



1 **CONCEPTADVIES SDE++ CO₂-**
2 **REDUCERENDE OPTIES**

3
4 Grootschalige waterstofproductie via elektrolyse

5
6 **Notitie**

7 **Hans Elzenga**

8 **Sander Lensink**

9 **26 juli 2019**

PBL

10 **Colofon**

11 **Conceptadvies SDE++ CO₂-reducerende opties: Grootschalige waterstofproductie**
12 **via elektrolyse**

13

14 © PBL Planbureau voor de Leefomgeving

15 Den Haag, 2019

16 PBL-publicatienummer: 3747

17 **Contact**

18 sde@pbl.nl

19 **Auteurs**

20 Hans Elzenga en Sander Lensink

21 **Eindredactie en productie**

22 Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding:
23 Hans Elzenga en Sander Lensink (2019), Conceptadvies SDE++ CO₂-reducerende opties:
24 Grootschalige waterstofproductie via elektrolyse, Den Haag: PBL.

25

26 Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische be-
27 leidsanalyses op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit
28 van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en eva-
29 luaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is voor alles beleidsgericht.
30 Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk ge-
31 fundeerd.

32 Inhoud

33	1	Introductie	4
34	2	Algemeen	5
35	3	Basisbedrag inputdata	7
36	3.1	Referentie-installatie	7
37	3.2	Investeringskosten	7
38	3.3	Operationele kosten	8
39	3.4	Restwaarde	8
40	3.5	Correctiebedrag	8
41	3.6	CO ₂ -prijs	9
42	3.7	Vermeden CO ₂	9
43	4	Resultaten	10
44	5	Uitvraag	11
45		Literatuur	12

1 Introductie

47 Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft PBL gevraagd advies uit bren-
48 gen over de openstelling van de SDE++ (Subsidieregeling voor Duurzame Energie) in 2020.
49 Het PBL heeft voor de zogenoemde verbredingsopties ondersteuning gevraagd van ECN-part-
50 of-TNO en van Navigant.

51

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

57

58 In 2020 wordt de bestaande SDE+-regeling verbreed naar de SDE++. Nieuw hierbij is dat
59 naast categorieën voor de productie van hernieuwbare energie ook CO₂-reducerende opties
60 anders dan hernieuwbare energie in aanmerking komen voor subsidie. Dit zorgt ervoor dat
61 de regelgeving en de methodiek en dus ook de uitgangspunten voor de SDE+ zodanig wor-
62 den uitgebreid dat deze ook toepasbaar zijn voor een breder palet aan CO₂-reducerende ca-
63 tegorieën.

64

65 Deze notitie bevat het conceptadvies met betrekking tot grootschalige waterstofproductie via
66 elektrolyse.

67

68 **Marktconsultatie**

69 Belanghebbenden kunnen schriftelijk een reactie geven op dit conceptadvies en de onderlig-
70 gende kostenbevindingen. Deze schriftelijke reactie dient uiterlijk 27 augustus bij het PBL
71 binnen te zijn. Mocht een aanvullend gesprek door het PBL gewenst worden, dan zal dit tus-
72 sen 2 en 13 september worden gehouden.

73

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

78

79 Nadere informatie is te vinden via de website: www.pbl.nl/sde.

2 Algemeen

81 De meest gebruikte systemen voor waterstofproductie (H_2 -productie) via elektrolyse van wa-
82 ter zijn:

- 83 • *Alkaline elektrolyse (AEL)*
- 84 • *Proton-exchange membrane (PEM)*

85 Daarnaast is er *Solid-Oxide* elektrolyse (SOE). Deze technologie heeft nog een tamelijk lage
86 TRL (*technology readiness level*) en wordt nog niet op industriële schaal toegepast. Bij AEL
87 wordt gebruik gemaakt van een vloeibaar alkalisch elektrolyt. Hydroxide-ionen (OH^-) migre-
88 ren van de kathode – waar H_2 wordt gevormd – door een micro-poreuze scheidingslaag naar
89 de anode, waar zuurstof (O_2) wordt gevormd. Bij PEM wordt geen gebruik gemaakt van een
90 vloeibaar elektrolyt en migreren protonen (H^+) door een polymeermembraan van de anode
91 naar de kathode.

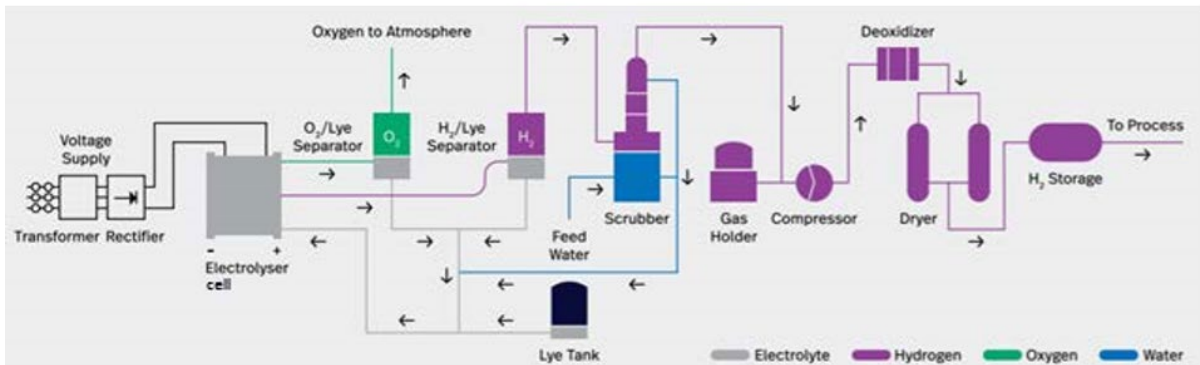
92
93 Het hart van de installatie wordt gevormd door een of meerdere stapelingen van elektrolyse-
94 cellen (die stacks worden genoemd), met een capaciteit van maximaal 2,5 MW voor AEL en
95 2 MW voor PEM (DNV GL 2018). Op korte termijn worden grotere stacks verwacht. Opscha-
96 ling van installaties vindt plaats door meerdere stacks te plaatsen.

97
98 De bedrijfstemperatuur van AEL is 70 tot 90 °C en die van PEM 60 tot 80 °C (DNV GL 2018).
99 De maximale uitgangsdruk van de waterstof ligt bij AEL rond 30 bar en bij PEM rond 60 bar
100 (IEA 2019). Bij deze uitgangsdrukken is er weinig of geen aanvullende compressie nodig ten
101 opzichte van de huidige waterstoffabrieken op basis van aardgas. Op het ogenblik worden
102 echter ook nog ontwikkelstrategieën gevolgd voor potentieel goedkopere systemen op at-
103 mosferische of lage druk aangevuld met compressie.

104
105 PEM opereert met een stroomsterkte van 0,6 – 2,0 A/cm², AEL met 0,2 – 0,4 A/cm². Daar-
106 door kunnen PEM-electrolyzers compacter zijn dan AEL-electrolyzers. Omdat PEM met zuiver
107 water werkt (in plaats van met loog), hoeven er geen voorzieningen te zijn om de loog af te
108 scheiden en te recyclen. Daar staat tegenover dat AEL gebruik maakt van relatief goedkope
109 elektroden (standaard op nikkel gebaseerd), terwijl PEM voorlopig afhankelijk is van het ge-
110 bruik van elektroden met platina en iridium katalysatoren. Ook is het proton exchange-
111 membraan relatief duur.

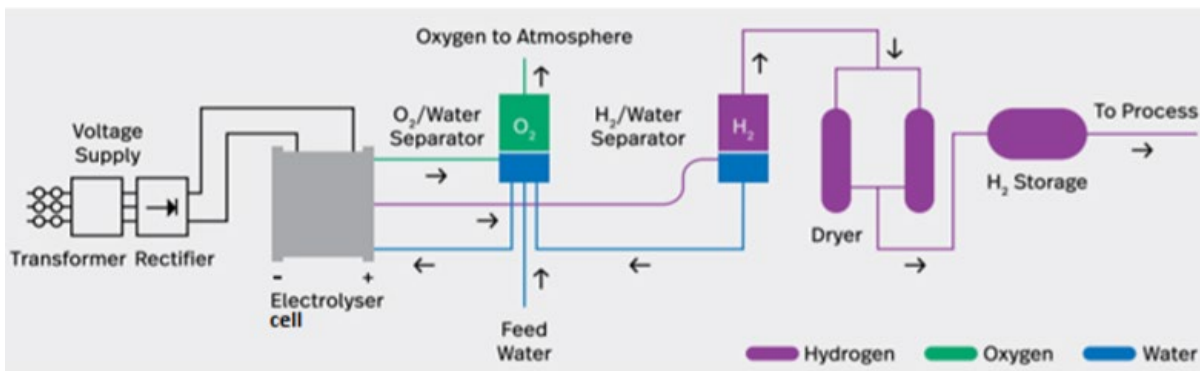
112
113 Om 1 kg waterstof te produceren is ongeveer 9 liter gedemineraliseerd water (demiwater)
114 nodig. Naast waterstof wordt circa 8 kg zuurstof geproduceerd (IEA 2019).

115
116 Figuur 2-1 en Figuur 2-2 geven overzichten van de componenten van respectievelijk een
117 AEL- en een PEM-installatie (DNV GL 2018). De elektrische installatie omvat in ieder geval
118 een transformator en een gelijkstroomrichter. AEL heeft voorzieningen om de waterstof en
119 loog te scheiden, bij PEM is dat niet nodig. Een ander verschil is dat bij AEL een compressor
120 in het systeem is opgenomen en bij PEM niet. Dat komt omdat in (DNV GL 2018) wordt ver-
121 ondersteld dat AEL waterstof op atmosferische druk produceert. Door technologische ontwik-
122 kelingen kan AEL inmiddels ook bij hogere drukken produceren, waardoor een compressor
123 niet altijd nodig is (zie boven).



124
125

Figuur 2-1 Overzicht componenten AEL (bron: DNV GL 2018)



126
127

Figuur 2-2 Overzicht componenten PEM (bron: DNV GL 2018)

128

129

130

131

132

133

134

Momenteel wordt AEL het meeste toegepast, met name in China. De grootste AEL-fabriek staat in Aswan met een capaciteit van 165 MW. De grootste PEM-fabriek is op het moment 6 MW in Mainz. Welke technologie in de toekomst het meest zal worden toegepast zal grotendeels afhangen van de kostenreductie die de technologieën weten te realiseren. In Nederland hebben Nouryon en Engie 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 uitgegaan van een installatie met een vermogen van 20 MW_e en een bedrijfstijd van 8.000 vollasturen (baseload). Er is voor baseload gekozen -en niet voor flexibele inzet afhankelijk van de stroomprijs - omdat de (industriële) afnemers van de waterstof in de praktijk doorgaans een continue aanvoer van waterstof zullen willen hebben¹. De waterstofproducent zal dan waarschijnlijk een contract afsluiten met een elektriciteitsleverancier voor een constante elektriciteitsprijs.

Elektrisch rendement (kWh/kg H₂) gedurende subsidieperiode

Voor de berekening van het basisbedrag is uitgegaan van een gemiddelde rendement over de gehele subsidieduur (jaar 1 tot en met 15). Deze bedraagt 58,1 kWh/kg H₂. Deze waarde is berekend op basis van een initieel rendement van 56 kWh/kg H₂ voor de gehele fabriek (dus inclusief stroomverbruik door pompen en dergelijke), een degradatie van 1% per jaar en vervanging van de stacks na 80.000 uur (10 jaar).

De waarde voor het initiële rendement ligt binnen de bandbreedten uit de literatuur. Zo geeft (IEA 2019) voor het initiële rendement een bandbreedte van 53 – 59 kWh/kg H₂.

3.2 Investeringskosten

In dit advies wordt uitgegaan van investeringskosten van 1.900 €/kW_e. Deze waarde omvat ook de elektriciteitsaansluiting op het hoogspanningsnet en andere *Balance of Plant*-voorzieningen (samen bijna 80% van de totale kosten), en tevens de projectkosten en een post onvoorzien (de overige 20%). Er is door het PBL gecorrigeerd voor niet-subsidiabele voorbereidingskosten (zoals vergunningen en leges).

De in deze notitie aangenomen waarde is gebaseerd op recente marktinzichten en is hoger dan waarden die in de recente literatuur (onder andere NOW 2018 en IEA 2019) worden aangetroffen. Een mogelijke verklaring is dat in de literatuur niet alle kosten worden meegenomen.

Eenmalige investeringskosten voor vervanging stack na 10 jaar

Eerder is aangegeven dat de electrolyzers bij een gebruik van 8.000 uur per jaar na 10 jaar moeten worden vervangen. De kosten bedragen ongeveer 250 €/kW. Aangezien slechts de helft van de levensduur van de nieuwe electrolyzers (namelijk 5 van 10 jaar) binnen de subsidieperiode vallen, worden deze kosten voor de helft in de totale investeringskosten meegeteld (125 €/kW). Er wordt dus vanuit gegaan dat de stacks na afloop van de subsidieperiode nog een restwaarde van 125 €/kW hebben (zie paragraaf 3.4).

¹ Er is in dit advies geen rekening gehouden met de mogelijkheid om met een fluctuerend aanbod van hernieuwbare elektriciteit toch continu waterstof te kunnen leveren door middel van een overgedimensioneerde installatie in combinatie met opslag van waterstof. Waarschijnlijk wegen de lagere elektriciteitskosten niet op tegen de hogere kapitaalslasten.

175 *Schaaleffecten*
176 De investeringskosten per kW zijn lager naarmate het vermogen van de installatie groter is
177 (schaalvoordeel). De schaalvoordelen komen bijna volledig voor rekening van de projectkos-
178 ten en de randapparatuur (*balance of plant*) en behuizing rond de stacks. Voor het electroly-
179 zer-gedeelte zijn weinig schaalvoordelen te behalen omdat voor grote installaties meerdere
180 stacks van enkele MW moeten worden gebruikt (in plaats van één grote installatie). De spe-
181 cifieke investeringskosten (in €/kW) van een installatie van 100 MW worden ongeveer 25%
182 lager ingeschat dan die van een 20MW-installatie.
183

184 3.3 Operationele kosten

185 *O&M-kosten*
186 Voor vaste O&M-kosten wordt een bandbreedte verondersteld van 15 tot 61 €/kW/jaar. In
187 dit advies wordt uitgegaan van de gemiddelde waarde: 38 €/kW/jaar. Dit komt goed overeen
188 met waarden die in recente bronnen worden genoemd (NOW 2018; IEA 2019).
189

190 *Elektriciteitskosten (inclusief netwerkkosten en belastingen)*
191 De integrale elektriciteitsprijs waarmee is gerekend bedraagt 0,04980 €/kWh. In de integrale
192 elektriciteitsprijs zijn de groothandelsprijs, de netwerkkosten, belastingen en de vaste kosten
193 meegenomen. Deze verschillen afhankelijk van het verbruiksprofiel; in dit advies is uitge-
194 gaan van een vermogen van 20 MW_e en 8.000 vollasturen per jaar. Voor de groothandels-
195 prijs is uitgegaan van de gemiddelde prijs voor de periode 2020-2034 volgens de NEV2017.
196 Deze waarde zal in het eindadvies geüpdatet worden met de informatie uit de KEV2019.
197

198 *Kosten demiwater*
199 Verondersteld wordt dat de jaarlijkse kosten voor water en periodieke vervanging van de io-
200 nenwisselaar of het membraan van de demiwaterinstallatie verwaarloosbaar zijn.
201

202 3.4 Restwaarde

203 De levensduur van een elektrolyse-installatie bedraagt waarschijnlijk 20 tot 30 jaar, met uit-
204 zondering van de stacks. Deze hebben zoals gezegd een levensduur van circa 10 jaar. De
205 verwachting is echter dat de installatie zonder subsidie niet kan concurreren met waterstof
206 die uit aardgas is geproduceerd. De restwaarde van de installatie wordt daarom op 0 euro
207 gesteld, met uitzondering van de stacks. Deze kunnen in principe nog 5 jaar worden gebruikt
208 in andere installaties. De restwaarde wordt daarom op 125 €/kW gesteld, de helft van de in-
209 vesteringskosten om de stacks te vervangen (zie paragraaf 3.2).
210

211 3.5 Correctiebedrag

212 Het correctiebedrag is bepaald als zijnde de productiekosten van waterstof via *Steam Me-*
213 *thane Reforming* (SMR). Op basis van specifieke investeringskosten en onderhouds- en be-
214 heerkosten uit (IEAGHG 2017) en een energetisch omzettingsrendement van 76% is het
215 volgende verband afgeleid tussen de totale productiekosten en de aardgasprijs:

$$\begin{aligned} 216 \text{Productiekosten (€/kg H}_2\text{)} &= 0,32 + 0,175 * \text{aardgasprijs (€/GJ}_{\text{LHV}}\text{)} \\ 217 &= 0,32 + 0,054 * \text{aardgasprijs (€/MWh}_{\text{HHV}}\text{)} \end{aligned}$$

218
219
220 Bij een aardgasprijs van 7,07 €/GJ_{LHV}² bedragen de totale productiekosten 1,56 €/kg H₂,
221 waarvan de aardgaskosten 1,24 €/kg H₂ bedragen.
222

² Voor de aardgasprijs is nu genomen: transactieprijs voor bedrijven met een verbruik tussen 10 en 100 TJ, eerste kwartaal 2019 van CBS (<https://opendata.cbs.nl/stat-line/#/CBS/nl/dataset/81309NED/table?ts=1562678648060>), vermenigvuldigd met 35,17/31,65 omdat CBS HHV-waarden geeft, terwijl in de formule LHV-waarden nodig zijn.

223 Per kg H₂ wordt 8 kg O₂ geproduceerd. Een installatie van 20 MW_e en 8.000 vollasturen pro-
224 duceert jaarlijks ruim 22.000 ton zuurstof. Er is onvoldoende vraag naar zuurstof om een
225 dergelijke grote hoeveelheid in de markt te absorberen. Daarom is de waarde van de zuur-
226 stof op 0 euro gesteld.

227

228 3.6 CO₂-prijs

229 De marktprijs voor CO₂ kan meegenomen worden in het correctiebedrag wanneer de afne-
230 mer onder de ETS valt. Industriële afnemers van waterstof vallen doorgaans onder de ETS.

231

232 3.7 Vermeden CO₂

233 De vermeden CO₂ ten opzichte van de vervangen installatie bepaalt de subsidie-intensiteit.
234 De te vervangen installatie is een SMR-installatie. Deze heeft een emissiefactor van 9 kg CO₂
235 per kg waterstof (IEAGHG 2017). Voor de emissiefactor van de gebruikte elektriciteit (bij
236 8.000 vollasturen) wordt gerekend met de verwachte CO₂-emissiefactor voor elektriciteit uit
237 het net in 2030 (0,183 kg CO₂/kWh)³. Bij een efficiëntie van 58,1 kWh/kg H₂ (zie paragraaf
238 3.1) wordt per kg H₂ 10,6 kg CO₂ uitgestoten, oftewel 1,6 kg CO₂/kg H₂ meer dan met de
239 SMR-methode.

³ Het betreft de emissiefactor van de gemiddelde marginale optie in 2030. Dat is een andere grootte dan de emissiefactor van de gemiddelde mix in 2030. Deze waarde zal geüpdatet worden met KEV2019-cijfers.

4 Resultaten

240

241 Tabel 4-1 geeft een overzicht van de aannames die gebruikt zijn bij de berekening van het
 242 basisbedrag en de subsidie-intensiteit voor waterstofproductie via elektrolyse. Tabel 4-2
 243 geeft een overzicht van de berekende resultaten, waaronder de basisbedragen.

244

245 **Tabel 4-1 Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse**

Parameter	Eenheid	waarde	Toelichting
Inputvermogen	MW _e	20	Paragraaf 3.1
Gemiddelde rendement gedurende subsidieperiode	kWh/kg H ₂	58,1	Paragraaf 3.1
Outputvermogen ⁱ	kg H ₂ /uur	344	
Vollasturen	Uren/jaar	8.000	Paragraaf 3.1
Investeringskosten ⁱⁱ	€/kW _e	2.025 (1.900 + 125)	Paragraaf 3.2
Vaste O&M-kosten	€/kW _e /jaar	38	Paragraaf 3.3
Variabele O&M-kosten (= kosten elektriciteit)	€/kWh _e	0,0498	Paragraaf 3.3

246 *i berekend op basis van gemiddelde rendementen gedurende subsidieperiode*

247 *ii initiële investeringskosten + vervanging stack na 10 jaar*

248

249 **Tabel 4-2 Overzicht subsidieparameters waterstofproductie via elektrolyse via AEL**

Parameter	Eenheid	Waarde
Basisbedrag SDE++	€/kg H ₂	5,20 (waarvan 3,18 voor elektriciteit)
Looptijd subsidie	Jaar	15
Basisprijs SDE++ waterstof	€/kg H ₂	0,32 + 0,175 * (2/3) * aardgasprijs (€/GJ _{LHV}) of 0,32 + 0,054 * (2/3) * aardgasprijs (€/MWh _{HHV})
Voorlopig correctiebedrag	€/kg H ₂	1,56 bij een aardgasprijs van 7,07 euro per GJ _{LHV}
Onrendabele top	€/kg H ₂	3,64 (basisbedrag – correctiebedrag)

250

5 Uitvraag

251

- Is er een kosteneffectieve vorm van waterstofproductie als strikt gebruik wordt gemaakt van hernieuwbare energie?

252

253

- Hoeveel vollasturen zou waterstofproductie hebben als gemikt wordt op de laagste productiekosten?

254

Literatuur

255

- 256 DNV GL (2018) Technologiebeoordeling van groene waterstofproductie, Enpuls.
257
258 IEA (2019). The Future of Hydrogen, Report prepared by the IEA for the G20, Japan
259 IEAGHG (2017). Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen
260 Plant with CCS
261 NOW (2018). Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland.
262 Weeda. (2018). Routekaart Waterstof TKI Nieuw Gas