



1 **CONCEPTADVIES SDE++ 2021**  
2 **WATERSTOFPRODUCTIE VIA**  
3 **ELEKTROLYSE**

4  
5  
6  
7

8 **Hans Elzenga, Sander Lensink**

9

10 **6 mei 2020**

PBL

11 **Colofon**

12 **Conceptadvies SDE++ 2021 Waterstofproductie via elektrolyse**

13

14 © PBL Planbureau voor de Leefomgeving

15 Den Haag, 2020

16 PBL-publicatienummer: 4115

17 **Contact**

18 sde@pbl.nl

19 **Auteurs**

20 Hans Elzenga en Sander Lensink

21 **Redactie figuren**

22 Beeldredactie PBL

23 **Eindredactie en productie**

24 Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding:  
25 Elzenga, H., en Lensink S. (2020), Conceptadvies SDE++ 2021 waterstofproductie via elek-  
26 trolyse, 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

34

35	<b>1</b>	<b>Introductie</b>	<b>4</b>
36	<b>2</b>	<b>Beschrijving technologie</b>	<b>5</b>
37	<b>3</b>	<b>Basisbedrag inputdata</b>	<b>6</b>
38	3.1	Referentie-installatie	6
39	3.2	Investeringskosten	6
40	3.3	Operationele kosten	7
41	3.3.1	Vaste O&M-kosten	7
42	3.3.2	Netwerkkosten en vaste kosten elektriciteitsaansluiting	7
43	3.3.3	Variabele elektriciteitskosten	7
44	3.3.4	Verband tussen integrale elektriciteitskosten en aantal vollasturen	7
45	3.3.5	Kosten demiwater	8
46	3.4	Restwaarde	8
47	3.5	Correctiebedrag	8
48	3.5.1	Waterstofproductie via SMR	8
49	3.5.2	Zuurstof (bijproduct van elektrolyse)	9
50	3.6	CO <sub>2</sub> -prijs	9
51	3.7	Vermeden CO <sub>2</sub>	9
52	3.7.1	Vermeden emissie bij 2000 vollasturen	9
53	3.7.2	Verband tussen vermeden CO <sub>2</sub> -emissie en aantal vollasturen	10
54	<b>4</b>	<b>Resultaten</b>	<b>11</b>
55		<b>Literatuur</b>	<b>13</b>
56		<b>Uitvraag</b>	<b>14</b>
57			

# 1 Introductie

59 Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft PBL gevraagd advies uit bren-  
60 gen over de openstelling van de SDE++ (Subsidieregeling voor Duurzame Energie) in 2021.  
61 Het PBL heeft ondersteuning gevraagd van TNO EnergieTransitie en DNV GL.

62

63 De SDE+ is sinds 2011 het belangrijkste instrument voor de stimulering van de opwekking  
64 van hernieuwbare energie in Nederland. Binnen deze regeling wordt jaarlijks de kostprijs van  
65 hernieuwbare energie van diverse technologieën bepaald, binnen de SDE+-regeling aange-  
66 duid als het basisbedrag. Daarnaast zijn ook het correctiebedrag en de basisprijs belangrijke  
67 componenten van de SDE+-regeling.

68

69 In 2020 is de bestaande SDE+-regeling verbreed naar de SDE++. Nieuw hierbij is dat naast  
70 categorieën voor de productie van hernieuwbare energie ook CO<sub>2</sub>-reducerende opties anders  
71 dan hernieuwbare energie in aanmerking komen voor subsidie. Dit zorgt ervoor dat de regel-  
72 geving en de methodiek en dus ook de uitgangspunten voor de SDE+ zodanig worden uitge-  
73 breid dat deze ook toepasbaar zijn voor een breder palet aan CO<sub>2</sub>-reducerende categorieën.

74

75 Deze notitie bevat het conceptadvies met betrekking tot grootschalige waterstofproductie via  
76 elektrolyse.

77

## 78 **Marktconsultatie**

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

83

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

88

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

# 2 Beschrijving technologie

92 De meest gebruikte systemen voor waterstofproductie (H<sub>2</sub>-productie) via elektrolyse van wa-  
93 ter zijn:

- 94 • Alkaline elektrolyse (AEL)
- 95 • *Proton-exchange* membraan (PEM)

96 Daarnaast is er *Solid-Oxide* elektrolyse (SOE). Deze technologie heeft nog een tamelijk lage  
97 TRL (*technology readiness level*) en wordt nog niet op industriële schaal toegepast. Bij AEL  
98 wordt gebruikgemaakt van een vloeibaar alkalisch elektrolyt. Hydroxide-ionen (OH<sup>-</sup>) migre-  
99 ren van de kathode – waar H<sub>2</sub> wordt gevormd – door een micro-poreuze scheidingslaag naar  
100 de anode, waar zuurstof (O<sub>2</sub>) wordt gevormd. Bij PEM wordt geen gebruikgemaakt van een  
101 vloeibaar elektrolyt en migreren protonen (H<sup>+</sup>) door een polymeermembraan van de anode  
102 naar de kathode.

103  
104 Het hart van de installatie wordt gevormd door een of meerdere stapelingen van elektrolyse-  
105 cellen (die stacks worden genoemd), met een capaciteit van maximaal 2 à 3 MW. Op korte  
106 termijn worden grotere stacks verwacht. Opschaling van installaties vindt plaats door meer-  
107 dere stacks te plaatsen. De stacks hebben een levensduur van 60.000 tot 90.000 uur (IEA  
108 2019).

109  
110 De bedrijfstemperatuur van AEL is 70 tot 90 °C en die van PEM 60 tot 80 °C (DNV GL 2018).  
111 De maximale uitgangsdruk van de waterstof ligt bij AEL rond 30 bar en bij PEM rond 60 bar  
112 (IEA 2019). Bij deze uitgangsdrukken is er weinig of geen aanvullende compressie nodig ten  
113 opzichte van de huidige waterstoffabrieken op basis van aardgas. Op het ogenblik worden  
114 echter ook nog ontwikkelstrategieën gevolgd voor potentieel goedkopere systemen op at-  
115 mosferische of lage druk aangevuld met compressie.

116  
117 PEM opereert met een stroomsterkte van 0,6 – 2,0 A/cm<sup>2</sup>, AEL met 0,2 – 0,4 A/cm<sup>2</sup>. Daar-  
118 door kunnen PEM-electrolyzers compacter zijn dan AEL-electrolyzers. Omdat PEM met zuiver  
119 water werkt (in plaats van met loog, zoals AEL), hoeven er geen voorzieningen te zijn om de  
120 loog af te scheiden en te recyclen. Daar staat tegenover dat AEL gebruikmaakt van relatief  
121 goedkope elektroden (standaard op nikkel gebaseerd), terwijl PEM voorlopig afhankelijk is  
122 van het gebruik van elektroden met platina- en iridiumkatalysatoren. Ook is het protonex-  
123 changemembraan relatief duur.

124  
125 Om 1 kg waterstof te produceren is ongeveer 9 liter gedemineraliseerd water (demiwater)  
126 nodig. Naast waterstof wordt circa 8 kg zuurstof geproduceerd (IEA 2019).

127  
128 Momenteel wordt AEL het meeste toegepast, met name in China. De grootste AEL-fabriek  
129 staat in Aswan met een capaciteit van 165 MW. De grootste PEM-fabriek is op het moment 6  
130 MW in Mainz. Welke technologie in de toekomst het meest zal worden toegepast zal groten-  
131 deels afhangen van de kostenreductie die de technologieën weten te realiseren. In Nederland  
132 zijn vergevorderde plannen om AEL-installaties van respectievelijk 20 en 100 MW te bouwen.

# 3 Basisbedrag inputdata

## 3.1 Referentie-installatie

Voor de referentie-installatie wordt op aanwijzing van het ministerie van EZK uitgegaan van een installatie met een vermogen van 20 MW<sub>e</sub>, een bedrijfstijd van 2000 vollasturen en een aansluiting op het elektriciteitsnet.<sup>1</sup> Bij 2000 vollasturen is - als daarbij gebruik wordt gemaakt van de uren met de laagste groothandelsprijs van elektriciteit - de CO<sub>2</sub>-emissiefactor van de gebruikte elektriciteit in 2030 slechts 0,007 kg/kWh omdat die dan vooral met hernieuwbare elektriciteit wordt opgewekt; bij hogere bedrijfstijden is het basisbedrag weliswaar lager dan bij 2000 vollasturen, maar stijgt de emissiefactor doordat het aandeel op aardgas gestookte elektriciteitscentrales in de opwekking toeneemt. Ter informatie toont dit advies in een aantal figuren welke relatie er is tussen bedrijfstijden enerzijds en basisbedrag en vermeden emissies anderzijds.

### **Elektriciteitsverbruik (kWh/kg H<sub>2</sub>) gedurende subsidieperiode**

Voor de berekening van het basisbedrag is uitgegaan van een gemiddelde elektriciteitsgebruik per kilogram waterstof over de gehele subsidieduur (jaar 1 tot en met 15). Deze bedraagt 58,0 kWh/kg H<sub>2</sub>, overeenkomend met een energetisch omzettingsrendement ( $\eta$ ) van 67,9%.<sup>2</sup> Deze waarde is berekend op basis van een initieel elektriciteitsgebruik van 56 kWh/kg H<sub>2</sub> ( $\eta = 70,3\%$ ) voor de gehele fabriek (dus inclusief elektriciteitsverbruik door pompen en dergelijke) en een degradatie van 0,5% per jaar.

De in dit rapport aangenomen waarde voor het initiële elektriciteitsgebruik per kilo waterstof is gebaseerd op recente marktinzichten en ligt enigszins boven de bandbreedten uit de literatuur. Zo geeft (IEA 2019) een bandbreedte van 47 – 53 kWh/kg H<sub>2</sub> ( $\eta = 74 – 84\%$ ). Een mogelijke verklaring is dat (IEA 2019) het rendement voor alleen de stacks geeft, en niet voor de gehele fabriek.

## 3.2 Investeringskosten

In dit advies wordt uitgegaan van investeringskosten van 1800 €/kW<sub>e</sub>. Deze kosten omvatten ook de elektriciteitsaansluiting op het hoogspanningsnet en andere *Balance of Plant*-voorzieningen (samen bijna 75% van de totale kosten), en tevens de projectkosten en een post onvoorzien (de overige 25%). Voorbereidingskosten (zoals vergunningen en leges) zijn niet-subsidiabel en zijn daarom niet meegenomen in de investeringskosten.

De in dit rapport aangenomen investeringskosten zijn gebaseerd op recente marktinzichten en is hoger dan waarden die in de recente literatuur (onder andere NOW 2018 en IEA 2019)

<sup>1</sup> Het advies is daarmee niet toegesneden op installaties die een directe verbinding of *power purchase agreement* (PPA) hebben met bijvoorbeeld een windpark, zonnepark of een biomassacentrale. Daarvoor kunnen andere elektriciteitsprijzen en CO<sub>2</sub>-emissiefactoren gelden dan voor elektriciteit van het net.

<sup>2</sup> Waterstof heeft een energie-inhoud (HHV) van 141,8 MJ/kg. 58,0 kWh elektriciteit komt overeen met 208,8 MJ. Het energetisch rendement  $\eta$  (in %) is  $3.938,9/x$ , waarbij  $x$  het aantal kWh/kg H<sub>2</sub> is (en groter is dan 39,39).

169 worden aangetroffen. Een mogelijke verklaring is dat in de literatuur niet alle kosten worden  
170 meegenomen.

171

### 172 **Regeling Milieu-investeringsaftrek (MIA)**

173 Volgens RVO (2019) komt apparatuur voor elektrolyse van water tot waterstof in aanmerking  
174 voor Milieu-Investeringsaftrek, onder code F 4111. De investering voor een elektrolyse-in-  
175 stallatie van 20 MWe is € 36 miljoen. Het maximumbedrag dat per bedrijfsmiddel in aanmer-  
176 king komt is echter € 25 miljoen. Daarvan mag 36%, oftewel € 9 miljoen worden  
177 afgetrokken van de fiscale winst. De vennootschapsbelasting (met een tarief van 21,7%)  
178 wordt daardoor met 1.953.000 euro verlaagd.

179

180 In formule: MIA-voordeel = 25.000.000 euro \* 36% \* 21,7% = 1.953.000 euro. Dit voor-  
181 deel wordt meegenomen in de berekening van het basisbedrag.

## 182 **3.3 Operationele kosten**

### 183 **3.3.1 Vaste O&M-kosten**

184 Voor vaste O&M-kosten wordt een bandbreedte verondersteld van 15 tot 61 €/kW/jaar. In  
185 dit advies wordt uitgegaan van de gemiddelde waarde: 38 €/kW/jaar. Dit komt goed overeen  
186 met waarden die in recente bronnen worden genoemd (NOW 2018; IEA 2019).

### 187 **3.3.2 Netwerkkosten en vaste kosten elektriciteitsaansluiting**

188 De netwerkkosten en vaste kosten voor de elektriciteitsaansluiting bedragen 49 €/kW/jaar.  
189 De netwerkkosten (kW-gecontracteerd en kW-max) en vaste kosten voor de referentie-in-  
190 stallatie zijn gebaseerd op het gewogen gemiddelde van de tarieven uit de tarievenbesluiten  
191 van de regionale netbeheerders en Tennet (Tennet, 2019) voor 2019 die horen bij een TS-  
192 aansluiting. Om de netwerkkosten te bepalen zijn deze tarieven vermenigvuldigd met het  
193 piekvermogen van de elektrolyse-installatie.

### 194 **3.3.3 Variabele elektriciteitskosten**

195 De groothandelsprijs van elektriciteit waarmee is gerekend bedraagt 0,03584 €/kWh. Dit be-  
196 drag is het ongewogen gemiddelde van alle 2000 laagste uurlijkse groothandelsprijzen in alle  
197 jaren in de periode 2020-2034 uit de KEV 2019<sup>3</sup>.

### 198 **3.3.4 Verband tussen integrale elektriciteitskosten en aantal vollasturen**

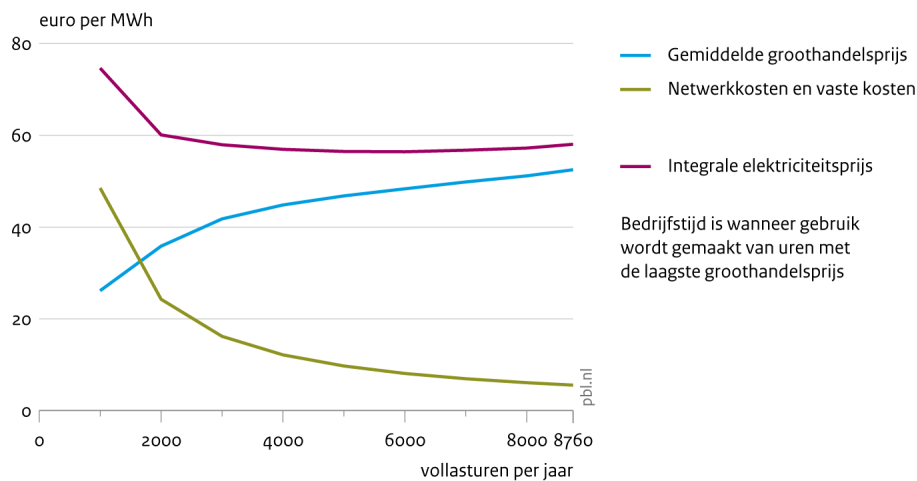
199 Figuur 3-1, waarin de 8760 uren op de horizontale as zijn gerangschikt naar oplopende  
200 groothandelsprijzen, laat zien dat de gemiddelde groothandelsprijs lager is bij lagere be-  
201 drijfstijden. Dat voordeel wordt echter teniet gedaan door de hogere netwerkkosten per  
202 MWh.<sup>4</sup> De gemiddelde *integrale* elektriciteitsprijs per MWh (groothandelsprijs + netwerkkos-  
203 ten) is bij een bedrijfstijd van 2000 uur iets hoger dan bij hogere bedrijfstijden.

204

<sup>3</sup> De KEV2019-raming loopt van 2020 tot en met 2030. Na 2030 is aangenomen dat de prijzen reëel constant zijn op het niveau van 2030 en nominaal enkel met de inflatie van 1,5%/jaar meestijgen.

<sup>4</sup> Die kosten zijn omgekeerd evenredig met de bedrijfstijd. Dat wil zeggen: als de productietijd 2 keer zo laag wordt, worden de vaste lasten per MWh 2 keer zo hoog.

205 **Figuur 3-1 Verband tussen gemiddelde elektriciteitsprijs en bedrijfstijd, 2020-2034**



206 Bron: PBL  
207

### 208 3.3.5 Kosten demiwater

209 Verondersteld wordt dat de jaarlijkse kosten voor water en periodieke vervanging van de io-  
210 nenwisselaar of het membraan van de demiwaterinstallatie verwaarloosbaar zijn.

## 211 3.4 Restwaarde

212 De levensduur van een elektrolyse-installatie bedraagt waarschijnlijk 20 tot 30 jaar, met uit-  
213 zondering van de stacks: deze hebben bij 2000 vollasturen een levensduur van circa 30 tot  
214 45 jaar<sup>5</sup>. De verwachting is echter dat de installatie zonder subsidie niet kan concurreren  
215 met waterstof die uit aardgas is geproduceerd. De restwaarde van de installatie wordt  
216 daarom na afloop van de subsidieperiode van 15 jaar op 0 euro gesteld. Hoewel de stacks  
217 losse elementen zijn die getransporteerd kunnen worden en in principe nog een resterende  
218 levensduur van 15 tot 30 jaar hebben, zullen ze naar verwachting geen economische waarde  
219 hebben omdat ze aan het eind van de subsidieperiode inmiddels 15 jaar oud zijn en niet zul-  
220 len voldoen aan de stand van de techniek op dat moment.

## 221 3.5 Correctiebedrag

### 222 3.5.1 Waterstofproductie via SMR

223 Het correctiebedrag is bepaald als de productiekosten van waterstof via *Steam Methane Re-*  
224 *forming* (SMR). Op basis van specifieke investeringskosten en onderhouds- en beheerkosten  
225 uit (IEAGHG 2017) en een energetisch omzettingsrendement van 76%<sup>6</sup> is het volgende ver-  
226 band afgeleid tussen de totale productiekosten en de aardgasprijs:

227  
228 Productiekosten (€/kg H<sub>2</sub>) = 0,29 + 0,176 \* aardgasprijs (€/GJ<sub>HHV</sub>)  
229 = 0,29 + 0,049 \* aardgasprijs (€/MWh<sub>HHV</sub>)  
230

<sup>5</sup> Uitgaande van een levensduur van 60.000 tot 90.000 uur.

<sup>6</sup> Als voor zowel waterstof als methaan wordt uitgegaan van LHV-waarden (IEAGHG 2017)



231 Bij een aardgasprijs van 6,07€/GJ<sub>HHV</sub><sup>7</sup> bedragen de totale productiekosten 1,36 €/kg H<sub>2</sub>,  
232 waarvan de aardgaskosten 1,07 €/kg H<sub>2</sub> zijn.

### 233 3.5.2 Zuurstof (bijproduct van elektrolyse)

234 Per kg H<sub>2</sub> wordt 8 kg O<sub>2</sub> geproduceerd. Een installatie van 20 MW<sub>e</sub> en 2000 vollasturen pro-  
235 duceert jaarlijks ruim 5.500 ton zuurstof. In Nederland heeft momenteel één locatie een  
236 zuurstofvraag die groot genoeg is om een dergelijke hoeveelheid te absorberen.<sup>8</sup> Alleen wa-  
237 terstoffabrieken die dicht in de buurt van deze locatie liggen, zouden de zuurstof tegen een  
238 substantiële prijs kunnen verkopen, mits het aanbod ingepast kan worden in de huidige  
239 zuurstofproductie via cryogene destillatie van lucht.<sup>9</sup> De meest concrete initiatieven bevinden  
240 zich echter op grote afstand van deze locatie.<sup>10</sup> Daarom is de waarde van de zuurstof in dit  
241 advies op 0 euro gesteld.

## 242 3.6 CO<sub>2</sub>-prijs

243 Het correctiebedrag voor inkomsten gerelateerd aan emissierechten wordt berekend met:  
244 CO<sub>2</sub>-prijs \* (Δ CO<sub>2</sub> – Δ allocatie EUA<sup>11</sup>)

245

246 Waarbij:

- 247 • CO<sub>2</sub>-prijs = ongewogen gemiddelde van de dagprijzen van EUA's (European Emission Al-  
248 lowances (EUA's) onder het EU Emission Trading System);
- 249 • Δ CO<sub>2</sub> = De afname van de directe CO<sub>2</sub>-emissie als gevolg van de toepassing van water-  
250 stofproductie via elektrolyse;
- 251 • Δ allocatie EUA = De (eventuele) afname van de hoeveelheid gratis gealloceerde rechten  
252 als gevolg van de toepassing van waterstofproductie via elektrolyse.

253

## 254 3.7 Vermeden CO<sub>2</sub>

### 255 3.7.1 Vermeden emissie bij 2000 vollasturen

256 De vermeden CO<sub>2</sub> ten opzichte van de te vervangen installatie bepaalt de subsidie-intensi-  
257 teit. SMR heeft een emissiefactor van 9 kg CO<sub>2</sub> per kg waterstof (IEAGHG 2017).

258 Bij een bedrijfstijd van 2000 vollasturen – waarbij wordt geoptimaliseerd op de uren met de  
259 laagste groothandelsprijs van elektriciteit – is de gemiddelde emissiefactor van elektriciteit  
260 van 0,007 kg/kWh<sup>12</sup>. Bij een gemiddeld elektriciteitsgebruik van 58,0 kWh/kg H<sub>2</sub> bedraagt de  
261 CO<sub>2</sub>-emissie van waterstofproductie via elektrolyse 0,42 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>. Per kg H<sub>2</sub> is de ver-  
262 meden CO<sub>2</sub>-emissie van groene waterstof ten opzichte van SMR 8,58 kg.

---

<sup>7</sup> Voor de aardgasprijs is genomen: gemiddelde transactieprijs in 2019 exclusief btw en belastingen voor bedrij-  
ven met een verbruik tussen 10 en 100 TJ van CBS ([https://opendata.cbs.nl/stat-  
line/#/CBS/nl/dataset/81309NED/table?ts=1562678648060](https://opendata.cbs.nl/stat-line/#/CBS/nl/dataset/81309NED/table?ts=1562678648060)). CBS geeft prijzen per GJ<sub>HHV</sub>.

<sup>8</sup> Het gebruik van zuurstof voor andere, decentrale toepassingen (bijvoorbeeld voor medische toepassingen of  
snijsbranden) is veel kleiner dan 5.500 ton.

<sup>9</sup> Bij flexibele productie van zuurstof via elektrolyse is inpassing lastig, omdat cryogene installaties moeilijk op-  
en afgeregeld kunnen worden. Opslag van zuurstof in vloeibare vorm (bij -183 °C) kan hier eventueel een op-  
lossing zijn.

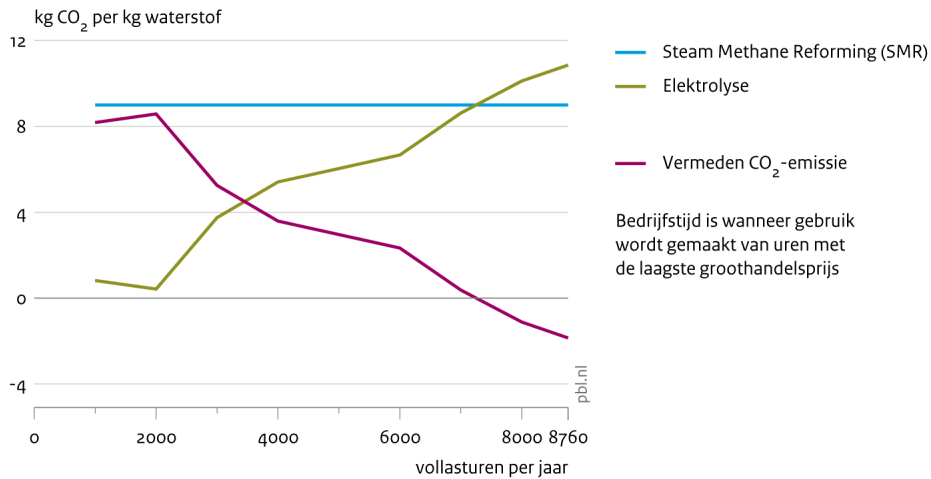
<sup>10</sup> Daarbij is aangenomen dat transport via een pijpleiding of – in vloeibare toestand bij -183 °C – met tankwa-  
gens economisch gezien geen reële optie is.

<sup>11</sup> European Emission Allowances onder het EU Emission Trading System.

<sup>12</sup> Uitgaande van de uurlijkse emissiefactoren van de marginale elektriciteitsproductie-installaties in 2030 (dat  
zijn de installaties die worden bijgeschakeld als de elektriciteitsvraag toeneemt).

263 **3.7.2 Verband tussen vermeden CO<sub>2</sub>-emissie en aantal vollasturen**  
 264 Figuur 3-2, waarin de 8760 uren op de horizontale as net als in figuur 2-3 zijn gerangschikt  
 265 naar oplopende groothandelsprijzen van elektriciteit<sup>13</sup>, laat zien dat H<sub>2</sub>-productie via elektro-  
 266 lyse tot circa 7200 vollasturen een lagere CO<sub>2</sub>-emissie heeft dan H<sub>2</sub>-productie via SMR. Bij  
 267 hogere bedrijfstijden zijn de CO<sub>2</sub>-emissies van elektrolyse per kg H<sub>2</sub> hoger dan die van SMR.  
 268 De oorzaak voor het oplopen van de CO<sub>2</sub>-emissie is dat de gebruikte elektriciteit bij hogere  
 269 bedrijfstijden voor een steeds groter deel afkomstig is van fossiele centrales (met name  
 270 aardgas) en het aandeel hernieuwbare elektriciteit steeds kleiner wordt.

271  
 272 **Figuur 3-2 Verband tussen CO<sub>2</sub>-emissie van waterstofproductie en bedrijfstijd,**  
 273 **2030**



274 Bron: PBL

<sup>13</sup> Opgemerkt wordt dat in de figuur geen rekening is gehouden met het feit dat bij bedrijfstijden van meer dan 4.000 vollastuur per jaar mogelijk op enig moment tijdens de looptijd van de subsidie de stacks moeten worden vervangen. De levensduur is immers 60.000 tot 90.000 uur. Dat heeft een beperkt effect op het gemiddelde omzettingsrendement gedurende de subsidieperiode, en daarmee ook op de CO<sub>2</sub>-emissiefactor van elektrolyse.

# 4 Resultaten

275

276 Tabel 2-1 geeft een overzicht van de aannames die gebruikt zijn bij de berekening van het  
277 basisbedrag en de subsidie-intensiteit voor waterstofproductie via elektrolyse. Tabel 2-2  
278 geeft een overzicht van de berekende resultaten, waaronder de basisbedragen.

279

280

281

**Tabel 2-1 Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse**

Parameter	Eenheid	Conceptadvies SDE++ 2021
Inputvermogen	MW <sub>e</sub>	20
Gemiddelde elektriciteitsgebruik per kg H <sub>2</sub>	kWh/kg H <sub>2</sub>	58,0
Outputvermogen*	kg H <sub>2</sub> /uur	345
Vollasturen	Uren/jaar	2000
Investeringskosten	€/kW <sub>e</sub>	1800
Vaste O&M-kosten (inclusief netwerkkosten)	€/kW <sub>e</sub> /jaar	87
Variabele O&M-kosten (= kosten elektriciteit)	€/kWh <sub>e</sub>	0,0358

282

\* berekend op basis van gemiddelde elektriciteitsgebruik gedurende subsidieperiode.

283

284

**Tabel 2-2 Overzicht subsidieparameters waterstofproductie via elektrolyse via AEL**

Parameter	Eenheid	Conceptadvies SDE++ 2021
Basisbedrag SDE++	€/kg H <sub>2</sub>	10,354
Looptijd subsidie	Jaar	15
Basisprijs SDE++ waterstof	€/kg H <sub>2</sub>	0,29 + 0,176 * (2/3) * aardgasprijs (€/GJ <sub>HHV</sub> ) of 0,29 + 0,049 * (2/3) * aardgasprijs (€/MWh <sub>HHV</sub> )
Correctiebedrag	€/kg H <sub>2</sub>	0,29 + 0,176 * aardgasprijs (€/GJ <sub>HHV</sub> ) of 0,29 + 0,049 * aardgasprijs (€/MWh <sub>HHV</sub> )

285

286

287

## **Verband tussen basisbedrag, subsidie-intensiteit en aantal vollasturen<sup>14</sup>**

288

Figuur 3-1 laat het verband zien tussen het basisbedrag en de bedrijfstijd van de electrolyzer als gebruik wordt gemaakt van de uren met de laagste groothandelsprijs. Daaruit blijkt dat het basisbedrag hoger is naarmate de bedrijfstijd lager is. Dat komt doordat de vaste lasten – investeringen en vaste O&M-kosten inclusief netwerkkosten – per kg H<sub>2</sub> dan omgekeerd evenredig toenemen, terwijl dat slechts ten dele wordt gecompenseerd door de lagere variabele lasten (vanwege de lagere groothandelsprijs van elektriciteit). Figuur 3-2 laat het verband tussen subsidie-intensiteit en bedrijfstijd zien, waarbij een optimum ligt rond 2000 vollasturen.

289

290

291

292

293

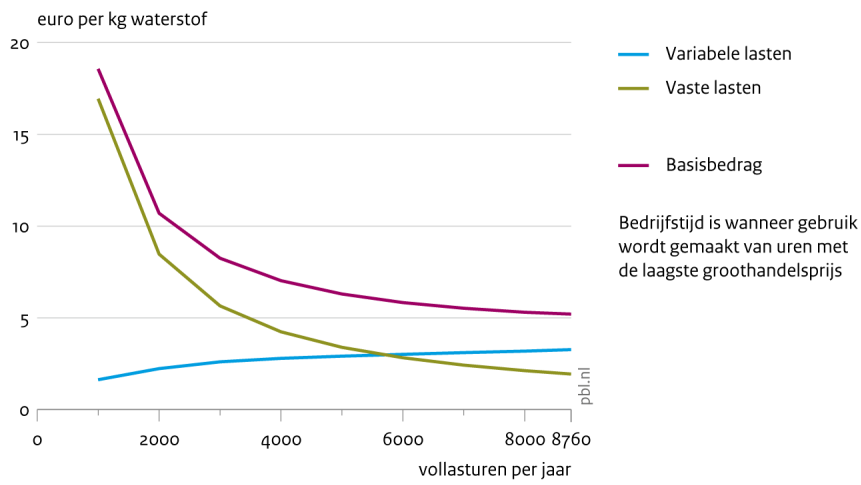
294

295

296

<sup>14</sup> In Figuur 3-1 en Figuur 3-2 zijn de 8760 uren op de horizontale as net als in Figuur 4-1 en Figuur 4-2 gerangschikt naar oplopende groothandelsprijzen van elektriciteit. Opgemerkt wordt dat in de figuren geen rekening is gehouden met het feit dat bij bedrijfstijden van meer dan 4000 vollasturen per jaar mogelijk op enig moment tijdens de looptijd van de subsidie de stacks moeten worden vervangen. De levensduur is immers 60.000 tot 90.000 uur. Dat heeft een beperkt effect op de gemiddelde investeringskosten, het gemiddelde omzettingsrendement en de gemiddelde CO<sub>2</sub>-emissiefactor gedurende de subsidieperiode, en daarmee ook op het basisbedrag en de subsidie-intensiteit.

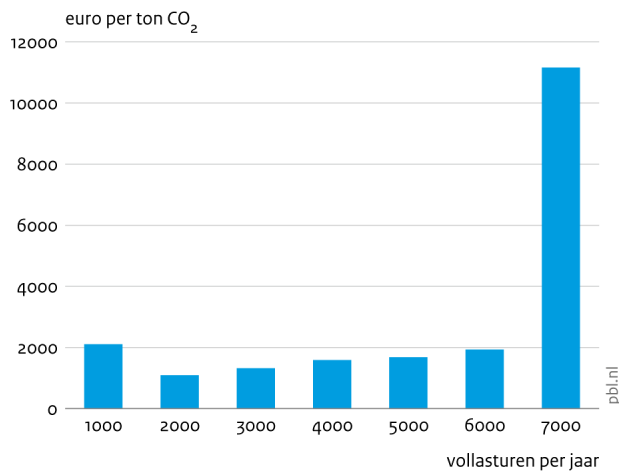
297 **Figuur 4-1 Verband tussen basisbedrag SDE++ van waterstofproductie via elektro-**  
 298 **lyse en bedrijfstijd, 2020-2034**



299 Bron: PBL

300

301 **Figuur 4-2 Verband tussen subsidie-intensiteit van waterstofproductie via elektro-**  
 302 **lyse en bedrijfstijd, 2020-2034**



303 Bron: PBL

304

305

# Literatuur

306

307 DNV GL (2018) Technologiebeoordeling van groene waterstofproductie, Enpuls.

308

309 IEA (2019). The Future of Hydrogen, Report prepared by the IEA for the G20, Japan

310 IEAGHG (2017). Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen  
311 Plant with CCS

312 NOW (2018). Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland.

313 Weeda. (2018). Routekaart Waterstof TKI Nieuw Gas

314

# Uitvraag

315

- 316 • Welke projecten zijn in voorbereiding?
- 317 • Waar zullen deze worden gerealiseerd?
- 318 • Moeten deze projecten hun stroom van het elektriciteitsnet betrekken, of wordt er
- 319 stroom van wind op zee gebruikt?
- 320 • Is het geplande vermogen gelijk aan of groter dan het vermogen van de referentie-
- 321 installatie in dit conceptadvies (20 MWe). In hoeverre hebben grotere installaties een
- 322 schaalvoordeel (bijvoorbeeld lagere investeringskosten per kW<sub>e</sub>)?
- 323 • In het conceptadvies zijn bedragen en emissies uitgedrukt per kilogram waterstof.
- 324 Een alternatief is om de bedragen en emissies uit te drukken per kilowattuur water-
- 325 stof, higher heating value (kWh<sub>HHV</sub>). 1 kilogram waterstof komt overeen met 141,8
- 326 MJ<sub>HHV</sub>, oftewel 39,389 kWh<sub>HHV</sub>. Een basisbedrag van 10,606 euro/kg H<sub>2</sub> wordt dan
- 327 0,27 euro/kWh<sub>HHV</sub>. Uitdrukken in kWh<sub>HHV</sub> zou consistent zijn met de gebruikte een-
- 328 heid in de andere SDE++-adviezen. Maar een overweging om toch voor kg als een-
- 329 heid te kiezen is dat dit voor marktpartijen wellicht meer herkenbaar is. Vraag aan
- 330 marktpartijen: is dat zo?
- 331 • In het conceptadvies zijn bedragen en emissies uitgedrukt per kilogram waterstof.
- 332 Een alternatief is om de bedragen en emissies uit te drukken per kilowattuur water-
- 333 stof, bovenste verbrandingswaarde: kWh(HHV). 1 kilogram waterstof komt overeen
- 334 met 141,8 MJ (HHV), oftewel 39,389 kWh (HHV). Een basisbedrag van 10,606
- 335 euro/kg H<sub>2</sub> wordt dan 0,263 €/kWh(HHV). Uitdrukken in kWh(HHV) is consistent met
- 336 de gebruikte eenheid in de andere SDE++-adviezen. Wij zijn van plan om in het
- 337 eindadvies de bedragen uit te drukken in €/kWh(HHV). Wat vindt u van deze keuze
- 338 om het in kWh, bovenste verbrandingswaarde uit te gaan drukken?