



1 **CONCEPTADVIES SDE++ 2022**  
2 **GEAVANCEERDE HERNIEUWBARE**  
3 **BRANDSTOFFEN**

4  
5  
6  
7

8 **Ayla Uslu, Carina Oliveira Machado dos Santos (TNO**  
9 **EnergieTransitie), Sander Lensink (PBL)**

10

11 **22 april 2021**

**TNO**

**PBL**

12 **Colofon**

13 **Conceptadvies SDE++ 2022 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen**

14

15 © PBL Planbureau voor de Leefomgeving

16 Den Haag, 2021

17 PBL-publicatienummer: 4385

18 **Contact**

19 sde@pbl.nl

20 **Auteurs**

21 Ayla Uslu, Carina Oliveira Machado dos Santos (TNO EnergieTransitie) en Sander Lensink

22 (PBL)

23 **Eindredactie en productie**

24 Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding:

25 Ayla Uslu, Carina Oliveira Machado dos Santos, Sander Lensink (2021), Conceptadvies

26 SDE++ 2022 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, Den Haag: PBL.

27

28 Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische be-

29 leidsanalyses op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit

30 van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en eva-

31 luaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is voor alles beleidsgericht.

32 Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk ge-

33 fundeerd.

# Inhoud

35	<b>1</b>	<b>Inleiding</b>	<b>4</b>
36	<b>2</b>	<b>Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen</b>	<b>5</b>
37	2.1	Inleiding	5
38	2.2	Uitgangspunten	5
39	2.3	Biomethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	6
40		2.3.1 Beschrijving technologie - biomethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	6
41		2.3.2 Beschrijving technologie biomethanol uit biogas	8
42	2.4	Drop-in biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa	9
43		2.4.1 Beschrijving technologie biobrandstoffen via FT proces	10
44		2.4.2 Beschrijving technologie - hydrolyse-olie uit lignocellulose	13
45	2.5	Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa	17
46		2.5.1 Beschrijving technologie	17
47	2.6	Bio-LNG uit biomassa	21
48		2.6.1 Bio-LNG uit monomestvergisting	21
49		2.6.2 Bio-LNG uit allesvergisting	23
50	2.7	Advies basisbedragen, de subsidie-intensiteiten van geavanceerde biobrandstoffen en	
51		de langetermijnmarktprijzen van brandstoffen	24
52	<b>3</b>	<b>Vragen aan de marktpartijen</b>	<b>26</b>
53	3.1	Vragen met betrekking tot biomethanol	26
54	3.2	Vragen met betrekking tot bio-FT	26
55		<b>Referenties</b>	<b>28</b>
56			
57			

# 58 1 Inleiding

59 Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft PBL gevraagd advies uit bren-  
60 gen over de openstelling van de SDE++ in 2022. Daartoe brengt PBL advies uit over basis-  
61 bedragen, correctiebedragen, basisenergieprijzen en financieel-economische parameters die  
62 hiermee samenhangen. PBL heeft hiervoor ondersteuning gekregen van TNO en DNV.

63

64 Dit rapport beschrijft de bevindingen voor de SDE++-categorieën die betrekking hebben op  
65 geavanceerde hernieuwbare brandstoffen.

66

## 67 **Marktconsultatie**

68 Belanghebbenden kunnen schriftelijk een reactie geven op dit conceptadvies en de onderlig-  
69 gende kostenbevindingen. Deze schriftelijke reactie dient uiterlijk 21 mei bij het PBL binnen  
70 te zijn. Mocht een aanvullend gesprek door het PBL gewenst worden, dan zal dit tussen 7  
71 juni en 2 juli worden gehouden.

72

73 Op basis van schriftelijke reacties uit de markt en marktconsultatiegesprekken stelt het PBL  
74 vervolgens het uiteindelijke eindadvies op voor EZK. De minister van EZK besluit uiteindelijk  
75 aan het eind van het jaar over de openstelling van de nieuwe SDE++-regeling, de open te  
76 stellen categorieën en de bijbehorende basisbedragen.

77

78 Nadere informatie is te vinden via de website: [www.pbl.nl/sde](http://www.pbl.nl/sde).

79

# 80 2 Geavanceerde hernieuwbare 81 brandstoffen

## 82 2.1 Inleiding

83 In het eindadvies voor SDE++ 2021 zijn voor het eerst geavanceerde hernieuwbare brand-  
84 stoffen geïntroduceerd. Dat waren toen de categorieën bio-LNG uit mono- en allesvergisting,  
85 bioethanol uit lignocellulosehoudende grondstoffen en drop-in diesel en benzine via hydroxy-  
86 rolyse-olie. Die zijn in dit nieuwe conceptadvies SDE++ 2022 ongewijzigd overgenomen. In  
87 dit conceptadvies worden twee nieuwe referentie-installaties gepresenteerd: beiden produce-  
88 ren geavanceerde biobrandstoffen op basis van lignocellulose biomassa. Het betreft enerzijds  
89 de productie van biomethanol via vergassing en anderzijds de productie van drop-in-diesel  
90 en benzine via Fischer Tropsch-synthese.

## 91 2.2 Uitgangspunten

92 Er zijn door het ministerie van EZK twee specifieke uitgangspunten voor deze categorieën  
93 gedefinieerd: de eerste is dat de geproduceerde hernieuwbare brandstoffen in de transport-  
94 sector worden ingezet en daarmee fossiele brandstoffen in Nederland vervangen; de tweede  
95 is dat er inkomsten uit de verkoop van Hernieuwbare Brandstoffenheden (HBE's) verkregen  
96 kunnen worden, wat impliceert dat de waarde van HBE's in het correctiebedrag opgenomen  
97 moet worden. Deze geavanceerde biobrandstoffen worden immers meegenomen in de ver-  
98 plichting voor leveranciers om hernieuwbare brandstoffen op de Nederlandse markt te bren-  
99 gen. De jaarverplichting is verhoogd in samenhang met de beslissing om SDE++-subsidie voor  
100 geavanceerde hernieuwbare brandstoffen beschikbaar te stellen.

101  
102 Een algemener uitgangspunt betreft de duurzaamheidscriteria in de richtlijn hernieuwbare  
103 energie (DIRECTIVE (EU) 2018/2001). Voor de hieronder omschreven waardeketen is aange-  
104 nomen dat de biogene grondstoffen voldoen aan de duurzaamheidscriteria uit de richtlijn her-  
105 nieuwbare energie.

106  
107 Voorwaarde om voor SDE++ in aanmerking te komen is dat de brandstoffen op de Nederlandse  
108 markt gebracht worden, onder de jaarverplichting. Dat betekent dat bedrijven deze brandstof-  
109 fen inboeken in het in het Register Energie voor Vervoer (REV), bij de Nederlandse Emissie-  
110 autoriteit (NEa). Hiermee is tevens geborgd dat voldaan wordt aan de relevante  
111 duurzaamheidscriteria voor deze brandstoffen.

112  
113 De systeemgrens voor de techno-economische analyse in deze studie loopt van de input van  
114 biomassa tot de productie van biobrandstoffen. Andere kosten, zoals de benodigde infra-  
115 structuur om de biobrandstoffen op de markt te brengen, of eventuele aanpassingen die no-  
116 dig zijn voor het wagenpark, zijn niet meegenomen in dit advies.

117  
118 De uitgangspunten geven aan dat de netto-emissiereductie van een SDE++-technologie wordt  
119 bepaald op basis van de directe CO<sub>2</sub>-reductie (scope 1) door vervanging van fossiele diesel en  
120 benzine in voertuigen, gecorrigeerd voor emissies gerelateerd aan het gebruik van elektriciteit  
121 (scope 2).

## 122 2.3 Biomethanol uit lignocellulosehoudende biomassa

123 Er worden twee verschillende waardeketens voor de productie van biomethanol beoordeeld.  
124 Dit zijn enerzijds biomethanol uit lignocellulosehoudende biomassa via vergassing en ander-  
125 zijds biomethanol uit biogas via vergisting. Onze analyse laat zien dat de route via biomassa-  
126 vergassing tot lagere kosten leidt. Daarom wordt die referentie-installatie gekozen en  
127 worden hiervoor betreffende technisch-economische gegevens hieronder weergegeven. Een  
128 korte introductie voor de omzetting van biogas naar methanol is ook opgenomen in deze pa-  
129 ragraaf.

130

131 Deze categorie is in dit advies als technologie-neutraal beschouwd. Elke andere technologie  
132 die biomethanol produceert en de duurzaamheidseisen respecteert, valt binnen de kaders  
133 van dit advies en kan voor SDE++ subsidie in aanmerking komen.

134

### 135 2.3.1 Beschrijving technologie - biomethanol uit lignocellulosehoudende 136 biomassa

137 De belangrijkste stappen om methanol te produceren uit lignocellulose biomassa bestaan uit  
138 de voorbehandeling van biomassa, de vergassing ervan om syngas te produceren, syngas-  
139 conditionering en reiniging om te voldoen aan de kwaliteitseisen van methanol-synthese, ge-  
140 volgd door methanolsynthese en de zuivering van de ruwe methanol tot de gewenste  
141 kwaliteit.

142

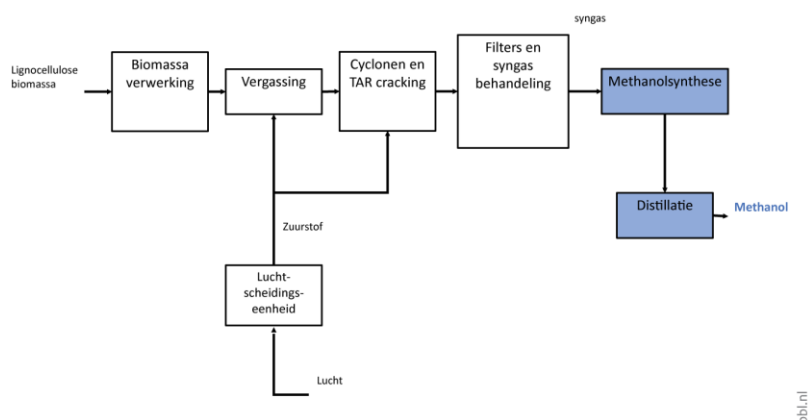
143 Afhankelijk van de kwaliteit van de biomassa en de vergassingstechniek zal biomassa eerst  
144 moeten worden voorbehandeld. De voorbehandelingsfase bestaat uit drogen en indien nodig  
145 verkleinen. Vergassing vindt plaats bij verhoogde temperaturen (700-1100 °C voor wervel-  
146 bed en tot 1400 °C voor stofwolk/*entrained flow*-vergassing) met behulp van zuurstof of  
147 lucht. Dit resulteert in syngas, een mengsel van hoofdzakelijk koolmonoxide (CO) en water-  
148 stof (H<sub>2</sub>), maar ook met kooldioxide (CO<sub>2</sub>) en water (H<sub>2</sub>O). Het ruwe syngas uit de vergas-  
149 sing moet worden gereinigd en geconditioneerd. Gasconditionering heeft tot doel een  
150 optimale molaire verhouding te verkrijgen in (H<sub>2</sub>-CO<sub>2</sub>)/(CO + CO<sub>2</sub>) voor methanolsynthese  
151 en methanolomzetting om de opbrengst te maximaliseren en energieverliezen te beperken.  
152 De optimale molaire verhouding (ook wel R-ratio genoemd) ligt volgens de literatuur rond de  
153 2 (Dimitriou et al., 2018).

### 154 **Investeringskosten**

155 De referentie-installatie omvat een voorbehandelingsfase waarin de biomassa wordt ge-  
156 droogd tot een vochtgehalte van 10% met behulp van stoom afkomstig uit de warmteterug-  
157 winning van de syngaskoeling. De droge biomassa gaat onder druk in de zuurstof-geblazen  
158 vergasser, waar ruw syngas wordt gegenereerd. De zuurstof wordt geproduceerd via de  
159 luchtscheidingseenheid en samen met de stoom naar de vergasser geleid. Het geprodu-  
160 ceerde ruwe syngas passeert de cyclonen en teerkrakers, waarna de resterende deeltjes  
161 worden verwijderd en teer wordt vernietigd door toevoeging van zuurstof en stoom. Lichte  
162 koolwaterstoffen worden omgezet in syngas. Vervolgens wordt het syngas afgekoeld en wor-  
163 den de CO<sub>2</sub> en zwavelverbindingen verwijderd. Het schone syngas wordt uiteindelijk naar de  
164 methanolsynthesereactor geleid, waar het wordt omgezet in methanol. Figuur 2-1 **Fout! Ver-  
165 wijzingsbron niet gevonden.** illustreert een algemeen stroomschema van een op vergas-  
166 sing gebaseerde methanolproductie.

167

### Algemeen stroomschema van op vergassing gebaseerde methanolproductie



168  
169  
170

**Figuur 2-1. Algemeen stroomschema van op vergassing gebaseerde methanolproductie**

171 De referentie-installatie zal ongeveer 83 MW methanol produceren. Uitgegaan wordt van een  
172 energetisch rendement van biomassa naar methanol van 46%. De specifieke investeringsbe-  
173 hoefte van de referentie-installatie voor deze capaciteit is gesteld op 2500 €/kW output. Uit  
174 het literatuuronderzoek blijkt dat de specifieke investeringen tussen de 1500 en 3300 €/kW  
175 liggen. De SGAB rapport (Landalv, et al., 2017) noemt een specifieke investering van 1600-  
176 2400 €/kW voor methanolfabrieken van 200 en 100 MW. Het IEA (2020) geeft aan dat het  
177 bereik 2000-3000 €/MW is voor een nominaal vermogen van 200 MW biobrandstof uit bio-  
178 massa. Diezelfde studie levert hogere specifieke investeringscijfers op voor installaties die  
179 gemengd afval gebruiken (2600-3600 €/kW).

180

181 De elektriciteitsbehoefte van deze biomassa-naar-methanolfabriek is ongeveer 0,10 kWe/kW  
182 methanol. De installatie draait 8000 vollasturen per jaar en de economische levensduur is  
183 gesteld op 15 jaar.

### 184 **O&M-kosten**

185 O&M-kosten bestaan uit vaste en variabele kosten. Vaste O&M-kosten omvatten loonkosten,  
186 en onderhoudskosten en worden vastgesteld op 6% van de investeringskosten. De variabele  
187 kosten omvatten kosten voor nutsvoorzieningen en kosten van andere verbruiksgoederen en  
188 bedragen ongeveer 4% van de investeringskosten.

### 189 **Kosten Biomassa**

190 We nemen aan dat een nieuwe installatie een mix zal gebruiken van houtsnippers en afval-  
191 hout (B-hout). Als de installatie goed draait kan het aandeel houtsnippers worden vermin-  
192 derd en kan het aandeel ander kwaliteitsafvalhout worden vergroot (bijvoorbeeld mindere  
193 kwaliteit B-hout en andere residuen) om een economisch optimum te bereiken. In dit con-  
194 ceptadvies SDE++ 2022 gaan we ervan uit dat de inputprijs van grondstoffen 50 euro/droge  
195 ton zal zijn. Ter vergelijking, in het SGAB-kostenrapport (Landalv, et al., 2017) worden  
196 grondstofkosten tussen 10-20 euro/MWh gerapporteerd (50-100 euro/droge ton).

197

198 Tabel 2-1 geeft de voorgestelde technisch-economische parameters voor deze categorie en  
199 in Tabel 2-2 staat het bijbehorende basisbedrag.

200  
201  
202

**Tabel 2-1. Technisch-economische parameters biomethanolinstallatie**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022
Outputvermogen	[MW output]	83
Vollasturen methanolproductie	[uur/jaar]	8000
Investeringskosten	[€/kW output]	2500
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	149
Variabele O&M-kosten (incl. contractkosten)	[€/kWh output]	0,012
Thermisch rendement	[MW methanol/ MW biomassa]	46%
Energie-inhoud biomassa	[GJ /t]	17
Grondstofkosten	[€/t]	50

203

**Tabel 2-2. Overzicht subsidieparameters biomethanolinstallatie**

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2022 [€/kWh]	Vollasturen SDE++ 2022 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd subsidie [jaar]
Basisbedrag SDE++ 2022	0,0940	8000	15	15

205

### **Vermeden CO<sub>2</sub>-emissies biomethanol**

207 De vermeden emissiefactor van biomethanol van biomassavergassing is gebaseerd op de  
208 vermeden uitstoot door substitutie van benzine. Bij de berekening van de vermeden emissie-  
209 factor wordt rekening gehouden met de scope 2-emissies uit het elektriciteitsverbruik tijdens  
210 de verwerkingsfase.

211

212 Tabel 2-3 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van biome-  
213 thanol te berekenen.

214

**Tabel 2-3. Emissiefactoren en vermeden emissiefactor voor geavanceerde  
215 biobrandstoffen**

216

Energiedrager	Emissiefactoren (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Benzine	0,263
Diesel	0,261
Aardgas	0,203
Elektriciteit	0,216
Vermeden emissiefactor biomethanol via biomassavergassing	0,241

217 Bron: RVO Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO<sub>2</sub>-emissiefactoren, versie januari 2020 (ben-  
218 zine) en PBL (2020) (elektriciteit).

219

### **2.3.2 Beschrijving technologie biomethanol uit biogas**

221 Een alternatieve productieroute is de biogas-naar-methanolroute. In deze configuratie zal  
222 biogas eerst moeten worden opgewaarderd naar aardgaskwaliteit, ook wel groengas ge-  
223 noemd. Dit groengas kan thermochemisch worden omgezet in methanol via drie hoofdstap-  
224 pen; i) katalytische stoomreforming van biomethaan bij hoge temperatuur en lage druk  
225 (700-1000 °C, 1-30 atm) om syngas te produceren; ii) katalytische omzetting van syngas in



226 methanol bij hoge druk (50-120 atm) en lage temperatuur (200-300 °C); en iii) methanol-  
227 destillatie. Deze stappen zijn vergelijkbaar met de methanolopwekking uit aardgas.

228

229 Er zijn slechts enkele commerciële installaties die biogas gebruiken. Deze installaties voeden  
230 hernieuwbaar gas samen met aardgas aan de bestaande grootschalige methanolopwekkings-  
231 installaties in plaats van een op zichzelf staande biogas-naar-methanolopwekking. Een voor-  
232 beeld is het Duitse chemiebedrijf BASF, waar het biomethaan wordt gemengd met aardgas  
233 en dit mengsel wordt omgezet in methanol via een stoomreforming. De capaciteit van deze  
234 fabriek is in totaal 480 kt/jaar, met een aandeel biomethanol van ongeveer 15% (IRENA,  
235 2020). Het installeren van een kleine tot middelgrote zelfstandige installatie, die alleen ge-  
236 voed zou worden met biomethaan, zou leiden tot zeer hoge productiekosten.

237

238 We hebben een referentie-installatie geanalyseerd op basis van de allesvergisting met 954  
239 Nm<sup>3</sup>/h biogascapaciteit. De investering en operationele kosten bleken zeer hoog te zijn. De  
240 hoge kapitaalkosten werden voornamelijk veroorzaakt door de stoom-methaanreformer en  
241 de methanolomzettingsreactoren. Traditionele installaties voor de productie van methanol  
242 zijn erg groot (100-500kt/jaar in Europa, buiten Europa zelfs nog veel groter), terwijl in deze  
243 installatie slechts 13,5 ton/dag aan methanol kan worden geproduceerd. Ook de stoomver-  
244 eisten voor de syngasproductie-eenheid zijn erg hoog, wat resulteert in hoge O&M-kosten.  
245 Uit de voorlopige berekening blijkt dat het basisbedrag voor een biogas-naar-methanol route  
246 inderdaad veel hoger is dan de vergassingsroute.

247

## 248 2.4 Drop-in biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende 249 biomassa

250 In deze paragraaf worden twee verschillende waardeketens voor de productie van drop-in  
251 diesel en -benzine geanalyseerd. Tabel 2-4 geeft de resultaten weer. Uit de vergelijking blijkt  
252 dat biomassavergassing leidt tot lagere kosten en hogere CO<sub>2</sub>-emissiereductie.

253

254 **Tabel 2-4. Vergelijking van drop-in diesel en benzine via vergassing en via opwaar-**  
255 **deren van pyrolyse-olie**

Technologieroutes	Basisbedrag SDE++ 2022	Emissiefactoren (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Biomassavergassing en via Fischer Tropsch	0,095	0,292
Hydropyrolyse-olie uit lignocellulosehoudende bio- massa	0,112	0,249

256

257 Daarom is gekozen om de productie van hernieuwbare brandstoffen via vergassing als refe-  
258 rentie te beschouwen voor het advies SDE++ 2022. Dit vervangt de referentie van hydropy-  
259 rolyse-olie uit het eindadvies van vorig jaar. Deze categorie beschouwen wij als  
260 technologie-neutraal, waarmee elke andere technologie die drop-in diesel- en benzine produ-  
261 ceert uit lignocellulosehoudende biomassa (waaronder de pyrolyseroute) en de duurzaam-  
262 heidseisen respecteert onder deze categorie valt.

263

264 Gedetailleerde resultaten worden gepresenteerd in de volgende paragrafen.

265

#### 266 2.4.1 Beschrijving technologie biobrandstoffen via FT proces

267 De belangrijkste stappen voor het geselecteerde proces van biomassa naar vloeistoffen via  
268 vergassing zijn de volgende: ontvangst, opslag en behandeling van grondstoffen; vergas-  
269 sing, gasreiniging en conditionering in overeenstemming met de specifieke gaskwaliteit en -  
270 samenstelling, en brandstofsynthese met het Fischer Tropsch (FT)-proces.

271  
272 Zoals vermeld in paragraaf 2.3.1 zijn er verschillende opties voor het vergassingsproces van  
273 biomassa. De twee vergassingstechnologieën waarvan in de literatuur wordt aangegeven dat  
274 ze geschikt zijn voor grootschalige BtL-installaties zijn: circulerend wervelbed (CFB) en stof-  
275 wolkvergassing (*entrained flow*, EF). De CFB-vergassing is gekozen vanwege de hogere flexi-  
276 biliteit wat betreft type grondstof, grootte en de lagere investeringskosten in vergelijking met  
277 de EF-technologie.

278

#### 279 **Voorbehandeling van grondstoffen**

280 De houtsnippers worden teruggewonnen uit de opslag en gereinigd om onzuiverheden zoals  
281 metaal of stenen te verwijderen. De biomassa wordt gedroogd met oververhitte stoom (200  
282 °C, 12 bar) om het gewenste vochtgehalte te bereiken (<10 %qw). Het aanvankelijke vocht-  
283 gehalte is gesteld op 30 %qw is. De circulerende-wervelbedvergassers kunnen een grote ver-  
284 scheidenheid aan deeltjesgrootten van biomassa aan. Daarom is in dit concept geen maalstap  
285 beschouwd.

286

#### 287 **Wervelbedvergassing**

288 Biomassavergassing zorgt vervolgens voor het omzetten van de biomassatoevoer in syngas  
289 (mengsel van waterstof en koolmonoxide), wat de voorstap is voor de productie van bio-  
290 brandstoffen in de Fischer Tropsch-reactor. Zuurstof met een hoge zuiverheid (>95%) en  
291 stoom worden in de vergasser geleid die werkt bij 28 bar en 870°C. Vanwege de aard van  
292 deze technologie worden teer en een aanzienlijke hoeveelheid lichte koolwaterstoffen (C1-  
293 C3) geproduceerd. Daarom is verdere syngasbehandeling vereist om de gewenste H<sub>2</sub>/CO-  
294 verhouding te bereiken (doelverhouding is normaal gesproken 2) voor het FT-proces.

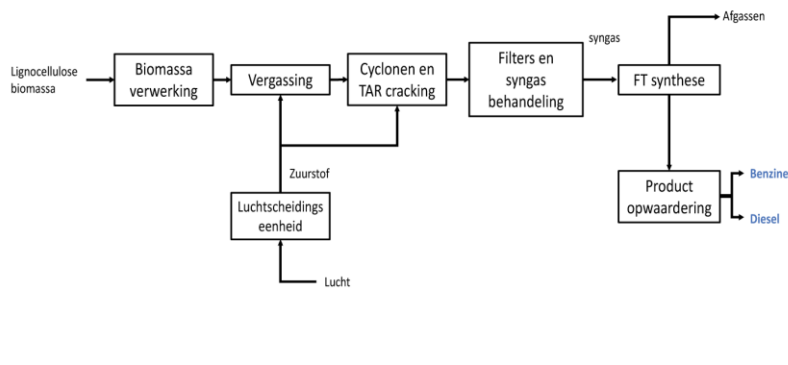
295

#### 296 Syngas behandeling

297 Vaste deeltjes worden door cyclonen uit het syngas verwijderd, gevolgd door teerkrakers  
298 voor het ontleden van teer in gasvormige verbindingen en om de lichte koolwaterstoffen om  
299 te zetten in syngas. Bij deze stap zijn zuurstof en stoom nodig, de stoom wordt geprodu-  
300 ceerd via warmteterugwinning uit syngaskoeling. Het gekoelde syngas wordt gefilterd om de  
301 resterende deeltjes te verwijderen en vervolgens naar de zuurgasreinigingseenheid gevoerd,  
302 waar CO<sub>2</sub> en zwavelverbindingen worden verwijderd.

303

## Biobrandstofproductie via biomassavergassing gevolgd door Fischer Tropsch



304  
305 **Figuur 2-2. Biobrandstofproductie via biomassavergassing gevolgd door Fischer**  
306 **Tropsch synthese**

### 307 Fischer Tropsch synthese

308 Het gereinigde syngas wordt naar de Fischer Tropsch-eenheid gevoerd. Dit proces bestaat in  
309 de kern uit een reactor die het syngas omzet in complexere koolwaterstoffen, een hydrocrac-  
310 ker die waxen omzet in middeldestillaatverbindingen (C10-C19) en destillatiekolommen waar  
311 de synthetische brandstoffen worden teruggewonnen als eindproducten. De FT-reacties zijn  
312 exotherm, de overtollige warmte en de verbrandingsgassen worden gebruikt voor zowel  
313 stoom- als elektriciteitsproductie. Door deze eigen productie kan de site zelfvoorzienend zijn  
314 in stoom en elektriciteit, en bovendien elektriciteit aan het net leveren. Literatuur geeft aan  
315 dat het gereinigde syngas voldoende waterstof bevat om aan de vraag van de hydrocrackers  
316 te voldoen, daarom is geen extra waterstofproductie nodig (Dimitriou et al., 2018). Volgens  
317 de literatuur geeft het FT-proces een maximale dieselproductie in twee verhoudingen. Ofwel  
318 de verhouding 60% diesel met 25% kerosine en 15% benzine (naar gewicht). Ofwel 70%  
319 diesel en 30% benzine. Voor dit conceptadvies is gekeken naar de laatstgenoemde product-  
320 mix.

### 321 **Investeringskosten**

322 In de investeringskosten wordt rekening gehouden met de biomassa-voorbehandeling, ver-  
323 gassing, gasbehandeling, FT-synthese-eenheden en de nutsvoorzieningen zoals hierboven  
324 beschreven. De referentie-installatie zal ongeveer 80 MW drop-in diesel en -benzine produ-  
325 ceren. Hierbij overheerst het aandeel drop-in dieselproductie. De outputverhouding is inge-  
326 steld op 70% dieselveervanger en 30% benzinevervanger aan energie-inhoud te produceren.  
327 Ook wordt er elektriciteit opgewekt met de verhouding 0,14 kWe/kW output. Het energetisch  
328 rendement van biomassa naar brandstoffen is vastgesteld op 47%. De specifieke investe-  
329 ringsbehoefte van de hierboven geïntroduceerde stand-alone installatie voor deze capaciteit  
330 wordt bepaald op 2542 €/kW output. Uit het literatuuronderzoek (Landalv, et al., 2017; IEA,  
331 2020) blijkt dat de specifieke investeringen tussen 1900 en 3300 €/kW liggen. De vollasturen  
332 en de economische levensduur worden vastgesteld op respectievelijk 8000 uur/jaar en 15  
333 jaar.

### 334 **O&M-kosten**

335 O&M-kosten bestaan uit vaste en variabele kosten. Vaste O&M-kosten zijn inclusief loonkos-  
336 ten en onderhoudskosten. Deze kostencategorie wordt verondersteld 6% van de investerin-  
337 gen in vaste activa te zijn. De variabele kosten omvatten nutsvoorzieningen en kosten van  
338 andere verbruiksgoederen (bijv. katalysatoren). Aangenomen wordt dat deze variabele O&M-  
339 kosten circa 4% van de totale investering uitmaken.

340 **Kosten biomassa**

341 We nemen aan dat een nieuwe installatie een mix zal gebruiken van houtsnippers en afval-  
 342 hout (B-hout). Als de installatie goed draait kan het aandeel houtsnippers worden vermin-  
 343 derd en kan het aandeel ander kwaliteitsafvalhout worden vergroot (bijvoorbeeld mindere  
 344 kwaliteit B-hout en andere residuen) om een economisch optimum te bereiken. In het advies  
 345 SDE++ 2022 gaan we ervan uit dat de inputprijs van grondstoffen 50 euro/droge ton zal  
 346 zijn. Ter vergelijking, in het SGAB-kostenrapport (Landalv, et al., 2017) worden grondstof-  
 347 kosten tussen 10-20 euro/MWh gerapporteerd (50-100 euro/droge ton).

348  
 349 Tabel 2-5 geeft de voorgestelde technisch-economische parameters voor deze categorie en  
 350 in Tabel 2-6 staat het bijbehorende basisbedrag.

351  
 352

**Tabel 2-5. Technisch-economische parameters biobrandstoffen via FT-process**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022
Outputvermogen	[MW output]	80
Vollasturen biobrandstofproductie	[uur/jaar]	8000
Investeringskosten	[€/kW output]	2540
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	152
Variabele O&M-kosten (incl. contractkosten)	[€/kWh output]	0,013
Thermisch rendement	[MW synthetische brandstoffen/MW biomassa]	47%
Energie-inhoud biomassa	[GJ /t]	17
Grondstofkosten	[€/t]	50

353

354 **Tabel 2-6. Overzicht subsidieparameters installatie voor drop-in diesel en -benzine**

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2022 [€/kWh]	Vollasturen SDE++ 2022 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd sub- sidie [jaar]
Basisbedrag SDE++ 2022	0,095	8000	15	15

355

356 **Vermeden CO<sub>2</sub>-emissies op lignocellulose gebaseerde drop-in biobrandstof-**  
 357 **fen**

358 De vermeden emissiefactor van drop-in biobrandstoffen van biomassavergassing en Fischer  
 359 Tropsch is gebaseerd op de vermeden uitstoot door substitutie van benzine (30%) en diesel  
 360 (70%). Het systeem produceert ook netto elektriciteit van 0,14 kWe/kW output. Dit wordt  
 361 verondersteld te worden geleverd aan het elektriciteitsnet.

362

363 **Tabel 2-7. Emissiefactoren en vermeden emissiefactor voor geavanceerde**  
 364 **biobrandstoffen**

Energiedrager	Emissiefactoren (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Benzine	0,263
Diesel	0,261
Elektriciteit	0,216
Vermeden emissiefactor drop-in biobrandstoffen via biomassavergassing en Fi- scher Tropsch	0,292

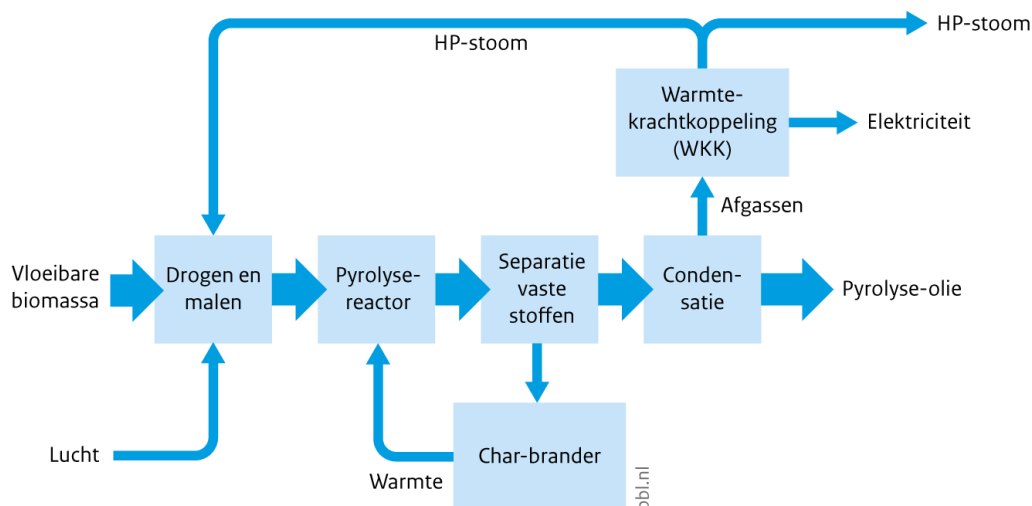
365 Bron: RVO Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO<sub>2</sub>-emissiefactoren, versie januari 2020 (ben-  
 366 zine) en PBL (2020) (elektriciteit).

## 2.4.2 Beschrijving technologie - hydrolyse-olie uit lignocellulose

De pyrolyse-olie wordt geproduceerd via snelle pyrolyse van vaste biomassa in een zuurstofloze omgeving. Het proces omvat drie stappen: een voorbereiding van biomassa, de pyrolyse en de olieproductie. De voorbereiding bestaat uit de vermindering van het vochtgehalte en het tot kleinere deeltjes (< 3 mm) vermalen van biomassa. Normaal gesproken wordt het vochtgehalte van de grondstof verlaagd van 50 gewichtsprocent (natte basis) naar 8-10 gewichtsprocent en verbruikt het droogproces ongeveer 2 MJ stoom/kg hout. Het maalproces verbruikt ongeveer 0,22 MJ elektriciteit/kg hout.

In de reactor worden deze deeltjes vermengd met heet zand, dat gebruikt wordt als warmtedrager en de pyrolyse vindt plaats bij 500 °C. De reactie produceert olie, niet-condenseerbaar gas en als residu char; de laatste twee worden gescheiden van de olie door cyclonen en condensoren. Het zand wordt teruggevoerd naar de reactor. Het gas en de char worden benut om energie te genereren, hetgeen voldoende warmte levert om de pyrolysereacties te laten plaatsvinden, om de biomassa te drogen en om extra stoom te genereren. Figuur 2-3 geeft het productieproces van de pyrolyse bio-olie weer.

### Proces pyrolyse-olie uit houtsnippers



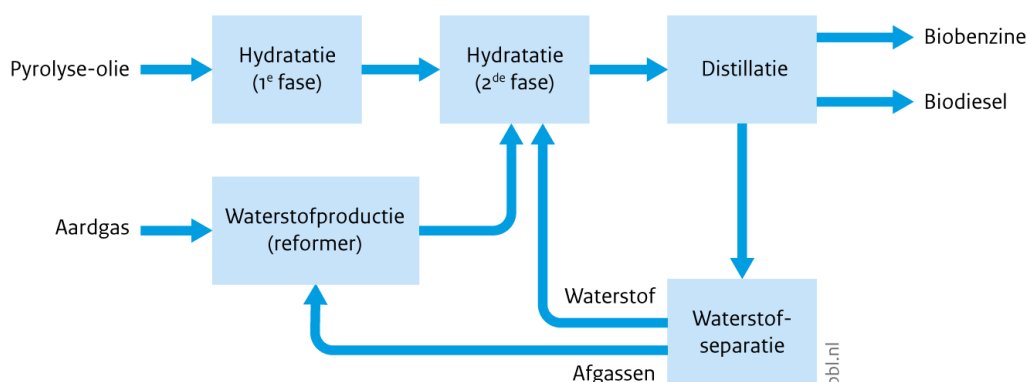
Bron: PBL

### Figuur 2-3. Proces pyrolyse-olie uit houtsnippers

De pyrolyse-olieopwaarderingsroute is in ontwikkeling. Het opwaarderingsstelsel bestaat uit een *hydrotreatment*-proces in twee fasen. De eerste fase vindt plaats onder milde temperatuur en druk; de tweede fase vindt plaats onder zwaardere omstandigheden. De resulterende processtromen bevatten een gas dat rijk is aan lichte koolwaterstoffen en kooldioxide (afgassen die naar de warmtekrachtkoppeling geleid kunnen worden), een waterige fase en de gedeoxygeneerde bio-olie. De opgewerkte bio-olie kan een zuurstofconcentratie bevatten van minder dan 2 volumeprocent, hetgeen direct verwerkt kan worden in een distillatiekolom om producten zoals bionafta en biodiesel te onttrekken. De afgassen worden door een PSA-eenheid (Pressure Swing Adsorption, waterstofseparatie in Figuur 2-4) gevoerd om de resterende waterstof te verzamelen en te recyclen naar de *hydrotreatment*-reactoren.

In eerdere SDE++-adviezen zijn twee configuraties voor deze technologie beschouwd: de ene met geïntegreerde productie van waterstof en de andere met externe aanvoer van waterstof. Er is voor de eerste optie gekozen als referentie-installatie, omdat deze de volledige benutting van de afgassen mogelijk maakt en daardoor een hogere energie-efficiëntie biedt.

### Opwaardering pyrolyse-olie met geïntegreerde waterstofproductie



Bron: PBL

403

404

**Figuur 2-4. Opwaardering pyrolyse-olie met geïntegreerde waterstofproductie**

405

406

407

408

De schaal die gekozen is voor deze technologie is 22 MW output van biobrandstoffen, bestaande uit 57%<sub>gw</sub> benzine en 43%<sub>gw</sub> diesel. De keuze voor deze schaal is gebaseerd op marktinformatie en literatuuronderzoek.

409

#### **Investeringskosten**

410

411

412

413

414

415

416

417

418

419

420

421

422

423

424

#### **O&M-kosten**

425

426

427

428

429

430

431

432

433

De vaste bedrijfskosten worden gesteld op 3% van de investeringskosten en de variabele O&M-kosten op 2% ervan. Voor deze optie is er sprake van extra stoomproductie als gevolg van het gebruik van de afgassen uit de pyrolyse-reactie in de WKK-unit. De hieraan gerelateerde opbrengst is ook meegenomen in de berekening van de uiteindelijke productiekosten.

We nemen aan dat een nieuwe installatie een mix zal gebruiken van houtsnippers en afvalhout. In deze SDE++ gaan we ervan uit dat de inputprijs van grondstoffen 50 euro/droge ton zal zijn. De prijs van houtsnippers wordt aangenomen als 100 euro/droge ton en B-hout als 0 euro/droge ton.<sup>2</sup> Ter vergelijking: in het SGAB-kostenrapport (Landalv, et al., 2017)

<sup>1</sup> Er is een subgroep voor geavanceerde biobrandstoffen (SGAB) opgericht ter ondersteuning van het Forum voor Duurzaam Vervoer, opgericht door de Europese Commissie.

<sup>2</sup> Om te vermijden dat de SDE++-regeling een prijsopdrijvend effect creëert op de B-houtmarkt en omdat verbranden in een AVI het alternatief is, wordt vooralsnog vastgehouden aan een prijs van 0 euro/t voor B-hout.

434 werden de grondstofkosten geacht te liggen tussen 10-20 euro/MWh (50-100 euro/droge  
435 ton).

436

437 Tabel 2-8 geeft de technisch-economische parameters die voorgesteld worden voor deze ca-  
438 tegorie. Tabel 2-9 toont het basisbedrag voor deze categorie.

439

440 **Tabel 2-8. Technisch-economische parameters biobrandstoffen uit pyrolyse-olie**  
441 **met hydrotreatment met geïntegreerde waterstofproductie**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022
Inputvermogen	[MW biomassa]	36
Vollasturen biobrandstoffen afzet	[uur/jaar]	7500
Investeringskosten snelle pyrolysefabriek	[€/kW output]	1639
Investeringskosten hydrotreatment fabriek	[€/kW output]	1720
Investeringskosten waterstoffabriek	[€/kW output]	687
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	121,4
Variabele O&M-kosten (incl. contractkosten) excl. grondstofkosten	[€/kWh output]	0,013
Aardgaskosten <sup>1</sup>	[€/kWh output]	0,001
Elektriciteitskosten <sup>2</sup>	[€/kWh output]	0,0006
Thermisch rendement	[MW output/MW biomassa]	61%
Energie-inhoud substraat	[GJ /t]	17
Grondstofkosten	[€/t]	50

442

<sup>1</sup> Aardgasprijs gesteld op 0,023 euro/kWh<sub>LHV</sub>.

443

<sup>2</sup> Elektriciteitsprijs gesteld op 0,0449 euro/kWh.

444

445 **Tabel 2-9. Overzicht subsidieparameters biobrandstoffen uit pyrolyse-olie**

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2022 [€/kWh]	Vollasturen SDE++ 2022 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd Subsidie [jaar]
Biobrandstoffen uit pyrolyse-olie	0,112	7500	15	15

446

447 **Vermeden CO<sub>2</sub>-emissies van biobrandstoffen van hydrolyse-olie**

448

De vermeden emissiefactor van biobrandstoffen van hydrolyse-olie is gebaseerd op de  
449 vermeden uitstoot door substitutie van benzine (57%gw) en diesel (43%gw). De emissiefac-  
450 tor van hydrolyse-olie omvat ook de uitstoot vrijgekomen door het gebruik van elektrici-  
451 teit tijdens de biomassavermaling en het gebruik van aardgas voor waterstofproductie.

452

453

Tabel 2-10 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van hy-  
454 drodeoxygeneerde biobrandstoffen te berekenen.

455  
456  
457

**Tabel 2-10. Emissiefactoren en vermeden emissiefactor voor geavanceerde biobrandstoffen**

Energiedrager	Emissiefactoren (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Benzine	0,263
Diesel	0,261
Aardgas	0,203
Elektriciteit	0,216
Vermeden emissiefactor biobrandstoffen van hydrolyse-olie uit lignocellulose	0,249

458  
459

Bron: RVO Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO<sub>2</sub>-emissiefactoren, versie januari 2020 (benzine) en PBL (2020) (elektriciteit).

460



## 461 2.5 Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa

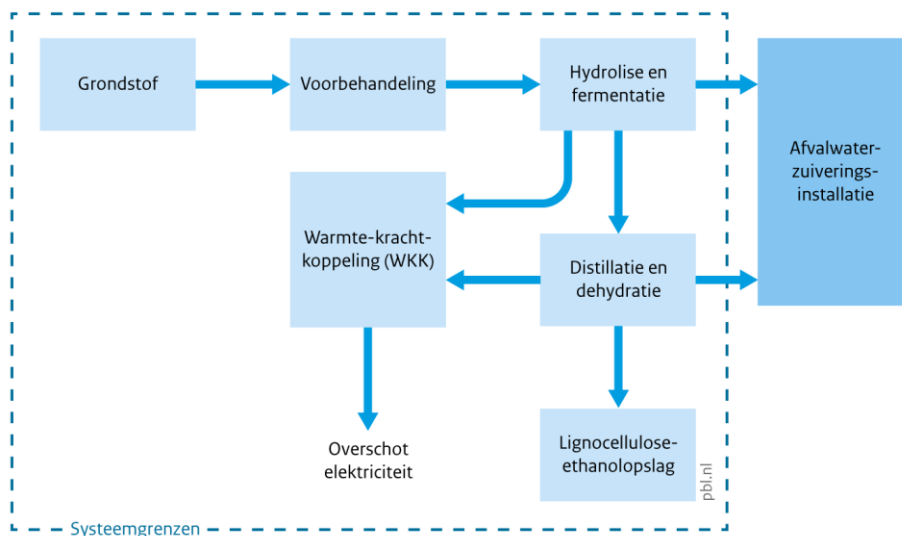
### 462 2.5.1 Beschrijving technologie

463 In deze categorie worden lignocellulosehoudende grondstoffen gebruikt om bio-ethanol  
464 ( $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{OH}$ ) te produceren. De referentiecaser betreft een standalone productiefaciliteit  
465 waarbij het proces zelfvoorzienend is (er wordt intern voldaan aan de vraag naar stoom en  
466 elektriciteit).

467  
468 De belangrijkste stappen om ethanol uit lignocellulose te produceren zijn voorbereiding van  
469 biomassa, gevolgd door enzymatische hydrolyse en fermentatie en de terugwinning met  
470 ethanol als eindproduct. Het voorbereidingsproces is gericht op het optimaliseren van de  
471 hydrolyse en de processen erna en is afhankelijk van de karakteristieken van de grondstof.  
472 Tijdens de voorbereiding worden cellulose en hemicellulose gescheiden van lignine. Lignine  
473 wordt doorgaans gescheiden en gedroogd, om vervolgens als brandstof te dienen voor de  
474 processen. Enzymatische hydrolyse is een cruciale stap waarbij de cellulose wordt afgebro-  
475 ken tot glucose. Hemicellulose wordt door autohydrolyse omgezet in fermenteerbare suikers  
476 (C5- en C6-suikers). In het fermentatieproces worden alle suikers omgezet in bio-ethanol  
477 door verschillende micro-organismen. De lage concentratie bio-ethanol wordt via distillatie,  
478 rectificatie en dehydratering opgewaardeerd naar de gewenste hoge concentratie om benut  
479 te worden als biobrandstof. We nemen aan dat de procesenergie gewonnen wordt via lig-  
480 nineverbranding in een eigen boiler en elektriciteitsproductie plaatsvindt met de resulterende  
481 stoom. Er is dus geen externe energievoorziening nodig en – afhankelijk van de bedrijfsmo-  
482 dus – wordt netto-electriciteit opgewekt.

483  
484 Afhankelijk van de fysieke eigenschappen en de chemische samenstelling van de belangrij-  
485 ste grondstoffen zijn verschillende fabrieksconfiguraties ontwikkeld. In dit advies is een fa-  
486 brieksconfiguratie gekozen die gemengde lignocellulosehoudende grondstoffen (inclusief B-  
487 hout) verwerkt. De installatie heeft een referentiegrrootte van 77 MW<sub>th</sub> output (ongeveer 80  
488 kt outputcapaciteit) met de mogelijkheid om verschillende lignocellulosehoudende biomassa  
489 te gebruiken als grondstoffen (bijvoorbeeld houtsnippers, snoei- en dunningshout, houtpel-  
490 lets, afvalhout enzovoort). Er wordt hierbij uitgegaan van een grootschalig commercieel pro-  
491 ject. Het energetisch rendement van biomassa naar bio-ethanol is gesteld op 37%. Figuur  
492 2-5 geeft het productieproces van de lignocellulose-ethanol proces.  
493

Flowdiagram van lignocellulose-ethanolfabriek



Bron: PBL

494

495

**Figuur 2-5. Proces diagram van de lignocellulose-ethanol fabriek**

496

### 497 **Investeringskosten**

498 Momenteel bestaat er wereldwijd een beperkt aantal eerste-generatie-ethanolfabrieken die  
499 lignocellulose gebruiken en die opereren op commerciële schaal. Veel commerciële fabrieken  
500 zijn inmiddels, om verschillende redenen, gesloten. Er zijn ook enkele fabrieken die nu ge-  
501 bouwd worden, of die gepland staan om in de komende periode gebouwd te worden.

502

503 De capaciteiten van deze fabrieken variëren tussen 10 en 90 kt ethanol. De totale investerin-  
504 gen van deze fabrieken liggen rond de 2000-3900 euro/kW output. De kapitaalkosten van  
505 lignocellulose-ethanolfabrieken liggen binnen een bandbreedte van 2570 euro/kW en 3650  
506 euro/kW ethanolproductie, afhankelijk van verschillende aspecten zoals fabrieksgrootte,  
507 technologiecomplexiteit, evolutie van de leercurve en fabriekslocatie. Voor de SDE++ wordt  
508 een fabriek van ongeveer 80 kt outputcapaciteit beschouwd als referentie-installatie. Naar  
509 aanleiding van het overleg met de marktpartijen is de totale investering vastgesteld op 3800  
510 euro/kW output. Deze waarde is vergelijkbaar met de bovenkant van de bandbreedte van in-  
511 formatie uit de literatuur (Landalv, et al., 2017; IEA, 2020). Deze hoge investeringskosten  
512 hebben betrekking op de installatieconfiguratie die gemengde biomassa, inclusief afvalhout,  
513 kan verwerken.

### 514 **O&M-kosten**

515 Operationele kosten bestaan uit vaste en variabele bedrijfskosten. Vaste bedrijfskosten om-  
516 vatten arbeid, onderhoud en verschillende overheadcomponenten. Variabele bedrijfskosten  
517 bestaan uit chemicaliën en enzymvoedingsstoffen alsmede inkomsten uit het terugleveren  
518 van elektriciteit aan het elektriciteitsnetwerk. De vaste O&M-kosten worden gesteld op 190  
519 euro/kW output. De totale O&M-kosten komt overeen met 7% van CAPEX. Voor de elektrici-  
520 teitsprijs wordt een groothandelprijs gehanteerd van 0,0449 euro/kWh. Dit is berekend op  
521 basis van de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van 2021 tot en met 2030, op basis  
522 van de KEV 2020.

### 523 **Grondstofprijzen**

524 De meeste bestaande of geplande installaties om ethanol te produceren uit lignocellulose-  
525 houdende biomassa zijn gericht op het gebruik van gemengde grondstoffen met de focus op

526 landbouwresiduen, omdat deze grondstoffen groter in aanbod en daarom veel goedkoper zijn  
 527 dan houtsnippers. Bedrijven hebben echter aangegeven dat zij tegen veel problemen aanlo-  
 528 pen bij het verwerken van deze niet-homogene grondstoffen, hetgeen resulteert in hoge on-  
 529 derhoudskosten. Daarnaast zijn deze landbouwresiduen geen basisproducten (*commodity*)  
 530 en daarom moeten ze gehaald worden uit de regio's nabij de fabrieken. Bovendien is hun  
 531 aanbodpotentieel in Nederland beperkt. Om deze redenen worden in dit eindadvies ge-  
 532 mengde houtachtige biomassa, inclusief afvalhout, beschouwd als belangrijkste grondstoffen  
 533 voor de referentiecategorie ethanol uit lignocellulose.

534  
 535 We nemen aan dat een nieuwe installatie een mix zal gebruiken van houtsnippers en afval-  
 536 hout (B-hout). Als de installatie goed draait, kan het aandeel houtsnippers worden vermin-  
 537 derd en kan het aandeel ander kwaliteitsafvalhout worden vergroot (bijvoorbeeld mindere  
 538 kwaliteit B-hout en andere residuen) om een economisch optimum te bereiken. In dit  
 539 SDE++-advies gaan we ervan uit dat de inputprijs van grondstoffen 50 euro/droge ton zal  
 540 zijn. De prijs van houtsnippers wordt aangenomen als 100 euro/droge ton en B-hout als 0  
 541 euro/droge ton.<sup>3</sup> Ter vergelijking, in het SGAB-kostenrapport (Landalv, et al., 2017) werden  
 542 de grondstofkosten geacht te liggen tussen 10-20 euroMWh (50-100 euro/droge ton).

543  
 544  
 545 Tabel 2-11 geeft de voorgestelde technisch-economische parameters voor deze categorie en  
 546 in Tabel 2-12 staat het bijbehorende basisbedrag.

547  
 548 **Tabel 2-11. Technisch-economische parameters lignocellulose-ethanolinstallatie**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022
Inputvermogen	[MW output]	77
Vollasturen ethanolproductie	[uur/jaar]	8000
Investeringskosten	[€/kW output]	3800
Vaste O&M-kosten	[€/kW output/jaar]	190
Variabele O&M-kosten (incl. contractkosten)	[€/kWh output]	0,011
Thermisch rendement	[MW ethanol/MW biomassa]	37%
Energie-inhoud biomassa	[GJ /t]	17
Grondstofkosten	[€/t]	50

549

550 **Tabel 2-12. Overzicht subsidieparameters lignocellulose-ethanolinstallatie**

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2022 [€/kWh]	Vollasturen SDE++ 2022 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd subsidie [jaar]
Basisbedrag SDE++ 2022	0,122	8000	15	15

551

552 **Vermeden CO<sub>2</sub>-emissies lignocellulose-ethanol**

553 De vermeden CO<sub>2</sub> ten opzichte van de te vervangen installatie bepaalt de subsidie-intensi-  
 554 teit. De vermeden emissiefactor van lignocellulose-ethanol is gebaseerd op de vermeden uit-  
 555 stoot door substitutie van benzine. Aan de warmte- en elektriciteitsvraag van het systeem  
 556 wordt intern voldaan. Er is echter een overschot aan elektriciteit en dit overschot wordt ge-  
 557 acht te zijn geleverd aan het net, ter vervanging van een deel van de elektriciteitsmix. De  
 558 daarmee samenhangende, extra vermeden CO<sub>2</sub>-uitstoot wordt in deze berekening meegenomen.  
 559

560

<sup>3</sup> Om te vermijden dat de SDE++-regeling een prijsopdrijvend effect creëert op de B-houtmarkt en omdat verbranden in een AVI het alternatief is, wordt vooralsnog vastgehouden aan een prijs van 0 euro/t voor B-hout.

561 Tabel 2-13 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van ge-  
562 avanceerde biobrandstoffen te berekenen.

563

564 **Tabel 2-13. Emissiefactoren en vermeden emissiefactor geavanceerde**  
565 **biobrandstoffen**

Energiedrager	Emissiefactoren (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Benzine	0,263
Elektriciteit	0,216
Vermeden-emissiefactor lignocellulose-ethanol	0,301

566 Bron: RVO Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO<sub>2</sub>-emissiefactoren, versie januari 2020 (ben-  
567 zine) en PBL (2020) (elektriciteit).

568

## 569 2.6 Bio-LNG uit biomassa

### 570 2.6.1 Bio-LNG uit monomestvergisting

571 Deze categorie bouwt voort op de categorieën voor monomestvergisting en allesvergisting,  
572 gevolgd door de biogasopwaardering naar biomethaan met een zuiverheid van 96-99% en  
573 omgezet in bio-LNG via een liquefactieproces. Biogasopwaardering naar biomethaan omvat  
574 de verwijdering van H<sub>2</sub>S, door middel van actief kool, verwijderen van vocht, verwijderen  
575 van andere verontreinigingen en verwijderen van CO<sub>2</sub> door membraanscheiding als de meest  
576 gebruikte upgrade-technologie. De biomethaanstroom voorafgaand aan liquefactie moet vol-  
577 doen aan de technische specificaties op het gebied van CO<sub>2</sub>, vochtgehalte en H<sub>2</sub>S (CO<sub>2</sub> dient  
578 beperkt te blijven tot 50 ppm; H<sub>2</sub>O rond 0,1-1 ppm en H<sub>2</sub>S niet meer dan 1-4 ppm). Om  
579 deze niveaus te bereiken kunnen extra verwijderingstappen nodig zijn, genaamd 'polijsten'.  
580 De Rankine- en de Reversed Brayton-cyclus lijken de meest toegepaste commerciële techno-  
581 logieën te zijn voor biomethaan-liquefactie. In deze studie is voor de Brayton-cyclus gekozen  
582 als referentietechnologie.

583

584 De in Europa geïmplementeerde bio-LNG-installaties zijn tussen de 500-1500 Nm<sup>3</sup>/uur bio-  
585 gas en het advies voor grootschalige monovergisting in de SDE++ 2022 heeft een biogasca-  
586 paciteit die in dat bereik ligt. Daarom worden de technisch-economische data met betrekking  
587 tot mestvergisting afgeleid uit de categorie Monomestvergisting > 400 kW<sub>th</sub>, hetgeen resul-  
588 teert in 440 kg bio-LNG per uur. De mestinput is bijna 300 kt per jaar. Die bestaat uit een  
589 mengsel van varkensmest en rundveemest, met een mix van drijfmest en dikke fractie in  
590 een verhouding van 80/20. Hiermee komt de gemiddelde biogasopbrengst van de invoer op  
591 25 m<sup>3</sup> biogas per ton mest te liggen.

#### 592 **Investeringskosten**

593 De totale investeringskosten omvatten onder andere de kosten van vergisting, gasopwaarde-  
594 ring en de liquefactie. De categorie bouwt voort op de categorie Monovergisting > 400 kW<sub>th</sub>  
595 en aangenomen is dat het liquefactieproces *downstream* geïnstalleerd is, na opwaardering  
596 van biogas. Daarom worden de economische data voor vergisting en gasopwaardering geba-  
597 seerd op de categorie Monomestvergisting > 400 kW<sub>th</sub>. De totale investeringskosten omvat-  
598 ten onder andere de kosten van vergisting, gasopwaardering en de liquefactie. De totale  
599 investeringskosten voor de referentie-installatie vergisting worden geschat op 10,9 miljoen  
600 euro. De investeringskosten voor de gasopwaardering en het liquefactieproces worden ge-  
601 schat op ongeveer 4,5 miljoen euro.

#### 602 **O&M-kosten**

603 De O&M-kosten zijn net als de investeringskosten gebaseerd op de categorie *Monomestver-*  
604 *gisting > 400 kW<sub>th</sub>*. Daarnaast zijn de O&M-kosten voor de liquefactie inbegrepen. De vaste  
605 O&M-kosten worden geschat op 1,9 miljoen euro per jaar voor vergisting en opwaardering.  
606 Voor het liquefactieproces worden de vaste O&M-kosten gesteld op 10% van de totale inves-  
607 teringskosten van liquefactie. De variabele kosten omvatten ook de kosten van elektriciteits-  
608 verbruik. Voor de elektriciteitsprijs wordt de groothandelsprijs gebruikt van 0,0449  
609 euro/kWh. Deze is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van  
610 2021 tot en met 2030 op basis van de KEV 2020 (PBL 2020). Voor het eindadvies zullen deze  
611 prijzen geüpdatet worden aan de hand van de KEV 2021.

612

613 Tabel 2-14 geeft de voorgestelde technisch-economische parameters weer voor deze catego-  
614 rie en Tabel 2-15 toont het basisbedrag voor deze categorie.

615

616 **Tabel 2-14. Technisch-economische parameters bio-LNG uit monomestvergisting**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022
Inputvermogen	[MW input]	5,5
Vollasturen bio-LNG-productie	[uur/jaar]	8000
Investeringskosten (vergisting)	[€/kW input]	1980
Investeringskosten (gasopwaardering en liquefactie)	[€/kW output]	820
Vaste O&M-kosten (vergisting en gasopwaardering)	[€/kW input/jaar]	290
Vaste O&M-kosten (liquefactie)	[€/kW output/jaar]	47
Variabele O&M-kosten (vergisting, gasopwaardering, liquefactie)	[€/kWh output]	0,0055
Thermisch rendement	[MW bio-LNG/MW biogas]	99%
Energie-inhoud substraat	[GJ /t]	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0

617

618 **Tabel 2-15. Overzicht subsidieparameters bio-LNG uit monomestvergisting**

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2022 [€/kWh]	Vollasturen SDE++ 2022 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd subsidie [Jaar]
Bio-LNG uit monomestvergisting	0,088	8000	12	12

619

620 **Vermeden CO<sub>2</sub>-emissies en CO<sub>2</sub>-subsidie-intensiteit van bio-LNG uit mest**

621 De vermeden emissiefactor van bio-LNG is gebaseerd op de vermeden uitstoot door substitutie  
 622 van diesel en de vermeden uitstoot van mest.<sup>4</sup> De bio-LNG-emissiefactor omvat ook de uitstoot  
 623 die vrijkomt door het gebruik van elektriciteit tijdens de opwaarderings- en liquefactiestappen.  
 624 Tabel 2-16 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van bio-  
 625 LNG te berekenen.

626

627 **Tabel 2-16. Emissiefactoren en vermeden emissiefactor geavanceerde**  
 628 **biobrandstoffen**

Energiedrager	Emissiefactoren (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Diesel	0,261
Elektriciteit	0,216
Vermeden uitstoot mest	22,5 kg /t
Vermeden emissiefactor bio-LNG	0,389

629 Bron: RVO Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO<sub>2</sub>-emissiefactoren, versie januari 2020 (diesel)  
 630 en PBL (2020) (elektriciteit).

<sup>4</sup> Bij mestvergisting verzoekt het ministerie van EZK om rekening te houden met de effecten van vermeden methaanemissie. Deze effecten zijn zeer afhankelijk van lokale omstandigheden, waarbij niet geheel duidelijk is wanneer er sprake is van keteneffecten die buiten de analysegrens vallen. In navolging van Daniëls en Koelemeijer (2016) wordt gerekend met broeikasgasreductie bij een monomestvergisting voor hernieuwbaar-gasproductie die voor een kwart bestaat uit het voordeel van vervanging van aardgas door hernieuwbaar gas en voor driekwart uit vermeden methaanemissies door vergisting. Dit is een gevoelige doch onzekere parameter voor de rangschikking. Wij kiezen hier voor een conservatieve waarde van 45 kg CO<sub>2</sub>-reductie per GJ mest, waarvan wordt uitgegaan in de Richtlijn ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen (EU2018/2001, 11 december 2018). Dat komt overeen met 22,5 kg CO<sub>2</sub>-reductie per ton mest.

## 631 2.6.2 Bio-LNG uit allesvergisting

### 632 **Investeringskosten**

633 Het startpunt van deze categorie is bio-LNG uit grootschalige vergisting. Voor input wordt als  
634 referentiesubstraat uitgegaan van reststoffen uit de voedings- en genotmiddelenindustrie.

635 Met deze techniek wordt door vergisting van reststromen methaan verkregen, die na opwer-  
636 king en liquefactie als bio-LNG voor vervoersdoeleinden kan worden ingezet.

637

638 De categorie bouwt voort op de grootschalige vergisting en aangenomen is dat het liquefac-  
639 tieproces downstream geïnstalleerd is, na opwaardering van biogas. Daarom worden de tech-  
640 nisch-economische data met betrekking tot vergisting afgeleid uit de categorie grootschalige  
641 vergisting, hetgeen resulteert in 420 kg bio-LNG per uur. De substraatinput is ongeveer 47  
642 kton per jaar bij een gemiddelde biogasopbrengst van iets boven de 160 m<sup>3</sup> biogas per ton.  
643 De totale investeringskosten omvatten de kosten van vergisting, gasopwaardering en de li-  
644 quefactie. De totale investeringskosten voor de referentie-installatie vergisting wordt geschat  
645 op 4,8 miljoen euro. De investeringskosten voor de gasopwaardering en het liquefactieproces  
646 worden geschat op ongeveer 4,3 miljoen euro.

### 647 **O&M-kosten**

648 De vaste O&M-kosten worden geschat op 0,61 miljoen euro per jaar voor vergisting en op-  
649 waardering. Voor het liquefactieproces worden de vaste O&M-kosten gesteld op 10% van de  
650 totale investeringskosten van liquefactie. De variabele kosten omvatten onder meer de kos-  
651 ten van elektriciteitsverbruik. Voor de elektriciteitsprijs wordt de groothandelsprijs gehan-  
652 teerd van 0,0449 euro/kWh. Deze is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde  
653 elektriciteitsprijzen van 2021 tot en met 2030 op basis van de KEV 2020. Tabel 2-17 geeft  
654 de voorgestelde technisch-economische parameters weer voor deze categorie en Tabel 2-18  
655 toont het basisbedrag voor deze categorie.

656

657 **Tabel 2-17. Technisch-economische parameters bio-LNG uit allesvergisting**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2022
Inputvermogen	[MW input]	5,5
Vollasturen bio-LNG-productie	[uur/jaar]	8000
Investeringskosten (vergisting)	[€/kW input]	880
Investeringskosten (gasopwaardering en liquefactie)	[€/kW output]	820
Vaste O&M-kosten (vergisting en gasopwaardering)	[€/kW input/jaar]	111
Vaste O&M-kosten (liquefactie)	[€/kW output/jaar]	47
Variabele O&M-kosten (vergisting, gasopwaardering, liquefactie)	[€/kWh output]	0,0059
Thermisch rendement	[MW bio-LNG/MW biogas]	95%
Energie-inhoud substraat	[GJ /t]	3,4
Grondstofkosten	[€/t]	27,8

658

659 **Tabel 2-18. Overzicht subsidieparameters bio-LNG uit allesvergisting**

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2022 [€/kWh]	Vollasturen SDE++ 2022 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd subsidie [Jaar]
Basisbedrag SDE++ 2022	0,0814	8000	12	12

660

661 **Vermeden CO<sub>2</sub>-emissies en CO<sub>2</sub>-subsidie-intensiteit van bio-LNG uit mest**  
 662 De vermeden emissiefactor van bio-LNG is gebaseerd op de vermeden uitstoot door substitu-  
 663 tie van diesel. De bio-LNG-emissiefactor omvat ook de uitstoot vrijgekomen door het gebruik  
 664 van elektriciteit tijdens de opwaarderings- en liquefactiestappen.

665  
 666 Tabel 2-19 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van bio-  
 667 LNG te berekenen.

668 **Tabel 2-19. Emissiefactoren en vermeden emissiefactor geavanceerde**  
 669 **biobrandstoffen**  
 670

Energiedrager	Emissiefactoren (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Diesel	0,261
Elektriciteit	0,216
Vermeden emissiefactor bio-LNG uit grootschalige vergisting	0,2328

671 Bron: RVO Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO<sub>2</sub>-emissiefactoren, versie januari 2020 (diesel)  
 672 en PBL (2020) (elektriciteit).

673

## 674 2.7 Advies basisbedragen, de subsidie-intensiteiten van 675 geavanceerde biobrandstoffen en de 676 langetermijnmarktprijzen van brandstoffen

677 In onderstaande tabel zijn het basisbedrag en de subsidie intensiteiten van geavanceerde bi-  
 678 obrandstoffen weergegeven.

679 **Tabel 2-20. Overzicht basisbedragen en subsidie-intensiteiten (€/kWh en €/ton**  
 680 **CO<sub>2</sub>)**  
 681

Categorie	Basisbedrag Eindadvies SDE++ 2022 €/kWh	CO <sub>2</sub> -subsidie-intensiteit Eindadvies SDE++ 2022 €/t CO <sub>2</sub> -eq
Lignocellulose-ethanol	0,122	157
Bio-LNG uit mest	0,088	166
Bio-LNG uit allesvergisting	0,081	249
Hydropyrolyse-olie uit lignocellulose	0,112	151
Biomethanol uit lignocellulose-biomassa	0,094	79
Drop-inbrandstoffen via FT-synthese	0,095	74

682  
 683 De correctiebedragen zijn bepaald als de marktprijs van benzine, diesel en LNG. De benzine-  
 684 en dieselprijzen zijn berekend op basis van de ongewogen gemiddelde kale pompprijs (prijs  
 685 zonder accijnzen en BTW) van 2020 tot en met 2030, op basis van de KEV (Klimaat en Ener-  
 686 gieverkenning) 2020 (PBL, 2020). Voor LNG wordt als benadering de prijsschatting op lange  
 687 termijn van aardgas gebruikt (afgeleid van KEV2020).

688  
 689 Tabel 2-21 toont de veronderstelde marktprijzen.  
 690



691 **Tabel 2-21. Langetermijnmarktprijzen van brandstoffen (KEV, 2020)**

Categorie	Marktprijs €/kWh
Benzine	0,075
Diesel	0,073
LNG	0,0235

692  
693  
694

# 3 Vragen aan de marktpartijen

695

696

697

698 Algemeen: Er wordt aangenomen dat de in dit rapport vermelde installaties de installaties  
699 zijn waarmee op de (middel)lange termijn op redelijk kosteneffectieve wijze voorzien kan  
700 worden in de vraag naar geavanceerde hernieuwbare brandstoffen. Is deze aanname correct  
701 of zouden juist andere installaties moeten worden onderzocht of opgenomen in de SDE++?  
702 Wat zou de bijdrage van deze installaties kunnen zijn aan de klimaatdoelstellingen? Op welke  
703 manier zijn deze installaties op de (middel)lange termijn kosteneffectief?

## 704 3.1 Vragen met betrekking tot biomethanol

705 De referentie-installatie is gebaseerd op vergassing. De stand-alone route via vergisting is  
706 voor nu niet als kosteneffectief beoordeeld. Bij deze categorie kunnen ook andere technolo-  
707 gieën die biomethanol produceren toegepast worden. Wat zouden uw redenen zijn om deze  
708 categorie meer algemeen te houden?

709

710 Schaalgrootte is een belangrijke factor bij het bepalen van de referentiecasi en de investe-  
711 rings- en O&M-kosten. Als referentie-installatie is gekozen voor een uitgangsvermogen van  
712 80 MW. Hiervoor is ongeveer 306 kton droge biomassa nodig. Wat zou de optimale capaciteit  
713 voor Nederland zijn, aangezien de biomassabronnen in Nederland beperkt zijn en het gebruik  
714 van biomassa voor energieopwekking onder de loep is genomen vanwege duurzaamheids-  
715 overwegingen?

716

717

718 Er wordt aangenomen dat de installatie 8000 vollasturen draait, met een economisch levens-  
719 duur van 15 jaar. Vertegenwoordigen deze aannames de *state-of-the-art*-installatie?

720

721 De netto elektriciteitsvraag van deze installatie is vastgesteld op 0,1 kWe/kW methanol. De  
722 literatuur spreekt over een reeks van 0,07-0,17 kWe/kW methanol. Graag uw feedback  
723 hierop.

## 724 3.2 Vragen met betrekking tot bio-FT

725 De referentie-installatie is gebaseerd op vergassing gevolgd door Fischer Tropsch. Deze cate-  
726 gorie kan openstaan voor andere technologieën die drop-in diesel en -benzine produceren,  
727 zoals pyrolyse-bio-olie met hydrotreatment. Wat zijn uw reacties op de technologie-neutrale  
728 aanpak?

729

730 Schaalgrootte is een belangrijke factor bij het bepalen van de referentiecasi en het bepalen  
731 van de investerings- en O&M-kosten. Als referentie-installatie is gekozen voor een uitgangs-  
732 vermogen van 80 MW. Hiervoor is ongeveer 249 kton droge biomassa nodig. Wat zou de op-  
733 optimale capaciteit voor Nederland zijn, aangezien de biomassabronnen in Nederland beperkt  
734 zijn en het gebruik van biomassa voor energieopwekking onder de loep is genomen vanwege  
735 duurzaamheidsoverwegingen?

736

737 In de literatuur wordt, naast diesel en benzine, ook verwezen naar de productie van kero-  
738 sine. In het gekozen referentiegeval worden alleen diesel en benzine als outputproducten be-  
739 schouwd. Wat is de meest verwachte productiemix van een grootschalige vergassing en van  
740 een Fischer Tropsch-installatie op industriële schaal?  
741

742 De aanpassing van de H<sub>2</sub>/CO-verhouding van het syngas werd geacht te geschieden via wa-  
743 ter-gas-shift, in plaats van externe toevoer van H<sub>2</sub>. De productafwerkingsstappen (hydro-  
744 cracking en hydrotreatment) verbruiken echter ook waterstof en sommige  
745 literatuurreferenties geven aan dat het waterstofgehalte in het syngas niet voldoende zou  
746 kunnen zijn om aan de vraag van deze processen te voldoen. Zou een grootschalige installa-  
747 tie extra waterstof nodig hebben voor de productverwerkingseenheden of zou het waterstof-  
748 gehalte van syngas voldoende zijn?  
749

# Referenties

750

- 751 Capra, F., Magli, F., Gatti, M. (2019). Biomethane liquefaction: A systematic comparative  
752 analysis of refrigeration technologies. *Applied Thermal Engineering* 158(2019)113815.
- 753 Dimitriou, I., Goldingay H., Bridgwater A.V. (2018). Techno-economic and uncertainty  
754 analysis of Biomass to Liquid (BTL) systems for transport fuel production. *Renewable and*  
755 *sustainable Energy Reviews* 88 (2018) 160-175.
- 756 DIRECTIVE (EU) (2018/2001). Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of  
757 the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable  
758 sources.
- 759 EIGA (2013). *Best Available Techniques for the Co-production of Hydrogen, Carbon Monoxide*  
760 *& their Mixtures by Steam Reforming*.
- 761 Elliott, D.C. (2007). Historical Developments in Hydroprocessing Bio-oil. *Energy & Fuels*.
- 762 IEAGHG (2017). *Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant)*  
763 *Hydrogen 260 Plant with CCS*.
- 764 IEA (2020) Advanced biofuels-potential for cost reduction.  
765 [https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/02/T41\\_CostReductionBiofuels-](https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/02/T41_CostReductionBiofuels-11_02_19-final.pdf)  
766 [11\\_02\\_19-final.pdf](https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/02/T41_CostReductionBiofuels-11_02_19-final.pdf)
- 767 IRENA (2020) Innovation outlook-Renewable Methanol.
- 768 JRC (2019). *Insights into the European market for bio-based chemicals*.
- 769 Landälv, I., Waldheim L. Sub Group of Advanced Biofuels (2017). *Building up the future cost*  
770 *of bio fuel*.
- 771 PNNL (2013). *Process Design and Economics for the Conversion of Lignocellulosic Biomass to*  
772 *Hydrocarbon Fuels Fast Pyrolysis and Hydrotreating Bio-oil Pathway*.
- 773 PNNL(2015). *Biomass Direct Liquefaction Options: TechnoEconomic and Life Cycle*  
774 *Assessment*.
- 775 Qie, S., Hailg, L., Longcheng, L., Zhixin ., Xinhai, Y. (2015). Selection of appropriate biogas  
776 upgrading technology-a review of biogas cleaning, upgrading and utilisation. *Renewable and*  
777 *Sustainable Energy Reviews* 51(2015)521-532.
- 778 Landalv, et al. (2017). *Building Up the Future, Cost of Biofuel*, Brussels: European  
779 Commission.
- 780 Zhang Z, Zhu Z, Shen B, Liu L (2019). Insights into biochar and hydrochar production and  
781 applications: a review. *Energy*.
- 782 Zijlema, P.J. (2020). Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO<sub>2</sub>-emissiefactoren,  
783 versie januari 2020. [https://www.rvo.nl/sites/default/files/2020/03/Nederlandse-](https://www.rvo.nl/sites/default/files/2020/03/Nederlandse-energiedragerlijst-versie-januari-2020.pdf)  
784 [energiedragerlijst-versie-januari-2020.pdf](https://www.rvo.nl/sites/default/files/2020/03/Nederlandse-energiedragerlijst-versie-januari-2020.pdf)
- 785