



Planbureau voor de Leefomgeving

CONCEPTADVIES ELEKTRIFICATIE VAN INDUSTRIËLE PROCESSEN SDE++ 2022

Marc Marsidi, Dick van Dam & Sander Lensink

22 april 2021

PBL

Colofon

Conceptadvies elektrificatie van industriële processen SDE++ 2022

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2021

PBL-publicatienummer: 4390

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

Marc Marsidi, Dick van Dam, Sander Lensink

Redactie figuren

Beeldredactie PBL

Eindredactie en productie

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Marc Marsidi, Dick van Dam en Sander Lensink (2021), Conceptadvies SDE++ 2022 Elektrificatie van industriële processen, Den Haag: PBL.

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische beleidsanalyses op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en evaluaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is vóór alles beleidsgericht. Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk gefundeerd.

1 Inhoud

2	1	Introductie	4
3	2	Elektrificatie van offshore productieplatformen	5
4	2.1	Inleiding	5
5	2.2	Situatieschets	6
6	2.3	CO ₂ -reductie	7
7	2.4	Kostenfactoren	7
8	2.5	Beschrijving technologie	8
9		2.5.1 Elektrische aansluiting	8
10		2.5.2 Kostenbevindingen referentie-installatie	9
11	2.6	Correctiebedragen	11
12	2.7	Emissiefactoren voor elektrificatie van offshore productieplatformen	12
13	2.8	Uitvraag	14
14	3	Hybride glasoven	15
15	3.1	Inleiding	15
16	3.2	Situatieschets	15
17	3.3	CO ₂ -reductie	16
18	3.4	Kostenfactoren	16
19	3.5	Beschrijving technologie	17
20		3.5.1 Hybride glasoven	17
21		3.5.2 Kostenbevindingen referentie-installatie	17
22	3.6	Correctiebedragen	19
23	3.7	Emissiefactoren voor de conventionele en hybride glasoven	21
24	3.8	Overwegingen	21
25	3.9	Uitvraag	22
26	4	Literatuur	23
27			
28			
29			

30

31

1 Introductie

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

36

37 Dit rapport behandelt de basisbedragen voor de volgende opties om industriële processen te
38 elektrificeren:

- 39 • Elektrificatie van offshore productieplatformen;
- 40 • Hybride glasoven.

41

42 **Marktconsultatie**

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

47

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

52

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

54

55

2 Elektrificatie van offshore productieplatformen

Dit hoofdstuk bevat het advies voor het basisbedrag voor elektrificatie van offshore productieplatformen.

2.1 Inleiding

In de Noordzee wint een tiental bedrijven olie en gas vanaf productieplatformen op het Nederlands Continentaal Plat. De benodigde elektriciteit om deze platformen operationeel te houden wordt op het platform onder andere geproduceerd met het gewonnen gas (fuel gas). Door de ontwikkeling van offshore windenergie zal er in het komende decennium een sterk elektriciteitsnetwerk op zee ontstaan. Een directe aansluiting op het elektriciteitsnetwerk op zee zou de noodzaak tot elektriciteitsopwekking met gas vermijden en daarbij op de productieplatformen tot een CO₂-reductie leiden.

Onder het elektrificeren van offshore productieplatformen wordt verstaan het vervangen van fossiel gedreven eenheden door elektrische eenheden voor de productie van elektriciteit, warmte en kracht. Offshore olie- en gasproductieplatformen hebben de mogelijkheid een aansluiting op het stroomnet te realiseren, en (een deel van) de gasgedreven productiemiddelen op het platform te vervangen door elektrisch gedreven eenheden.

In dit advies wordt een geëlektrificeerd platform vergeleken met een conventioneel productieplatform. Binnen deze categorie wordt uitgegaan van de volgende uitgangssituatie:

- Het betreft elektrificatie van offshore olie- en gasproductieplatformen op de Noordzee;
- Elektriciteit wordt op een conventioneel platform opgewekt door een single-cycle gasturbine;
- Er wordt op een conventioneel productieplatform gebruikgemaakt van gasgedreven, direct-drive compressoren;
- De CO₂-emissie van extra inzet van elektriciteit in de geëlektrificeerde situatie wordt berekend op basis van elektriciteitsproductie in Nederland. Hiervoor wordt de gemiddelde emissiefactor van de marginale opties in 2031¹ gebruikt, conform de algemene uitgangspunten van de SDE++.

De belangrijke aannames voor deze categorie zijn:

¹ Dit advies gaat wegens ontbreken van 2031 als zichtjaar uit van de data voor 2030 uit de KEV2020. Voor het eindadvies zal deze emissiefactor worden aangepast op basis van de data voor 2032 uit de KEV2021.

- 94 • In de Elektriciteitswet wordt onderscheid gemaakt tussen een elektriciteitsnetwerk op
95 land (net op land) en een elektriciteitsnetwerk op zee (net op zee). Het net op zee is
96 momenteel alleen bedoeld om windparken op zee te verbinden met het net op land.
97 Het aansluiten op het net op zee en het afnemen van elektriciteit worden mogelijk
98 gemaakt door de in 2021 verwachte Energiewet;
- 99 • Een aansluiting op een offshore substation maakt afname van elektriciteit uit wind-
100 energie op zee en elektriciteit van land (als back-upvoorziening) mogelijk.
- 101 • Er wordt een tariefstructuur vastgesteld voor het gebruik van het net op zee;
- 102 • Het bespaarde fuel gas heeft dezelfde verbrandingswaarde als het gas dat op de gas-
103 markt wordt verhandeld, waardoor het volledige bespaarde volume op de markt kan
104 worden gebracht. De hieruit verworven gasbaten worden opgenomen in het correctie-
105 bedrag²;
- 106 • De vraag naar aardgas in Nederland blijft gelijk, dus de additionele gasverkopen gaan
107 ten koste van import uit het buitenland of productie elders in Nederland³.

108

109 De technisch-economische analyse is inclusief:

- 110 • investeringen die nodig zijn om de productieplatformen aan te sluiten op het net op
111 zee;
- 112 • de additionele kosten (ten opzichte van conventionele aandrijving) voor het elektrifi-
113 ceren van processen op het platform; en
- 114 • de operationele kosten, zoals elektriciteitsgebruik en onderhoud.

115

116 Andere kosten, zoals het operationeel houden van de huidige opwekkingstechnologie (als back-
117 up) vallen niet onder de SDE++.

118

119 Er is niet gekeken hoe de referentiesituatie waarvoor het basisbedrag is uitgerekend, zich
120 verhoudt tot de situatie waarin de installatie gedeeltelijk of geheel op land is gesitueerd.

121

122 In dit advies zijn een conventioneel productieplatform (de uitgangssituatie) en een geëlektri-
123 ficieerd productieplatform (als referentiesituatie) opgenomen. Deze configuraties zijn geba-
124 seerd op de huidige bestaande productieplatformen, maar kunnen op onderdelen (zoals de
125 huidige energievoorziening) verschillen van individuele bestaande productieplatformen. Dat
126 betekent niet dat deze productieplatformen worden uitgesloten van de SDE++: alle be-
127 staande offshore productieplatformen die hun energievoorziening willen elektrificeren kunnen
128 in aanmerking komen voor de SDE++.

129 2.2 Situatieschets

130 De Nederlandse Noordzee bevat meer dan 150 platformen voor de productie van olie en gas.
131 Deze platformen zijn afhankelijk van elektriciteit voor de productie en zuivering van het pro-
132 duct (olie of gas). Ook is de elektriciteitsvoorziening nodig om bemande platformen draai-
133 ende te houden, onder andere voor waterzuivering, verlichting en verwarming.

134

² Er wordt verondersteld dat het vrijgekomen gasvolume door elektrificatie zal worden verhandeld op de gasmarkt. Het is echter niet op voorhand vast te stellen of het vrijgekomen volume direct verhandeld zal worden, of dat het leidt tot een verlenging van de levensduur van het gasveld. In beide gevallen is de verwachting dat er additionele gasbaten zullen zijn, maar ze vallen op een ander moment in de tijd. In het tweede geval kan dit betekenen dat de in het SDE++-basisbedrag verrekende inkomsten pas later worden gerealiseerd

³ Voor dit advies is overwogen of het bespaarde gasverbruik op het platform zal leiden tot een hoger gasverbruik en CO₂-uitstoot elders, waardoor deze technologie naar verwachting netto niet zou leiden tot CO₂-reductie. Omdat we ervan uitgaan dat het gasgebruik in Nederland door de onderzochte elektrificatie niet wijzigt, dat prijs en consumptie niet beïnvloed worden door extra aanbod van het uitgespaarde gas, kan niet worden vastgesteld dat het leidt tot additioneel gasgebruik in Nederland. Er wordt in dit advies dan ook niet voor deze CO₂-uitstoot gecorrigeerd.

135 De energievoorziening op productieplatformen bestaat uit gasturbines, gasmotoren of diesel-
136 generatoren. Alternatieve methoden voor de elektriciteitsvoorziening op productieplatformen
137 zijn elektrificatie door een aansluiting op het elektriciteitsnet op land, elektrificatie door een
138 aansluiting op het elektriciteitsnet op zee, of het plaatsen van hernieuwbare-opwekcapaciteit
139 op of nabij het platform (Wood Mackenzie, 2019). Gezien de relatief grote capaciteitsvraag
140 van 1–35 MW en het hoge aantal vollasturen (> 8000) voor een gemiddeld productieplatform
141 ligt het aansluiten op het net op land of het net op zee het meest voor de hand.

142
143 De Nederlandse olie- en gasindustrie heeft zich middels een convenant met het ministerie
144 van EZK gecommitteerd aan het onderzoeken van de mogelijkheden tot elektrificatie. Het
145 aansluiten van offshore productieplatformen op het net op zee kan volgens NOGEPA leiden
146 tot een significante CO₂-besparing (NOGEPA, 2019). Uit de betrokkenheid van de Neder-
147 landse olie- en gasindustrie bij het convenant valt te concluderen dat er voldoende interesse
148 is vanuit de markt om elektrificatie van offshore productieplatformen te overwegen.

149
150 Het elektrisch vermogen van de platformen op de Noordzee varieert sterk. Hierbij zullen de
151 grootste platformen, ook wel centrale hubs, het grootste potentieel voor emissiereductie
152 hebben en naar verwachting ook een lagere onrendabele top dan kleine productieplatformen.
153 Dit advies is opgesteld in de veronderstelling dat de eerste platformen die tot elektrificatie
154 zullen overgaan tot de grootschalige productieplatformen behoren. De uitgangspositie van dit
155 conceptadvies is een offshore productieplatform met een elektrisch vermogen van 15 MW
156 voor productie, zuivering en compressie van het product en facilitaire processen op het plat-
157 form. De elektriciteit op het platform wordt in de conventionele situatie opgewekt met een
158 gasturbine, gevoed door gas geproduceerd door het platform of een nabijgelegen platform.
159 Eventueel dieselgebruik voor elektriciteitsproductie uit noodaggregaten is verwaarloosbaar.

160 2.3 CO₂-reductie

161 De uitgangspunten van de SDE++ schrijven voor dat de netto-emissiereductie van een
162 SDE++-technologie wordt bepaald op basis van de directe CO₂-reductie (scope 1) op de site,
163 gecorrigeerd voor emissies gerelateerd aan elektriciteitsproductie (scope 2) en emissies op
164 Nederlands grondgebied (scope 3).

165
166 Door het aansluiten van offshore platformen op het net op zee (de feitelijke elektrificatie van
167 het platform) worden gasturbines overbodig en zal de scope 1-CO₂-uitstoot sterk geredu-
168 ceerd worden.

169
170 Voor het bepalen van de scope 2-emissies wordt voor het elektriciteitsgebruik op de platfor-
171 men de gemiddelde emissiefactor van de marginale elektriciteitsopties in 2031 gebruikt.

172
173 Scope 3-emissies worden voor de SDE++ alleen meegenomen als de primair vermeden CO₂
174 leidt tot toename van CO₂-emissies elders op Nederlands grondgebied. Aangenomen wordt
175 dat het vermeden gasverbruik op het platform leidt tot een toename in de gasverkopen van
176 de operator, maar niet tot een toename van het gasverbruik op Nederlands grondgebied.
177 Daarom wordt er voor deze categorie niet voor scope 3-emissies gecorrigeerd.

178 2.4 Kostenfactoren

179 De totstandkoming van het basisbedrag is gebaseerd op de conventionele configuratie van een
180 offshore productieplatform. Met dit als uitgangssituatie worden de totale vaste en variabele
181 kosten beïnvloed door:

- 182 • het benodigd elektrisch vermogen van het productieplatform;
- 183 • de vollasturen van het productieplatform;
- 184 • de lengte van de benodigde elektriciteitskabel;
- 185 • de kabelkosten en aanlegkosten van de elektriciteitskabel;
- 186 • de eenmalige aansluitkosten;
- 187 • het transporttarief (dekkend voor het gebruik van elektriciteit uit windenergie op zee en land); en
- 188 • het elektriciteitstarief.

190

191 De veronderstelde baten uit extra gasverkoop worden niet meegenomen in de totstandkoming
 192 van het basisbedrag, maar zullen worden verrekend in het correctiebedrag.

193 2.5 Beschrijving technologie

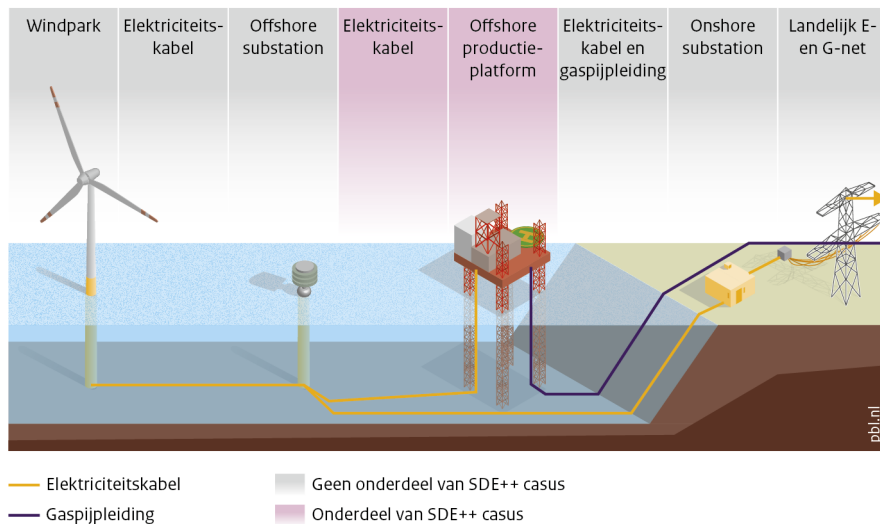
194 2.5.1 Elektrische aansluiting

195 Het offshore productieplatform zal worden voorzien van een aansluiting op een elektriciteits-
 196 net. Het is mogelijk om aan te sluiten op het net op zee, het net op land of een offshore
 197 windpark. Ook bestaat de mogelijkheid om de compressiestap te verplaatsen naar een loca-
 198 tie op land waar al een aansluiting met het elektriciteitsnet bestaat. Voor de referentie-in-
 199 stallatie in dit advies wordt ervan uitgegaan dat er aangesloten wordt op het elektriciteitsnet
 200 op zee door te verbinden met een offshore substation.

201

202 **Figuur 2-1.**

Elektrificatie van Offshore platformen



203

204

Bron: Guidehouse

205 2.5.2 Kostenbevindingen referentie-installatie

206 Tabel 2-1 geeft een overzicht van de relevante kosten voor de totstandkoming van het basis-
207 bedrag. Er is in deze berekening uitgegaan van een offshore productieplatform met een elek-
208 trisch vermogen van 15 MW in nabijheid van een offshore substation. De afstand tot het
209 offshore substation wordt aangenomen op 40 km, hoewel er ook productieplatformen in de
210 Noordzee zich op kortere en grotere afstand bevinden.

211
212 Omdat de kabelkosten een groot aandeel in de totale kosten zullen hebben, is er aangeno-
213 men dat de eerste projecten ontsloten worden door een gunstige ligging ten opzichte van
214 een offshore substation.

215 **Investeringskosten**

216 Onder de investeringskosten worden verstaan de kosten voor de aansluiting op een offshore
217 substation, elektrisch gedreven compressoren en verdere platformmodificaties. De investe-
218 ringskosten voor compressie die in aanmerking komen voor de SDE++ zijn enkel de additio-
219 nele kosten ten opzichte van een gasgedreven compressor. De platformmodificaties
220 omvatten onder andere vernieuwde elektrische infrastructuur (transformatoren, omvormers
221 en bekabeling). De kosten voor de netaansluiting zijn afhankelijk van de afstand tot het aan-
222 sluitpunt en de capaciteit van de aansluiting.

223 **O&M-kosten**

224 Onder variabele O&M-kosten vallen de kosten voor het elektriciteitsgebruik. In tegenstelling
225 tot het eindadvies SDE++ 2021 zijn de kosten voor energiebelasting en ODE ook meegenomen⁴. Er is besloten dat deze kosten ook deel uitmaken van operationele kosten.

226
227
228 Vaste O&M-kosten zijn de kosten voor transport⁵, onderhoud en verzekeringen gerelateerd
229 aan elektrificatie. Voor het onderhoud en de verzekering worden ook enkel de additionele
230 kosten ten opzichte van de uitgangssituatie gerekend. Echter, de onderhoudskosten zullen
231 voor een volledig geëlektrificeerd platform niet hoger zijn dan voor gasgedreven turbines en
232 compressoren. Omdat er momenteel nog geen duidelijkheid bestaat over de mate waarin
233 deze kosten lager uitvallen dan voor een conventioneel platform, worden deze baten nog niet
234 meegenomen in dit advies. Omdat het op dit moment niet mogelijk is om elektriciteit af te
235 nemen van het net op zee bestaat er ook geen tariefstructuur voor het gebruik van het net.
236 In dit advies wordt daarom de tariefstructuur voor het net op land gebruikt.

237
238 De kosten voor de netaansluiting zijn gebaseerd op een indicatie van TenneT (TenneT, 2020)
239 en de transporttarieven uit het tarievenblad van TenneT (ACM, 2019). Er wordt een vast per-
240 centage aangenomen voor overige O&M-kosten (waaronder verzekeringen), goed voor 1%
241 van de investering.

242 **Niet meegenomen kosten**

243 Kosten voor verwijdering van de bestaande installaties, projectontwikkelingskosten en on-
244 voorziene kosten blijven buiten beschouwing.

245
246

⁴ De kosten voor de energiebelasting en ODE zijn gebaseerd op het gemiddelde van de verwachte ontwikkelin-
gen in tarieven tussen 2020 en 2030, en het totale jaarlijkse elektriciteitsverbruik van de referentie-installatie.

⁵ Hoewel het transporttarief in theorie onder variabele O&M-kosten valt, zal dit door het hoge aantal vollasturen en het constante afnameprofiel in werkelijkheid een vaste kostenpost zijn.

247 **Tabel 2-1. Overzicht wel en niet meegenomen kosten**

Categorieën	Groep	Kosten
Meegenomen kosten	Investeringskosten	Kabelkosten Eenmalige aansluitkosten Elektrisch gedreven compressoren Platformmodificatie
	Variabele O&M-kosten	Elektriciteitsgebruik
	Vaste O&M-kosten	Transporttarief ($kW_{contract}$) Transporttarief (kW_{max}) Onderhoud Verzekering
Niet meegenomen	Directe kosten	Verwijderen van bestaande installaties Projectontwikkelkosten Kosten voor het operationeel houden van conventionele installaties als back-upvoorziening
	Onvoorzien	Onvoorziene kosten
	Variabele O&M-kosten	-

248

249 Tabel 2-2 geeft de voorgestelde technisch-economische parameters voor de referentiecasi
250 van een geëlektrificeerd platform met een vermogen van 15 MW en kabellengte van 40 km.

251 Tabel 2-3 geeft een overzicht van de belangrijkste subsidieparameters en het bijbehorende
252 basisbedrag voor elektrificatie van offshore productieplatformen.

253

254 **Tabel 2-2. Technisch-economische parameters**

Parameter	Eenheid	Waarde
Inputvermogen	[MW input]	15
Draaiuren	[uur/jaar]	8500
Investeringskosten (totaal)	[€/kW input]	3325
<i>Kabelkosten(materiaal en aanleg)</i>	<i>[€/kW input]</i>	<i>2000⁶</i>
<i>Aansluitkosten</i>	<i>[€/kW input]</i>	<i>200⁷</i>
<i>Compressor (additionele kosten elektrische drivers)</i>	<i>[€/kW input]</i>	<i>750</i>
<i>Platformmodificatie</i>	<i>[€/kW input]</i>	<i>375</i>
Vaste O&M-kosten (totaal)	[€/kW input/jaar]	69,81
<i>Transporttarief $kW_{contract}$⁸</i>	<i>[€/kW input/jaar]</i>	<i>17</i>
<i>Transporttarief kW_{max}⁹</i>	<i>[€/kW input/jaar]</i>	<i>19,56¹⁰</i>
<i>Overige O&M-kosten (inclusief verzekeringen)</i>	<i>[€/kW input/jaar]</i>	<i>33,25</i>
Variabele O&M-kosten	[€/kWh input]	0,0488
<i>Groothandelsprijs</i>	<i>[€/kWh input]</i>	<i>0,0449</i>
<i>Energiebelasting en ODE</i>	<i>[€/kWh input]</i>	<i>0,0039</i>

255

256

⁶ 750000 [€/km] * 40 [km] / 15000 [kW input]

⁷ 3000000 [€] / 15000 [kW input]

⁸ Periodieke transporttarief kosten gerelateerd aan gecontracteerd vermogen

⁹ Periodieke transporttarief kosten gerelateerd aan het hoogst - op enig moment - afgenomen vermogen per maand

¹⁰ 1,63 [€/kW input/maand] * 12 [maanden/jaar], met de aanname dat elke maand er een moment van de maximale vermogen van de installatie aan afname is.

257 **Tabel 2-3. Overzicht subsidieparameters**

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2022 [€/kWh]	Vollasturen SDE++ 2022 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd subsidie [jaar]
Elektrificatie van offshore productieplatformen	0,1070	8500	15 ¹¹	15

258 **2.6 Correctiebedragen**

259 Het correctiebedrag voor deze technologie bestaat uit de baten voor vermeden gasverbruik en
 260 eventuele ETS-baten die worden gerealiseerd door elektrificatie. Grootschalige productieplat-
 261 vormen vallen onder het EU ETS. De emissies van de elektriciteitsproductie op een conventio-
 262 neel platform moeten worden aangekocht door de operators. Deze CO₂-kosten zullen dalen
 263 wanneer de elektriciteitsvoorziening op een platform gerealiseerd wordt door een aansluiting
 264 op een elektriciteitsnet.

265 **Gasbaten**

266 De langetermijnprijzen van elektriciteit en aardgas zijn overgenomen van het eindadvies
 267 SDE++ 2021.

268
 269 Om te bepalen hoeveel gasverbruik er wordt vermeden, wordt het energiegebruik van de be-
 270 nodigde compressie in de huidige situatie (gas) vergeleken met de nieuwe situatie (elek-
 271 trisch):

- 272 • Huidige situatie: thermische energie (gas) wordt omgezet naar mechanische energie
 273 (compressie) met een efficiëntie van 29% (Interstate Natural Gas Association of
 274 America, 2010). Dat betekent dat per kWh nuttige output (compressie) er 3,44 kWh
 275 thermische energie (gas) nodig is.
- 276 • Nieuwe situatie: elektriciteit wordt met een elektrische compressor omgezet in me-
 277 chanische energie met een efficiëntie van 80% (Interstate Natural Gas Association of
 278 America, 2010). In deze situatie is per kWh nuttige output (compressie) 1,25 kWh
 279 elektrische energie nodig.

280
 281 Voor elke kWh_e die op een geëlektrificeerd platform wordt gebruikt wordt er dan $3,44/1,25 =$
 282 $2,75$ kWh aan gas bespaard en 1 kWh_e geconsumeerd. De langetermijngroothandelsprijs
 283 voor gas bedraagt 0,0225 euro/kWh (LHV), gebaseerd op de KEV 2020 (PBL 2020).

284
 285 De langetermijnprijs voor elektrificatie van offshore productieplatformen bedraagt dus
 286 $0,0225 * 2,75 = 0,062$ euro/kWh_e. We gaan er vanuit dat het eigen gewonnen aardgas
 287 wordt gebruikt dat niet wordt afgenomen van het nationale aardgasnet. Daarom laten we
 288 energiebelasting en ODE buiten beschouwing.

289
 290

¹¹ Er wordt vanuit gegaan dat de installatie na 15 jaar niet meer economisch rendabel bedreven kan worden. Er is daarom ook vanuit gegaan dat de installatie niet verkocht kan worden op de markt na 15 jaar en dat er daarom geen restwaarde is.

291 **Tabel 2-4. Langetermijnmarktprijzen van verschillende producten volgens KEV**
 292 **2020 en berekening op basis van de efficiëntieverhouding tussen conventioneel en**
 293 **geëlektrificeerd platform**

Energiedrager	Eenheid	Marktprijs
Elektriciteit	€/kWh	0,0449
Aardgas	€/kWh	0,0225
Aardgas (op basis van efficiëntie elektrificatie)	€/kWh _e	0,062

294 **CO₂-emissierechten**

295 Het elektrificeren van een productieplatform kan effect hebben op de handel in emissierech-
 296 ten (officieel European Emission Allowances [EUA]). Jaarlijks wordt voor de waarde van de
 297 emissierechten gecorrigeerd. De hoogte van dit correctiebedrag dient per aanvraag beoor-
 298 deeld te worden, vanwege de verschillende mogelijke interacties met gratis gealloceerde
 299 emissierechten. Het maximale bedrag waarvoor gecorrigeerd dient te worden per kWh ge-
 300 bruikte elektriciteit wordt als volgt berekend:

301
 302
$$\text{Correctiebedrag EUA [€/kWh}_e\text{]} = \text{CO}_2\text{-prijs [€/tCO}_2\text{]} * \text{Emissiefactor [tCO}_2\text{/kWh}_e\text{]},$$

303
 304 waarbij:

- 305 - CO₂-prijs = de ongewogen gemiddelde marktprijs van EEX-EUA;
- 306 - Emissiefactor = de emissiefactor van de conventionele situatie (zie de volgende pa-
 307 ragraaf en tabel 13-5).

308 **2.7 Emissiefactoren voor elektrificatie van offshore pro-**
 309 **ductieplatformen**

310 De netto-emissiefactor is het verschil in CO₂-emissies per kWh tussen de conventionele situ-
 311 atie en een geëlektrificeerde situatie. Een conventioneel productieplatform maakt gebruik
 312 van fuel gas met een emissiefactor van 203 kgCO_{2, eq}/MWh (56,4 kgCO₂/GJ) (RVO, 2020).
 313 Met de vastgestelde factor voor het berekenen van de gasbesparing (2,75 kWh/kWh_e) komt
 314 de emissiefactor van de conventionele situatie op 0,558 kgCO_{2, eq}/kWh_e. De emissiefactor in
 315 de nieuwe, geëlektrificeerde situatie wordt gelijkgesteld aan die van de marginale optie in
 316 2031¹²: 0,216 kg CO_{2,eq}/kWh_e. Door een productieplatform te elektrificeren wordt er dus
 317 0,558 – 0,216 = 0,342 kg CO_{2,eq} bespaard per kWh_e geconsumeerd. Dit geldt als de netto-
 318 emissiefactor voor elektrificatie van offshore productieplatformen.

12 Voor het eindadvies zal deze emissiefactor worden aangepast op basis van de data uit de KEV2021.

322 Tabel 2-5 toont de emissiefactoren die worden gebruikt om de emissie-intensiteit van elektri-
323 ficatie van productieplatformen te berekenen. De subsidie-intensiteit wordt berekend aan de
324 hand van de volgende formule: $(\text{Basisbedrag} - \text{Langetermijnprijs}) / \text{Netto Emissiefactor}$. Tabel
325 2-6 geeft de subsidie-intensiteit van elektrificatie van offshore productieplatformen.
326

327

328 **Tabel 2-5. Emissiefactoren voor de energievoorziening van offshore productieplat-**
 329 **formen**

Energiedrager	Emissiefactoren (kg CO _{2,eq} /kWh _e)
Elektriciteit opgewekt op productieplatform met fuel gas	0,558
Elektriciteit uit landelijke elektriciteitsproductie	0,216
Netto-emissiefactor	0,342

330
 331 **Tabel 2-6. CO₂-subsidie-intensiteit van elektrificatie van productieplatformen**

Categorie	(€/t CO ₂ -eq)
Elektrificatie van offshore productieplatformen	132

332

333 **Financieringsparameters**

334 De gebruikte financieringsparameters voor de berekening van het basisbedrag worden gege-
 335 ven in Tabel 2-7.

336

337 **Tabel 2-7. Financieringsparameters**

Parameter	Waarde
Inflatie	1,5%
Rente lening	2,5%
Vereiste return on equity	15,0%
Equity share in investering	30%
Debt share in investering	70%
Vennootschapsbelasting	25,0%

338

339 **2.8 Uitvraag**

- 340
- 341
- 342
- 343
- Hoe verhouden de kosten voor een elektrische en een gasturbine compressor zich tot de situatie waarin de installatie gedeeltelijk of geheel op land is gesitueerd? Zijn bijvoorbeeld de installatiekosten significant anders?

344

3 Hybride glasoven

345

346

347

348

Dit hoofdstuk bevat het advies voor het basisbedrag voor de hybride glasoven (elektrificatie van glasproductie).

349

3.1 Inleiding

350

351

352

353

354

355

Nederland telt ongeveer 10-15 ovens waar gesmolten glas wordt geproduceerd, dat verder wordt verwerkt tot voornamelijk verpakkingsglas voor voedsel en dranken. De productie van gesmolten glas gebeurt met ovens waarin mengsels van scherven en andere grondstoffen tot hoge temperaturen (rond de 1500 °C) worden verhit. Voor de productie van deze warmte wordt hoofdzakelijk aardgas gebruikt.

356

357

358

359

Een alternatief voor de conventionele ovens zijn hybride glasovens, waarbij de verhitting voornamelijk elektrisch plaatsvindt, in combinatie met de verbranding van een gas (normaliter aardgas, mogelijk op termijn waterstof).

360

361

De belangrijkste aannames voor deze categorie zijn:

362

363

364

365

366

367

368

- De glasoven draait continu en met een constante verhouding tussen elektriciteit en aardgas.
- De CO₂-emissie van extra inzet van elektriciteit in de glasovens wordt berekend op basis van elektriciteitsproductie in Nederland. Hiervoor wordt de gemiddelde emissiefactor van de marginale opties in 2031¹³ gebruikt, conform de algemene uitgangspunten van de SDE++.

369

370

371

Er is verondersteld dat de vaste operationele kosten (zoals onderhoud) niet hoger zijn bij een hybride glasoven dan bij een conventionele oven.

372

373

374

In dit advies wordt een conventionele oven (uitgangssituatie) vergeleken met een hybride glasoven (referentie-installatie). De uitgangssituatie is als volgt:

375

376

377

- Er is een bestaande regeneratieve luchtgestookte oven (op basis van aardgas) met 7% elektrische *boosting*, verder conventionele (glas)oven genoemd.

378

379

380

381

De uitgangssituatie betreft een typische configuratie, maar kan op onderdelen verschillen van de situatie van individuele bestaande glasfabrikanten. Dat betekent niet dat deze glasfabrikanten zijn uitgesloten van dit SDE++-advies: alle bestaande glasfabrikanten die een hybride glasoven willen aanschaffen kunnen in aanmerking komen voor de SDE++.

382

3.2 Situatieschets

383

384

385

De industriële glasovens in Nederland halen het overgrote deel van hun energievraag uit de verbranding van aardgas (Papadogeorgos & Schure, 2019). De meeste ovens zijn luchtgestookt, dat wil zeggen dat lucht wordt toegevoerd aan het verbrandingsproces. Sommige

¹³ Voor het eindadvies zal deze emissiefactor worden aangepast op basis van de data uit de KEV2021.

386 ovens gebruiken zuurstof in plaats van lucht. De in dit advies gebruikte conventionele oven is
387 voorzien van elektrodes voor extra en lokale verhitting in de oven (*boosting*), waardoor ty-
388 pisch maximaal 10% van de energietoevoer uit elektriciteit bestaat.

389
390 Er zijn weinig klimaatneutrale alternatieven beschikbaar om de hoge-temperatuurwarmte,
391 die het productieproces van gesmolten glas vereist, te produceren. Volledige elektrificatie
392 van het proces wordt technisch niet mogelijk geacht voor alle gewenste kleuren en specifica-
393 ties van het geproduceerde glas. Een hybride glasoven, die grotendeels elektrisch warmte
394 produceert en daarnaast een energetisch gas verbrandt, wordt gezien als reële optie voor op
395 termijn klimaatneutrale glasproductie. Een dergelijke hybride glasoven wordt momenteel
396 ontwikkeld en gebouwd in Duitsland (FEVE, 2021). Het bijgestookte gas kan nu nog aardgas
397 zijn (dit is aangenomen voor de referentie-installatie in dit advies), maar kan in de toekomst
398 worden vervangen door bijvoorbeeld CO₂-vrij geproduceerde waterstof.

399
400 De referentie-installatie van dit conceptadvies is een hybride glasoven met een productieca-
401 paciteit van 350 ton gesmolten glas per dag.

402 3.3 CO₂-reductie

403 De uitgangspunten van de SDE++ schrijven voor dat de netto-emissiereductie van een
404 SDE++-technologie wordt bepaald op basis van de directe CO₂-reductie (scope 1) op de site,
405 gecorrigeerd voor emissies gerelateerd aan elektriciteitsproductie (scope 2) en emissies op
406 Nederlands grondgebied (scope 3).

407
408 Door een conventionele oven te vervangen door een hybride oven neemt de hoeveelheid
409 verbrand aardgas af en zal de scope 1-CO₂-uitstoot sterk gereduceerd worden.

410
411 Voor het bepalen van de scope 2-emissies wordt voor het elektriciteitsgebruik van de hybride
412 oven wordt de gemiddelde emissiefactor van de marginale elektriciteitsopties in 2031¹⁴ ge-
413 bruikt.

414
415 Scope 3-emissies worden voor de SDE++ alleen meegenomen als de primair vermeden CO₂
416 leidt tot toename van CO₂-emissies elders op Nederlands grondgebied. Voor deze categorie
417 is dit niet het geval.

418 3.4 Kostenfactoren

419 De totstandkoming van het basisbedrag is gebaseerd op de conventionele configuratie van een
420 bestaande glasoven. De kosten worden bepaald ten opzichte van deze conventionele configu-
421 ratie. De totale vaste en variabele kosten beïnvloed door:

- 422 • De hogere aanschafprijs van een hybride glasoven ten opzichte van een conventionele
423 glasoven.
- 424 • De hogere aansluitkosten en versterking van de interne elektriciteitsinfrastructuur bin-
425 nen de muren van de fabrikant ten opzichte van een conventionele glasoven.
- 426 • Het verschil in energieprijzen tussen aardgas en elektriciteit.
- 427 • De hogere efficiëntie (d.w.z. lagere energievraag per ton geproduceerd gesmolten
428 glas) van een hybride glasoven.

¹⁴ Voor het eindadvies zal deze emissiefactor worden aangepast op basis van de data uit de KEV2021.

429

3.5 Beschrijving technologie

3.5.1 Hybride glasoven

431 In dit advies wordt als referentie-installatie uitgegaan van een hybride glasoven met een
432 energietoevoer van naar schatting 2840 MJ (789 kWh) per ton gesmolten glas, waarvan 80%
433 (631 kWh) elektriciteit. De mee te vergelijken situatie is een conventionele oven met een
434 energieverbruik van 3534 MJ (982 kWh) per ton gesmolten glas, waarvan 7% elektrische
435 *boosting*.

436

437 De hybride glasoven draait volcontinu, gedurende de gehele levensduur. De levensduur is op
438 15 jaar geschat. Dit is de levensduur voor een conventionele oven. Er wordt verwacht dat
439 een hybride oven een iets kortere levensduur heeft, maar omdat het een nieuw concept is, is
440 dit niet bekend.

441

3.5.2 Kostenbevindingen referentie-installatie

442 Tabel 3-1 geeft een overzicht van de relevante kosten voor de totstandkoming van het basis-
443 bedrag. Er is in deze berekening uitgegaan van een hybride glasoven met een capaciteit van
444 350 ton gesmolten glas per dag. Er is aangenomen dat de fabrikant beschikt over een elek-
445 triciteitsnetaansluiting met voldoende capaciteit, in overeenstemming met de uitgangspunten
446 om een kosteneffectief project als referentie-installatie te nemen.

Investeringskosten

448 Onder de investeringskosten worden verstaan de hogere investeringskosten voor een hybride
449 oven ten opzichte van een conventionele oven. Dit wordt berekend op 5 miljoen euro. De ex-
450 tra kosten voor elektriciteitsinfrastructuur binnen het terrein van de fabrikant kunnen sterk
451 variëren, maar worden bepaald op 4 miljoen euro. Omdat de infrastructuur langer meegaat
452 dan de levensduur van de oven zelf (mogelijk meer dan 30 jaar) zijn de helft van de kosten
453 toegerekend aan de onderhavige oven.

O&M-kosten

455 Onder variabele O&M-kosten vallen de kosten voor het elektriciteitsgebruik en aardgasver-
456 bruik. Andere variabele en ook de vaste O&M-kosten zijn verondersteld niet anders te zijn
457 dan bij een conventionele oven, behalve de vaste kosten voor de verzwaarde aansluiting op
458 het elektriciteitsnet.

Niet meegenomen kosten

460 Kosten voor verwijdering van de bestaande installaties, projectontwikkelingskosten en on-
461 voorziene kosten blijven buiten beschouwing.

462

463

464

465 **Tabel 3-1. Overzicht wel en niet meegenomen kosten**

Categorieën	Groep	Meerkosten
Meegenomen kosten	Investeringskosten	Aanschaf hybride oven Aanpassing interne elektriciteitsinfrastructuur Aansluitkosten elektriciteitsnet
	Variabele O&M-kosten	Elektriciteitsverbruik Aardgasverbruik
	Vaste O&M-kosten	Kosten aansluiting elektriciteitsnet
Niet meegenomen	Directe kosten	Verwijderen van bestaande installaties Projectontwikkelkosten
	Variabele O&M-kosten	-
	Vaste O&M-kosten	-
	Onvoorzien	Onvoorziene kosten

466

467 **Financieringsparameters**

468 De gebruikte financieringsparameters voor de berekening van het basisbedrag worden gegeven in Tabel 3-2.

469

470

471

Tabel 3-2. Financieringsparameters

Parameter	Waarde
Inflatie	1,5%
Rente lening	2,5%
Vereiste return on equity	15,0%
Equity share in investering	30%
Debt share in investering	70%
Vennootschapsbelasting	25,0%

472

473

474 Tabel 2-2 geeft de voorgestelde technisch-economische parameters voor de referentiecassus van een hybride oven met een energievoorziening op basis van 80% elektriciteit en 20% aardgas. De kosten zijn uitgedrukt per kW toegevoerde elektriciteit, uitgaande van een oven van $(350/24 =) 14,6$ ton gesmolten glas per uur à 631 kWh elektriciteit per ton gesmolten glas, dus 9202 kW elektrisch vermogen. Dit is wellicht een wat ongebruikelijke eenheid of maatstaf. De reden is dat het originele product, namelijk gesmolten glas, in principe identiek is aan het product van de conventionele oven. In deze berekening is de hoeveelheid toegevoerde elektriciteit gekozen als product, omdat dit een maat is voor de emissiereductie.

481

482 Tabel 2-3 geeft een overzicht van de belangrijkste subsidieparameters en het bijbehorende
 483 basisbedrag voor hybride glasovens.

484

485 **Tabel 3-3. Technisch-economische parameters (meerkosten uitgedrukt t.o.v. con-**
 486 **ventionele oven). Variabele O&M-kosten zijn de volledige energiekosten. Er wordt**
 487 **gecorrigeerd voor huidige energiekosten van conventionele oven door middel van**
 488 **het correctiebedrag (zie paragraaf 3.6)**

Parameter	Eenheid	Waarde
Inputvermogen	[kW elektrisch]	9202
Draaiuren	[uur/jaar]	8760
Investerings(meer)kosten (totaal)	[€/kW elektrisch]	834
<i>Meerkosten aanschaf</i>	<i>[€/kW elektrisch]</i>	<i>543,3</i>
<i>Infrastructuur (helpt toegere- kend aan oven)</i>	<i>[€/kW elektrisch]</i>	<i>217,3</i>
<i>Aansluitkosten (inclusief kos- ten voor meerlengte¹⁵)</i>	<i>[€/kW elektrisch]</i>	<i>73,4</i>
Vaste O&M-meerkosten (to- taal)	[€/kW elektrisch/jaar]	49,5
<i>Kosten aansluiting elektrici- teitsnet</i>	<i>[€/kW elektrisch/jaar]</i>	<i>49,5</i>
Variabele O&M-kosten¹⁶	[€/kWh elektrisch]	0,0575

489

490

Tabel 3-4. Overzicht subsidieparameters

Categorie	Basisbedrag SDE++ 2022 [€/kWh]	Vollasturen SDE++ 2022 [uur/jaar]	Economische levensduur [jaar]	Looptijd subsi- die [jaar]
Hybride glas- oven	0,0789	8760	15	15

491 3.6 Correctiebedragen

492 Het correctiebedrag voor deze technologie bestaat uit de baten voor vermeden energieverbruik
 493 en eventuele ETS-baten die worden gerealiseerd door elektrificatie. Grootschalige glasfabri-
 494 kanten vallen onder het EU ETS. De emissierechten voor de uitstoot van de glasproductie
 495 moeten worden aangekocht door de fabrikanten. Deze CO₂-kosten zullen dalen wanneer de
 496 energievoorziening voor een groter deel gerealiseerd wordt door elektriciteit.

497 **Energiebaten**

498 De langetermijnprijzen van elektriciteit en aardgas zijn overgenomen van het eindadvies
 499 SDE++ 2021.

500

¹⁵ Er wordt uitgegaan van een afstand van 2500 meter tot aan het aansluitpunt.

¹⁶ Dit zijn de kosten aan energie per eenheid van product. Energieverbruik hybride oven (per ton gesmolten glas): 631 kWh elektriciteit, 158 kWh aardgas. Energieprijzen van 0,0225 EUR/kWh aardgas en 0,04481 EUR/kWh elektriciteit resulteren in 31,9 EUR/t gesmolten glas, ofwel 0,051 EUR/kWh wanneer uitgedrukt als functie van de elektriciteitstoevoer van een hybride oven. Verder zijn de energiebelasting en ODE voor het elektriciteitsverbruik (0,00554 EUR/kWh) en gasverbruik (0,00575 EUR/kWh) meegerekend.

¹⁷ Er wordt vanuit gegaan dat de installatie na 15 jaar niet meer economisch rendabel bedreven kan worden. Er is daarom ook vanuit gegaan dat de installatie niet verkocht kan worden op de markt na 15 jaar en dat er daarom geen restwaarde is.

501 Om te bepalen hoeveel er op energieverbruik wordt bespaard, wordt het energieverbruik van
 502 de glasproductie in de huidige situatie (conventionele oven) vergeleken met de nieuwe situa-
 503 tie (hybride oven):

- 504 • Huidige situatie: verbruik 913 kWh aardgas en 69 kWh elektriciteit (totaal 982 kWh)
- 505 per ton gesmolten glas.
- 506 • Nieuwe situatie: verbruik 631 kWh elektriciteit en 158 kWh aardgas (totaal 789 kWh)
- 507 per ton gesmolten glas.

508
 509 Voor elke kWh_e die in een hybride glasoven (extra) wordt gebruikt wordt er dan (913-
 510 158)/631 = 1,20 kWh aan gas bespaard. Daarnaast wordt er 69/631 = 0,11 kWh_e elektriciteit
 511 bespaard. De langetermijngroothandelsprijs voor aardgas en elektriciteit bedragen respectie-
 512 velijk 0,0225 €/kWh (LHV) en 0,0449 €/kWh_e, gebaseerd op de KEV 2020 (PBL, 2020).
 513 Verder wordt er rekening gehouden met een energiebelasting en ODE voor elektriciteit en
 514 aardgas voor de huidige situatie van respectievelijk 0,0376 €/kWh_e en 0,0052 €/kWh¹⁸.

515
 516 Het correctiebedrag voor de hybride glasoven bedraagt dus (0,0225 €/kWh + 0,0052 €/kWh)
 517 * 1,20 kWh/kWh_e + (0,0449 €/kWh_e + 0,0376 €/kWh_e) * 0,11 kWh_e/kWh_e = 0,0423 €/kWh_e.

518
 519 **Tabel 3-5. Langetermijnmarktprijzen van verschillende producten volgens KEV**
 520 **2020 en berekening van energiekosten van conventionele oven ten opzichte van**
 521 **hybride oven op basis van de efficiëntieverhouding tussen conventionele en hy-**
 522 **bride oven**

Parameter	Eenheid	Marktprijs
Elektriciteit	€/kWh _e	0,0449
EB en ODE elektriciteit	€/kWh _e	0,0376
Aardgas	€/kWh	0,0225
EB en ODE aardgas	€/kWh	0,0052
Energie voor conventionele glasoven, genormaliseerd naar elektriciteitsvraag van vervangende hybride oven	€/kWh _e	0,0423

523 **CO₂-emissierechten**

524 Het vervangen van een conventionele oven door een hybride oven kan effect hebben op de
 525 handel in emissierechten (officieel European Emission Allowances [EUA]). Jaarlijks wordt
 526 voor de waarde van de emissierechten gecorrigeerd. De hoogte van dit correctiebedrag dient
 527 per aanvraag beoordeeld te worden, vanwege de verschillende mogelijke interacties met gra-
 528 tis gealloceerde emissierechten. Het maximale bedrag waarvoor gecorrigeerd dient te wor-
 529 den per kWh gebruikte elektriciteit wordt als volgt berekend:

530
 531
$$\text{Correctiebedrag EUA [€/kWh}_e\text{]} = \text{CO}_2\text{-prijs [€/tCO}_2\text{]} * \text{Emissiefactor [tCO}_2\text{/kWh}_e\text{]},$$

532
 533 waarbij:

- 534 - CO₂-prijs = de ongewogen gemiddelde marktprijs van EEX-EUA;
- 535 - Emissiefactor = de netto-emissiefactor van het vermindering in aardgasverbruik van
 536 een hybride glasoven ten opzichte van een conventionele oven, genormaliseerd per
 537 kWh gebruikte elektriciteit. Ofwel (913 kWh - 158 kWh) * 0,000203 tCO_{2,eq}/kWh /
 538 631 kWh_e = 0,000243 tCO₂/kWh_e.

¹⁸ De kosten voor de energiebelasting en ODE zijn gebaseerd op het gemiddelde van de verwachte ontwikkelin-
 gen in tarieven tussen 2020 en 2030, en het totale jaarlijkse verbruik van elektriciteit en aardgas van de refe-
 rentie-installatie.

3.7 Emissiefactoren voor de conventionele en hybride glasoven

539
540

541 De netto-emissiefactor is het verschil in CO₂-emissies per kWh tussen de conventionele en
542 een hybride glasoven.

543 We berekenen de emissiefactoren (*EF*) van de ovens als volgt:

544

$$EF = \text{Relatief aardgasverbruik} * EF_{\text{aardgas}} + \text{Relatief elektriciteitsverbruik} * EF_{\text{elektriciteit}}$$

546

547 De relatieve verbruiken zijn de daadwerkelijke verbruiken (per ton gesmolten glas) gedeeld
548 door het elektriciteitsverbruik van de hybride oven (per ton gesmolten glas). Dit is namelijk
549 het 'product' van deze categorie. Op deze manier corrigeren we voor het verschil in efficiën-
550 tie van de ovens.

551

552 We gebruiken als emissiefactor van aardgas 0,203 kgCO_{2,eq}/kWh (56,4 kgCO₂/GJ) (RVO,
553 2020). De emissiefactor van elektriciteit is die van de marginale elektriciteitsproductie in
554 2031¹⁹: 0,216 kg CO_{2,eq}/kWh_e.

555

556 Zo wordt de emissiefactor van de conventionele oven berekend als

557

$$913 \text{ kWh}/631 \text{ kWh}_e * 0,203 \text{ kgCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh} + 69 \text{ kWh}_e/631 \text{ kWh}_e * 0,216 \text{ kgCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}_e =$$

559

$$0,317 \text{ kgCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}_e.$$

561

562 Voor de hybride oven betreft de emissiefactor

563

$$158 \text{ kWh}/631 \text{ kWh}_e * 0,203 \text{ kgCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh} + 631 \text{ kWh}_e/631 \text{ kWh}_e * 0,216 \text{ kgCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}_e =$$

565

$$0,2667 \text{ kgCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}_e.$$

567

568 Door een conventionele glasoven te vervangen door een hybride glasoven wordt er dus
569 **0,0503** kg CO_{2,eq} bespaard per kWh_e geconsumeerd. Dit geldt als de netto-emissiefactor
570 voor hybride glasovens (ten opzichte van conventionele glasovens).

571

572 De subsidie-intensiteit wordt berekend aan de hand van de volgende formule: (*Basisbedrag –*
573 *Langetermijnprijs*)/*Netto Emissiefactor*. Tabel 2-6 geeft de subsidie-intensiteit van de hybride
574 glasoven.

575

576 **Tabel 3-6. CO₂-subsidie-intensiteit van de hybride glasoven**

Categorie	(€/t CO ₂ -eq)
Hybride glasovens	727

577

3.8 Overwegingen

578

579 Flexibel gebruik van de hybride glasoven (zoals bij grootschalige elektrische boilers) is waar-
580 schijnlijk niet mogelijk omdat deze vanwege het type productieproces en materiaal continu
581 moet blijven draaien. Er kan wel enige variatie plaatsvinden in de mix tussen elektriciteit en

¹⁹ Voor het eindadvies zal deze emissiefactor worden aangepast op basis van de data uit de KEV2021.

582 aardgas (of waterstof), maar dat betreft hooguit het variëren in energietoevoer tussen 80:20
583 en 60:40 (elektriciteit vs aardgas).
584
585 Ons is op dit moment geen ander toepassingsveld bekend waarvoor deze hybride glasoven
586 van toepassing zou kunnen zijn.
587

588 3.9 Uitvraag

- 589 • Graag zien wij vanuit de markt verdere informatie en onderbouwing voor de kosten
590 en energieverbruik van een hybride glasoven.
- 591 • Graag zien we informatie over de status van deze technologie. Zijn er bijvoorbeeld
592 voorbeelden van grootschalige demo-installaties? Binnen welke termijn zou een in-
593 stallatie op industriële schaal kunnen worden gebouwd?
- 594 • Wat zijn de typische eenmalige kosten voor de gasaansluiting van een glasoven?
595
596
597

4 Literatuur

598

- 599 ACM. (2019, 12 13). *Tarievenbesluit TenneT 2020*. Opgehaald van Autoriteit Consument en
600 Markt: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/tarievenbesluit-tennet-2020>
- 601 FEVE. (2021). *Furnace for the Future*. Opgehaald van FEVE: [https://feve.org/about-](https://feve.org/about-glass/furnace-for-the-future/)
602 [glass/furnace-for-the-future/](https://feve.org/about-glass/furnace-for-the-future/)
- 603 Interstate Natural Gas Association of America. (2010). *Interstate Natural Gas Pipeline*
604 *Efficiency*. Washington, D.C. .
- 605 NOGEPa. (2019, August 27). *Olie en gasindustrie halveert methaanuitstoot op zee*.
606 Opgehaald van NOGEPa: [https://www.nogepa.nl/olie-en-gasindustrie-halveert-](https://www.nogepa.nl/olie-en-gasindustrie-halveert-methaanuitstoot-op-zee/)
607 [methaanuitstoot-op-zee/](https://www.nogepa.nl/olie-en-gasindustrie-halveert-methaanuitstoot-op-zee/)
- 608 Papadogeorgos, I., & Schure, K. (2019). *Decarbonisation options for the Dutch container and*
609 *tableware glass industry*. Den Haag: PBL en ECN part of TNO.
- 610 PBL. (2020). *Klimaat- en Energieverkenning 2020*. Den Haag: PBL.
- 611 RVO. (2020). *The Netherlands: list of fuels and standard CO2 emission factors version of*
612 *January 2020*. Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.
- 613 TenneT. (2020, 8 14). *Kosten van een netaansluiting*. Opgehaald van TenneT:
614 [https://www.tennet.eu/nl/elektriciteitsmarkt/aansluiten-op-het-nederlandse-](https://www.tennet.eu/nl/elektriciteitsmarkt/aansluiten-op-het-nederlandse-hoogspanningsnet/kosten-van-een-netaansluiting/)
615 [hoogspanningsnet/kosten-van-een-netaansluiting/](https://www.tennet.eu/nl/elektriciteitsmarkt/aansluiten-op-het-nederlandse-hoogspanningsnet/kosten-van-een-netaansluiting/)
- 616 Wood Mackenzie. (2019). *Why powering oil and gas platforms with renewables makes sense*.
617
618
619
620