

# Beslissing

(B)2584  
13 juli 2023

## Beslissing tot goedkeuring van de studie betreffende de marktgebaseerde bepaling van de CO<sub>2</sub>-emissiefactor voor België

Genomen in toepassing van de richtsnoeren betreffende bepaalde staatssteunmaatregelen in het kader van het systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten na 2021, door de Europese Commissie vastgesteld op 21 september 2020 (PB C 317 van 29.9.2020, blz. 9)

Niet-vertrouwelijk

# INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
INLEIDING .....	3
1. WETTELIJK KADER.....	4
2. ANTECEDENTEN.....	6
3. RAADPLEGING .....	7
4. ANALYSE VAN DE STUDIE .....	8
4.1. Algemene principes van de methodologie.....	8
4.2. Wijzigingen ten opzichte van initiële studie.....	9
4.3. Inhoudelijk voorbehoud met betrekking tot het referentiejaar .....	10
5. BESLISSING.....	11
BIJLAGE 1 .....	12
BIJLAGE 2 .....	13

# INLEIDING

In toepassing van de richtsnoeren betreffende bepaalde staatssteunmaatregelen in het kader van het systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten na 2021, door de Europese Commissie vastgesteld op 21 september 2020, en naar aanleiding van het schrijven van 19 april 2023 van de Vlaams minister van Economie, Innovatie, Werk, Sociale economie en Landbouw, werd de CREG gevraagd om een bijkomende studie van *Compass Lexecon* goed te keuren met betrekking tot de bepaling van een marktgebaseerde CO<sub>2</sub>-emissiefactor. Deze studie en goedkeuring kaderen in de regels inzake de compensatie van indirecte koolstoflekkage.

De CREG onderzoekt hierna de bijkomende studie, in het bijzonder de wijzigingen ten opzichte van de eerdere studie met hetzelfde onderwerp, die door de CREG werd goedgekeurd op 28 april 2022 via Beslissing (B) 2364 tot goedkeuring van de studie betreffende de marktgebaseerde bepaling van de CO<sub>2</sub>-emissiefactor. Deze bijkomende studie wordt aan deze beslissing toegevoegd in BIJLAGE 1.

Deze beslissing bestaat uit vier delen. Het wettelijke kader en de context worden kort herhaald in het eerste deel. Het tweede deel beschrijft de antecedenten bij de totstandkoming van deze beslissing. Het derde deel omvat de analyse van de studie en het vierde deel, ten slotte, bevat de conclusies van de CREG.

Deze beslissing werd goedgekeurd door het Directiecomité van de CREG op haar vergadering van 13 juli 2023.

# 1. WETTELIJK KADER

1. Richtlijn 2003/87/EG<sup>1</sup> van het Europees Parlement en de Raad van 13 oktober 2003 tot vaststelling van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap en tot wijziging van Richtlijn 96/61/EG van de Raad heeft een regeling opgesteld voor de handel in broeikasgasemissierechten in de Gemeenschap (hierna "ETS") teneinde de vermindering van de uitstoot van broeikasgassen te bevorderen. De Europese elektriciteitsproducenten vallen sinds de invoering van het ETS in 2005 onder deze regeling. De kosten van de CO<sub>2</sub>-emissies worden doorgerekend in de elektriciteitsprijzen die een consument in de EU betaalt (dit worden ook wel de *indirecte emissiekosten* genoemd).

2. Richtlijn 2009/29/EG<sup>2</sup> van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 tot wijziging van Richtlijn 2003/87/EG teneinde de regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten van de Gemeenschap te verbeteren en uit te breiden, voerde een aantal maatregelen in ter ondersteuning van bepaalde bedrijfstakken waarvan wordt aangenomen dat zij een aanzienlijk risico op koolstoflekkage lopen.<sup>3</sup>

3. Een van deze maatregelen, zoals bepaald in artikel 10bis, § 6 van richtlijn 2003/87/EG, bestaat erin dat lidstaten financiële maatregelen kunnen nemen ten behoeve van elektro-intensieve bedrijfstakken of deeltakken waarvan wordt vastgesteld dat het weglekeffect een significante risicofactor vormt ten gevolge van in de elektriciteitsprijzen doorberekende kosten (de zogenaamde "*compensatie van indirecte kosten*").

4. De modaliteiten voor de maatregel ter compensatie van de indirecte kosten worden uiteengezet in de richtsnoeren<sup>4</sup> betreffende bepaalde staatssteunmaatregelen in het kader van het systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten na 2021, door de Europese Commissie vastgesteld op 21 september 2020<sup>5</sup> (hierna "de richtsnoeren 2020"). De richtsnoeren 2020 bieden derhalve een kader voor de steun die staten kunnen verlenen om een deel van de kosten van het ETS voor elektro-intensieve industrieën te compenseren. In de richtsnoeren 2020 is onder meer bepaald dat de maximaal toegestane compensatie moet worden bepaald op basis van de CO<sub>2</sub>-prijs, een marktgebaseerde CO<sub>2</sub>-emissiefactor, het elektriciteitsverbruik en de plafonnering van het berekende verlies op 75 %. De richtsnoeren 2020 wijzen erop dat de studie ter bepaling van de marktgebaseerde emissiefactor moet worden goedgekeurd door de nationale regulator.

5. In de richtsnoeren 2020 wordt onder meer het steunplafond bepaald volgens een hieronder nader toegelichte methode, die afhankelijk is van een parameter die "emissiefactor" wordt genoemd en die de impact van het ETS op de elektriciteitskosten voor de consument weergeeft.

---

<sup>1</sup> Richtlijn 2003/87/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 oktober 2003 tot vaststelling van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap en tot wijziging van Richtlijn 96/61/EG van de Raad; <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/?uri=CELEX:32003L0087>

<sup>2</sup> Richtlijn 2009/29/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 tot wijziging van Richtlijn 2003/87/EG teneinde de regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten van de Gemeenschap te verbeteren en uit te breiden; <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/nl/ALL/?uri=CELEX%3A32009L0029>

<sup>3</sup> De mogelijkheid dat de wereldwijde broeikasgasemissies stijgen indien ondernemingen hun productie naar derde landen buiten de Unie verplaatsen omdat zij de kostenstijgingen als gevolg van het EU-ETS niet aan hun afnemers kunnen doorberekenen zonder een significant verlies van marktaandeel.

<sup>4</sup> De door de Europese Commissie gepubliceerde richtsnoeren bevatten enkel praktische en informele aanwijzingen over de wijze waarop het Gemeenschapsrecht moet worden toegepast en zijn niet juridisch bindend.

<sup>5</sup> Mededeling van de Commissie - Richtsnoeren betreffende bepaalde staatssteunmaatregelen in het kader van het systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten na 2021 (2020/C317/04); [https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/NL/TXT/?uri=CELEX:52020XC0925\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/NL/TXT/?uri=CELEX:52020XC0925(01))

6. Het steunplafond wordt berekend aan de hand van de volgende formule:

$$A_{max,t} = A_i * C_t * P_{t-1} * E * AO_t$$

Waarbij:

- **A<sub>max,t</sub>** is het maximale steunbedrag dat in jaar t per installatie kan worden betaald;
- **A<sub>i</sub>** is de steunintensiteit;
- **C<sub>t</sub>** is de toepasselijke CO<sub>2</sub>-emissiefactor of marktgebaseerde CO<sub>2</sub>-emissiefactor (tCO<sub>2</sub>/MWh) (in jaar t);
- **P<sub>t-1</sub>** is de EUA-termijnkoers in jaar t-1 (EUR/tCO<sub>2</sub>) voor jaar t (d.w.z. het gemiddelde van de dagelijkse eenjaars termijnkoersen van EUA's voor levering in december van het jaar t, zoals waargenomen in een gegeven EU-koolstofbeurs van 1 januari tot en met 31 december van het jaar t-1);
- **E** is de toepasselijke productspecifieke efficiëntiebenchmark voor elektriciteitsverbruik (d.w.z. het productspecifieke elektriciteitsverbruik, uitgedrukt in MWh/ton output, dat wordt bereikt met de meest elektriciteitsefficiënte productiemethoden voor het beschouwde product);
- **AO<sub>t</sub>** is de werkelijke output in jaar t.

7. De richtsnoeren 2020 laten de lidstaten de keuze tussen het gebruik van een CO<sub>2</sub>-emissiefactor op basis van de energiemix van het nationaal productiepark of een marktgebaseerde CO<sub>2</sub>-emissiefactor. Het Vlaamse en het Waalse Gewest hebben ervoor gekozen een marktgebaseerde CO<sub>2</sub>-emissiefactor vast te leggen omdat, aangezien België een sterk geïnterconnecteerd land is, de reële groothandelsprijs van de elektriciteit en de overeenkomstige CO<sub>2</sub>-emissiefactor vaak zullen worden bepaald door een marginale centrale in het buitenland.

8. Artikel 15, punt 11 van de richtsnoeren 2020 bepaalt voor wat de marktgebaseerde CO<sub>2</sub>-emissiefactor betreft eveneens dat:

*"De lidstaten die voornemens zijn compensatie voor indirecte kosten toe te kennen, kunnen, in het kader van de aanmelding van de betrokken regeling, vragen dat de toepasselijke CO<sub>2</sub>-emissiefactor wordt bepaald op basis van een studie van het CO<sub>2</sub>-gehalte van de daadwerkelijke marginale technologie op de elektriciteitsmarkt. Bij die aanmelding van een marktgebaseerde CO<sub>2</sub>-emissiefactor moet de geschiktheid van de gekozen marktgebaseerde CO<sub>2</sub>-emissiefactor worden aangetoond aan de hand van een model van het elektriciteitssysteem waarmee de prijsvorming wordt gesimuleerd, en van waargenomen data voor de marginale technologie in het hele jaar t-1 (met inbegrip van de uren dat invoer de marginale prijs bepaalde). Dit verslag moet ter goedkeuring bij de nationale toezichthouder worden ingediend en aan de Commissie worden gezonden wanneer de staatssteunmaatregel [...] bij de Commissie wordt aangemeld. De Commissie maakt [...] een beoordeling van de geschiktheid van de studie en de daarmee verkregen marktgebaseerde CO<sub>2</sub>-emissiefactor."* (tekst onderlijnd door de CREG)

9. Deze beslissing beperkt zich tot het aspect emissiefactor en gaat niet in op de ruimere context van de aanmelding van staatssteun.

## 2. ANTECEDENTEN

10. In toepassing van de richtsnoeren 2020 werd, in januari 2022 bij schrijven van de de viceminister-president van de Vlaamse regering, de Vlaamse minister van Economie, Innovatie, Arbeid, Sociale Economie en Landbouw en de Waalse minister van Economie, Buitenlandse Handel, Onderzoek en Innovatie, Digitale Economie, Ruimtelijke Ordening, Landbouw, IFAPME en *Competence Centres* een studie van Compass Lexecon ter goedkeuring van de CREG voorgelegd. Deze studie had betrekking op de bepaling van een marktgebaseerde CO<sub>2</sub>-emissiefactor voor België, in het kader van de regels inzake compensatie van indirecte koolstoflekkage.

11. De CREG keurde deze studie goed, via haar Beslissing (B) 2364 van 28 april 2022 tot goedkeuring van de studie betreffende de marktgebaseerde bepaling van de CO<sub>2</sub>-emissiefactor voor België. In haar beslissing valideerde de CREG, onder meer, de methodologie die door Compass Lexecon werd toegepast.

12. Op basis van de goedkeuring door de CREG van de studie van Compass Lexecon, werd, door de Minister van Buitenlandse Zaken, Europese Zaken en Buitenlandse Handel, en van de Federale Culturele Instellingen een regeling voor de compensatie van indirecte emissiekosten aangemeld bij de Europese Commissie. Dit gebeurde op 12 juli 2022, in overeenstemming met Artikel 180(3) van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie.

13. Uit het overleg tussen de Vlaamse regering en de Europese Commissie, werd door de Vlaamse regering aan Compass Lexecon gevraagd om een gewijzigde methodologie voor de berekening van de marktgebaseerde CO<sub>2</sub>-factor toe te passen. De gewijzigde studie werd mee ter beschikking van de Europese Commissie gesteld voor het oordelen over de aangemelde staatssteunregeling.

14. Op 19 december 2022 besliste de Europese Commissie, in de zaak SA.103704 (2022/N), geen bezwaren te uiten tegen de toepassing van de steunmaatregelen op grond van het feit dat de voorgestelde regelingen compatibel zijn met Artikel 107(3)(c) van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie. In haar beslissing (paragraaf (89)) gaf de Europese Commissie te kennen dat de CREG een goedkeuring van de gewijzigde studie door de CREG moet worden verleend. In afwezigheid van de goedkeuring van deze gewijzigde studie, merkt de Europese Commissie op, dient de CO<sub>2</sub>-emissiefactor uit Annex III van de richtsnoeren 2020 te worden gehanteerd in de steunregel (deze bedraagt 0,36 tCO<sub>2</sub> / MWh).

15. Op 3 februari 2023 besliste de Vlaamse Regering tot de toekenning van steun aan ondernemingen voor de compensatie van indirecte emissiekosten. De CREG begrijpt dat, ondanks de berekening van het steunbedrag op basis van de CO<sub>2</sub>-emissiefactor van 0,51 tCO<sub>2</sub> / MWh zoals door Compass Lexecon vastgesteld<sup>6</sup>, deze toepassing van deze factor afhankelijk is van het al dan niet goedkeuren door de CREG van de gewijzigde studie van Compass Lexecon. Deze interpretatie wordt bevestigd door de Europese Commissie in haar beslissing in de eerder vermelde zaak SA.103704 (2022/N).

16. Op 19 april 2023 ontving de CREG via schrijven van 19 april 2023 van de Vlaams minister van Economie, Innovatie, Werk, Sociale economie en Landbouw een verzoek tot goedkeuring van de gewijzigde studie van Compass Lexecon. Het is de gewijzigde versie van deze studie die als BIJLAGE 1 aan deze beslissing wordt toegevoegd.

---

<sup>6</sup> En dus niet de oorspronkelijke CO<sub>2</sub>-emissiefactor van 0,55 tCO<sub>2</sub> / MWh zoals door initieel door Compass Lexecon berekend en door de CREG goedgekeurd in april 2022.

### **3. RAADPLEGING**

17. Het directiecomité van de CREG besliste, op grond van artikel 23, § 1 van zijn huishoudelijk reglement, om een openbare raadpleging met betrekking tot de ontwerpversie van deze beslissing te organiseren op haar website.

18. Deze openbare raadpleging liep van 23 juni 2023 tot en met 7 juli 2023. Tijdens de openbare raadpleging werd van 1 partij (Febeliec) een antwoord ontvangen. Dit antwoord wordt, ter informatie, aan deze beslissing toegevoegd in BIJLAGE 2.

19. Febeliec geeft in haar antwoord aan de ontwerpbeslissing van de CREG volledig te steunen, in het bijzonder in de erkenning van de noodzaak om bedrijven van specifieke sectoren te compenseren voor de kosten van indirecte emissies in het kader van het ETS, om hun globale competitiviteit te beschermen, het goedkeuren van de gewijzigde methodologie gebruikt door Compass Lexecon en het toepassen van de marktgebaseerde emissiefactor voor België ten belope van 0,51 tCO<sub>2</sub>/MWh. Daarnaast steunt Febeliec het voorbehoud dat de CREG maakt in haar ontwerpbeslissing om een marktgebaseerde factor op basis van een specifiek referentiejaar voor een langere periode toe te passen.

20. De CREG neemt akte van de standpunten van Febeliec maar is van mening dat de beslissing op deze punten niet verduidelijkt noch aangepast dient te worden.

## 4. ANALYSE VAN DE STUDIE

### 4.1. ALGEMENE PRINCIPES VAN DE METHODOLOGIE

21. Voor een uitgebreide beschrijving van de toegepaste methodologie ter bepaling van de marktgebaseerde CO<sub>2</sub>-emissiefactor verwijst de CREG naar haar Beslissing (B) 2364 van 28 april 2022. Hierna worden echter de belangrijkste methodologische elementen, ter informatie, herhaald.

22. In overeenstemming met de richtsnoeren 2020 wordt de marktgebaseerde CO<sub>2</sub>-emissiefactor bepaald aan de hand van de koolstofintensiteit van de marginale technologie in de (*day-ahead*) elektriciteitsmarkt. Hiertoe dient een model te worden opgesteld die de prijsvorming en de identificatie van de marginale eenheden<sup>7</sup> doorheen een referentiejaar simuleert. In de oorspronkelijke studie, goedgekeurd in april 2022, werd hiervoor gebruikt gemaakt van een intern simulatiemodel (het “*European Power Market Dispatch Model*”, gebaseerd op het Plexos®-model) om de uurprijzen en marginale eenheden te simuleren voor alle uren van het jaar 2019.

23. Ter validatie van dit model werd een *backtesting* oefening uitgevoerd, waaruit bleek dat de gesimuleerde resultaten in het feitelijke scenario nauw aansloten (met een foutmarge van ongeveer 2%) bij de reëel geobserveerde resultaten.

24. In de oorspronkelijke studie werd de simulatie van de reële resultaten gebruikt als feitelijk scenario, terwijl als nulscenario de situatie werd gesimuleerd waarbij de CO<sub>2</sub>-prijs nul bedroeg. Het verschil tussen beiden, als percentage van de CO<sub>2</sub>-prijs, werd dan beschouwd als de impact van de CO<sub>2</sub>-prijs op de elektriciteitsprijs, m.a.w. de CO<sub>2</sub>-emissiefactor, volgens de volgende formule:

$$\text{CO}_2 - \text{emissiefactor} = \frac{(\text{Belgische jaarlijkse elektriciteitsprijs met CO}_2\text{prijs} - \text{Belgische jaarlijkse elektriciteitsprijs zonder CO}_2\text{prijs})}{\text{jaarlijkse CO}_2\text{prijs}}$$

---

<sup>7</sup> I.e. de theoretische centrale die als laatste wordt geselecteerd in het marktkoppingsalgoritme om aan de elektriciteitsvraag te voldoen.



## 4.2. WIJZIGINGEN TEN OPZICHTE VAN INITIËLE STUDIE

25. De voornaamste wijziging aan de oorspronkelijke studie omvat de berekeningswijze van de CO<sub>2</sub>-emissiefactor: volgend op de instructies van de Vlaamse Regering, op basis van haar overleg met de Europese Commissie, besliste Compass Lexecon om deze te simuleren aan de hand van de koolstofintensiteit van de marginale eenheden doorheen hetzelfde referentiejaar. De marginale eenheden werden reeds, in de oorspronkelijke studie, gesimuleerd in het feitelijke scenario voor 2019 en werden bijgevolg, door Compass Lexecon, hergebruikt.

26. De verschillende marginale technologieën die in het feitelijk scenario worden geïdentificeerd, worden in de studie in Tabel 2 (blz. 9) opgenomen: op binnenlands niveau gaat het om STEG-centrales (11,6% van de gesimuleerde uren), waterkrachteenheden (5,9%), gas-stoom turbines (2,5%), gasturbines (1,0%) en varia (0,2%). Het overgrote deel van de uren betrof het echter een buitenlandse installatie die als marginale technologie werd beschouwd, in 79,8% van de uren. Gezien de sterke mate van interconnectie en markt koppeling tussen België en haar naburige zones, ook in 2019, lijkt dit resultaat realistisch.

27. In de volgende stap van de gewijzigde studie wordt, voor de verschillende marginale technologieën, een koolstofintensiteit bepaald, op basis van de emissiefactor van de brandstof en de omzettingsefficiëntie voor thermische eenheden, en op basis van de opportuniteitskosten van opslageenheden (vnl. waterkracht). De gemiddelde koolstofintensiteit wordt, door Compass Lexecon, gerapporteerd in Tabel 3 (blz. 13) van de studie. Zonder evenwel over een gedetailleerd overzicht van de centrales in de Belgische productiemix en hun aandeel qua marginaliteit in de prijsvorming te beschikken, is de CREG van mening dat deze gerapporteerde koolstofintensiteiten nauw aansluiten bij de courant gehanteerde waarden voor dergelijke eenheden (bijvoorbeeld in het kader van de *European Resource Adequacy Assessment* van Entso, of de berekening van de CO<sub>2</sub>-emissielimieten in het kader van de capaciteitsvergoedingsmechanismen van ACER).

28. Ten slotte worden de gegevens in Tabel 2 (aandeel qua marginaliteit per technologie) en Tabel 3 (gemiddelde koolstofintensiteit van de technologie) vermenigvuldigd om tot een gemiddelde koolstofintensiteit van de Belgische elektriciteitsmarkt te komen. Deze waarde bedraagt, op basis van de beschikbare gegevens, 0,51 tCO<sub>2</sub> / MWh.

29. De CREG is van mening dat de gehanteerde methodologie, in afwijking van de oorspronkelijke methodologie, eveneens een realistische inschatting van de marktgebaseerde CO<sub>2</sub>-emissiefactor oplevert. Het verschil tussen beide factoren (0,55 in 2022 versus 0,51 tCO<sub>2</sub> / MWh in de huidige studie) wordt door Compass Lexecon toegeschreven aan de impact van de Franse kerncentrales, die worden beschouwd als zijnde koolstofneutraal (i.e. een koolstofintensiteit van 0). De CREG beschikt niet over de gegevens om dit argument te valideren of te ontkrachten, maar kan de theoretische redenering volgen: een onderschatting van de koolstofintensiteit van nucleaire eenheden kan ertoe leiden dat een berekening op basis van de prijsverschillen in het feitelijke en het nulscenario een hogere CO<sub>2</sub>-emissiefactor oplevert voor nucleaire eenheden, wanneer deze deels opportuniteitskosten meerekenen in hun aanbodbiedingen.

### **4.3. INHOUDELIJK VOORBEHOUD MET BETREKKING TOT HET REFERENTIEJAAR**

30. In haar Beslissing (B) 2364 noteerde de CREG reeds haar voorbehoud met betrekking tot het gehanteerde referentiejaar voor de simulaties, 2019. Samengevat werd gesteld dat:

- de keuze voor 2019 gerechtvaardigd is in het kader van de richtsnoeren 2020, maar
- de context in 2019 geenszins te vergelijken valt met de situatie op de elektriciteitsmarkten in 2025, i.e. de datum tot wanneer de steunmaatregelen worden geïmplementeerd op basis van de huidig voorliggende CO<sub>2</sub>-emissiefactor.

31. De CREG besliste echter geen bezwaar te maken tegen de toepassing van dit referentiejaar 2019. Echter, gezien de observatie van de gekende evolutie van de elektriciteitsmarkten in het afgelopen jaar blijft deze opmerking bijzonder relevant. Het voorzien van de mogelijkheid voor Lidstaten om een jaarlijkse actualisatie van deze factor toe te staan, zou volgens de CREG kunnen bijdragen aan een robuustere en meer representatieve steunregeling ter compensatie van indirecte CO<sub>2</sub>-emissiekosten in overeenstemming met de vastgestelde berekeningsformule.

## 5. BESLISSING

De toepassing van de richtsnoeren 2020, het besluit van de Europese Commissie in de zaak SA.103704 (2022/N) en het verzoek van de Vlaams minister van Economie, Innovatie, Werk, Sociale economie en Landbouw creëren een kader voor de goedkeuring door de CREG van een studie ter bepaling van een marktgebaseerde emissiefactor.

De CREG is van mening dat het gebruikte model voor de simulatie van de elektriciteitsmarktkoppeling op basis van het platform Plexos®, de gehanteerde methodologie voor het toewijzen van de koolstofemissie-intensiteit aan de marginale technologieën en finaal de bepaling van de marktgebaseerde emissiefactor ten bedrage van 0,51 tCO<sub>2</sub> / MWh, in lijn is met de richtsnoeren van de Europese Commissie.

De CREG herhaalt haar bemerking met betrekking tot de keuze voor het referentiejaar 2019 voor de bepaling van de marktgebaseerde emissiefactor. Dit voorbehoud werd, in de oorspronkelijke Beslissing (B) 2364 van de CREG van 28 april 2022, reeds geuit maar doet geen afbreuk aan de beslissing van de CREG ter goedkeuring.

De CREG keurt, bijgevolg, de gewijzigde studie van Compass Lexecon die de marktgebaseerde CO<sub>2</sub>-emissiefactor bepaalt op 0,51 tCO<sub>2</sub>/MWh, toegevoegd in BIJLAGE 1, goed.

///

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:

Andreas TIREZ  
Directeur

Laurent JACQUET  
Directeur

Koen LOCQUET  
Wvd. Voorzitter van het Directiecomité

## **BIJLAGE 1**

**Determination of the market-based CO<sub>2</sub> emission factor for Belgium.  
Addendum to the October 2021 report using a revised methodology.**

## **BIJLAGE 2**

### **Antwoorden ontvangen tijdens de openbare raadpleging**

1. Febeliec – 7 juni 2023