



1 **CONCEPTADVIES SDE++ 2021**
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 **5 mei 2020**

TNO

PBL

12 **Colofon**

13 **Conceptadvies SDE++ 2021 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen**

14

15 © PBL Planbureau voor de Leefomgeving

16 Den Haag, 2020

17 PBL-publicatienummer: 4120

18 **Contact**

19 sde@pbl.nl

20 **Auteurs**

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

22 (PBL)

23 **Redactie figuren**

24 Beeldredactie PBL

25 **Eindredactie en productie**

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

27 Uslu A., Machado dos Santos C., Lensink S. (2020), Conceptadvies SDE++ 2021 Geavan-

28 ceerde hernieuwbare brandstoffen, Den Haag: PBL.

29

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

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

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

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

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

35 fundeerd.

Inhoud

37	1	Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen	4
38	1.1	Inleiding	4
39	1.2	Grondstofprijzen	5
40	1.3	Bioethanol uit lignocellulosische biomassa	5
41		1.3.1 Beschrijving technologie	5
42		1.3.2 Kostenbevindingen referentie-installatie	7
43	1.4	Bio-LNG uit meststoffen	9
44		1.4.1 Beschrijving technologie	9
45		1.4.2 Kostenbevindingen referentie-installatie	10
46	1.5	Hydropyrolyse-olie uit lignocellulosisch materiaal	11
47		1.5.1 Beschrijving technologie	11
48		1.5.2 Kostenbevindingen referentie-installatie	13
49	1.6	Correctiebedragen	15
50	1.7	Vermeden CO ₂ -emissies en CO ₂ -subsidie-intensiteit van geavanceerde biobrandstoffen	
51		16	
52	1.8	Aandachtspunten	18
53	1.9	Referenties	20

54

55

1 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen

1.1 Inleiding

Dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen over nieuw voorgestelde SDE++-categorieën voor geavanceerde hernieuwbare brandstoffen:

- **Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa (land- en bosbouwafval):** met deze techniek wordt uit lignocellulosehoudende biomassa suikers gewonnen die vervolgens door fermentatie worden omgezet naar bio-ethanol die als benzinevervanger kan worden ingezet.
- **Bio-LNG uit meststoffen:** met deze techniek wordt door vergisting van mest methaan verkregen, die na opwerking en liquefactie als bio-LNG voor transportdoeleinden kan worden ingezet.
- **Gehydrateerde pyrolyse-olie uit lignocellulosehoudend materiaal:** bij deze techniek worden houtsnippers omgezet in olie via een snelle pyrolyse-methode. De verkregen olie kan als lichte biogene stookolie worden ingezet in de binnenvaart.

Eén van de belangrijkste uitgangspunten voor deze categorieën is dat de geproduceerde hernieuwbare brandstoffen in het vervoer worden ingezet en daarmee verbranding van een fossiele brandstof in Nederland vervangen. Een tweede belangrijke uitgangspunt is dat het project voor geavanceerde hernieuwbare brandstoffen geen inkomsten verwerft uit HBE's (Hernieuwbare Brandstofeenheden). Deze geavanceerde biobrandstoffen worden derhalve niet meegeteld in de verplichting voor leveranciers om hernieuwbare brandstoffen te produceren.

Het derde uitgangspunt betreft de duurzaamheidscriteria omschreven in de richtlijn hernieuwbare energie (DIRECTIVE (EU) 2018/2001). Voor de hieronder omschreven waardeketen is aangenomen dat ze voldoen aan de duurzaamheidscriteria uit de richtlijn hernieuwbare energie.

We nemen aan dat leveranciers de onder SDE++ gestimuleerde brandstof inboeken in het Register Energie en Vervoer om te borgen dat aan de relevante duurzaamheidscriteria wordt voldaan en om zeker te stellen dat levering voor het vervoer plaatsvindt in Nederland.

De techno-economische analyse in deze studie richt zich op de systeemgrenzen van de input van biomassa tot de productie van biobrandstoffen. Andere kosten zoals de benodigde infrastructuur om de biobrandstoffen op de markt te brengen of eventuele aanpassingen die nodig zijn voor het wagenpark zijn niet meegenomen in deze studie.

Marktconsultatie

Belanghebbenden kunnen schriftelijk een reactie geven op dit conceptadvies en de onderliggende kostenbevindingen. Deze schriftelijke reactie dient uiterlijk 22 mei bij het PBL binnen te zijn. Mocht een aanvullend gesprek door het PBL gewenst worden, dan zal dit tussen 8 juni en 3 juli worden gehouden.

Op basis van schriftelijke reacties uit de markt en marktconsultatiegesprekken stelt het PBL vervolgens het uiteindelijke eindadvies op voor EZK. De minister van EZK besluit uiteindelijk

102 aan het eind van het jaar over de openstelling van de nieuwe SDE++-regeling, de open te
103 stellen categorieën en de bijbehorende basisbedragen.
104
105 Nadere informatie is te vinden via de website: www.pbl.nl/sde.

106 1.2 Grondstofprijzen

107 De meeste bestaande of geplande installaties om ethanol te produceren uit lignocellulosehou-
108 dende biomassa zijn gericht op het gebruik van gemengde grondstoffen met de focus op land-
109 bouwresiduen, omdat deze grondstoffen talrijker en derhalve veel goedkoper zijn dan
110 houtsnippers. Bedrijven hebben echter aangegeven dat zij tegen veel problemen aanlopen bij
111 het verwerken van deze niet-homogene grondstoffen, hetgeen resulteert in hoge onderhouds-
112 kosten. Daarnaast zijn deze landbouwresiduen geen basisproducten (*commodity*) en daarom
113 moeten ze gehaald worden uit de regio's nabij de raffinaderijen. Bovendien is hun aanbodpo-
114 tentieel in Nederland beperkt. Om deze redenen worden in dit conceptadvies houtsnippers
115 beschouwd als belangrijkste grondstof voor de referentiecategorieën ethanol uit lignocellulose
116 en pyrolyse.

- 117 • Voor een installatie die ethanol produceert uit lignocellulosehoudende biomassa
118 wordt een mengsel van houtsnippers en B-hout als input beschouwd.
- 119 • Voor de pyrolyseolie-upgradingtechnologie worden lokale houtsnippers beschouwd
120 als de belangrijkste grondstof.
- 121 • Voor Bio-LNG betreft de grondstof uitsluitend mest.

122
123 Tabel 1-1 geeft de belangrijkste aannames met betrekking tot de grondstofprijzen en ener-
124 gie-inhoud.

125
126 **Tabel 1-1 Prijzen van referentiegrondstoffen**

Type biomassa	Energie-inhoud [GJ/t]	Prijs [€/t]
Snoei- en dunningshout (droog)	17	100
Snoei- en dunningshout (lokaal)	9	45
B-hout	17	0
Mest	5,3	0

127 1.3 Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende biomassa

128 1.3.1 Beschrijving technologie

129
130 In deze categorie worden lignocellulosehoudende grondstoffen gebruikt om bio-ethanol
131 ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{OH}$) te produceren. De referentiecasis betreft een standalone productiefaciliteit waar-
132 bij het proces zelfvoorzienend is (er wordt intern voldaan aan de vraag naar stoom en elektri-
133 citeit).

134
135 De belangrijkste stappen om ethanol uit lignocellulose te produceren bestaan uit voorbere-
136 king van biomassa, gevolgd door enzymatische hydrolyse en fermentatie en de terugwinning
137 met ethanol als eindproduct. Het voorberekingsproces is gericht op het optimaliseren van de
138 hydrolyse en de processen erna en is afhankelijk van de karakteristieken van de grondstof.
139 Tijdens de voorbereking worden cellulose en hemicellulose gescheiden van lignine. Lignine
140 wordt doorgaans gescheiden en gedroogd, om vervolgens als brandstof te dienen voor de
141 processen. Enzymatische hydrolyse, ook wel saccharificatie genoemd, is een cruciale stap

142 waarbij de cellulose en hemicellulose omgezet worden in fermenteerbare suikers (C5 en C6
143 suikers). In het fermentatieproces worden suikers omgezet in bio-ethanol door verschillende
144 micro-organismen. De lage concentratie bio-ethanol wordt opgewaardeerd naar de gewenste
145 hoge concentratie om benut te worden als biobrandstof via verdamping en ratificatie (het te-
146 rugwinningproces). We nemen aan dat de procesenergie gewonnen wordt via lignineverbran-
147 ding in een eigen boiler en elektriciteitsproductie plaatsvindt met stoom daarvan. Er is dus
148 geen externe energievoorziening nodig en afhankelijk van de bedrijfsmodus wordt netto elek-
149 triciteit opgewekt. Bovendien kan ter plaatse biogas worden gegenereerd door anaerobe ver-
150 gisting van afvalwater.

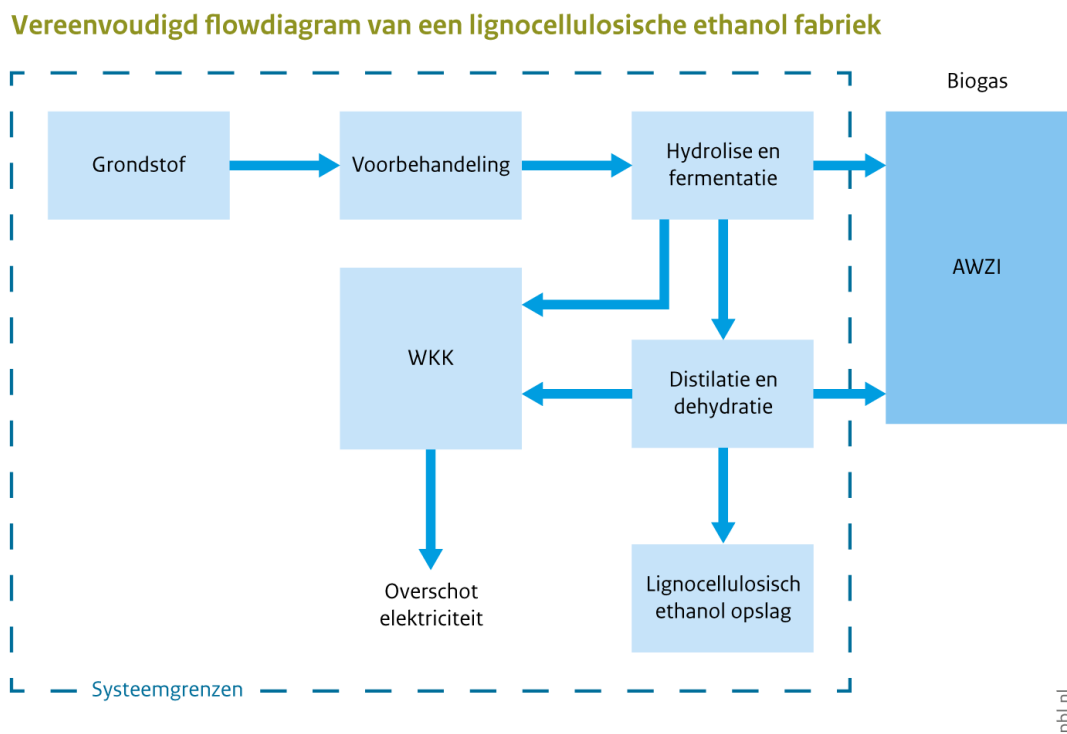
151

152 Afhankelijk van de fysieke eigenschappen en de chemische compositie van de belangrijkste
153 grondstof zijn verschillende fabrieksconfiguraties ontwikkeld. In deze studie beschouwen we
154 een fabrieksconfiguratie die gemengde houtsnippers (inclusief B-hout) verwerkt, waarbij bio-
155 massa met behulp van organische oplosmiddelen wordt gefractioneerd in de drie belangrijkste
156 componenten: cellulose, hemicellulose en lignine. Vervolgens wordt de biomassa gereinigd en
157 geperst om hemicellulosesuikers te produceren. Daarna volgt de hydrolyse van cellulose en
158 hemicellulose tot suikers en wordt lignine gescheiden. Organische bijproducten die niet gefer-
159 menteerd kunnen worden, zoals gist en lignine, worden na het extractieproces teruggevoerd
160 naar de boiler om stoom of elektriciteit te genereren.

161

162

Figuur 1-1 Vereenvoudigd flowdiagram van een lignocellulosische ethanol fabriek



163

164

165

166

167

168

169

170

Bron: PBL

172 1.3.2 Kostenbevindingen referentie-installatie

173 **Investeringskosten**

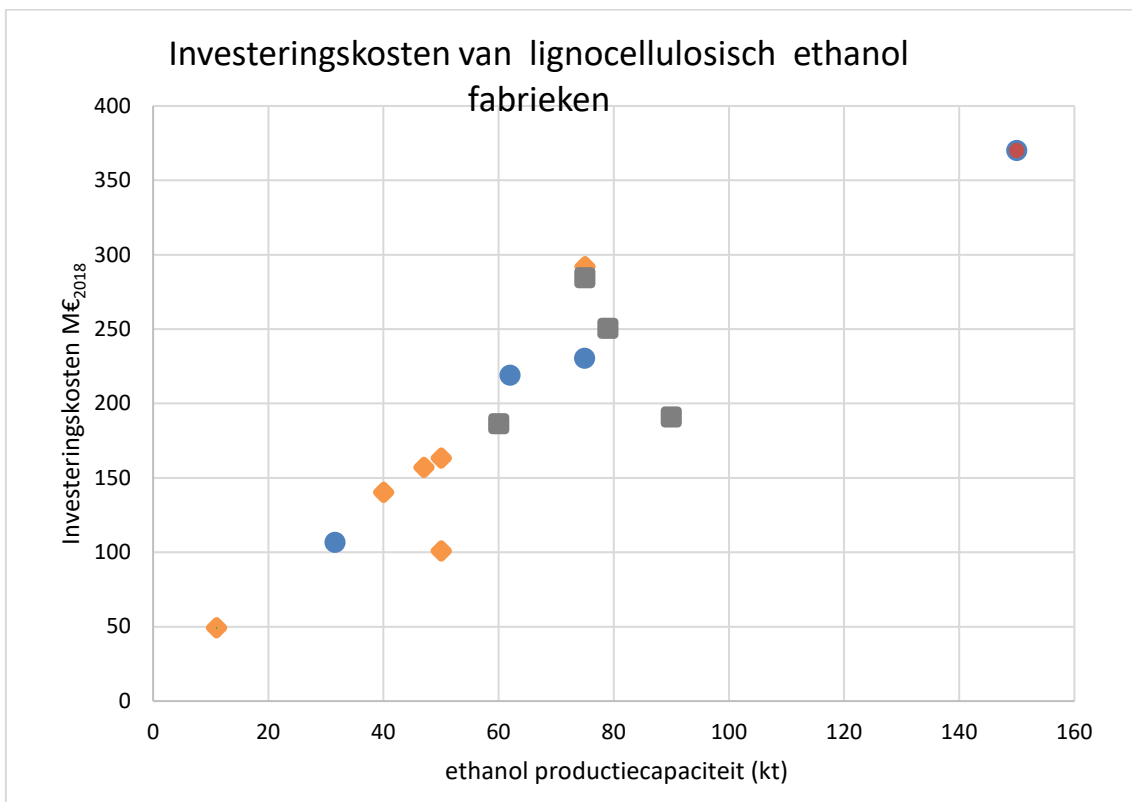
174 Momenteel bestaat er wereldwijd een beperkt aantal eerste-generatie-ethanolfabrieken die
 175 lignocellulose gebruiken en die opereren op commerciële schaal. Veel commerciële fabrieken
 176 zijn inmiddels, om verschillende redenen, gesloten. Er is ook een aantal fabrieken die nu ge-
 177 bouwd wordt, of die gepland staan om in de komende periode gebouwd te worden. We hebben
 178 de totale investeringskenticallen voor deze fabrieken verzameld en deze weergegeven in Figuur
 179 1-2. De blauwe stippen in deze figuur vertegenwoordigen fabrieken die operationeel zijn. De
 180 grijze vierkanten verwijzen naar fabrieken die momenteel buiten werking zijn. Oranje stippen
 181 staan voor fabrieken in aanbouw of waarvan de bouw in de nabije toekomst gepland staat. De
 182 rode stip, die staat voor de hoogste outputcapaciteit, geeft een data-punt uit de literatuur.
 183 Merk op dat vrijwel al deze fabrieken landbouwresiduen als de belangrijkste grondstof hebben.

184

185 De capaciteiten van deze fabrieken variëren tussen 10 en 90 kt ethanol. Voor de SDE++ wordt
 186 een fabriek van ongeveer 80 kt outputcapaciteit beschouwd als referentie-installatie. De totale
 187 investering is vastgesteld op 3800 €/kW output. Deze waarde is vergelijkbaar met de hogere
 188 range van de dataset in figuur 1-2 (2000-3900 €/kW output). Investeringsintensiteiten van
 189 verschillende fabrieken die genoemd zijn in andere beschikbare documenten variëren aanzien-
 190 lijk, van 2380 tot meer dan 6700 EUR/kW ethanol productiecapaciteit (SGAB, 2017).

191

192 **Figuur 1-2 Investeringskosten van lignocellulosisch ethanol fabrieken die operatio-**
 193 **neel, on hold staan of gepland zijn**



194

195 *Blauwe stippen: fabrieken die operationeel zijn. De grijze vierkanten: fabrieken die momenteel buiten*
 196 *werking zijn. Oranje stippen: fabrieken in aanbouw of waarvan de bouw in de nabije toekomst gepland*
 197 *staat. De rode stip: data-punt uit de literatuur*

198 **O&M-kosten**

199 Operationele kosten bestaan uit vaste en variabele bedrijfskosten. Vaste bedrijfskosten om-
 200 vatten arbeid, onderhoud en verschillende overhead componenten. Variabele bedrijfskosten
 201 zijn inclusief chemicaliën en enzymvoedingsstoffen alsmede inkosten uit het terugleveren van
 202 elektriciteit aan het elektriciteitsnetwerk. Voor de elektriciteitsprijs wordt een groothandelprijs
 203 gehanteerd van 0,053 €/kWh. Dit is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde elektri-
 204 citeitsprijzen van 2020 tot en met 2034, op basis van de KEV (Klimaat en Energieverkenning)
 205 2019 (PBL, 2019).

206
 207 Om op een consistente wijze de SDE++-basisbedragen te kunnen berekenen worden systeem-
 208 grenzen in acht genomen. Om deze systeemgrenzen duidelijker te maken wordt in Tabel 1-2
 209 opgesomd welke kostencomponenten wel en welke niet meegewogen worden.

210
 211 **Tabel 1-2. Overzicht wel- en niet meegenomen kosten voor lignocellulosische etha-**
 212 **anol productie**

Categorieën	Groep	Kosten
Meegenomen kosten	Investeringskosten	Grondstofverwerking Vorbewerkingsstappen Hydrolyse Fermentatie/distillatie en dehydratie Andere hulpsystemen en processen (boiler, stoomturbine & generator, koeltoren, etc.) Indirecte field kosten Technische kosten Site voorbereiding Juridische kosten
	Variabele O&M-kosten	Chemicaliën Gisten en enzymen Teruglevering van elektriciteit
	Vaste O&M-kosten	Arbeid Onderhoud Verzekering
Niet meegenomen	Directe kosten	Afvalwaterbehandeling Grondkosten
	Onvoorzien	Onvoorziene kosten
	Variabele O&M-kosten	Afvalverwijderingskosten

213
 214 Tabel 1-3 geeft de voorgestelde techno-economische parameters voor deze categorie en Ta-
 215 bel 1-4 presenteert het bijbehorende basisbedrag.

216
 217 **Tabel 1-3 Technisch-economische parameters lignocellulose-ethanol-installatie**

Parameter	Eenheid	Conceptadvies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MW output]	208
Vollasturen ethanolproductie	[uur/jaar]	8000
Investeringskosten	[€/kW output]	3800
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	350
Variabele O&M-kosten (incl. contractkosten)	[€/kWh output]	0,0140
Thermisch rendement	[MWethanol/MWbiomassa]	37%
Energie-inhoud substraat	[GJ /t]	17
Grondstofkosten	[€/t]	50

218

219 **Tabel 1-4** Overzicht subsidieparameters lignocellulose-ethanol-installatie

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2021 [€/kWh]	Vollasturen SDE++2021 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd subsidie [jaar]
Basisbedrag SDE++2021	0,148	8000	20	15

220 1.4 Bio-LNG uit meststoffen

221 1.4.1 Beschrijving technologie

222 Deze categorie bouwt voort op de SDE++-categorieën voor monomestvergisting en omvat ook
223 het methaan-liquefactie-proces dat geïnstalleerd kan worden achter de biogasopwaarderings-
224 stap, om biomethaan naar de vloeibare fase te brengen. Het liquefactieproces van biomethaan
225 is conceptueel vergelijkbaar met dat van aardgas: het methaan wordt afgekoeld. Er zijn echter
226 twee belangrijke verschillen (Capra, et al., 2019). Ten eerste, aardgas is een mengsel van
227 methaan, ethaan, propaan en zwaardere koolwaterstoffen. Daarom vindt natuurlijke conden-
228 satie plaats op verschillende temperaturen, terwijl liquefactie van biomethaan plaatsvindt op
229 een vrijwel constante temperatuur; het is namelijk nagenoeg puur methaan. Ten tweede, be-
230 staande liquefactieprocessen van aardgas hebben hoge nominale capaciteiten van rond de 5,5
231 Mt/jaar. Liquefactie-installaties voor biomethaan moeten van significant kleiner formaat zijn.

232

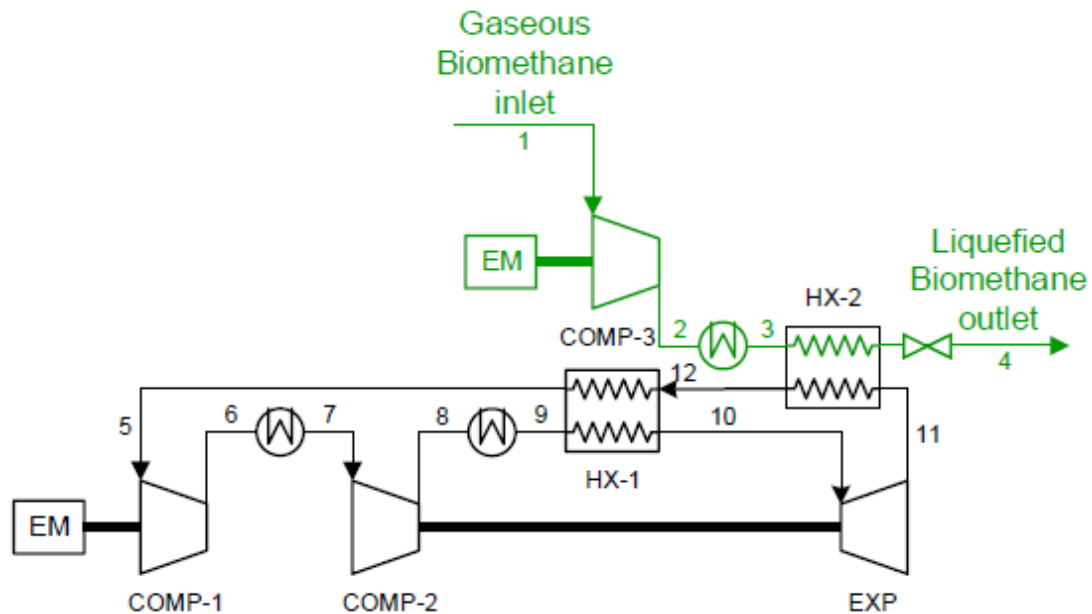
233 Er is een aanzienlijk aantal koeltechnologieën op de markt. Levensvatbare technologieën die
234 aan de voorwaarden van biomethaan-liquefactie voldoen worden vermeld in (Capra, et al.,
235 2019): (a) vloeibare-stikstofverdamping; (b) Reversed Rankine-cyclus met gemengd koelmid-
236 del; (c) Reversed Brayton-cyclus met gasvormig stikstof; (d) Claude open cyclus met biome-
237 thaan als koelmiddel; (e) Reversed Stirling-cyclus met helium als koelmiddel.

238

239 Rankine- en de Reversed Brayton-cycli lijken de meest toegepaste commerciële technologieën
240 te zijn voor biomethaan-liquefactie. In deze studie is voor de Brayton-cyclus gekozen als re-
241 ferentietechnologie. De koelfunctie in dit proces wordt geproduceerd door de expansie van een
242 gasvormig koelmiddel door een turbine zonder condensatie. De meest geschikte vloeistof voor
243 deze Brayton-cycli is stikstof, of het biomethaan zelf, vóór de liquefactie. Reversed Brayton-
244 cycli worden meestal voorgesteld met één of twee expansieturbines.

245

246 **Figuur 1-3** Proces lay-out van de Brayton-cyclus (BC) (Capra, et al., 2019)



254

255 1.4.2 Kostenbevindingen referentie-installatie

256 **Investeringskosten**

257 Het startpunt van deze categorie is Bio-LNG uit meststoffen. Met deze techniek wordt door
 258 vergisting van mest methaan verkregen die na opwerking en liquefactie als bio-LNG voor ver-
 259 voersdoeleinden kan worden ingezet.

260

261 De categorie bouwt voort op de monovergisting > 400 kWth en aangenomen is dat het li-
 262 quefactieproces downstream geïnstalleerd is, na opwaardering van biogas. De in Europa ge-
 263 implementeerde bioLNG-installaties zijn tussen de 500-1500 Nm³/uur biogas en de
 264 grootschalige monovergisting die we in de SDE++ hebben, heeft een biogascapaciteit die in
 265 dat bereik ligt. Daarom worden de techno-economische data met betrekking tot mestvergisting
 266 afgeleid uit de categorie monomestvergisting >400 kW, hetgeen resulteert in 440 kg bio-LNG
 267 per uur. De biomethaanstroom voorafgaand aan liquefactie moet voldoen aan de technische
 268 specificaties op het gebied van CO₂, vochtgehalte en H₂S (CO₂ dient beperkt te blijven tot 50
 269 ppm; H₂O rond 0,1-1ppm en H₂S niet meer dan 1-4 ppm). Om deze niveaus te bereiken wordt
 270 cryogene destillatie gehanteerd als de meest geschikte upgradetechnologie. Deze technologie
 271 laat grote voordelen zien bij de productie van vloeistoffen en zeer zuiver biomethaan (Oie et
 272 al., 2015). De mest-input is bijna 300 kt per jaar. Het bestaat uit een mengsel van varkens-
 mest en rundveemest, met een mix van drijfmest en dikke fractie in een verhouding van 80/20.
 Hiermee komt de gemiddelde biogasopbrengst van de invoer op 25 m³ biogas per ton mest te
 liggen. De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt met een
 warmtepomp of een houtketel, of ingekocht tegen 5 €/GJ (bandbreedte 4 tot 6 €/GJ). Totale
 investeringskosten voor de referentie-installatie vergisting wordt geschat op € 10,9 miljoen.
 De investeringskosten voor de gasopwaardering en het liquefactieproces worden geschat op
 ongeveer € 4,9 miljoen.

273 **O&M-kosten**

274 De vaste O&M-kosten worden geschat op € 1,6 miljoen per jaar voor vergisting en opwaarde-
 275 ring. Voor het liquefactieproces worden de vaste O&M-kosten gesteld op 10% van de totale
 276 investeringskosten van liquefactie. De variabele kosten omvatten onder meer de kosten van
 277 elektriciteitsverbruik. Voor de elektriciteitsprijs wordt de groothandelprijs gebruikt van 0,053
 278 €/kWh. Deze is berekend op basis van de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van 2020
 279 tot en met 2030 op basis van de KEV (Klimaat en Energieverkenning) 2019 (PBL, 2019).

280
281
282
283
284

Tabel 1-5 geeft de voorgestelde techno-economische parameters weer voor deze categorie en Tabel 1-6 toont het basisbedrag voor deze categorie.

Tabel 1-5 Technisch-economische parameters Bio-LNG uit mest

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MW input]	5,5
Vollasturen bio-LNG-productie	[uur/jaar]	8000
Investeringskosten (vergisting)	[€/kW input]	1980
Investeringskosten (gasopwaardering en liquefaction)	[€/kW output]	880
Vaste O&M-kosten (vergisting en gasopwaardering)	[€/kW input]	290
Vaste O&M-kosten (liquefaction)	[€/kW output]	50
Variabele O&M-kosten (vergisting, gasopwaardering, liquefaction)	[€/kWh output]	0,0094
Thermisch rendement	[MWbioLNG/MWbiogas]	99%
Energie-inhoud substraat	[GJ /t]	0,53
Grondstofkosten	[€/t]	0

285

Tabel 1-6 Overzicht subsidieparameters bio-LNG uit mest

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2021 [€/kWh]	Vollasturen SDE++2021 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd subsidie [Jaar]
Basisbedrag SDE++ 2021	0,093	8000	15	12

286

1.5 Hydropyrolyse-olie uit lignocellulose

287

1.5.1 Beschrijving technologie

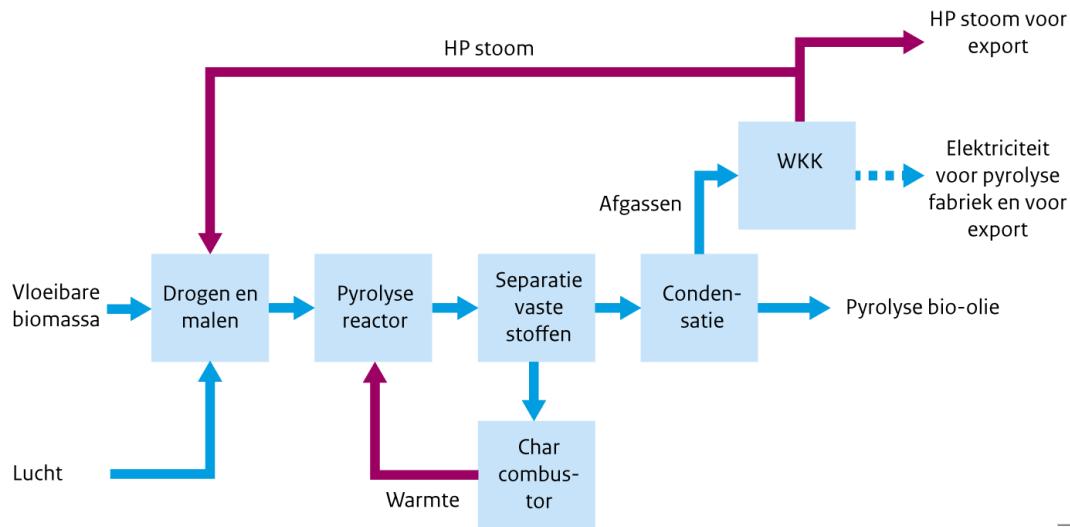
288
289
290
291
292
293
294
295
296
297
298

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 vermalen van biomassa. In de reactor worden deze deeltjes vermengd met heet zand, dat gebruikt wordt als warmtedrager en de pyrolyse vindt plaats bij 500 °C (JRC, 2019). De reactie produceert olie, niet-condenseerbaar gas en als residu char; de laatste twee worden gescheiden van de olie door cycloons 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 en om extra stoom te genereren. Figuur 1-4 geeft het productieproces van de pyrolyse van bio-olie weer.

299

Figuur 1-4 Pyrolyseproces bio-olie uit houtsnippers

Pyrolyseproces bio-olie uit houtsnippers



pbl.nl

Bron: PBL

300

301

302 De uit pyrolyse verkregen olie is zuur, corrosief, heeft een hoog zuurstofgehalte en een laag
303 vochtgehalte. De ruwe bio-olie is derhalve niet geschikt voor vermenging met fossiele olie en
304 kan niet gebruikt worden voor motoren zonder opwaardering naar een brandstof met eigen-
305 schappen die vergelijkbaar zijn met meer fossiele vloeibare brandstoffen (JRC, 2019).

306

307 De pyrolyse-olie-opwaarderingsroute is in ontwikkeling. De ruwe bio-olie kan direct opge-
308 waardeerd worden in een hydrodeoxygenatie- en hydrogenatie-eenheid geïntegreerd in de
309 pyrolyse-installatie. Het proces is gericht op het reduceren of verwijderen van zuurstof, zwavel
310 en stikstof in de bio-olie, met gebruik van waterstof. Deze behandelingen omvatten onder
311 andere het onder hoge druk (100-200 bar) in contact brengen van de bio-olie met een groot
312 overschot aan waterstof in aanwezigheid van een katalysator (Zhang, S. et al., 2019).

313

314 Het opwaarderingsstelsel bestaat uit een *hydrotreatment*-proces in twee fases. De eerste
315 fase vindt plaats onder milde temperatuur en druk; de tweede fase vindt plaats onder zwaar-
316 dere omstandigheden. In de literatuur wordt dit systeem omschreven als een manier om *co-*
317 *king* van de katalysator te voorkomen en hogere opbrengsten te genereren dan systemen met
318 enkelvoudige *hydrotreatment* (Elliott, 2007). De resulterende processtromen bevatten een gas
319 dat rijk is aan lichte koolwaterstoffen en kooldioxide (afgassen die naar de WKK kan geleid
320 worden), een waterige fase en de gedeoxygeneerde bio-olie (PNNL, 2013). De opgewerkte
321 bio-olie kan een zuurstofconcentratie bevatten van beneden 2% vol. (BTG-BTL, 2019), het-
322 geen direct verwerkt kan worden in een distillatiekolom om producten zoals bio-nafta en bio-
323 diesel te onttrekken. De afgassen worden door een PSA (Pressure Swing Adsorption) eenheid
324 gevoerd om de resterende waterstof te herwinnen en te recyclen naar de *hydrotreatment*-
325 reactors.

326

327 De extra stoom en elektriciteit geproduceerd in de snelle pyrolyse unit kunnen intern gebruikt
328 worden, omdat beide processen als geïntegreerd beschouwd worden in dit conceptadvies.

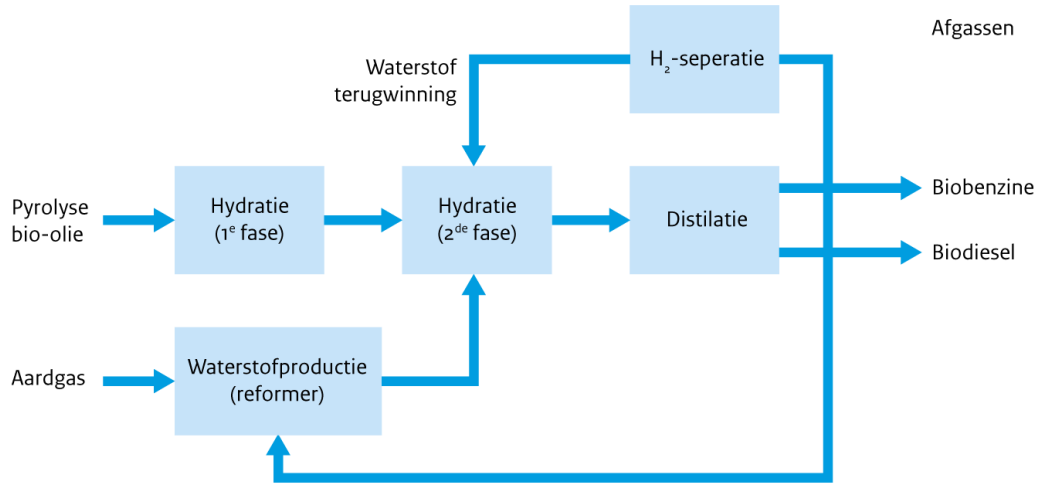
329

330 In deze configuratie worden alle afgassen uit het distillatie- en waterstofseparatiesysteem naar
331 een stoomreformer gestuurd om waterstof te produceren. Toevoeging van aardgas is noodza-
332 kelijk vanwege de waterstoftoevoer aan de *hydrotreatment*.

333
334

Figuur 1-5 Pyrolyse-olie opwaardering met geïntegreerde waterstofproductie

Pyrolyse-olie opwaardering met geïntegreerde waterstofproductie



pbl.nl

335
336

Bron: PBL

337 **1.5.2 Kostenbevindingen referentie-installatie**

338
339

Investeringskosten

340
341
342
343
344
345
346

De schaal die gekozen is voor deze technologie is 22 MW output van biobrandstoffen, bestaande uit 57% benzine en 43% diesel. De keuze voor deze schaal is gebaseerd op marktinformatie en literatuuronderzoek. De pyrolyse-olie opwaarderingstechnologie is nog in ontwikkeling en er is momenteel geen commerciële fabriek in bedrijf. Voor de pyrolyse-olie bestaat een aantal studies uit Europa en de Verenigde Staten, met een beschreven installatiecapaciteit variërend van 15 tot 60 MW (bio-pyrolyse-olie).

347
348
349

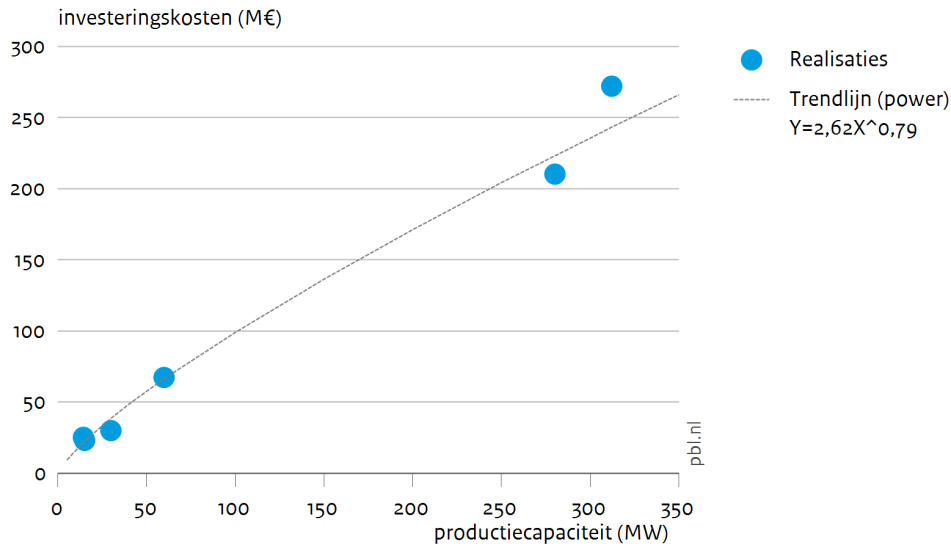
De investeringskosten voor de gepresenteerde opties zijn samengesteld uit twee belangrijke onderdelen: de kosten gerelateerd aan de pyrolyse-olie productiefaciliteit en de kosten voor de opwaarderingseenheid.

350
351
352
353
354
355

De investeringskosten voor de categorie pyrolyse-olie is gebaseerd op de grafiek in Figuur 1-6, die de investeringskosten in verband brengt met de fabriekscapaciteit. Deze gegevens vertegenwoordigen gebouwde fabrieken en engineering projecten op verschillende locaties in Europa voor pyrolyse-olie productie. De data komen uit de Sub Group of Advanced Fuels report (2017) en zijn gecorrigeerd voor inflatie.

356 **Figuur 1-6 Investeringskosten data voor pyrolyse bio-olie productie unit (naar**
 357 **SGAB, 2017)**

Investeringskosten naar capaciteitsomvang pyrolyse bio-olieproductie



358
 359

360 De kosten gerelateerd aan de hydrotreatment zijn grotendeels gebaseerd op marktinformatie
 361 en op de PNNL-studie (2015), die voor de opwaarderingsfabriek een projectontwerp beschrijft
 362 vergelijkbaar met het proces dat in dit conceptadvies voorgesteld wordt. Om het investerings-
 363 kosten figuur aan te passen aan de voorgestelde capaciteit voor de opwaarderings-units (25
 364 MW pyrolyse-olie) is de volgende uitdrukking toegepast:

365

$$C_x = C_0 * \left(\frac{P_x}{P_0}\right)^{0,7}$$

366

- 367 P_x is een historisch cumulatief outputniveau
- 368 P_0 is het initiële outputniveau gemeten in capaciteit
- 369 C_x geeft de investeringskosten op een historisch cumulatief outputniveau P_x
- 370 C_0 geeft de investeringskosten op het initiële outputniveau P_0

371

O&M-kosten

372

373 De vaste bedrijfskosten worden gesteld op 3% van de investeringskosten en de variabele O&M-
 374 kosten op 2% ervan. Gebaseerd op de PNNL-studie (2015), zouden deze kosten het volgende
 375 moeten omvatten:

376

Vaste OPEX:

377

- 378 • Bedrijfs- en onderhoudsarbeid
- 379 • Overhead
- 380 • Onderhoudsmaterialen
- 381 • Belasting en verzekering.

382

Variabele OPEX:

383

- 384 • elektriciteitsconsumptie
- 385 • katalysatorkosten
- 386 • afvalverwerking.

387

388 De investeringskosten voor de *reformer* zijn berekend op basis van een productiecapaciteit
 389 van 2,1 kt H₂/jr. De unit gebruikt het extra afgas uit de opwaarderingssectie als grondstof,
 390 maar deze heeft ook aardgas nodig om aan de waterstofvraag te voldoen.

391
 392 Voor deze optie is er sprake van extra elektriciteits- en stoomproductie als gevolg van het
 393 gebruik van de afgassen uit de pyrolysereactie in de WKK-unit. De hieraan gerelateerde op-
 394 brengst is ook meegenomen in de berekening van de uiteindelijke productkosten.

395
 396 Tabel 1-7 geeft de techno-economische parameters die voorgesteld worden voor deze catego-
 397 rie. Tabel 1-8 toont het basisbedrag voor deze categorie.

398 **Tabel 1-7 – Stand-alone pyrolyse-olie hydrotreatment optie met H₂-productie**

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2021
Inputvermogen	[MW biomassa]	36
Vollasturen biobrandstoffen afzet	[uur/jaar]	7500
Investeringskosten snelle pyrolysefabriek	[€/kW output]	1640
Investeringskosten hydrotreatmentfabriek	[€/kW output]	1720
Investeringskosten waterstoffabriek	[€/kW output]	690
Vaste O&M-kosten	[€/kW output]	120
Variabele O&M-kosten (incl. contractkosten) excl. grondstofkosten	[€/kWh output]	0,011
Aardgaskosten ¹	[€/kWh output]	0,001
Opbrengst uit levering van elektriciteit en stoom	[€/kWh output]	0,020
Thermisch rendement	[MW output/MW biomassa]	0,60
Energie-inhoud substraat	[GJ /t]	9
Grondstofkosten	[€/t]	45

400

401 **Tabel 1-8 Overzicht subsidieparameters voor biobrandstoffen uit pyrolyse-olie**

Categorie	Basisbe- drag SDE++ 2021 [€/kWh]	Vollasturen SDE++ 2021 [uur/jaar]	Economi- sche le- vensduur [jaar]	Looptijd Subsidie [jaar]
<i>Biobrandstoffen uit pyrolyse-olie (H₂ wordt in- gekocht) - geen referentie</i>	0,110	7500	20	15
Biobrandstoffen uit pyrolyse-olie (H ₂ -productie is geïntegreerd) - referentie	0,103	7500	20	15

402 1.6 Correctiebedragen

403 De correctiebedragen zijn bepaald als de marktprijs van benzine, diesel en LNG. De benzine-
 404 en dieselprijzen zijn berekend op basis van de ongewogen gemiddelde kale pompprijs(prijs
 405 zonder accijnzen en BTW) van 2020 tot en met 2030, op basis van de KEV (Klimaat en Ener-
 406 gieverkenning) 2019 (PBL, 2019). Voor LNG wordt als benadering de prijsschatting op lange
 407 termijn van aardgas gebruikt (afgeleid van KEV2019). De langetermijnprijzen van stoom, elek-
 408 triciteit en H₂ zijn afgeleid van het Eindadvies Basisbedragen SDE++ 2020. Deze prijzen wor-
 409 den jaarlijks berekend en gepubliceerd met het eindadvies.

¹ Aardgasprijs gesteld op 0,21 €/m³ (0,01 €/MJ) (KEV, 2019)

410
411
412
413

Tabel 1-9 toont de veronderstelde marktprijzen.

Tabel 1-9 Langetermijnmarktprijzen van verschillende producten volgens KEV2019

Energiedrager	Eenheid	Marktprijs
Benzine	€/kWh	0,069
Diesel	€/kWh	0,068
LNG	€/kWh	0,024
Stoom	€/kWh	0,033
Elektriciteit	€/kWh	0,053
H ₂	€/kg	1,56

414 1.7 Vermeden CO₂-emissies en CO₂-subsidie-intensiteit 415 van geavanceerde biobrandstoffen

416 De vermeden emissiefactor van lignocellulose-ethanol is gebaseerd op de vermeden uitstoot
417 door substitutie van benzine alsmede de extra elektriciteit die geproduceerd wordt. Voor bio-
418 LNG omvat de vermeden CO₂-uitstoot ook de uitstoot vermeden door het vervangen van Li-
419 quefied Natural Gas (LNG) en de vermeden uitstoot van mest². De bio-LNG-emissiefactor om-
420 vat ook de uitstoot vrijgekomen door het gebruik van elektriciteit tijdens de opwaarderings-
421 en liquefactie stappen. Voor pyrolyse-olie heeft de vermeden uitstoot betrekking op substitutie
422 van diesel en benzine, en productie van elektriciteit en stoom. Emissiefactoren voor elektrici-
423 teitsmix, stoom en H₂ zijn afgeleid van het Eindadvies Basisbedragen SDE++ 2020.

424
425
426
427
428
429
430

Tabel 1-10 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van ge-
avanceerde biobrandstoffen te berekenen. Tabel 1-11 presenteert de subsidie-intensiteit van
geavanceerde biobrandstoffen.

**Tabel 1-10 Emissiefactoren energieproductie, brandstoffen, H₂ en vermeden emis-
siefactoren voor geavanceerde biobrandstoffen**

Energiedrager	Emissiefactoren (kg CO ₂ -eq/kWh)
Benzine	0,259
Diesel	0,268
LNG	0,204
Elektriciteit	0,187
Stoom	0,033
H ₂	9 (kg CO ₂ -eq/kg H ₂)
Vermeden emissiefactor lignocellulose-ethanol	0,292

² Bij mestvergisting verzoekt 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. Op grond van het rapport Kostenefficiëntie van beleidsmaatregelen ter vermindering van broeikasgasemissies (Daniëls & Koelemeijer, 2016) wordt gerekend met broeikasgasreductie bij een mestmonovergisting voor hernieuwbaar-gasproductie die voor een kwart bestaat uit het voordeel van vervanging van aardgas door hernieuwbaar gas en voor driekwart bestaat 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 CO₂-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 CO₂-reductie per ton mest.

Vermeden emissiefactor Bio-LNG	0,332
Vermeden emissiefactor hydrodeoxygeneerde biobrandstof	0,386

431

432

Tabel 1-11 CO₂-subsidie-intensiteit van geavanceerde biobrandstoffen

Categorie	(€/t CO ₂ -eq)
Lignocellulose-ethanol	267
Bio-LNG	196
Hydrooxygeneerde biobrandstof uit pyrolyse-olie	85

2 Aandachtspunten

434 **Lignocellulose-ethanolfabriek**

435 Een *standalone greenfield*-installatie die lignocellulosehoudende grondstoffen gebruikt, wordt
 436 als referentie beschouwd. Dit betekent dat de systeemgrenzen een WKK-installatie bevatten
 437 waarin residuen zoals lignine en andere afgassen gebruikt worden om aan de stoom- en elek-
 438 triciteitsvraag te voldoen. Deze aanname is gebaseerd op het feit dat elke installatie vanaf
 439 2020 zal moeten voldoen aan de levenscyclus-broeikasgasemissiereductie van 65% en hoger
 440 (volgens de nieuwe richtlijn hernieuwbare energie). Eventueel kan aan de stoomvraag voldaan
 441 worden met een aardgasboiler en de elektriciteitsvraag uit het elektriciteitsnet, hetgeen resul-
 442 teert in lagere investeringskosten). Verdere levenscyclus-broeikasgasemissieanalyse van een
 443 dergelijke opstelling zal gedaan moeten worden om te zien of een dergelijk procesontwerp nog
 444 conform de broeikasgasemissie duurzaamheidscriteria zal zijn.

445

446 Een mengsel van houtsnippers en B-hout wordt als input beschouwd. Een belangrijk vraagstuk
 447 hieromtrent betreft de aanname van de grondstofprijs van 50 €/t.

- 448 • Zal deze prijs representatief zijn voor een lignocellulose-ethanolfabriek in Nederland?
- 449 • Welke biomassa zal naar verwachting ingezet gaan worden bij de eerstvolgende ligno-
 450 cellulose-ethanolfabrieken en tegen welke prijs zal deze biomassa naar verwachting in
 451 gekocht kunnen worden?
- 452 • Welke schaalgrootte zullen de eerstvolgende lignocellulose-ethanolfabrieken naar
 453 verwachtingen gaan krijgen.

454

455 **Bio-LNG-fabriek**

456 Deze waardeketen is gebaseerd op de mestmonovergisting, terwijl veel bestaande bio-LNG-
 457 faciliteiten betrekking hebben op anaerobe vertering van groenafval uit de voedselindustrie of
 458 van huishoudelijk groente-, fruit-, en tuinafval. Het is de vraag of aansluiting bij de bestaande
 459 categorie monomestvergisting logisch is.

460

461 De bio-LNG-waardeketen omvat vergisting, biogas opwaardering en liquefactie van biome-
 462 thaan. Het bevat niet de CO₂-liquefactiefase. Deze keuze heeft invloed op de investeringskos-
 463 ten, maar belangrijker nog, op de berekening van vermeden CO₂-uitstoot. Onder welke
 464 omstandigheden kan bij bio-LNG de CO₂ verkocht worden voor hergebruik en voor welke prijs?

465

466 **Pyrolyse-olie opwaarderingsfabriek**

467 De hydrotreatment van pyrolyse-olie resulteert in twee hoofdproducten; drop-in biodiesel
 468 (42%) en bionafta (58%). Wij zijn er in onze berekeningen van uitgegaan dat nafta verder
 469 verwerkt wordt tot benzine. Bio-nafta kan ook gebruikt worden als hoofdgrondstof voor bio-
 470 gebaseerde producten zoals bio-ethyleen. In dit geval moeten een ander basisbedrag en CO₂-
 471 emissiefactor berekend worden.

472

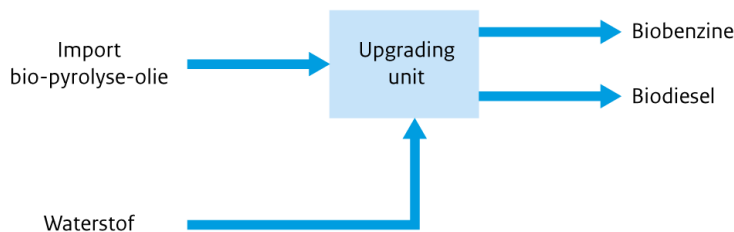
473 Naast de opties die meegenomen zijn in dit concept voor de bio-pyrolyse-olie zijn de volgende
 474 opties ook mogelijk en het vraag is – wat is technisch en economisch de meest aannemelijke
 475 route om van pyrolyse-olie transportbrandstof te maken?

476

477 **1. Opwaardering van geïmporteerde pyrolyse bio-olie**

478 De bio-pyrolyse-olie kan buiten Nederland geproduceerd worden (dichtbij goedkoper aan-
 479 bod van grondstof) en de olie kan getransporteerd worden naar een binnenlandse opwaar-
 480 deerfaciliteit. Een belangrijk punt is dat de hoeveelheid afgas die beschikbaar is voor
 481 warmte- en elektriciteitsproductie, vergeleken bij de geïntegreerde optie, gelimiteerd is
 482 (snelle pyrolyse + opwaarderen) en dat elektriciteit en stoom extern geleverd zouden
 483 moeten worden.

Hydrotreating standalone fabriek met externe bio-pyrolyse-olie levering



pbl.nl

Bron: PBL

485

486

487

2. Co-verwerking van pyrolyse bio-olie in raffinaderijen

488

489

490

491

492

493

494

495

496

497

498

499

500

501

502

503

504

505

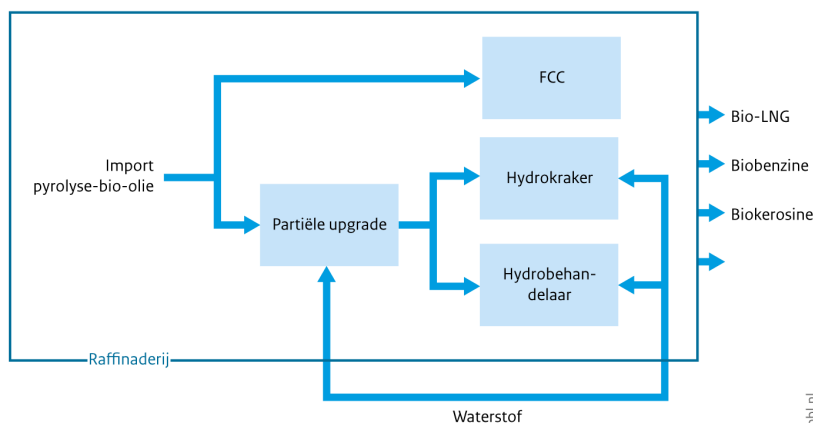
Er is de mogelijkheid om bio-pyrolyse-olie te verwerken in bestaande raffinaderijen. De op dit moment meest bestudeerde, veelvoorkomende toepassing is om de bio-olie samen met vacuümgasolie te coprocessen in een FCC-unit (*Fluidized Catalytic Cracking*), hetgeen in sommige Nederlandse raffinaderijen plaatsvindt. Het resulterende product zou een mengsel van fossiele en biobrandstoffen zijn, met benzine en diesel als hoofdoutput. Wereldwijde experimenten claimen dat kleine veranderingen waargenomen worden in de productopbrengsten in de FCC met coprocessing tot 10 massa-% bio-olie. Dit zou de meest directe toepassing zijn van pyrolyse-olie op de markt, omdat er slechts enkele additionele opstellingen nodig zouden zijn. Het potentieel van coprocessing in FCC van de Nederlandse raffinagesector wordt rond 290 MW van bio-pyrolyse-olie geschat.

506

507

Figuur 1-2 Mogelijkheden voor co-verwerking van pyrolyse bio-olie in een raffinaderij

Mogelijkheden voor co-verwerking van pyrolyse bio-olie in een raffinaderij



pbl.nl

508

Bron: PBL

Referenties

509

- 510 Capra, F., Magli, F., Gatti, M. Biomethane liquefaction: A systematic comparative analysis of
511 refrigeration technologies. *Applied Thermal Engineering* **158**(2018)113815.
- 512 DIRECTIVE (EU) 2018/2001. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of
513 the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable
514 sources.
- 515 EIGA (2013). *Best Available Techniques for the Co-production of Hydrogen, Carbon Monoxide*
516 *& their Mixtures by Steam Reforming*.
- 517 Elliott, D.C. (2007). Historical Developments in Hydroprocessing Bio-oil. *Energy & Fuels*.
- 518 IEAGHG (2017). *Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydro-*
519 *gen 260 Plant with CCS*.
- 520 JRC (2019). *Insights into the European market for bio-based chemicals*.
- 521 Landälv, I., Waldheim L. Sub Group of Advanced Biofuels (2017). *Building up the future cost*
522 *of bio fuel*.
- 523 PNNL (2013). *Process Design and Economics for the Conversion of Lignocellulosic Biomass*
524 *to Hydrocarbon Fuels Fast Pyrolysis and Hydrotreating Bio-oil Pathway*.
- 525 PNNL(2015). *Biomass Direct Liquefaction Options: TechnoEconomic and Life Cycle Assess-*
526 *ment*.
- 527 Qie, S., Hailg, L., Longcheng, L., Zhixin ., Xinhai, Y. (2015). Selection of appropriate biogas
528 upgrading technology-a review of biogas cleaning, upgrading and utilisation. *Renewable and*
529 *Sustainable Energy Reviews* **51**(2015)521-532.
- 530 Zhang Z, Zhu Z, Shen B, Liu L (2019). Insights into biochar and hydrochar production and
531 applications: a review. *Energy*.
- 532 Zijlema, P.J. (2017). Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO₂-emissiefactoren,
533 versie januari 2017. [https://www.rvo.nl/sites/default/files/2017/05/Neder-](https://www.rvo.nl/sites/default/files/2017/05/Nederlandse%20lijst%20van%20energiedragers%20en%20standaard%20CO2%20emissiefactoren%202017.pdf)
534 [landse%20lijst%20van%20energiedragers%20en%20stan-](https://www.rvo.nl/sites/default/files/2017/05/Nederlandse%20lijst%20van%20energiedragers%20en%20standaard%20CO2%20emissiefactoren%202017.pdf)
535 [daard%20CO2%20emissiefactoren%202017.pdf](https://www.rvo.nl/sites/default/files/2017/05/Nederlandse%20lijst%20van%20energiedragers%20en%20standaard%20CO2%20emissiefactoren%202017.pdf)

536