



Eindrapport uitgaventoetsing

Indirect carbon leakage in een internationale vergelijking

Auteurs

Berend Holwerda MSc

ir. ing. Reg Brennenraedts MBA

Luuk Brouwers MSc

Tess Huisman MSc

Adriaan Smeitink MSc

Eindrapport uitgaventoetsing

Indirect carbon leakage in een internationale vergelijking

Auteurs

Berend Holwerda MSc

ir. ing. Reg Brennenraedts MBA

Luuk Brouwers MSc

Tess Huisman MSc

Adriaan Smeitink MSc

Opdrachtgever

Agentschap Innoveren & Ondernemen (VLAIO)

Publicatienummer

2025.102-11017

Citeren als

Dialogic: Holwerda, B., Brennenraedts, R., Brouwers, L., Huisman, T. & Smeitink, A. (2024). *Indirect carbon leakage in een internationale vergelijking*. In opdracht van het Agentschap Innoveren & Ondernemen

Datum

17 maart 2026

Beeld omslag

Nikola Johnny Mirkovic via Unsplash

Inhoud

Managementsamenvatting	4
Executive summary	8
1 Inleiding	12
1.1 Aanleiding	12
1.2 Onderzoeksvragen	13
1.3 Onderzoeksmethoden	14
1.4 Leeswijzer	15
2 Achtergrond van de CIE	16
2.1 Brede beleidskaders	16
2.2 Invulling compensatiesystemen	21
3 Literatuur	34
3.1 Inzichten uit de literatuur	34
3.2 Wetenschappelijk onderzoek naar koolstoflekkage	37
3.3 Inzichten uit beleidsevaluaties	42
4 Internationale vergelijking	45
4.1 Invulling compensatiesystemen	45
4.2 Effectiviteit en impact	66
5 Budgettaire impact	69
5.1 Samenvatting	69
5.2 Aanpak	71
5.3 Resultaten	74
6 Conclusie en aanbevelingen	91
6.1 Conclusie	91
6.2 Aanbevelingen	94
Bijlage 1. Verwijzingen	95
Bijlage 2. Samenstelling projectgroep	101
Bijlage 3. Overzicht interviewrespondenten en gesproken personen	102
Bijlage 4. CO₂-emissiefactor (ton CO₂/MWh) per geografische regio	103

Managementsamenvatting

Aanleiding

Dit rapport geeft invulling aan de uitgaventoetsing van de Compensatie voor Indirecte Emissiekosten (CIE). De CIE is een financiële tegemoetkoming die bedrijven kunnen krijgen om hen te compenseren voor de hogere elektriciteitsprijzen die ontstaan door het Europese emissiehandelssysteem (ETS), ook wel de 'indirecte emissiekosten' genoemd. Deze uitgaventoetsing is uitgevoerd door Dialogic *innovatie & interactie*, in opdracht van het Agentschap Innoveren & Ondernemen (VLAIO), en kadert in een brede oefening op Vlaams niveau van in totaal zestien dergelijke uitgaventoetsingen.

Onderzoeksaanpak

In dit onderzoek is op basis van deskstudie en interviews in kaart gebracht hoe Wallonië, Nederland, Duitsland, Frankrijk, Italië, Spanje en Finland invulling geven aan de CIE en hoe zij hierin verschillen ten opzichte van Vlaanderen. Ook is hierbij de effectiviteit en impact van de CIE onderzocht. Tot slot is in een budgettaire simulatie onderzocht wat de budgettaire impact voor Vlaanderen is als de CIE op een andere manier wordt vormgegeven.

Invulling compensatiesystemen

De onderzochte Europese lidstaten geven – binnen de kaders die de Richtsnoeren van 2020 bieden – op eigen wijze invulling aan de mogelijkheid tot CIE.

- In de **ontvankelijkheidsvereisten** wijkt geen van de lidstaten af van de door de Europese Commissie vastgestelde selectie van steunbare NACE-sectoren. Wel hanteren sommige lidstaten aanvullende ontvankelijkheidsvereisten. Hierdoor worden bijvoorbeeld installaties met een klein verbruik (Nederland en Vlaanderen), raffinaderijen (Nederland), installaties waarvoor de steun geen stimulerend effect heeft (Duitsland), of installaties waarvoor het elektriciteitsverbruik voor een te groot deel een fossiele oorsprong heeft (Finland) uitgesloten van compensatie.
- In de **berekening van het steunbedrag** bestaan verschillen door een lagere (effectieve) steunintensiteit – vaak ten gevolge van budgettaire plafonds – en de toepassing van een marktgebaseerde emissiefactor in sommige lidstaten. Het uitzonderingsmechanisme wordt in sommige lidstaten structureel en zonder aanvullende beperkingen toegepast, terwijl andere lidstaten het uitzonderingsmechanisme niet of met een aanvullende begrenzing toepassen.
- Binnen de vrijheidsgraden voor de **verplichtingen** maken meerdere lidstaten geen keuze tussen de drie mogelijke verplichtingen die de Richtsnoeren voorschrijven, maar bestaan er wel verschillen in de implementatie. Lidstaten die begunstigden verplichten tot het uitvoeren van aanbevelingen uit de energie-audit met een terugverdientijd van maximaal drie jaar en proportionele kosten (eerste optie) bepalen op verschillende wijze wanneer kosten proportioneel zijn. Nederland en Finland hanteren – net als Vlaanderen – de verplichting dat minimaal 50% van het

compensatiebedrag moet worden geïnvesteerd in projecten die leiden tot een emissiereductie (derde optie) als harde vereiste, maar doen dit op strengere wijze dan Vlaanderen en dan de Richtsnoeren voorschrijven. Vlaanderen hanteert als enige lidstaat de verplichting dat installaties tot minimaal vijf jaar na toekenning van de steun actief moeten blijven.

Door de **wijziging van de Richtsnoeren**, die eind 2025 door de Commissie werd aangenomen, ontstaan mogelijk aanvullende verschillen tussen lidstaten. Met deze wijziging is het aantal steunbare sectoren uitgebreid, mag aan de sectoren die al in aanmerking kwamen meer steun worden verleend, en is een vierde mogelijke verplichting geïntroduceerd. De wijze waarop de lidstaten de wijzigingen voornemens zijn te implementeren is niet onderzocht binnen deze studie, omdat deze informatie nog niet bekend is.

Effectiviteit en impact

Op basis van de bestudeerde wetenschappelijke literatuur en beleidsevaluatie en de gevoerde interviews valt geen eenduidige conclusie te trekken over de impact van de CIE op het voorkomen van koolstoflekkage. Dit komt omdat koolstoflekkage zich moeilijk laat kwantificeren en het effect en de impact van één individueel beleidsinstrument op koolstoflekkage lastig te isoleren valt. Er spelen bij bedrijven veel andere afwegingen – zoals de hoge energieprijzen, hoge loonkosten, beperkte ruimte voor industrie en netcongestie – mee in de keuze om de productie te verplaatsen naar een land buiten de EU. Uit de interviews komt daarnaast het beeld naar voren dat de verschillen ten aanzien van het compensatiesysteem tussen lidstaten kunnen bijdragen aan de verplaatsing van productie binnen de Europese Unie.

Hoewel de compensatie in meerdere lidstaten is verbonden aan een investeringsverplichting, is er (nog) geen zicht op de impact van de CIE op investeringen die bedrijven doen. De investeringen zijn nog niet in beeld, omdat de controle op de investeringen in de meeste lidstaten pas achteraf plaatsvindt en de investeringstermijnen nog niet zijn verlopen. Wanneer deze wel in beeld zijn, blijft de vraag bestaan in hoeverre deze investeringen ook zonder de CIE zouden zijn gedaan. Wel geven respondenten aan dat de compensatiesteun een deel van de barrières die bedrijven ervaren bij de elektrificatie weg kan nemen. Dit geldt echter alleen wanneer er ook zekerheid bestaat over het verkrijgen van de compensatie. Experts en beleidsvertegenwoordigers benadrukken het belang van het implementeren van de investeringsverplichting, omdat de compensatieregeling op deze wijze potentie heeft om innovatie te stimuleren en op deze wijze bij te dragen aan de decarbonisatie-opgave waar de EU voor staat.

Budgettaire impact

Wanneer de CIE in de huidige vorm zal worden doorgezet (referentiescenario), zal er in 2026 naar verwachting € 197,7 miljoen aan compensatie worden verleend over de emissies uit emissiejaar 2025. Deze compensatie wordt verleend aan 41 installaties,

met een totaal elektriciteitsverbruik van 9.804 GWh. De compensatie bedraagt ruim € 20/MWh.

In onderstaande tabel is de budgettaire impact van aanpassingen in het compensatiesysteem weergegeven. In de tabel wordt zowel de impact op de uitgaven als de impact op het bedrijfsleven weergegeven. De verschillen zijn afgezet tegen het hierboven beschreven referentiescenario. Naast de wijziging van de Richtsnoeren, is differentiatie op basis van inzichten uit de internationale vergelijking mogelijk op vijf dimensies:

1. Het **minimaal elektriciteitsverbruik** voor installaties om in aanmerking te komen voor compensatie en de wijze waarop deze wordt gehanteerd.
2. **Aanvullende ontvankelijkheidsvereisten** waarmee installaties of productieprocessen worden uitgesloten van compensatie.
3. De keuze tussen de standaard en marktgebaseerde **CO₂-emissiefactor**.
4. De **maximale steunintensiteit**, welke kan worden gekoppeld aan een **maximumbudget voor compensatie**.
5. Het **uitzonderingsmechanisme**, waarmee de maximale steunintensiteit voor bepaalde ondernemingen kan worden verhoogd.

Beschrijving scenario	Impact op uitgaven t.o.v. referentiescenario	Impact op bedrijfsleven t.o.v. referentiescenario
Wijziging Richtsnoeren	+69% (+136,4 M€)	Installaties in 'nieuwe bedrijfstakken' (±110 installaties meer) komen in aanmerking voor compensatie en ontvangen ruim € 20 per MWh. Voor de 41 installaties die al vóór de wijziging in aanmerking kwamen neemt compensatie toe tot € 21,5 per MWh.
Minimaal elektriciteitsverbruik: differentiatie in grenswaarde	+0,42% (+0,8 M€; maximaal, bij afschaffen grenswaarde) -0,11% (-0,2 M€; bij verhogen grenswaarde tot 5 GWh)	Meer installaties met klein verbruik komen in aanmerking voor compensatie. Minder installaties met klein verbruik komen in aanmerking voor compensatie.
Minimaal elektriciteitsverbruik: uitsluiten verbruik onder grenswaarde	-0,42% (-0,8 M€)	Kleine verbruikers ontvangen aanzienlijk minder compensatie per MWh, terwijl grootverbruikers nauwelijks negatieve gevolgen ervaren.
Aanvullende ontvankelijkheidsvereisten: uitsluiten van NACE-sector 19.20 (raffinaderijen) van compensatie	-15,1% (-29,8 M€)	Twee installaties verliezen hun compensatie volledig.

Beschrijving scenario	Impact op uitgaven t.o.v. referentiescenario	Impact op bedrijfsleven t.o.v. referentiescenario
CO₂-emissiefactor: toepassen standaardfactor (0,36) in plaats van marktgebaseerde factor	-29,4% (-58,2 M€)	Alle installaties ervaren een gelijke vermindering in compensatie per MWh.
Steunintensiteit en maximumbudget: verlagen van de steunintensiteit en/of het maximumbudget	Daling zelf te kiezen	Alle installaties ervaren een gelijke vermindering in compensatie per MWh.
Uitzonderingsmechanisme: activeren van het uitzonderingsmechanisme (met en zonder maximale steunintensiteit)	+7% tot +15% (+13,7 tot +29,7 M€) gebaseerd op meersteun in emissiejaren 2022 en 2023. Zeer beperkt (<1%) in 'reguliere' jaren.	Zeer elektriciteit intensieve ondernemingen en ondernemingen die een economisch zwaar jaar hebben ontvangen extra compensatie tot maximaal € 27 per MWh (bij loslaten maximum 95%).

Aanbevelingen

Op basis van de bevindingen komen we tot de volgende aanbevelingen.

1. Zorg voor een systematische en tijdige opvolging van de investeringen die voortvloeien uit de investeringsverplichting.
2. Blijf monitoren hoe andere lidstaten de compensatieregelingen vormgeven – specifiek met betrekking tot de wijziging van de Richtsnoeren.
3. Zet in op internationale kennisdeling tussen uitvoeringsorganisaties van de compensatieregelingen binnen de Europese Unie.

Executive summary

Background

This report was prepared in the context of an expenditure assessment of the Compensation for Indirect Emission Costs (CIE) within Flanders. The CIE is financial aid that companies may receive to offset higher electricity prices arising from the European Emissions Trading System (ETS), also known as ‘indirect emission costs’. This expenditure assessment was conducted by Dialogic *innovation & interaction*, on behalf of Flanders Innovation & Entrepreneurship (VLAIO), and is part of a broader exercise in Flanders, consisting of a total of sixteen expenditure assessments.

Research approach

This study uses desk research and interviews to map how Wallonia, the Netherlands, Germany, France, Italy, Spain and Finland implement the CIE and how these implementations differ from Flanders’. The study also evaluates the effectiveness and impact of the CIE. Finally, a budgetary simulation was conducted to assess the budgetary impact for Flanders if the CIE were designed differently.

Implementation of compensation systems

The European member states studied implement the CIE in their own ways, within the frameworks provided by the 2020 Guidelines.

- Regarding the **eligibility requirements**, none of the member states deviates from the selection of eligible NACE sectors established by the European Commission. However, some member states do apply additional requirements. Consequently, installations with low electricity consumption (the Netherlands and Flanders), refineries (the Netherlands), installations for which the support does not have a stimulating effect (Germany), or installations with electricity consumption largely derived from fossil-fuel-based generation (Finland) are excluded from compensation.
- In **calculating the amount of aid**, differences exist due to a lower (effective) aid intensity – often because of budgetary caps – and the use of a market-based emission factor in some member states. The gross value added mechanism (GVA mechanism) is applied structurally and without additional restrictions in some states, while other member states either do not apply it or use additional limitations.
- Within the degrees of freedom for the **obligations**, several member states do not choose among the three possible obligations the Guidelines prescribe, but the implementation varies. Member states that require beneficiaries to implement recommendations from the energy audit with a pay-back time of up to three years and proportional costs (first option) use different ways to determine when costs are proportional. The Netherlands and Finland, like Flanders, apply the obligation in which at least 50% of the compensation amount must be invested in projects that

lead to emission reductions (third option). Compared to Flanders and the Guidelines, however, they do this in a more stringent manner. Lastly, Flanders is the only Member State that requires installations to remain active for at least five years after the aid has been granted.

The **amendment to the Guidelines**, which was adopted by the Commission at the end of 2025, may lead to additional differences between member states. This amendment expands the number of eligible sectors, allows for more aid to be granted to sectors that were already eligible, and introduces a fourth possible obligation. This study does not examine how member states intend to implement the amendment, as this information is not available yet.

Effectiveness and impact

Based on the scientific literature and policy evaluations studied, and the interviews conducted, no clear conclusion can be drawn concerning the impact of the CIE on preventing carbon leakage. This is because carbon leakage is difficult to quantify and the effect and impact of a single policy measure on carbon leakage is hard to isolate. Many other factors – such as high energy prices, high labour costs, limited space for industry, and grid congestion – play a role in a companies' decision to relocate production to a country outside the EU. The interviews also reveal that differences in the compensation system between member states may contribute to the relocation of production within the European Union.

Although compensation in several member states is linked to an investment requirement, the impact of the CIE on investments made by companies is not (yet) visible.

The investments are not (yet) visible as in most member states checks on investments are only carried out once the investment period expires, which is not yet the case. Once they become visible, the question remains as to what extent these investments are truly additional, i.e. would not have been made in absence of the CIE. However, respondents indicate that compensation can remove some of the barriers companies face in electrification, but only if there is certainty about receiving compensation. Experts and policy representatives emphasise the importance of implementing the investment obligation, as the compensation scheme has the potential to stimulate innovation and contribute to the EU's decarbonization objective.

Budgetary impact

If the CIE is continued in its current form (reference scenario), it is expected that € 197.7 million in compensation will be granted in 2026, for the emissions in emission year 2025. This compensation will go to 41 installations, with a total electricity consumption of 9,804 GWh. The compensation exceeds €20 per MWh.

The following table shows the impact of adjustments to the compensation system, presenting both the impact on total expenditure and the implications for undertakings. The differences are measured against the reference scenario described above. In addition

to the amendment of the Guidelines, differentiation based on insights from the international comparison is possible along five dimensions:

1. The **minimum electricity consumption** for installations to qualify for compensation and how this requirement is applied.
2. **Additional eligibility requirements** that exclude installations or production processes from receiving compensation.
3. The choice between the standard and market-based **CO₂ emission factor**.
4. The **maximum aid intensity**, which can be tied to a **budget cap**.
5. The **GVA mechanism**, which allows for an increased maximum aid intensity for certain companies.

Scenario description	Impact on expenditure compared to reference scenario	Implications for undertakings compared to reference scenario
Amendment Guidelines	+69% (+136.4 M€)	Installations in 'new sectors' (±110 installations extra) become eligible for compensation and receive over €20 per MWh. The 41 installations that were eligible before the amendment receive increased compensation up to €21.5 per MWh.
Minimum electricity consumption: differentiation in threshold value	+0.42% (+0.8 M€; maximum, if threshold is abolished) -0.11% (-0.2 M€; if threshold is increased to 5 GWh)	More installations with low consumption qualify for compensation. Fewer installations with low consumption qualify for compensation.
Minimum electricity consumption: excluding consumption below threshold value	-0.42% (-0.8 M€)	Small consumers receive significantly less compensation per MWh, while large consumers hardly experience any negative effects.
Additional eligibility requirements: exclude NACE sector 19.20 (refineries) from compensation	-15.1% (-29.8 M€)	Two installations lose their compensation entirely.
CO₂ emission factor: apply standard factor (0.36) instead of market-based factor	-29.4% (-58.2 M€)	All installations experience an equal reduction in compensation per MWh.
Aid intensity and budget cap: reduce aid intensity and/or budget cap	Reduction is self-determined	All installations experience an equal reduction in compensation per MWh.
GVA mechanism: activate GVA mechanism (with and without maximum aid intensity)	+7% to +15% (+13.7 to +29.7 M€) based on additional aid in emission years 2022 and 2023. Very limited (<1%) in 'regular' years	High electricity-intensive enterprises and those facing a tough economic year receive extra compensation up to a maximum of € 27 per MWh (if the 95% cap is lifted).

Recommendations

Based on the findings, the following recommendations are made:

1. Ensure systematic and timely follow-up on investments resulting from the investment obligation.
2. Continue to monitor how other member states implement their compensation schemes, particularly considering the amendment to the Guidelines.
3. Promote international knowledge sharing between the organisations implementing the compensation schemes within the European Union.

1 Inleiding

Leeswijzer

Dit hoofdstuk is als volgt opgebouwd. In paragraaf 1.1 wordt de aanleiding van deze uitgaventoetsing besproken. Paragraaf 1.2 geeft de onderzoeksvragen die centraal staan in deze studie weer. In paragraaf 1.3 is toegelicht welke methoden zijn ingezet om deze onderzoeksvragen te beantwoorden. Paragraaf 1.4 beschrijft de verdere opbouw van het rapport.

1.1 Aanleiding

Dit rapport geeft invulling aan de uitgaventoetsing van de Compensatie voor Indirecte Emissiekosten. Deze uitgaventoetsing is uitgevoerd door Dialogic *innovatie & interactie*, in opdracht van het Agentschap Innoveren & Ondernemen (VLAIO), en kadert in een brede oefening op Vlaams niveau van in totaal zestien dergelijke uitgaventoetsingen. Deze uitgaventoetsingen zijn diepgaande onderzoeken van uitgavencategorieën met een substantiële budgettaire impact, en hebben tot doel om de doeltreffendheid en doelmatigheid van het beleid te verbeteren. [1]

De Compensatie Indirecte Emissiekosten (hierna: CIE) is een financiële tegemoetkoming die bedrijven kunnen krijgen om hen te compenseren voor de hogere elektriciteitsprijzen die ontstaan door het Europese emissiehandelssysteem (ETS). Dat wordt ook wel de indirecte CO₂-kostencompensatie genoemd.

Het systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Unie (EU-ETS), dat in 2005 werd gelanceerd, verplicht bedrijven die onder het systeem vallen een hoeveelheid emissierechten in te leveren die overeenstemt met de hoeveelheid CO₂-equivalent die zij tijdens het voorgaande kalenderjaar hebben uitgestoten. Wanneer bedrijven opereren op de wereldmarkt, kunnen zij de extra kosten als gevolg van het EU-ETS niet altijd doorberekenen in hun prijzen, vanwege de concurrentie op de wereldmarkt. Het EU-ETS genereert voor deze bedrijven concurrentienadeel ten opzichte van bedrijven in landen buiten de EU met een minder ambitieus klimaatbeleid. Dat kan leiden tot koolstoflekkage (carbon leakage): verplaatsing van industriële productie naar landen buiten de EU met minder emissiebeperkingen en/of vervanging van EU-producten door meer koolstofintensieve invoer. [2]

Aangezien installaties die elektriciteit produceren geen kosteloze emissierechten worden toegewezen, worden de CO₂-kosten ten gevolge van de aankoop van emissierechten doorgerekend in de elektriciteitsprijs, en komen de kosten, als indirecte emissiekosten, terecht bij de gebruiker. Het EU-ETS kan op deze indirecte wijze een

extra concurrentienadeel veroorzaken, met name voor elektriciteit intensieve afnemers, wat een risico vormt met betrekking tot indirecte koolstoflekkage. Om dit concurrentienadeel en het risico op indirecte koolstoflekkage te beperken, biedt de Europese Commissie lidstaten de mogelijkheid om staatssteun te verlenen ter compensatie van de indirecte emissiekosten.

In 2012 introduceerde de Europese Commissie hiertoe een eerste versie van de Richtsnoeren, waarin de contouren zijn vastgelegd voor nationale steunmaatregelen ter compensatie voor de indirecte emissiekosten voor ondernemingen in bedrijfstakken en deeltakken die een reëel risico op indirecte koolstoflekkage lopen. [3] Deze Richtsnoeren hadden betrekking op de periode 2013-2020. In 2020 vernieuwde de Europese Commissie daarom deze Richtsnoeren voor de periode 2021-2030. [2] In 2021 volgde een aanvulling op deze vernieuwde Richtsnoeren. In deze Richtsnoeren was reeds aangekondigd dat de Commissie deze richtsnoeren in 2025 zou aanpassen om de efficiëntiebenchmarks voor elektriciteitsverbruik, de geografische gebieden en de CO₂-emissiefactoren te actualiseren. Eind 2025 werd de wijziging van de richtsnoeren door de Commissie aangenomen.

Met de CIE wordt sinds 2013 invulling gegeven aan deze mogelijkheid tot compensatie, en in de Vlaamse Regeerakkoorden 2019-2024 en 2024-2029 is vastgelegd deze compensatie te verlengen. [4, 5] Door bedrijven – binnen de klijtlijnen van de Europese staatssteunregels – te compenseren voor de indirecte emissiekosten wordt ingezet op het ondersteunen van ondernemingen om duurzame productie in Vlaanderen te behouden en de internationale concurrentiekracht van ondernemingen en de tewerkstelling te vrijwaren.

1.2 Onderzoeksvragen

Dit onderzoek vergelijkt de Vlaamse aanpak met betrekking tot het compenseren van indirecte emissiekosten met die in Wallonië, Nederland, Duitsland, Frankrijk, Italië, Spanje en Finland. Het onderzoek beantwoordt de volgende verdiepende deelvragen:

1. Hoe geven andere Europese lidstaten, te weten Wallonië¹, Nederland, Duitsland, Frankrijk, Italië, Spanje en Finland invulling aan de mogelijkheid tot steun ter compensatie van de indirecte emissiekosten?
 - a. Welke parameters worden gehanteerd in de berekening van het steunbedrag?
 - b. Hoe wordt invulling gegeven aan de toepassing van het uitzonderingsmechanisme?
 - c. Welke aanvullende ontvankelijkheidsvereisten worden gehanteerd?

¹ Hoewel Wallonië geen lidstaat is, doelen we ook op Wallonië wanneer gesproken wordt over 'lidstaten'.

- d. Worden aanvullende investeringsverplichtingen gekoppeld aan het verkrijgen van steun?
 - e. Hoe past de compensatieregeling in het bredere emissiebeleid?
- 2. Wat is de impact van het hebben van een systeem ter compensatie van indirecte emissiekosten ... :
 - a. ... op investeringen van bedrijven binnen de doelgroep van de compensatieregeling?
 - b. ... op de koolstoflekkage naar landen buiten de EU?
 - c. ... op het investeringsklimaat van een lidstaat, en het vermogen om investeringen aan te trekken?
- 3. Wat zou de budgettaire impact voor Vlaanderen zijn in het geval van toepassing van gelijkwaardige paramaters voor het systeem zoals in Duitsland, Nederland, Wallonië, Frankrijk, Italië, Spanje en Finland?

1.3 Onderzoeksmethoden

Om tot beantwoording van de onderzoeksvragen te komen zijn de volgende onderzoeksmethoden ingezet.

Via **deskstudie** zijn inzichten in de Europese regelgeving en beleidsontwikkelingen in kaart gebracht, is een analyse van de wetenschappelijke literatuur rondom investeringspatronen en koolstoflekkage uitgevoerd en zijn de compensatiesystemen voor indirecte emissiekosten binnen de te onderzoeken lidstaten in kaart gebracht. Bijlage 1 geeft een overzicht van alle geraadpleegde bronnen.

In een **interviewronde** zijn aanvullende inzichten opgehaald. In deze interviewronde is gesproken met vertegenwoordigers van het beleid en de uitvoering van CIE, experts, vertegenwoordigers van het beleid en de uitvoering van internationale compensatiesystemen² en vertegenwoordigers van de sector. In Bijlage 3 is een volledig overzicht van alle interviewrespondenten opgenomen.

In het **vergelijkend landenonderzoek** zijn de inzichten uit de deskstudie en interviews over de invulling van compensatiesystemen binnen de verschillende lidstaten samengevoegd, om in kaart te brengen hoe de verschillende lidstaten invulling geven aan het compensatiesysteem, en wat de impact van deze systemen is op investeringspatronen, koolstoflekkage en het investeringsklimaat.

In een **budgettaire simulatie** is op basis van de invulling van compensatiesystemen binnen de verschillende lidstaten doorgerekend wat de budgettaire impact zou zijn wanneer Vlaanderen vergelijkbare parameters zou hanteren in de invulling van CIE.

² Vanuit sommige lidstaten is enkel schriftelijke input ontvangen.

In een **validatiesessie** met de projectgroep zijn de onderzoeksresultaten die volgen uit de eerdere onderzoeksstappen gevalideerd, om tot bruikbare conclusies en aanbevelingen te komen. Als Bijlage 2 is een overzicht van de leden van de projectgroep opgenomen.

1.4 Leeswijzer

Het vervolg van dit rapport is als volgt opgebouwd. Hoofdstuk 2 gaat in op de achtergrond van de CIE. Hoofdstuk 3 geeft een overzicht van de literatuur rondom (indirect) carbon leakage. In Hoofdstuk 4 wordt de invulling van de CIE vergeleken met internationale compensatiesystemen. Op basis van de internationale vergelijking zijn scenario's voorgesteld, waarvoor een budgettaire simulatie zal worden uitgevoerd. De resultaten van deze simulatie worden weergegeven in Hoofdstuk 5. Hoofdstuk 6 geeft de conclusie van deze studie en de aanbevelingen die daaruit volgen.

2 Achtergrond van de CIE

Leeswijzer

In Paragraaf 2.1 worden de kaders van het EU-ETS besproken, wordt de rationale achter de regeling besproken en wordt ingegaan op de lopende en/of toekomstige ontwikkelingen. Paragraaf 2.2 gaat verder in op de invulling van het compensatiesysteem en de vrijheidsgraden die lidstaten hierbij krijgen vanuit de Richtsnoeren.

2.1 Brede beleidskaders

De mogelijkheid tot het compenseren van indirecte emissiekosten maakt onderdeel uit van het beleid aangaande het EU-ETS. In deze paragraaf bespreken we de beleidscontext van het EU-ETS, het aanpalende beleid en hebben we aandacht voor de toekomstige ontwikkelingen.

2.1.1 EU-ETS

Het *EU Emissions Trading System* (EU-ETS) werd in 2005 gelanceerd. De invoering hiervan is vastgelegd in Richtlijn 2003/87/EC (hierna: EU-ETS). [6] Het systeem moest bijdragen aan een vermindering van de uitstoot van broeikasgassen op een kosteneffectieve manier en een bijdrage leveren aan het tegengaan van klimaatverandering, door vervuilers te laten betalen voor hun emissies (polluter pays principle). Het EU-ETS is van toepassing op specifieke sectoren, namelijk elektriciteits- en warmtelevering, maakindustrie en luchtvaart. Deze sectoren zijn verantwoordelijk voor circa 40% van de uitstoot van broeikasgassen in de EU. Deelname aan het systeem is verplicht voor bedrijven die binnen de kaders van het EU-ETS vallen. [7]

Het EU-ETS is een 'cap and trade' systeem. Dat betekent dat jaarlijks een maximum hoeveelheid emissierechten wordt vastgesteld (cap). Dit maximum wordt steeds verder verlaagd om de reductie van de uitstoot van broeikasgassen te stimuleren. Bedrijven onder het systeem vallen kunnen emissierechten kopen via een veiling en deze met elkaar verhandelen (trade). Jaarlijks wordt gecontroleerd of bedrijven voldoende emissierechten inleverden om hun broeikasgasemissies te dekken. [7]

Het EU-ETS werkt met handelsfasen. Momenteel bevindt het EU-ETS zich in de vierde handelsfase, die in 2021 is ingegaan en loopt tot 2030.³ Om ervoor te zorgen dat het EU-ETS in lijn is met de klimaatdoelstellingen van de EU is de ETS-Richtlijn meerdere

³ Eerste handelsfase: 2005-2007; Tweede handelsfase: 2008-2012; Derde handelsfase: 2013-2020.

keren gewijzigd, bijvoorbeeld naar aanleiding van de klimaat- en energiedoelstellingen voor 2030, de European Green Deal en de Europese Klimaatwet. [7]

Toen het EU-ETS in werking trad werden de meeste emissierechten kosteloos toegewezen aan bedrijven. De kosteloze toewijzing van emissierechten in de eerste en tweede fase (2005-2012) was gebaseerd op historische uitstootcijfers. Dit resulteerde erin dat veel exploitanten meer rechten kregen toegewezen dan nodig was, vooral gezien de afgenomen productie als gevolg van de recessie in 2008. Vanaf de derde fase in 2013 werd bij de kosteloos toegewezen emissierechten rekening gehouden met productbenchmarks, en werd toewijzing gebaseerd op de prestaties van de meest efficiënte exploitanten. Ook werd het aandeel kosteloze emissierechten in 2013 sterk gereduceerd, waarna het aandeel kosteloze emissierechten tussen 2014 en 2018 geleidelijk verder daalde. Het aandeel emissierechten dat via een veiling werd toegewezen, steeg vanaf 2013 sterk, waarmee de veilingopbrengsten voor lidstaten sterk toenamen. Zowel in de derde als in de vierde fase van het EU-ETS vertegenwoordigen de kosteloos toegewezen rechten echter nog steeds meer dan 40% van het totale aantal beschikbare rechten. [8]

In 2024 leverde de veiling van emissierechten € 38,8 miljard op. De opbrengsten van de veiling van emissierechten worden voor een groot deel toegekend aan de lidstaten, en worden ook gebruikt voor het Innovation Fund, het Modernisation Fund en, vanaf 2026, het Social Climate Fund. In 2024 is ongeveer € 25 miljard direct verdeeld onder de EU-lidstaten. In het Innovation Fund werd in 2024 ongeveer € 3 miljard geïnvesteerd. In het Modernisation Fund ongeveer € 6 miljard. Lidstaten zijn verplicht om al hun EU ETS-opbrengsten (of een gelijkwaardig bedrag) te besteden ter ondersteuning van de groene transitie, inclusief maatregelen om de sociale impact daarvan aan te pakken. De veilingopbrengsten kunnen tevens worden aangewend voor de compensatie van indirecte emissiekosten. Lidstaten die meer dan 25% van de veilingopbrengsten van de veiling gebruiken voor de indirecte kostencompensatie dienen een verslag met de redenen voor de overschrijding in te dienen bij de Commissie. Zij oordeelt wat de impact op de interne markt is en beveelt eventueel noodzakelijke maatregelen aan. [9]

2.1.2 Koolstoflekkage en bescherming van de industrie

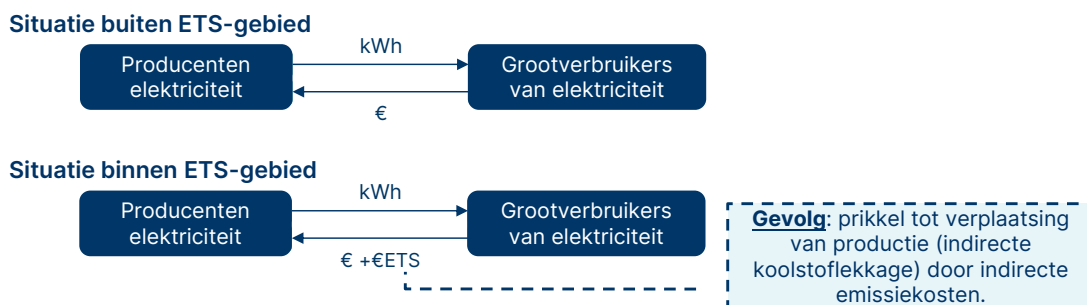
Koolstoflekkage

De kosten die gepaard gaan met de aanschaf van emissierechten binnen het EU-ETS kunnen worden doorberekend in de prijs, waardoor eindgebruikers betalen voor de daadwerkelijke uitstoot. ETS-bedrijven die opereren op de wereldmarkt kunnen deze kosten echter niet altijd doorberekenen in hun prijzen, vanwege de concurrentie op die wereldmarkt. Voor deze bedrijven heeft het ETS een mogelijk negatieve impact op de concurrentiepositie ten opzichte van bedrijven buiten de EU, waar het EU-ETS niet van kracht is. De mogelijk negatieve impact is afhankelijk van de mate van kosteloze toewijzing van emissierechten. Het EU-ETS kan daarmee een prikkel vormen voor in

aanmerking komende bedrijven om hun productie te verplaatsen naar landen buiten de EU, waar minder strenge klimaatwetgeving van kracht is. Anderzijds kan het EU-ETS ook een prikkel vormen om Europese producten te vervangen door meer koolstofintensieve invoer. In beide gevallen is er sprake van **koolstoflekkage** (carbon leakage). In de Europese wetgeving is dit gedefinieerd als *“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”*. [2] Wanneer bedrijven hun productie als gevolg van het EU-ETS verplaatsen naar landen buiten de EU draagt het EU-ETS niet meer bij aan het doel om de emissies te verminderen, en wordt daarnaast de Europese economie geraakt.

Indirecte koolstoflekkage

De elektriciteitssector is een van de sectoren waarbinnen vele installaties onder het EU-ETS vallen, met name de installaties die elektriciteit produceren met een thermisch ingangsvermogen van meer dan 20 MWth. Wanneer dergelijke elektriciteitscentrales de kosten van hun emissierechten doorrekenen in hun prijzen leidt het EU-ETS tot hogere elektriciteitsprijzen, wat alle elektriciteitsverbruikers treft. Ook de energie-intensieve industrie krijgt daardoor te maken met hoge **indirecte emissiekosten**. Voor bedrijven die internationaal concurreren vergroot dit de kans op **indirecte koolstoflekkage**, de verplaatsing van productie naar landen buiten de EU, ten gevolge van de hoge indirecte emissiekosten. Onderstaande figuur illustreert deze indirecte koolstoflekkage.



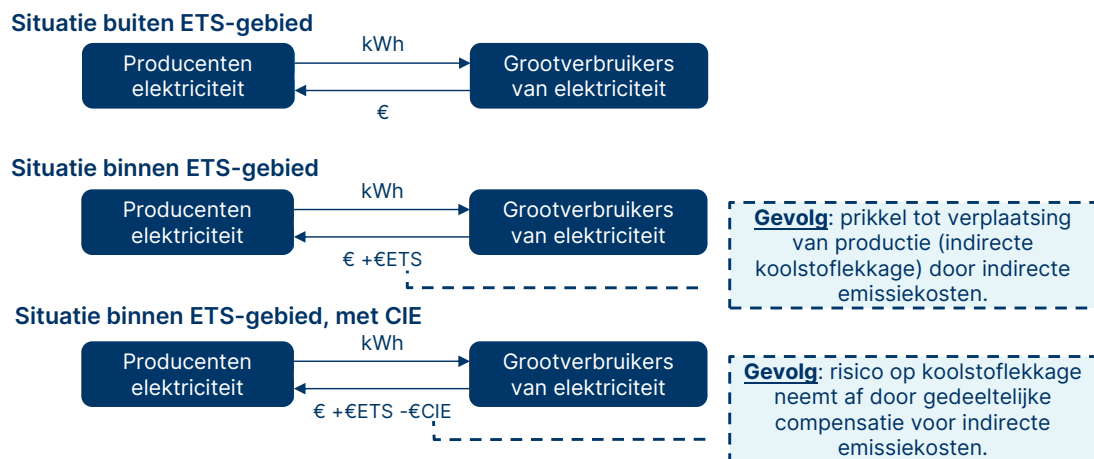
Figuur 1. Schematische weergave indirecte koolstoflekkage.

Bescherming industrie

De ETS-Richtlijn biedt lidstaten de mogelijkheid om sectoren die worden blootgesteld aan het risico van koolstoflekkage financieel te ondersteunen. Deze steun vindt onder andere plaats door de uitgifte van **kosteloze emissierechten**. Deze rechten worden toegekend op basis van Europese benchmarks die de emissie-intensiteit van de meest efficiënte installaties weerspiegelen. De hoeveelheid kosteloze rechten wordt berekend door deze benchmark te vermenigvuldigen met het (historische of verwachte) productieniveau van een installatie. Hierdoor ontvangen bedrijven niet automatisch rechten voor hun werkelijke emissies: installaties die minder efficiënt produceren ontvangen minder rechten dan zij nodig hebben en moeten aanvullende rechten

aankopen, terwijl efficiëntere installaties relatief beter worden beloond. Dit systeem beoogt koolstoflekkage te beperken en tegelijkertijd prikkels voor emissiereductie te behouden. In de ETS-Richtlijn wordt deze kosteloze toewijzing verder toegelicht.

Naast de uitgifte van kosteloze emissierechten biedt de ETS-Richtlijn lidstaten de mogelijkheid om bedrijfstakken of deeltakken die aan een reëel koolstofweglekrisico zijn blootgesteld als gevolg van *indirecte emissiekosten*, financieel te compenseren. Door deze gedeeltelijke compensatie van de indirecte emissiekosten neemt het risico op koolstoflekkage af (zie figuur).



Figuur 2. Werking compensatie indirect emissiekosten (CIE).

De ETS-Richtlijn stelt dat compensatie moet stroken met de staatssteunregels en er dus geen sprake mag zijn van ongegronde verstoring van mededinging op de interne markt. Verder mag er geen compensatie worden gegeven voor kosten die worden gedekt door de kosteloze toewijzing van emissies, en is het streven om maximaal 25% van de jaarlijkse veilingopbrengsten in te zetten voor compensatie van indirecte emissiekosten.⁴ Ook gelden enkele rapporteringsverplichtingen inzake de verleende steun. Tot slot moet de steun worden berekend op basis van ex ante benchmarks voor de indirecte CO₂-emissies per geproduceerde eenheid, overeenkomend met de meest efficiënte beschikbare technologieën en de daadwerkelijke emissies van de elektriciteitsproductiemix. Met de Richtsnoeren geeft de Europese Commissie verder invulling aan de kaders voor compensatieregelingen. In Paragraaf 2.2 bespreken we deze kaders en de vrijheidsgraden voor lidstaten die daaruit volgen in meer detail. Naast deze financiële compensatie is ook het Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) sinds 2023 geïntroduceerd om de industrie verder te beschermen. Dat wordt toegelicht in Box 1.

⁴ Wanneer de compensatie in een jaar meer bedraagt dan 25% van de veilingopbrengsten moet hierover verantwoording worden afgelegd.

Box 1. Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)

Om het risico op koolstoflekkage verder te verkleinen heeft de Europese Commissie via zijn 'Fit for 55' programma het CBAM geïntroduceerd. [10]. CBAM heeft tot doel om het minder aantrekkelijk te maken om productie⁵ te vervangen met invoer van koolstofintensieve producten. Hiermee beoogt CBAM koolstoflekkage tegen te gaan. Als gevolg van CBAM moeten importeurs van in aanmerking komende goederen van buiten de EU uitzoeken en rapporteren hoeveel CO₂ er is vrijgekomen bij de productie van deze goederen. Over deze geïmporteerde goederen moeten zij een heffing⁶ betalen, die gelijk is aan de prijs van emissierechten onder het EU-ETS. Deze prijscorrectie zorgt ervoor dat de prikkel om eigen productie te vervangen door koolstofintensieve invoer verdwijnt. [11, 12]

2.1.3 De Clean Industrial Deal en het Clean Industrial State Aid Framework

De Europese industrie werd in de afgelopen jaren geconfronteerd met hoge energiekosten en hevige mondiale concurrentie, vanuit landen als de VS en China. Op 26 februari 2025 werd de Clean Industrial Deal (CID) gelanceerd om ondersteuning te bieden aan Europese industrieën. De doelstellingen van de CID zijn het versnellen van de klimaattransitie van de industrie, het behouden en aantrekken van 'schone' industrie in Europa en het verminderen van afhankelijkheid van derde landen. De CID beschrijft concrete maatregelen om decarbonisatie om te vormen tot een motor voor groei van de Europese industrie, zoals het verlagen van energieprijzen, snellere vergunningverlening en investeringen in schone technologieën. [13] Het Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF) vormt het juridisch kader voor staatssteun die onder de CID wordt verleend aan begunstigden. Het CISAF ging op 25 juni 2025 van kracht. [14]

De CID is specifiek gericht op de cleantechsector en energie-intensieve industrieën. Met deze focus zit er overlap tussen bedrijven die in aanmerking komen voor de compensatiesteun voor indirecte emissiekosten en de staatssteun vanuit de CID. [13] Het CISAF staat onder meer een tijdelijke verlaging van de elektriciteitsprijzen toe voor energie-intensieve industrieën waar een hoog risico is op koolstoflekkage en waar decarbonisatie ontmoedigd wordt door hoge elektriciteitsprijzen. Deze mogelijkheid staat beschreven in afdeling 4.5 van het CISAF. [15] De Commissie beschouwt deze steun evenredig als *"[...] hiermee maximaal een vermindering wordt gedekt met 50% van de jaarlijkse gemiddelde groothandelsmarktprijs in de biedzone waar de begunstigde in*

⁵ CBAM is van toepassing op goederen in de volgende categorieën: ijzer en staal, cement, meststoffen, aluminium, elektriciteit en waterstof.

⁶ Vanaf 1 januari 2026 zijn importeurs verplicht om heffing te betalen over CBAM-goederen.

aangesloten, voor maximaal 50% van zijn jaarlijkse elektriciteitsverbruik.” [15] Ook mag de steun niet leiden tot een verlaagde prijs van minder dan € 50 per MWh voor het in aanmerking komende verbruik. De steun mag worden verleend voor een periode van maximaal drie jaar, waarbij geen betalingen meer mogen plaatsvinden na 31 december 2030.

De staatssteun vanuit CISAF mag worden gecumuleerd met andere staatssteun of de-minimissteun. Specifiek voor de cumulatie met de compensatie van indirecte emissiekosten geldt dat *“[...] het gecombineerde steunbedrag nooit hoger mag zijn dan het hoogste bedrag dat op grond van de twee richtsnoeren van toepassing is.”* [15] Hierbij wordt bedoeld op de Richtsnoeren met betrekking tot de compensatie van indirecte emissiekosten en het CISAF. Er is in de praktijk dus sprake van een belangrijke samenloop tussen CISAF en de compensatie van indirecte emissiekosten.

2.2 Invulling compensatiesystemen

In Paragraaf 2.1.2 is geïntroduceerd hoe de ETS-Richtlijn lidstaten de mogelijkheid biedt om bedrijven die aan een groot koolstofweglekrisico zijn blootgesteld ten gevolge van de indirecte emissiekosten financieel te steunen. De mogelijkheden zijn vastgelegd in de Richtsnoeren betreffende bepaalde staatssteunmaatregelen in het kader van het systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten na 2020, in het vervolg, de Richtsnoeren 2020. [2] Dat betreft de herziening van Richtsnoeren 2012 [3]. De herziene versie geldt voor de vierde ETS-handelsperiode, die loopt van 2021 tot 2030. In deze Richtsnoeren was reeds aangekondigd dat de Commissie deze richtsnoeren in 2025 zou aanpassen om de efficiëntiebenchmarks voor elektriciteitsverbruik, de geografische gebieden en de CO₂-emissiefactoren te actualiseren. Eind 2025 werd de wijziging van de richtsnoeren door de Commissie aangenomen. [16]

In de Richtsnoeren worden de algemene criteria die gelden voor staatssteunmaatregelen omgezet in specifieke verenigbaarheidsvereisten waaraan moet worden voldaan. Hiermee wordt geborgd dat de steun daadwerkelijk bijdraagt aan de doelstelling, namelijk het tegengaan van koolstoflekkage; een stimulerend effect heeft; tot een minimum wordt beperkt; en de negatieve gevolgen beperkt blijven.

Binnen de Richtsnoeren worden de verenigbaarheidsvereisten verder toegelicht. De verenigbaarheidsvereisten zijn te onderscheiden naar overkoepelende vereisten en specifiekere vereisten ten aanzien van de ontvankelijkheid, de berekening van het steunbedrag en de verplichtingen voor ondersteunde ondernemingen. Binnen deze laatste categorie bestaan enkele vrijheden voor lidstaten.

Wanneer lidstaten een compensatieregeling willen invoeren moet deze worden aange-meld bij de Commissie. De Commissie toetst of de regeling is vormgegeven conform de Richtsnoeren en daarmee verenigbaar is met de interne markt. Pas wanneer goedkeuring is verleend mag compensatie worden verleend. Ook wanneer lidstaten wijzigingen

in de regeling aanbrengen dienen zij deze eerst aan te melden bij de Commissie, alvorens deze wijzigingen mogen worden doorgevoerd. Dit geldt ook voor de wijzigingen die lidstaten aanbrengen naar aanleiding van de gewijzigde Richtsnoeren.

In het vervolg van deze paragraaf bespreken we de allereerst de overkoepelende vereisten. Vervolgens gaan we in op de specifieke vereisten en vrijheidsgraden die hierbinnen bestaan. In deze beschrijving worden de Richtsnoeren 2020 als uitgangspunt genomen. Tot slot wordt de wijziging van de Richtsnoeren van 2025 apart besproken.

2.2.1 Overkoepelende vereisten

Om te garanderen dat de compensatie een stimulerend effect heeft, stelt de Commissie in de Richtsnoeren dat de steun moet worden aangevraagd en uitgekeerd aan de begunstigde in het jaar waarin de kosten worden gemaakt, of uiterlijk in het volgende jaar. Wanneer de steun in hetzelfde jaar wordt uitgekeerd als waarin de kosten worden opgelopen, hoort er een ex-post-aanpassingsmechanisme te zijn om eventuele te veel betaalde steunbedragen terug te vorderen. Verder stelt de Commissie dat compensatie enkel mag gebeuren via een directe subsidie. Een directe subsidie wordt geacht het gedrag van ondersteunde ondernemingen daadwerkelijk te veranderen.

Naast de inhoudelijke eisen beschrijven de Richtsnoeren ook randvoorwaarden voor transparantie en controle. Lidstaten moeten steunregelingen laten toetsen in een onafhankelijke ex-post evaluatie. Daarnaast moeten lidstaten informatie over de compensatieregeling eenvoudig beschikbaar stellen voor lidstaten, de Commissie, marktdeelnemers en het publiek. Het gaat daarbij onder meer om de volledige regeling en uitvoeringsbepalingen, de verantwoordelijke autoriteiten, de begunstigden (inclusief naam en identificatiecode), de omvang en datum van de steun, het type onderneming, de regio, de sector en de doelstelling van de steun. Vertrouwelijke bedrijfsinformatie is hiervan uitgezonderd.

Tot slot moeten lidstaten jaarlijks rapporteren aan de Commissie. Deze rapportage bevat onder andere gegevens over de gesteunde ondernemingen en installaties, de sector waarin zij actief zijn, de gehanteerde EUA-termijnkoers⁷ en de nationale CO₂-emissiefactor. Als de jaarlijkse uitgaven aan steun meer dan 25% bedragen van de opbrengsten uit de veiling van emissierechten, moet de lidstaat een rapport ter verantwoording opstellen en dit publiceren.

⁷ De prijs van emissierechten welke wordt gehanteerd in de berekening van het steunbedrag, volgens voorschriften van de Commissie.

2.2.2 Specifieke vereisten en vrijheidsgraden voor lidstaten

Naast de overkoepelende vereisten worden in de Richtsnoeren ook enkele specifieke vereisten ten aanzien van de ontvankelijkheid, de berekening van het steunbedrag en de verplichtingen voor ondersteunde bedrijven beschreven. Binnen deze specifieke vereisten wordt ruimte gelaten aan lidstaten om nationale compensatieregelingen verder vorm te geven. Wanneer een nationale compensatieregeling binnen de grenzen van deze vrijheidsgraden wordt vormgegeven wordt het compensatiesysteem verenigbaar met de interne markt geacht.

Deze paragraaf beschrijft de specifieke vereisten die gelden bij het vormgeven van een compensatiesysteem, en de vrijheidsgraden die daarbij bestaan.

Ontvankelijkheidsvereisten

De ontvankelijkheidsvereisten schetsen de kaders waarbinnen ondernemingen in aanmerking kunnen komen voor compensatie voor indirecte emissiekosten. Binnen de ontvankelijkheidsvereisten maken we onderscheid tussen de selectie van sectoren, overige vereisten en de vereisten ten aanzien van de financiële positie van begunstigde ondernemingen. We sluiten af met een overzicht van de vrijheidsgraden die bestaan binnen de ontvankelijkheidsvereisten.

Selectie van sectoren

Om te garanderen dat steun enkel wordt toegekend aan ondernemingen binnen sectoren die aantoonbaar worden blootgesteld aan een reëel risico op koolstoflekage als gevolg van de indirecte emissiekosten is op Europees niveau een selectie gemaakt van bedrijfstakken waarvoor dit het geval is. Tabel 1 geeft een overzicht van alle bedrijfstakken die volgens de Richtsnoeren in aanmerking komen voor steun. Lidstaten kunnen ervoor kiezen om bepaalde bedrijfstakken uit de lijst niet te compenseren, mits de keuze is gebaseerd op objectieve, niet-discriminerende en transparante criteria.

Tabel 1. Bedrijfstakken die in aanmerking komen voor steun voor indirecte emissiekosten (emissiejaren 2021-2025). [2]

NACE-code	Bedrijfstak
14.11	Vervaardiging van kleding van leer
24.42	Productie van aluminium
20.13	Vervaardiging van andere anorganische chemische basisproducten
24.43	Productie van lood, zink en tin
17.11	Vervaardiging van pulp
17.12	Vervaardiging van papier en karton
24.10	Vervaardiging van ijzer en staal en van ferrolegeringen

NACE-code	Bedrijfstak
19.20	Vervaardiging van geraffineerde aardolieproducten
24.44	Productie van koper
24.45	Productie van overige non-ferrometalen
De volgende deeltakken binnen de bedrijfstak kunststoffen (20.16)	
20.16.40.15	Polyethyleen in primaire vormen
Alle productcategorieën in de bedrijfstak gieten van ijzer (24.51)	
De volgende deeltakken binnen de bedrijfstak glasvezels (23.14)	
23.14.12.10	Matten van glasvezels
23.14.12.30	Vliezen van glasvezels
De volgende deeltakken binnen de bedrijfstak industriële gassen (20.11)	
20.11.11.50	Waterstof
20.11.12.90	Anorganische zuurstofverbindingen van niet-metalen

Overige ontvankelijkheidsvereisten

Lidstaten mogen ervoor kiezen om aanvullende ontvankelijkheidsvereisten te hanteren. Deze aanvullende vereisten moeten objectief, niet-discriminerend en transparant zijn, zodat ondernemingen in een vergelijkbare situatie op eenzelfde wijze worden behandeld.

Vereisten financiële positie begunstige ondernemingen

De Richtsnoeren stellen dat lidstaten geen steun mogen geven aan ondernemingen in moeilijkheden in de zin van de richtsnoeren reddings- en herstructureringssteun en dat er geen steun mag worden gegeven aan ondernemingen waarvoor een bevel tot terugvordering uitstaat voor onrechtmatig verkregen steun. [2] Deze vereiste biedt geen vrijheden voor lidstaten.

Vrijheidsgraden ontvankelijkheidsvereisten

Op basis van de ontvankelijkheidsvereisten zoals hierboven besproken kunnen de volgende vrijheidsgraden ten aanzien van de ontvankelijkheidsvereisten worden geïdentificeerd.

Tabel 2. Vrijheidsgraden m.b.t. ontvankelijkheidsvereisten.

Parameter	Vrijheidsgraad
Selectie van sectoren	De Richtsnoeren beschrijven welke bedrijfstakken/deeltakken (a.d.h.v. NACE-code) in aanmerking komen voor de compensatieregeling. Lidstaten kunnen ervoor kiezen om niet alle bedrijfstakken te compenseren. Wanneer er een subset wordt geselecteerd moet de

Parameter	Vrijheidsgraad
	keuze zijn gebaseerd op objectieve, niet-discriminerende en transparante criteria.
Overige ontvankelijkheidsvereisten	Lidstaten mogen ervoor kiezen om overige ontvankelijkheidsvereisten te hanteren, zolang deze moeten objectief, niet-discriminerend en transparant zijn, zodat ondernemingen in een vergelijkbare situatie op eenzelfde wijze worden behandeld.

Berekening steunbedrag

De wijze waarop het maximale steunbedrag dat per installatie mag worden verleend voor de vervaardiging van producten binnen de in Tabel 1 genoemde bedrijfstakken is vastgelegd in de Richtsnoeren. Deze berekening gaat uit van verschillende parameters, namelijk de maximale steunintensiteit (Ai), de CO₂-emissiefactor (C_t), de EUA-termijakoers (P_{t-1}) en het elektriciteitsverbruik ($E_t * AO_t$ of $EF_t * AEC_t$). Op basis van deze parameters wordt het maximale steunbedrag $Amax_t$ berekend als:

- $Amax_t = Ai * C_t * P_{t-1} * E_t * AO_t$ wanneer een productspecifieke efficiëntiebenchmark van toepassing is.
- $Amax_t = Ai * C_t * P_{t-1} * EF_t * AEC_t$ in het fallback-scenario.⁸

Volgende secties geven een nadere toelichting op de verschillende parameters en de vrijheidsgraden van lidstaten.

Maximale steunintensiteit (Ai)

De maximaal toegestane steunintensiteit (Ai) bedraagt 75% van de opgelopen indirecte kosten. Voor dit maximale percentage wordt de steun evenredig geacht en blijft het negatief gevolg voor de mededinging en het handelsverkeer beperkt. Het maximale steunpercentage geldt voor de periode 2021-2025.⁹ Eerder was het maximale steunpercentage hoger, namelijk 85% tot en met 2015 en 80% tussen 2016 en 2018. [3] Het staat lidstaten vrij een lagere steunintensiteit te hanteren, zolang dat op uniforme wijze gebeurt.

CO₂-emissiefactor (C_t)

De standaard (historische) CO₂-emissiefactoren (C_t) (zoals opgenomen in Bijlage III van de Richtsnoeren) zijn een gewogen gemiddelde van de CO₂-intensiteit van de uit fossiele brandstoffen opgewekte elektriciteit in verschillende geografische gebieden en geven de productiemix van de fossiele brandstoffen in een geografisch gebied weer.

⁸ Het fallback-scenario geldt voor productieprocessen waarvoor geen productspecifieke efficiëntiebenchmark van toepassing is.

⁹ Deze maximale steunintensiteit zou volgens de 2020-Richtsnoeren gelden tot 2030. Bij de wijziging van de Richtsnoeren is dit percentage verhoogd tot maximaal 80% (zie ook paragraaf 2.2.3).

De CO₂-emissiefactor is uitgedrukt in tCO₂/MWh. Bijlage 4 geeft een overzicht van de CO₂-emissiefactoren voor de verschillende gebieden.

De gebieden worden gedefinieerd als geografische zones a) die bestaan uit via stroombeurzen gekoppelde deelmarkten, of b) waarbinnen zich geen afgetekende congestie voordoet, en waar, in beide gevallen, de day-aheadprijzen op uurbasis op stroombeurzen binnen de zone voor een aanzienlijk percentage van alle uren van het jaar minder dan 1% van elkaar verschillen. Op grond hiervan kunnen de volgende geografische gebieden worden omschreven: Adriatische Zee (Kroatië en Slovenië), Scandinavië (Zweden en Finland), Baltische staten (Litouwen, Letland en Estland), Centraal-West-Europa (Oostenrijk, Duitsland en Luxemburg), Iberisch Schiereiland (Portugal en Spanje), Tsjechië en Slowakije (Tsjechië en Slowakije) en alle andere lidstaten afzonderlijk.

Lidstaten kunnen er daarnaast voor kiezen om een marktgebaseerde CO₂-emissiefactor te laten bepalen op basis van een studie van het CO₂-gehalte van de daadwerkelijke marginale technologie op de elektriciteitsmarkt. De geschiktheid van de emissiefactor moet worden aangetoond op basis van een simulatie van de prijsvorming en waargenomen data uit het voorgaande jaar. Een verslag van deze analyse moet ter goedkeuring bij de nationale toezichthouder worden ingediend en ter beoordeling met de Commissie worden gedeeld bij het aanmelden van de staatssteunmaatregel.

De in de Richtsnoeren vermelde emissiefactoren zijn van toepassing op alle vormen van elektriciteitsvoorziening, of het nu zelfproductie, leveringsovereenkomsten, of netlevering betreft, om voor een uniforme behandeling te zorgen en mogelijk misbruik te voorkomen. [2]

EUA-termijnkoers (P_{t-1})

De EUA-termijnkoers (P_{t-1}) is een gemiddelde maatstaf die wordt gebruikt om de jaarlijkse prijs van EU-emissierechten (EUA's) te bepalen, uitgedrukt in €/tCO₂. Deze prijs wordt berekend door te kijken naar de dagelijkse slotkoersen van emissierechten die verhandeld worden met een leverdatum in december van het jaar waarin de steun wordt gegeven. Voor de berekening kijkt men naar de periode van een heel kalenderjaar voorafgaand aan het jaar waarvoor de steun wordt verleend. Lidstaten mogen niet afwijken van deze berekeningsmethode.

Bijvoorbeeld, voor steun die in 2024 wordt toegekend voor emissiejaar 2023, gebruikt men het gemiddelde van de slotkoersen van EUA's met een leverdatum in december 2023. Deze gegevens worden verzameld tussen 1 januari 2022 en 31 december 2022 op een aangewezen EU-koolstofbeurs.

Theoretisch elektriciteitsverbruik ($E_t \times AO_t$ of $EF_t \times AEC_t$)

Om de steun voor inefficiënte productieprocessen te beperken en de verspreiding van de meest energie-efficiënte technologieën te stimuleren wordt er in de berekening van

het elektriciteitsverbruik gewerkt met efficiëntiebenchmarks. [2] Deze benchmarks geven het elektriciteitsverbruik van een efficiënt productieproces. Bedrijven krijgen enkel compensatie voor het verbruik dat zij zouden hebben wanneer het elektriciteitsverbruik van het productieproces gelijk is aan de benchmark. Om deze reden spreken we van een theoretisch elektriciteitsverbruik. Er zijn twee verschillende soorten efficiëntiebenchmarks.

- Voor bepaalde productieprocessen binnen zeven van de 14 in aanmerking komende bedrijfstakken zijn **productspecifieke efficiëntiebenchmarks** opgesteld. De productspecifieke efficiëntiebenchmark in jaar t (E_t) geeft het elektriciteitsverbruik per productie-eenheid (MWh/ton output) dat wordt bereikt met een efficiënt productieproces. Deze benchmarks zijn gebaseerd op het verbruik van de efficiëntste productie-installaties voor het betreffende product. De benchmarkwaarde wordt vermenigvuldigd met de daadwerkelijke output (AO_t) om het theoretisch elektriciteitsverbruik te bepalen.
- Voor de overige productieprocessen wordt een **fallback-efficiëntiebenchmark** gehanteerd. De fallback-efficiëntiebenchmark (EF_t) bedraagt 80% in 2021, en wordt verrekend met het werkelijke elektriciteitsverbruik (MWh) in jaar t (AEC_t), met inbegrip van het verbruik voor de productie van uitbestede producten die in aanmerking komen voor steun. [2] Het percentage van 80% komt overeen met de gemiddelde reductie-inspanning die voortkomt uit de productspecifieke benchmarks (benchmark/gemiddeld verbruik).

Omdat productieprocessen efficiënter worden, worden de efficiëntiebenchmarks jaarlijks aangescherpt. Hierbij wordt, tenzij anders vermeld, een verminderingspercentage van 1,09% gehanteerd. Dit percentage geldt zowel voor de productspecifieke als de fallback-benchmark. Onderstaande tabel geeft de percentages van de fallback-benchmarks in de periode 2021-2030.

Tabel 3. Fallback-efficiëntiebenchmarks 2021-2030.

2021	2022	2023	2024	2025
80,00%	79,13%	78,27%	77,41%	76,57%
2026	2027	2028	2029	2030
75,73%	74,91%	74,09%	73,28%	72,49%

Uitzonderingsmechanisme

Wanneer de standaard maximale steunintensiteit van 75% in een jaar onvoldoende bescherming biedt tegen het risico op koolstoflekkage, hebben lidstaten de mogelijkheid om het **uitzonderingsmechanisme** te activeren. Hiermee kunnen lidstaten de indirecte kosten voor bedrijven (het eigen aandeel) beperken tot 1,5% van de bruto toegevoegde

waarde van de onderneming in dat jaar.¹⁰ Wanneer het uitzonderingsmechanisme wordt ingezet moet dit uniform worden toegepast op alle in aanmerking komende bedrijven binnen een sector. De Richtsnoeren doen geen duidelijke uitspraak over de wijze waarop de term ‘onderneming’ geïnterpreteerd dient te worden en wat dus de grondslag is voor de bepaling van de bruto toegevoegde waarde.

Wanneer een lidstaat ervoor kiest om de beperking tot 1,5% van de bruto toegevoegde waarde alleen voor bepaalde sectoren toe te passen, dan moet deze selectie gebaseerd zijn op objectieve en transparante criteria.

Vrijheidsgraden berekening steunbedrag

Binnen de berekening van het steunbedrag, zoals hierboven beschreven, kunnen enkele vrijheidsgraden voor lidstaten worden geïdentificeerd. Deze vrijheidsgraden zijn weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel 4. Vrijheidsgraden in de berekening van het steunbedrag.

Parameter	Vrijheidsgraad
Maximale steunintensiteit (A_i) [%]	Lidstaten mogen hiervoor zelf bepalen welke maximale steunintensiteit zij hanteren, tot een maximum van 75%.
CO₂-emissiefactor (C_t) [MWh/tCO₂]	Lidstaten hebben de keuze tussen de standaard (historische) emissiefactor volgens Bijlage III van de Richtsnoeren, of de marktgebaseerde CO ₂ -emissiefactor op basis van een aanvullende studie.
Uitzonderingsmechanisme¹¹	Lidstaten kunnen ervoor kiezen om het steunbedrag te verhogen door het uitzonderingsmechanisme te activeren, waarmee steun wordt opgehoogd en eigen aandeel wordt beperkt tot maximaal 1,5% van bruto toegevoegde waarde van de onderneming.

Verplichtingen

De Richtsnoeren beschrijven tot slot welke verplichtingen lidstaten moeten en mogen stellen aan ondernemingen die steun ontvangen. Alle begunstigde bedrijven die onder de verplichting tot een energie-audit vallen uit hoofde van artikel 8, lid 4, van de Richtlijn 2012/27/EU moeten deze verplichting opvolgen. Dit mag gaan om een

¹⁰ De bruto toegevoegde waarde wordt berekend door de omzet, geactiveerde productie, en andere bedrijfsinkomsten op te tellen, vermeerderd of verminderd met wijzigingen in voorraden, en vervolgens het totaal te verminderen met de kosten van goederen en diensten (exclusief personeelskosten), niet-aftrekbare productierelateerde belastingen en productiegebonden heffingen. Alternatief kan deze waarde berekend worden door het bruto-exploitatieoverschot en personeelskosten op te tellen.

¹¹ In de Richtsnoeren wordt geen naam gegeven aan het mechanisme/systeem. In Vlaanderen wordt de term “uitzonderingsmechanisme” gehanteerd.

opzichzelfstaande energie-audit, of een energie-audit in het kader van een gecertificeerd energiebeheersysteem of milieubeheersysteem, zoals het systeem van de EU. [2] De Richtsnoeren schrijven voor dat lidstaten moeten controleren of begunstigde bedrijven aan deze verplichting voldoen.

Daarnaast moeten lidstaten erop toezien dat begunstigden die onder de verplichting tot een energie-audit vallen, minimaal aan één van de volgende verplichtingen voldoen:

- ***Uitvoering van aanbevelingen:*** Aanbevelingen uit het auditverslag moeten worden opgevolgd wanneer investeringen een terugverdientijd hebben van maximaal drie jaar en de kosten proportioneel zijn. Dat bevordert de implementatie van energie-efficiënte maatregelen.
- ***Gebruik van koolstofvrije energie:*** Ten minste 30% van het elektriciteitsverbruik van de begunstigde moet afkomstig zijn van koolstofvrije bronnen, waardoor de CO₂-uitstoot structureel wordt verminderd.
- ***Investeringen in emissiereductie:*** Minimaal 50% van het toegekende steunbedrag moet worden geïnvesteerd in projecten die leiden tot een daadwerkelijke reductie van de broeikasgasemissies van de installatie, tot ver onder de toepasselijke benchmark voor kosteloze toewijzing in het EU-ETS.

Deze verplichtingen waarborgen dat de compensatiesteun een actief stimulerend effect heeft op energiebesparing en emissiereductie, zoals beoogd in de Richtsnoeren. Het staat lidstaten echter vrij om meerdere van de voorgestelde verplichtingen te hanteren, deze ook voor ondernemingen die niet onder de verplichting tot een energie-audit vallen te hanteren, en mogelijk aanvullende verplichtingen te stellen.

2.2.3 Gewijzigde Richtsnoeren 2025

In de Richtsnoeren van 2020 kondigde de Commissie aan dat zij in 2025 de Richtsnoeren zou aanpassen om de efficiëntiebenchmarks voor elektriciteitsverbruik, de geografische gebieden en de CO₂-emissiefactoren te actualiseren. [2] Ook werd aangegeven dat de Commissie zou beoordelen of er aanvullende gegevens beschikbaar zijn om de methode van berekening van de CO₂-emissiefactoren te verbeteren, rekening houdend met de groeiende rol van klimaatneutrale technologieën op de elektriciteitsmarkten. Eind 2025 bracht de Commissie de mededeling tot wijziging van de richtsnoeren betreffende bepaalde staatssteunmaatregelen in het kader van het systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten na 2021 uit (hierna: de wijziging). [16] Zowel binnen de ontvankelijkheidsvereisten, de berekening van het steunbedrag en de verplichtingen hebben wijzigingen plaatsgevonden. Deze worden in het vervolg één voor één besproken.

Ontvankelijkheidsvereisten

Binnen de ontvankelijkheidsvereisten is de lijst met bedrijfstakken die voor compensatie in aanmerking komen uitgebreid, met in totaal 20 nieuwe bedrijfstakken en 2 nieuwe

deeltakken. Daarbij gaat het onder meer om de vervaardiging van organische chemicaliën en bepaalde activiteiten in de sectoren keramiek, hout, mout, glas en batterijen. Tabel 5 geeft een volledig overzicht van de nieuwe bedrijfstakken en deeltakken. Deze uitbreiding van de Richtsnoeren gaat verder dan in 2020 was aangekondigd, maar was eerder in 2025 wel (gedeeltelijk) aangekondigd in het actieplan voor de Europese chemische industrie. [17] In dit actieplan kondigde de Commissie aan dat ze het aantal in aanmerking komende sectoren zou uitbreiden, onder meer met diverse chemische sectoren. Dit besluit werd genomen omdat het risico op koolstoflekage in meerdere sectoren was toegenomen door de aanhoudende stijging van emissiekosten binnen het EU-ETS. Lidstaten mogen de nieuw in aanmerking komende bedrijfstakken compenseren vanaf emissiejaar 2025.

Tabel 5. Nieuw in aanmerking komende bedrijfstakken na wijziging Richtsnoeren. [16]

NACE-code	Bedrijfstak
07.29	Winning van andere non-ferrometaalertsen
07.10	Winning van ijzererts
17.12	Vervaardiging van papier en karton
20.60	Vervaardiging van synthetische en kunstmatige vezels
20.16	Vervaardiging van kunststoffen in primaire vormen ¹²
13.10	Bewerken en spinnen van textielvezels
23.31	Vervaardiging van keramische tegels en plavuizen
20.12	Vervaardiging van kleurstoffen en pigmenten
13.95	Vervaardiging van gebonden textielvlies en van artikelen van gebonden textielvlies, exclusief kleding
23.14	Vervaardiging van glasvezels ¹²
27.20	Vervaardiging van batterijen en accumulatoren
20.14	Vervaardiging van andere organische chemische basisproducten
20.15	Vervaardiging van kunstmeststoffen en stikstofverbindingen
10.41	Vervaardiging van oliën en vetten
11.06	Vervaardiging van mout
16.21	Vervaardiging van fineer en van panelen op basis van hout
23.11	Vervaardiging van vlakglas

¹² Dit geldt voor de bedrijfstak, met uitzondering van de deeltakken die al in de Richtsnoeren van 2020 (Tabel 1) zijn vermeld.

NACE-code	Bedrijfstak
23.13	Vervaardiging van holglas
24.31	Koudtrekken van staven
24.34	Koudtrekken van draad
De volgende deeltakken binnen de bedrijfstak vervaardiging van andere chemische producten, n.e.g. (20.59)	
20.59.56.70	Alkylbenzenen en alkyl-naftalenen, van gemengde samenstelling (excl. die bedoeld bij GS-post 2707 of 2902)
De volgende deeltakken binnen de bedrijfstak vervaardiging van andere niet-metaalhoudende minerale producten, n.e.g. (23.99)	
23.99.19.10	Slakkenwol, steenwol en dergelijke minerale wol (excl. glaswol), ook indien onderling vermengd, in bulk, in bladen of op rollen

Verder krijgen lidstaten de mogelijkheid om bedrijfstakken of deeltakken die niet voorkomen op de gewijzigde lijst met in aanmelding komende sectoren, aan te melden als zij kunnen aantonen dat daar een reëel risico op koolstoflekage dreigt.

Berekening steunbedrag

In de berekening van het steunbedrag gaan de wijzigingen in op de maximale steunintensiteit, de CO₂-emissiefactoren en de berekening van het theoretisch elektriciteitsverbruik.

Maximale steunintensiteit

De maximale steunintensiteit die lidstaten mogen hanteren wordt verhoogd van 75% naar 80%. Deze verhoging geldt enkel voor de sectoren die vóór de wijziging al in aanmerking kwamen voor compensatie (Tabel 1). De Commissie beoordeelt dat voor deze bedrijfstakken het risico op koolstoflekage is toegenomen; voor de nieuw in aanmerking komende bedrijfstakken (Tabel 5) wordt de maximale steunintensiteit van 75% evenredig geacht. De nieuwe steunintensiteiten mogen vanaf emissiejaar 2025 worden doorgevoerd.

CO₂-emissiefactor

Zoals aangekondigd zou de Commissie ook de CO₂-emissiefactoren en geografische gebieden actualiseren op basis van de meest recent beschikbare data. De gewijzigde emissiefactoren voor de verschillende geografische gebieden zijn – evenals de oorspronkelijke emissiefactoren – gegeven in Bijlage 4. Omdat in sommige geografische regio's te grote verschillen tussen emissiefactoren zijn ontstaan, zijn enkele geografische regio's opgesplitst. De lidstaten die niet meer onder een geografische regio vallen, maar hun eigen emissiefactor hebben gekregen zijn Kroatië, Slovenië, Oostenrijk, Zweden, Finland, Tsjechië en Slowakije.

De geactualiseerde emissiefactoren gelden vanaf emissiejaar 2026. Wanneer de geactualiseerde emissiefactor ten minste 15% lager is dan de emissiefactor die tot emissiejaar 2025 werd gehanteerd mogen lidstaten een overgangsperiode instellen, waarbij in gelijke stappen wordt toegewerkt naar de geactualiseerde emissiefactor, zodat de geactualiseerde emissiefactor uiterlijk in emissiejaar 2030 wordt gehanteerd. De mogelijkheid om een marktgebaseerde emissiefactor te hanteren blijft bestaan.

Theoretisch elektriciteitsverbruik

Hoewel de Commissie had aangekondigd ook de efficiëntiebenchmarks te herzien, is de Commissie van mening dat de bestaande benchmarks niet hoeven te worden geactualiseerd. Wel zal de Commissie de Richtsnoeren later nog aanvullen met efficiëntiebenchmarks voor elektriciteitsverbruik dat betrekking heeft op de nieuwe bedrijfstakken uit Tabel 5. Ook wordt hier een aanpassing voorzien voor de bedrijfstak *‘vervaardiging van meststoffen’* en de bedrijfstak *‘stikstofverbindingen en ijzerertswinning’*, omdat er voor deze bedrijfstakken overlap is met CBAM.

Verplichtingen

Binnen de Richtsnoeren van 2020 werd gesteld dat lidstaten erop moeten toezien dat begunstigden die onder de verplichting tot het opstellen van een energie-audit vallen, minimaal aan één van drie verplichtingen moeten voldoen (zie p.28). Met de wijziging is hier een extra verplichting aan toegevoegd, waarmee lidstaten een extra alternatief kunnen hanteren.

Deze vierde mogelijke verplichting stelt dat begunstigden ook kunnen kiezen om ten minste 50% van het steunbedrag te investeren in nieuwe of gemoderniseerde activa. Deze moeten aantoonbaar bijdragen aan het verlagen van de kosten van het elektriciteitssysteem, rekening houdend met de markt- en systeembehoefte in de betreffende lidstaat, zonder het verbruik van fossiele brandstoffen te verhogen. In aanmerking komende investeringen omvatten bijvoorbeeld de ontwikkeling van hernieuwbare energieopwekking, energieopslagoplossingen, vraagzijde-flexibiliteit, energie-efficiëntieverbeteringen en elektrolyse-installaties voor hernieuwbare of koolstofarme waterstofproductie. Ook elektrificatie-investeringen zijn mogelijk. Lidstaten kunnen een beperktere lijst van investeringen specificeren, maar moeten investeringen in vraagzijde-flexibiliteit toestaan.

Deze nieuwe verplichting biedt daarmee een bredere en flexibelere bestedingsroute van het investeringsbedrag dan de derde verplichting, en is gericht op systeemimpact in plaats van uitsluitend op industriële procesemissies. De derde verplichting stelt dat 50% van het steunbedrag moet worden geïnvesteerd in projecten die leiden tot substantiële reducties van de emissies van de eigen installatie. In de nieuwe verplichting ligt de focus niet op directe emissiereducties binnen de eigen installatie tot onder de EU-ETS-benchmark, maar op investeringen die het elektriciteitssysteem als geheel ondersteunen en de integratie van hernieuwbare energie en elektrificatie bevorderen.

Tot slot is de eerste verplichting – die stelt dat aanbevelingen uit de energie-audit moeten worden opgevolgd wanneer investeringen een terugverdientijd hebben van maximaal drie jaar en de kosten proportioneel zijn – gewijzigd. Met de wijziging moeten ook investeringen met een langere terugverdientijd worden uitgevoerd, wanneer de deze overeenkomt met de terugverdientijd zoals bedoeld in de ETS-richtlijn. In de ETS-richtlijn wordt erkend dat bepaalde emissiereducerende technologieën een langere terugverdientijd hebben dan drie jaar, maar desondanks als economisch redelijk worden beschouwd binnen de sector. Hierdoor moeten in sommige gevallen dus ook investeringen met een langere terugverdientijd worden gerealiseerd, waardoor nauwer wordt aangesloten bij de ETS-richtlijn.

3 Literatuur

Leeswijzer

De analyse van de literatuur bestaat uit een analyse van de wetenschappelijke literatuur en beleidsevaluaties. Paragraaf 3.1 bevat een conclusie van zowel de wetenschappelijke literatuur als de beleidsevaluaties en gaat verder in op onderzochte indicatoren rondom koolstoflekkage. Paragraaf 3.2 geeft een verdiepend overzicht van de bestaande wetenschappelijke literatuur rondom koolstoflekkage. Het hoofdstuk wordt afgesloten in Paragraaf 3.3 met een overzicht van bestaande beleidsevaluaties in verschillende Europese lidstaten waarin de impact en effectiviteit van de steunmaatregel geëvalueerd wordt.

3.1 Inzichten uit de literatuur

Deze analyse gaat verder in op hoe koolstoflekkage mogelijk ontstaat en wat de impact van CIE is op koolstoflekkage. Daarbij beginnen we met een conclusie van de wetenschappelijke literatuur en verschillende beleidsevaluaties en gaan we verder in op de onderzochte indicatoren rondom koolstoflekkage. We kijken ook naar de bredere impact van de maatregel op onder meer het investeringsklimaat en investeringsgedrag van ondersteunde bedrijven.

De wetenschappelijke literatuur geeft geen eenduidig beeld over de impact die kostencompensatie heeft op koolstoflekkage. Daarbij toont onderzoek enerzijds aan dat er geen significant effect is op het verstevigen van de concurrentiepositie van bedrijven die onder de regeling vallen. Anderzijds wordt wel aangetoond dat compensatieregelingen de afname in productie onder energie-intensieve bedrijven verminderen, waarmee de risico's op koolstoflekkage minder groot worden. Daarnaast kan de compensatie ervoor zorgen dat de prestaties van bedrijven verbeteren, zoals blijkt uit een toename in omzet en werkgelegenheid, maar kan overmatige compensatie ook leiden tot economische inefficiënties, zoals het in stand houden van niet-levensvatbare bedrijven. Daarbij is het een uitdaging om een balans tussen de economische ondersteuning en milieudoelstellingen te vinden voor de lange-termijnimpact van de kostencompensatieregeling.

Ook uit beleidsevaluaties volgt geen eenduidig beeld over de effectiviteit van de compensatieregelingen. In de afgelopen acht jaar zijn in vier van acht de lidstaten en regio's die onderdeel zijn van deze uitgaventoetsing beleidsevaluaties uitgevoerd, namelijk in Vlaanderen (2021), Nederland (2021 & 2023), Duitsland (2020) en Frankrijk (2024). De beleidsevaluaties zijn voornamelijk ingezet om te beoordelen in hoeverre de compensatie effectief en doelmatig is in het voorkomen van koolstoflekkage. Daarbij lopen de

conclusies in de verschillende lidstaten uiteen. In Nederland wordt geconcludeerd dat de regeling effectief is en in Frankrijk wordt de regeling als essentieel gezien. In Vlaanderen wordt de regeling echter in twijfel getrokken en in Duitsland wordt gesteld dat het effect niet vast te stellen valt door de weinig empirische onderbouwing en mogelijke kwantificering van de effecten.

Omdat koolstoflekkage zich moeilijk laat kwantificeren en het effect van één individueel beleidsinstrument op koolstoflekkage lastig is te isoleren, is het zeer beperkt mogelijk om directe uitspraken te doen over de mate waarin indirecte kostencompensatie bijdraagt in het voorkomen van koolstoflekkage. In de literatuur wordt daarom niet alleen gekeken naar de impact van compensatieregelingen op koolstoflekkage, maar wordt ook gekeken naar verscheidende indicatoren die direct en indirect samenhangen met de beslissing tot de verplaatsing van productie naar landen buiten de Europese Unie. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de impact van de compensatieregelingen op deze verschillende indicatoren die zijn onderzocht in zowel de wetenschappelijke literatuur als de beleidsevaluaties, en het effect dat wordt gevonden. In de volgende paragrafen worden deze bevindingen in meer detail besproken.

Tabel 6. Overzicht van onderzochte indicatoren in de wetenschappelijke literatuur en beleidsevaluaties

Indicatoren	Wetenschappelijke literatuur	Beleidsevaluaties
Gemiddelde relatieve concurrentiekracht¹³	Geen effect, gemeten in termen van omzet per werknemer of waarde van de totale activa per werknemer. [18]	Positief effect, aangegeven in interviews uitgevoerd ten behoeve van de beleidsevaluatie in Vlaanderen [19] en door 80% van de ondersteunde Duitse bedrijven. [20]
Omzet	Positief effect, schattingen zien een stijging van 0,01% in omzet per 1% verhoging ontvangen subsidie [18]	Positief effect, gemeten in de Nederlandse econometrische analyse in 2021 [21] en aangegeven in de bedrijfsenquête door 42% van Duitse ondersteunde bedrijven. [20]
Waarde van de totale activa	Positief effect, schattingen zien een stijging van 0,01% in waarde totale activa per 1% verhoging ontvangen subsidie [18]	Niet gemeten
FTE/VTE	Positief effect, schattingen zien een stijging van 0,07% in aantal werknemers per 1% verhoging ontvangen subsidie [22] Geen effect, er werd geen significant effect gevonden door de compensatie [23]	Geen effect, gemeten in de Vlaamse econometrische vergelijking. [19] Positief effect, aangegeven in de bedrijfsenquête door 78% van de Duitse ondersteunde bedrijven. [20]

¹³ Het effect van de kostencompensatie op de gemiddelde relatieve concurrentiekracht geldt zowel voor intra Europese als de internationale concurrentiepositie.

Indicatoren	Wetenschappelijke literatuur	Beleids evaluaties
Bruto productie	Geen effect, er werd geen significant effect gevonden door de compensatie. [23]	Niet gemeten.
Salaris werknemers	Geen effect, er werd geen significant effect gevonden door de compensatie. [23]	Niet gemeten.
Productiewaarde/ toegevoegde waarde	Positief effect, elke euro aan compensatie leverde meer dan een euro aan productiewaarde op. [22]	Geen effect, gemeten in de Vlaamse econometrische vergelijking. [19]
Elektriciteitsintensiteit	Verhogend effect, toename aan elektriciteitsinkoop door gesubsidieerde installaties. [23] Geen effect, geen bewijs gevonden dat de motivatie vermindert om de elektriciteitsintensiteit ¹⁴ te verbeteren. [24]	Niet gemeten.
Arbeidsproductiviteit	Niet gemeten.	Negatief effect, gemeten in de Vlaamse econometrische vergelijking. [19]
Investerings	Niet gemeten.	Geen effect, gemeten in de Vlaamse econometrische vergelijking. [19] Positief effect, aangegeven in de bedrijfsenquête door 88% van de Duitse ondersteunde bedrijven. [20]
Innovatie	Niet gemeten.	Geen effect, gemeten in opbrengsten uit licenties in de Nederlandse econometrische analyse in 2017. [25]
Export naar buiten EU-landen	Niet gemeten.	Positief effect, gemeten in de Nederlandse econometrische analyse in 2017. [25] Geen effect, gemeten in de Nederlandse econometrische analyse in 2021. [21]
Exportintensiteit	Niet gemeten.	Geen effect, gemeten in de Nederlandse econometrische analyse in 2021. [21]
Uitbesteed werk in het buitenland	Niet gemeten.	Geen effect, gemeten in de Nederlandse econometrische analyse in 2021. [21]
Bedrijfskosten	Niet gemeten.	Beperkt effect, gemeten in de Nederlandse econometrische analyse in 2021 waarbij het afschaffen van de IKC weinig invloed heeft op bedrijfskosten. [21]
Vastgestelde R&D uren	Niet gemeten.	Geen effect, gemeten in de Nederlandse econometrische analyse in 2021. [21]

¹⁴ Elektriciteitsintensiteit is een maatstaf voor de hoeveelheid elektriciteit verbruikt per eenheid van de output of productie

3.2 Wetenschappelijk onderzoek naar koolstoflekkage

De wetenschappelijke literatuur rondom koolstoflekkage reikt verder dan alleen de focus op de impact van de compensatie voor indirecte emissiekosten. Om een breder beeld te schetsen wordt daarom in deze paragraaf zowel naar directe als indirecte koolstoflekkage gekeken waarna in de volgende paragraaf expliciet gekeken wordt naar de impact van een compensatie systeem voor indirecte emissiekosten op koolstoflekkage.

In de wetenschappelijke literatuur is herhaaldelijk geprobeerd aan te tonen dat de invoering van EU-ETS in de praktijk heeft geleid tot koolstoflekkage bij (energie-intensieve) bedrijven. Om koolstoflekkage te onderzoeken zijn in de wetenschappelijke literatuur verschillende empirische methodes toegepast. Eén methode onderzoekt koolstoflekkage door de impact van verschillende energieprijzen in verschillende regio's op handelsstromen te relateren aan veranderingen in energieprijzen die het gevolg zouden kunnen zijn van klimaatbeleid [26]. Een andere empirische strategie baseert zich op de vergelijking van bedrijven die wel of niet onder klimaatmaatregelen vallen zoals het EU-ETS.

Over de jaren zijn er verschillende onderzoeken verschenen met wisselende uitkomsten over het bestaan van koolstoflekkage. Over het algemeen wordt slechts beperkt bewijs gevonden voor het bestaan van koolstoflekkage en wordt dit bewijs alleen geleverd voor energie-intensieve industrieën. Een waarschijnlijke verklaring voor dit weinige bewijs, is dat energiekosten in veel industrieën zelden meer dan 5% van de totale productiekosten uitmaken. [26] Zo werd onder meer aangetoond dat een prijsstijging voor CO₂-uitstoot niet direct leidt tot grote hoeveelheden koolstoflekkage. [27] Bijgevolg spelen andere factoren een grotere rol. Ander onderzoeken toonde echter aan dat na invoering van EU-ETS weldegelijk (enige) vorm van koolstoflekkage ontstond. [28, 24] Ook werd bij een modelsimulatie onderzoek in december 2018 in Nederland vastgesteld dat een verhoging van de kostprijs door hogere kosten voor CO₂ leidt tot koolstoflekkage. Deze modelsimulatie voorspelde dat in 2030 met CO₂-minimumprijs van €43 per ton CO₂ een weglekeffect zou plaatsvinden van enkele tientallen van procenten in de voedselindustrie tot maximaal 5% in de kunstmestindustrie. [29]

Deze verschillende bevindingen laten zien dat het lastig is om te bepalen wat de invoering van EU-ETS, en de prijsstijgingen die daarbij komen kijken, als invloed heeft op koolstoflekkage. Wel komt duidelijk naar voren dat andere factoren dan de energieprijzen een grotere invloed hebben op koolstoflekkage. Factoren zoals de nabijheid tot belangrijke markten en agglomeratievoordelen¹⁵, de toegang tot geschoolde arbeidskrachten en een gunstig politiek- en institutioneel klimaat voor het doen van zaken

¹⁵ De voordelen van bedrijven ervaren door zich dicht bij elkaar te vestigen.

(zoals lokaal beleid, het belastingstelsel, bureaucratie en rechtszekerheid), spelen een belangrijkere rol in de keuze om productie al dan niet te verschuiven naar buiten de EU. [26] Desondanks hoeven de effecten van stijgende koolstofprijzen op de prestaties van bedrijven en hun locatiekeuzes niet altijd lineair te zijn. Koolstoflekkage kan aanzienlijk toenemen als één land ambitieuze koolstofprijzen invoert terwijl andere landen dat niet doen, terwijl de consumptiepatronen vergelijkbaar blijven. Dat kan de effectiviteit van het klimaatbeleid ondermijnen. [30]

Beslissingen van bedrijven om hun CO₂ uitstoot te verminderen of om hun productie naar het buitenland te verhuizen worden uiteindelijk meer beïnvloed door beleid voor verlaging van kosten van groene technologieën. Veranderingen in specifieke kenmerken van het ETS-ontwerp, zoals het emissieplafond, de bodemprijs en het aantal kosteloos verstrekte vergunningen of de compensatie voor indirecte koolstoflekkage hebben minder invloed op deze beslissingen. [31] Koolstoflekkage kan sterk vermindert worden als de CO₂-prijzen ook tot innovatie leiden, als de heffing meer wordt afgestemd op het beleid in de omringende landen of als de opbrengsten van de CO₂-heffing worden aangewend tot een verlaging van de energiekosten voor het bedrijfsleven. [29] Daarentegen neemt de compensatie voor indirecte emissiekosten wel een belangrijke zorg weg, bij onder andere beleidsmakers, dat de gevolgen van indirecte emissiekosten een negatieve invloed hebben op de economische activiteit en het concurrentievlak van binnenlandse bedrijven. [26]. Daarmee blijft het de vraag of de impact van een compensatie systeem voor indirecte koolstoflekkage de beste manier is om koolstoflekkage te voorkomen.

3.2.1 De impact van compensatie voor indirecte emissiekosten

De impact van de compensatieregeling voor indirecte emissiekosten regeling op onder meer de concurrentiepositie en het verminderen van koolstoflekkage is door Europese Commissie in 2020 onderzocht. Daarmee kan het rapport 'The Effects of EU ETS Indirect Cost Compensation on Firms Outcomes' uitgevoerd door het Joint Research Centre (JRC) gezien worden als belangrijke basis op het gebied van onderzoek naar de impact van de indirecte kosten compensatie. Dit onderzoek evalueert de impact van de indirecte kosten compensatie in (een deel van) de derde fase van EU-ETS (2013-2017). [18]

Resultaten uit dit onderzoek laten zien dat de steun voor indirecte kostencompensatie geen significant effect heeft gehad op de gemiddelde relatieve concurrentiekracht, gemeten in termen van omzet per werknemer of waarde van de totale activa per werknemer. Dat impliceert dat dergelijke compensatiemaatregelen wellicht niet effectief zijn in het verlagen van het risico op koolstoflekkage. Ondanks de extra kosten die bedrijven moeten maken om hun uitstoot te beperken, heeft EU-ETS zich daarmee als relatief effectief en economisch houdbaar bewezen zonder dat het grote schade aan de industrie heeft toegebracht. Deze uitkomst wordt breed gedragen. [30, 32, 33, 34]

Echter, levert dit onderzoek ook bewijs dat bedrijven in landen die compensatie ontvangen slechter presteren dan bedrijven in landen die geen dergelijke compensatie ontvangen, wanneer gekeken wordt naar uitkomsten zoals omzet, de waarde van totale activa, en het aantal werknemers. Een verklaring hiervoor zou kunnen zijn dat er systematische verschillen bestaan tussen landen die compensatie verstrekken en landen die dat niet doen, bijvoorbeeld door grote verschillen in de ontwikkeling in elektriciteitsprijzen. [18] In landen waar de energieprijzen hoger zijn, mede door de prijsstijgingen door EU-ETS, is het risico op koolstoflekkage ook groter.

Dit onderzoek liet zien dat voor elke 1% aan toename in de ontvangen subsidie voor een bedrijf (ongeveer € 1.000) de omzet en waarde van de totale activa met 0,01% toenam en het aantal werknemers met ongeveer 0,07% toenam. [35] Daarmee correleert een hogere compensatie met een verbetering van prestaties, wat suggereert dat voldoende compensatie effectief kan zijn in het verbeteren van bedrijfsprestaties en het ontmoedigen van koolstoflekkage. [22]

Daarentegen ontstaat ook het risico van overcompensatie, wat inefficiënties veroorzaakt, waaronder het in stand houden van niet-levensvatbare "zombiebedrijven". Een efficiënte toewijzing van compensaties is belangrijk zodat de bedrijven die het grootste risico op koolstoflekkage lopen in beeld zijn. [35]. Daarmee is er ook in dit onderzoek geen eenduidige conclusie te stellen over de impact van de compensatiemaatregel gezien er geen positief effect is op de concurrentiekracht maar een subsidie wel kan helpen bij stijging van omzet, waarde van totale activa en toename van werknemers.

Naast dit overkoepelende onderzoek door de JRC zijn op nationaal niveau twee onderzoeken uitgevoerd. In Finland rondom de maakindustrie en in het Verenigd Koninkrijk rondom de UK Emissions Trading Scheme (UK-ETS).

In de Finse maakindustrie werd door Wang (2024) geen significant effect van de compensatie op de bruto productie van het bedrijf, werkgelegenheid of salaris van de fabrieken gevonden waarmee er geen impact van de CIE op het bedrijfsleven plaatsvond. Daarentegen werd er wel bewijs gevonden dat de subsidie heeft geleid tot een toename van elektriciteitsverbruik en zijn meer elektriciteit-intensieve technologieën ingezet. Een verhoging van het elektriciteitsverbruik hoeft niet direct een negatief effect te hebben op de emissie. Mocht deze subsidie ingezet zijn om bedrijfsprocessen te elektrificeren, waarmee de inzet van fossiele brandstoffen afgebouwd kan worden, dan kan een verhoogd elektriciteitsverbruik alsnog zorgen voor een verlaagde emissie, aldus Wang. [23]

Bij onderzoek naar de impact van de UK-ETS is wel bewijs gevonden dat de compensatieregeling heeft bijgedragen aan het behoud van productie bij energie-intensieve bedrijven. [24] Elke euro aan compensatie leverde daar meer dan een euro aan productiewaarde en bruto toegevoegde waarde op, wat aangeeft dat compensatie kan helpen om koolstoflekkage te beperken. Daarnaast werd er geen bewijs gevonden dat

de compensatie de motivatie vermindert om de elektriciteitsintensiteit¹⁶ te verbeteren. Echter, door bedrijven af te schermen van de volledige koolstofprijs, verzwakt een compensatie de prikkel om de output te verminderen, wat leidt tot een verhoogd elektriciteitsverbruik en hogere emissies. Dit leidt ertoe dat de effectiviteit van regelingen, als de EU-ETS en UK-ETS, als middel voor het verminderen van industriële uitstoot, uiteindelijk beperkt blijft. [24]

Dat laat zien dat ook op nationaal niveau verschillende uitkomsten rondom de impact van de compensatie voor indirecte emissiekosten naar voren komen. Daarbij lijkt het in deze twee gevallen specifiek dat de compensatie leidt tot een verhoging van het energieverbruik, wat kan duiden op de elektrificatie van bedrijfsprocessen of een hogere productie door bedrijven. Omdat er relatief weinig gericht onderzoek is gedaan naar de impact van compensatie voor indirecte emissiekosten, verrijken we onze bevindingen met onderzoek naar vergelijkbare energiemaatregelen, zoals belastingvrijstellingen en belastingteruggaven, om beter inzicht te krijgen in de effecten van dergelijke maatregelen.

In Finland, bijvoorbeeld, vonden Laukkanen et al. (2019) dat energiemaatregelen geen impact hadden op de omzet, toegevoegde waarde, lonen, werknemers of het totale energieverbruik maar wel een negatief effect op de inkomsten en de bruto-output van bedrijven. [36] In het Verenigd Koninkrijk vonden Martin et al. (2014) bewijs dat de energietaks geen effect had op productiviteit, productie en werkgelegenheid. [37] Daarnaast vond onderzoek door Gerster & Lamp (2020) naar de Duitse vrijstelling van energiebelasting dat dat heeft geleid tot een toename van het elektriciteitsverbruik, terwijl de concurrentiemaatstaven van bedrijven zoals verkoop, werkgelegenheid en investeringen niet werden beïnvloed. [38]

Dat bevestigt het beeld dat, hoewel compensatie voor indirecte emissiekosten kan helpen bij het verbeteren van bepaalde bedrijfsprestaties, de impact op productiviteit en concurrentiekracht beperkt blijft. Daarmee draagt de compensatie voor indirecte emissiekosten ook beperkt bij in het voorkomen van koolstoflekkage. Om de grootste impact te bereiken is het effectief beheren van de compensatie van belang om overcompensatie en inefficiënties te voorkomen.

3.2.2 Beleid, strategie en de toekomst

De wetenschappelijke literatuur laat zien dat onderzoek naar de impact, op onder andere de concurrentiepositie van bedrijven, van een compensatieregeling voor indirecte emissiekosten lastig te bepalen is. Doordat de indirecte emissiekosten onderdeel zijn van een groter pakket aan beleidsinstrumenten voor de industrie, is het isoleren van

¹⁶ Elektriciteitsintensiteit is een maatstaf voor de hoeveelheid elektriciteit verbruikt per eenheid van de output of productie

het effect van specifiek deze regeling een uitdaging. De impact van de CIE is hierbij sterk afhankelijk van de beleidscontext waarin het wordt ingezet en het type bedrijven die de compensatie ontvangen.

Onderzoek naar koolstoflekkage en de impact van de CIE bevatten daardoor over het algemeen veel schattingen van de effecten van klimaatbeleid, hebben voornamelijk betrekking op langetermijneffecten en worden uitgevoerd op geaggregeerd niveau. Deze schattingen zijn vaak omgeven door veel onzekerheid, zijn sterk afhankelijk van de aannames in de gebruikte modellen en kunnen de korte termijn problemen of de impact op specifieke sub-sectoren of individuele bedrijven verbergen. [30] Desondanks bieden deze onderzoeken wel nuttige inzichten voor beleidsvorming.

Echter ontbreekt de kennis over deze micro-effecten in sommige gevallen bij beleidsmakers. Daarom besteden beleidsmakers, in bijvoorbeeld Nederland, extra aandacht aan anekdotisch bewijs uit casestudies en interviews om beter inzicht te krijgen in wat de directe en praktische gevolgen van koolstofprijnsbeleid zijn voor individuele bedrijven en sectoren. Dat helpt om beleid gericht en effectiever te maken door ook de korte termijn- en kleinschalige effecten mee te nemen. [30]

Daarnaast is het belangrijk dat huidig onderzoek naar koolstoflekkage, en de dan al niet bestaande positieve en negatieve effecten van de EU-ETS, in de context geplaatst moeten worden van de huidige prijzen voor het uitstoten van CO₂. Hoewel emissies binnen het EU-ETS expliciet worden beprijsd (de EUA-termijnkoers in €/tCO₂), heeft deze prijs zich tot nu toe slechts in beperkte mate vertaald in daadwerkelijke kosten voor bedrijven. Dit is voornamelijk het gevolg van de ruime kosteloze toewijzing van emissierechten en de compensatie van indirecte emissiekosten. [34, 39] Toch blijft deze (expliciete) CO₂-prijs niet de belangrijkste bepalende factor voor de kosten van CO₂-uitstoot. Belangrijker zijn instrumenten die een impliciete prijs creëren, zoals accijnzen op fossiele brandstoffen, subsidies, normen of beperkingen. [30] In onderzoek naar de compensatie van indirecte emissiekosten is het van belang om te benadrukken dat het moeilijk is om de impact van deze kosten te kwantificeren omdat deze afhangen van doorgerekende elektriciteitskosten en de kenmerken van de industriële sectoren. Bovendien zijn elektriciteitsprijzen voor grootgebruikers vaak het resultaat van onderhandelingen tussen bedrijven en kunnen ze sterk variëren, afhankelijk van de verschillende belastingen en heffingen in elk land. [18] Wanneer de kosten voor de uitstoot van CO₂ in Europa ten opzichte van landen buiten Europa zal toenemen, speelt een compensatie zoals de CIE wellicht een grotere rol in het behouden van productie in Europa.

Als klimaatinspanningen op een relatief bescheiden algemeen niveau blijven, of als alle landen strikte klimaatdoelstellingen aannemen, lijkt het onwaarschijnlijk dat koolstoflekkage een groot obstakel voor klimaatbeleid zal worden. Maar als sommige koplopers besluiten ambitieuze klimaatmaatregelen te nemen terwijl andere landen achterblijven, is er een reële zorg dat (indirecte) koolstoflekkage de milieueffectiviteit en de publieke

steun voor deze maatregelen kan ondermijnen. [30] De focus zou volgens de wetenschappelijke literatuur daarom moeten liggen op een bredere beleidsmix die een breed scala aan beleidsinterventies integreert, zoals prijs-gebaseerde instrumenten, subsidies, standaarden, openbare infrastructuurinvesteringen, en de vergroening van financiën¹⁷. Hierbij wordt gesuggereerd dat een strategische combinatie van maatregelen tegen klimaatverandering aanzienlijke synergiën kan opleveren. [39] Onderdeel hiervan kan zijn dat de impact van CIE groter wordt, naarmate het klimaatbeleid strenger wordt.

3.3 Inzichten uit beleidsevaluaties

Naast dat de wetenschappelijke literatuur zich bezig heeft gehouden met het bepalen van de effectiviteit en impact van de CIE op onder ander het concurrentievermogen van bedrijven, zijn door verschillende Europese lidstaten beleidsevaluaties uitgevoerd. Deze evaluaties zijn samen met de uitkomsten uit de wetenschappelijke literatuur een belangrijke bron om meer duidelijkheid te verschaffen over de impact van de regeling. In de afgelopen acht jaar zijn in Vlaanderen (2021), Nederland (2021 & 2023), Duitsland (2020) en Frankrijk (2024) beleidsevaluaties uitgevoerd. Conclusies over dit effect lopen sterk uiteen. De beleidsonderzoeken worden hieronder verder toegelicht.

Tijdens de Vlaamse evaluatie van de CIE kon in de enquête of de interviews geen eenduidige link worden getrokken tussen de middelen en waar ze voor worden aangewend door de begunstigde bedrijven. Tevens bleek uit de econometrische analyse dat er geen statistische verschillen bestaan in de bedrijfsresultaten van begunstigde bedrijven en de controlebedrijven [19].

Wel gaven survey en interviewrespondenten het compensatiemechanisme een merkbaar effect heeft op het verkleinen van het concurrentienadeel en bijdraagt tot een grotere bereidheid om in Vlaanderen te investeren. Echter wordt het behoud van productievestiging en bereidheid tot investeren in Vlaanderen beïnvloed door een breder kader (arbeidskosten, fiscaliteit, andere steunmateregelen, enz.) waar de compensatie van indirecte emissiekosten alleen maar een deel van vormt en dat het compensatiemechanisme slechts in beperkte mate invloed heeft op delokalisatie van bestaande productievestigingen. Uit de econometrische analyse blijkt dat een afschaffing van de CIE zou leiden tot een gemiddelde reductie van de toegevoegde waarde en bedrijfswinst van respectievelijk 0,9 en 1,4%. Deze afschaffing zou bij bedrijven kunnen leiden tot een strategiewijziging op lange termijn, waarbij de investeringen zouden kunnen worden toegewezen aan andere installaties buiten Vlaanderen binnen hetzelfde bedrijf waar de lokale compensatiemechanismen wel nog van kracht zouden zijn.

¹⁷ Groene of duurzame financiën refereert naar het in overweging nemen van milieu-, sociale en bestuursfactoren (ESG-criteria) bij het nemen van investeringsbeslissingen. [110]

In Nederland werd in 2017 [25] vastgesteld dat de Indirecte Kostencompensatie (IKC) als doeltreffend beschouwd kon worden. In 2021 werd voorzichtig gesteld dat de regeling waarschijnlijk effectief is als het gaat om het voorkomen van koolstoflekkage.

De vergelijking tussen gebruikers en een controlegroep voor diverse variabelen liet zien dat de subsidieregeling de potentiële verslechtering van de omzet en export van de bedrijven met risico op koolstoflekkage in voldoende mate compenseert. De effectiviteit was het sterkst merkbaar bij energie intensieve bedrijven met homogene producten terwijl dit effect zwakker is voor markten waar transportkosten een belangrijker aandeel hebben en waar productvariaties toegepast worden. Daarnaast zijn andere factoren, zoals locatie, service en kwaliteit van het product, daarbij doorslaggevend. In 2021 werd gesteld dat de subsidie in theorie kan bijdragen aan een betere internationale concurrentiepositie van bedrijven. Echter zijn er geen indicatoren die het weglekrisico beschrijven en zijn er geen gegevens over marktaandeelverlies van grootverbruikers. IKC-bedrijven opereren in internationale markten waarin sterk op prijs geconcentreerd wordt.

In Duitsland werd de Strompreiskompensation (SPK) geëvalueerd waarbij de effectiviteit en doelmatigheid van de regeling niet voldoende vastgesteld kon worden door de evaluator doordat koolstoflekkage empirisch nog onvoldoende stevig is aangetoond en daardoor de kwantificering van de milieueffecten niet mogelijk was [20]. Daarmee kon ook de omvang van de effectiviteit en de effectsterkte niet bepaald worden in de evaluatie. De analyse van de controlegroepen levert geen duidelijke resultaten op, omdat het bewijs van de causaliteit van de SPK door de brede context niet kan worden geleverd.

Daarentegen werd de theoretische werking van de SPK wel bevestigd door de evaluator en kan de SPK ervoor zorgen dat het risico op verplaatsing van productie naar het buitenland en daarmee de kans op koolstoflekkage verminderd wordt. Ook kon geen solide uitspraak worden gedaan over de kosteneffectiviteit van de SPK, omdat het nut van de steunmaatregel of de verschillende positieve effecten van de SPK niet eenduidig kan worden vastgesteld. Dat komt doordat deze positieve effecten niet kunnen worden gekwantificeerd. Een kwalitatieve kosten-batenanalyse toont aan dat de geïnvesteerde subsidie waarschijnlijk grotere positieve economische baten oplevert. Hiermee is een positieve kosteneffectiviteit van de elektriciteitsprijscompensatie waarschijnlijk.

In de Franse evaluatie in 2024 werd door speciaal rapporteur¹⁸ M. Xavier Roseren vastgesteld, dat ondanks dat niks onuitputtelijk is, de ondersteuning van Europese

¹⁸ Een speciaal rapporteur verwijst naar een lid van een commissie dat is aangewezen om specifieke onderwerpen, wetsvoorstellen of begrotingen grondig te bestuderen en daarover verslag uit te brengen aan de rest van de commissie of het volledige parlement.

bedrijven die veel energie verbruiken en blootgesteld zijn aan het risico van koolstoflekkage essentieel is [40]. Deze rapporteur stelde dat onderdelen van de Europese industrie die gevoelig zijn voor koolstoflekkage, hun productie verplaatst zouden hebben zonder een compensatie. Zo'n verplaatsing zou leiden tot massale baanverliezen, verlies van Europees vakmanschap en resulteert in een grotere afhankelijkheid van niet-Europese import. Echter, erkent deze rapporteur ook de kritiek op de compensatie vanwege het gebrek aan focus op vermeende concurrentieverstorende effecten op de wereldmarkt.

4 Internationale vergelijking

Leeswijzer

De internationale vergelijking bestaat uit twee paragrafen. Allereerst gaan we in paragraaf 4.1 in op de invulling van het compensatiesysteem per lidstaat. We geven eerst een totaaloverzicht en gaan daarna in op de ontvankelijkheidsvereisten, de berekening van het steunbedrag en verplichtingen. Daarnaast bespreken we in paragraaf 4.2 de effectiviteit en impact van compensatiesteun op koolstoflekage en verduurzamingsinvesteringen.

In dit hoofdstuk geven we invulling aan de internationale vergelijking. In deze internationale vergelijking wordt ingegaan op de invulling van het Vlaamse compensatiesysteem vergeleken met de systemen in Wallonië, Nederland, Duitsland, Frankrijk, Italië, Spanje en Finland. Binnen deze groep zijn Wallonië, Nederland, Duitsland en Frankrijk bijzonder relevant gezien de nauwe economische connectie met Vlaanderen en een gelijkaardig industrieel weefsel. Italië en Spanje zijn grote industriële economieën binnen de EU die, net als Vlaanderen, sterk inzetten op energie-intensieve sectoren, en zijn daarom nuttig om verschillen in schaal en aanpak te duiden. Finland is opgenomen als een meer atypische case. Hoewel de economische structuur minder vergelijkbaar is met Vlaanderen, laat het wel zien hoe het systeem wordt toegepast in een noordelijk gelegen land met een ander energieprofiel.

Zoals toegelicht in paragraaf 2.2.3 is eind 2025 een wijziging van de Richtsnoeren gepubliceerd. We nemen de gewijzigde Richtsnoeren niet mee in dit hoofdstuk omdat nog niet bekend is hoe lidstaten met de gewijzigde Richtsnoeren zullen omgaan.

4.1 Invulling compensatiesystemen

We geven in deze paragraaf allereerst een totaaloverzicht van het gebruik van de regeling binnen de gehele EU, en specifiek binnen de lidstaten die onderdeel zijn van de internationale vergelijking. Hierop volgend geven we een korte introductie per lidstaat die onderdeel uitmaakt van de internationale vergelijking.¹⁹ Vervolgens bespreken we per lidstaat hoe zij invulling geeft aan de compensatieregeling. We volgen hierbij de vrijheidsgraden binnen de ontvankelijkheidsvereisten, de berekening van het steunbedrag en de verplichtingen, zoals besproken in paragraaf 2.2.2.

¹⁹ Hoewel Wallonië geen lidstaat is, doelen we ook op Wallonië wanneer gesproken wordt over lidstaten.

4.1.1 Totaaloverzicht

In deze paragraaf geven we allereerst een overzicht van uitgaven aan compensatiesteun op EU-niveau. Daarnaast schetsen we een algemeen beeld per lidstaat die is opgenomen in deze internationale vergelijking. Op EU-niveau namen de uitgaven aan compensatiesteun toe. In 2024 werd in totaal €5,52 miljard uitbetaald aan bedrijven voor in 2023 gemaakte indirecte kosten. Dit is een stijging van ongeveer 40% ten opzichte van 2023. Een belangrijke oorzaak voor deze stijging is de sterke stijging van de EUA-termijnkoers. [41] Tabel 7 laat het over emissiejaar 2023 uitgekeerde steunbedrag zien voor de lidstaten die onderdeel zijn van de internationale vergelijking.

Als de jaarlijkse uitgaven aan de compensatie van indirecte emissiekosten meer dan 25% bedragen van de opbrengsten uit de veiling van emissierechten, moet de lidstaat een rapport ter verantwoording opstellen en dit publiceren. Zoals te zien in onderstaande tabel overschrijden België, Frankrijk, Finland en Duitsland de grens van 25%. Dit wordt verder toegelicht in de beschrijving per lidstaat. [42]

Tabel 7. In 2024 uitgekeerde steunbedragen (uit de ETS-veilingopbrengsten) voor in 2023 gemaakte indirecte kosten per EU-lidstaat [41] [43]

	Uitbetaald bedrag (M€)	Aantal ontvangers (installaties)	Veilingopbrengsten (M€)	Omvang steun t.o.v. veilingopbrengsten	Gemiddeld subsidiebedrag per ontvanger (M€)
België	249,9	56	739,9	33,8%	4,5
Vlaanderen	229,9	37	-	-	6,2 ²⁰
Wallonië ²¹	20,0	19	-	-	1,1
Nederland	147,3	48	1.261,1	11,7%	3,1
Duitsland	2.395,0	707	7.582,5	31,6%	2,4
Frankrijk	908,8	293	2060,1	44,1%	3,1
Italië	165,5	252	3.547,3	4,7%	0,7
Spanje	282,8	191	3.514,0	8,0%	1,5
Finland	143,2	55	571,5	25,1%	2,6

²⁰ Belangrijke kanttekening hierbij is dat het gemiddelde subsidiebedrag per ontvanger in Vlaanderen waarschijnlijk hoog ligt doordat er een minimumverbruik van 1 GWh wordt gehanteerd. Hierdoor wordt er geen subsidie verleend aan kleine gebruikers, wat de gemiddelde waarde beïnvloed.

²¹ De cijfers voor Wallonië zijn berekend op basis van de cijfers van België en Vlaanderen.

Beschrijving per lidstaat

In het onderstaande geven we per lidstaat een korte beschrijving. Hierin nemen we op onder welke naam de regeling in dat lidstaat bekend staat, welk departement en welke uitvoeringsorganisatie betrokken zijn, het budget voor en de uitgaven aan compensatiesteun in de afgelopen jaren en hoe de regeling past binnen breder klimaat- en energiebeleid.

Vlaanderen

In Vlaanderen bestaat de compensatieregeling onder de naam *Compensatie Indirecte Emissiekosten (CIE)*²². Het departement Werk, Economie, Wetenschap, Innovatie en Sociale Economie (WEWIS) is op beleidsniveau verantwoordelijk voor de compensatieregeling. De Vlaamse overheid verleent via het Vlaams Agentschap Innoveren en Ondernemen (VLAIO) subsidie ter compensatie van de indirecte emissiekosten van elektriciteit intensieve bedrijfstakken. [43]

De Vlaamse regering specificeert geen maximumbudget voor de CIE, maar keert aan alle begunstigden de maximale steun van 75% uit. Over het emissiejaar 2021 werd € 75 miljoen aan compensatiesteun verleend. Dit bedrag verdubbelde over het emissiejaar 2022, toen ruim € 150 miljoen aan compensatiesteun werd verleend. Over het emissiejaar 2023 bedroeg de compensatiesteun €229 miljoen. De sterke stijging werd vooral veroorzaakt door de toename van de EUA-termijnkoers. [43] De compensatiesteun wordt gefinancierd uit de veilingopbrengsten, waardoor de ETS-bedrijven indirect de compensatieregeling financieren. [44] De ETS-doelgroep en CIE-doelgroep overlappen slechts gedeeltelijk, waardoor de CIE-doelgroep de compensatie niet volledig financiert.

Vlaanderen besteedde, samen met Wallonië, in emissiejaar 2023 33,8% van de veiling inkomsten aan de compensatie van indirecte emissiekosten. Daarmee overschreed het de grens van maximaal 25%. Dit is al een aantal jaar het geval en wordt toegeschreven aan het hoge aandeel in koolstofarme elektriciteitsproductie, wat leidt tot een relatief lage veilingopbrengst ten opzichte van het aandeel in de energie-intensieve industrie. [41]

De lange termijnvisie van het Vlaamse Gewest is weergegeven in de Vlaamse Klimaatstrategie 2050. [45] Het definitief geactualiseerd Vlaamse Energie- en Klimaatplan (VEKP) 2021-2030 bevat concrete beleidslijnen en maatregelen. De CIE is een van de maatregelen uit het VEKP. Het VEKP vormt de Vlaamse bijdrage aan het Belgische Nationale Energie- en Klimaatplan (NEKP). [46] Daarnaast is de CIE verbonden aan de Vlaamse Energiebeleidsovereenkomsten (EBO's). Dit zijn vrijwillige overeenkomsten waaraan Vlaamse energie-intensieve ondernemingen kunnen deelnemen. De EBO's hebben als doel het verankeren van de Vlaamse industrie en het blijvend verbeteren

²² [\[www.vlaio.be\]](http://www.vlaio.be)

van de energie-efficiëntie ervan. De CIE vereist dat ondernemingen die onder de doelgroep van de EBO's vallen, daadwerkelijk zijn toegetreden tot de EBO's. [47]

Wallonië

In Wallonië worden indirecte emissiekosten gecompenseerd via de *Aide aux entreprises en compensation des coûts des émissions indirectes*.²³ De Waalse Overheidsdienst (Service Public de Wallonie (SPW)) is verantwoordelijk voor de uitvoering van de compensatieregeling. [48] Op beleidsniveau is de Directie van Investeringsprogramma's (Direction des Programmes d'Investissement) van het departement van Investerings (Département de l'Investissement) verantwoordelijk voor de regeling.

Voor de compensatie wordt in Wallonië jaarlijks een budget vrijgemaakt. Het budget komt voort uit de jaarlijkse begroting van het Waals Gewest. [49] Indien dit budget overschreden wordt, wordt evenredig steun in mindering gebracht door het steunpercentage te verlagen. Uit de schriftelijke input van de Waalse SPW blijkt dat hier de afgelopen drie jaar sprake van is geweest. Voor emissiejaren 2021 en 2022 werd gezamenlijk een budget van € 50 miljoen voorzien, en werd € 14,2 miljoen (2021) en € 35 miljoen aan compensatie verleend. [42] Voor emissiejaar 2023 werd het budget verlaagd tot € 20 miljoen. De reden voor het invoeren van een maximumbudget werd niet meegegeven.

In totaal besteedde België in emissiejaar 2023 33,8% van de veiling inkomsten aan compensatie van indirecte emissiekosten. Daarmee werd op nationaal niveau de grens van 25% overschreden. Dit was ook in eerdere jaren het geval en wordt toegeschreven aan het hoge aandeel in koolstofarme elektriciteitsproductie, wat leidt tot een relatief lage veilingopbrengst ten opzichte van het aandeel in de energie-intensieve industrie. [41]

Wallonië heeft zijn klimaatdoelstellingen per wet vastgelegd via het Décret Neutralité Carbone. Hierin is opgenomen dat Wallonië 55% reductie van broeikasgassen in 2030 bereikt en in uiterlijk 2050 koolstofneutraal te zijn met een reductie van 95% in broeikasgassen [50]. Om de doelstellingen van 2030 te bereiken is in Wallonië het Plan Air Climat Énergie à l'horizon 2030 (PACE 2030) opgesteld [51]. Daarin wordt onder andere beschreven welke acties Wallonië onderneemt tegen de uitstoot van broeikasgassen. In dit plan is ook de compensatie voor indirecte koolstoflekkage opgenomen als onderdeel van het beschermen van de concurrentiepositie van bedrijven.

²³ [\[www.wallonie.be\]](http://www.wallonie.be)

Nederland

In Nederland wordt de compensatiesteun verleend als subsidieregeling onder de naam *Indirecte kostencompensatie ETS (IKC-ETS)*.²⁴ Het Ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) is beleidsmatig verantwoordelijk voor deze regeling. De Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) is verantwoordelijk voor de uitvoering van de regeling.

De Nederlandse regeling kent een maximaal budget, dat jaarlijks wordt vastgesteld op basis van een inschatting van het jaar ervoor. De reden dat er een maximumbudget wordt gehanteerd is dat fossiele subsidies in Nederland onder druk staan. De IKC-ETS wordt gefinancierd via de rijksbegroting, met jaarlijks specifieke budgetten die het kabinet vastlegt in bijvoorbeeld de Voorjaarsnota. Het budget komt dus niet voort uit de ETS-opbrengsten. [52] Indien dit budget wordt overschreden, wordt steun evenredig in mindering gebracht door de steunintensiteit te verlagen. [53] In de praktijk is het echter nog niet nodig geweest om het steunpercentage naar beneden bij te stellen.

Voor compensatiesteun over emissiejaar 2021 werd € 81,6 miljoen budget vrijgemaakt. In totaal werd hiervan € 59,8 miljoen steun uitgekeerd. [54] In 2023 was de subsidieregeling niet van kracht, waardoor geen steun werd verleend voor gemaakte kosten in 2022. De regeling werd vanaf 2024 (emissiejaar 2023) in eerste instantie voor één jaar ingevoerd maar is inmiddels verlengd tot emissiejaar 2026 [55].²⁵ Het subsidieplafond voor de subsidieregeling werd voor emissiejaar 2023 vastgesteld op € 186 miljoen, waarvan ruim € 147 miljoen aan steun werd uitgekeerd [56] [57]. Voor het emissiejaar 2024 is een subsidieplafond van € 167,4 miljoen vastgesteld maar is de daadwerkelijk uitgekeerde steun nog niet bekend. [58] Dit loopt op naar een subsidieplafond van € 200 miljoen in emissiejaar 2026 [55].

De lange termijnvisie van Nederland op het gebied van klimaat is vastgelegd in het Klimaatakkoord waar onder meer de afspraak is gemaakt om in 2050 klimaatneutraal te zijn. Het kabinet presenteert elke vijf jaar een Klimaatplan waarin staat hoe zij de komende 10 jaar toewerkt om klimaatneutraal te worden in 2050. [59] Zo staat in het Klimaatplan 2025-2035 onder andere dat Nederland in 2040 90% minder broeikasgasen een logische tussenstap vindt. [60] Als onderdeel van het klimaatpakket (Pakket voor Groene Groei) besloot de minister van KGG om de IKC-ETS voor emissiejaar 2024, 2025 en 2026 weer open te stellen. [61]

Duitsland

In Duitsland worden al jarenlang indirecte emissiekosten gecompenseerd via de *Strompreiskompensation (SPK)*.²⁶ De SPK valt onder het Ministerie van Economische zaken

²⁴ [\[www.rvo.nl\]](http://www.rvo.nl)

²⁵ In het Coalitieakkoord 2026-2030 is het voornemen opgenomen om de compensatiesteun te verlengen. Dit is echter nog niet formeel vastgelegd.

²⁶ [\[www.dehst.de\]](http://www.dehst.de)

en Energie (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)). De Duitse Emissiehandelsautoriteit (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt)) is verantwoordelijk voor het toekennen van compensatie voor indirecte emissiekosten. [62]

De Duitse overheid hanteert geen maximumbudget maar keert alle begunstigden met 75% de maximale steun uit en hanteert het uitzonderingsmechanisme. Het budget hiervoor is afkomstig uit de federale begroting. Via staatssteunbudgetten, die zijn vastgelegd in de rijksbegroting, betaalt de Duitse federale overheid de steun direct aan bedrijven. Er is budget vrijgemaakt voor de periode 2021-2030. [63] De uitgaven over emissiejaar 2021 bedroegen €806,05 miljoen. [64] Dat jaar werd er steun verleend aan 676 ontvangers. Over emissiejaar 2022 werd €1,6 miljard verleend aan 668 begunstigden. [42] Over emissiejaar 2023 werd €2,4 miljard verleend aan 707 begunstigden. Het totale steunbedrag zal naar verwachting verder stijgen. Zo worden voor emissiejaar 2024 de kosten op €3,9 miljard begroot. [65]

Duitsland besteedde in emissiejaar 2023 31,6% van de veiling inkomsten aan compensatie van indirecte emissiekosten. Daarmee overschreed het de grens van maximaal 25%. Een historische analyse van het van de Duitse emissiehandelsautoriteit liet zien dat de drempel van 25% sinds 2013 vier keer eerder is overschreden in Duitsland. Daarbij werden de hoge prijzen van emissierechten als belangrijkste oorzaak aangewezen. [41]

Het 2050 Klimaat Actie Plan beschrijft de Duitse beleidsdoelen op het gebied van klimaat en principes die onderdeel van zijn. Hierin wordt geduid dat er redelijk regels moeten komen voor wat bekend staat als directe- en indirecte koolstoflekkage om koolstoflekkage te voorkomen. Daarnaast is in 2021 de Federale Klimaatactiewet (KSG) geïntroduceerd. Deze wet bevat onder andere de doelen voor 2030, 2040 en 2045. Daarnaast werd in 2023 het actieprogramma klimaat 2030 opgesteld waarin de doelen voor 2030 vastgesteld staan, waaronder 55% minder uitstoot van broeikasgassen. De expliciete uitwerking van compensatie voor indirecte koolstoflekkage wordt hierin niet benoemd. [66]

Frankrijk

In Frankrijk wordt de compensatiesteun al jarenlang verleend aan bedrijven.²⁷ Beleidsmatig valt de compensatie onder het Ministerie van Economie, Financiën en Industrie, Energie en Digitale Soevereiniteit (Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle, énergétique et numérique). In de praktijk wordt dit uitgevoerd door het Agentschap voor Diensten en Betalingen (Agence de Services et de Paiement (ASP)). Deze betalingsorganisatie houdt zich bezig met de uitvoering van het overheidsbeleid op Europees, nationaal en lokaal niveau. [67]

²⁷ [\[www.entreprises.gouv.fr\]](http://www.entreprises.gouv.fr)

Ook in Frankrijk is er geen maximaal budget vastgesteld voor de compensatie maar krijgen begunstigden de maximale steun van 75% zoals vastgelegd in de Richtsnoeren en hanteren zij het uitzonderingsmechanisme [40]. Over emissiejaar 2021 werd €300,2 miljoen uitgekeerd aan 275 begunstigden. [54] De kosten over emissiejaar 2022 verdubbelden. Er werd toen €604,2 miljoen verleend aan 280 ontvangers. [42] De kosten over emissiejaar 2023 namen verder toe. Er werd toen €908,8 miljoen verleend aan 293 begunstigden. [41] In Frankrijk is het budget voor de periode 2021-2030 vastgelegd. Er zijn middelen gereserveerd in de nationale begroting. [68]

Frankrijk besteedde in emissiejaar 2023 44,1% van de veilinginkomsten aan compensatie van indirecte emissiekosten. Daarmee overschreed het de grens van maximaal 25%. Dit is al een aantal jaar het geval en wordt toegeschreven aan het hoge aandeel in koolstofarme elektriciteitsproductie, wat leidt tot een relatief lage veilingopbrengst ten opzichte van het aandeel in de energie-intensieve industrie. [41]

In 2019 werd de Franse Energie- en Klimaatwet aangenomen, waarmee Frankrijk zich bond aan het behalen van CO₂-neutraliteit in 2050 ten opzichte van 1990. Om tegemoet te komen aan deze doelstelling werd de *National low carbon strategy (SNBC)* gepubliceerd in 2018 en werd een herziene versie daarvan gepubliceerd in 2020. [69] Daarnaast heeft de Franse overheid sinds 2014 een reeks maatregelen ingevoerd om de concurrentiekracht van energie-intensieve industrie te ondersteunen. Daartoe werd de compensatieregeling opgenomen in de Financieringswet en de Energiewet. [70]

Italië

De Italiaanse regeling voor compensatiesteun is bekend als het Industrial Energy Transition Fund. De regeling valt op beleidsniveau onder het Ministerie van Milieu en Energiezekerheid (Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica). De organisatie Acquirente Unico (AU) is verantwoordelijk voor het verlenen van de compensatiesteun.

De compensatie wordt uitgekeerd vanuit het Energy Transition Fund. Jaarlijks wordt een deel van de veilingopbrengsten ondergebracht in het fonds. Voor 2021-2024 ging dit om € 150 miljoen per jaar. Vanaf 2025 wordt jaarlijks € 300 miljoen ondergebracht in het fonds. Binnen het fonds is jaarlijks € 10 miljoen gereserveerd voor investeringen in decarbonisatie en energie-efficiëntie. Het overige bedrag is gereserveerd voor de compensatie van indirecte emissiekosten.

De Italiaanse overheid hanteert een maximumbudget voor de regeling. Van de jaarlijkse veilingopbrengsten wordt voor de emissiejaren 2021-2024 € 150 miljoen toegewezen aan het fonds waaruit de compensatie wordt uitgekeerd. Vanaf emissiejaar 2025 bedraagt dit € 300 miljoen. Van dit fonds is € 10 miljoen gereserveerd voor investeringen in decarbonisatie en energie-efficiëntie. Het overige budget is beschikbaar voor de compensatie van indirecte emissiekosten. [71] Wanneer het fonds in een jaar niet raakt uitgeput blijft het budget beschikbaar voor de compensatie van indirecte emissiekosten in latere jaren. Over emissiejaar 2021 verleende Italië €146,8 miljoen aan

compensatiesteun aan 229 begunstigden. [54]. Er werd over emissiejaar 2022 €150,6 miljoen steun verleend aan 251 ontvangers en in emissiejaar 2023 € 165,5 miljoen steun verleend aan 252 ontvangers. [42] [41]

Het Industrial Energy Transition Fund is onderdeel van het National Plan integrated for Energy and Climate, van het Italiaanse Ministerie van Milieu en Energiezekerheid. Het doel van dit plan is het identificeren van instrumenten en maatregelen om de energie-zekerheid, milieubescherming en betaalbaarheid van energie te verbeteren, en daarmee bij te dragen aan de Europese energie- en milieudoelstellingen. [71] Daarin wordt ook de rol van compensatie voor indirecte koolstoflekkage beschreven via de-creet No 466 van de minister van Ecologische Transitie. Er worden door Italië met de compensatie drie doelstellingen beoogd: 1) het minimaliseren van het risico op koolstoflekkage, 2) het handhaven van de doelstelling van het EU-ETS om kosteneffectieve decarbonisatie te bereiken en 3) het minimaliseren van concurrentievervalsingen op de interne markt, met een steunintensiteit die de kosten van EU-emissierechten die worden doorberekend in de elektriciteitsprijzen niet volledig compenseert.

Spanje

De Spaanse compensatieregeling, Ayudas compensatorias por costes de emisiones indirectas de CO₂, is onderdeel van het Ministerie van Industrie, Handel en Toerisme.²⁸ Het DG voor Industrie en Kleine en Middelgrote Ondernemingen is bevoegd om de steun te verlenen aan begunstigden. [72]

Er wordt in Spanje een maximaal budget gehanteerd voor de compensatieregeling. Het budget voor de compensatiesteun is vrijgemaakt via de nationale begroting. [73] Voor 2025, emissiejaar 2024, bedraagt dit budget €600 miljoen. [74] Over emissiejaar 2021 werd €244 miljoen verleend aan 211 ontvangers. [54] De steun over emissiejaar 2022 bedroeg €228,8 en werd verleend aan 185 begunstigden. [42] Dit nam over emissiejaar 2023 toe tot €282,8 miljoen voor 191 begunstigden. [41]

De Spaanse compensatieregeling maakt deel uit van het Integrated National Energy and Climate Plan (NECP). Het NECP is de nationale strategische leidraad die energie- en klimaatbeleid verbindt met de doelstellingen voor 2030, in overeenstemming met nationale en Europese wetgeving. [75]

Finland

In Finland bestaat de compensatieregeling onder de naam Teollisuuden sähköistäämistuki (hulp voor elektrificatie van de industrie).²⁹ De steunregeling werd in 2022 ingevoerd door het Ministerie van Economische Zaken. De Energieautoriteit

²⁸ [\[www.mintur.gob.es\]](http://www.mintur.gob.es)

²⁹ [\[energiavirasto.fi\]](http://energiavirasto.fi)

(Energia Virasto) is verantwoordelijk voor het beoordelen van subsidieaanvragen en het verlenen van de subsidie. [76]

Het budget voor de regeling is vastgezet op een maximum van €150 miljoen per jaar. [76] Dit bedrag wordt jaarlijks vastgesteld door het parlement waarbij de Energieautoriteit geen invloed heeft op de bepaling van dit bedrag. De motivatie voor het instellen van een maximumbudget is niet bekend bij de onderzoekers. In het eerste jaar dat de regeling van kracht was, bedroeg de verleende steun €63,3 miljoen (50 begunstigden). [54] Dit bedrag liep het jaar daarna op. Er werd over emissiejaar 2022 €117,7 miljoen verleend aan 49 begunstigden. [42] Over emissiejaar 2023 bedroeg het totale steunbedrag €143,2, dat werd verleend aan 55 begunstigden. [41] Wanneer de steunbedragen het budget overschrijden, wordt steun evenredig in mindering gebracht door de steunintensiteit te verlagen.

Finland besteedde in emissiejaar 2023 25,1% van de veiling inkomsten aan compensatie van indirecte emissiekosten. Daarmee overschreed het de grens van maximaal 25%. Dit werd, net als in Duitsland, door de autoriteiten toegeschreven aan de stijging van de prijzen van emissierechten die als basis voor de compensatie dienen. [41]

De Finse overheid publiceerde in 2017 de Nationale Energie- en Klimaatstrategie voor 2030. In deze strategie wordt de compensatiesteun voor het eerst geïntroduceerd in de Finse context. Deze wordt geïntroduceerd als onderdeel van het project: *Towards carbon-free, clean and renewable energy cost-efficiently*. [77]

4.1.2 Ontvankelijkheidsvereisten

In Tabel 8 is op basis van deskstudie van de relevante regelgeving weergegeven hoe de verschillende lidstaten invulling geven aan de vrijheidsgraden met betrekking tot de ontvankelijkheidsvereisten. Ten aanzien van de selectie van sectoren wordt enkel aangegeven indien lidstaten afwijken van de selectie die door de Commissie is voorgesteld in Bijlage I van de Richtsnoeren (zie Tabel 1). Daarnaast betekenen de streepjes in de tabel dat er geen aanvullende ontvankelijkheidsvereisten worden gehanteerd. Voor Vlaanderen, Wallonië, Nederland, Duitsland en Finland geldt dat de gegevens in de tabel gevalideerd zijn in interviews, dan wel op basis van schriftelijke input. Indien er sprake is van een gevalideerd gegeven, geven wij dit als volgt aan [i]. Onder de tabel worden de relevante verschillen verder toegelicht.

Tabel 8. Invulling van ontvankelijkheidsvereisten per geselecteerde lidstaat

Lidstaat	Selectie van sectoren	Aanvullende ontvankelijkheidsvereisten	
		Inzake een eventueel elektriciteitsverbruik	Overige vereisten
Vlaanderen	Geen afwijking t.o.v. Richtsnoeren. [43] [i]	Minimaal steunbaar elektriciteitsverbruik van 1 GWh. [43] [i]	Ja, verplichting EBO's. [47]
Wallonië	Geen afwijking t.o.v. Richtsnoeren. [49] [i]	-	-
Nederland	Geen afwijking t.o.v. Richtsnoeren. [78] [i]	Geen steun voor de eerste GWh. [58] [i]	Ja, geen compensatie voor productieprocessen waarbij meer dan 50% van de energiedragers fossiele oorsprong heeft. [78]
Duitsland	Geen afwijking t.o.v. Richtsnoeren. [79] [i]	Tot 2024 geen steun voor de eerste GWh. [79]	Ja, geen steun voor zelf opgewekte stroom wanneer installatie dit al voor 2021 deed én een vergoeding ontving via de EEG. [79]
Frankrijk	Geen afwijking t.o.v. Richtsnoeren. [80]	-	-
Italië	Geen afwijking t.o.v. Richtsnoeren. [81]	-	-
Spanje	Geen afwijking t.o.v. Richtsnoeren. [82]	-	-
Finland	Geen afwijking t.o.v. Richtsnoeren. [76] [i]	-	Ja, tenminste 30% van totale elektriciteitsverbruik geproduceerd uit koolstofvrije bron of aantonen dat emissies voor productie in de installaties met gratis ETS-rechten onder de norm voor gratis toewijzingen liggen. [76]

Toelichting

Vlaanderen

De Vlaamse overheid hanteert een aanvullende vereiste voor energieverbruik. Zo moeten ondernemingen een steunbaar energieverbruik van minimaal 1 GWh hebben om in aanmerking te komen voor compensatiesteun. Er wordt wel steun verleent voor de eerste GWh. [58]

Zoals eerder toegelicht is de Vlaamse CIE gekoppeld aan de Energiebeleidsovereenkomsten. Een vereiste die hieruit voortkomt is dan ook dat bedrijven die onder de EBO-doelgroep vallen, lid moeten zijn van de EBO's om voor compensatiesteun in aanmerking te komen. [47] Uit de interviews blijkt dat de voorwaarde voor compensatieregeling samenlopen met de EBO's, hetgeen als handig ervaren wordt. Door deze overlap worden maar een zeer beperkt aantal deelnemers uitgesloten wat als positief gezien wordt.

Tot slot gelden in Vlaanderen de aanvullende vereisten dat ondernemingen met openstaande schulden bij VLAIO of het Fonds voor Innoveren en Ondernemen zijn uitgesloten van steun.³⁰ [43] Deze vereisten zijn aanvullend op de verplichte vereiste rondom de financiële positie van aanvragers.

Nederland

Nederland hanteert de aanvullende vereiste dat de eerste GWh aan elektriciteitsverbruik niet in aanmerking komt voor steun. Daarnaast hanteert Nederland de aanvullende vereiste dat er geen steun verleend wordt aan producten die voortkomen uit een productieproces waarbij meer dan de helft van de verwerkte of geproduceerde energiedragers een fossiele oorsprong heeft. [78] In de praktijk blijkt dat vooral raffinaderijen niet aan deze voorwaarde kunnen voldoen. Voor raffinaderijen die gebruik maken van biobrandstoffen is het wel mogelijk om aan deze eis te voldoen. In de interviews is aangegeven dat de verwachting is dat meer raffinaderijen in de komende jaren aan de eis gaan voldoen, en dus in aanmerking komen.

Duitsland

Tot en met 2023 werd in Duitsland één GWh in mindering gebracht op het totale elektriciteitsverbruik per installatie. De eerste GWh kwam daarmee – net zoals in Nederland – niet in aanmerking voor compensatie, en installaties met een klein verbruik werden volledig buiten de regeling gehouden. Deze vereiste was ingevoerd omdat de kosten voor een aanvrager niet zouden opwegen tegen de compensatie die zij ontvangen. Met de gestegen EUA-termijnkoers was dit niet langer het geval, waardoor de vereiste vanaf emissiejaar 2023 is afgeschaft. [79] [83]

Duitsland hanteert daarnaast de aanvullende vereiste dat Installaties die zelf stroom opwekken, die voor 1 januari 2021 al in gebruik waren én die een vergoeding ontvangen onder de Duitse *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)* geen compensatiesteun voor de zelf opgewekte stroom ontvangen. [79] Deze vereiste is ingevoerd omdat de betreffende installaties zijn gebouwd, uitgaande van een financiële situatie zonder indirecte

³⁰ Het Fonds voor Innoveren en Ondernemen fungeert als financieringsfonds van VLAIO en geeft mee uitvoering aan het Vlaamse innovatiebeleid.

kostencompensatie. [83] Voor deze installaties zou compensatie dan ook geen stimulerend effect hebben.

Finland

Finland hanteert de aanvullende vereiste dat ten minste 30% van het totale elektriciteitsverbruik van de aanvrager moet zijn geproduceerd uit koolstofvrije bronnen, waarbij het jaar voorafgaand aan het emissiejaar als referentiejaar wordt gehanteerd. Alternatief kan een aanvrager aantonen dat de emissies van de productie in de installaties die gratis ETS-rechten ontvangen onder de norm voor gratis toewijzing liggen. [76] Volgens de Richtsnoeren kunnen lidstaten deze vereiste als verplichting opleggen aan begunstigten, maar Finland kiest ervoor deze op te nemen als expliciete vereiste om in aanmerking te komen.

Conclusie ontvankelijkheidsvereisten

Geen van de lidstaten kiest ervoor om af te wijken van de selectie van sectoren die door de Europese Commissie is voorgesteld. Wel worden in Nederland momenteel³¹ effectief alle bedrijven binnen de NACE-code *19.20 – Vervaardiging van geraffineerde aardolieproducten* uitgesloten van steun, omdat deze bedrijven niet kunnen voldoen aan de aanvullende eis dat productieprocessen waarbij meer dan de helft van de verwerkte of geproduceerde energiedragers van fossiele oorsprong zijn niet in aanmerking komen voor steun.

Nederland en Vlaanderen hanteren beide een minimaal steunbaar elektriciteitsverbruik van 1 GWh. In Duitsland bestond deze eis tot 2024 ook. In Vlaanderen wordt echter wel steun verleend voor de eerste GWh, terwijl Nederland de eerste GWh uitsluit van steun. Uit interviews blijkt dat het minimaal steunbaar elektriciteitsverbruik in zowel Nederland als Vlaanderen is ingevoerd om te voorkomen dat administratieve kosten hoger uitvallen dan het steunbedrag.

In Duitsland geldt aanvullend een vereiste waarmee bepaalde installaties voor wie de compensatie – vanwege samenloop met andere subsidiemaatregelen – geen stimulerend effect zou hebben, worden uitgesloten van compensatie.

Tot slot hanteert Finland de aanvullende vereiste waardoor enkel installaties waarvoor minimaal 30% van het elektriciteitsverbruik is geproduceerd uit koolstofvrije bronnen is geproduceerd in aanmerking komt voor compensatie. Hiermee geeft Finland al aan de voorkant van het aanvraagproces invulling aan een deel van de verplichtingen die lidstaten kunnen hanteren. Finland is hiermee strenger dan noodzakelijk in haar voorwaarden.

³¹ De verwachting is dat raffinaderijen in de komende jaren mogelijk wel aan deze vereiste kunnen gaan voldoen door het gebruik van biobrandstoffen.

4.1.3 Berekening steunbedrag

In Tabel 9 is weergegeven hoe de verschillende lidstaten invulling geven aan de vrijheidsgraden met betrekking tot de berekening van het steunbedrag. Voor Vlaanderen, Wallonië, Nederland, Duitsland en Finland geldt dat de gegevens in de tabel mogelijk gevalideerd zijn. Indien er sprake is van informatie welke is gevalideerd in een interview geven wij dit aan met “[i]”. Onder de tabel volgt een verdere toelichting op de relevante verschillen tussen de lidstaten.

Tabel 9. Overzicht gehanteerde parameters verschillende lidstaten in berekening steunbedrag

Lidstaat	Max. steunintensiteit ³²	CO ₂ -emissiefactor ³³	Uitzonderingsmechanisme
Vlaanderen	75% [43] [i]	Marktgebaseerd (0,51) [43] Wijziging 0,37 [16]	Ja, in 2022 en 2023, met maximale steunintensiteit van 95%. [43] [i]
Wallonië³⁴	75% [i]	Marktgebaseerd (0,51) [43] Wijziging 0,37 [16]	Nee [i]
Nederland	75% [i]	Standaard (0,45) [2] Wijziging 0,44 [16]	Nee [i]
Duitsland	75% [62]	Standaard (0,72) [62] Wijziging 0,73 [16]	Ja, tot emissiejaar 2023 werd een basiskost in mindering gebracht [83] [i]
Frankrijk	75% [84]	Marktgebaseerd (0,51) [84] Wijziging 0,43 [16]	Ja, geen afwijking Richtsnoeren. [84]
Italië	75% [85]	Standaard (0,64) [86] Wijziging 0,44 [16]	Nee
Spanje	75% [87]	Standaard (0,53) [2] Wijziging 0,47 [16]	Ja, geen afwijking Richtsnoeren. [87]
Finland	25% [88]	Standaard (0,58) [2] Wijziging 0,62 [16]	Nee [i]

³² Voor de bedrijfstakken die eerder al in aanmerking kwamen voor compensatiesteun wordt de maximale steunintensiteit verhoogd naar 80%. Voor bedrijfstakken die op basis van de gewijzigde richtsnoeren in aanmerking komen, geldt een maximale steunintensiteit van 75%.

³³ Met “wijziging” is de nieuwe CO₂-emissiefactor gegeven, die na de wijziging van de Richtsnoeren vanaf emissiejaar 2026 geldt als standaard emissiefactor.

³⁴ Het maximumbudget werd in Wallonië en Finland overschreden, waardoor de steunintensiteit in de praktijk lager ligt dan de maximum steunintensiteit die in de Richtsnoeren werd gesteld.

Toelichting

Vlaanderen

Vlaanderen hanteert een marktgebaseerde CO₂-emissiefactor. Uit interviews komt naar voren dat Vlaanderen heeft besloten om de CO₂-emissiefactor te bepalen via de marktgebaseerde aanpak, omdat de standaard emissiefactor voor België (0,36 tCO₂/MWh, zie Bijlage 4) niet overeenkomt met de werkelijke energiemix in België, maar veel te laag uitvalt. Uit de studie volgde een emissiefactor van 0,51 tCO₂/MWh. De studie is gebaseerd op data uit 2019, en zou daarom binnenkort moeten worden geactualiseerd. Omdat de CO₂-emissiefactor voor België in het geheel geldt, geldt deze marktgebaseerde emissiefactor ook in Wallonië. In de gewijzigde Richtsnoeren is de emissiefactor voor België vastgesteld op 0,37 tCO₂/MWh. [16]

Vlaanderen heeft in 2022 en 2023 het uitzonderingsmechanisme toegepast. Hierbij wordt extra steun gegeven wanneer het eigen aandeel in de indirecte emissiekosten groter is dan 1,5% van de bruto toegevoegde waarde van de onderneming tot een maximum van 95%. Hiermee hanteert Vlaanderen een strengere toepassing dan de Richtsnoeren voorschrijven. De berekening van de meersteun en beoordeling van de drempel van 1,5% bruto toegevoegde waarde van een onderneming moet daarbij uitgevoerd worden op Belgisch niveau. Dit houdt in dat er ook gekeken wordt naar installaties in Wallonië en de steun van de Waalse overheid. De meersteun van de Vlaamse overheid wordt hierbij alleen uitgekeerd over installaties gevestigd in Vlaanderen. Daarbij is de Waalse overheid verantwoordelijk voor de installaties gevestigd in Wallonië.

Wallonië

Wallonië hanteert formeel een maximale steunintensiteit van 75%. In de praktijk is de steunintensiteit echter gekoppeld aan een vast totaalbudget. Wanneer dit budget niet toereikend is om alle aanvragers maximaal te ondersteunen, worden aanvragers op gelijke wijze gekort door de steunintensiteit te verlagen. Voor emissiejaar 2024 werd een effectieve steunintensiteit van 25,43% gehanteerd, blijkt uit schriftelijke input die voor deze uitgaventoetsing is aangeleverd.³⁵

Wallonië en Vlaanderen hanteren gezamenlijk, zoals toegelicht voor Vlaanderen, een marktgebaseerde aanpak voor het bepalen van de CO₂-emissiefactor, waarmee deze 0,51 tCO₂/MWh bedraagt, in plaats van de standaard factor van 0,36 tCO₂/MWh (Bijlage 4). In de gewijzigde Richtsnoeren is de emissiefactor voor België vastgesteld op 0,37 tCO₂/MWh. [16]

³⁵ Wallonië rapporteerde een steunintensiteit van 33,91%, echter is uit eerdere communicatie opgemaakt dat dit gaat om het percentage steun dat is uitgekeerd ten opzichte van de maximaal mogelijke steun. Dit resulteert in een effectieve steunintensiteit van 25,43%.

Nederland

Nederland hanteert de maximale steunintensiteit van 75%, maar koppelt deze aan een jaarlijks variabel totaalbudget. Dit budget wordt elk jaar opnieuw vastgesteld en is geen vast bedrag. Voor emissiejaar 2024 bedraagt het totale budget € 167,4 miljoen. Uit de interviews blijkt dat dit totaalbudget vooralsnog niet heeft geleid tot beperkingen in het uitkeren van steun. Wanneer het totaalbudget niet toereikend blijkt, zal de effectieve steunintensiteit naar beneden worden bijgesteld, zodat alle aanvragers op gelijke wijze worden gekort. Uit het interview blijkt dat dit tot op heden niet aan de orde is geweest, maar mogelijk wel een probleem *kan* gaan vormen in de toekomst.

Duitsland

Duitsland hanteert het uitzonderingsmechanisme, waarmee extra compensatie kan worden verleend aan installaties waarbij het eigen aandeel in de indirecte emissiekosten groter is dan 1,5% van de bruto toegevoegde waarde van de onderneming. Alle ondernemingen die compensatie ontvangen komen in aanmerking voor het uitzonderingsmechanisme. De bruto toegevoegde waarde wordt berekend op het niveau van de onderneming. Tot 2023 werd in de berekening een basiskost in mindering gebracht, waarmee 5% van EUA-termijnkoers (en tenminste € 5 per ton CO₂) werd uitgesloten van de steun via het uitzonderingsmechanisme. Vanaf emissiejaar 2023 is deze aanvulling komen te vervallen, waarmee de compensatie voor ondernemingen kan oplopen tot 100% van de indirecte emissiekosten. [83]

Frankrijk

Frankrijk hanteert de marktgebaseerde CO₂-emissiefactor omdat de standaard emissiefactor niet voldoende overeenkomt met de werkelijke energiemix in Frankrijk. Deze emissiefactor is vastgesteld op 0,51 tCO₂/MWh in artikel D. 122-14 van de Energiewet [89]. Deze wet is sinds 2022 van kracht. De standaard CO₂-emissiefactor die voor Frankrijk is vastgesteld bedraagt 0,44 tCO₂/MWh (zie Bijlage 4). In de gewijzigde Richtsnoeren is de emissiefactor voor Frankrijk vastgesteld op 0,43 tCO₂/MWh. [16]

Spanje

Spanje hanteert het uitzonderingsmechanisme waarbij extra steun geleverd kan worden aan bedrijven. Daarbij wordt niet afgeweken van de Richtsnoeren. Er is geen verdere informatie bekend over de wijze waarop de meersteun wordt berekend.

Finland

Finland hanteert een maximale steunintensiteit van 25%. In de praktijk is de steunintensiteit echter gekoppeld aan een totaalbudget van € 150 miljoen per jaar. Wanneer dit budget niet toereikend is om alle aanvragers maximaal te ondersteunen, worden aanvragers op gelijke wijze gekort door de steunintensiteit te verlagen. Voor emissiejaar 2024 werd een effectieve steunintensiteit van 21% gehanteerd, blijkt de schriftelijke input die voor deze uitgaventoetsing is aangeleverd.

Conclusie berekening steunbedrag

Wanneer we de berekening van het steunbedrag vergelijken tussen de verschillende lidstaten valt op dat er op alle parameters waar invulling door lidstaten mogelijk is verschillen bestaan.

- In de meeste lidstaten wordt de maximale steunintensiteit van 75% overgenomen in de nationale regelgeving. Enkel Finland stelt deze lager vast, namelijk op 25%. Wel koppelen verschillende lidstaten de steunintensiteit in de praktijk aan een maximumbudget. Wanneer het budget niet toereikend is om alle aanvragers maximaal te compenseren wordt de steunintensiteit verlaagd, zodat voor alle aanvragers een gelijke steunintensiteit wordt gehanteerd. In Wallonië en Finland leidde dit tot een lagere effectieve steunintensiteit van respectievelijk 25% en 21%.
- Naast Vlaanderen kiezen ook Wallonië en Frankrijk voor de marktgebaseerde CO₂-emissiefactor, omdat de standaard emissiefactor niet overeenkomt met de emissies van de werkelijke energiemix. Alle overige lidstaten de standaard emissiefactor.
- Naast Vlaanderen (in 2022 en 2023) hanteren ook Duitsland, Frankrijk en Spanje het uitzonderingsmechanisme. In deze lidstaten *lijkt* het uitzonderingsmechanisme in alle jaren te zijn toegepast, zonder verdere vereisten. Zo wordt er ook geen maximale steunintensiteit gehanteerd zoals Vlaanderen deed (95%), met uitzondering van Duitsland tot 2023.
- De Richtsnoeren zijn niet eenduidig met betrekking tot de grondslag waarover de bruto toegevoegde waarde van een onderneming moet worden bepaald. In dit onderzoek is niet achterhaald welke grondslag andere lidstaten hanteren, echter *lijkt* dit in geen geval op het niveau van de installatie te worden toegepast.

4.1.4 Verplichtingen

In deze paragraaf laten we zien op welke manier geselecteerde lidstaten invulling geven aan de verplichtingen uit de Richtsnoeren. Alle lidstaten moeten nagaan of begunstigten die onder de verplichting tot een energie-audit vallen, hieraan voldoen. Daarnaast moeten lidstaten minimaal één van de volgende verplichtingen opleggen aan deze ondernemingen:

- **Verplichting 1.** Uitvoering van aanbevelingen uit de energieaudit met een terugverdientijd van minder dan 3 jaar en waarvan de kosten proportioneel zijn.
- **Verplichting 2.** Ten minste 30% van het elektriciteitsverbruik moet afkomstig zijn van koolstofvrije bronnen.
- **Verplichting 3.** Minimaal 50% van het toegekende steunbedrag moet worden geïnvesteerd in projecten die leiden tot een daadwerkelijke reductie van de broeikasgasemissies van de installatie.

Volgens de gewijzigde Richtsnoeren mogen lidstaten nog een vierde verplichting hanteren, in plaats van de bovengenoemde verplichtingen. Deze verplichting stelt dat minstens 50% van het steunbedrag moet worden geïnvesteerd in nieuwe of gemoderniseerde activa die aantoonbaar bijdragen aan lagere elektriciteitskosten, rekening houdend met de nationale markt- en systeembehoefte, zonder extra fossiele brandstoffen te gebruiken. [16]

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de verplichting(en) die de lidstaten hanteren.

Tabel 10. Overzicht gehanteerde verplichting en aanvullende eisen van de Lidstaten/Regio

Land / Regio	Verplichting(en) per Lidstaat/ Regio
Vlaanderen	Begunstigden moeten aan de volgende verplichtingen voldoen: Verplichting 1 (aanbevelingen energieaudit): voor alle begunstigden Verplichting 3 (investeringsverplichting): enkel voor installaties die minder efficiënt produceren dan de productspecifieke benchmark Aanvullende verplichting: installaties moeten minimaal vijf jaar in stand worden gehouden
Wallonië	Geen keuze tussen de drie verplichtingen. Begunstigden moeten aan minimaal één van de drie verplichtingen voldoen.
Nederland	Verplichting 3 (investeringsverplichting): in strengere vorm voor alle begunstigden Verplichting 2 (koolstofvrije bronnen): wanneer niet aan verplichting 3 voldaan kan worden.
Duitsland	Geen keuze tussen de drie verplichtingen. Begunstigden moeten aan minimaal één van de drie verplichtingen voldoen
Frankrijk	Verplichting 1 (aanbevelingen energieaudit): voor alle begunstigden
Italië	Verplichting 1 (aanbevelingen energieaudit): voor alle begunstigden
Spanje	Geen keuze tussen de drie verplichtingen. Begunstigden moeten aan minimaal één van de drie verplichtingen voldoen
Finland	Verplichting 3 (investeringsverplichting): voor alle begunstigden Verplichting 2 (koolstofvrije bronnen): ingevoerd als ontvankelijkheidsvereiste

In onderstaande geven we per lidstaat weer hoe de verplichtingen worden ingevuld. De lidstaten beschrijven dat het steunbedrag kan worden teruggevorderd als niet aan de verplichting wordt voldaan.

Toelichting

Vlaanderen

In Vlaanderen wordt om te beginnen de eerste verplichting gehanteerd. Alle begunstigden zijn verplicht om investeringen zoals vermeld in het energieplan of de energieaudit waarvoor de terugverdientijd maximaal drie jaar bedraagt uit te voeren. Hiervoor geldt een termijn van vier jaar, vanaf het moment van de beslissing tot steuntoekenning. [43]

Daarnaast geldt voor (sub)installaties die de streefwaarde van de productspecifieke efficiëntiebenchmark voor elektriciteitsverbruik niet halen, de investeringsverplichting. Wanneer er niet aan deze benchmark wordt voldaan moet 50% van het steunbedrag worden geïnvesteerd in de verlaging van het energieverbruik van de onderneming (dus niet specifiek de installatie), of de productie van hernieuwbare energie of flexibele elektriciteitsverbruik. Voor deze verplichting geldt een termijn van vijf jaar. [43] In emissiejaar voldeden 14 installaties niet aan de benchmark, waardoor voor hen de investeringsverplichting gold.

Tot slot hanteert Vlaanderen, los van de verplichtingen die volgens de Richtsnoeren kunnen worden gehanteerd, een aanvullende verplichting. Vlaanderen verplicht begunstigden dat zij tot vijf jaar na de beslissing tot steuntoekenning de activiteiten waarvoor steun is verleend in stand moeten houden. Daarnaast moet gedurende deze periode ook de toepasselijke regelgeving worden nageleefd. [43]

Indien niet aan de verplichtingen wordt voldaan, kan de steun worden teruggevorderd. Voor verplichting 3 geldt het volgende: wanneer niet aan de investeringsverplichting wordt voldaan, volgt een pro rata terugvordering van de steun. Gezien de investeringsverplichting 50% bedraagt, leidt elke euro die niet (tijdig) werd geïnvesteerd tot een terugvordering van twee euro. [90]

Wallonië

Wallonië maakt geen keuze tussen de drie verplichtingen. Begunstigden moeten aan minimaal één van de drie verplichtingen voldoen. Voor de verplichting tot het opvolgen van aanbevelingen uit de energieaudit wordt bij toekenning van het compensatiebedrag gecontroleerd of het bedrag dat een begunstigde jaarlijks investeert in dergelijke aanbevelingen minimaal gelijk is aan het compensatiebedrag dat zij ontvangt. Hierbij wordt gekeken naar het jaarlijks gemiddelde van de afgelopen vier jaren. Wanneer dit niet het geval is, moet een begunstigde beloven om binnen de komende drie jaar de aanbevelingen uit de energieaudit uit te voeren, met een minimaal investeringsbedrag gelijk aan het compensatiebedrag. In dit geval wordt achteraf gecontroleerd of hieraan is voldaan. Wanneer het binnen de aanbevelingen uit de energieaudit niet mogelijk is om een dergelijk bedrag te investeren wordt de begunstigde niet gestraft.

Begunstigden kunnen echter ook aan een van de andere verplichtingen voldoen. [48] De controle op het naleven van de verplichtingen wordt uitgevoerd door experts van

het SPW, die belast zijn met het beoordelen van de subsidieaanvraag en administratieve documenten die door de aanvrager zijn aangeleverd. [48]

Nederland

Nederland hanteert de verplichting dat minimaal 50% van de ontvangen compensatie moet worden geïnvesteerd in maatregelen die de CO₂-uitstoot van de bedrijfsinrichting verminderen. Per jaar waarvoor steun is ontvangen moeten deze maatregelen voor minimaal 3% minder CO₂-uitstoot zorgen, ten opzichte van referentiejaar 2020. De totale vermindering moet in 2030 zijn gerealiseerd. De eis van minimaal 3% is toegevoegd door de Nederlandse overheid. Bij het indienen van een aanvraag moet een aanvullend een CO₂-reductieplan worden ingediend. In dit document moeten ondernemingen weergeven hoe de in het plan benoemde maatregelen leiden tot de beoogde reductie. In dit plan wordt onder andere gevraagd naar: [78]

- Een vergelijking tussen de huidige CO₂-uitstoot (scope 1 en 2) met het referentiejaar 2020.
- De maatregelen die genomen zijn vanaf 2021 voor CO₂-reductie.
- De kosten van de maatregelen.
- Het percentage CO₂ vermindering op basis van deze maatregelen.
- De datum waarop deze maatregel zorgt voor deze CO₂-vermindering.
- De planning waarop deze maatregel daadwerkelijk (technisch) uitgevoerd wordt.

Begunstigden laten vervolgens via monitoringsrapportages zien hoe zij met de 50%-maatregel bezig zijn. Wanneer het in een specifieke bedrijfssituatie niet mogelijk is om de gevraagde vermindering van 3% per compensatiejaar te behalen moet worden toegelicht waarom dit het geval is. Ook moet in dat geval een aanvullend plan worden opgesteld waaruit blijkt dat ten minste 30% van het elektriciteitsverbruik uit koolstofvrije bronnen komt. Dit aanvullend plan mag op grond van drie redenen opgesteld worden: [78]

1. Als het bedrijf beperkt financieel draagkrachtig is, doordat in de 3 jaar voorafgaand aan het jaar van aanvraag verlies gemaakt werd; of
2. Als de kosten voor het verminderen van één ton CO₂³⁶ gemiddeld meer dan € 300 bedragen; of
3. Als het bedrijf al een zeer efficiënt productieproces heeft. Dit is het geval als bij een jaarlijkse investering van minder dan 50% van het ontvangen subsidiebedrag in CO₂-reductiemaatregelen, de daadwerkelijke efficiëntie meer dan 15% onder de benchmarkwaarde ligt voor de gratis rechten EU ETS.

³⁶ In de wettekst wordt niet expliciet vermeld of dit per jaar geldt, of voor de levensduur van de installatie.

Uit dit aanvullende plan moet blijken dat binnen twee jaar tenminste 30% van het elektriciteitsverbruik wordt ingevuld met een koolstofvrije bron. Dit kan middels eigen elektriciteitsopwekking binnen de bedrijfsinrichting of binnen een straal van 50 kilometer van de bedrijf opwekking. Echter mag ook een contract getoond worden waarin staat dat de gebruikte elektriciteit uit een hernieuwbare bron komt. [78]

Duitsland

Duitsland maakt geen keuze tussen de drie verplichtingen. Begunstigden moeten aan minimaal één van de drie verplichtingen voldoen. Bij de eerste verplichting geldt, net als in Wallonië, dat de jaarlijkse investeringsomvang van investeringen in maatregelen met een terugverdientijd van maximaal drie jaar minimaal gelijk moet zijn aan de omvang van het steunbedrag. Wanneer begunstigden op dat moment niet aan de verplichting voldoen, moet een begunstigde beloven om investeringen uit te voeren, minimaal met een omvang van 80% van het steunbedrag. [91] Begunstigden kunnen er echter ook voor kiezen om te voldoen aan de tweede verplichting, waarbij ten minste 30% van het totale elektriciteitsverbruik voortkomt uit koolstofvrije bronnen. Een derde optie is om ervoor te zorgen dat minimaal 50% van het toegekende steunbedrag wordt geïnvesteerd in projecten die leiden tot een daadwerkelijke reductie van de broeikasgasemissies van de installatie. [91] Alle mogelijke maatregelen die zijn vastgesteld moeten door de begunstigde worden geëvalueerd op economische haalbaarheid. [91]

Frankrijk

Frankrijk hanteert enkel de eerste verplichting. Begunstigden die onder de energie-audit verplichting vallen moeten aan deze verplichting voldoen, door een energie-audit van maximaal vier jaar oud te overleggen, uiterlijk eind maart van het jaar waarin steun wordt ontvangen. Om investeringen met een terugverdientijd van maximaal drie jaar te identificeren moet er tussen 1 januari 2025 en 31 maart 2026 en tussen 1 januari 2029 en 31 maart 2030 een update van de energie-audit worden ingediend, in de vorm van een energieprestatieplan. Het energieprestatieplan moet worden ingediend bij de regionale verantwoordelijke autoriteit. [70]

Italië

In Italië wordt de eerste verplichting gehanteerd. Begunstigden die een energie-audit hebben moeten laten uitvoeren, zijn verplicht om de aanbevelingen uit de energie-audit op te volgen wanneer het gaat om investeringen met een terugverdientijd van minder dan drie jaar en waarvan de kosten proportioneel zijn. Wanneer kosten proportioneel zijn wordt niet verder gespecificeerd. Het Italiaanse Nationaal Agentschap voor Nieuwe Technologieën, Energie en Duurzame Economische Ontwikkeling (ENEA) monitort of begunstigden aan deze verplichting voldoen. Indien begunstigden niet aan deze verplichting kunnen voldoen, wordt het steunbedrag teruggevorderd. [85]

Spanje

Spanje maakt geen keuze tussen de drie verplichtingen. Begunstigden moeten aan minimaal één van de drie verplichtingen voldoen. Hiervoor geldt een termijn van maximaal

drie jaar, vanaf het moment van steuntoekenning. De Nationale Accreditatie-entiteit (ENAC) verifieert en beoordeelt de documenten die door de begunstigde zijn aangeleverd. [72]

Finland

Finland hanteert de verplichting dat alle begunstigde ondernemingen ten minste 50% van de toegekende steun moet inzetten voor ontwikkelingsmaatregelen. Deze maatregelen moeten ofwel de vermindering van emissies, de elektrificatie van processen, de energie-efficiëntie of het vergroten van het gebruik van hernieuwbare energie bevorderen. Deze verplichting geldt voor *alle* begunstigten. Uiterlijk eind juni 2029 moeten ondernemingen verslag uitbrengen over deze investeringen (de Finse regeling loopt momenteel tot en met 2028). [76]

Daarnaast moeten alle begunstigde ondernemingen ook voldoen aan de verplichting dat ten minste 30% van het totale elektriciteitsverbruik voortkomt uit koolstofvrije bronnen. Deze verplichting is echter opgenomen als ontvankelijkheidsvereiste. [76]

De Finse Energieautoriteit verwerkt en beoordeelt de subsidieaanvragen en neemt beslissingen over het verlenen van de subsidie en het gebruik van de verleende subsidie. [76]

Conclusie verplichtingen

De verplichtingen worden door de verschillende lidstaten op andere wijzen ingevuld. Er bestaan binnen de eerste verplichting kleine verschillen in wat wordt verstaan onder proportionele kosten van aanbevelingen uit de energie-audit. Dit wordt veelal gelijkgesteld aan de omvang van het steunbedrag. Daarnaast bestaan er verschillen in de termijnen. Meerdere lidstaten kijken hierbij ook terug naar investeringen in voorgaande jaren. Vlaanderen kijkt hierin enkel vooruit.

Verder wordt de tweede verplichting – die betrekking heeft op het aandeel elektriciteit uit koolstofvrije bronnen – door Finland als ontvankelijkheidsvereiste gesteld. Nederland hanteert deze verplichting juist als alternatief wanneer niet aan de investeringsverplichting kan worden gedaan. De derde verplichting, dat minimaal 50% van het steunbedrag moet worden geïnvesteerd, wordt door Nederland en Finland als harde eis gehanteerd. Zij zijn hiermee strenger dan Vlaanderen, waar deze verplichting enkel geldt voor (sub)installaties die niet aan de efficiëntiebenchmark voldoen. Veel lidstaten maken echter geen expliciete keuze tussen één van de drie verplichtingen.

Vlaanderen hanteert als enige lidstaat (expliciet) de verplichting dat installaties tot vijf jaar na toekenning van de steun in stand moeten worden gehouden. Deze aanvullende verplichting draagt direct bij aan het voorkomen van koolstoflekkage.

4.2 Effectiviteit en impact

In Hoofdstuk 3 bespraken we onder andere welke inzichten uit de literatuur en uit beleidsevaluaties voortkomen over de effectiviteit en impact van compensatiesteun op koolstoflekkage enerzijds en investeringen anderzijds. In paragraaf 4.2.1 geven we een korte samenvatting van de belangrijkste bevindingen hierover uit de literatuur. In paragraaf 4.2.2 benoemen we de inzichten die we uit de interviews hebben opgehaald over de effectiviteit en impact van compensatiesteun.

Op het gebied van koolstoflekkage concluderen we dat niet kan worden vastgesteld wat de impact van compensatiesteun is. Dit komt omdat er bij bedrijven veel andere afwegingen meespelen in de keuze om de productie te verplaatsen naar een land buiten de EU. We zien daarentegen dat de regeling in de praktijk vooral effect heeft op de beslissing van bedrijven om hun productie in een andere Europese lidstaat voort te zetten.

Daarnaast zien we dat de regeling effect heeft op investeringen in verduurzamingsmaatregelen bij bedrijven. Dit komt enerzijds omdat enkele lidstaten als verplichting hanteren dat 50% van het steunbedrag moet worden geïnvesteerd in verduurzamingsmaatregelen. De regeling kan ook helpen bij het rondkrijgen van de business case voor een nieuwe investering.

4.2.1 Inzichten uit de literatuur

Literatuur over (indirecte) koolstoflekkage en de effectiviteit en impact van een kostencompenserende steun bestaat uit twee bronnen: wetenschappelijke literatuur en beleidsevaluaties.

De wetenschappelijke literatuur biedt geen eenduidig beeld rondom de effectiviteit en impact van een kostencompensatie voor indirecte koolstoflekkage. Sommige onderzoeken tonen aan dat er geen significant effect is op het versterken van onder meer de concurrentiepositie van bedrijven terwijl anderzijds wel aangetoond dat compensatieregelingen de afname in productie onder energie-intensieve bedrijven verminderd, waarmee de risico's op koolstoflekkage minder groot worden. Daarbij is het een uitdaging om een balans tussen enerzijds economische ondersteuning en anderzijds milieudoelstellingen te vinden voor de lange-termijnpact van de kostencompensatieregeling.

Ook in de beleidsevaluaties is geen eenduidig beeld te vinden. Zo lopen de conclusies in de verschillende lidstaten uiteen. In Nederland en Frankrijk wordt geconcludeerd dat de regeling effectief is, en wordt de regeling essentieel gezien. In Vlaanderen en Duitsland wordt de regeling in twijfel getrokken. Doordat koolstoflekkage zich moeilijk laat kwantificeren, zoals ook toegelicht in de Duitse beleidsevaluatie, is het niet mogelijk om directe uitspraken te doen of de indirecte kostencompensatie bijdraagt in het voorkomen van koolstoflekkage.

4.2.2 Inzichten uit interviews

In de interviews hebben we respondenten gevraagd naar de impact van de compensatiesteun voor indirecte emissiekosten. We hadden hierbij specifiek aandacht voor het effect op koolstoflekkage en investeringen. Uit de interviews met experts, vertegenwoordigers van de meegenomen lidstaten en vertegenwoordigers van de sector komt een eenduidig beeld naar voren.

Koolstoflekkage

Op het gebied van koolstoflekkage maken de meeste respondenten onderscheid tussen koolstoflekkage naar landen buiten de EU en naar andere lidstaten binnen de EU. Interviewrespondenten zijn het vrijwel unaniem erover eens dat een directe relatie tussen de compensatiesteun en koolstoflekkage naar landen buiten Europa niet vast te stellen is. Dit komt doordat er veel andere factoren zijn die meespelen, zoals te zien in Tabel 6. Respondenten vanuit de sector noemen dat de hoge energieprijzen, hoge loonkosten, beperkte ruimte voor industrie en netcongestie in Vlaanderen en Europa een belangrijke rol spelen bij het al dan niet verplaatsen van de productie naar een land buiten Europa. Interviewrespondenten benadrukken dat er zeer waarschijnlijk geen ondernemingen zijn die de keuze om de productie wel of niet te verplaatsen enkel baseren op de compensatiesteun voor indirecte emissiekosten. Een aanvullend punt dat wordt ingebracht vanuit de sector en enkele experts is dat de chemische industrie volgens de Richtsnoeren 2020 is uitgesloten van de regeling. Volgens de sector en enkele experts is dit internationaal gezien juist een sector met verhoogd risico op koolstoflekkage. Door de chemische industrie op te nemen in de Richtsnoeren kan de impact van compensatiesteun worden verhoogd.

Hoewel de compensatiesteun is bedoeld om koolstoflekkage naar landen buiten de EU te voorkomen, signaleren interviewrespondenten dat de compensatiesteun in de praktijk fungeert als een systeem dat concurrentie tussen lidstaten faciliteert. Uit interviews met vertegenwoordigers van lidstaten komt het beeld naar voren dat een belangrijke reden voor de invoer van de compensatiesteun is om een gelijk speelveld (*level playing field*) binnen de EU te creëren. Ook wordt waargenomen dat ondernemingen die ook een vestiging hebben in een andere lidstaat hun productie verplaatsen naar de vestiging waar ze aanspraak kunnen maken op de compensatiesteun.

Investeringsen

Interviewrespondenten zien dat de compensatiesteun impact heeft op investeringen in decarbonisatie en verduurzaming bij ondernemingen. De hoge energieprijzen, die verder worden opgeschroefd door de EU-ETS, zijn voor ondernemingen een barrière voor het nemen van maatregelen om te elektrificeren. De compensatiesteun neemt volgens interviewrespondenten een deel van deze barrière weg en maakt het voor ondernemingen aantrekkelijker om te elektrificeren.

Daarnaast biedt de compensatiesteun volgens interviewrespondenten ruimte voor investeringen in decarbonisatie. De regeling kan namelijk helpen in de business case om goedkeuring te krijgen voor grote investeringen. Een voorwaarde voor het opnemen van de regeling in de business case is echter stabiliteit. De regeling is in Nederland een jaar niet van kracht geweest en ook Finland speelt er discussie omtrent het voortbestaan van de regeling. Volgens respondenten nemen ondernemingen de regeling niet mee in de business case als het voortbestaan van de regeling onder druk staat.

Het blijft echter de vraag hoe investeringen van bedrijven exact worden ingevuld. Uit de interviews blijkt dat lidstaten hier op verschillende wijze op toegezien. Een volledig beeld van de investeringen ontbreekt vaak. Ook kunnen bedrijven investeringen doen die zij ook zonder de compensatie zouden hebben gedaan. Dit maakt de impact van de regeling op investeringen moeilijk meetbaar.

Met name experts en enkele beleidsvertegenwoordigers benadrukken dat de decarbonisatie-opgave waar de EU voor staat vraagt om innovatie in de industrie. Volgens hen heeft de regeling de potentie om innovatie te stimuleren, maar dit moet beter in de voorwaarden verankerd zijn. Op dit moment is het voor lidstaten optioneel om de verplichting te hanteren dat begunstigden (een deel van) het steunbedrag moeten investeren in emissiereductie. Slechts in enkele lidstaten is deze verplichting ook daadwerkelijk overgenomen.

5 Budgettaire impact

Leeswijzer

Dit hoofdstuk bestaat uit drie paragrafen. In paragraaf 5.1 geven we een korte samenvatting van de analyse en de resultaten uit de budgettaire simulatie. In paragraaf 5.2 bespreken we de aanpak van de budgettaire simulatie. In paragraaf 5.3 gaan we in detail in op de simulatieresultaten per scenario.

5.1 Samenvatting

In dit hoofdstuk bespreken we de resultaten van de budgettaire simulatie. Middels deze simulatie wordt de budgettaire impact gegeven wanneer Vlaanderen binnen het compensatiesysteem andere parameters kiest dan nu het geval is. Daarbij zijn de parameters die andere lidstaten kiezen uiteraard een inspiratiebron. In paragraaf 4.1 is dan ook weergegeven hoe andere lidstaten invulling hebben gegeven aan de vrijheidsgraden bij de invulling van de compensatiesystemen. Hieruit hebben we een aantal dimensies geïdentificeerd waarop verschillen bestaan tussen lidstaten:

1. Het **minimaal elektriciteitsverbruik** voor installaties om in aanmerking te komen voor compensatie en de wijze waarop deze wordt gehanteerd.
2. **Aanvullende ontvankelijkheidsvereisten** waarmee installaties of productieprocessen worden uitgesloten van compensatie.
3. De keuze tussen de standaard en marktgebaseerde **CO₂-emissiefactor**.
4. De **maximale steunintensiteit**, welke kan worden gekoppeld aan een **maximumbudget voor compensatie**.
5. Het **uitzonderingsmechanisme**, waarmee de maximale steunintensiteit voor bepaalde ondernemingen kan worden verhoogd.

Op basis van bovenstaande vijf dimensies zijn scenario's opgesteld waarvoor een budgettaire simulatie is gedaan. Aanvullend is een scenario opgesteld waarin de wijziging van de Richtsnoeren – zoals besproken in paragraaf 2.2.3 – volledig wordt overgenomen. Onderstaande tabel geeft een samenvatting van de budgettaire impact voor emissiejaar 2025. De budgettaire impact is afgezet tegen een referentiescenario, waarin uiteraard geen wijzigingen plaatsvinden.

In het referentiescenario zal er naar verwachting € 197,7 miljoen aan compensatie worden verleend over emissiejaar 2025. Deze compensatie wordt verleend aan 41 installaties, met een totaal elektriciteitsverbruik van 9.804 GWh. De compensatie bedraagt ruim € 20/MWh.

Onderstaande tabel geeft een samenvatting van de bevindingen voor emissiejaar 2025. Na deze tabel volgt in paragraaf 5.2 een beschrijving van de aanpak. In paragraaf 5.3 beschrijven we de resultaten voor alle verschillende scenario's, waaronder het referentiescenario, in detail. Binnen elk scenario is tevens aandacht voor de wijzigingen in de Richtsnoeren.

Beschrijving scenario	Impact op uitgaven t.o.v. referentiescenario	Impact op bedrijfsleven t.o.v. referentiescenario
Wijziging Richtsnoeren	+69% (+136,4 M€)	Installaties in 'nieuwe bedrijfstakken' (±110 installaties meer) komen in aanmerking voor compensatie en ontvangen ruim € 20 per MWh. Voor de 41 installaties die al vóór de wijziging in aanmerking kwamen neemt compensatie toe tot € 21,5 per MWh.
Minimaal elektriciteitsverbruik: differentiatie in grenswaarde	+0,42% (+0,8 M€; maximaal, bij afschaffen grenswaarde) -0,11% (-0,2 M€; bij verhogen grenswaarde tot 5 GWh)	Meer installaties met klein verbruik komen in aanmerking voor compensatie. Minder installaties met klein verbruik komen in aanmerking voor compensatie.
Minimaal elektriciteitsverbruik: uitsluiten verbruik onder grenswaarde	-0,42% (-0,8 M€)	Kleine verbruikers ontvangen aanzienlijk minder compensatie per MWh, terwijl grootverbruikers nauwelijks negatieve gevolgen ervaren.
Aanvullende ontvankelijkheidsvereisten: uitsluiten van NACE-sector 19.20 (raffinaderijen) van compensatie	-15,1% (-29,8 M€)	Twee installaties verliezen hun compensatie volledig.
CO₂-emissiefactor: toepassen standaardfactor (0,36) in plaats van marktgebaseerde factor	-29,4% (-58,2 M€)	Alle installaties ervaren een gelijke vermindering in compensatie per MWh.
Steunintensiteit en maximumbudget: verlagen van de steunintensiteit en/of het maximumbudget	Daling zelf te kiezen	Alle installaties ervaren een gelijke vermindering in compensatie per MWh.
Uitzonderingsmechanisme: activeren van het uitzonderingsmechanisme (met en zonder maximale steunintensiteit)	+7% tot +15% (+13,7 tot +29,7 M€) gebaseerd op meersteun in emissiejaren 2022 en 2023. Zeer beperkt (<1%) in 'reguliere' jaren.	Zeer elektriciteit intensieve ondernemingen en ondernemingen die een economisch zwaar jaar hebben ontvangen extra compensatie tot maximaal € 27 per MWh (bij loslaten maximum 95%).

5.2 Aanpak

In deze paragraaf beschrijven we de aanpak van de budgettaire simulatie. Allereerst beschrijven we welke data is gebruikt voor de simulatie, vervolgens beschrijven we welke aannames nodig waren om tot de resultaten te komen, en wat de implicaties van deze aannames zijn.

5.2.1 Data

Voor de budgettaire simulatie is gebruik gemaakt van de dossierinformatie, welke door VLAIO ter beschikking is gesteld. De data bevatten alle CIE-dossiers voor de emissiejaren 2021-2024, inclusief dossiers die betrekking hebben op het uitzonderingsmechanisme (voor emissiejaar 2022 en 2023). Hoewel de compensatie wordt uitgekeerd aan ondernemingen, is de analyse uitgevoerd op het niveau van de installaties.

Voor elk dossier is bekend op welk emissiejaar het dossier betrekking heeft, ten behoeve van welke installatie de compensatie is verleend en hoeveel compensatie er is verleend. De compensatiebedragen zijn gecorrigeerd voor terugvorderingen die hebben plaatsgevonden. In totaal waren er zeven terugvorderingen. Dit geldt voor compensatie die is uitgekeerd over de emissiejaren 2021 (3), 2022 (2) en 2023 (2). De correctie voor terugvorderingen resulteert voor emissiejaar 2021 en 2022 in wezenlijke verschillen, omdat in deze jaren aanzienlijke bedragen zijn teruggevorderd. De gevolgen voor de volledige analyse zijn echter beperkt.

5.2.2 Uitgangspunten

In deze sectie worden de uitgangspunten die binnen de budgettaire simulatie worden gehanteerd verder toegelicht. Deze uitgangspunten hebben betrekking op de ontvankelijkheidsvereisten, de parameterwaarden die worden gehanteerd in de berekening van het steunbedrag en het elektriciteitsverbruik dat in aanmerking komt voor compensatie.

Ontvankelijkheidsvereisten

Binnen het referentiescenario worden de ontvankelijkheidsvereisten gehanteerd zoals deze binnen de huidige CIE worden toegepast. Dit betekent dat alle sectoren zoals opgenomen in Bijlage I van de Richtsnoeren (zie ook Tabel 1) in aanmerking komen voor compensatie. Verder gelden, zoals besproken in paragraaf 4.1.2, de aanvullende vereisten dat ondernemingen een minimaal steunbaar elektriciteitsverbruik van 1 GWh moeten hebben om voor compensatie in aanmerking te komen, moeten ondernemingen die onder de EBO-doelgroep vallen ook zijn toegetreden tot de EBO en mogen ondernemingen geen openstaande schulden hebben bij VLAIO of het Fonds voor Innoveren en Ondernemen.

Onderstaande tabel geeft een overzicht van het aantal installaties dat per emissiejaar compensatie heeft ontvangen en dus voldoet aan de vereisten.³⁷ Hiervoor is de aanname gemaakt dat enkel de installaties die in emissiejaar 2024 voldeden aan de ontvankelijkheidsvereisten, ook in emissiejaar 2025 aan deze vereisten voldoen, en daarmee in aanmerking komen voor compensatie (**aanname 1**).

Tabel 11. Aantal installaties dat CIE-steun heeft ontvangen naar emissiejaar. (*) verwachting, gebaseerd op aanname 1.

	2021	2022	2023	2024	2025 (*)
Aantal installaties	34	38	40	41	41

Parameterwaarden berekening steunbedrag

De parameterwaarden die worden gehanteerd in de berekening van het steunbedrag zijn in onderstaande tabel weergegeven. Alle parameterwaarden voor emissiejaar 2025 zijn reeds bekend. In het referentiescenario wordt uitgegaan van voortzetting van de huidige regeling, en wordt de wijziging van de Richtsnoeren nog niet meegenomen. Aanvullend wordt de aanname gedaan dat het uitzonderingsmechanisme voor emissiejaar 2025 niet wordt geactiveerd (**aanname 2**).

Tabel 12. Parameters berekening steunbedrag per emissiejaar. [43] (*) op basis van aanname 2

	2021	2022	2023	2024	2025
Steunintensiteit (A_{it})	75%	75%	75%	75%	75%
CO ₂ -emissiefactor (C_t)	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
EUA-termijnkoers (P_{t-1})	€ 25,09	€ 54,06	€ 83,59	€ 89,30	€ 68,86
Fallback-efficiëntiebenchmark (EF_t)	80,00%	79,13%	78,27%	77,41%	76,57%
Uitzonderingsmechanisme actief	Nee	Ja ($\leq 95\%$)	Ja ($\leq 95\%$)	Nee	Nee (*)

Theoretisch elektriciteitsverbruik

Om het theoretisch elektriciteitsverbruik per installatie te bepalen is de aanname gemaakt dat alle installaties compensatie hebben verkregen op grond van het fallback-scenario (zie paragraaf 2.2.2, onderdeel *Berekening steunbedrag*) (**aanname 3**). Deze aanname was nodig omdat niet gestructureerd is bijgehouden op grond van welke productieprocessen de compensatie per installatie tot stand is gekomen, waardoor rekenen met productspecifieke benchmarks niet mogelijk is. Het theoretisch verbruik kan op deze wijze echter goed worden ingeschat, omdat de waarde voor de fallback-benchmark overeenkomt met de gemiddelde reductie-inspanning die voortkomt uit de

³⁷ Na correctie voor terugvorderingen, zoals besproken in 5.2.1.

productspecifieke benchmarks (zoals besproken in paragraaf 2.2.2). Hoewel er voor individuele installaties afwijkingen zullen bestaan tussen het daadwerkelijke verbruik en het berekende theoretisch verbruik, heeft dit naar verwachting zeer beperkte impact op de verdere berekening van de steunbedragen. Onder aanname 3 is het theoretisch elektriciteitsverbruik voor installatie j in jaar t ($AEC_{j,t}$) als volgt geschat:

$$AEC_{j,t} = \frac{Amax_{j,t}}{Ai_t * C_t * P_{t-1} * EF_t}$$

In deze vergelijking geeft:

- $Amax_{j,t}$ de daadwerkelijk ontvangen subsidie voor installatie j in jaar t , exclusief eventuele compensatie via uitzonderingsmechanisme;
- Ai_t de gehanteerde steunintensiteit in jaar t ;
- C_t de CO₂-emissiefactor;
- P_{t-1} de EUA-termijnkoers voor jaar t (op basis van slotkoersen in het jaar $t - 1$);
- EF_t de fallback-benchmark in jaar t .

Onderstaande tabel geeft een overzicht van het theoretisch elektriciteitsverbruik per installatie in de emissiejaren 2021-2024, dat is bepaald op basis van de data. Het totale (theoretische) verbruik in deze jaren beslaat gemiddeld 39% van het totale elektriciteitsverbruik van de industrie in Vlaanderen (23,8 TWh). [92] In 2021 lag zowel het gemiddelde als de mediaan van het verbruik per installatie relatief hoog ten opzichte van de andere jaren, omdat een aantal kleine installaties in dat jaar geen compensatie ontving.

Tabel 13. Theoretisch elektriciteitsverbruik emissiejaren 2021-2024.

	2021	2022	2023	2024
Aantal installaties	34	38	40	41
Totaal verbruik (GWh)	9.321	8.571	8.950	9.804
Gemiddelde verbruik per installatie (GWh)	274	226	224	239
Mediaan verbruik per installatie (GWh)	86	43	39	36

Het totale theoretische elektriciteitsverbruik voor emissiejaar 2025 schatten we op basis van de historische data over het theoretisch elektriciteitsverbruik per installatie. Op basis van deze historische data doen we de aanname dat het totale verbruik dat in aanmerking komt voor compensatie in emissiejaar 2025 maximaal 10% afwijkt van het totale verbruik in emissiejaar 2024 (**aanname 4**). Op basis van deze aanname is de verwachting dat het totale theoretische elektriciteitsverbruik in emissiejaar 2025 minimaal 8.824 GWh en maximaal 10.785 GWh bedraagt.

5.3 Resultaten

In deze paragraaf bespreken we de simulatieresultaten in detail. Allereerst wordt het referentiescenario besproken, waarin geen differentiatie plaatsvindt. Vervolgens bespreken we de impact van de wijziging van de Richtsnoeren, en de scenario's waarin differentiatie plaatsvindt op de vijf beschreven dimensies. Per scenario wordt kort toegelicht wat de verschillen zijn ten opzichte van het referentiescenario. Vervolgens worden de totale uitgaven en verdere gevolgen van het scenario besproken. Ook wordt binnen elk scenario kort gereflecteerd op de impact van de wijziging van de Richtsnoeren.

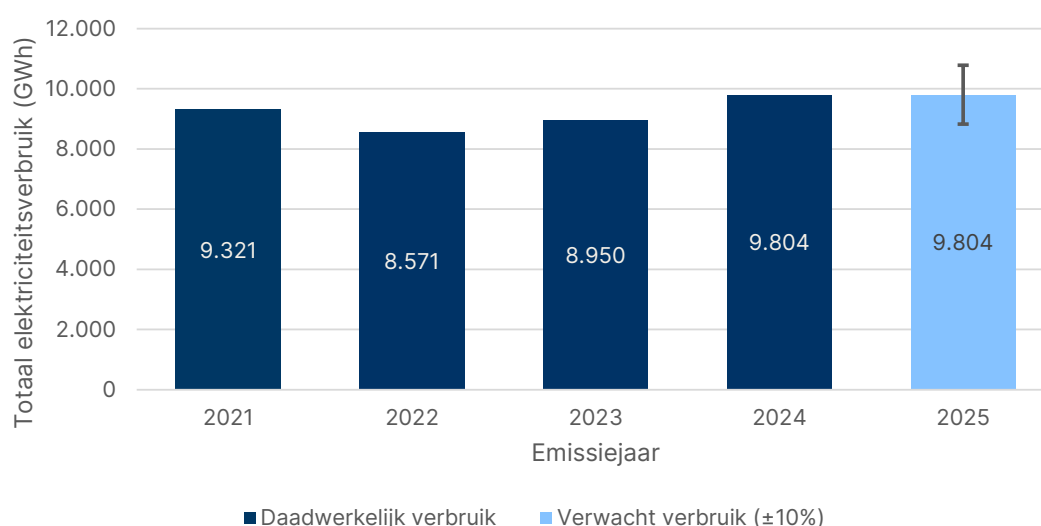
5.3.1 Referentiescenario

Beschrijving

In het referentiescenario simuleren we de totale uitgaven aan compensatie voor emissiejaar 2025. In deze simulatie volgen we de uitgangspunten zoals besproken in paragraaf 5.2.2.

Resultaten

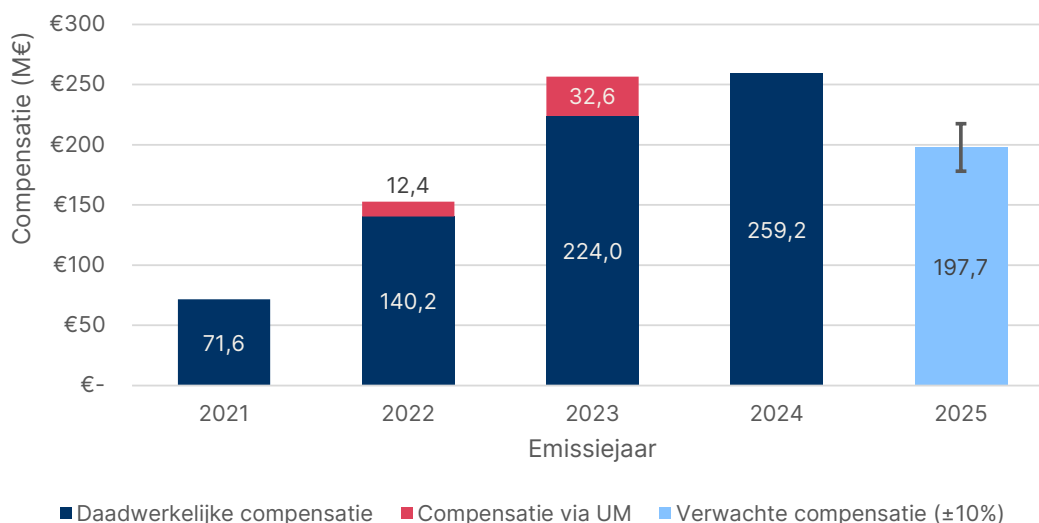
Onderstaande figuur geeft het totale elektriciteitsverbruik dat in aanmerking komt voor compensatie voor de emissiejaren 2021-2025. Voor emissiejaar 2025 betreft dit het verwachte elektriciteitsverbruik op basis van aanname 4.



Figuur 3. Totale elektriciteitsverbruik CIE-installaties.

Voor het elektriciteitsverbruik zoals weergegeven in Figuur 3 en de parameters zoals gepresenteerd in Tabel 12, kan de verwachte compensatie voor emissiejaar 2025 worden bepaald. Onderstaande figuur geeft de verwachte compensatie voor emissiejaar 2025 in relatie tot de compensatie voor de eerdere emissiejaren. In emissiejaar 2022

en 2023 is de compensatie die via het uitzonderingsmechanisme (UM) is verleend apart weergegeven.



Figuur 4. Totale (verwachte) uitgaven CIE emissiejaar 2021-2025 (bedragen in M€).

Uit bovenstaande figuur is af te leiden dat de verwachte uitgaven aan compensatie voor emissiejaar 2025 met 23,7% (16,1% - 31,4%) zullen afnemen in vergelijking tot emissiejaar 2024. De totale uitgaven bedragen naar verwachting minimaal € 178,0 miljoen, en maximaal € 217,5 miljoen (gemiddeld € 197,7 miljoen). De daling in uitgaven wordt vrijwel in zijn geheel veroorzaakt door de grote daling van de EUA-termijnkoers. De lagere fallback-benchmark verklaart het resterende deel van de daling.

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de compensatie per MWh in de verschillende emissiejaren. De compensatie per MWh bevat geen onzekerheidsmarge, omdat deze onafhankelijk is van het totale elektriciteitsverbruik. De verschillen tussen de jaren zijn het directe gevolg van de volatiele EUA-termijnkoers en dalende fallback-benchmark.

Tabel 14. Compensatie per MWh voor emissiejaar 2021-2025.

	2021	2022	2023	2024	2025
Compensatie per MWh	€ 7,68	€ 16,36	€ 25,02	€ 26,44	€ 20,17

5.3.2 Wijziging Richtsnoeren

Beschrijving

In paragraaf 2.2.3 is beschreven dat de Richtsnoeren in 2025 zijn gewijzigd. Een deel van deze wijzigingen mag vanaf emissiejaar 2025 worden doorgevoerd. In alle simulaties zal daarom ook aandacht zijn voor de impact van deze wijziging wanneer deze volledig worden overgenomen in de Vlaamse regeling. Dit betekent niet alleen dat het

aantal sectoren dat in aanmerking komt voor compensatie flink wordt uitgebreid, maar ook dat de sectoren die vóór de wijziging al voor compensatie in aanmerking kwamen tot 80% (i.p.v. 75%) compensatie kunnen ontvangen.

Resultaten

Om de budgettaire impact van dit scenario te schatten zijn aanvullende aannames nodig. Allereerst is geschat dat het totale theoretische elektriciteitsverbruik dat in aanmerking komt voor compensatie met 62,43% toeneemt wanneer de gewijzigde Richtsnoeren integraal worden overgenomen in de Vlaamse regelgeving (**aanname 5**).³⁸ Deze cijfers zijn ingeschat door VLAIO en het Verificatiebureau Benchmarking Vlaanderen (VBBV) op basis van het gerapporteerde verbruik in de monitoringverslagen ingediend door EBO-bedrijven voor het emissie/verbruiksjaar 2024. Aangezien de efficiëntiebenchmarks voor deze nieuwe sectoren nog niet bekend zijn – deze worden later nog aangevuld door de Europese Commissie – wordt verondersteld dat de relatieve toename van het elektriciteitsverbruik overeenkomt met de relatieve toename van in aanmerking komende indirecte emissiekosten. Voor zover de benchmarks voor deze nieuwe sectoren niet significant strikter of minder strikt zijn dan voor de bestaande sectoren, geeft deze aanname een correcte schatting. Het volume kan hierdoor relatief goed worden ingeschat op basis van recente data. Voor steun in aanmerking komende nevenactiviteiten met een klein volume worden mogelijks nog onderschat. Dat zal vooral een impact hebben op het aantal dossiers, zonder dat het een noemenswaardig bijkomend steunbedrag tot gevolg heeft.

Daarnaast wordt de aanname gemaakt dat het elektriciteitsverbruik binnen de aanvullende sectoren op een gelijke wijze is verdeeld over grote en kleine verbruikers zoals in de sectoren die nu in aanmerking komen voor compensatie (**aanname 6**), en dat de eerder gemaakte aannames ook gelden voor de uitgebreide doelgroep.

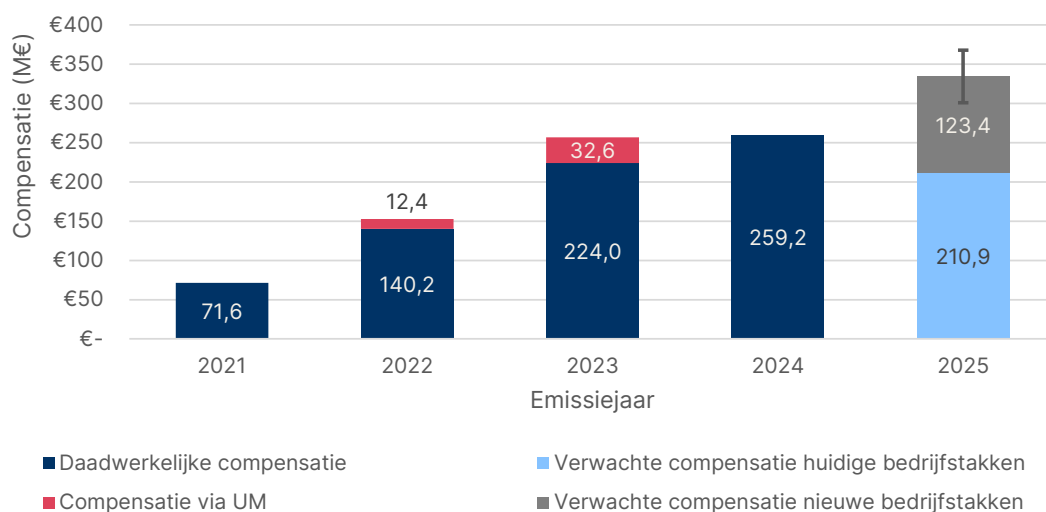
Onderstaande tabel geeft een overzicht van het verwachte elektriciteitsverbruik in emissiejaar 2025, waarbij een uitsplitsing wordt gemaakt tussen bedrijfstakken die vóór de wijziging al in aanmerking kwamen (huidige bedrijfstakken) en de nieuwe bedrijfstakken. In deze schatting wordt wederom aangenomen dat het verbruik in emissiejaar 2025 maximaal 10% verschilt ten opzichte van emissiejaar 2024 (**aanname 4**). Het totale elektriciteitsverbruik dat in aanmerking komt voor compensatie neemt toe tot ongeveer 70% van het totale verbruik van de Vlaamse industrie. [92]

³⁸ In deze berekeningen is ook rekening gehouden met een ingeperkte steun voor de producten waarvoor CBAM gaat gelden. Voor de specifieke producten (meststoffen en ammoniak) is uitgegaan van een halvering van het in aanmerking komend elektriciteitsverbruik.

Tabel 15. Elektriciteitsverbruik emissiejaar 2025 (GWh).

	Gemiddeld	Min (-10%)	Max (+10%)
Huidige bedrijfstakken	9.804	8.824	10.785
Nieuwe bedrijfstakken	6.121	5.509	6.733
Totaal	15.925	14.333	17.518

Voor het elektriciteitsverbruik zoals weergegeven in bovenstaande tabel kan worden bepaald wat de totale uitgaven aan compensatie voor emissiejaar 2025 worden wanneer de wijziging van de Richtsnoeren integraal wordt overgenomen. In dit geval geldt voor de huidige bedrijfstakken een steunintensiteit van 80% en voor de nieuwe bedrijfstakken een steunintensiteit van 75%. De totale uitgaven aan compensatie voor emissiejaar 2025 bedragen naar verwachting € 334,3 miljoen (€ 300,9 - € 367,8 miljoen, zie Figuur 5). Dit betreft een stijging van 69% ten opzichte van de totale uitgaven voor emissiejaar 2025 in het referentiescenario. Ten opzichte van de totale uitgaven voor emissiejaar 2024 in het referentiescenario stijgen de uitgaven met 29%. De compensatie per MWh verschilt tussen ontvangers in de huidige en nieuwe bedrijfstakken en bedraagt € 20,17 per MWh voor ontvangers in de nieuwe bedrijfstakken en € 21,51 per MWh voor bedrijven in de huidige bedrijfstakken.



Figuur 5. Totale uitgaven CIE voor emissiejaren 2021-2025 (waarbij voor het jaar 2025 de impact van de uitbreiding van de Richtsnoeren is meegenomen).

5.3.3 Minimaal elektriciteitsverbruik

Beschrijving

Binnen de dimensie *minimaal elektriciteitsverbruik* zijn meerdere vormen van differentiatie mogelijk. Uit de internationale vergelijking volgt dat in Vlaanderen enkel installaties met een minimaal elektriciteitsverbruik van één GWh in aanmerking komen voor

compensatie. In Nederland (en Duitsland tot 2024) geldt deze eis ook, maar wordt de eerste GWh uitgesloten van steun. In deze drie lidstaten geldt dus een grenswaarde (één GWh) voor het minimaal verbruik, maar het verbruik onder de grenswaarde komt niet in alle lidstaten in aanmerking voor compensatie. We onderscheiden binnen deze dimensie daarom de volgende twee scenario's:

1. **Differentiatie in de grenswaarde voor het minimaal elektriciteitsverbruik.** Dit betekent dat installaties met een verbruik groter of gelijk aan de grenswaarde compensatie ontvangen over al hun elektriciteitsverbruik.
2. **Uitsluiten van verbruik onder grenswaarde.** Dit betekent dat installaties met een verbruik groter dan de grenswaarde enkel compensatie ontvangen over het elektriciteitsverbruik boven de grenswaarde.

Resultaten scenario 1: differentiatie in grenswaarde

Wanneer differentiatie plaatsvindt in de grenswaarde voor het elektriciteitsverbruik is de budgettaire impact zeer beperkt. Wanneer de vereiste met betrekking tot het minimaal elektriciteitsverbruik wordt afgeschaft komen ook kleine installaties in aanmerking voor compensatie, waardoor het aantal te behandelen dossiers aanzienlijk toeneemt. De uitgaven nemen naar verwachting maximaal met 0,42% toe in vergelijking tot het referentiescenario (€ 197,7 miljoen). Wanneer de grenswaarde wordt verhoogd dalen de uitgaven naar verwachting met maximaal 0,11% (bij een grenswaarde van vijf GWh), omdat enkele kleine installaties niet langer compensatie ontvangen. In onderstaande tabel zijn ook de resultaten bij andere grenswaardes opgenomen.

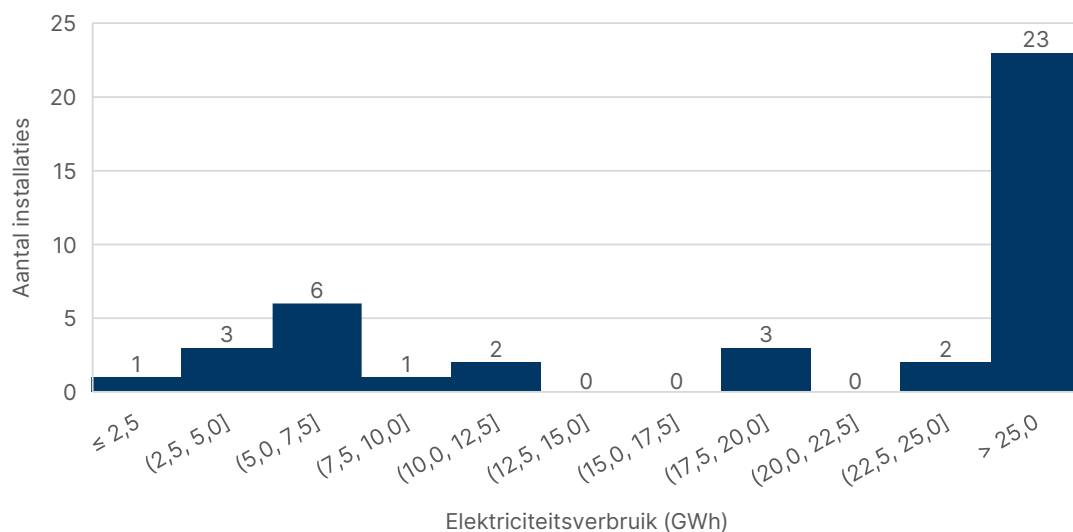
Tabel 16. Budgettaire impact differentiatie grenswaarde minimaal elektriciteitsverbruik. *: theoretische bovengrens.

Grenswaarde	In aanmerking komend verbruik (GWh)	Totale uitgaven (M€)	Budgettaire impact t.o.v. ref. scenario
Afschaffen	9.845 (*)	€ 198,55 (*)	+0,42% (*)
Eén GWh (huidig)	9.804	€ 197,73	-
Twee GWh	9.802	€ 197,70	-0,01%
Drie GWh	9.800	€ 197,64	-0,04%
Vier GWh	9.793	€ 197,50	-0,11%
Vijf GWh	9.793	€ 197,50	-0,11%

Om het totale elektriciteitsverbruik en de totale uitgaven te schatten in de situatie waar de grenswaarde wordt afgeschaft is gebruik gemaakt van een theoretisch maximum, omdat er geen informatie bekend is over installaties met een verbruik kleiner dan één GWh. In dit theoretisch maximum wordt aangenomen dat het totale aantal installaties dat in aanmerking komt voor compensatie verdubbelt door afschaffing van de grenswaarde. Het totale aantal installaties dat in aanmerking komt neemt in dat geval toe

met 41 installaties. Wanneer deze allemaal een verbruik hebben van net geen één GWh per jaar, neemt het totale elektriciteitsverbruik dat voor compensatie in aanmerking komt met 41 GWh toe (+0,42%), wat resulteert in een toename van de uitgaven van € 0,83 miljoen. Belangrijke om op te merken hierbij is dat afschaffing van de grenswaarde ook administratieve meerkosten met zich meebrengt, gezien de toename in het aantal te behandelen dossiers. Deze administratieve meerkosten zijn in de analyse buiten beschouwing gelaten.

De impact van het verhogen van de grenswaarde van het elektriciteitsverbruik kan worden geïllustreerd aan de hand van de verbruiksgegevens van emissiejaar 2024 (zie Figuur 6).³⁹ Uit deze figuur blijkt dat de installaties die in aanmerking komen voor compensatie hoofdzakelijk grote verbruikers (>25 GWh) zijn. Binnen de categorie grote verbruikers varieert het verbruik echter aanzienlijk, met een maximum van ruim 1.700 GWh. Wanneer de grenswaarde voor het minimaal verbruik wordt verhoogd zal slechts één of enkele installaties niet meer in aanmerking zal komen voor compensatie. Omdat het hier om zeer kleine verbruikers gaan, neemt het totale verbruik dat voor compensatie in aanmerking komt zeer beperkt af wanneer de grenswaarde wordt verhoogd. Dit verklaart de zeer beperkte budgettaire impact. Ook bij verdere verhoging van de grenswaarde boven de vijf GWh zal de impact naar verwachting beperkt blijven.



Figuur 6. Verdeling elektriciteitsverbruik in aanmerking komende installaties (emissiejaar 2024).

Resultaten scenario 2: Uitsluiten van verbruik onder grenswaarde

Wanneer de grenswaarde voor het minimaal elektriciteitsverbruik in stand wordt gehouden of wordt verhoogd, maar het verbruik van installaties onder de grenswaarde wordt uitgesloten van compensatie, is de budgettaire impact groter dan in voorgaand scenario, maar nog steeds zeer beperkt. De uitgaven dalen naar verwachting maximaal

³⁹ Uit de data voor de andere emissiejaren volgt een vergelijkbaar beeld.

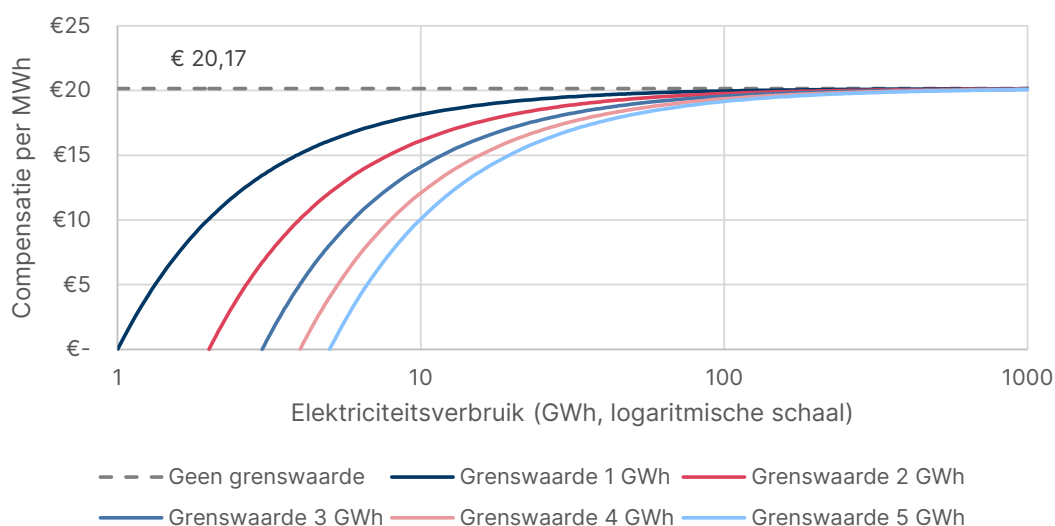
met 2% wanneer het verbruik onder de grenswaarde wordt uitgesloten van compensatie (bij een grenswaarde van vijf GWh). Daarbij krijgen kleine verbruikers relatief minder compensatie per GWh.

In onderstaande tabel is de impact van het uitsluiten van het verbruik onder de grenswaarde voor verschillende grenswaardes gegeven.

Tabel 17. Budgettaire impact bij uitsluiten verbruik onder grenswaarde voor minimaal verbruik.

Grenswaarde	In aanmerking komend verbruik (GWh)	Totale uitgaven (M€)	Budgettaire impact t.o.v. ref. scenario
Eén GWh (huidig)	9.763	€ 196,90	-0,42%
Twee GWh	9.723	€ 196,08	-0,83%
Drie GWh	9.683	€ 195,28	-1,24%
Vier GWh	9.645	€ 194,52	-1,62%
Vijf GWh	9.608	€ 193,77	-2,00%

Wanneer steun onder de grenswaarde wordt uitgesloten van compensatie, ontvangen alle installaties minder compensatie. De compensatie per *in aanmerking komende* GWh blijft gelijk, echter zal de compensatie per *verbruikte* GWh afhankelijk worden van het verbruik. Onderstaande figuur geeft de compensatie per GWh, bij een verbruik variërend van 1 GWh tot 1.000 GWh, voor de verschillende grenswaardes. Te zien is dat de compensatie per GWh laag is voor kleine verbruikers, en convergeert naar ruim € 20 per MWh bij een groot verbruik. Wanneer het verbruik onder de grenswaarde voor het minimaal elektriciteitsverbruik wordt uitgesloten van compensatie is dat dus vooral nadelig voor kleine verbruikers. Grootverbruikers ervaren zeer beperkt negatieve gevolgen.



Figuur 7. Compensatie per MWh in relatie tot elektriciteitsverbruik.

Conclusie

Wanneer er wordt gedifferentieerd op de dimensie van het minimaal elektriciteitsverbruik, is de budgettaire impact vrij beperkt. Het loslaten van de huidige eis rondom het minimaal elektriciteitsverbruik leidt zeer beperkt tot hogere uitgaven. Tegelijkertijd leidt een verhoging van de grenswaarde (zeer) beperkt tot lagere uitgaven, ook wanneer het verbruik onder de grenswaarde wordt uitgesloten van compensatie. De grenswaarde in Vlaanderen is ingevoerd om te garanderen dat de compensatie in verhouding staat met de administratieve lasten. Gegeven de ratio legis voor het invoeren van de grenswaarde ligt verhoging evenmin voor de hand.

Wanneer de wijziging van de Richtsnoeren wordt overgenomen heeft dit impact op de hierboven beschreven analyse. Zowel de totale uitgaven als de compensatie per MWh veranderen in deze situatie. De relatieve effecten zullen echter vergelijkbaar blijven met de resultaten zoals hierboven beschreven. Omdat de budgettaire impact binnen beide scenario's zeer beperkt is, en dus ook blijft wanneer de wijziging wordt overgenomen, is geen aanvullende analyse opgenomen.

5.3.4 Aanvullende ontvankelijkheidsvereisten

Beschrijving

In deze sectie wordt ingegaan op de dimensie *aanvullende ontvankelijkheidsvereisten*. Binnen deze dimensie vindt differentiatie plaats op basis van de aanvullende eisen die lidstaten hanteren. Zoals eerder besproken hanteert Nederland binnen de compensatieregeling de aanvullende vereiste dat de productieprocessen van energiedragers die voor meer dan 50% een fossiele oorsprong hebben, niet in aanmerking komen voor compensatie. In de praktijk blijkt dat door deze aanvullende vereiste bedrijven binnen

de NACE-code 19.20 – *Vervaardiging van geraffineerde aardolieproducten* zijn uitgesloten van steun, omdat deze bedrijven niet kunnen voldoen aan deze aanvullende eis.

Binnen deze sectie wordt daarom verder ingegaan op de budgettaire impact wanneer NACE-code 19.20 wordt uitgesloten van compensatie.⁴⁰

Resultaten

Uit de data voor blijkt dat twee Vlaamse installaties die in aanmerking komen voor compensatie tot NACE-code 19.20 behoren: *TotalEnergies Refinery Antwerp* en *Exxon-Mobil Petroleum & Chemical*. Wanneer deze installaties worden uitgesloten van compensatie, nemen de uitgaven voor emissiejaar 2025 naar verwachting met 15,1% af ten opzichte van het referentiescenario. Over de afgelopen emissiejaren is het aandeel van NACE-code 19.20 gemiddeld 15,3% en redelijk stabiel.

Deze besparing gaat logischerwijs volledig ten koste van de twee installaties die tot NACE-code 19.20 behoren. Voor de overige installaties blijft het compensatiebedrag gelijk, zowel in absolute termen als per MWh.

Tabel 18. Aandeel NACE-sector 19.20 in totale uitgaven.

Emissie- jaar	Totaal ver- bruik (GWh)	Totale uitgaven (M€)	Totaal verbruik NACE 19.20 (GWh)	Totale uitgaven aan NACE 19.20 (M€)	Aandeel NACE 19.20
2021	9.321	€ 71,6	1.409	€ 10,8	15,1%
2022	8.571	€ 140,2	1.313	€ 21,5	15,3%
2023	8.950	€ 224,0	1.412	€ 35,3	15,8%
2024	9.804	€ 259,2	1.479	€ 39,1	15,1%
2025	9.804	€ 197,7	1.479	€ 29,8	15,1%

Wijziging Richtsnoeren

Wanneer – naast het uitsluiten van NACE-code 19.20 – ook de wijzigingen van de Richtsnoeren worden overgenomen nemen de uitgaven toe. Ten opzichte van het referentiescenario bedraagt deze toename 53%, ten opzichte van het scenario wijziging Richtsnoeren dalen de uitgaven met 9,5%. Deze resultaten volgen uit onderstaande tabel, waarbij de totale uitgaven zijn uitgesplitst tussen de huidige bedrijfstakken (bedrijfstakken die vóór de wijziging al in aanmerking kwamen) en nieuwe

⁴⁰ Zoals besproken in paragraaf 4.1.2 hanteren ook Duitsland en Finland aanvullende vereisten. Op basis van deze vereisten zijn echter geen simulatiescenario's opgesteld.

bedrijfstakken. De totale uitgaven bij wijziging van de Richtsnoeren én het uitsluiten van NACE 19.20 bedragen € 302,5 miljoen.

Tabel 19. Uitgaven met en zonder NACE 19.20 bij wijziging Richtsnoeren.

	Totaal verbruik (GWh)	Totale uitgaven (M€)
Huidige bedrijfstakken (max. steunintensiteit 80%)		
Subtotaal ⁴¹	9.804	€ 210,9
Waarvan NACE 19.20	1.479	€ 31,8
Nieuwe bedrijfstakken (max. steunintensiteit 75%)		
Subtotaal	6.121	€ 123,4
Totaal		
Inclusief NACE 19.20	15.925	€ 334,3
Exclusief NACE 19.20	14.446	€ 302,5

5.3.5 CO₂-emissiefactor

Beschrijving

In deze sectie wordt gedifferentieerd in de CO₂-emissiefactor die wordt gehanteerd. Vlaanderen, Wallonië en Frankrijk zijn de enige lidstaten die een marktgebaseerde CO₂-emissiefactor hanteren in de berekening van het steunbedrag. De marktgebaseerde CO₂-emissiefactor in deze lidstaten bedraagt 0,51 tCO₂/MWh. De standaard (historische) CO₂-emissiefactor voor België (die dus geldt voor Vlaanderen en Wallonië) bedraagt 0,36 tCO₂/MWh.⁴² In deze sectie worden de budgettaire gevolgen gegeven wanneer Vlaanderen zou overgaan op de standaard CO₂-emissiefactor voor België.

Resultaten

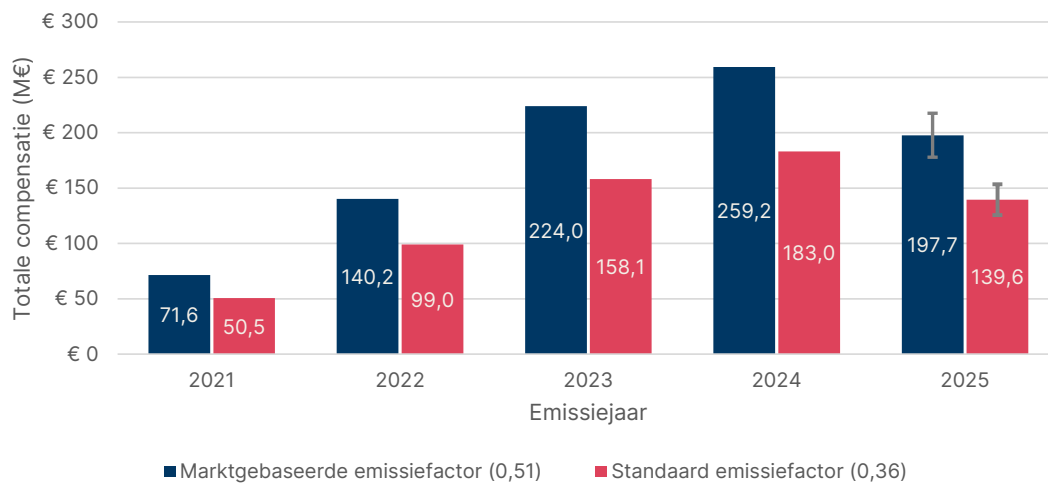
Wanneer Vlaanderen de standaard CO₂-emissiefactor van 0,36 tCO₂/MWh zou gaan hanteren in plaats van de marktgebaseerde emissiefactor van 0,51 tCO₂/MWh, dalen de totale uitgaven met 29,4% ten opzichte van het referentiescenario. De daling in de emissiefactor werkt namelijk één-op-één door in de berekening van het steunbedrag, waardoor alle installaties in gelijke mate worden gekort in hun compensatie.

Onderstaande figuur geeft een overzicht van de totale uitgaven over de verschillende emissiejaren voor zowel de marktgebaseerde als de standaard emissiefactor. De

⁴¹ Het verbruik en de uitgaven t.b.v. NACE 19.20 zijn in deze resultaten inbegrepen.

⁴² Vanaf emissiejaar 2026: 0,37 tCO₂/MWh. Deze aanpassing wordt meegenomen onder de 'wijziging Richtsnoeren'

uitgaven over emissiejaar 2025 bedragen naar verwachting € 139,6 miljoen (€ 125,5 - € 153,5 miljoen) wanneer Vlaanderen kiest voor de standaard emissiefactor. In dat geval bedraagt de compensatie per MWh € 14,24 (i.p.v. € 20,17).



Figuur 8. Totale uitgaven aan compensatie per emissiejaar bij marktgebaseerde en standaard emissiefactor.

Wijziging Richtsnoeren

Wanneer de wijziging van de Richtsnoeren wordt overgenomen, maar de marktgebaseerde emissiefactor wordt vervangen door de standaard emissiefactor blijft de relatieve daling in uitgaven gelijk. De totale uitgaven zijn 29,4% lager ten opzichte van het referentiescenario waarin de wijziging van de Richtsnoeren wordt meegenomen, maar de marktgebaseerde emissiefactor wordt toegepast. Relevant is echter ook hoe deze uitgaven zich verhouden tot de uitgaven *zonder* wijziging van de Richtsnoeren.

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de verwachte uitgaven voor emissiejaar 2025 wanneer de uitbreiding van de Richtsnoeren wordt doorgevoerd, zowel in de situatie waar de marktgebaseerde als de standaard emissiefactor wordt toegepast. In de analyse wordt uitgegaan van het gemiddelde elektriciteitsverbruik voor 2025. De verwachte uitgaven voor emissiejaar 2025 bedragen € 236,0 miljoen wanneer de wijziging van de Richtsnoeren wordt overgenomen en de standaard emissiefactor wordt toegepast. Dit betreft een stijging van 19% ten opzichte van de uitgaven in het referentiescenario zonder wijziging van de Richtsnoeren (€ 197,7 miljoen).

Vanaf emissiejaar 2026 bedraagt de standaard CO₂-emissiefactor voor België – en dus voor Vlaanderen – 0,37 tCO₂/MWh (ten opzichte van voorheen 0,36). De totale uitgaven zullen daarom vanaf emissiejaar 2026 27,5% (i.p.v. 29,4%) lager zijn wanneer de standaard (historische) emissiefactor wordt gehanteerd in plaats van de marktgebaseerde emissiefactor. De marktgebaseerde emissiefactor zal mogelijk ook moeten worden aangepast vanaf emissiejaar 2026, omdat er voor de periode 2026-2023 een

nieuwe studie vereist is. De uitkomsten uit dit simulatiescenario zullen daarom niet meer gelden voor de emissiejaren vanaf 2026.

Tabel 20. Verwachte uitgaven emissiejaar 2025 bij marktgebaseerde en standaard emissiefactor én wijziging Richtsnoeren.

	Huidige bedrijfstakken	Nieuwe bedrijfstakken	Totaal
Totaal elektriciteitsverbruik (GWh)	9.804	6.121	15.925
Verwachte compensatie bij marktgebaseerde emissiefactor (M€)	€ 210,9	€ 123,4	€ 334,3
Verwachte compensatie bij standaard emissiefactor (M€)	€ 148,9	€ 87,1	€ 236,0

5.3.6 Steunintensiteit en maximumbudget voor compensatie

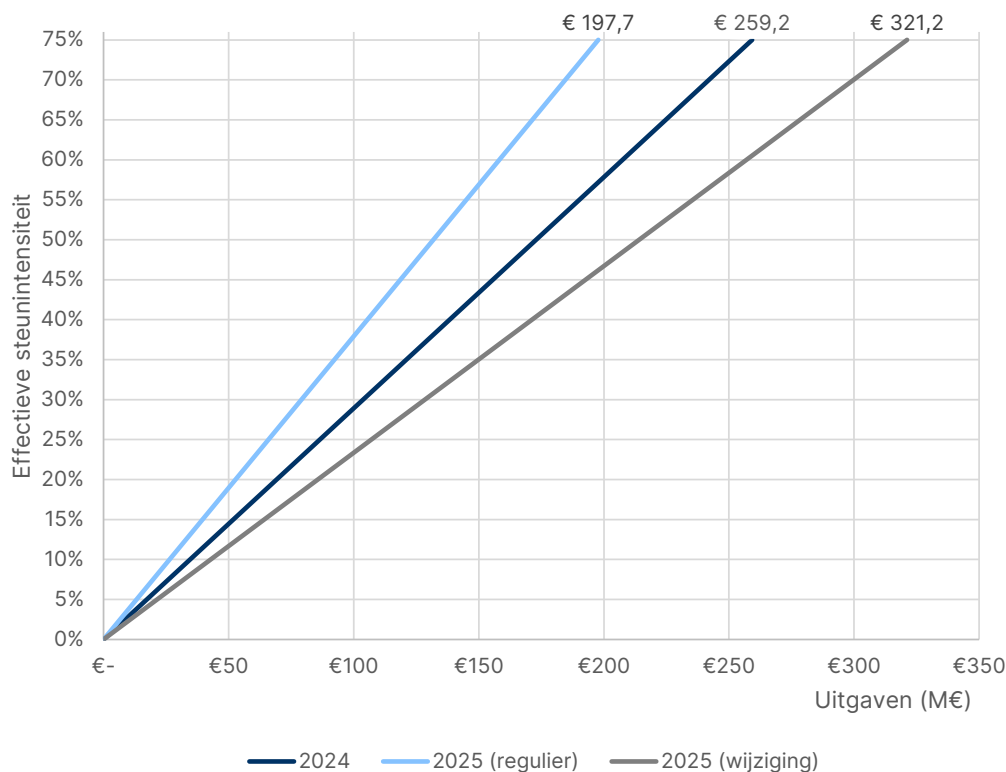
Beschrijving

In deze sectie vindt differentiatie plaats op basis van de steunintensiteit die wordt gehanteerd. De differentiatie in de steunintensiteit koppelen we, op basis van de bevindingen in de internationale vergelijking, aan een maximumbudget voor compensatie. Vlaanderen hanteert momenteel, evenals de meeste andere lidstaten, een maximale steunintensiteit van 75%. Wallonië hanteert ditzelfde maximum, maar koppelt dit aan maximale uitgaven, waardoor de effectieve steunintensiteit in 2024 slechts 25,43% bedroeg. Ook in Finland is de steunintensiteit gekoppeld aan maximale uitgaven, wat in emissiejaar 2024 resulteerde in een effectieve steunintensiteit van ongeveer 21%.

We kijken daarom enerzijds naar de budgettaire impact van het hanteren van een lagere steunintensiteit. Anderzijds bekijken we de gevolgen voor de effectieve steunintensiteit wanneer een maximum voor de uitgaven aan compensatie wordt gehanteerd.

Resultaten

Onderstaande figuur geeft de relatie tussen de totale uitgaven (in M€) en de effectieve steunintensiteit weer voor emissiejaar 2024 en 2025. Voor emissiejaar 2025 is zowel de reguliere situatie, zonder wijziging van de Richtsnoeren, als de situatie na wijziging van de Richtsnoeren meegenomen. Wanneer de wijziging van de Richtsnoeren wordt meegenomen gaan we echter uit van één gelijke steunintensiteit voor alle bedrijfstakken (zowel de 'huidige bedrijfstakken' als de nieuwe bedrijfstakken), zijnde 75%.



Figuur 9. Effectieve steunintensiteit in relatie tot de totale uitgaven.

De relatie tussen de totale uitgaven en de effectieve steunintensiteit is lineair, maar de gevoeligheid verschilt tussen de drie scenario's. In emissiejaar 2025 (regulier) zijn de totale uitgaven bij een gelijke steunintensiteit lager dan in emissiejaar 2024, omdat de EUA-termijnprijs is gedaald en de waarde van de fallback-efficiëntiebenchmark is afgenomen. In het scenario waarbij de wijziging van de Richtsnoeren is meegenomen zijn de uitgaven echter hoger dan in 2024, omdat de stijging in het totale elektriciteitsverbruik dat in aanmerking komt voor compensatie groter is dan de afname in de andere parameters.

De relatie tussen de effectieve steunintensiteit en de totale uitgaven (steilheid van de curve) in de verschillende scenario's is ook uit te drukken in de kosten die het met zich meebrengt om de effectieve steunintensiteit met een procentpunt te verhogen. Anderzijds kan de relatie worden uitgedrukt in de verlaging van de steunintensiteit (in procentpunt) die het gevolg is van een budgettaire besparing van € 1 miljoen. Onderstaande tabel geeft beide waarden voor de verschillende scenario's.

Tabel 21. Relatie tussen effectieve steunintensiteit en totale uitgaven.

Scenario	Kosten per procentpunt effectieve steunintensiteit	Reductie effectieve steunintensiteit per € 1 miljoen besparing
2024	€ 3,46 miljoen	0,29 procentpunt/M€
2025 (regulier)	€ 2,64 miljoen	0,38 procentpunt/M€
2025 (wijziging)	€ 4,28 miljoen	0,23 procentpunt/M€

In de drie scenario's is ook de compensatie per MWh elektriciteitsverbruik te bepalen. Deze is afhankelijk van het effectieve steunpercentage, maar gelijk binnen de emissiejaren. Voor emissiejaar 2024 bedraagt de compensatie per MWh € 0,35 per procentpunt compensatie (€ 26,44 bij 75%). Voor emissiejaar 2025 bedraagt de compensatie per MWh € 0,27 per procentpunt (€ 20,17 bij 75%).

Tot slot geven we in Tabel 22 een overzicht van de effectieve steunintensiteit en totale kosten in enkele specifieke situaties. Hierbij kijken we naar de effectieve steunintensiteit in Wallonië en Finland, waarbij we ook een schatting doen van de effectieve steunintensiteit in 2025 (ook wanneer de wijziging in de Richtsnoeren wordt overgenomen). Box 2 geeft een toelichting op de berekening van deze percentages. Dit resulteert in de volgende steunintensiteiten: 21% (Finland 2024), 25% (Finland 2025⁴³), 20,5% (Wallonië 2025, bij wijziging Richtsnoeren⁴⁴), 25,4% (Wallonië 2024) en 33,3% (Wallonië 2025).

Box 2. Berekening effectieve steunintensiteit 2025.

De effectieve steunintensiteit voor Wallonië en Finland in 2025 kan worden benaderd op basis van de volgende vergelijking:

$$Ai_{2025} = \frac{Ai_{2024} * C_{2024} * P_{2023} * EF_{2024} * AEC_{2024}}{C_{2025} * P_{2025} * EF_{2025} * AEC_{2025}}$$

Deze vergelijking volgt uit het gelijkstellen van de totale compensatie in 2025 aan de totale compensatie in 2024 (gelijkblijvend budget), waarbij de totale compensatie in jaar t : $Ai_t * C_t * P_{t-1} * EF_t * AEC_t$.

⁴³ De berekening volgens Box 2 resulteert in een effectieve steunintensiteit van 27,5%, echter is de maximale steunintensiteit in Finland vastgesteld op 25%.

⁴⁴ Hiervoor wordt aangenomen dat aanname 4, 5 en 6, die voor Vlaanderen worden gehanteerd ook gelden voor Wallonië, wat resulteert in $AEC_{2025} = 1,6243 * AEC_{2024}$. Verder wordt ook hier uitgegaan van een gelijke steunintensiteit voor alle sectoren. Voor Finland is een dergelijke analyse niet representatief vanwege de grote afwijkingen in het industrie-profiel.

Omdat alle parameters, behalve *AEC* bekend zijn, is de aanvullende aanname nodig dat het elektriciteitsverbruik gelijk blijft, zodat deze parameter wegvalt in de vergelijking.

Naast de benadering via de steunintensiteit kan ook worden geredeneerd vanuit een maximumbudget voor de uitgaven. Hierbij kijken we naar de gevolgen wanneer de uitgaven worden gemaximaliseerd op de uitgaven in 2024 (€ 259,2 miljoen) of de (verwachte) uitgaven in 2025 (€ 197,7 miljoen). Tot slot is ook het scenario waarbij een besparing van 10% ten opzichte van de (verwachte) uitgaven van 2025 wordt gerealiseerd toegevoegd. In de tabel is de waarde die volgt uit bovenstaande alinea's **vetgedrukt**. Ook is aangegeven hoe de uitgaven zich verhouden tot de verwachte uitgaven in het referentiescenario (€ 197,7 miljoen).

Tabel 22. Totale uitgaven bij verschillende effectieve steunintensiteiten.

Effectieve steun-intensiteit	Uitgaven (M€)	Verschil t.o.v. uitgaven 2025	Uitgaven (incl. wijziging, M€) ⁴⁵	Verschil t.o.v. uitgaven 2025
20,5%	€ 54,0	-73%	€ 87,8	-56%
21,0%	€ 55,4	-72%	€ 89,9	-55%
25,0%	€ 65,9	-67%	€ 107,1	-46%
25,4%	€ 67,0	-66%	€ 108,8	-45%
33,3%	€ 87,8	-56%	€ 142,6	-28%
46,2%	€ 121,7	-38%	€ 197,7	0%
60,5%	€ 159,6	-19%	€ 259,2	+31%
67,5%	€ 178,0	-10%	€ 289,1	+46%
75,0%	€ 197,7	0%	€ 321,2	62%

5.3.7 Uitzonderingsmechanisme

Beschrijving

In deze sectie wordt ingegaan op de budgettaire gevolgen van het invoeren van het uitzonderingsmechanisme in 2025. In Vlaanderen was het uitzonderingsmechanisme in 2022 en 2023 geactiveerd, waarbij een maximale steunintensiteit van 95% werd gehanteerd. Ook in andere lidstaten wordt het uitzonderingsmechanisme gehanteerd, maar dan zonder maximale steunintensiteit. Door het uitzonderingsmechanisme ontvangen installaties meersteun wanneer het eigen aandeel in hun indirecte emissies groter is dan 1,5% van de bruto toegevoegde waarde van de onderneming. In de

⁴⁵ Wanneer er een gelijke steunintensiteit wordt gehanteerd voor alle bedrijfstakken.

praktijk komen zowel zeer energie intensieve ondernemingen als ondernemingen die in dat jaar een lage bruto toegevoegde waarde hebben omdat ze economisch een zwaar jaar hebben in aanmerking voor meersteun.

Resultaten

De budgettaire impact van het activeren van het uitzonderingsmechanisme voor emissiejaar 2025 is sterk afhankelijk van de economische situatie in dat jaar. Voor emissiejaar 2025 is binnen dit onderzoek echter geen informatie over de bruto toegevoegde waarde van ondernemingen verzameld, omdat deze nog niet beschikbaar was.

Wel is informatie beschikbaar over de daadwerkelijk toegekende meersteun in emissiejaren 2022 en 2023. In deze emissiejaren is het uitzonderingsmechanisme geactiveerd omdat dit vanwege de energiecrisis zeer zware jaren waren voor de industrie. De bruto toegevoegde waarde van ondernemingen was daarom laag, waardoor relatief veel meersteun werd toegekend. Wanneer deze meersteunpercentages worden geprojecteerd op de data voor emissiejaar 2025 nemen de totale uitgaven naar verwachting toe met 7% - 15% ten opzichte van het referentiescenario. Dit komt overeen met een totaalbedrag van € 13,7 - € 29,7 miljoen. Deze cijfers zijn naar verwachting niet representatief voor emissiejaar 2025, maar geven wel een indicatie van de budgettaire impact van activatie van het uitzonderingsmechanisme in economisch zwaardere jaren. In 'reguliere' jaren is de budgettaire impact van het activeren van het uitzonderingsmechanisme naar verwachting zeer beperkt (<1%).

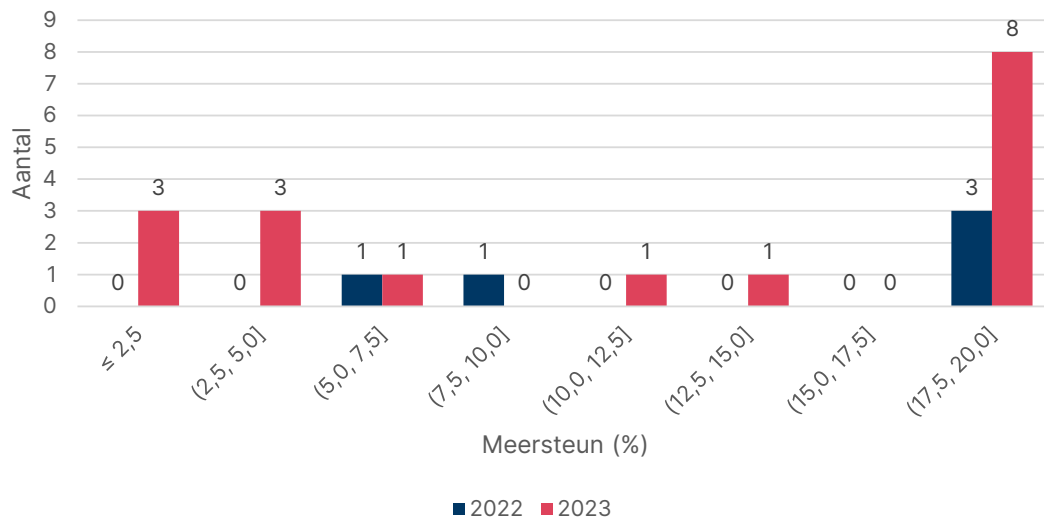
Zeer elektriciteit intensieve ondernemingen en ondernemingen die in het betreffende emissiejaar een lage bruto toegevoegde waarde hebben, komen in aanmerking voor meersteun via het uitzonderingsmechanisme. Voor deze ondernemingen neemt de compensatie per MWh toe. Bij het maximale meersteunpercentage van 20% bedraagt de compensatie voor emissiejaar 2025 € 25,55 per MWh. Wanneer de meersteun niet zou worden gemaximaliseerd op 20% maar op 25% zou de compensatie kunnen oplopen tot € 26,89 per MWh.

Tabel 23. Verwachte compensatie via uitzonderingsmechanisme voor emissiejaar 2025.

	Totale meersteun in emissiejaar 2025 op basis van data 2022 ⁴⁶	Totale meersteun in emissiejaar 2025 op basis van data 2023
Aantal installaties	5	17
Totale meersteun (M€)	13,7	29,7

⁴⁶ In de data van 2022 is dossier waarvoor steun is toegekend via het uitzonderingsmechanisme buiten beschouwing gelaten. Dit betreft een dossier waarvoor de reguliere steun in 2022 is teruggevorderd, maar wel meersteun via het uitzonderingsmechanisme is verleend.

De meersteunpercentages welke in 2022 en 2023 zijn toegekend aan ondernemingen, zijn weergegeven in onderstaande figuur. In emissiejaar 2022 werd aan vijf installaties meersteun toegekend, in 2023 aan 17 installaties. Hoewel de meersteun op het niveau van de onderneming wordt toegekend, zijn de gegevens voor deze analyse uitgesplitst naar de verschillende installaties.



Figuur 10. Verdeling meersteunpercentages naar installaties (emissiejaar 2022 en 2023)

In dit scenario wordt – gegeven het feit dat er geen informatie beschikbaar is over de bruto toegevoegde waarde van ondernemingen in de nieuwe bedrijfstakken – niet verder ingegaan op de wijziging van de Richtsnoeren.

6 Conclusie en aanbevelingen

Leeswijzer

Dit hoofdstuk presenteert de belangrijkste uitkomsten van het onderzoek en vertaalt deze naar aanbevelingen. In paragraaf 6.1 bespreken we de conclusies door antwoord te geven op de onderzoeksvragen. In paragraaf 6.2 doen we aanbevelingen, die voortbouwen op deze conclusies en richting geven aan mogelijke vervolgstappen en praktische toepassingen.

6.1 Conclusie

Invulling compensatiesystemen

De onderzochte Europese lidstaten geven – binnen de kaders die de Richtsnoeren van 2020 bieden – op eigen wijze invulling aan de mogelijkheid tot CIE.

- In de **ontvankelijkheidsvereisten** wijkt geen van de lidstaten af van de door de Europese Commissie vastgestelde selectie van steunbare NACE-sectoren. Wel hanteren sommige lidstaten aanvullende ontvankelijkheidsvereisten. Hierdoor worden bijvoorbeeld installaties met een klein verbruik (Nederland en Vlaanderen), raffinaderijen (Nederland), installaties waarvoor de steun geen stimulerend effect heeft (Duitsland), of installaties waarvoor het elektriciteitsverbruik voor een te groot deel een fossiele oorsprong heeft (Finland) uitgesloten van compensatie.
- In de **berekening van het steunbedrag** bestaan verschillen door een lagere (effectieve) steunintensiteit – vaak ten gevolge van budgettaire plafonds – en de toepassing van een marktgebaseerde emissiefactor in sommige lidstaten. Het uitzonderingsmechanisme wordt in sommige lidstaten structureel en zonder aanvullende beperkingen toegepast, terwijl andere lidstaten het uitzonderingsmechanisme niet of met een aanvullende begrenzing toepassen.
- Binnen de vrijheidsgraden voor de **verplichtingen** maken meerdere lidstaten geen keuze tussen de drie mogelijke verplichtingen die de Richtsnoeren voorschrijven, maar bestaan er wel verschillen in de implementatie. Lidstaten die begunstigen verplichten tot het uitvoeren van aanbevelingen uit de energie-audit met een terugverdientijd van maximaal drie jaar en proportionele kosten (eerste optie) bepalen op verschillende wijze wanneer kosten proportioneel zijn. Nederland en Finland hanteren – net als Vlaanderen – de verplichting dat minimaal 50% van het compensatiebedrag moet worden geïnvesteerd in projecten die leiden tot een emissiereductie (derde optie) als harde vereiste, maar doen dit op strengere wijze dan Vlaanderen en dan de Richtsnoeren voorschrijven. Vlaanderen hanteert als

enige lidstaat de verplichting dat installaties tot minimaal vijf jaar na toekenning van de steun actief moeten blijven.

Door de **wijziging van de Richtsnoeren**, die eind 2025 door de Commissie werd aangenomen, ontstaan mogelijk aanvullende verschillen tussen lidstaten. Met deze wijziging is het aantal steunbare sectoren uitgebreid, mag aan de sectoren die al in aanmerking kwamen meer steun worden verleend, en is een vierde mogelijke verplichting geïntroduceerd. De wijze waarop de lidstaten de wijzigingen voornemens zijn te implementeren is niet onderzocht binnen deze studie.

Effectiviteit en impact

Op basis van de bestudeerde wetenschappelijke literatuur en beleidsevaluatie en de gevoerde interviews valt geen eenduidige conclusie te trekken over de impact van de CIE op het voorkomen van koolstoflekkage. Dit komt omdat koolstoflekkage zich moeilijk laat kwantificeren en het effect en de impact van één individueel beleidsinstrument op koolstoflekkage lastig te isoleren valt. Er spelen bij bedrijven veel andere afwegingen – zoals de hoge energieprijzen, hoge loonkosten, beperkte ruimte voor industrie en netcongestie – mee in de keuze om de productie te verplaatsen naar een land buiten de EU. Uit de interviews komt daarnaast het beeld naar voren dat de verschillen ten aanzien van het compensatiesysteem tussen lidstaten kunnen bijdragen aan de verplaatsing van productie binnen de Europese Unie.

Hoewel de compensatie in meerdere lidstaten is verbonden aan een investeringsverplichting, is er (nog) geen zicht op de impact van de CIE op investeringen die bedrijven doen. De investeringen zijn nog niet in beeld, omdat de controle op de investeringen in de meeste lidstaten pas achteraf plaatsvindt en de investeringstermijnen nog niet zijn verlopen. Wanneer deze wel in beeld zijn, blijft de vraag bestaan in hoeverre deze investeringen ook zonder de CIE zouden zijn gedaan. Wel geven respondenten aan dat de compensatiesteun een deel van de barrières die bedrijven ervaren bij de elektrificatie weg kan nemen. Dit geldt echter alleen wanneer er ook zekerheid bestaat over het verkrijgen van de compensatie. Experts en beleidsvertegenwoordigers benadrukken het belang van het implementeren van de investeringsverplichting, omdat de compensatieregeling op deze wijze potentie heeft om innovatie te stimuleren en op deze wijze bij te dragen aan de decarbonisatie-opgave waar de EU voor staat.

Budgettaire impact

Wanneer de CIE in de huidige vorm zal worden doorgezet (referentiescenario), zal er naar verwachting € 197,7 miljoen aan compensatie worden verleend over emissiejaar 2025. Deze compensatie wordt verleend aan 41 installaties, met een totaal elektriciteitsverbruik van 9.804 GWh. De compensatie bedraagt ruim € 20/MWh.

In onderstaande tabel is de budgettaire impact van aanpassingen in het compensatiesysteem weergegeven. In de tabel wordt zowel de impact op de uitgaven als de impact

op het bedrijfsleven weergegeven. De verschillen zijn afgezet tegen het hierboven beschreven referentiescenario. Naast de wijziging van de Richtsnoeren, is differentiatie op basis van inzichten uit de internationale vergelijking mogelijk op vijf dimensies:

1. Het **minimaal elektriciteitsverbruik** voor installaties om in aanmerking te komen voor compensatie en de wijze waarop deze wordt gehanteerd.
2. **Aanvullende ontvankelijkheidsvereisten** waarmee installaties of productieprocessen worden uitgesloten van compensatie.
3. De keuze tussen de standaard en marktgebaseerde **CO₂-emissiefactor**.
4. De **maximale steunintensiteit**, welke kan worden gekoppeld aan een **maximumbudget voor compensatie**.
5. Het **uitzonderingsmechanisme**, waarmee de maximale steunintensiteit voor bepaalde ondernemingen kan worden verhoogd.

Beschrijving scenario	Impact op uitgaven t.o.v. referentiescenario	Impact op bedrijfsleven t.o.v. referentiescenario
Wijziging Richtsnoeren	+69% (+136,4 M€)	Installaties in 'nieuwe bedrijfstakken' (±110 installaties meer) komen in aanmerking voor compensatie en ontvangen ruim € 20 per MWh. Voor de 41 installaties die al vóór de wijziging in aanmerking kwamen neemt compensatie toe tot € 21,5 per MWh.
Minimaal elektriciteitsverbruik: differentiatie in grenswaarde	+0,42% (+0,8 M€; maximaal, bij afschaffen grenswaarde) -0,11% (-0,2 M€; bij verhogen grenswaarde tot 5 GWh)	Meer installaties met klein verbruik komen in aanmerking voor compensatie. Minder installaties met klein verbruik komen in aanmerking voor compensatie.
Minimaal elektriciteitsverbruik: uitsluiten verbruik onder grenswaarde	-0,42% (-0,8 M€)	Kleine verbruikers ontvangen aanzienlijk minder compensatie per MWh, terwijl grootverbruikers nauwelijks negatieve gevolgen ervaren.
Aanvullende ontvankelijkheidsvereisten: uitsluiten van NACE-sector 19.20 (raffinaderijen) van compensatie	-15,1% (-29,8 M€)	Twee installaties verliezen hun compensatie volledig.
CO₂-emissiefactor: toepassen standaardfactor (0,36) in plaats van marktgebaseerde factor	-29,4% (-58,2 M€)	Alle installaties ervaren een gelijke vermindering in compensatie per MWh.
Steunintensiteit en maximumbudget: verlagen van de steunintensiteit en/of het maximumbudget	Daling zelf te kiezen	Alle installaties ervaren een gelijke vermindering in compensatie per MWh.

Beschrijving scenario	Impact op uitgaven t.o.v. referentiescenario	Impact op bedrijfsleven t.o.v. referentiescenario
Uitzonderingsmechanisme: activeren van het uitzonderingsmechanisme (met en zonder maximale steunintensiteit)	+7% tot +15% (+13,7 tot +29,7 M€) gebaseerd op meersteun in emissiejaren 2022 en 2023. Zeer beperkt (<1%) in 'reguliere' jaren.	Zeer elektriciteit intensieve ondernemingen en ondernemingen die een economisch zwaar jaar hebben ontvangen extra compensatie tot maximaal € 27 per MWh (bij loslaten maximum 95%).

6.2 Aanbevelingen

Op basis van de bevindingen komen we tot de volgende aanbevelingen.

- 1. Zorg voor een systematische en tijdige opvolging van de investeringen die voortvloeien uit de investeringsverplichting.** Uit dit onderzoek blijkt dat er nog geen duidelijk beeld is van de impact van de CIE op de investeringen die bedrijven doen omdat de controle op de investeringen in de meeste lidstaten pas achteraf plaatsvindt en de investeringstermijnen nog niet zijn verlopen. Om op termijn de effectiviteit en additionaliteit ten aanzien van de investeringen te kunnen beoordelen, is monitoring van essentieel belang. De verkregen inzichten kunnen aanleiding geven om de investeringsverplichting waar nodig verder aan te scherpen.
- 2. Blijf monitoren hoe andere lidstaten de compensatieregelingen vormgeven – specifiek met betrekking tot de wijziging van de Richtsnoeren.** Uit dit onderzoek kwam naar voren dat verschillen tussen lidstaten mogelijk kunnen leiden tot verplaatsing van productie binnen de Europese Unie. Om deze reden is het belangrijk om zicht te houden op de verschillen die bestaan tussen lidstaten. Met de wijziging van de Richtsnoeren ontstaan mogelijk nieuwe verschillen tussen lidstaten, waardoor monitoring gewenst is.
- 3. Zet in op internationale kennisdeling tussen uitvoeringsorganisaties van de compensatieregelingen binnen de Europese Unie.** Hoewel de Richtsnoeren voorschrijven dat lidstaten informatie over de compensatieregelingen eenvoudig beschikbaar moeten stellen, bleek binnen dit onderzoek dat de informatie over de invulling van compensatieregelingen in sommige gevallen zeer lastig vindbaar was. Dit werkt bemoeilijkend bij het monitoren van de invulling door lidstaten – zoals bedoeld in aanbeveling 1. Door in te zetten in op samenwerking tussen uitvoeringsorganisaties kan het makkelijker worden om zicht te krijgen op (de verschillen in) de invulling door lidstaten. Daarnaast kan dit netwerk ook zeer waardevol zijn wanneer er onduidelijkheden bestaan bij de interpretatie van de Richtsnoeren.

Bijlage 1. Verwijzingen

- [1] De Vlaamse minister van Begroting en Financiën, Vlaamse Rand, Onroerend Erfgoed en Dierenwelzijn (2025). *Mededeling VR 2025 1402 MED.0035/1BIS* [\[themis.vlaanderen.be\]](https://themis.vlaanderen.be)
- [2] Publicatieblad van de Europese Unie (2020). *Richtsnoeren betreffende bepaalde staatssteunmaatregelen in het kader van het systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten na 2021* [\[eur-lex.europa.eu\]](https://eur-lex.europa.eu)
- [3] Publicatieblad van de Europese Unie (2012). *Richtsnoeren betreffende bepaalde staatssteunmaatregelen in het kader van de regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten na 2012* [\[eur-lex.europa.eu\]](https://eur-lex.europa.eu)
- [4] Vlaamse Overheid (2019). *Regeerakkoord van de Vlaamse Regering 2019-2024* [\[www.vlaanderen.be\]](https://www.vlaanderen.be) Brussel: Departement Kanselarij en Bestuur.
- [5] Vlaamse Regering (2024). *Vlaams Regeerakkoord 2024-2029* [\[www.vlaanderen.be\]](https://www.vlaanderen.be) Brussel,
- [6] Publicatieblad van de Europese Unie (2003). *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* [\[eur-lex.europa.eu\]](https://eur-lex.europa.eu)
- [7] Europese Commissie (2025). *About the EU ETS* [\[climate.ec.europa.eu\]](https://climate.ec.europa.eu) Straatsburg,
- [8] Europese Rekenkamer (2020). *Het emissiehandelssysteem van de EU: gerichtere toewijzing van kosteloze rechten noodzakelijk* [\[op.europa.eu\]](https://op.europa.eu)
- [9] Europese Commissie. *Auctioning of allowances* [\[climate.ec.europa.eu\]](https://climate.ec.europa.eu)
- [10] Publicatieblad van de Europese Unie (2023). *Verordening (EU) 2023/956 van het Europees Parlement en de Raad van 10 mei 2023 tot instelling van een mechanisme voor koolstofgrenscorrectie* [\[eur-lex.europa.eu\]](https://eur-lex.europa.eu)
- [11] Nederlandse Emissieautoriteit (2025). *Wat is emissiehandel?* [\[www.emissieautoriteit.nl\]](https://www.emissieautoriteit.nl)
- [12] Belastingdienst (2025). *Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)* [\[www.belastingdienst.nl\]](https://www.belastingdienst.nl)
- [13] Europese Commissie (2025). *Clean Industrial Deal* [\[commission.europa.eu\]](https://commission.europa.eu)
- [14] Europese Commissie (2025). *Clean Industrial Deal State Aid Framework* [\[competition-policy.ec.europa.eu\]](https://competition-policy.ec.europa.eu)
- [15] Publicatieblad van de Europese Unie (2025). *Kader voor staatssteunmaatregelen ter ondersteuning van de Clean Industrial Deal (C/2025/3602)* [\[eur-lex.europa.eu\]](https://eur-lex.europa.eu)
- [16] Publicatiedienst van de Europese Unie. *Mededeling van de commissie tot wijziging van de richtsnoeren betreffende bepaalde staatssteunmaatregelen in het kader van het systeem voor de handel van broeikasgasemissierechten na 2021* [\[eur-lex.europa.eu\]](https://eur-lex.europa.eu) Brussel.
- [17] Europese Commissie (2025). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. A European Chemicals Industry Action Plan* [\[single-market-economy.ec.europa.eu\]](https://single-market-economy.ec.europa.eu) Straatsburg,
- [18] Ferrara, A., en Giua, L. (2020). *The Effect of EU ETS Indirect Cost Compensation on Firms Outcomes* [\[publications.jrc.ec.europa.eu\]](https://publications.jrc.ec.europa.eu) Publications Office of the European Union.

- [19] Deloitte, KU Leuven, Vives (2021). *Evaluatie CIE*
- [20] Guidehouse Energy Germany GmbH (2020). *Evaluation der Beihilfen für indirekte Kosten des EU-Emissionshandels im Rahmen der Strompreiskompensation für den Zeitraum 2013-2017* [www.bundeswirtschaftsministerium.de] Köln: Guidehouse Energy Germany GmbH.
- [21] SEO Economisch Onderzoek (2023). *Beleidsevaluatie subsidieregeling indirecte emissiekosten EU ETS* [www.seo.nl] Amsterdam,
- [22] Ferguson, S., en Sanctuary, M. (2019). *Why is carbon leakage for energy-intensive industry hard to find?* [link.springer.com] Environmental Economics and Policy Studies 21.1: 1-24..
- [23] Wang, M. (2024). *Does compensating firms for indirect carbon costs work? Evidence from Finnish manufacturing* [journal.fi] Journal of the Finnish Economic Association.
- [24] Basaglia, P., Isaksen, E., en Sato, M. (2025). *Carbon pricing, compensation, and competitiveness: Lessons from UK manufacturing* [www.sciencedirect.com] Journal of Environmental Economics and Management.
- [25] SEO Economisch Onderzoek (2017). *Beleidsevaluatie subsidieregeling indirecte emissiekosten ETS* [www.rvo.nl] Amsterdam: SEO Economisch Onderzoek.
- [26] Jakob, M. (2021). *Why carbon leakage matters and what can be done against it* [pdf.sciencedirectassets.com] One Earth.
- [27] Carbone, J.C., en Rivers, N. (2017). *The Impacts of Unilateral Climate Policy on Competitiveness: Evidence From Computable General Equilibrium Models* [www.journals.uchicago.edu] Chicago Journals.
- [28] Wang, M., en Kuusi, T. (2024). *Trade flows, carbon leakage, and the EU Emissions Trading System* [www.sciencedirect.com] Energy Economics.
- [29] CE Delft (2018). *Effecten van CO2-beprijzingen in de industrie* [ce.nl] Delft: CE Delft.
- [30] Trinks, A., en Hille, E. (2023). *Carbon costs and industrial firm performance: Evidence from international microdata* [www.cpb.nl] CPB.
- [31] Antoci, A., Borghesi, S., Iannucci, G., en Sodini, M. (2021). *Should I stay or should I go? Carbon leakage and ETS in an evolutionary model* [www.sciencedirect.com] Energy Economics.
- [32] Dechezleprêtre, A., Gennaioli, C., Martin, R., Muûls, M., en Stoerk, T. (2022). *Searching for carbon leaks in multinational companies* [pdf.sciencedirectassets.com] Journal of Environmental Economics and Management.
- [33] Naegele, H., en Zaklan, A. (2019). *Does the EU ETS cause carbon leakage in European manufacturing?* [www.sciencedirect.com] Journal of Environmental Economics and Management.
- [34] Verde, S.F. (2020). *THE IMPACT OF THE EU EMISSIONS TRADING SYSTEM ON COMPETITIVENESS AND CARBON LEAKAGE: THE ECONOMETRIC EVIDENCE* [onlinelibrary.wiley.com] Journal of Economic Surveys.
- [35] Ferrara, A.R., en Giua, L. (2022). *Indirect cost compensation under the EU ETS: A firm-level analysis* [www.sciencedirect.com] Energy Policy.
- [36] Laukkanen, M., Kimmo, O., en Saara, T. (2019). *The impact of energy tax refunds on manufacturing firm performance: evidence from Finland's 2011 energy tax reform* [julkaisut.valtioneuvosto.fi] Publication series of the Government's analysis, assessment and research activities.

- [37] Martin, R., de Preux, L., en Wagner, U. (2014). *The impact of a carbon tax on manufacturing: Evidence from microdata* [www.sciencedirect.com] Journal of Public Economics.
- [38] Gerster, A., en Lamp, S. (2022). *Energy Tax Exemptions and Industrial Production* [papers.ssrn.com] SSRN.
- [39] Köppl, A., en Schratzenstaller, M. (2022). *Carbon taxation: A review of the empirical literature* [doi.org] Journal of Economic Surveys.
- [40] Roseren, M.X. (2024). *Rapport d'information (...) sur l'évaluation de la compensation carbone et du système d'échanges de quotas d'émission à l'aune de la mise en œuvre du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières* [www.assemblee-nationale.fr]
- [41] Europese Commissie (2025). *Report from the Commission to the European Parliament and the Council on the functioning of the European carbon market in 2024* [climate.ec.europa.eu] Brussels,
- [42] Europese Commissie (2024). *Verslag van de Commissie aan het Europees Parlement en de Raad over de werking van de Europese koolstofmarkt in 2023* [eur-lex.europa.eu]
- [43] VLAIO. *Compensatie indirecte emissiekosten* [www.vlaio.be]
- [44] Departement Werk, Economie, Wetenschap en Sociale Economie (2021). *Ambitieuze energiebeleidsovereenkomsten en aanscherping wetgeving moet energietransitie industrie bevorderen* [www.ewi-vlaanderen.be]
- [45] Vlaamse Overheid (2019). *Vlaamse Klimaatstrategie 2050* [publicaties.vlaanderen.be]
- [46] Vlaamse Overheid (2025). *Vlaams Energie- en Klimaatplan 2021-2030* [assets.vlaanderen.be]
- [47] VEKA. *Energiebeleid voor energie-intensieve ondernemingen* [www.vlaanderen.be]
- [48] Service Public de Wallonie – économie. *Indirect Carbon Leakage Notice* [iodda.be]
- [49] Wallonia (2025). *Assistance to compensate companies for indirect emissions costs (Indirect carbon leakage)* [www.wallonie.be]
- [50] Documents du Parlement wallon (2023). *Décret Neutralité Carbone* [wallex.wallonie.be]
- [51] Agence wallonne de l'Air et du Climat – AwAC (2021). *Plan Air Climat Énergie à l'horizon 2030 (PACE 2030)* [awac.be]
- [52] Tweede Kamer der Staten-Generaal (2021). *Verlenging subsidiemodule Indirecte Kostencompensatie ETS* [www.tweedekamer.nl]
- [53] Staatscourant (2022). *Regeling van de Minister van Economische Zaken en Klimaat van 30 augustus 2022, nr. WJZ/21185084* [zoek.officielebekendmakingen.nl]
- [54] Europese Commissie (2023). *Verslag van de Commissie aan het Europees Parlement en de Raad over de werking van de Europese koolstofmarkt in 2022* [eur-lex.europa.eu]
- [55] Rijksdienst voor Ondernemend Nederland. *Komende jaren toch vergoeding voor hoge elektriciteitskosten industrie* [www.rvo.nl]
- [56] Staatscourant (2024). *Regeling van de Minister van Economische Zaken en Klimaat van 25 juni 2024, nr. WJZ/59258258* [zoek.officielebekendmakingen.nl]
- [57] Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (2024). *Rapportage over de uitgaven aan de subsidieregeling indirecte emissiekosten ETS in Nederland in 2024* [www.rvo.nl]
- [58] Staatscourant (2025). *Regeling van de Minister van Klimaat en Groene Groei van 3 juli 2025, nr. WJZ/99127279* [zoek.officielebekendmakingen.nl]
- [59] Klimaatakkoord (2019). *Klimaatakkoord* [www.rijksoverheid.nl]

- [60] Ministerie van Klimaat en Groene Groei. *Klimaatverandering beperken* [www.rijksoverheid.nl]
- [61] Rijksoverheid (2025). *Kabinet neemt extra maatregelen met pakket voor Groene Groei* [www.rijksoverheid.nl]
- [62] Deutsche Emissionshandelsstelle (2023). *State aid for indirect CO2 Costs of emission trading (electricity price compensation) in Germany for 2023* [www.dehst.de]
- [63] Pub Affairs Bruxelles (2024). *Commission approves amendments to German State aid scheme to compensate energy-intensive companies for indirect emission costs* [www.pubaffairsbruxelles.eu]
- [64] Deutsche Emissionshandelsstelle (2021). *State aid for indirect CO2 costs of emissions trading (electricity price compensation) in Germany for 2021* [www.dehst.de]
- [65] Institute for Market Integration and Economic Policy (2025). *Impacts of the Demands from the CDU/CSU and SPD Exploratory Paper 2025 on the German Economy* [miwi-institut.de]
- [66] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. *National climate action policy* [www.bundeswirtschaftsministerium.de]
- [67] Agence de Services et de Paiement (Compensation carbone - Compensation des coûts indirects). *2025* [www.asp.gouv.fr]
- [68] Europese Commissie (2022). *State aid: Commission approves €13.5 billion French scheme to compensate energy-intensive companies for indirect emission costs* [ec.europa.eu]
- [69] Europese Parlement (2024). *France's climate action strategy* [www.europarl.europa.eu]
- [70] Direction générale des Entreprises (2025). *Compensation des coûts indirects dus au système d'échange de quotas CO2* [www.entreprises.gouv.fr]
- [71] Ministry of the Environment and Energy Security (2024). *National Plan Integrated for Energy and Climate* [www.sipotra.it]
- [72] Ministerio de la Presidencia, Relaciones con las Cortes y Memoria Democrática (2022). *Real Decreto 309/2022, de 3 de mayo* [www.boe.es]
- [73] Ministerio de Hacienda (2025). *Autorizada una transferencia de crédito para la convocatoria de ayudas para compensar los costes indirectos por las emisiones de gases de efecto invernadero* [www.hacienda.gob.es]
- [74] Zabala Innovation (2025). *Ayudas por 600 millones de euros para compensar las emisiones de CO₂* [www.zabala.es]
- [75] Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge (2024). *Integrated National Energy and Climate Plan* [commission.europa.eu]
- [76] Energiavirasto. *Teollisuuden sähköistämistuki* [energiavirasto.fi]
- [77] Ministry of Economic Affairs and Employment of Finland (2017). *Government report on the National Energy and Climate Strategy for 2030* [tem.fi]
- [78] Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (2025). *Subsidieregeling Indirecte kostencompensatie ETS (IKC-ETS)* [www.rvo.nl]
- [79] Bundesanzeiger (2024). *Richtlinie für Beihilfen für Unternehmen in Sektoren beziehungsweise Teilsektoren* [www.bundesanzeiger.de]
- [80] Agence de Services et de Paiement (2025). *Compensation carbone - Compensation des coûts indirects* [www.asp.gouv.fr]

- [81] Assolombarda (2025). *MiTE - Fondo per la transizione energetica - Aiuti per settori e sottosettori a rischio rilocalizzativo per i costi indiretti delle emissioni di gas a effetto serra* [www.assolombarda.it]
- [82] Ministerio de la Presidencia, Relaciones con las Cortes y Memoria Democrática (2022). *Real Decreto 309/2022, de 3 de mayo* [eur-lex.europa.eu]
- [83] Europese Commissie (2022). *Germany Compensation for indirect ETS costs in Germany for 2021-2030* [ec.europa.eu]
- [84] Ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique (2025). *Notice d'information: compensation des coûts indirects du carbone* [www.asp.gouv.fr]
- [85] Europese Commissie (2020). *State Aid SA.60787 (2020/N) – Italy* [ec.europa.eu]
- [86] Acquirente Unico (2023). *Decreto Attuativo del Fondo per la Transizione Energetica nel Settore Industriale - compensazione costi indiretti Co2 -a art.29 comma 2 del DLGS N.47/2020* [www.acquirenteunico.it]
- [87] Europese Commissie (2022). *State aid: Commission approves €2.9 billion Spanish scheme to compensate energy-intensive companies for indirect emission costs* [ec.europa.eu]
- [88] Europese Commissie (2022). *State aid: Commission approves €687 million Finnish scheme to compensate energy-intensive companies for indirect emission costs* [ec.europa.eu]
- [89] Légifrance (2022). *Code de l'énergie* [www.legifrance.gouv.fr]
- [90] VLAIO (2025). *Informatie over de investeringsverplichting* [www.vlaio.be]
- [91] Ebnerstolz (2025). *Ökologische Gegenleistungen* [www.ebnerstolz.de]
- [92] Vlaams Energie- & Klimaatagentschap (2026). *Vlaamse Energiebalans* [www.vlaanderen.be]
- [93] Planbureau voor de Leefomgeving (2021). *Nederland Fit for 55? Mogelijke gevolgen van het voorgestelde EU-klimaatbeleid* [www.pbl.nl]
- [94] Europese Raad (2022). *Fit for 55: reform of the EU emissions trading system* [www.consilium.europa.eu]
- [95] VLAIO. *Ondernemingen in moeijikheden* [www.vlaio.be]
- [96] Wallex (2022). *Arrêté du Gouvernement wallon organisant l'octroi d'une aide aux entreprises en compensation des coûts des émissions indirectes entre 2021 et 2030* [wallex.wallonie.be]
- [97] Nederlandse Emissieautoriteit . *Tarieven CO2-heffing* [www.emissieautoriteit.nl]
- [98] energiavirasto energimyndigheten (2025). *Ohje tuenhakijalle* [energiavirasto.fi]
- [99] Ministerie van Financiën (2024). *2.1 Overzicht belangrijke uitgaven- en ontvangstenmutaties* [www.rijksfinancien.nl]
- [100] Europese Commissie (2025). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: A European Steel and Metals Action Plan* [single-market-economy.ec.europa.eu] Straatsburg,
- [101] Europese Commissie (2025). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Delivering on the Clean Industrial Deal I* [commission.europa.eu] Straatsburg,
- [102] Europese Commissie (2025). *Fit for 55: Delivering on the proposals* [commission.europa.eu] Straatsburg,

- [103] Publicatieblad van de Europese Unie (2014). *Richtsnoeren voor reddings- en herstructureringssteun aan niet-financiële ondernemingen in moeilijkheden* [eur-lex.europa.eu]
- [104] Ministères Transition Écologique, Aménagement du Territoire, Transports, Ville et Logement (2025). *Stratégie nationale bas-carbone (SNBC)* [www.ecologie.gouv.fr]
- [105] Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (2025). *Verklaring 'Geen onderneming in moeilijkheden' IKC-ETS 2025* [www.rvo.nl]
- [106] Publicatieblad van de Europese Unie (2023). *Verordening (EU) nr. 651/2014 van de Commissie waarbij bepaalde categorieën steun op grond van de artikelen 107 en 108 van het Verdrag met de interne markt verenigbaar worden verklaard* [eur-lex.europa.eu]
- [107] Wallonie économie SPW (2025). *Carbon leakage indirect - guide rapide 2025* [iodda.be]
- [108] Europese Commissie (2025). *Mededeling van de commissie - Kader voor staatssteunmaatregelen ter ondersteuning van de Clean Industrial Deal (Staatssteunkader Clean Industrial Deal)* [eur-lex.europa.eu] Publicatieblad van de Europese Unie.
- [109] Gestore Servizi Energetici (2024). *RAPPORTO SULLE ASTE DI QUOTE EUROPEE DI EMISSIONE ANNUALE 2024* [www.gse.it]
- [110] Europese Commissie. *Overview of sustainable finance* [finance.ec.europa.eu]
- [111] Ministero delle Imprese e del Made in Italy (2025). *Fondo per il sostegno alla transizione industriale – PNRR (2025)* [www.mimit.gov.it]
- [112] Europese Commissie (2022). *State aid: Commission approves €2.9 billion Spanish scheme to compensate energy-intensive companies for indirect emission costs* [ec.europa.eu]

Bijlage 2. Samenstelling projectgroep

De projectgroep voor deze uitgaventoetsing bestond uit de volgende personen:

- Piet Demunter (Flanders Investment & Trade – FIT, voorzitter)
- Mark Andries (VLAIO)
- Yves Schouwaerts (VLAIO)
- Bert Stassen (VLAIO)
- Lynn De Vlieger (VLAIO)
- Tomas Velghe (Vlaams Energie- en Klimaatagentschap – VEKA)
- Clara Vermoere (VEKA)
- Wim Van den Bossche (Departement Financiën en Begroting)

Bijlage 3. Overzicht interviewrespondenten en gesproken personen

Naam	Organisatie
Astrid Volckaert	Departement WEWIS
Lieven Top	Departement WEWIS
Tomas Velghe	VEKA
Lynn De Vlieger	VLAIO
Bert Stassen	VLAIO
Geert Reunes	Verificatiebureau (VBBV)
Geert De Meyer	Verificatiebureau (VBBV)
Tomas Wyns	Vrije Universiteit van Brussel
Herman Vollebergh	Tilburg University
Wijnand Stoefs	Carbon Market Watch
Yelter Bollen	Bond Beter Leefmilieu
Saartje Swinnen	Essenscia
Marc Bailli	InDUfed
Joris Van Valckenborgh	Agoria
Sebastiaan Portier	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (NL)
Oswin Carboex	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (NL)
Marte Altenburg	Ministerie van Klimaat en Groene Groei (NL)
Tiia Jyräsalo	Energiavirasto (FI)

Ten behoeve van de internationale vergelijking is aanvullend schriftelijke input ontvangen van de *Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt)* en de *Service Public de Wallonië (SPW)*.

Bijlage 4. CO₂-emissiefactor (ton CO₂/MWh) per geografische regio

Gebied	Richtsnoeren 2020	Wijzigingen 2025
Adriatische Zee (Kroatië, Slovenië)	0,69	Kroatië: 0,51 Slovenië: 0,75
Iberisch Schiereiland (Spanje, Portugal)	0,53	0,47
Baltische Staten (Litouwen, Letland, Estland)	0,75	0,76
Centraal-West-Europa (Oostenrijk, Duitsland, Luxemburg)	0,72	0,73 Oostenrijk: 0,33
Scandinavië (Zweden, Finland)	0,58	Zweden: 0,6 Finland: 0,62
Tsjechië-Slowakije (Tsjechië, Slowakije)	0,85	Tsjechië: 0,89 Slowakije: 0,58
België	0,36	0,37
Bulgarije	0,98	0,91
Denemarken	0,52	0,54
Ierland	0,49	0,44
Griekenland	0,73	0,58
Frankrijk	0,44	0,43
Italië	0,46	0,44
Cyprus	0,70	0,72
Hongarije	0,58	0,50
Malta	0,40	0,40
Nederland	0,45	0,44
Polen	0,81	0,78
Roemenië	0,96	0,91



Onderzoek voor *onderbouwd* beleid.

Dialogic innovatie & interactie

Hooghiemstraplein 33

3514 AX Utrecht

030-2150580

www.dialogic.nl