen viser, at der vil være protein nok til 48,5 mio. svin, dvs. over den dobbelte svineproduktion af hvad der produceres i dag. Derudover vil der i tillæg være protein til foder svarende til 1,2 mio. årskvæg, hvor der i dag er 1,12 mio. årskvæg.

Anvendes alt halm, rødklørvæske, 1/3 af affaldsmængden samt alt husdyrgødning til biogasproduktion, er der potentielt 13,2 mio. ton TS til forgasning i biogasanlæg. Af hvert tons TS kan der teoretisk produceres 3878 kWh methan (Hamelin 2013), hvis biogassen opgraderes med brint. Det giver potentielt en methanproduktion på 51 TWh svarende til 184 PJ.

I Energistyrelsens Vindscenarie (ENS 2014a) kalkuleres der med, at al naturgas skal erstattes med opgraderet biogas, som skal anvendes til elproduktion i vindfattede perioder, samt til transportbrændstof, i alt 64,7 PJ. Der ud over kan biogassen anvendes til fremstilling af flydende brændstoffer som diesel og biokerosen (jetfuel). Det forventede behov i 2050 er vurderet til at være 63,1 PJ. Regnes der baglæns til hvor meget biomasse det vil kræve, giver det et samlet biomasse TS behov på 11 mio. ton, idet der regnes med, at der af et ton biomasse TS kan fremstilles 3878 kWh methangas, som kan videreforarbejdes til 2736 kWh diesel eller biokerosen (DTU-MEK 2015).

Methanen kan således enten anvendes direkte i naturgasnettet eller forarbejdes videre til flydende brændstof som diesel og jetfuel.

På baggrund af ovenstående, hvor arealanvendelsen til korn fastholdes og resten af det dyrkede landbrugsareal dyrkes med rødkløver, kan det udledes at det samtidigt kan lade sig gøre at:

- Dykke tilstrækkelig mængder af protein til at erstatte importen af soyaprotein til foder.
- Producere protein til 48 mio. slagtesvin pr. år og foder til 1,2 mio. stk. kvæg/ malkekøer.
- Høste 13,2 mio. ton biomasse, der kan konverteres til 184 PJ methan (til naturgasnettet), hvis biogassen opgraderes med brint.

Tabel 1 Udbytte (tørstof) og proteinindhold i forskellige afgrøder i Danmark (ekskl. soja). Sojauddyttet fra de 20 største producenter i verden er ca. 2,3 t/ha, men markerne indgår typisk i rotation med græs.

	Udbytte	Protein	Protein	Lysin	Methionin
	t/ha	%	kg/ha	Kg/ha	Kg/ha
Soja	2	35	700	43	9
Raps	5	20	1000	60	20
Ærter	6	22	1300	92	13
Hvede	9	11	1000	30	16
Kløvergræs	13	12	1500	120	52
Rødkløver	12	21	2600	200	90
Enggræs	3	12	350	25	12

Kilde: AU 2013 og Møller et al. 2005.

3.6 Forskellige grundscenarier fra andre studier

De fleste studier har valgt at designe et antal forskellige scenarier for energisystemet. Energistyrelsens scenarierapport fra maj 2014 indeholder således de fire scenarier kaldet 1) Bio+, 2) Bio, 3) Vind og 4) Brint -scenarierne. Syddansk Universitets studie (Wenzel et al. 2014) indeholder tilsvarende 4 scenarier, som betegnes 1) Standard Bioenergi, 2) Elektrificering, 3) Elektrolyse og 4) Elektrolyse + CO₂ genvinding.

For begge disse studier gælder, at de første to scenarier indeholder meget biomasse (og tilsvarende mindre vindkraft), mens de sidste to scenarier indeholder stigende mængder elektrolyse og brint. SDUs sidste scenarie indeholder desuden opsamling af CO₂ fra stationære kilder og produktion af brændstoffer ud fra denne CO₂ og brint (methanisering). Dette er også tilfældet for det anbefalede scenarie fra CEESA projektet (CEESA 2014 & Lund et al. 2011), mens Energistyrelsens scenarier ikke omfatter CO₂ genvinding og methanisering med brint⁴.

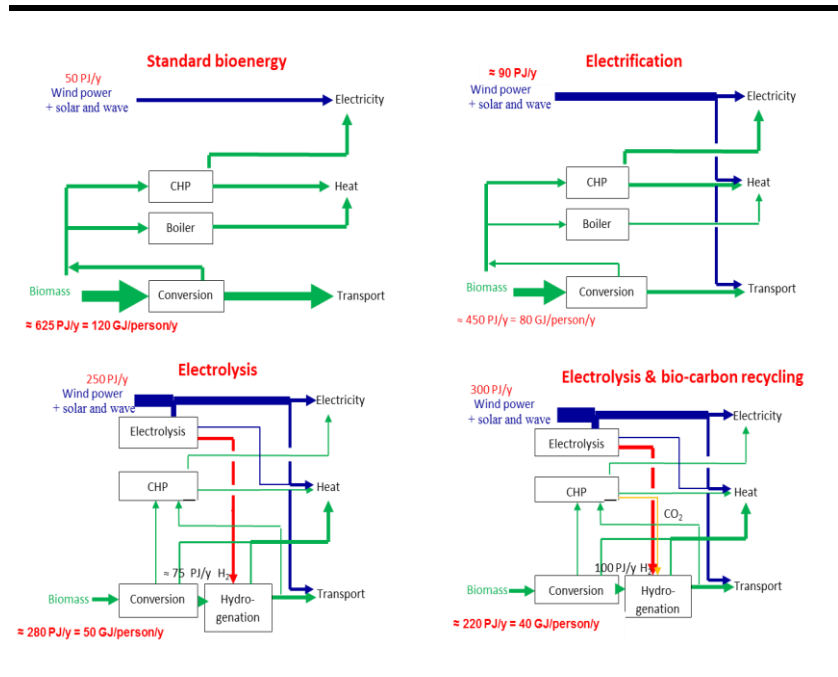
Ved en nærmere granskning af scenarierne i de udførte studier, tegner der sig imidlertid kun tre konceptuelt og teknologisk forskellige tilgange eller filosofier til at designe det fuldt vedvarende danske energisystem, nemlig:

- En biobrændsels-filosofi, hvor konceptet er at erstatte fossile brændsler med biomasse uden øvrige ændringer i systemet
- En elektrificerings-filosofi, hvor konceptet er at elektrificere størstedelen af varmesektoren, både individuel varme og fjernvarme samt størstedelen af persontransporten
- En elektrolyse/brint-integration, hvor filosofien dels er at omsætte vindkraft til kemisk energi via elektrolyse og dels er, at integrere brinten i biomassekonverteringen og således booste produktionen af brændstoffer ud fra biomassen. Brint-scenarierne kan så desuden have den variant, at også ren CO₂ opsamles og reageres med brint.

⁴ Årsagen til at disse teknologier ikke var medtaget, var overvejende at data for disse teknologier ikke var tilgængelige i det rigtige format på udgivelsestidspunktet. Sidenhen er data gjort tilgængelige.

SDUs 4 scenarier repræsenterer disse tilgange i 'rendyrket' udgave, mens Energistyrelsens scenarier blander tilgangene lidt således, at graden af elektrificering stiger fra Bio til Vind scenariet og omfanget af elektrolyse stiger fra Vind til Brint scenariet. Nedenstående figur viser de overordnede proces-flows for SDUs scenarier og den mængde af vindkraft og biomasse, som scenarierne baserer sig på.

Figur 3 De fire grundscenarier i SDUs energisystem-studie



Kilde: Wenzel et al. 2014

Følgende bemærkninger kan knyttes til de tre konceptuelt forskellige tilgange til design af det vedvarende energisystem:

Biobrændsels-scenarierne: Disse scenarier baserer sig på den nu og her umiddelbart lettest tilgængelige teknologi og er *med den aktuelt eksisterende afgiftspolitik* (oktober 2015) ofte også det mest økonomiske for energiselskaberne. Filosofien i scenarierne er som nævnt at erstatte fossile brændsler med biobrændsler: flis, træpiller og halm til el og varme og flydende biobrændstoffer som biodiesel og bioethanol til transport – samt biogas til både el, varme og transport. Der er imidlertid to væsentlige udfordringer for denne tilgang:

- Dels er behovet for biomasse stort, idet fremstilling af både el, varme og transportbrændsler baseres på biomasse. Et fuldt vedvarende energisystem baseret på biobrændsler har således behov for ca. 625-700 PJ biomasse pr. år eller omkring 115-130 GJ biomasse/person/år. Det indebærer et meget stort behov for biomasse import og har et behov for op til 6 gange mere biomasse pr. person, end der af IPCC vurderes til rådighed for den gennemsnitlige borger i verden iht. Chum et al. (2011).
- Dels er det vanskeligt at integrere tilstrækkeligt store mængder vindkraft i disse scenarier, fordi hovedparten af energibehovene tilfredsstilles af

biomasse, og fordi der ikke er teknologier i systemet, der kan aftage den fluktuerende vindkraft, når der er mest af den. Integrationen af vindkraft er 50-75 PJ/år i de forskellige varianter af biobrændsels-scenarier i de udførte studier. Allerede aktuelt – i 2015 – er der enkelte perioder med så stort vindkraft overskud i Danmark, at vi må eksportere den til langt under normal markedspris. I ekstreme tilfælde må vi endda betale penge for at komme af med strømmen eller skrue ned for produktionen på møllerne. Det problem bliver større frem mod 2020, hvor vindkraften udbygges yderligere til at udgøre 50 procent af elforbruget.

Vindkraftudbygningen i Danmark er udviklingens store lokomotiv, men udviklingen med at etablere den infrastruktur af teknologier, der kan aftage vindkraften, når vinden blæser meget, halter bagefter. Dette er en central problemstilling i Biobrændsels-scenarierne. De teknologier, der er behov for i første omgang er varmepumper til fjernvarme og individuel varme og elbiler til persontransport samt elektrolyse til fremstilling af brint.

El-scenarierne: I El-scenarierne etableres denne infrastruktur til fleksibelt elforbrug. Både individuel varmforsyning og fjernvarme lægges om til varmepumper, idet de største fjernvarmenet desuden forsynes med overskudsvarme fra fremstilling af transportbrændstoffer, fra affaldsforbrænding og fra fremstilling af el i de begrænsede perioder, hvor vinden ikke blæser tilstrækkeligt. Al togtransport og op mod 80 procent af persontransport i bil, svarende til ca. halvdelen af alt transportarbejde, lægges om til el. Realisering af disse scenarier er teknisk og økonomisk en lidt større udfordring nu og her, idet varmepumper og elbiler er i det første kommercielle stadie og ikke er så velgennemprøvede teknologier. Der sker dog en hastig udvikling, og disse teknologier forventes modnet betragteligt de kommende år. Scenarierne reducerer afhængigheden af biomasse væsentligt, idet de lader sig realisere med et biomasse forbrug på 450 PJ/år svarende til ca. 80 GJ/person/år. Og de næsten fordobler den mængde vindkraft, der kan optages i systemet, i forhold til Biobrændsels-scenarierne, uden at vi behøver eksportere den med risiko for lave priser. Uden elektrificering af varme- og transportsektorerne vurderes det, at blive svært at fortsætte udbygningen af vindkraft og fortsat få en fornuftig pris for den.

Brint-scenarierne: Den potentielt største aftager af fluktuerende vindkraft er fremstilling af brint via elektrolyse. Elektrolyse vurderes at kunne facilitere mere end en fordobling af den mængde vindkraft, der kan optages i systemet i forhold til El-scenarierne. Samtidig kan elektrolysen og integrationen af brint i systemet sænke behovet for biomasse væsentligt, dels fordi brinten kan anvendes til at øge både mængden og kvaliteten af de biobrændstoffer, der kan fremstilles ud fra biomassen, dels fordi spildvarme fra biobrændstoffabrikkerne kan anvendes til varmemål. Integrationen af elektrolyse og brint i systemet kan på den måde øge den samlede system-effektivitet betydeligt. Brint-scenarierne er i de udførte studier en udbygning af El-scenarierne, og i disse scenarier kan det samlede systems behov for biomasse reduceres til 220 PJ/år, som er lidt under de 240 PJ/år, der vurderes at svare til den danske biomasse ressource uden brug af energiafgrøder eller ca. 40 GJ/person/år. Både elektrolyse og biobrændstof-fremstillingen er imidlertid processer, der fortsat er under udvikling og aktuelt relativt dyre. Brint-scenarierne vurderes derfor at være den sidste fase af udviklingen af energisystemet frem mod det endelige VE system i 2050.

I tabel 1 er vist nogle nøgletal for de energibærere, der udgør grundstammen i scenarierne, hvad angår Energistyrelsens (2014a & 2014c) og SDUs (Wenzel et al., 2014) studier.

Tabel 2 Nøgletal for energibærere i energisystem scenarierne fra Energistyrelsen, SDU og CEESA projektet. Biomasse er regnet som biomasse input til konverteringsprocesserne, hvad enten de foregår i Danmark eller udlandet. Dette gælder også for biogas produktion

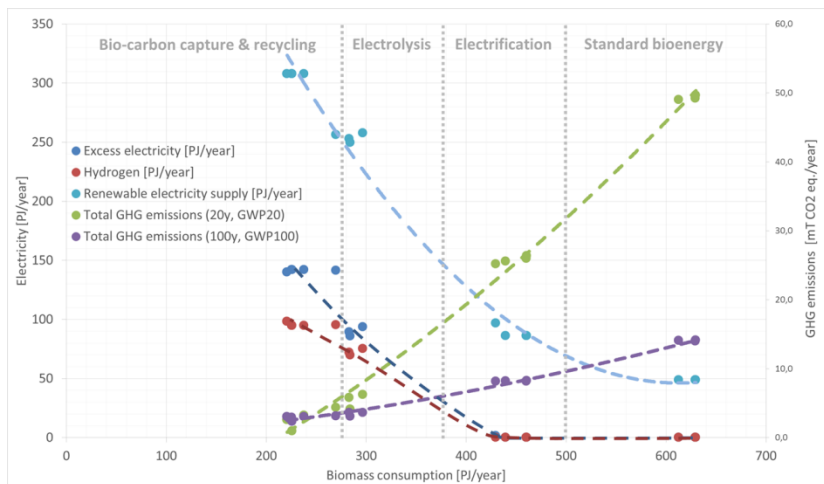
Kilde: Energistyrelsen, SDU og CEESA projektet (ENS 2014a, Wenzel et al. 2014 og Lund et al. 2011).

		Vindkraft + sol-celler	Biomasse	Brint	Biomasse
		PJ/år	PJ/år	PJ/år	GJ/prs./år
Bio+	ENS	80	738	0	130
Standard Bioenergi	SDU	50	625	0	115
Bio	ENS	120	470	0	85
Elektrificering	SDU	90	450	0	80
Vind	ENS	250	284	63	50
Elektrolyse	SDU	250	280	75	50
Anbefalet scenarie	CEESA	220	250	100	40

Som det fremgår, er der en god korrelation mellem systemets behov for biomasse, dets evne til at integrere vindkraften og dets anvendelse af elektrolyse og brint. Denne korrelation er tegnet op i **Figur 4** for SDUs scenarier, hvor også systemets udledning af drivhusgasser er indtegnet under forudsætning af en bestemt biomasse marginal, se Wenzel et al. (2014) for nærmere detaljer.

Energistyrelsen (2014a) har regnet på samfundsøkonomien for de opstillede VE scenarier. Det fremgår heraf, dels at scenarierne er økonomisk realistiske, dels at samfundsøkonomien er stort set den samme uanset scenarie. Et fossilt system er fundet at koste 130 mia. kr./år, hvor det el-baserede system med både vindkraft og elektrolyse koster ca. 140 mia. kr./år – i begge tilfælde for det samlede system i 2050. Det svarer til, at det fossile system koster ca. 23.000 kr./prs./år versus ca. 25.000 kr./prs./år for VE el/brint systemet. Det er en forskel på 2.000 kr./person/år svarende til ca. 0,5 procent af Danmarks bruttonationalprodukt. Beregningen er naturligvis følsom for antagelser, herunder antagelsen om fremtidige brændselspriser. Men andre analyser har fundet tilsvarende små forskelle, Lund et al. (2011) finder endda samlede besparelser ved det vedvarende energisystem. Transportsektoren står for halvdelen af omkostningen ved systemet.

Figur 4 SDUs energiscenarie koncepter ift. brint, elforbrug, overskydende el samt CO₂-udledning.



SDUs overordnede scenarier er indtegnet i baggrunden. Hvert punkt repræsenterer en variant af de respektive scenarie-koncepter.

Kilde: Wenzel et al. 2014

3.7 Klimaeffekter og miljø

Udledningen af drivhusgasser fra forskellige former for biomasse- og bioenergi-teknologier er analyseret grundigt i forbindelse med den såkaldte 'bioenergianalyse' fra Energistyrelsen (ENS 2014d). Denne analyse finder, at der i mange år frem kan findes klimavenlig biomasse til brug for energiformål, men også at sådan biomasse på et tidspunkt får en ende, hvis verden generelt sætter på bioenergi som en del af en global VE løsning. I analysen vurderes, at omkring 50 EJ/år svarende til ca. 5 GJ/person/år vil kunne tilvejebringes som klimavenlig biomasse, forstået som ekstra i forhold til den aktuelle globale høst på ca. 200 EJ/år fra landbrug og skovbrug i alt. Et forbrug derudover vurderes at skulle trække på biomasse med en vis klimabelastning. Der er i analysen ikke regnet på andre miljøeffekter, men det fremgår, at der ved et større forbrug kan komme arealtyper i spil til at frembringe biomassen (fx savanne), hvor påvirkning af biodiversiteten på arealet vil være et væsentligt politisk fokusområde.

3.8 Forsyningssikkerhed

El- og Brint-scenarierne har den bedste forsyningssikkerhed på brændsler, fordi de har det mindste behov for biomasseresourcer, og brint-scenariernes behov svarer omtrent til det nationale ressourcepotentiale for klimavenlig biomasse. De er til gengæld udfordret på forsyningssikkerheden af el, fordi vindkraften er fluktuerende og i perioder kan falde helt væk. Forsyningssikkerheden af el i disse systemer kan sikres, dels via import via udlandskabler og dels via national standby kapacitet⁵. En sådan standby kapacitet vil sandsynligvis

⁵ En erkendelse i projektet har været, at energikonverteringsprocessen fra el til brint til el er for omkostningsfuld i systemsammenhæng, da der er billigere måder at balancere systemet på.

være baseret på gas (fx opgraderet eller methaniseret biogas), idet gas motor/turbine anlæg er de mindst omkostningstunge pr. MW effekt installeret, og idet investeringsomkostningen bliver altafgørende for sådanne standby anlæg med meget få driftstimer (Energistyrelsen, 2014b). Derudover er gasbaseret el-produktion teknisk attraktiv, fordi den er velegnet til hurtig ind- og udfasning i takt med vindkraftens fluktuationer. Ved fortsat tilstedeværelse af et naturgasnet, vil nettet som lagringsmulighed understøtte forsyningsikkerheden. Den gas der skal anvendes i fremtiden vil være fremstillet på biogas, syntese-gas fra termisk forgasning og/eller brint.

Biobrændselsscenerierne har færre direkte udfordringer med elforsyningen, idet en stor del af el-produktionen i dette scenarie er brændselsbaseret og således fleksibel. Det kan til gengæld på længere sigt være udfordret på forsyningsikkerheden af brændsler, fordi afhængigheden af importeret biomasse er stor. Når/hvis resten af verden også søger i retning af vedvarende energi, herunder bioenergi, kan der opstå risiko for, at muligheden for import af biomasse bliver reduceret og meget afhængig af politiske beslutninger i andre lande. En stor afhængighed af importeret biomasse kan gøre energisystemet følsomt for diskussionen om arealforbrug til energi kontra fødevarer, ligesom naturhensyn som biodiversitet politisk kan påvirke forsyningsikkerheden. Når/hvis forsyningsikkerheden af importeret biomasse udfordres, påvirker dette naturligvis forsyningsikkerheden på de forsyninger, der baseres på biomasse, dvs. både, el, varme og transport-brændstoffer i det biobrændselsbaserede system. Dette kan til en vis grad imødekommes ved at skifte til fossile brændsler, men dermed påvirkes muligheden for at overholde klimamålsætningerne.

3.9 Tidsaspekter

Investering i ny energiteknologi har nogle indbyggede tidsaspekter grundet levetiden af de forskellige typer teknologi. Levetiden af forskellige teknologier ved nyetablering er omtrentligt følgende: lastbil 8 år, bil 16 år, biomasse kedel 15 år, varmepumpe 20 år, kraftvarmeværk 25 år, havvindmølle 25 år, kraftværk 40 år. Det betyder noget for, hvor langsigtet vi skal tænke, når vi planlægger omlægningen af energisystemet mod VE.

Ifølge Energistyrelsen (2014b) betyder det, at vi generelt bør vælge om det langsigtede mål er et elbaseret eller et brændselsbaseret scenarie inden 2020. Denne anbefaling vurderes at skulle nuanceres, idet det afhænger af de konkrete omstændigheder. Det er vanskeligt at vurdere teknologiudviklingen mod 2035, og det er sandsynligt, at det fremadrettede mål gradueres i større eller mindre grad mellem de to scenarier poler (el/brændsel). Men står man fx overfor en beslutning om skæbnen af et stort kraftvarmeværk eller indkøb af en fliskedel til et mindre fjernvarmenet nu og her, forekommer overvejelserne om den langsigtede strategi for anlægget aktuelle nu og her.

4 Hvad påvirker valget mellem energibærere

I Kapitlet beskrives brændselsprisforudsætningerne for den videre analyse. Herudover vurderes energieffektiviteten for en række energiteknologier, herunder elektrolyse som også vurderes samfundsøkonomisk. SOEC forventes at blive billigste elektrolyse teknologi i 2035. Endvidere diskuteres biomassens rolle og prioriteringen heraf. Endeligt vurderes fordele og ulemper ved en række scenarier, hvor forskellige energibærere er mere eller mere dominerende.

En central opgave i Brintkommercialisering Projektet er at udstikke et roadmap for brintteknologierne mod 2035. Når der skues mod en tidshorisont 20 år ude i fremtiden, er usikkerhederne omkring rammerne for det danske energisystem naturligvis store. Når rammerne for de fremtidige scenarier skal fastsættes, er der en række væsentlige faktorer, som skal tages i betragtning. Overordnet kan disse faktorer inddeles i rammevilkår, makroøkonomiske faktorer, teknologisk udvikling og energieffektivitet, samt tilpasningsevne ift. systemintegration.

I dette kapitel vurderes disse aspekter med henblik på at vurdere, opridse og senere fastlægge de endelige scenarieforudsætninger til brug for projektets modelberegninger og efterfølgende resultatfortolkning.

Da modelberegningerne i projektets senere forløb tager afsæt i et samfundsøkonomisk perspektiv vil rammevilkår, som skatter og afgifter først berøres i projektets sidste fase, hvor økonomiske flaskehalse og potentielle løsninger vurderes⁶.

I de nedenstående afsnit, berøres først brændsels- og CO₂-priser, som ligger til grund for projektets scenarier. Herefter vurderes energieffektivitet for en række energikonverteringsteknologier og energibalancen for forskellige typer VE-brændstoffer vurderes. Afslutningsvist vurderes teknologiernes træk på biomassen, systemintegration og den fysiske planlægning afhængigt af energibærere og deres behov for infrastruktur.

4.1 Makrofaktorer: Brændselspriser, CO₂-omkostning

Usikkerhederne knyttet til fremtidige brændsels- og CO₂-priser, har betydning for elpriserne, den økonomiske konkurrenceevne energiteknologierne imellem og for hvad en omstilling mod et CO₂-neutralt energisystem kommer til at koste.

I nærværende projekt inddeles brændsels- og CO₂-priser i de tre nedenstående priskategorier, som kombineres og varieres i forskellige scenarier.

⁶ Se projekt info på: <http://www.danskeenergi.dk/AndreSider/Forskning/Brintteknologier.aspx>

- Fossile brændselspriser
- Biomasse priser
- CO₂-priser

Man kan forstille sig en bred vifte af forskellige brændsels- og CO₂-scenarier, som kan realiseres om 20 år. I stedet for at udstikke en række kombinerede prisscenarier, så fokuseres der i nærværende projektet på to enkle prisscenarier, som er nemme at formidle og som kan spille op mod den endelig road-mapping af de enkelte brintteknologier.

4.1.1 Projektets prisscenarier

Det ene af de to prisscenarier for fossile priser og CO₂ er baseret på det rene IEA's World Energy Outlook New Policy scenarie (IEA 2015), mens det andet er baseret på en kombination af de nuværende finansielle forwards-markedspriser og CO₂-priserne fra IEA's World Energy Outlook New Policy scenarie. Biomassepriserne er fra EA Energi Analyse 2015. Disse holdes konstante i begge prisscenarier⁷.

WEO New Policy Scenariet er IEA's centrale energiscenarie, der inkluderer eksisterende og udmeldte energi- og klimapolitik fra verdens lande. Forwards-markedspriserne indikerer hvilken forventning aktørerne på de finansielle markeder har til energi- og CO₂-priser nu og 5-6 år ud i fremtiden. Efter denne tidshorisont er priserne holdt på et konstant niveau mod 2035. Prisudviklingen for CO₂-kvoter, kul og gas i de to scenarier er vist i henholdsvis **Figur 6** og **Figur 7**.

Indbyrdes besidder de to scenarier relativt store prisforskelle mod 2035.

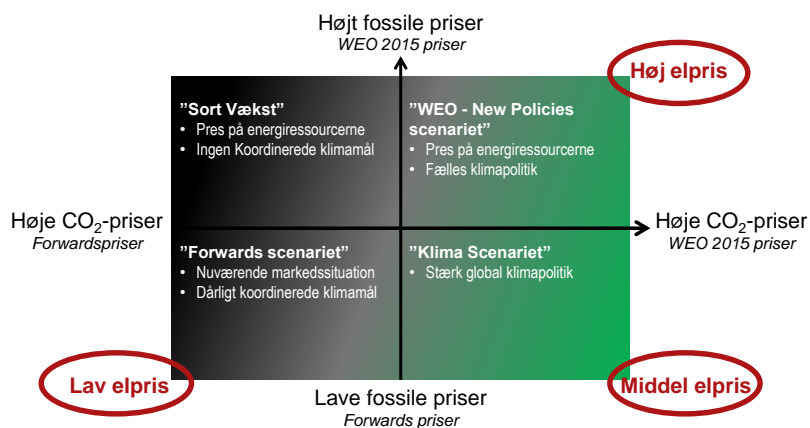
Forwards-markedspriserne afspejler den nuværende markedsperception og indeholder relativt lave fossile og CO₂-priser. De lave CO₂-priser i dette pris-sæt afspejler et stort overudbud af CO₂-kvoter i det nuværende CO₂-kvotesystem (EU ETS) og repræsenterer mere en risiko-præmie ved ikke at have en position i CO₂-markedet end en reel prissætning af CO₂-kvoterne⁸. De lave fossile priser er både et resultat af skifergas-revolutionen i USA samt et markant fald i den globale vækst, som har medført langt større udbud af fossile brændsler relativt til efterspørgselssiden.

I WEO New Policy scenariet forventes balancen mellem udbud og efterspørgsel at indsnævres, således at de fossile energipriser gradvist styrkes mod 2035. Samtidigt forventes en øget global klimaindsats at medføre en højere prissætning af CO₂.

Ved at lade de to respektive scenariernes fossilepriser repræsentere yderpunkter på y-aksen og scenariernes CO₂-priser repræsentere yderpunkter på x-aksen, så kan fire overordnede prisscenarier konstrueres. Disse differentierer sig ret grundlæggende i forhold til hinanden, jf. **Figur 5**.

⁷ I enkelte af analyserne er der udført følsomhedsanalyser af forskellige niveauer for biomassepriser.

⁸ Der er så stort kvote overskud, at prisen burde være 0 kr/ton.

Figur 5 Scenarier for brændselspriser og CO₂-kvoter**Figur 5** Figuren illustrer scenarierne placering i forhold til brændselspriseniveau og CO₂-pris.

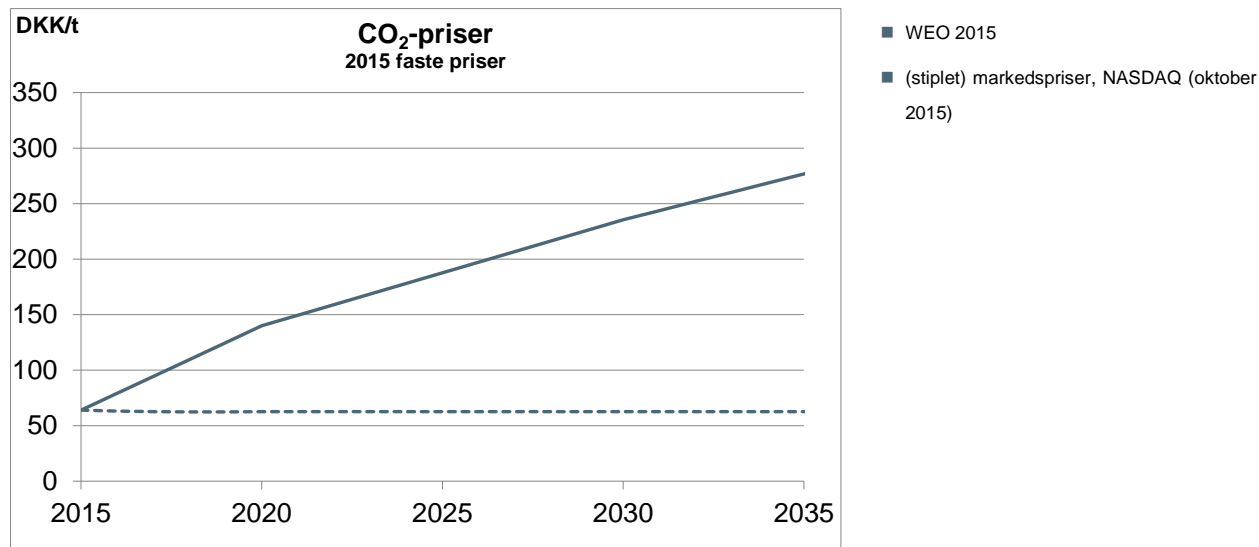
Kilde: Scenarier konstrueret af Dansk Energi, med afsæt i IEA's WEO analyseforudsætninger for New Policy scenariet 2015 og forwardmarkedscurver fra november 2015. De finansielle forwardkontrakter er fra SKM Energy (Brent Olie: NYMEX, Gasolie; Spectron, Kul: Spectron, CO₂: NASDAQ, Gas: TTF)

Scenariet vist i figurens nederste venstre kvadrant repræsenterer det "rene" forwards-scenarie, mens øverste højre kvadrat repræsenterer det "rene" WEO 2015 scenarie.

Da projektets fokus er at undersøge brintteknologiers rolle i et fremtidigt energisystem og dermed også vurdere, hvordan disse kan understøtte en omstilling mod et CO₂-neutralt energisystem, så er scenarierne afgrænset til kun at fokusere på de to "grønne" scenarie, hvor der er en effektiv prissætning af CO₂.

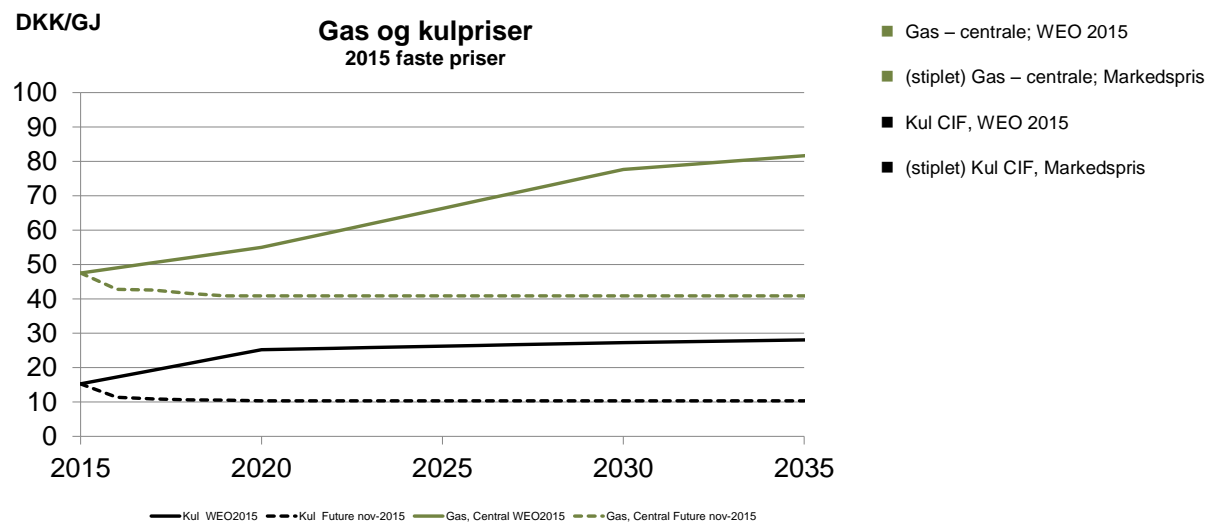
Scenariet i nederste højre kvadrat i **Figur 5**, kaldes "Klima"-scenariet. Klima-scenariet og WEO 2015 scenariet er de to prisscenarier, som vi analyserer i den videre del af projektet.

Figur 6 CO₂-priser i scenarier med stærk og svag klimaindsats



Kilde: WEO, New Policy scenariet, analyseforudsætninger 2015, Nasdaq (november 2015).

Figur 7 Gas- og kulpriser i scenarierne



Figur 7 Figuren illustrerer gas- og kulpriserne, som anvendes i henholdsvis Klimascenariet og WEO-scenariet.

Kilde: WEO 2015, Markedspriser: Gas: TTF, Kul: Spectron. Forwardmarkedskurver trukket november-2015

Elpriserne i scenarierne

Elprisen er en central parameter, når brintteknologierne i de videre analyser skal analyseres. El er hovedinput, og dermed prissættende, i produktionen af brint ved elektrolyse. Desuden indgår både el og brint i flere af de processer, der producerer biobrændsler. Det er derfor ikke uden betydning for brintteknologiernes konkurrenceevne om elprisen er høj eller lav.

De danske elpriser bliver overordnet set bestemt af forbrugsudvikling, brændselspriser, udbygning af VE, samt mulighederne for at udveksle el via transmissionsforbindelser til vores nabolande. En stor del af grundlast- og spidslastkapacitet i Danmark og vores nabolande er i øjeblikket baseret på fossile brændsler. En stor del af tiden er elprisen således prissat i forhold til prisen for de fossile brændsler og CO₂-omkostningen ved at afbrænde disse. Desto højere CO₂-pris, desto mere forringes konkurrenceevne for de fossile brændsler ift. el produceret fra VE.

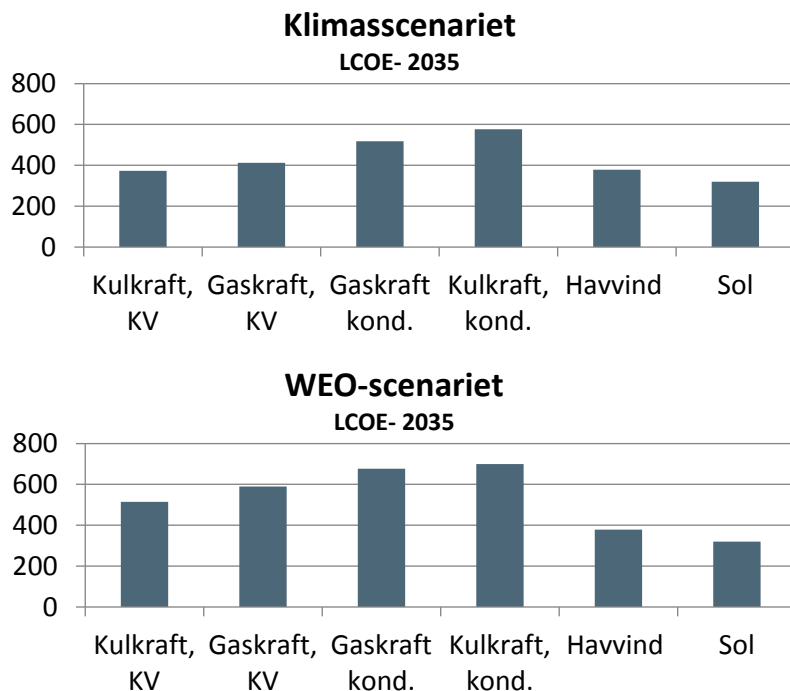
De nuværende lave elpriser baserer sig på, at kulkraft er prissættende og at kvoteprisen er meget lav (€5/ton). Såfremt EU's kvotesystem skal drive den grønne omstilling, vil det kræve en væsentligt højere kvotepris, hvilket vil få elprisen til at stige til et niveau, hvor investeringer i vedvarende energi bliver rentable.

Eksempelvis er en businesscase for brintproduktion, der bygger på de nuværende lave elpriser ikke foreneligt med en forventning om at elektrolysen baseres på grøn strøm.

Hvis denne antagelse skal holde skal det nye elforbrug til elektrolyse modsvarer af en udbygning med vind og sol. Store mængder elektrolyse vil derfor medføre store mængder vind og sol. Dette kunne føre til, at der opstår flere timer med lave priser, hvilket umiddelbart lyder attraktivt for elektrolyseanlæggene. Opstår der mere fluktuerende priser af en udbygning med sol og vind sammen med elektrolyse peger det dog på, at der skal yderligere (fordyrende) tiltag til for at integrere den ny vedvarende energi.

I **Figur 5** er de relative elpriseniveauer i de enkelte scenarier markeret. Det ses af figuren, at den nuværende situation med lave fossile priser og lave CO₂-priser i nederste venstre kvadrat medfører lave elpriser. De 2 scenarier som vi medtager i analyser medfører henholdsvis "mellem" og "høje" elpriser i Klima- og WEO-scenariet. I WEO-scenariet er den langsigtede omkostning ved at producere el (LCOE⁹) fra både havvind og solceller billigere end el baseret på kul og gas fra både kondens- og kraftvarme-elproduktion (jf. **Figur 8**). I Klima-scenariet er sol billigst, mens Havvind ligger på niveau med kulkraftvarme, jf. **Figur 8**.

⁹ Longterm cost of energy

Figur 8 LCOE for udvalgt elproduktion i de enkelte prisscenerier - år 2035.

Figur 8 Figuren illustrerer LCOE for elproduktion på henholdsvis kul og gas vist i forhold til referencelværdier for havvind og sol i år 2035. Diskonteringsrente 4 %, 6000 driftstimer for termiske værker.

Kilde: Energistyrelsens Teknologikatalog 2015. LCOE-beregninger af Dansk Energi.

4.1.2 Scenarierne generelt

Klima-scenariet

I Klima-scenariet er de fossile brændsler billige, og det vil derfor være vanskeligere at finde god samfundsøkonomi i VE teknologierne. I dette scenarie vil der være skærpede teknologiske og økonomiske krav til VE-teknologier, hvis de skal konkurrere.

På trods af, at el- og brintprisen er lavere i dette scenarie, må det forventes, at de billige fossile brændsler, gør den generelle omstilling i transportsektoren mod 100 % VE træg ift. WEO-scenariet.

WEO-scenariet

I WEO-scenariet opnår VE teknologier de bedste konkurrenceforhold og vil dominere, da konventionelle teknologier baseret på fossile brændsler udfordres af de relative høje brændsels- og CO₂-priser. Spidslast i form af kondens er relativt dyrt i dette scenarie og nye VE-spidslast teknologier, som reversible brændselsceller, samt grønne gasser kunne tænkes at vinde indpas i dette scenarie.

4.2 Energieffektivitet

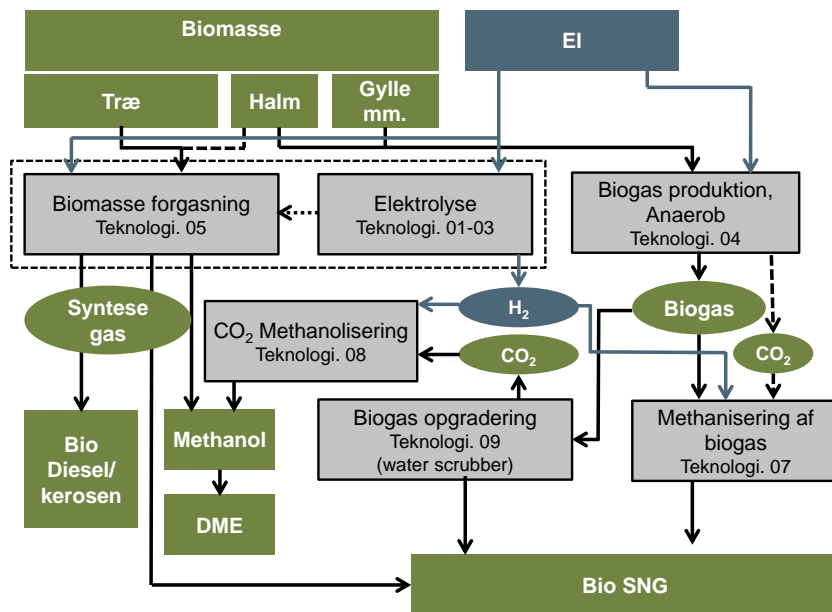
Når strukturen af et fremtidigt dansk energisystem vurderes på den længere bane, er det hensigtsmæssigt ikke blot at vurdere ren samfundsøkonomi, men også vurdere energisystemet ift. til forsyningsikkerhed, ressourceudnyttelse mm.

Skal fremtidige energibærere f.eks. overvejende baseres på biomasse, er det essentielt at fokusere på energieffektivitet. Energieffektivitet bliver central, fordi biomasse er en national begrænset ressource og kan, hvis biomassebaserede energibærere også blive globalt dominerende, blive en global begrænset ressource. Basalt set må det forventes, at øget ressource-stræk på biomasse-ressourcer, kan føre til knaphed og dermed forhøjede biomassepriser. Forhøjede priser vil alt andet lige gøre biomasse-teknologierne mindre attraktive. Dette er derfor vigtigt at ressourcerne udnyttes optimalt i energieffektiv sammenhæng, og der evt. satses på en bred vifte af teknologier, hvor biomassekonverteringsteknologierne indgår i en portefølje af andre løsninger. Her kan brinten evt. få en rolle.

I det efterfølgende undersøges energieffektiviteten for en række nøgleteknologier, som omdanner el og biomasseressourcer til andre energi-bærere. I nedenstående sektion introduceres en række elektrolyseteknologier, og i efterfølgende sektion fokuseres på omdannelse af biomasse med udgangspunkt i anaerob bioforgasning og termisk forgasning, som yderligere kan opgraderes via methanisering. For elektrolyse sammenlignes energi-effektiviteten samt samfundsøkonomiske produktionsomkostninger på tværs af de respektive elektrolyseteknologier. For biomassekonvertering vurderes alene energieffektivitet ift. biosyntetisk naturgas (SNG) og de flydende transport biobrændsler: Biodiesel og biomethanol.

Figur 9 viser et simplificeret flowdiagram over hvordan udnyttelsen af biomassen kan anvendes i et fremtidigt dansk energisystem med udgangspunkt i de afgrænsede teknologier, som er del af brintkommercialiserings-projektet. Foruden teknologierne nævnt i kataloget, er der udviklet biologiske forgæringsprocesser til bioethanol produktion. Teknologien knyttet til bioethanol analyseres ikke specifikt i projektet, da den ikke direkte indgår i samspil med brintteknologierne. Hvorvidt ressourceanvendelsen af halm skal anvendes til ethanol eller i bioforgasning øjemed diskuteres dog nærmere i afsnit 4.3

Figur 9 Oversigt over måder biomasseressourcen kan konverteres til andre energibærere – flydende eller gasholdige. Oversigten er afgrænsningen ift. de i projektets medtagne konverteringsteknologier. Halm kan i princippet også forgasset, men anvendes i udgangspunktet mest hensigtsmæssigt i bioforgasning.



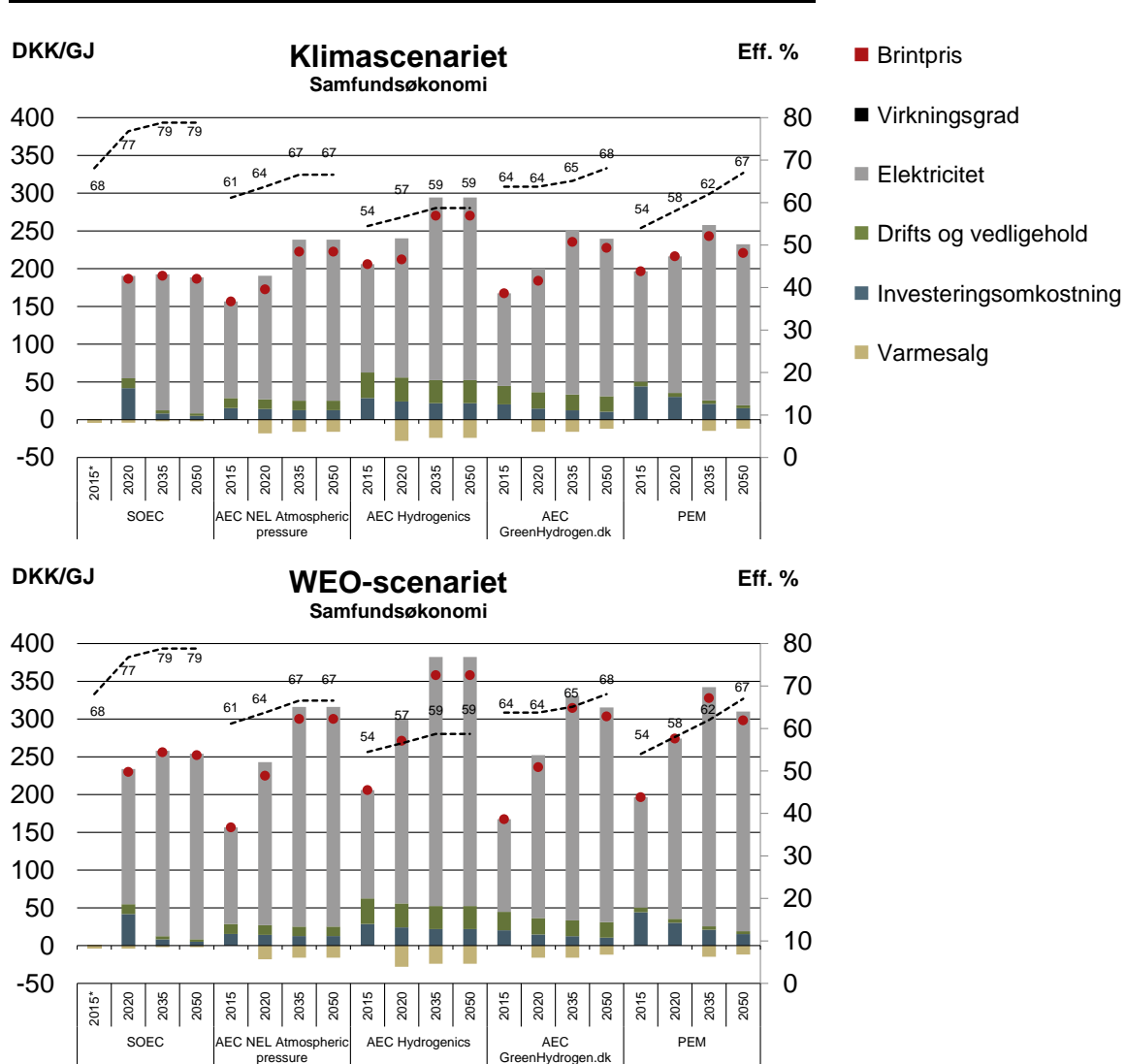
Kilde: Dansk Energi. Baseret på energikonverteringsteknologier medtaget i Brintkommercialiserings projektets energiteknologikatalog (Teknologinummeret fra kataloget er påført diagrammet).

Biologisk materiale som gylle, halm og træ osv. kan groft opstillet omsættes på tre overordnede måder. Våd biomasse som f.eks. gylle, biologisk affalds-slam mm, kan overvejende omsættes ved **anaerob bioforgasning** (jf. 4.2.2) (eller forgæring som ikke dækkes i nærværende dokument), mens tør biomasse, som træ (og halm), både kan **forbrændes** eller **forgasset termisk** (jf. 4.2.3). Halmen kan som iblanding omsættes i anaerobe biogasningsprocesser.

4.2.1 Elektrolyse

Elektrolyse er en proces, hvor elektricitet elektrokemisk spalter vand (reaktant) til gasserne ilt og brint. Vandets nedbrydning finder sted i to adskilte reaktioner ved to elektroder, som er adskilt af en ionledende elektrolyt. Ved den negative elektrode (katoden) produceres brint, mens der ved den positive elektrode (anode) produceres ilt. For at holde de to gasser adskilt, er de to reaktionsstrin separeret i to adskilte rum. Afhængigt af elektrolyseteknologi-typen benyttes enten en adskillelse ved hjælp af en fast elektrolyt (SOEC, PEMEC) eller en mikroporøs membran (alkalisk).

Figur 10 Elektrolyseomkostninger



Figur 10 Figuren viser udvikling i brintproduktionsomkostninger. Udviklingen i elektrolysevirkningsgraden er afbilledet på den sekundære akse. Beregninger baseret på 8000 driftstimer.

Kilde: Technology Data for Hydrogen Technologies (EUDP 2016). Baseret på El-priser fra "Klimascenariet". Se afsnit 4.1.1.

I projektets teknologikatalog, der er konstrueret med input fra industrielle aktører og førende forskningsinstitutioner, er medtaget Alkalisk, PEM, og SOEC-elektrolyse. Alkalisk elektrolyse er en kommerciel teknologi, som pt. anvendes i forskellige industrielle sammenhænge. PEM og SOEC er teknologier, som fortsat er i en tidlig udviklingsfase, hvor det centrale er at få øget levetid af celler og stak, samt få nedbragt selve omkostningen til celle-stakken i elektrolyse-enheden.

For at vurdere det indbyrdes konkurrenceforhold elektrolyseteknologierne imellem, er der foretaget en komparativ økonomisk analyse under de to over-

odende brændselspris-scenarier. Disse har følgelig en direkte betydning for omkostningen forbundet med elektrolyseprocessens elforbrug.

I **Figur 10** ses resultater fra den komparativ analyse af elektrolyse-teknologierne udført som en indledende vurdering af teknologiernes individuelle samfundsøkonomiske konkurrenceforhold. Den komparative analyse er baseret på årlige gennemsnitlige elpriser udledt fra balmorel-simuleringer (uden brintteknologier) med udgangspunkt i de respektive brændselspris-scenarier; Klima- og WEO-scenariet.

I **Figur 10** vises brintproduktionsomkostninger i fire nøgleår, hvor år 2035 er det centrale for Brintkommercialiseringsprojektet.

Der foreligger ikke kommercielle data for SOEC i 2015. Som det fremgår af grafen forventes det, at SOEC og PEM fortsat vil have relative høje investeringsomkostninger i 2020. Herefter forventes det at både drift og vedligehold, samt investeringsomkostninger falder betragtelige mod 2035.

For den kommercielle teknologi, alkalisk elektrolyse, sammenlignes tre forskellige tilgange til alkalisk elektrolyse med udgangspunkt i data og erfaringer fra tre forskellige producenter (EA et al., 2015). Fælles for disse er, at omkostningen til løbende D&V er relativ høje, og at der ikke fremadrettet forventes nogen signifikant reduktion i disse omkostninger.

SOEC-teknologien har i laboratoriesammenhænge påvist en relativ høj virkningsgrad ift. de andre elektrolyse-teknologier¹⁰. Fremadrettet forventes det at alle elektrolyseteknologierne opnår markante forbedringer ift. virkningsgrader. SOEC forventes dog at besidde det største potentielle.

Med undtagelse af SOEC, som opereres ved høj varme for at opnå den højere virkningsgrad, så forventes det, at de andre elektrolyseteknologier potentielt kan levere overskudsvarme til fjernvarme eller industrielle processer. Som resultaterne indikerer, er der dog et *trade-of* mellem virkningsgrad og potentialet for varmeudnyttelse.

Resultaterne for brintproduktionsomkostninger indikerer, uanset elpris, at alkalisk elektrolyse baseret på NEL (atmosfærisk tryk) teknologien er den billigste form for elektrolyse nu og de nærmeste år.

Selvom SOEC elektrolyse endnu ikke er kommerciel, betyder de høje forventninger til forbedret virkningsgrad og reducerede omkostninger, at SOEC potentielt bliver signifikant billigere end de andre teknologier i 2035 og fremadrettet. Det skal understreges, at SOEC er en forholdsvis umoden teknologi, og at det ikke er muligt at vide med sikkerhed med hvilken hast teknologien udvikler sig.

Hvis forventningerne bliver indfriet, tegnes et klart billede af, at SOEC elektrolyse vil kunne levere brint til priser, som de andre teknologier ikke kan konkurrere med. Den indledende komparative analyse viste, at SOEC kan leverer brint til et omkostningsniveau på henholdsvis 190 kr./GJ og 260 kr./GJ i Klima- og WEO-Scenariet.

¹⁰ Teoretisk set kan SOEC og AEC opnå samme effektivitet, hvis man regner opvarmning af fødevandet med.

Økonomiske og teknologiske barrierer for elektrolyse teknologierne

For at elektrolyseteknologien skal få en central rolle i fremtidens energisystem skal de kunne levere brint til en konkurrencedygtig pris, hvor brint enten substituerer et alternativt VE-brændsel, eller hvor brint indgår i en sammenhæng, der indirekte skaber et produkt/ydelse til en konkurrencedygtig pris.

Derfor afhænger elektrolyseteknologiernes rolle i høj grad også af, hvordan de teknologier, der skal aftage brinten, udvikler sig.

F.eks. kan det have betydning hvordan batteripriser eller hybridteknologi i transportsektoren udvikler sig ift. til brints produktionsomkostninger. Ligeledes er det centralt for energikonverteringsteknologier, som benytter brint i synteseprocesserne, f.eks. methaniseringsteknologier, at de opnår lave kapitalomkostninger og bliver mere effektive, hvis de skal levere konkurrencedygtige grønne brændsler til konkurrencedygtige priser ift. til benchmark - f.eks. benzin inkl. eksternalitetsomkostning)¹¹. Ved en målsætning om 100 % VE i energisystemet vil det være de billigste VE-løsninger som dominerer. Hvis brint skal have en rolle, skal brint eller de brint-syntetiserede brændsler derfor være blandt de billigste alternativer.

Den vigtigste parameter for brintprisen er ubetinget elprisen, og derfor bliver det også centralt, hvor effektivt energien konverteres fra el til brint. Derfor er det afgørende, at forventningen til fremtidige virkningsgrader for elektrolyse bliver indfriet.

I 2035 forventer man en relativ høj virkningsgrad for SOEC på knap 80 %, mens der for de restende elektrolyseteknologier forventes et niveau mellem 60-70 %. Selvom niveauet er højt, er det teoretisk realistisk. Der kan næppe forventes højere virkningsgrader uden at elektrolyseanlæggene fordyres væsentligt. For SOEC ender virkningsgraden nær det højeste mulige praktisk/teoretiske niveau.

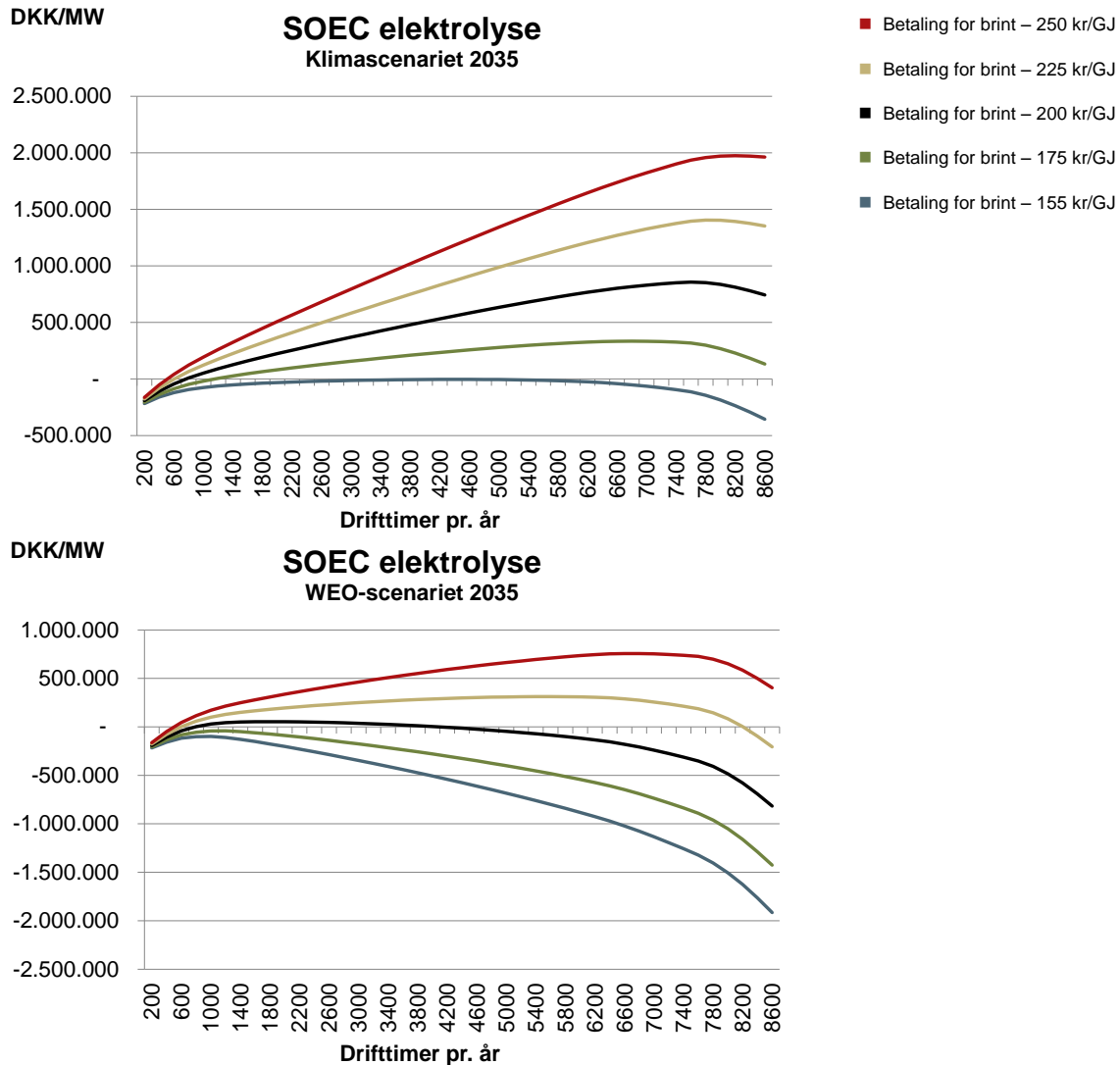
Hvis PEM og Alkalisk elektrolyse opnår at nedbringe deres D&V og investeringsomkostninger, kan disse potentielt konkurrere med SOEC-teknologien på den lange bane, hvis SOEC ikke skulle indfri hele sit potentiale. For de alkaliske elektrolyseteknologier er D&V generelt høje og investeringsomkostningen forventes ikke at blive væsentlig billigere i fremtiden. En halvering af anlægspris og D&V ville f.eks. gøre alkalisk NEL konkurrencedygtig med SOEC. PEM elektrolyseanlæg er generelt dyrere, mens D&V er billig. Her bør der derfor fokuseres på at bringe investeringsomkostningerne ned.

Lave inputpriser, i form af lave elpriser, medfører naturligt lave brintpriser. Præliminære modelresultater fra Balmorel viser, at der er relativt få timer med lave elpriser i modellsimuleringerne for 2035. For at elektrolyseanlæggene skal kunne agere fleksibelt i elmarkedet og udnytte disse lavpristimer, så skal de have relativt lave kapitalomkostninger, hvis de samtidigt skal opnå en bæredygtig økonomi. Hvis kapitalomkostningerne kunne reduceres til et niveau, der kunne bære en businesscase, hvor de kun aftog strøm, når VE-anlæggene producerede, ville de kunne agere som nettointegrator for vind og/eller sol. Dette ville forudsætte en driftstid på måske kun 3.000 timer om året, hvis den ny udbygning var landvind og ca. 4.500 timer om året, hvis det ekstra elforbrug dækkes af havvind.

¹¹ Dette analyserer og belyses nærmere i de efterfølgende analyserapporter.

Analysen viser, at optimal driftstid for anlæggene afhænger af hvilken brintpris, der benchmarkes op imod og scenariernes elpriser. Yderligere viste analysen, at ingen af de andre elektrolyseteknologier kunne konkurrere med SOEC-teknologien uanset driftsmønster.

Figur 11 Indtjening for SOEC anlæg som funktion af driftstid ved forskellige brintpriser.



Figur 11 Grafen illustrerer akkumuleret indtjening for et 1 MW anlæg som funktion af driftstid. Beregningen er baseret på en antagelse om fuld fleksibilitet, således at elpriserne i beregninger stiger ved øget driftstid. Betaling for brint er angivet i signaturforklaring.

Kilde: Brintkommercialiseringsprojektets energiteknologikatalog. Beregninger ved Dansk Energi

Benchmark for brintprisen vil være forskellig altafhængig af, om der anlægges en samfundsøkonomisk eller privatøkonomisk betragtning og alt afhængig af hvilke konkurrerende energibærere, der benchmarkes op imod. Vi undersøger dette nærmere i den afsluttende analyserapport, "Brint og el i fremtidens energisystem".

I **Figur 12** er indtjeningskurverne for SOEC-anlæg illustreret ved forskellige brintpriser. Den optimale driftstid kan udledes fra toppunktet på grafen. Det ses, at den optimale driftstid dels afhænger af de respektive elpriser i de to afbillede scenarier, men naturligvis også af betalingsvilligheden for brint. Ved en betalingsvillighed for brint på 155 kr./GJ i klimascenariet opnås break-even for business casen ved ca. 4400 driftstimer. Hvis brintpriser kommer under dette niveau, kan business casen ikke bære en anlægsinvestering. Modsvarende kræves en markant højere brintpris for at opnå break-even i WEO-scenariet. Breakeven opnås ved en brintpris på 187 kr./GJ og en driftstid på blot 1200 timer. Over dette niveau er der en positiv businesscase for elektrolyse - under dette niveau er der en negativ businesscase.

Beregningerne i **Figur 11** Indtjening for SOEC anlæg som funktion af driftstid ved forskellige brintpriser. **Figur 11** forudsætter at salg af overskudsvarme fra elektrolyseprocessen kan realiseres. Hvis overskudsvarmen skal afsættes i praksis, er det naturligvis en forudsætning at anlæggene placeres nær et varmegrundlag (f.eks. biobrændselsanlæg el. a.), som kan aftage varmen fra elektrolyseprocessen.

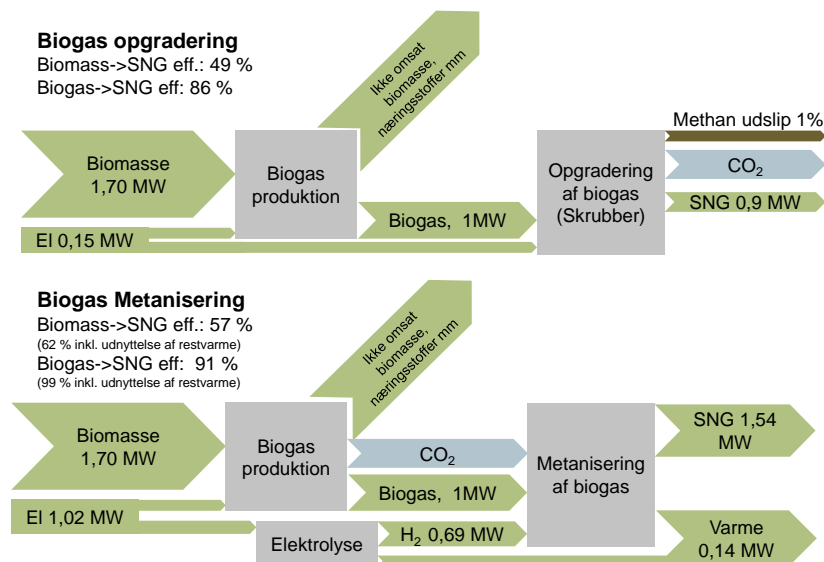
Netop placeringen af anlæggene, men også kapaciteten, har betydning for hvorpå elnettet elektrolyseanlæggene kan tilkobles. Desto større anlæg, desto lavere net-tariffer knyttet til elforbruget. I nærværende analyse og den videre modellering er det antaget, at store anlæg (over 10 MW), tilknyttet brændstofproduktion og mindre elektrolyseanlæg, tilknyttet brint-tankstation, er tilkoblet på henholdsvis 50/60 kv- og 10 kv-nettet.

4.2.2 Bioforgasning

I Biologisk forgasning omdannes det letomsættelige biologiske materiale, som kun udgør omkring halvdelen af det samlede biologiske materiale, til biogas. Biogas er en gas overvejende indeholdende metan (55-70 %) og CO₂, (30-45 %) og en mindre del NH₃, H₂, H₂S (1-2 %).

Anaerob biogasificering har en effektivitet på omtrent 50 %, hvis man også tager højde for det energiindhold i den del af den våde biomasse, som ikke bliver omsat i processen. Størstedelen af det uomsatte biomasse tilbageføres til landbruget og bidrager derved ved at opretholde kulstof og næringsstof balancen i jorden.

Biogassen fra biogasproduktionen kan efterfølgende methaniseres til Bio SNG eller opgraderes til Bio SNG ved at udvaske CO₂ fra biogassen. I princippet kan udrenset CO₂ fra biogas efterfølgende methaniseres yderligere ved tilsætning af brint. Dette kan f.eks. foregå via CO₂ – methanolisering, hvorved CO₂ og brint omdannes til biomethanol.

Figur 12 Effektivitet i anaerobe biomasse opsætningsprocesser**2035 Teknologiforventning****Figur 12** Illustration af energibalancen i 2 anaerobe processer for omsætning af vådbiomasse (gylle, dybstrøgelse og halm) til Bio SNG.

Kilde: Beregninger ved Dansk Energi. Teknologidata: EA et al. 2015.

I **Figur 12** ses to forskellige metoder til udnyttelsen af biogas til SNG. I processen hvor biogassen methaniseres med brint via elektrolyse, er den overordnede energieffektivitet ca. 5 procent højere som ved rensning af biogassen via "water scrubber". Hvis man formår at udnytte restvarmen fra methaniseringsprocessen, bliver virkningsgraden forbedret med godt 10-13 procent. Biomassen udnyttes således markant bedre ved methanisering end ved traditionel opgradering. Af diagrammet fremgår yderligere at man for den samme mængde biomasse/biogas ved hydrogenering af biogassen fremstiller 70 % mere Bio-NG end ved opgradering med skrubber.

Forholdsmæssigt får man ca. 70 procent mere Bio SNG ud af biomasse ved methanisering end ved opgradering. En bedre ressourceudnyttelse, dæmper naturligt efterspørgslen og begrænser prisen på ressourcen. En bedre ressourceudnyttelse skaber således også mere robusthed i økonomisk henseende. Dette har betydning i vurderingen af konkurrencedygtighed teknologierne i mellem.

4.2.3 Termisk forgasning af træ til biofuel produktion

I Brintkommercialiseringsprojektets teknologikatalog (EA et al. 2015) indgår termisk forgasning af biomasse ikke, hvorfor de grundlæggende teknologiske principper, teknologisk stadie og energieffektivitet beskrives i nedenstående afsnit¹².

¹² En økonomisk analyse af energikonverteringsteknologierne præsenteres i den opsummerende slutrapport for Brintkommercialiseringsprojektets arbejdsplan 2 og 3.

Termisk forgasning af kul til syntesegas med efterfølgende konvertering til gasformige og flydende brændsler er en kendt teknologi, som allerede findes i fuld kommerciel skala. Forgasning af biomasse er dog stadig under udvikling og teknologien er at betragte som værende på laboratorieniveau for øjeblikket. Det grundlæggende princip i teknologien er at biomassen forgasses og under høj temperatur omdannes til syntesegas ved tilsætning af oxygen.

En forgasningstilgang er at lade biomassen opvarme i en pyrolyseproces, som deler biomassen i en fraktion på gasform, og en fraktion på fast form (trækul)¹³. Fraktionen på gasform indeholder primært brint, karbonmonooxid, methan og tjære, imens fraktionen på fast form stadig indeholder det meste af kulstoffet. I den videre forgasningsproces bliver trækullet opvarmet til meget høje temperaturer (typisk 700 °C til 1500 °C) og tilført oxygen samt forgasningsmiddel, som vanddamp eller CO₂ i kontrollerede mængder. Syntesegas, der bliver produceret, er primært en blanding af karbonmonooxid, brint og karbondioxid, hvor der ofte også er en lille koncentration af organiske forbindelser (tjære) (Meijden et al. 2010). Den præcise sammensætning af syntesegas afhænger af den specifikke teknologi. Nogle forgasningsanlæg bruger ilt og de producerer en gas med meget lavere nitrogen indhold end dem der er baseret på atmosfærisk luft.

De fleste forgassere har pyrolyse og forgasningsprocessen i samme kammer. Nogle få forgassere, eksempelvis Viking forgasseren, har processerne i separate kamre (Skøtt, 2011).

Den praktiske erfaring med biomasseforgasning er overvejende opnået ved forgasning og omdannelse til syntesegas, som efterfølgende er blevet brugt til elektricitet og/eller varmeproduktion. Typisk i "stand-alone"-anlæg eller ved samfyring i fossile termiske kraftvarmeanlæg.

Der har været omkring 10 forgasningsanlæg i Danmark, hvor alle har produceret varme og/eller elektricitet på biomasse alene eller ved samfyring med kul (CEESA, 2014). Af disse har halvdelen kørt under 1000 timer. Når syntesegas anvendes i disse sammenhænge, kan gassen anvendes i lav kvalitet med højt indhold af tjære og partikler uden nogle skrappe rensningskrav.

Hvis syntesegassen skal anvendes til at producere fremtidens grønne brændstoffer, skal gassen være meget renere for at undgå deaktivering af katalysatoren.

Der findes flere forskellige teknologiske koncepter indenfor forgasning:

- **Fixed bed gasification:** Opererer under relativt lavt tryk og temperatur. Umiddelbart kan teknologien pt. kun anvendes i mindre anlæg. Teknologi forventes for nuværende at være uegnet til brændstofproduktion pga. skala-problematik og høje krav til gasrensning (Ahrenfeldt 2015).
- **Fluidized Bed gasification:** Teknologien forventes at kunne skaleres til ca. 100-200 MW for atmosfæriske forgassere, men det er relativt kompliceret og det er ikke sikkert der samtidigt kan opnås betydelig "scale of economy" effekt. Forgasningsprocessen sker typisk ved en temperatur, der er 250-300 grader lavere end askesmeltepunktet, men kan dog have varierende tryk og temperatur afhængig af teknologi og brændselstype. Forgasseren har et design som generelt vanskeliggøre tryksætning, hvilket

¹³ Der findes blot enkelte forgassere i verden som kan gøre dette.

bidrager til at gøre anlæggene relativt dyre (Koch 2016). Der produceres primært syntesegas af ringe kvalitet med 5-25 gram tjære/Nm³, som kræver en dyr og kompliceret rensning af gassen, hvis den skal bruges til synteseformål.

- **Pressurized Entrained flow gasification:** Opererer lige over smeltepunktet for biomasse og producerer en syntesegas af bedre kvalitet end fluidized bed teknologi. Teknologien kan køres relativt fleksibelt og håndtere en bred vifte af biomasse- og affaldsinput. Det er på langt sigt en lovende teknologi i et vedvarende og bio-baseret samfund.

Processer ved lavere temperatur og lavere tryk har en tendens til at give en mere beskidt syntesegas, som er dyr og kompliceret at rense, hvis gassen efterfølgende skal bruges til brændstofsyntese. Processer med høje temperaturer og højt tryk danner en renere gas med færre krav til den efterfølgende rensning. Nogle vigtige teknologier er:

Det 'fuld skala'-anlæg med længste driftstid er Buggenum Gasifier i Holland. Det har haft en driftstid på mere end 95.000 timer, fordelt på 400 driftsperioder, hvor af den længste var 3300 timer.

I December 2014 blev det såkaldte GobiGasværk opført i Göteborg, Sverige. Anlægget er opført som en forløber for et stor-skala anlæg. Værket er i første pilot-stage opført med kapacitet på 20 MW termisk input. Der har imidlertid været en del indkøringsproblemer med forgasseren. Næste stadie der var planlagt til at forøge kapaciteten til 80-100 MW termisk input¹⁴ er udskudt på ubestemt tid. Anlægget benytter en proces med "indirekte forgasning" med efterfølgende gasrensning, der består i at gassen skrubbes i et organisk opløsningsmiddel (Göteborg Energi, 2016). Fra syntesegassen produceres Bio SNG (BNG).

I fremtiden vil typiske kapaciteter nok variere imellem 100 MW (mindste fixed bed forgassere) til over 1000 MW (største 'pressurized entrained flow slagging gasifiers'). Det kan forventes, at der kan opnås økonomiske stordriftsfordele ved at opskalere både forgasning, gasrensning og brændstofproduktion. For fixed bed teknologien kan det være en udfordring at opnå stordriftsfordele, da teknologien umiddelbart ikke kan skaleres¹⁵, men muligvis kan udbygges i moduler svarende til kapacitetsbehov (Ahrenfeldt 2015).

Fremtidens forgasningsteknologi

Det er endnu ikke klart, hvilken teknologi der vil blive den foretrukne forgasningsteknologi i fremtiden.

Teknologien med det lavere tryk (Fixed bed) er en teknisk overkommelig løsning, men processerne har desværre en relativ lav virkningsgrad og der er behov for kompliceret gasrensning. Teknologien med det højere tryk (pressurized, entrained flow slagging gasification) har fordelene ved at producere en renere gas og har potentielt en højere virkningsgrad. Der er dog flere udfordringer, hvor det at neddele og indføde biomassen i en tryk forgasser (omkring 80 bar) er en af dem. De eksisterende kulforgasningsanlæg et pneumatisk transportsystem med inaktiv gas (nitrogen eller CO₂), og denne fremgangsmåde er blevet fulgt for biomasse på flere forsøgsanlæg. Dette stiller

¹⁴ 2. stadiet er foreløbigt aflyst – antageligt pga. lavere virkningsgrad end antaget (Koch 2016).

¹⁵ pga. problemer med brændselsfordeling og kanaldannelser (Koch 2016).

krav om, at biomassen skal være torrified¹⁶ (hvilket giver anledning til tab på 25-40 % af biomassens brændværdi), for at gøre det nedbrydeligt og nemmere at pulverisere. Desuden er der et stort energitab (op imod 20 %) ved tilførsel af inaktiv gas til processen. Det danske firma TK Energy A/S, har dog udviklet og demonstreret en mekanisk metode, som reducerer energitabet og behovet for inaktiv gas og dermed øger den samlede virkningsgrad. Generelt set er den største udfordring at op-skalere de små demo- og pilot anlæg. Det er f.eks. vanskeligt at øge den fysiske indfødningsmængde, sikre jævn fordeling af temperaturen i forgasningsanlægget, osv. Før større anlæg bygges, skal der for de respektive teknologier opføres pilot-anlæg, hvor op-skaleringen testes i realistiske driftssituationer. Eksempelvis har Buggenum demonstrationsværk undergået mere end 6000 tekniske ændringer.

De efterfølgende processer, som er nødvendige for at producere grønne brændstoffer, f.eks. gasrensning, cracking, Fischer-Tropsch, methanisering, osv., er mere eller mindre velkendte og kommercielt tilgængelige teknologier, der kan købes på markedet.

Et krav der stilles til alle processer, hvis de skal anvendes i større kommercielt perspektiv er, at de kan skaleres til en stor skala, f.eks. GW-skala. Baseret på nuværende teknologiske stadie og erfaringer fra forsøgsprojekter tegner et billede af, at forgasningsteknologien "Pressurized Entrained flow gasification" umiddelbart udviser det bedste potentiale til anvendelse af syntesebrændsler.

Udviklingsperspektiv og rolle i energisystemet

Den termiske biomasseforgasningsteknologi har status som nøglen til det fremtidige bæredygtige energisystem, og teknologien er inkluderet i de fleste designs af vedvarende energisystemer med begrænset biomasse afhængighed (ENDK 2010, Lund et al. 2011, Wenzel et al, 2014). Teknologien har flere attraktive systemintegrationsegenskaber, især:

- Egenskab til at integrere brint i systemet via hydrogenering af syntesegas til brændstof på hhv. gas og flydende form. En metode hvor man får skabt en energitætte kulbrinter fra biobaseret kulstof og brint.
- Egenskab til at understøtte fleksible energisystemer ved at levere transportbrændstoffer, brændsler til kraftvarme og til spidslastproduktion i perioder med lav vind. Ingen andre træbiomassekonverteringsteknologier har disse positive integrationsegenskaber, hvilket næsten gør teknologien nødvendig i designet af et bæredygtigt vedvarende energisystem med begrænset biomasseafhængighed.

På grund af disse egenskaber burde forskning og udvikling af termisk forgasning af træ have høj prioritet på verdensplan.

4.2.4 Brændstofproduktion

Energi- og massebalance ved brændstofproduktion

Når brændstof skal produceres ved termisk forgasning, er basisprocessen, at biomasse forgasses til syntesegas, som renses og herefter syntetiseres til det respektive brændsel i videre proces. I **Figur 13** ses de forskellige produkti-

¹⁶ Ristet/tørret

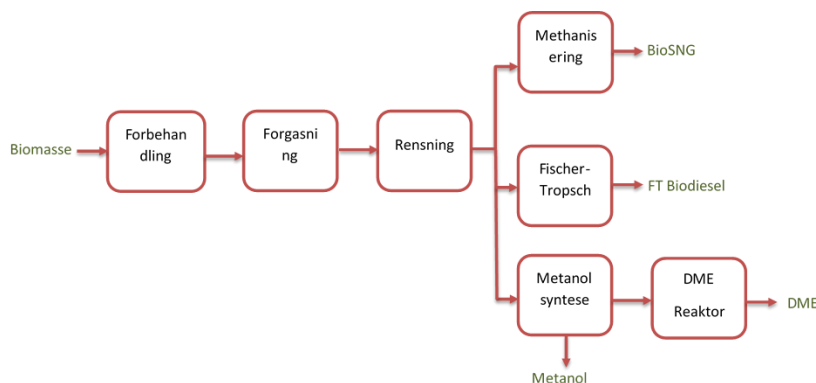
onsmuligheder for grønne brændsler baseret på termisk forgasning. Termisk forgasning og efterfølgende brændstofproduktion vil kunne opnå en virkningsgrad (baseret på LHV) på op mod 58 procent, hvis biomasse omdannes til hhv. gasformig og flydende brændstof. Resten af energien går tabt som varme og kulstof i form af CO₂. I princippet kan kulstof i CO₂’en opsamles og methaniseres igen ved brinttilføjelse. Varmetabet opstår pga. de høje temperaturer i processen, og kan i princippet dække forskellige typer varme-behov, f.eks. fjernvarme eller som procesvarme til at tørre biomassen inden forgasning.

Flydende brændsler

De termokemiske processer for produktion af flydende biobrændsel, som Fischer-Tropsch biodiesel, DME og methanol, er alle baseret på indledende forgasning af biomasse (primært træ). Krav til renheden af gassen varierer i disse termokemiske processer. Afvejningen mellem renheden af gassen, virkningsgraden og økonomien knyttet hertil er pt. den centrale teknologiske udfordring for at opnå kommercialisering (jf. 4.2.3). De efterfølgende processer (krakning, Fischer-Tropsch, methanisering, mm) til fremstilling af brændsler er allerede kendte fra den petrokemiske industri.

I de termokemiske processer anvendes højtemperatur varme til egne processer (el, mm). Overskudsvarme og el kan afsættes på fjernvarme og elnettet. Dette forbedrer både virkningsgrad og den samlede økonomi for produktionsanlægget.

Figur 13 Produktion af grønne brændsler baseret på termisk forgasning af træbaseret biomasse.



Figur 13 Produktionsmulighederne af grønne brændsler ved termisk forgasning. Basisprocessen er forgasning til syntesegas der renses og herefter syntetiseres til det respektive brændsel i videre proces.

Kilde: SDU, EA Energianalyse

I **Tabel 3** ses en energibalanceoversigt for udvalgte biobrændstofteknologier.

Produktion af **Methanol** forventes på sigt at kunne opnå en virkningsgrad på 53 %¹⁷. Den relativt lave virkningsgrad skyldes, at produceret restgas anvendes i den interne proces, som forløber ved et relativt højt procestryk¹⁸.

Metanol kan yderligere omdannes til **DME**, hvor virkningsgraden så falder til 48 %. Også her brændes restgasser af i processen. DME kan i teorien også fremstilles ved en DME-fokuseret proces, som kan opnå omtrent samme virkningsgrad som fremstilling af methanol, jf. **Tabel 3**.

Virkningsgraden ved **FT biodiesel** baseret på træ eller halm ligger på omtrent 40 %, hvor der dannes benzin som biprodukt ved en virkningsgrad på 17 %. Ved at undlade benzinproduktion kan dieselproduktionen optimeres til en virkningsgrad på knap 56 %. Den samlede biomasse-til-brændsel virkningsgrad er således den samme.

Virkningsgraden ved **FT biodiesel** baseret på træ-biomasse ligger ifølge Tunå et al. (2014) på 46 %, hvis der samtidigt ikke produceres benzin eller andre kulbrinter som biprodukt.

¹⁷ Skal en sådanne virkningsgrad opnås, kræves det imidlertid, at der først udvikles en termisk for-gasser til biomasse med en virkningsgrad på 80-85 % (Koch 2016).

¹⁸ Ahrenfeldt (2015) nævner, at der under laboratorieforhold er påvist en virkningsgrad op mod 70 % fra biomasse til methanol/DME.

Tabel 3 Oversigt over energibalance og virkningsgrad for forskellige brændstofsprocesser baseret på termisk forgasning. Varmen i processerne kan potentielt afsættes til fjernvarme eller procesvarme alt afhængigt af de lokale forhold.

Teknologi / (kilde)	Biomasse input	MW	Output	MW	Brændstofs-virkningsgrad
Forgasning (FORCE, 2013)	Træ	100	Methanol	53	53 %
			Varme	35	
			Tab	12	
			<i>Totalvirkningsgrad</i>		
Forgasning (FORCE, 2013)	Træ	100	DME	48-53	48-53 %
			Varme	35	
			Tab	12	
			<i>Totalvirkningsgrad</i>		
Fischer Tropsch (Tunå et al. 2014)	Træ	100	Diesel	46	46 %
			Varme	40	
			Tab	14	
			<i>Totalvirkningsgrad</i>		
Fluid bed (GobiGas) (FORCE, 2013)	Træ	100	SNG	63	57 %
	EI	9	Varme	16	
	RME	2	Tab	32	
	<i>Totalvirkningsgrad</i>		71 %		
Forgasning med Fischer Tropsch (FORCE, 2013)	Træ (el. halm)	100	Benzin	17	56-58%
			Diesel	41	
			EI	3	
			Varme	20	
			Tab	19	
<i>Totalvirkningsgrad</i>		80 %			
Forgasning med Fischer Tropsch + hydrogenering (FORCE, 2013)	Træ (el. halm)	100	Benzin	23	56-58%
	Brint	34	Diesel	55	
			EI	3	
			Varme	25	
			Tab	28	
<i>Totalvirkningsgrad</i>		80 %			

BioSNG

Produktionen af **bioSNG** forventes at kunne opnå en relativ høj 'biomasse-til-brændsel' virkningsgrad på op mod 57 %, jf. **Tabel 3**. Den forventede virkningsgrad for GobiGas-værket er for nuværende ca. 56 %, men har i praksis vist sig at være noget lavere grundet tekniske vanskeligheder. Forventningen er fortsat at disse tekniske vanskeligheder løses så en virkningsgrad på knap 57 % opnås. Generelt forventes anlæg af GobiGas-typen at kunne opnå virkningsgrader på helt op på 65 % (ENS 2015). SNG-syntese, baseret på den såkaldte TREMP teknologi fra Haldor Topsøe A/S, har umiddelbart den højeste forventede brændstovsvirkningsgrad på 67 %. Årsagen til den høje virkningsgrad er et resultat af det lave procestryk i BioSNG-syntesen, som resulterer i mindre energi til kompression end for de andre processer, som syntetiserer flydende brændstof. De høje temperaturer i processen kan yderligere anvendes til at imødegå procesvarme eller fjernvarmebehov. Hvis man tilknytter varmepumper i processen, kan der opnås en virkningsgrader på helt

op til 88 %, da det er muligt at anvende ca. 50 % af overskudsvarmen (Ahrenfeldt 2015).

Som det fremgår, kan der opnås en bedre energibalance i termisk forgasning af biomasse til bioSNG end ved biologisk biogasificering. De højere virkningsgrader, som opnås ved termisk bioforgasning, indikerer at biomasse ressourcer (de tørre, f.eks. træ og halm) udnyttes bedre end i konventionel forbrænding eller tilsvarende biologisk forgasning. Termisk bioforgasning med nævnte virkningsgrader, mangler dog stadig at blive demonstreret kommercielt.

Det skal bemærkes, at nyeste forskning fra SDU indikerer, at termisk forgasning af halm på sigt reducerer jordens kulstofindhold. Ligeledes vil termisk forgasning heller ikke bidrage til opbygning af landbrugsjordens muldrag. Disse negative eksternaliteter skal naturligvis vurderes i det samlede billede, når ressourceanvendelse diskuteres. Methanisering af biogas fra anaerob forgasning har f.eks. flere positive eksternaliteter som eksempelvis kvælstofudvaskningsreduktion, reducerede drivhusgasser og øget gødningsværdi.

4.3 Systemintegration og biomassens rolle

Behovet for energitætte brændstoffer til visse dele af transportsektoren, lagerbare brændsler til fleksibel elproduktion ved underskud af vindkraft samt råvarer og brændsler til industrien udgør de dele af systemet, der vanskeligst kan undvære kulbrinter. I et vedvarende energisystem skal biomasse derfor prioriteres til disse formål først. Og som det fremgår af afsnit 3.4 og 3.6, er der ikke samlet set og i et globalt perspektiv nok biomasse til disse formål alene uden integration af en stor mængde brint i systemet. Ydermere skal denne integration ske på en god måde for at minimere systemets ressourceforbrug og omkostninger. Denne integration skal skabe og nyttiggøre synergien mellem de forskellige sektorer:

- El
- Varme
- Transport, og
- Landbrug

Den 'smarte' systemtænkning og integration i elsektoren alene (smart grid) er langt fra tilstrækkeligt til at sikre optimalt design af systemet, det er nødvendigt at tænke 'smart energy systems', hvor både el, varme og transport integreres (Mathiesen et al. 2015). Men heller ikke dette er nok til at sikre tilstrækkelig omtanke og synergi, også landbruget og landbrugsjordens tarv skal tænkes med ind, ligesom naturligvis også affaldssektoren skal være en integreret del af energi- og materialesystemerne. Især behovet for at medtænke landbruget er en ny erkendelse, som kan få stor betydning for systemdesignet, og et projekt under overskriften 'EASI' (Energy and Agricultural System Integration) er igangsat på Syddansk Universitet til afklaring af nogle af aspekterne heri. Aspektet omfatter dels fremtidig optimering af afgrødevalg samoptimeret mod både føde/foder og energiproduktion, dels hensynet til jordens bonitet og næringsstof- og kulstofbalancer, som kan blive afgørende for, hvordan biomasse flows i systemet optimeres på langt sigt under hensynet til jorden. Mere om dette i det efterfølgende.

Følgende hensyn er væsentlige i den samlede systemintegration, hvis vi skal bevæge os mod et fossilfrit energisystem:

- **Prioritering af biomassen.** Biomassen prioriteres overvejende til transportsektorens behov for kulbrinter.
- **Integration af brint.** Brint integreres i systemet, herunder samtænkes biomassekonvertering med optag af brint under kulbrinteproduktion, således, at optag af brint i kulbrinter fremmes.
- **Integration af varmeoverskud.** Varmeoverskud fra brintproduktion, biomassekonvertering og methanisering eller anden hydrogenering til brændstoffer nyttiggøres til fjernvarme og/eller industri.
- **Kontinuert biomassekonvertering med fleksibel anvendelse af output.** Produktion af transportbrændstoffer og lagerbare brændsler til balancering af elproduktionen samtænkes for at opnå maximal fleksibilitet og omkostningseffektivitet. Eksempelvis produktion af en syntesegas, som med fordel kører kontinuert, og hvor syntesegassen dels kan anvendes i transportbrændstofproduktion, dels kan anvendes til el-produktion, alt efter behovet og økonomien på ethvert tidspunkt (jf. 4.4.5). Samme gælder biogasproduktion og methanisering.
- **Sikring af næringssalt balancer.** Håndtering af biomasse flows på en måde, der sikrer nyttiggørelse af biomassens N, P og K indhold i jordbruget, herunder særlig fokus på P.
- **Sikring af markjordens muldlag og langsigtede kulstofindhold.** Håndtering af biomasse flows på en måde, der tilgodeser markjordens kulstofpulje og muldlag i fornødent omfang så frugtbarheden opretholdes, humusopbygning sikres og jorderosion modvirkes.

Disse overordnede optimeringshensyn hvad angår systemintegrations aspektet påvirker den samlede systemoptimering og supplerer de tekniske og økonomiske forhold for den enkelte energiteknologi. Der kan således godt være teknologier, der isoleret set er dyre, men som kva deres systemintegrations-egenskaber afføder en samlet systemoptimering.

Håndtering og prioritering af biomassen og biomassekonverteringsteknologier bliver et omdrejningspunkt i systemintegrationen, fordi:

- **biomassen er kilden til kulbrinter**
- **biomassekonvertering kan facilitere optag af brint mere eller mindre elegant**
- **biomassekonvertering ofte giver overskudsvarme**
- **biomasse er lagerbart og kan konverteres til lagerbare brændstoffer, og ikke mindst**
- **biomasse ressourcen er begrænset (men ikke en fast størrelse).**
- **Jordens frugtbarhed, der er grundlaget for biomasseproduktionen, ikke må forringes**

Visse prioriteringer af biomassen er sandsynligvis givet af nogle mere enkle tekniske forhold. Det forekommer mest sandsynligt, at husdyrgødning prioriteres til biogas og tilsvarende, at andre våde og let nedbrydelige biomassetyper prioriteres til forgæringsprocesser og ikke forbrændingsprocesser. Ligeledes forekommer det sandsynligt, at tør træmasse prioriteres til termiske processer som forbrænding eller forgasning og ikke til forgæringsprocesser. Da både

biogas og termisk forgasning af træ har jævnbyrdige og attraktive systemintegrationssegenskaber, forekommer det sandsynligt, at biomassens inherente egnethed i forhold til disse konverteringstekniske aspekter vil blive afgørende. Diverse udførte systemanalyser peger også herpå.

Den største usikkerhed omhandler således, hvilken konverteringsvej halmpotentialet fra landbruget skal følge. Her vil mange af systemintegrationsaspekterne påvirke valget, og mange argumenter taler for, at halmen anvendes sammen med husdyrgødning i biogas, fordi der er stor synergi heri, især:

- Halmen understøtter biogas teknisk og økonomisk, idet dosering af halm øger omkostningseffektiviteten af biogas væsentligt (mere gas pr. m³ reaktorvolumen) og bedrer C/N forholdet af husdyrgødningen.
- Det optimale C/N forhold for biogasproduktion er ca. 25 (jf. **Tabel 4**).
- Halm til biogas sikrer automatisk en god N, P, K balance.
- Halm til biogas medfører automatisk, at den ikke nedbrudte del af halmen føres tilbage til jorden. Det kulstof, som bliver til metan og CO₂ i biogassen, er altovervejende den del, der alligevel ville være nedbrudt i markjorden over årene. Så biogasprocessen fratager næsten ikke jordens kulstof. Det betyder meget for, hvor meget halm, der samlet set er til rådighed for energisektoren. Hvis ikke den svært nedbrydelige del af halmen går tilbage til jorden, vil en stor del af halmen skulle pløjes direkte ned, hvis samme indhold i markjorden på langt sigt skal opretholdes.
- Biogassen er et velegnet medie til at optage brint i en omdannelse af biogassens CO₂ del til metan. Det sikrer et relativt let og effektivt optag, idet omdannelse til metan giver det højest mulige optag af brint i biomasse¹⁹.
- Biogassen er en attraktiv energibærer, fordi vi allerede har et gaslager og distributionssystem, og fordi metan er velegnet både som transportbrændsel og til elproduktion. Som brændsel til standby elproduktion er metan attraktivt, fordi gasmotorturbiner er den signifikant billigste teknologi i form af investering pr. installeret MW.
- Biogassens skala har inherent gode integrationsegenskaber. Et studie af fynske biogaspotentialer viser, at de omkring 10 anlæg, der i fremtiden er grundlag for på Fyn, ville placere sig på en måde, således at halm og gylle kun skal transporteres under 20 km (jf. **Figur 14**). Det betyder for halmen, at det kan ske på landmandens traktor og ikke behøver omlastes til lastbil. Endvidere gælder der det, at overskudsvarmen fra opgradering af biogassen med brint passer skalamæssigt godt med de mellemstore fjernvarmenet, der findes på Fyn – se **Figur 15**.

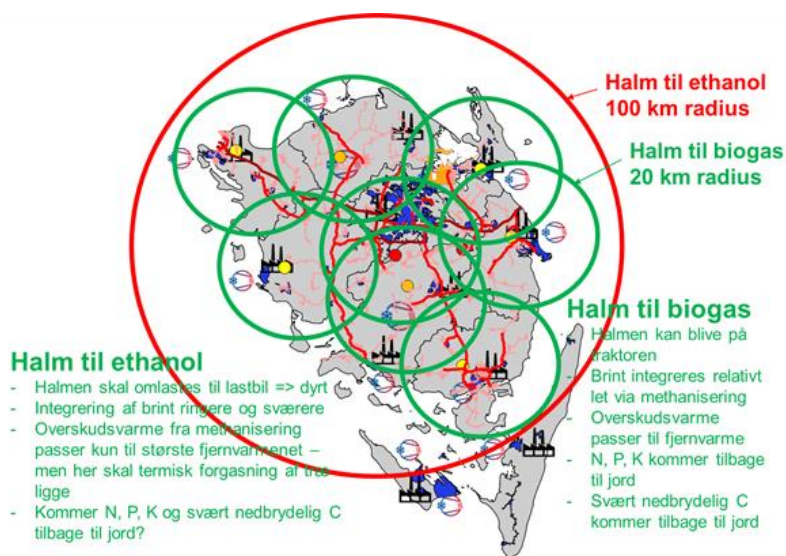
¹⁹ Fire brintatomer pr. kulstofatom (CH₄)

Tabel 4 Kulstof/nitrogen forholdet i forskellige typer biomasse. Det optimale forhold for biogas er 25. Ved at tilsætte halm til gyllen C/N-forholdet hæves til det optimale. **Kilde:** AU 2013

Kulstof/nitrogen forholdet	C/N
Svine gylle	4
Kvæg gylle	18
Græs	20
Husholdningsaffald	65
Halm	80
Træ	325

Til sammenligning med biogas har ethanol-fermentering ud fra halm nogle andre egenskaber på flere af områderne. Rent teknisk er der den forskel, at ethanolen skal destilleres af, hvor gassen undslipper væsken frivilligt. Det påvirker økonomi og energibalance. Skala-økonomien er af samme årsag anderledes, idet især destillationsbehovet betyder meget store anlæg – omkring 300.000 tons halm om året. Det indebærer nogle logistiske udfordringer, idet halmen skal hentes op til 100 km væk, hvilket er dyrt. Brint er ikke helt så godt integrerbart, dels optages ikke så meget brint pr. ton biomasse i ethanol som i methan, dels er CO₂'en ikke helt så let at få fat i, som i biogassen, hvor den findes i en gas, som man allerede håndterer og renses. Det kan dog lade sig gøre at opsamle fermenterings-CO₂'en fra ethanol. Der er tale om meget store mængder fra den store halmmængde, og varme fra opgradering af denne CO₂ med brint vil være så stor, at det kun er de allerstørste fjernvarmenet herhjemme, der vil kunne optage den. Men på disse net er det sandsynligt, at de termiske forgasningsanlæg af træ ligger, så disse net er sandsynligvis ikke tilgængelige som aftagere af denne varme. Varmeintegrationen fra brintintegration i ethanol-fermentering er således et svært håndterbart problem.

Figur 14 Illustration af forskellen mellem halm til biogas og halm til ethanol på Fyn

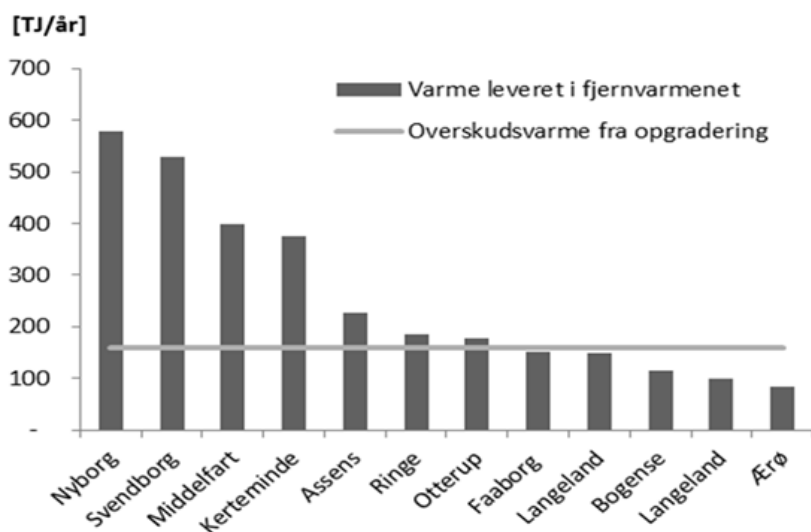


Figur 14 Halm til ethanol er en dyrere proces, hvis ikke det foregår som del af storskala anlæg. Det er i midlertidig svært at få afsæt varme fra disse storskala anlæg. N, P, K balancen i jorden udfordres ved ethanolproduktion.

Kilde: Wenzel et al. (2014)

Figur 14 illustrerer denne pointe i den fynske situation, mens **Figur 15** viser, hvordan overskudsvarmen fra methanisering af biogas passer ind på de forskellige fjernvarmenet på Fyn.

Figur 15 Skalamæssig sammenligning af overskudsvarme fra methanisering af biogas på et enheds-biogasanlæg med de fynske fjernvarmenets varmebehov



Figur 15 Der synes umiddelbart god skalamæssig sammenhæng mellem varmen for et generelt opgraderingsanlæg og de fynske fjernvarmenet.

Kilde: Wenzel et al. (2014)

Endelig er det ikke oplagt, at næringssalte fra halmen og især ikke nedbrydeligt kulstof kommer tilbage til markjorden ved ethanol-fermentering. Typisk bruges den svært nedbrydelige kulstof (ligning-delen) termisk til destillationsvarmen. Selv hvis det ikke var tilfældet at ligning-delen udnyttes er det ikke oplagt at få den tilbage til landmanden, fordi den ikke automatisk findes som tilsvarende for afgasset gylle, som resultat af bioforgasning.

- På den her beskrevne baggrund, vurderes en attraktiv prioritering af biomassen frem mod det fossilfrie system at være som vist i nedenstående **Tabel 5**.

Tabel 5 Vurderet optimal prioritering af biomasse frem mod 2050 og herefter.

Kilde: Wenzel et al. 2015

	2015-2020	2020-2035	2035-2050	2050+
Træ	Forbrænding	Forbrænding (+ forgasning)	Forgasning (+ forbrænding)	Forgasning
Halm	Forbrænding (+ biogas)	Biogas + forbrænding	Biogas (+ forbrænding)	Biogas
Husdyrgødning	Biogas	Biogas	Biogas	Biogas
Bio-affald	Forbrænding (+ biogas)	Biogas	Biogas	Biogas

EMNEBOKS: Overvejelser omkring fysisk planlægning ved øget mængde brint i energisystemet

Brint kan blive fremtidens olie, i den kontekst, at olie har været det mest anvendelige energiråstof ud fra hvilket en række brændsler og materialer kan fremstilles. Denne rolle kan i det fremtidige vedvarende energisystem gradvist blive overtaget af brint. Har man brint og kulstof i form af CO₂, kan der ved forarbejdning via syntese fremstilles de gasformige og flydende brændstoffer samt plastmaterialer, som vi har brug for.

Brint får således en helt central betydning, som byggesten i de kemiske processer i brændstoffabrikkerne, ligesom disse fabrikker kan blive hovedhjørnestenen i det vedvarende energisystem, hvor biomasse ressourcen, elnettet, gassettet, fjernvarmenettet og transportsektoren mødes.

Brint i sin rene form vil kun i begrænset omfang kunne finde anvendelse som energibærer via tankstationer til person- og mindre lastbiler. Ligeledes er kulstof i form af biomasse begrænset anvendelig til kraft og varmfremstilling. Det er således ved den kombinerede anvendelse af biomassen og brinten, at den optimale synergi opnås.

Den største biomasseresource i Danmark er halm og halm omsættes smartest til brændstof ved forgasning i et biogasanlæg (jf. forrige afsnit). Biogassens CO₂ indhold kan efterfølgende reagere med brint til methan, hvorved biogassens brændværdi forøges med ca. 50 %.

Brinten bør fremstilles vha. vindkraft (eller sol), men da biogasproduktionen ikke kan reguleres; men producerer biogas konstant, rejser det spørgsmålet om lagring af brint for at opretholde produktionen af methan fra CO₂ i vindstille perioder. Lagring af brint vil være ret bekosteligt pga. selve lageret; men også fordi elektrolyseanlægget skal overdimensioneres, for at have kapacitet til at fylde lageret (*økonomien analyseres i delrapport 2 i WP3*). En løsning kan være at stoppe elektrolyseanlæggene i vindfattede perioder og anvende biogassen til elproduktion via gasmotoranlæg. Herved aflastes elnettet, samtidig med, at ekstra elproduktionskapacitet er til rådighed.

4.4 Generelle forudsætninger i scenarierne

Langsigtede analyser af det samlede danske energisystem viser, at selvom mange energitjenester kan elektrificeres, er der selv på lang sigt (2035/2050) et stort behov for produktion af brændstoffer (flydende eller gasformige) til transportsektoren, industriel proces og spidslast elkapacitet. Ved en effektiv elektrificering kan behovet for VE-brændstoffer (flydende eller gasformige) langsigtet reduceres til ca. 200-250 PJ årligt forbrug i DK (ENDK 2014).

I hvilket omfang disse brændstoffer produceres ud fra biomasse eller elektrolyse (power-to-gas), afhænger i høj grad af hvor stor en mængde biomasse, der vurderes som holdbart at anvende til den danske energiforsyning.

Klimakommissionen mfl. har vurderet, at et forbrug af 200-300 PJ biomasse inkl. affald vil være et holdbart niveau. Dette er set ud fra en samlet afvejning af energiforsyningssikkerhed og rådighed af biomasse i en global helhedsbetragtning.

Hvis et niveau på 270 PJ biomasse lægges til grund for den danske energiforsyning i et normalår, er der behov for at bruge det meste af biomassen til brændstoffer. Derudover er der behov for 30-100 PJ brændstoffer produceret ud fra elektrolyse af el (power-to-gas) fra vindkraft, sol mv. for at tilvejebringe 200-250 PJ brændstoffer til slutforbrug ved transport, industri og spidslast elkapacitet.

Men der er en række forskellige brændstoffer (flydende og gasformige), som kan være energibærere af disse 200-250 PJ. Dette afsnit beskriver strategiske afvejsninger vedr. infrastruktur i forhold til forskellige brændstofvalg.

4.4.1 Brændstoffer i fremtidens energisystem

Der er en række forskellige fremtidige brændstoffer, som vurderes som potentielle (flydende og gasformige). De enkelte brændstoffer har en række forskellige styrkepositioner og svagheder. En oversigt over en række brændstoffer, der vurderes som potentielle som energibærere fremgår af **Tabel 6**.

Tabel 6 Oversigt over en række brændstoffer der vurderes som potentielle i fremtidens energisystem

Kilde: ENDK 2015

Fuel	Density (GJ/ton)	Density (MJ/l)	CO2 compared to gasoline	Trans/distr. cost. (DKK/GJ)	Fuelcell properties	Toxicitet
Methanol	23	18	0,8	62	+	-
Methan	56	9/24 (CNG/LNG)	0,7	20	+	+
Ethanol	30	24	0,9	43		+
DME	30	22	0,9	69	+	+
Synt. Gasoline	46	33	1,0	28		
Synt. diesel	40	33	1,0	20	(+)	+
Hydrogen	142	5,6 (700 bar)	0	42	++	+

Hvilken type af brændstoffer der produceres og skal distribueres, har stor betydning for valget af fremtidens infrastruktur. Nedenfor beskrives tre hovedspor for energibærere i fremtidens energisystem:

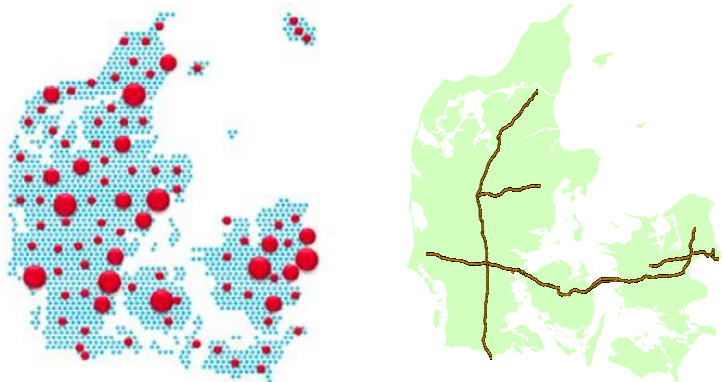
- **Brintscenariet**
- **Methanscenariet**
- **Flydende brændstof scenariet**

4.4.2 Brintscenariet

I brintscenariet er ca. 50 % af transportsektoren (person, varevogne, busser) omlagt til køretøjer med brint brændselsceller (FCEV). Det antages, at der er etableret en brinttanknings-infrastruktur svarende til forløbet i HIT (2014) projektets forløb.

Det eksisterende naturgasnet (betegnes her methangasnettet) er reduceret markant således, at det primært udgøres af transmissionsnet og lidt af fordelingsnet. Der etableres et mindre antal CNG tankstationer i dette scenarie, primært til tung transport. Jf. **Figur 16**.

Figur 16 Brint-scenariet, tank-infrastruktur til brint (tv.) og methangas net reduceret (th.)



Figur 16 Brint-scenariet, tank-infrastruktur til brint (tv.) og methangas net reduceret (th.)

Kilde: Energinet.dk

I brintscenariet er endvidere antaget, at kraftvarmeanlæg og den del af industriel proces, som ikke kan forsynes fra el forsynes med brint. Flytransport bruger flydende brændstoffer produceret fra brint/syntesegas.

For at sikre fleksibilitet til produktion af brint under hensyn til fluktuerende vindkraft, sol mv., er der behov for centrale og/eller lokale lagre med brint.

Det betyder, at der enten skal etableres brint lagre lokalt eller et decideret brintnet, hvor brinten kan lagres centralt (kaverner mv.) og distribueres til brint tankstationer, industriel anvendelse og kraftværker.

Der er kun foretaget en indikativ vurdering af omkostninger ved central versus lokal lagring af de store mængder brint (ca. 100 PJ), der indgår i dette scenarie.

Der er i dag ca. 1000 km transmission på methangasnet. Der er væsentlig usikkerhed på omkostninger ved etablering af et brintransmissionsnet. Ud fra kendskab til etablering af naturgastransmission (Ellund-Egtved) er erfaringen, at prisen er ca. 8 mio.DKK/km transmission alt inklusive. Vurderinger indikerer, at brint-net er ca. 20-30 % dyrere end metangas net pga. øgede krav til stål-kvalitet (Praxair 2015). Tilsvarende vil 1000 km brint-transmission ud fra disse antagelser udenfor byområde anslås at koste i størrelsesordenen 10 mia. DKK. Men placering i byområder vil være betragteligt dyrere. Dertil kommer behov for et fordelingsnet, hvor der i dag er ca. 2500 km stålrørs fordelingsnet i methangas systemet.

Lager kapacitet til 1 PJ brint vil ved central brug af eksisterende kaverner koste 0,53 mia. DKK (EA et al., 2015). Tilsvarende vil lokale lagre til 1 PJ brint (ståltanke) koste ca. 15 mia. DKK. Lagring af brint lokalt i større mængder er således ca. 25 gange dyrere end at udnytte eksisterende kaverner. I et decideret brintscenarie vil der således kunne etableres en del transmission, som kombineres med kaverne lager i det omfang det er muligt. Men et fuldt udbygget transmissions- og fordelingsnet på brint vil være meget bekosteligt.

Der er behov for yderligere udredninger af balancen mellem central og lokal lagring af brint, men disse vurderinger peger på en kombination af et begrænset brintransmissionsnet og nogle lokale brintlagre kan være hensigtsmæssigt i et brintscenarie.

Et brintlager på mere end 1 PJ er først relevant i et mere langsigtet forløb (fra 2035) jf. analyser af energisystemet (ENDK 2015). I et udviklingsforløb med mindre forbrug af brint vil lokal produktion og lagring af brint forventeligt være hensigtsmæssigt som en overgangsløsning, der gradvist forbindes med enkelte transmissionsforbindelser.

Som beskrevet i afsnit 4.2.1, vil kapaciteten og beliggenheden af elektrolyseanlæggene ikke bare være afgørende for tilkoblingsformen på et evt. brintnet, men også hvorpå elnettet de tilkøbes – endnu en faktor som påvirker de samlede driftsomkostninger.

Sammenfattende kan disse meget overordnede vurderinger indikere flg. styrker/udfordringer i brint-scenariet.

Styrker i brint-scenariet hvor grundstamme af methangasnet fastholdes:

- Et kulstoffrit brændstof (brint) i energisystemet til både transport, industri og spidslast el. Biomassen som kulstofkilde vil således ikke udgøre en barriere for store produktioner af brændstof i form af brint.
- Effektiv forsyning af brintbiler (FCEV) hvis de vinder udbredelse.
- Adgang til gaslagre i DK og internationalt til brug for brintlagring, og brint-opgraderet biogas (BioSNG).
- Spidslast el får i tørår/vindfattede år adgang til naturgas.

Særlige udfordringer i dette scenarie:

- Omkostninger til etableret brint-infrastruktur og lagre.
- Omkostninger til brint tankstationer.
- Fortsat nogle omkostninger til vedligehold af reduceret gasnet (anslået til 300-500 mio. DKK/år).
- Industri får ikke adgang til naturgas, der er relativt billigt brændstof.
- Biogas kan kun i begrænset omfang integreres i energisystemet til spidslast el, industri og tung transport, da methangassystemet ikke når "ud" til biogasnettene.

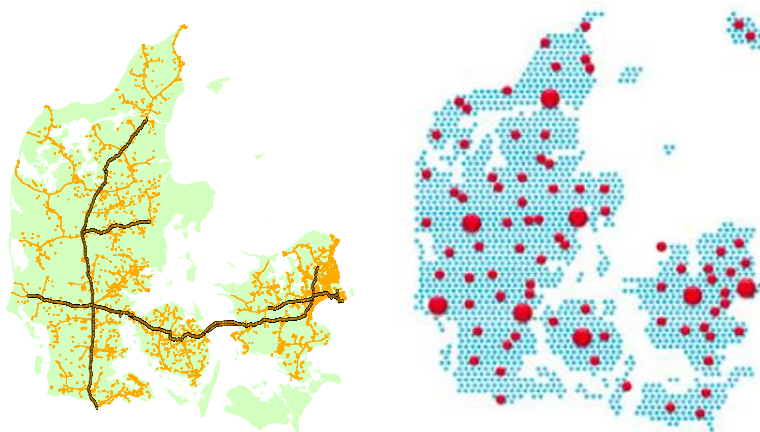
4.4.3 Methanscenariet

I methanscenariet er en stor del af methangasnettet (eksisterende naturgas net) bevaret. Dog er distribution til individuel opvarmning med naturgaskedler markant reduceret.

Industri, tung transport og kraftværker bruger i dette scenarie methanbaseret VE (BioSNG) som brændstof. Flytransport bruger flydende brændstoffer produceret fra syntesegas. Det er antages at gas i persontransporten, sammen med elbiler udgør størstedelen af bilporteføljen. Derudover er en væsentlig del af den tunge transportsektor på CNG/LNG.

Der er i dette scenarie ikke etableret en brint netinfrastruktur. Brintbiler (FCEV) har en mindre udbredelse, der primært forsynes fra lokal produktion af brint (elektrolyse) ved tankstationer samt brint distribueret ved flasker.

Figur 17 Metangas infrastruktur i metan-scenarie



Figur 17 Metangas infrastruktur i metan-scenarie (tv.) og antagede udbygning med lokale methan-gas tankstationer (th). Der antages at methan tank infrastruktur svarende til brint tank infrastruktu-ren.

Kilde: Energinet.dk

Det mere fintmaskede metangas net giver mulighed for at forsyne industri og mindre kraftværker med VE-gas/naturgas, herunder også biomethan.

En antaget infrastruktur for methanscenariet fremgår af **Figur 17**.

Styrker i metan-scenariet:

- Biogas og anden VE-gas kan integreres i energisystemet til både spidslast el, industri, service og transport.
- Adgang til centrale gaslagre i DK og internationalt.
- Industri får adgang til naturgas (el. BioSNG), der er relativt billigt ift. flydende brændsler og brint.
- Spidslast el får i tørår/vindfattede år adgang til naturgas eller internationalt produceret VE-gas (certifikater).
- Biogas og anden VE-gas kan eksporteres (certifikat) til internationalt marked.

Særlige udfordringer i dette scenarie:

- Omkostninger til vedligehold af gasnet (anslået til 500-1000 mio. DKK/år) skal finansieres af en reduceret gasmængde set ift. omsætningen i dag.

4.4.4 Flydende brændstof scenariet

I flydende brændstof scenariet er methangasnettet (naturgas) ikke bevaret, og der er ikke etableret et brintnet. Brint til transport udgør kun en marginal del af transportsektoren i dette scenarie.

Methanol og diesel (evt. DME) udgør bærende energibærere til både industri, transport og kraftværker. Disse produceres fra syntesegas via katalyse til methanol og Fischer-Tropsch til diesel.

Der er etableret 2 GW elektrolyse til flydende brændstofproduktion i dette scenarie. For at sikre en rimelig fleksibilitet til at drive elektrolyseanlægget fleksibelt etableres enten 1 PJ decentralt lager (brint) eller watershift process-anlæg, der kan sikre korrekt H₂/CO forhold til produktion af flydende brændstoffer.

Brændstoffabrikkerne antages etableret ved et mindre antal centrale kraftværkspladser med adgang til stærk el-infrastruktur til elektrolyse og mulighed for udnyttelse af overskudsvarme til fjernvarme mv.

Styrker i scenariet:

- Omkostninger til brint infrastruktur er minimal.
- Driftsomkostninger af gassystem kan reduceres til et minimum (primært lokale biogasnet fastholdes).
- Enkelt og fleksibelt at håndtere flydende brændstoffer.

Særlige udfordringer i dette scenarie:

- Der er ikke mulighed for effektiv anvendelse af biogas til fleksibel spidslast elproduktion, transportsektor og industriel proces, idet de lokale biogasnet ikke er koblet til de overordnede gasnet.
- Konvertering til gasolie (Fischer-Tropsch) har relativt høje konverteringsstab.
- Methanol er en meget fleksibel energibærer, men toksitet skal håndteres.
- Kulstofbalancen kan være en udfordring, da de flydende brændstoffer har et højere kulstof forbrug end metan og brint.
- Industrien har ikke adgang til "billig" naturgas.
- Spidslast elkapacitet har ikke adgang til "billig" naturgas i tørår/vindsvage år. Herved bliver spidslast el i disse år drevet på relativt dyr methanol eller fossil olie.
- Transport af flydende brændstoffer (methanol mv.) relativt dyr.
- Lagerkapacitet til flydende brændstoffer skal evt. udbygges for at fastholde forsyningsikkerhed.
- Produktion af "grøn gas" kan ikke eksporteres/importeres på internationalt marked (Europa) i afvigende år.
- Adgang til etablerede gaslagre i DK og Europa kan ikke udnyttes til at give lager/fleksibilitet.

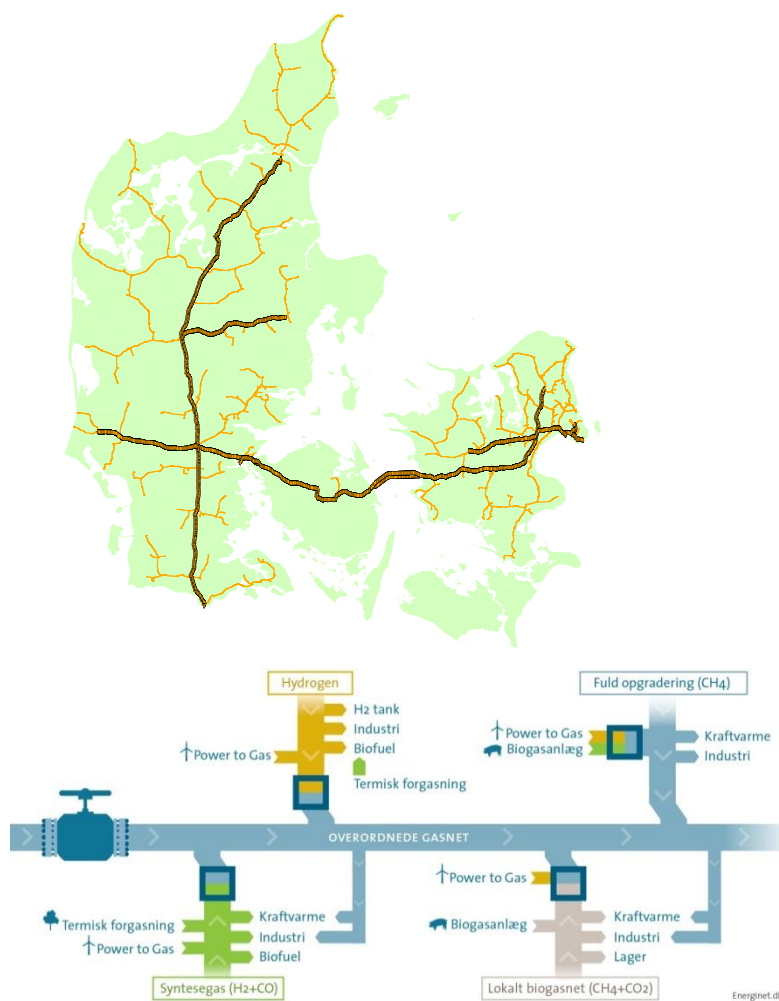
4.4.5 Kombinerede løsninger (integreret gas-system)

De ovenfor beskrevne scenarier er relativt "rendyrkede" forløb med energibærerne brint, metan og flydende brændsler.

Som det fremgår, er der markant forskel i fordele og ulemper for de forskellige scenarier. Der er en betydelig usikkerhed omkring hvilke brændstoffer transportsektoren vælger indenfor de kommende årtier, og dermed en sandsynlighed for at både brint, benzin/diesel, metan og methanol kan blive efterspurgt til forskellige formål i forskellige anvendelsesområder for fly, skibe, vejtransport, industri mv.

Løsninger hvor methangasnettet fastholdes som en fleksibel "grundstamme" i systemet, som fungerer i samspil med de øvrige gasnet er beskrevet af Energinet.dk (ENDK 2015). Herunder også hvor grundstammen fungerer i kombination med klynger af biogas og syntesegas net og brint tank-infrastruktur. Jf. figur 21.

Figur 18 Kombinerede gasnet



Figur 18 Kombination hvor metangas net udgør "grundstamme" i kombination med øvrige net. Øverst eksempel på net og nederst eksempler på samspil mellem overordnet net og del-net med forskellige VE-gas typer.

Kilde: Energinet.dk

Styrker i scenariet:

Lidt forenklet kan løsningen betragtes som en "sammenbinding" af de øvrige reviderede scenarier og med en tilførsel af syntesegas industri-klynger.

- Stor fleksibilitet til at opsamle og anvende VE-energi fra anaerob og termisk forgasset biomasse og affald.
- Stor fleksibilitet til at opsamle brint fra tankinfrastruktur i perioder med overskudsproduktion ift. afsætning til brint-biler.
- Der bevares en maksimal fleksibilitet til at producere forskellige typer af flydende og gasformige brændstoffer uden at skulle "pick the winner".

- International markedsintegration med VE-gas og naturgas giver en adgang til store energilagre og systemsikkerhed/backup.

Særlige udfordringer i dette scenarie:

Udfordringen med denne løsning er behov for en øget viden omkring de forskellige gastyper og tekniske/markeds-mæssige behov for systemintegration.

Herunder også specifikation af anlæg som har fleksibilitet til forsynes fra et bredere gasspektrum. En effektiv tilpasning af methan-systemet til det reducerede behov er væsentligt for at sikre en hensigtsmæssig udvikling.

- Behov for øget viden om de forskellige gastyper i et samspil.
- Krav til anlæg om at kunne anvende en bredere gasspecifikation.
- Strategisk tilpasning af gasinfrastrukturen, herunder reduktion af nettet i en række områder, og tilslutning af lokale områder med VE-gas.
- Strategisk afvejning af gasspecifikation i lokale net ift. national og internationalt infrastruktur.

5 Opstilling af scenarier

De overordnede rammer for et dansk energiscenarie i 2035 opstilles. Der vælges to brændsels-scenarier, et højt- og et lavpris scenarie, med samme relativt høje CO₂-pris i begge. Forbrugssiden baseres på Energistyrelsens Vindscenarie. Der implementeres brintteknologier fra projektets teknologikatalog, således at elektrolyse, brintlagring og syntese af grønne brændsler med brint bliver en mulighed. I kapitlet diskuteres desuden overvejelse og iagttagelser vedrørende teknologi-valg og systemplanlægning.

Med afsæt i rapportens foregående kapitler vil der i nærværende kapitel blive opsummeret de parametre, som vurderes som mest relevante for projektets videre analysearbejde. Der opstilles med andre ord nogle rammer og specifikationer for den videre analyse af et fremtidigt energisystemscenarie i 2035, hvor brintteknologierne kunne forventes at indtage en central rolle. Selve den videre analyse af energisystemet vil blive behandlet i projektets delrapport, "Brintanalyse delrapport 2 – Balmorescenarioer og brintomkostninger".

Som overordnet ramme for det videre analysearbejde specificeres følgende elementer i det nedenstående:

- **Brændselsprisscenarier.**
- **Energiforbrug.**
- **Teknologiafgrænsning og planlægning i de enkelte sektorer.**

Nedenstående vurderinger og valg er til dels baseret på nærværende rapport, tidligere analysearbejde i relation til Brintkommercialiseringsprojektet og til dels på input fra Energinet.dk's vurdering af scenarierammer og teknologierne ift. Energikoncept 2030 (ENDK 2015). Det grundlæggende modelsetup ses i **Figur 19**.

5.1 Brændselsprisforudsætninger

Brændselsprisforudsætninger, som de videre analyser baserer sig på, blev gennemgået i afsnit 4.1.1. Her fremgik det, at brændsels- og CO₂-priser baseres på to enkle prisscenarier kaldet Klima-scenariet og WEO-scenariet.

Klimascenariet:

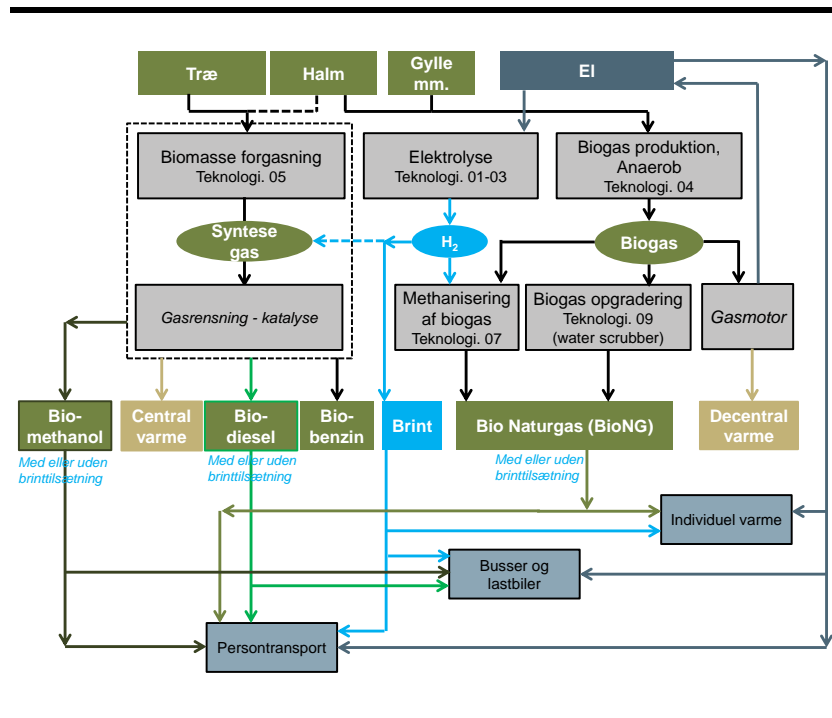
- Fossile priser fra de nuværende finansielle forwards-markedspriser (November 2015).

WEO-scenariet:

- Fossile priser fra IEA's World Energy Outlook New Policy scenarie (IEA 2015).

Fælles for de to scenarier:

- CO₂-priser fra IEA's World Energy Outlook New Policy scenarie (IEA 2015).
- Biomassepriser fra EA Energi Analyse 2015 (konstante)
- Gyllepriser fra DE 2015 (konstante, indhentet fra kommunale kontrakter)

Figur 19 Projektets analysesetup

Figur 19 I figuren ses modeldiagrammet, som analysearbejdet tager udgangspunkt i. Numrene referer til teknologinumrene i projektets teknologikatalog. De tre nederste bokse i diagrammet viser forbrugsefterspørgslen i individuel varme og transportsektoren. Efterspørgslerne tager udgangspunkt i Energistyrelsen "Vind"-scenarie 2035. Analyserne er udført som økonomiske Excel-modeller og energisystemsmølleringer i Balmorel.

Kilde: Dansk Energi 2016

5.2 Forbrug

Energiforbruget i 2035, i de scenarierne vi undersøger, baseres på referenceforbruget i Energistyrelsens Vindscenarie (ENS 2014a). Ved at ligge brintteknologier ind i modellen, så ændres den grundlæggende energibalance. Hvis flere grønne brændsler produceres via syntese med brint, øges behovet for elektrolysekapacitet. Desto mere elektrolysekapacitet, desto højere elforbrug. Det øgede elforbrug modsvarers, som tidligere nævnt, af havvind.

5.3 Teknologivalg og systemovervejelser

Elproduktion og elsystem

Generelt kan termisk elproduktion (både fossil og VE-baseret) ikke produceres til en omkostning, som modsvares af indtægtsgrundlaget fra el-spot markedet. Det er derfor helt centralt at optimere (minimere) behovet for termisk elkapacitet (kapacitet i samspil med udlandet, fleksibelt elforbrug osv.)

En analyse udført af Energinet.dk (ENDK 2015) viser, at relativt store mængder el fra landvind, kystnær vind, havmøller og på længere sigt solceller samfundsøkonomisk kan produceres og integreres til en omkostning, der er konkurrencedygtig med fossile løsninger. Dette billede stemmer overens, når præliminære beregninger af fossile værkers LCOE²⁰ sammenlignes med fremtidige forventninger til LCOE for vind og solkapacitet, jf. **Figur 8**.

I **Figur 8** er landvind ikke illustreret, men tidligere beregninger fra Dansk Energi (2015b), viser at landvind er absolut det billigste alternativ. Energinet.dk (2015) påviser ligeledes, at særligt landvind opnår en økonomisk gevinst i forhold til fossil elproduktion, men også en del af havvind-potentialet opnår en økonomisk gevinst i forhold til fossil elproduktion.

I den videre Balmorel-modellering, som vil danne basis for systemanalysen, elpriserne og analysen af brintomkostningerne, har vi taget udgangspunkt i energistyrelsens vindscenarie (ENS, 2014b). I Vindscenariet er vindkraft den bærende teknologi i elproduktionen med bidrag fra solceller og kraftvarmeverker. I vindscenariet i 2035 er der i grundkonfigurationen installeret 5 GW havvind og 3,5 GW landvind i Danmark.

Ift. til grundkonfigurationen for Vindscenariet, vil Balmorel have mulighed for at investere i ny kapacitet, hvis det er økonomisk optimalt. Ved øget elforbrug, som følge af øget brintproduktion, er det en klar forventning at Balmorel primært vil investere i Havvind, da landvindspotentialet ikke antages at kunne bære flere udbygninger i 2035.

I Energinet.dk's (2015) systemanalyse opereres med henholdsvis ca. 43 TWh el og 60 TWh el i 2050²¹, der produceres udelukkende fra VE. Det er en væsentlig forøgelse ift. i dag, hvor VE-elproduktion udgør godt 50 % (ca. 19 TWh af 38 TWh). Det formodes at VE- og brintteknologierne vil være mest konkurrencedygtige under de højere fossile priser i WEO-scenariet, og derfor er det forventeligt at se en højere VE-indtrængen i dette scenarie. I Klima-scenariet, må det forventes, at VE kapaciteten i elproduktionen må være noget lavere end WEO, men stadig markant højere end i dag. Et øget elforbrug knyttet til brintproduktion forventes at drive investering i billigste teknologi, som er havvind eller sol.

Ved en øget andel af VE i elproduktionen, så er det væsentligt med en effektiv udnyttelse af elinfrastruktur, herunder brug af fleksibelt elforbrug som netreserve. Brug af fleksibelt elforbrug til regulerkraft-ydelser er væsentligt for at undgå, at termiske kraftværker (evt. på fossilt brændsel) skal være i drift for at levere disse ydelser. Brug af udlandet til balancering er ligeledes afgørende for at minimere tab. En højere grad af udnyttelse af indenlandske virkemidler til at lagre store mængder energi via Power-to-gas-to-power er en mulighed,

²⁰ Longterm cost of energy

²¹ Svarende til henholdsvis 155 og 216 PJ el produktion.

men giver højere energitab, og medfører dermed et højere samlet elforbrug i systemet. Netop en høj energieffektivitet i det samlede energisystem synes at være helt centralt, da der alternativt kunne blive behov for 33 % mere el i "vind-scenariet" (ENDK 2015).

Baseret på de præliminære beregninger af brintproduktions omkostningerne sammenholdt med brændselscellernes virkningsgrader (EA et al., 2015), vurderes det, at brændselsceller som spidslastkapacitet i udgangspunktet er en dyr løsning ift. til billigere alternativer til spidslastproduktion. I Balmorel implementeres reversibel elektrolyse (brændselscelledrift) for at teste hvilke forhold der skal være til stede for at Balmorel evt. investerer i reversibel elektrolyse (jf. Dansk Energi 2016b).

Forventningen er at brints rolle i elsystemet primært vil være at balancere elsystemet ved tilpasset brintproduktion til brug i transportsektoren. Brint benyttes enten direkte som gasformigt brændsel i transportsektoren eller indgår i produktion af grønne brændsler eller lagres til senere anvendelse. Muligheden for lagring er central, hvis brintproduktion skal balance elsystem intelligent.

Brintlagring muliggør, at brint produceres når el er billig og omvendt, at man kan trække fra brintlageret i perioder med højere elpriser. Systemstruktur og optimering af elektrolysekapacitet og brintlagring vil blive behandlet i "Brint Analyse - Delrapport 2, Scenarier for omkostninger til brintproduktion" (Dansk Energi 2016b).

Brint i systemet vil naturligvis, foruden at balancere elsystemet, også have indflydelse på, hvor optimalt vi udnytter vores biomasseressourcer, jf. 3.4.

Elektrolyse

Klassiske løsninger (alkalisk) er gennemprøvet teknologi til industriel brug. Men for at styrke økonomi i power-to-gas er der behov for at øge virkningsgraden og reducere kapitalomkostningerne (CAPEX) væsentligt.

Nye elektrolyseteknologier som højtemperatur elektrolyse (SOEC) kan øge virkningsgraden væsentligt og forventes at få relativt lav CAPEX, jf. afsnit 4.2.1. Som tidligere nævnt, er der særdeles stor usikkerhed omkring teknologiens udvikling, og den kan først forventes kommerciel efter 2025/2030.

PEM er en anden elektrolyseteknologi, som er under kommerciel udvikling. PEM teknologien forventes at opnå virkningsgrader på niveau med de alkaliske, og forventes kun på drift- og vedligeholdssiden at være billigere end de alkaliske. PEM ser derfor ud til at være relativt dyr til brændstofproduktion.

Men afsæt i en forventning om, at forventningerne til SOEC-elektrolyse teknologien indfri, vil denne implementeres i den videre modellering. Dette er ikke en afskrivning af de andre elektrolyseteknologier, men en indgangsvinkel til at afdække de billigste brintproduktionsomkostningerne i det samlede energisystem ved at anvende de mest lovende teknologidata på nuværende tidspunkt.

Varmeproduktion (opvarmning)

En analyse udført af Dansk Energi (2014) om individuelle opvarmningsløsninger viste, at elbaseret opvarmning er den samfundsøkonomisk billigste opvarmningsform. I den ældre boligmasse er varmepumper, og i nogle tilfælde

naturgas, en god løsning, mens elpatroner i nybyggede lavenergihuse var den samfundsøkonomisk billigste løsning. Energinet.dk har som del af Energinetkoncept (ENDK 2015) udført lignende analyse, som viser overensstemmelse med resultaterne om, at elbaseret opvarmning (varmepumper) er den samfundsøkonomisk mest hensigtsmæssige opvarmning i individuelle løsninger.

Som del af projektet blev initialt udført en analyse, som vurderede potentialet for mikro-kraftvarme baseret på PEM og SOFC teknologier. Analyseresultaterne viste, at selvom forventningerne til tekniske og økonomiske forbedringer (i projektets teknologikatalog) blev indfriet, så var det ikke en attraktiv løsning i samfundsøkonomisk henseende.

I kollektive net (fjernvarme) er "overskudsvarme" fra brændstofproduktion, kraftvarme og industri mv. hensigtsmæssigt i det omfang der er adgang til dette. Derudover er elbaserede varmepumper som grundlast de mest omkostningseffektive. Det vurderes, at der er behov for en mindre mængde spidslast fjernvarmeproduktion. Her ligger naturgas og flis på samme omkostningsniveau.

I Balmorelmodellering undersøges brændselsforbruget til spidslast varme, og det analyseres i hvilket omfang de grønne gasser kommer i spil.

Varmeproduktion (procesvarme til industri- og service)

Ved lavere temperaturniveauer er fjernvarme og højtemperatur varmepumper i mange anvendelser konkurrencedygtige med fossile løsninger.

Ved højere temperaturer (100-300 grader) er sammentænkning med udnyttelse af overskudsvarme fra brændstofproduktion (termisk/bio forgasning og katalyse) relevant i en række virksomheder. Særligt i brancher hvor der kun er få store enheder.

Ved højtemperaturvarme, der forudsætter et brændstof (i dag typisk naturgas) er forgasningsgas en mulighed, der er vurderet for de enkelte brancher.

Energinet.dk (ENDK 2015) finder, at opgradering til naturgaskvalitet (SNG) fra biogas eller syntesegas er prisen på VE-gas både i 2035 og 2050 væsentligt højere end naturgas. Set i forhold til de virksomheder, som har behov for gas af SNG kvalitet vurderes, at der vil være en mængde biogas til rådighed.

Økonomien for energikonverteringsteknologier, herunder methanisering og opgradering af biogas, analyseres og gennemgås i "Brintanalyse – slutrapport, "Brint i fremtidens energisystem".

Termisk forgasning, gasrensning og katalyse af gas til brændstoffer

Som det fremgår af både afsnit 3.4 og 4.3, så er omsætning af biomasse og restprodukter til brændstoffer en hjørnesten i energisystemet i 2035 og efterfølgende. Teknologien, termisk forgasning, er allerede kendt og har været anvendt i fossil sammenhæng i årtier. Men der er væsentlige læringsområder, også ift. gasrensning af forgasningsgas osv., som skal realiseres i FUD-indsatser. DK har stærke kompetencer på området med DTU, Haldor Topsøe, DONGs tidligere Pyroneer mv.

Mulighed for hensigtsmæssig placering af anlæg er væsentligt i forhold til sammentænkning mellem energisystemerne. – se afsnit 4.4 om scenariernes infrastruktur.

Det er afgørende for træbaserede biobrændslers konkurrencedygtighed, om de økonomiske udfordringer ift. gasrensningen bliver løst.

Brændstof (gas og flydende)

Energinet.dk (2015) finder, at flydende brændstoffer (gasolie, benzin) er relativt dyre på lang sigt. Over 180 DKK/GJ for brændstof og CO₂-omkostning. Deres analyse viser, at hvis overskudsvarme fra termisk forgasning og katalyse/Fischer-Tropsch anvendes effektivt, kan syntetisk diesel/DME/methanol fra biomasse og en mindre andel VE-gas fra Power-to-gas fremstilles til en omkostning, som langsigtet er konkurrencedygtig med fossile flydende brændstoffer. Sammentænkning af termisk/bio forgasning, syntesegas, brændstofproduktion og udnyttelse af varme er helt afgørende for at opnå denne konkurrencedygtighed. Dette ligger på linje med vurderinger af omkostning i Energistyrelsens "Alternative drivmidler" i den version, der har været i høring (sep. 2015).

Power-to-gas vedbliver med at være væsentligt dyrere end naturgas, men billigere end fossile flydende brændstoffer. De områder hvor Power-to-gas kan blive konkurrencedygtigt er produktion af brint til transport (brintbiler efter 2030) og som feedstock for flydende brændsler.

Derudover kan overskudsproduktion fra elektrolyseanlæg (eksempelvis ved større tankanlæg med elektrolyse som i perioder ikke har aftag), potentielt indføres i gassystemet. Dette vil dog nok kræve særlige brintnet (f.eks. i udvalgte industri områder), da forsøg har vist, at det eksisterende naturgasnet, kun kan begrænse de mængder brint uden at forringe gaskvaliteten og skabe korrosionsproblemer i nettet.

I forhold til planlægning af gassystem kan lokale områder (inkl. industriklynger) med andre typer af VE-gas end SNG (methankvalitet) være vigtigt for at reducere omkostninger og energitab i brændstofproduktion. Jf. **Figur 18** i afsnit 4.4.5. Samtidig er det overordnede gassystem centralt som backup for VE-gassystemerne i lokale områder for at sikre forsyningssikkerhed.

I den videre del af projektet tages der ikke direkte stilling til hvorvidt det evt. kan være en fordel af oprette lokale net med andre VE-gasser end methan. Infrastruktur modelleres generelt som en meromkostningen og er ikke begrænset af rummelige eller geografiske parametre.

Endvidere er placering af brintlagre, bioraffinaderier, biogasopgraderingsanlæg mv. ikke geografisk betinget, men udbygges der hvor de imødekommer en overordnet efterspørgsel i modelens delområdet (f.eks. Vestdanmark eller blot Danmark). Modelteknisk modelleres hver teknologi som en samlet kapacitet i hvert delområde, således at infrastrukturomkostninger modelleres som gennemsnitsværdier. Dette er generelt for hele Balmorelmodellen.

I rapporten "Brintanalyse – slutrapport, "Brint i fremtidens energisystem" analyseres der på baggrund af brintpriser og elpriser fra modelleringen i "Brintanalyse – delrapport 2, "Balmorelmodellering og brintomkostninger" på øko-

nomien i grønne brændstoffer. I samme rapport vurderes tillige hvilke drivlinjer, der stilles bedst ift. De grønne brændstoffer.

Transport

I projektets sidste del opdateres projektets transportanalyse (Dansk Energi 2015) med beregnede omkostninger for grønne brændsler. Analyseresultaterne lægges til grund for en vurdering af potentielt for brint i transportsektoren – både direkte og indirekte via grønne brændstoffer.

El til transport

El til transport er afgørende for at øge muligheden for energieffektiv brug af VE-el (vindkraft) til transport. Hvis ikke teknologien får et gennembrud, og løsningen fortsat er forbrændingsmotorer med biofuels, vil der være behov for væsentligt større mængder VE fra vind og biomasse. Dette vil forøge omkostningen i det samlede system væsentligt.

I analysen Fremtidig Vejtransport (Dansk Energi, 2015) tegnede der sig et billede af, at elbilen med kortere rækkevidde var konkurrencedygtig med fossile alternativer, mens elbilen med længere rækkevidde var udfordret pga. de højere omkostninger til batteri.

I projektets præliminære analyser er der indikationer af, at de relativt dyre bio-brændsler og høje priser for brintproduktion, kunne skabe ekstra gunstige forhold for elektrificering af transportsektoren.

Brint til transport

Brintbiler forventes at blive konkurrencedygtig omkring 2035, jf. Alternative Drivmidler (AD) og projektets transportanalyse (Dansk Energi 2015). Teknologiens gennembrud er ikke stærkt kritisk ift. systemet, hvis el til transport (el- og plugin hybridbiler på VE-brændsel) får gennembrud, men de udgør også et godt alternativ, som kan understøtte en stor udbygning af vind i elsystemet.

Ligeledes er brintbilen også være et godt alternativ til at øge virkningsgraden for transportområdet væsentligt ift. de områder som elbaserede løsninger ikke hensigtsmæssigt kan dække.

I Fremtidig Vejtransport (Dansk Energi, 2015) viste analysen, at brintbilen først på den længere bane mod 2050 kunne konkurrere med fossile alternativer. Analysen viste ligeledes, at såfremt forventninger til teknologiudviklingen mod 2050 blev indfriet, så ville brintbilen på dette tidspunkt generelt være billigere end elbilen med længere rækkevidde.

6 Bilag - scenariepriser

Scenarie priser, Faste priser (2015)

Kilde: Markedspriser november 2015, IEA World energy outlook 2015, Dansk Energi 2015.

Produkt, DKK/GJ	Scenarie	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Kul	Klima	15	11	11	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	WEO2015	15	17	19	21	23	25	26	26	26	26	26	26	26	27	27	27	27	27	27	28	28
Fuelolie, CIF	Klima	38	41	44	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	WEO2015	38	46	54	62	70	78	82	85	89	93	96	100	103	107	111	114	116	117	119	121	122
Naturgas	Klima	48	43	43	42	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
	WEO2015	48	49	51	52	53	55	57	60	62	64	66	69	71	73	75	78	78	79	80	81	82
Benzin, CIF	Klima	66	69	72	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
	WEO2015	66	74	82	90	98	106	110	113	117	121	124	128	131	135	139	142	144	145	147	149	150
Diesel, CIF	Klima	65	68	71	71	71	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
	WEO2015	65	73	81	89	97	105	109	112	116	119	123	127	130	134	137	141	143	144	146	147	149
Halm, Central	Klima	42	42	42	43	43	44	44	44	45	45	46	46	46	47	48	48	48	48	49	49	50
	WEO2015	42	42	42	43	43	44	44	44	45	45	46	46	46	47	48	48	48	48	49	49	50
Træflis	Klima	49	49	50	51	51	51	52	52	53	53	54	55	55	55	56	56	57	57	58	58	58
	WEO2015	49	49	50	51	51	51	52	52	53	53	54	55	55	55	56	56	57	57	58	58	58
Træpiller, Centrale	Klima	66	66	66	67	67	67	68	68	68	69	69	69	69	70	70	70	70	70	71	71	72
	WEO2015	66	66	66	67	67	67	68	68	68	69	69	69	69	70	70	70	70	70	71	71	72
Gylle, dybstrøgelse	Klima	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
	WEO2015	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
CO2 pris, DKK/t	Klima	64	79	94	110	125	140	150	159	169	178	188	197	207	216	226	235	244	252	260	268	277
	WEO2015	64	79	94	110	125	140	150	159	169	178	188	197	207	216	226	235	244	252	260	268	277

7 Referencer

Ahrenfeldt, 2015	Jesper Ahrenfeldt, 2015 – Personlig kommunikation (og PP-præsentation) Jesper Ahrenfeldt, DTU-Risø
Ahrenfeldt et al., 2011	Jesper Ahrenfeldt et al. Applied Thermal Engineering 50 (2013) 1407-1417, 2011 "Biomass gasification cogeneration - A review of state of the art technology and near future perspectives"
AU 2013	Århus Universitet (AU), DCA, 2013 - "Biomasseudnyttelse i Danmark - Potentielle Ressourcer og bæredygtighed"
AU, 2015	Århus Universitet, DCA, 2015 - "Grøn Biomasse" http://anis.au.dk/fileadmin/DJF/DCA/Bibliotek/Pdf_dokumenter/Uddrag_DCArapport068.pdf
CEESA, 2014	AAU, SDU, DTU, KU-LIFE, CBS, Pöyry & DONG Energy, 2016 - CEESA projektet http://www.ceesa.plan.aau.dk/
CHEC DTI, 2012	CHEC DTI, Anker Degn Jensen Peter Arendt Jensen, 2012 "Evaluering af nogle mulige teknologier til bio raffinaderier - Pyrolyse og forgasning"
Chum et al., 2011	Chum et al., 2011 - "IPCC SRREN Bioenergy"
Dansk Energi, 2014	Dansk Energi, 2014 Varmeløsninger i villaområder med naturgasfyr
Dansk Energi, 2015a	Jesper H. Skjold, Dansk Energi, juni 2015 - "Fremtidig vejtransport" - delrapport i projektet "Kommercialisering af brintteknologier" http://www.danskeenergi.dk/Analyse/Analyser/18_Vejtransport.aspx
Dansk Energi, 2015b	Dansk Energi, 2015 Elprisscenerier 2020-2035
Dansk Energi, 2016b	Dansk Energi, 2016 Scenerier for omkostninger til brintproduktion
DTU-MEK, 2015	DTU-MEK, 2015 Beregninger udført af Lars Yde, DTU-MEK
EA et al. 2015	EA Energianalyse, Partnerskabet for brint og brændselsceller (PBB), Dansk Energi, m.fl., november 2015 - <i>Technology Data for Hydrogen Technologies (Prepared as part of the project "Analysis for Commercialization of Hydrogen Technologies")</i>
ENDK, 2010	Energinet.dk (ENDK), september 2010 - "Energi 2050 – et udviklingsspor for energisystemet"
ENDK, 2015a	Energinet.dk (ENDK), januar 2015 "Analyse af potentialet for landvind i Danmark i 2030"
ENDK, 2015b	Energinet.dk (ENDK), maj 2015 - "Energikoncept 2030"
ENS, 2014a	Energistyrelsen (ENS), maj 2014 - "Energiscenerier frem mod 2020, 2035 og 2050"
ENS, 2014b	Energistyrelsen (ENS), maj 2014 - "Fjernvarens rolle i den fremtidige energiforsyning"
ENS, 2014c	Energistyrelsen (ENS), maj 2014 - "Biogas i Danmark"
ENS, 2014d	Energistyrelsen (ENS), maj 2014 - "Analyse af bioenergi i Danmark"
ENS, 2015	Energistyrelsen, 2015 "Teknologivurdering af udvalgte energiteknologier -Nr. 4 (2015): Termisk forgasningsteknologi" http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/ny-teknologi/Teknologivurdering/nr.4_vurdering_af_termisk_forgasning_og_syntesegasfremstilling.pdf
EU-kommissionen, 2015	EU-kommissionen, 2015 - <i>Hjemmeside om Energiunionen</i> http://ec.europa.eu/danmark/eu-politik/alle_emner/energi/2015/150225_energiunionen_da.htm
FORCE, 2013	FORCE Technology, Energistyrelsen, juni 2013 - "Technology data for advanced bioenergy fuels"
Göteborg Energi, 2016	Göteborg Energi, 2016 - <i>Gobigas hjemmeside</i> http://gobigas.goteborgenergi.se/
Hamelin, 2013	Lorie Hamelin, SDU, 2013 – "CARBON MANAGEMENT AND ENVIRONMENTAL CONSEQUENCES OF AGRICULTURAL BIOMASS IN A DANISH RENEWABLE ENERGY STRATEGY", PhD thesis http://www.ceesa.plan.aau.dk/digitalAssets/114/114494_71029_thesis_lh.pdf
HIT 2014	Hydrogen Infrastructure for Transport (HIT), juni 2014 – "NATIONAL IMPLEMENTATION PLAN FOR HYDROGEN REFUELING INFRASTRUCTURE"
IEA, 2015	International Energy Agency, november 2015 - <i>World Energy Outlook 2015</i> http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/
Klimakommissionen, 2010	Klimakommissionen, september 2010 - "Grøn Energi"

Koch, 2016	Thomas Koch, 2016 Emails-korrespondence med Thomas Koch, TK Energy. (april-maj 2016)
KU-LIFE 2011	Københavns Universitet, Aarhus Universitet og DONG Energy, december 2011 – ”+ 10 MIO. TONS PLANEN” http://dca.au.dk/fileadmin/DJF/Bioraf/ti-mio-plan.pdf
Lund et al., 2011	Lund H, Hvelplund F, Mathiesen BV, Østergaard PA, Christensen P, Connolly D, Schaltz E, Jayakrishnan RP, Nielsen MP, Felby C, Bentsen NS, Tonini D, Astrup T, Meyer N I, Heussen K, Morthorst PE, Andersen FM, Münster M, Hansen LP, Wenzel H, Hamelin L, Munksgaard J, Karnøe P og M Lind, Department of Development and Planning, Aalborg University, 2011 – ”Coherent Energy and Environmental System Analysis”
Mathiesen et al., 2015	Mathiesen, Brian Vad; Lund, Henrik; Connolly, David; Wenzel, Henrik; Østergaard, Poul Alberg; Möller, Bernd; Nielsen, Steffen; Ridjan, Iva; Karnøe, Peter; Sperling, Karl; Hvelplund, Frede., 2015 – ”Smart Energy Systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions” http://vbn.aau.dk/da/publications/smart-energy-systems-for-coherent-100-renewable-energy-and-transport-solutions(7a5173ae-8b1c-4c6a-a647-3ff4d0d76d41)/export.html
Meijden et al. 2010	CM van der Meijden, HJ Veringa, LPLM Rabou, Elsevier, 2010 - ”The production of synthetic natural gas (SNG): A comparison of three wood gasification systems for energy balance and overall efficiency”
Meltofte, 2015	Tage Meltofte, 2015 – <i>Personlig kommunikation Tage Meltofte, Skive Fjernvarme</i>
Møller et al., 2005	Møller et al, Rapport nr. 112 Dansk Kvæg, 2005 – ”Fodermiddeltabel – Sammensætning og foderværdi af fodermidler til kvæg”
Praxiar, 2015	Praxiar, 2015 – Forespørgsel hos Praxair som har nogle hundrede kilometer 40"/100 bar brintnet i USA
Regeringen, 2013	Regeringen, oktober 2013 - ”Danmark uden affald”
Skøtt, 2011	Torben Skøtt, Marts 2011 FiB nr. 35 - Halmforgasning i stor skala.
Tunå et al. 2014	Tunå, P. og Hulteberg, C. Fuel, 117 (2014). - ”Woody biomass-based transportation fuels – A comparative techno-economic study”
Wenzel et al, 2014	Wenzel et al., COWI og Syddansk Universitet (SDU), marts 2014 – ”Carbon footprint and bioenergy pathways for the future Danish energy system”



DANSK ENERGI
VODROFFSVEJ 59
DK-1900 FREDERIKSBERG C
DENMARK

+45 3530 0400
WWW.DANSKENERGI.DK
DE@DANSKENERGI.DK
