

# Speelveldtoets 2020

*De impact van het voorgenomen klimaatbeleid op het speelveld van de Nederlandse industrie*

18 juni 2020 – Eindrapportage



# Aanbiedingsbrief

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat  
Directie Topsectoren en Industriebeleid  
t.a.v. dhr. Vijselaar



Gulbahar Tezel  
Partner  
M: +31 (0) 613 915 671  
[gulbahar.tezel@pwc.com](mailto:gulbahar.tezel@pwc.com)

Dorine Helmer  
Director  
M: +31 (0) 612 217 022  
[dorine.helmer@pwc.com](mailto:dorine.helmer@pwc.com)

**PricewaterhouseCoopers Advisory N.V.**  
Thomas R. Malthusstraat 5,  
1066 JR Amsterdam  
Postbus 9616, 1006 GC Amsterdam  
T: +31 (0) 88 792 00 20

Geachte heer Vijselaar,

Met veel genoegen stuur ik u hierbij onze bevindingen in het kader van de Speelveldtoets (onderzoek naar de impact van het aangekondigde klimaatbeleid op de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie op bedrijfsniveau). Hierbij geldt de overeengekomen opdrachtbevestiging van 19 December 2019. We hebben 9 industriële sectoren onderzocht, case studies gedaan over 3 industriële bedrijven en interviews uitgevoerd met 10 industriële bedrijven. Aangezien belangrijke parameters van het beleid nog onzeker zijn hebben wij aannames gekregen vanuit het ministerie van Economische Zaken om de analyse te kunnen uitvoeren.

Wij concluderen dat de nationale heffing op uitstoot van broeikasgassen (inclusief flexibiliteitsmaatregelen), de wijzigingen in energiebelasting en opslag duurzame energie en de afschaffing van de compensatie voor indirecte EU ETS kosten in de elektriciteitsprijs een negatief effect kunnen hebben op financiële resultaten en de concurrentiepositie van de industrie. Voldoende en tijdige verstrekking van subsidies kan de kostenverhoging voor bedrijven verminderen doordat het verduurzaming mogelijk maakt. Wij kunnen op dit moment het risico op weglek van investeringen en emissies niet uitsluiten omdat onzekerheid bestaat over de toereikendheid van de subsidiepotten. Ook zijn er belangrijke aandachtspunten ter verbetering van het beleid om de negatieve effecten op het speelveld te verminderen. Duidelijkheid over de beschikbaarheid van infrastructuur is daarnaast van belang om het risico op weglek te verminderen. Ook is het van belang op korte termijn duidelijkheid te verschaffen over belangrijke beleidsuitgangspunten die nu onzeker zijn (m.n. de vormgeving en parameters van de nationale heffing en voortzetting compensatie indirecte EU ETS kosten).

De mogelijke impact van COVID-19 (en van de maatregelen die de autoriteiten hebben genomen om de verspreiding van COVID-19 in te dammen en/of te voorkomen) op de speelveldtoets 2020 maakte geen deel uit van onze scope. De coronacrisis kan de gehanteerde uitgangspunten en daarmee de uitkomsten van onze studie op meerdere wijzen beïnvloeden waardoor de effecten kunnen afwijken (zie pagina 43). Wij accepteren geen aansprakelijkheid (ook niet voor nalatigheid) richting enige andere partij dan u of voor enig ander gebruik van dit rapport dan waarvoor het bedoeld is.

Met vriendelijke groet,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Gulbahar Tezel', written in a cursive style.

Gulbahar Tezel  
Partner

# Over dit rapport

## Onze Reikwijdte



Dit rapport heeft tot doel om bij te dragen aan de feitenbasis over de effecten van het Nederlandse klimaatbeleid voor de industrie. In deze studie analyseren wij de effecten op het speelveld van het klimaatbeleid voor de industrie (vanuit micro-economisch perspectief). Dit bestaat ten eerste uit de nationale heffing op uitstoot van industriële broeikasgassen, de stijging van de EB/ODE tarieven en het stopzetten van de compensatie voor indirecte EU ETS kosten (hierna: “kostenverhogende maatregelen”). De nationale heffing is inclusief zogenoemde flexibiliteitsmaatregelen (ingroeipad, *carryback* en handel van vrijgestelde emissies). Ten tweede nemen wij ook de belangrijkste subsidies (SDE++ en EIA) mee in onze analyse. Wij analyseren dus zowel de ‘sticks’ als de ‘carrots’. Op pagina 15 beschrijven wij de analyses die niet tot de reikwijdte van de studie hebben behoord en die de inzichten zouden kunnen verrijken.

Ons onderzoek is gebaseerd op desk research, interviews met industriële partijen en drie uitgebreide case studies. In de *case studies* onderzoeken wij de impact van het aangedragen klimaatbeleid op productie- en investeringsbeslissingen van drie grote uitstoters van broeikasgassen. Op basis van drie case studies kunnen geen conclusies worden getrokken voor de sector of industrie als geheel. Het handelingsperspectief wordt namelijk beïnvloedt door bedrijfsspecifieke elementen zoals de emissie- of energie intensiteit en de locatie van het bedrijf. Wel kunnen uit deze case studies waardevolle lessen worden geleerd over het handelingsperspectief van bedrijven en de wijze waarop investeringsbeslissingen worden genomen. Uitbreiding van het onderzoek met additionele case studies kan de inzichten verrijken. Wij hebben ons onderzoek aangevuld met desk research en interviews om ook op sectorniveau inzichten te kunnen verschaffen. Bij de selectie van partijen voor de interviews en case studies is beoogd om variatie in handelingsperspectief te waarborgen (zie pagina 81).

## Beschikbaarheid en kwaliteit van informatie



Het beleid en de te gebruiken aannames zijn aangedragen door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (vanaf nu “EZK”), zoals belangrijke parameters van de nationale heffing (o.a. de prijs en de reductiefactor). Handel is niet gekwantificeerd omdat geen scenario’s beschikbaar zijn gesteld (volume en prijsvorming). Voor ons onderzoek maken wij zoveel mogelijk gebruik van openbare bronnen (zie bijlage F voor onze gehanteerde bronnen, ons bronnenonderzoek is beëindigd op 28 mei 2020):

- Bestaande literatuur over de effecten van broeikasgasbeprijzing en *carbon leakage*.
- Financiële gegevens van drie bedrijven voor case studies: Dow Benelux, Yara Sluiskil en Smurfit Kappa Roermond Papier
- Interviews met 10 bedrijven uit de volgende sectoren: metaal, raffinage, petrochemie, kunstmestproductie, waterstofproductie, speciale chemicaliën, voedingsindustrie, papierindustrie, keramiek
- Publieke (markt) informatie over de sectoren en bedrijven onder beschouwing, inclusief emissiereductieopties en uitstoot gegevens

Wij hebben van bedrijven die deel hebben genomen aan de case studies informatie ontvangen, zoals het belaste energieverbruik (elektriciteit en gas), de totale uitstoot van broeikasgassen, het aantal gratis emissierechten binnen het EU ETS en de beschikbare emissiereductieopties. Wij hebben op deze informatie geen kwaliteitscontrole, of andere activiteiten uitgevoerd die het karakter dragen van een *due diligence*.

# Inhoudsopgave

	<i>Synopsis en management samenvatting</i>	5
	<i>Synopsis and executive summary</i>	16
<b>1</b>	Inleiding	27
<b>2</b>	Beschrijving van het klimaatbeleid voor de industrie	33
<b>3</b>	De impact van het klimaatbeleid	42
	<b>3A</b> Impactanalyse klimaatbeleid	45
	<b>3B</b> Internationale vergelijking speelveld	70
<b>4</b>	Case studies	80
<b>A</b>	Appendix A: Detail informatie beleid	129
<b>B</b>	Appendix B: Sectorprofielen	137
<b>C</b>	Appendix C: Gevoeligheidsanalyse	142
<b>D</b>	Appendix D: Toelichting methodologie	147
<b>E</b>	Appendix E: Interviews	149
<b>F</b>	Appendix F: Impact SDE++ op concurrentiepositie NL	152
<b>G</b>	Appendix F: Bronnenlijst	154



# Management samenvatting

# Synopsis Speelveldtoets – onze bevindingen op hoofdlijnen

*De impact van de COVID-19 crisis is niet in meegenomen. Hierdoor kan de impact op (het speelveld van) de Nederlandse industrie mogelijk afwijken (zie pagina 43).*

- We hebben 9 industriële sectoren onderzocht, case studies gedaan met 3 industriële bedrijven en interviews uitgevoerd met 10 industriële bedrijven.
- Op basis van onze sectorprofielen concluderen we dat het klimaatbeleid exclusief subsidies (nationale heffing op uitstoot van broeikasgassen, wijzigingen in energiebelasting en opslag duurzame energie, afschaffing van de compensatie voor indirecte EU ETS kosten in de elektriciteitsprijs) een negatief resultaat kan hebben op de financiële resultaten van de industrie en de concurrentiepositie kan verslechteren. Onze case studies bevestigen dit beeld voor de drie onderzochte bedrijven. Immers a) Er kan sprake zijn van een (significante) kostenverhoging voor bedrijven; b) op een aantal uitzonderingen na is het aannemelijk dat de doorgiftemogelijkheid van de toegenomen kosten aan klanten voor de bedrijven beperkt zijn; c) bedrijven hebben weinig rendabele emissiereductieopties tot 2030 die tot significante vermindering van de emissies en/of energiegebruik leiden; d) resulterende impact op resultaten kan onder de gehanteerde aannames aanzienlijk zijn.
- Voldoende en tijdige verstrekking van subsidies kan de kostenverhoging voor bedrijven verminderen doordat het verduurzaming mogelijk maakt. Nederland lijkt voorop de lopen door structurele (jaarlijkse) subsidies voor grootschalige emissiereductie in de industrie te gaan verstrekken. Wel zijn er belangrijke aandachtspunten ter verbetering:
  - Wij kunnen op dit moment het risico op weglek van investeringen en emissies niet uitsluiten omdat onzekerheid bestaat over de toereikendheid van de subsidiepotten. Het is onduidelijk in hoeverre de beschikbare (netto) subsidiebedragen voor grootschalige implementatie van verduurzamingsopties de onrendabele top van de industrie dekken. Het verdient aanbeveling dit nader te onderzoeken.
  - Niet alle sectoren en bedrijven zullen geholpen worden. Uit onze sectoranalyse blijkt dat een aantal sectoren (in ieder geval staal, petrochemie) aangewezen zijn op duurdere verduurzamingsopties waardoor ze minder kans hebben op (voldoende) subsidies. In alle drie de case studies concluderen we dat de bedrijven niet in aanmerking komen voor (voldoende) subsidies.
- Wij bevelen aan dat -indien de politiek kiest om het nadelige effect op het speelveld voor deze bedrijven/sectoren te verminderen- de overheid onderzoekt hoe de SDE++ rekening kan houden met deze observaties (passende hoogte basisbedragen, opnemen additionele technologieën, voor sommige technologieën toch bepaalde aan infrastructuur gerelateerde kosten subsidieert) of andere maatregelen introduceert ter overbrugging van de periode zonder handelings-perspectief. De jaarlijkse aanpassing van SDE++ kan hier een rol bij spelen.
- We signaleren ook aandachtspunten voor de vormgeving van SDE++. De mogelijkheid om achteraf subsidiebedragen te corrigeren zorgt voor onzekerheid. Ook zijn aanvraagvereisten nog onduidelijk zoals de benodigde bewijsvoering voor de transport en opslag mogelijkheid voor afgevangen CO<sub>2</sub>. Het is van belang de onzekerheid weg te nemen.
- Kostenreductie van verduurzamingsopties kan ook de onrendabele top helpen verlagen en het nadelige effect op het speelveld helpen verminderen. SDE++ focust op korte termijn kostenefficiëntie. Het is van belang dat het beleid om lange termijn technologieontwikkeling te stimuleren toereikend is. Dit verdient nader onderzoek.
- Naast subsidies is verdere duidelijkheid over de beschikbaarheid van infrastructuur van belang om investeringen in emissiereductie mogelijk te maken. De infrastructuur voor waterstof en CCS is in veel landen -net als in Nederland- nog in ontwikkeling. Sommige landen hebben lokale voordelen (zoals in Canada met CCS infrastructuur).
- Op korte termijn is duidelijkheid nodig over belangrijke beleidsuitgangspunten. Belangrijke uitgangspunten van de nationale heffing zijn nog onbekend. Ook is voortzetting van de compensatie voor indirecte EU ETS kosten onzeker. Het is hierdoor voor bedrijven onduidelijk wat de impact is van de kostenverhogende maatregelen evenals wat nodig is om effecten te mitigeren (reductieplannen en subsidiebehoefte). Dit bemoeilijkt het tijdig kunnen nemen van investeringsbesluiten.
- Aanscherping van EU ETS is van belang om het speelveld te beschermen bij het invoeren van een nationale heffing. De Nederlandse overheid zet in op aanscherping van de EU doelstelling en verwacht een aanscherping van het EU ETS.

# In deze speelveldtoets analyseren we de effecten van het klimaatbeleid op de productie- en investeringsbeslissingen van de Nederlandse industrie

## Achtergrond studie

- Wij hebben twee eerdere studies uitgevoerd naar de effecten van de invoering van een nationale heffing op industriële broeikasgassen op het speelveld van de Nederlandse industrie (“speelveldtoets”). In deze studies hebben we geconcludeerd dat bij invoering van de nationale heffing een risico op weglek van economische activiteiten en emissies (naar het buitenland) bestaat voor de 12 grote uitstoters.
- In deze vervolgstudie analyseren wij de effecten op het speelveld van het klimaatbeleid voor de industrie. Dit bestaat ten eerste uit de nationale heffing op uitstoot van industriële broeikasgassen (de mogelijke vormgeving is aangepast t.o.v. de eerdere PwC studies), de stijging van de EB/ODE tarieven en het stopzetten van de compensatie voor indirecte EU ETS kosten (hierna: “kostenverhogende maatregelen”). De nationale heffing is inclusief zogenoemde flexibiliteitsmaatregelen (ingroei-pad, *carryback* en handel van vrijgestelde emissies). Ten tweede nemen wij ook de belangrijkste subsidies (SDE++ en EIA) mee in onze analyse.
- Naast het totale effect van het klimaatbeleid analyseren wij de effectiviteit van beleidsoplossingen die mogelijk nadelige effecten op het speelveld kunnen mitigeren (effecten van subsidies en flexibiliteitsmaatregelen binnen de nationale heffing).
- Wij analyseren de effecten voor een bredere groep sectoren (naast staal, raffinage en chemie ook papier, voeding en keramiek).
- Onze analyses baseren we op deskresearch naar o.a. de reductie-opties en het concurrentieveld. Verder hebben we drie gedetailleerde case studies uitgewerkt en tien interviews met bedrijven gehouden. We baseren onze conclusies zoveel mogelijk op openbare bronnen. Belangrijke parameters van de nationale heffing zijn nog niet bepaald (o.a. de prijs en de reductiefactor). Hiervoor hanteren wij meegegeven aannames van het ministerie van EZK.

PwC

## Conceptueel kader effecten Klimaatbeleid in Nederland

Een heffing is in principe een efficiënte maatregel om externe effecten op te heffen. Door de heffing gaat de vervuiler betalen voor uitstoot en heeft deze de prikkel om uitstoot te reduceren. Een neveneffect is dat een prikkel ontstaat om te investeren in technologie waarbij minder, of geen, broeikasgas vrijkomt. Als broeikasgasemissie slechts op een deel van een bredere relevante markt wordt geprijsd dan bestaat het risico op weglek van economische activiteit en/of emissies (aangezien de prijs niet kan worden verhoogd gaan de additionele kosten mogelijk ten koste van de winstgevendheid in het betreffende land). Ook is de prikkel tot vergroening minder (doordat de prijs niet kan worden verhoogd ontstaat in absolute zin geen extra investeringsruimte voor emissiereductie). Om het risico op weglek te kunnen duiden analyseren wij de impact op het speelveld en specifiek korte en lange termijn productie- en investeringsbeslissingen.

*Korte termijn* Bij korte termijn beslissingen over het produceren op een productielocatie moet de prijs per product hoger zijn dan de variabele kosten (positieve contributiemarge). In dit geval loont het om de fabriek te laten draaien: zo kan (een deel van) de vaste kosten worden terugverdiend.

*Lange termijn* Voor het besluit om op lange termijn te blijven produceren moeten de gemiddelde totale kosten inclusief de kosten van vreemd vermogen en een redelijk rendement voor eigen vermogen gedekt worden door de inkomsten ( $P > \text{totale kosten}$ ). Als dit niet het geval is, wordt de productie afgebouwd. Hierbij spelen ook eventuele kosten van het stoppen een rol (uittredingsdrempels). Voor investeringsbeslissingen –bijv. voor uitbreiding, vervanging of emissiereductie – moet het rendement van de investering te verantwoorden zijn ( $IRR > \text{vermogenskosten} - WACC$ ), om kapitaal te kunnen aantrekken. Ook worden portfoliokeuzes gemaakt tussen investeringen, gebaseerd op de strategie, het verwachte rendement en de risico's van investeringen in landen.

<sup>1</sup> Als proxy voor de lange termijn besluiten hanteren wij in onze analyse de impact op EBITDA (veelal openbaar beschikbaar in jaarverslagen, benadert het *cash*/genererend vermogen van de activiteiten (zonder bijv. vermogenskostenvergoeding).

# De kostenverhogende maatregelen kunnen een negatief effect hebben op financiële resultaten en de concurrentiepositie van de industrie (1/3)

De impact van de COVID-19 crisis is niet in meege-nomen. Hierdoor kan de impact op (het speelveld van) de Nederlandse industrie mogelijk afwijken (zie pag 32).

## a) Er kan sprake zijn van een (significante) kostenverhoging voor bedrijven

- De drie kostenverhogende maatregelen, namelijk de nationale heffing op uitstoot van broeikasgassen (inclusief de flexibiliteitsmaatregelen ingroeipad, carryback en handelsmogelijkheid), wijzigingen in energiebelasting en opslag duurzame energie, afschaffing van de compensatie voor indirecte EU ETS kosten in elektriciteitsprijs brengen een kostenstijging met zich mee.
- Van een kostenstijging is vooral sprake bij bedrijven die a) emissie-intensieve producten produceren (zowel emissie-efficiënte als emissie-inefficiënte bedrijven gegeven de reductiefactor); b) producten produceren die een hoog gasverbruik met zich meebrengen (vooral als gas niet als feedstock wordt gebruikt en geen sprake is van een efficiënte WKK of eigenopwekvrinstelling); en/of producten produceren met veel elektriciteitsgebruik (en *carbon leakage* risico).
- Onze sectoranalyses laten zien dat de 9 onderzochte sectoren emissie-intensief en/of gas en elektriciteits-intensief zijn, waardoor een significante kostenstijging aannemelijk is. Onze case studies bevestigen dat sprake kan zijn van een significante kostenstijging (variërend van ~€4m - ~€754 over de periode '21 – '30 afhankelijk van het prijsscenario voor de nationale heffing). Zowel de hoogte als de oorsprong van de kostenstijging blijken sterk te kunnen verschillen tussen bedrijven.

In de bevindingen onder a) is rekening gehouden met de flexibiliteitsmaatregelen binnen de nationale heffing (niet met subsidies)

- Het **ingroeipad** is bedoeld om bedrijven tijd te geven om de verduurzaming te realiseren – door de belastingafdracht beperkt te houden in de beginjaren. Het ingroeipad lijkt emissie-efficiënte bedrijven inderdaad tijd te geven blijkt uit onze case studies. Voor emissie-inefficiënte bedrijven lijkt dit niet het geval te zijn, aangezien—onder gehanteerde aannames - vanaf 2021 al sprake kan zijn van belastingafdracht. Het ingroeipad helpt overigens niet om de business case voor emissiereductie te verbeteren, omdat de onrendabele top niet geadresseerd wordt.
- Indien een **overschot aan emissievrije ruimte** ontstaat kan een bedrijf kiezen om dit te **verhandelen** (tussen eigen installaties of met derden) of de **carryback optie** toe te passen waarbij belastingafdracht tot vijf jaar terug kan worden teruggekregen.

Op de korte termijn ontstaat door het ingroeipad -gegeven de veronderstelde hoge emissie-efficiëntie van de industrie- een overschot aan vrijgestelde emissies bij veel bedrijven.

- *Handel met derden* kan ontstaan wanneer de heffingsprijs nog laag is. Verhandeling van het overschot zou het (beperkte aantal) partijen met een tekort kunnen helpen om de kosten van de heffing te reduceren. Overigens is de afdracht voor de heffing dan nog beperkt gegeven de lage prijs in de beginjaren. De mogelijkheid tot uitruil van vrijgestelde emissies *tussen installaties van één bedrijf* kan bedrijven helpen, maar het aantal bedrijven (22) met meerdere installaties is beperkt.
- Partijen kunnen het overschot ook zelf inzetten voor *carryback*. Ruimte hiertoe is in de begin jaren beperkt aangezien voor veel bedrijven nog geen sprake is geweest van afdracht, gegeven de veronderstelde hoge emissie-efficiëntie van de industrie. Emissie-efficiënte bedrijven betalen naar verwachting pas vanaf 2025.

Op de lange termijn is het niet aannemelijk dat bedrijven een substantieel overschot aan vrijgestelde emissies hebben. Er geldt namelijk een hoge reductiefactor voor 2030 (25% efficiënter dan de EU ETS benchmark in 2030) en bedrijven hebben weinig rendabele emissiereductieopties die tot significante vermindering van emissies en/of energiegebruik leiden.

- *Handel met derden* zal naar verwachting weinig voorkomen in de jaren wanneer de heffingsprijs hoog is. Wij verwachten gegeven het ontbreken van een overschot aan vrijgestelde emissies weinig effect van *handel met derden*. Door de schaarste is het waarschijnlijk dat sprake is van een handelsprijs die dichtbij de heffingsprijs ligt. Hierdoor kan het partijen niet helpen.
- Gegeven het ontbreken van een overschot aan vrijgestelde emissies verwachten wij dan ook weinig effect van de carryback.

Overigens is de mate waarin de handel daadwerkelijk tot stand kan komen is onzeker gegeven het snel teruglopende overschot aan vrijgestelde emissies en onduidelijkheid over de liquiditeit van de markt (ook vanwege transactiekosten en mededingingsrisico's) en de geldende prijs. Het is onduidelijk of handel met derden bedrijven kan gaan helpen.



*De impact van de COVID-19 crisis is niet in meegenomen. Hierdoor kan de impact op (het speelveld van) de Nederlandse industrie mogelijk afwijken (zie pag 32).*

# De kostenverhogende maatregelen kunnen een negatief effect hebben op financiële resultaten en de concurrentiepositie van de industrie (2/3)

## b) Op een aantal uitzonderingen na is de doorgiftemogelijkheid van de toegenomen kosten aan klanten voor de bedrijven beperkt

- Uit onze sectoranalyse blijkt dat -op enkele uitzonderingen na- de relevante geografische markt voor de producten van de onderzochte sectoren internationaal van aard zijn (breder zijn dan Nederland). Daarbij zijn marktaandeelen van Nederlandse bedrijven op deze internationale markten tevens gering. De meeste activiteiten staan ook op de *carbon leakage* lijst van de Europese commissie (risico op weglek vanwege de emissie-intensiteit en de handelsintensiteit), waarmee deze conclusie lijkt te worden bevestigd. De case studies die we hebben uitgevoerd bevestigen dit beeld van beperkte doorgifte mogelijkheden.
- Uitzonderingen van een markt waar mogelijk wel sprake kan zijn van een mate van doorgifte is verse melk.<sup>1</sup> Bij sommige activiteiten in clusters zou sprake kunnen zijn van een mate van doorgifte – in contracten voor stoomlevering of on-site productie van bepaalde grondstoffen zouden afspraken gemaakt kunnen zijn over doorgifte van milieu-kosten. Op de markten waarop deze (downstream) afnemers opereren kan vervolgens wel alsnog sprake zijn van beperkte doorgifte (blijkt ook uit onze case studies).

## c) Bedrijven hebben weinig rendabele emissiereductieopties tot 2030 die tot significante vermindering van emissies/energiegebruik leiden

- Uit onze sectoranalyse van emissiereductie opties<sup>2</sup> blijkt dat –zonder rekening te houden met subsidies- voor de onderzochte sectoren over het algemeen weinig economisch rendabele opties bestaan die een significante bijdrage leveren aan emissiereductie en daarmee de kostenstijging kunnen helpen mitigeren. Energie-efficiëntie lijkt niet de benodigde mate van emissiereductie te kunnen helpen realiseren. CCS kan wel een significante bijdrage leveren, maar is nog niet economisch haalbaar (zowel voor afvang van zuivere CO<sub>2</sub> en uit rookgassen). *Fuel switch* (bijv. elektrificatie, biogas, groene waterstof) en alternatieve productietechnologieën zijn vaak technisch of economisch nog niet haalbaar.
- Onze case studies bevestigen dit beeld voor de onderzochte bedrijven. Zij hebben weinig economisch rendabele opties die een significante bijdrage leveren aan vermindering van energieverbruik en/of broeikasgas. Ook moeten opties soms nog technisch worden bewezen.
- Gezien de beperkte mogelijkheid tot doorgifte van kosten ontstaat in absolute zin geen extra investeringsruimte voor emissiereductie door de nationale heffing. Doorgifte van EU ETS kosten zou voor sommige sectoren (deels) mogelijk kunnen zijn waardoor sommige emissiereductie opties mogelijk rendabel(er) kunnen worden.

<sup>1</sup> Voor *engineering brick, clay roof tiles*, waterstof (klein transport), speciale chemicaliën en houdbare melk zijn de onderzoeksresultaten ambigue (analyse op basis van marktafbakening en het marktaandeel vergeleken met de carbon leakage lijst wijken van elkaar af). <sup>2</sup> Het onderzoek naar technische en economische haalbaarheid van verduurzamingsopties is nog in volle gang in Nederland (bijvoorbeeld in het recent gestarte Middenproject van PBL en TNO gericht op het vergroten van de kennis over verduurzamingsopties van de industrie). Wij hebben kunnen leunen op de tot nu toe beschikbare publicaties van het Middenproject en op beschikbare openbare sectorstudies.

# De kostenverhogende maatregelen kunnen een negatief effect hebben op financiële resultaten en de concurrentiepositie van de industrie (3/3)

*De impact van de COVID-19 crisis is niet in meegenomen. Hierdoor kan de impact op (het speelveld van) de Nederlandse industrie mogelijk afwijken (zie pag 32).*

## d) De resulterende impact op resultaten kan aanzienlijk zijn voor bedrijven

- De potentiële additionele kosten van de kostenverhogende maatregelen (zonder inzet van subsidies) komen gegeven de beperkte mogelijkheid tot doorgifte en beperkte beschikbare rendabele verduurzamingsopties naar verwachting dan ook ten laste van het resultaat van een bedrijf.
- Onze case studies geven een concrete illustratie van de effecten van de kostenverhogende maatregelen (invoering nationale heffing inclusief ingroeipad, carryback, handel tussen eigen installaties, wijzigingen EB/ODE en verlies compensatie indirecte EU ETS kosten) op bedrijven, onder de gehanteerde aannames. De case studies laten zien dat sprake blijft van een positieve contributiemarge waardoor bedrijven op korte termijn blijven produceren in Nederland. De case studies illustreren daarnaast dat het effect op EBITDA<sup>1</sup> (en daarmee lange termijn productie- en investeringsbeslissingen) groot kan zijn:
  - Smurfit Kappa Roermond Papier: resulterende totale kostenstijging van ~2% wat leidt tot een verlaging van ~8% van de EBITA in 2030.
  - Yara Sluiskil: resulterende totale kostenstijging van ~6% --~16% wat leidt tot een verlaging van ~28% – ~75% van EBITDA in 2030 (afhankelijk van het prijsscenario voor de nationale heffing).
  - Dow Benelux: resulterende totale kostenstijging van ~5% - ~15% wat leidt tot een verlaging van ~16% - ~48% van EBIT<sup>3</sup> in 2030 (afhankelijk van het prijsscenario voor de nationale heffing).

<sup>1</sup> In onze effectenanalyse hebben wij gebruik gemaakt van historische 10 jaargemiddelden (geen toekomstige business plannen). Bedacht moet worden dat de EBITDA toereikend moet zijn om o.a. vermogens-verstrekkers te vergoeden (rente of een redelijk rendement) en om benodigde vervangingsinvesteringen te kunnen doen. Het punt dat investeren in een business case niet meer economisch aantrekkelijk is ligt dan ook (ver) boven een EBITDA van nul. <sup>3</sup> Wij hebben geen volledige EBITDA gegevens ontvangen van Dow. De impact op EBITDA is waarschijnlijk vergelijkbaar vanwege relatief lage afschrijvingen. <sup>4</sup> Hierbij is uitgegaan van gelijkblijvend beleid in het buitenland. Naar de toekomst toe kan dit veranderen.

## Methodologische reflectie:

- Nederland zou in principe ook na een dergelijke impact op financiële resultaten aantrekkelijk kunnen blijven als vestigingsplaats omdat alle andere vestigingsfactoren heel gunstig zijn. Een volledige analyse van alle vestigingsfactoren en de invloed daarvan op productiekosten behoort niet tot de reikwijdte van deze studie. Wel hebben we een beperkt aantal internationale vergelijkingen<sup>4</sup> uitgevoerd:
  - *Directe en indirecte heffingen.* De analyses in de case studies in dit onderzoek tonen dat de kosten in Nederland van de directe heffing op broeikasgassen en de indirecte heffingen (m.n. ODE op gas) relatief hoog zijn. De resultaten zijn in lijn met onze eerdere studie (PWC 2019a).
  - *Energiekosten (wholesaleprijzen voor elektriciteit en gas).* Voor sommige onderzochte sectoren maken elektriciteits- of gaskosten een groot deel uit van de totale productiekosten. Afhankelijk van de breedte van de markt waarop men concurreert zijn de Nederlandse *wholesaleprijzen* relatief lager dan gemiddeld (EU) of hoog (wereldwijd voor gas).
  - *Subsidies voor grootschalige emissiereductie in de industrie.* Met de SDE++ lijkt Nederland een voorloper op het gebied van subsidies voor grootschalige implementatie, gezien de hoogte van het budget en de structurele (jaarlijkse) steun i.p.v. –zoals in andere landen- eenmalige steun aan projecten om technische haalbaarheid te bewijzen of kostenreductie te bereiken.
  - *Infrastructuur nieuwe ketens (CCS, waterstof).* Deze infrastructuur moet in andere landen vaak ook nog worden ontwikkeld. Er kunnen lokale voordelen gelden omdat infrastructuur al beschikbaar is (zoals in Canada).

# Voldoende en tijdige verstrekking van subsidies kan de kostenverhoging voor bedrijven helpen verminderen doordat het verduurzaming mogelijk maakt, maar...

## Subsidies kunnen kans op weglek verminderen

- Subsidies zullen de kans op weglekeffecten mitigeren aangezien subsidies de onrendabele top bij verduurzamingsinvesteringen verminderen. Indien tijdig voldoende subsidies beschikbaar zijn, bedrijven hiervoor in aanmerking kunnen komen en de benodigde infrastructuur tijdig gereed is, kan dit de Nederlandse industrie helpen de verslechtering van de concurrentiepositie (deels) te mitigeren.
- Het effect van subsidie wordt geïllustreerd door de case study voor Yara Sluiskil: de impact op de resultaten wordt verminderd tot ~20% - ~35% van EBITDA in 2030<sup>1</sup> (afhankelijk van het prijsscenario voor de nationale heffing) indien SDE++ subsidie voor CCS per schip aanvragen mogelijk wordt en Yara de subsidie wint. Overig is deze impact op de resultaten nog steeds groot waardoor het de vraag is de risico op weglek van investeringen voldoende wordt gereduceerd.<sup>2</sup>
- Nederland lijkt voorop de lopen door structurele (jaarlijkse) subsidies voor grootschalige emissiereductie in de industrie te gaan verstrekken (zie vorige pagina roze box).

<sup>1</sup> De resulterende totale kostenstijging bedraagt in dit geval ~3% - ~7% in 2030 voor Yara. <sup>2</sup> Doordat binnen EU ETS geen kosten worden gereduceerd en de kostenstijging ook voortkomt uit de wijziging in EB/ODE en het verlies aan compensatie voor indirecte EU ETS kosten. <sup>3</sup> Blijkt uit case studies en interviews: gegeven de projectontwikkelingstijd, mogelijke turnaround cycli en infrastructuur ontwikkeling.

## Reflectie op de flexibiliteitsmaatregelen in de heffing inclusief subsidies

- Op pagina 8 concluderen wij dat *op lange termijn* zonder subsidies geen sprake is van een overschot vrijgestelde emissies bij bedrijven omdat rendabele emissiereductieopties beperkt zijn. Hierdoor is onzeker in hoeverre bedrijven gebruik kunnen maken van carryback en handel.
- Subsidies kunnen emissiereductie op de lange termijn mogelijk maken waardoor bedrijven een overschot aan vrijgestelde emissies krijgen. Het is echter onzeker of dit overschot groot genoeg is voor een bedrijf om carryback of handel in te zetten om respectievelijk de eerdere afdracht voor de nationale heffing volledig terug te krijgen of de huidige afdracht te verminderen. Het overschot vrijgestelde emissies loopt namelijk snel af gegeven de dalende reductie-factor om de doelstelling in 2030 te bereiken (25% efficiënter dan EU ETS benchmark).
- Dit wordt geïllustreerd in de case studies waar wij hebben geanalyseerd in welke mate de carryback een emissie-efficiënt bedrijf kan helpen eerdere afdracht te voorkomen. Hieruit blijkt dat bij realisatie van de emissiereductie in 2027 het overschot te beperkt is om de volledige eerdere afdracht terug te krijgen (~25% kan worden teruggekregen). Het is dus de vraag of carryback bedrijven kan helpen de volledige afdracht voor de nationale heffing terug te krijgen. Gegeven de realisatie termijn van grootschalige emissiereductie (al snel 4-6 jaar<sup>3</sup>) is het aannemelijk dat veel bedrijven pas richting 2025 of later emissies kunnen reduceren, als het overschot snel afneemt.
- Het ontstaan van handel met derden is onzeker gegeven onzekerheid over beschikbaarheid van voldoende subsidies (zie volgende pagina), het snel teruglopende overschot aan vrijgestelde emissies, de liquiditeit van de markt en de geldende prijs. Door deze onzekerheid en het ontbreken van vraag/aanbod/prijs scenario's hebben wij het effect van handel niet kunnen kwantificeren binnen de reikwijdte van dit onderzoek. Het is onduidelijk of handel met derden bedrijven kan gaan helpen.

*Het verdient aanbeveling om nader onderzoek uit te voeren naar mogelijke vraag/aanbod en prijsvorming voor handel. Ook is het van belang de staatssteunrechtelijke implicaties van handel met derden (welke mogelijk wordt door subsidieverstrekking) te onderzoeken. De overheid kan overwegen een faciliterende rol te spelen bij het opzetten van een handelsplatform.*

# ...wij kunnen op dit moment het risico op weglek van investeringen en emissies niet uitsluiten omdat onzekerheid bestaat over de toereikendheid van de subsidiepotten...

## a) Op dit moment is het echter niet duidelijk in hoeverre de beschikbare subsidiebedragen de onrendabele top van de industrie dekken

- Wij hebben geconcludeerd dat - op enkele uitzonderingen na - het aannemelijk is dat bedrijven de extra nationale kosten t.o.v. concurrenten in het buitenland niet kunnen doorgeven in hun prijzen en dat bedrijven weinig rendabele emissiereductieopties hebben die significant bijdragen aan het behalen van de doelstellingen. Er is dan ook sprake van een onrendabele top voor emissie reducerende investeringen. Dit is onderkend in het Klimaatakkoord waarbij subsidies beschikbaar zijn gesteld.
- Het is onzeker of beschikbare subsidies toereikend zijn om de totale onrendabele top van de industrie te dekken. Wij kunnen niet vaststellen of de subsidiebedragen toereikend zijn door onzekerheid over de hoogte van de onrendabele top bij de industrie en onzekerheid over de hoogte van de beschikbare subsidies voor de industrie (zie ook pagina 60):
  1. *Het is onzeker wat de onrendabele top is voor emissiereductie in de industrie. De hoogte van onrendabele top varieert tussen €260 – €670m in 2030 (PBL 2019h in 2018 prijzen). In het concept klimaatakkoord is eerder de onrendabele top geschat op een miljard euro. Het is onduidelijk hoe deze getallen berekend zijn.*
  2. *Het is onzeker hoeveel subsidie beschikbaar is voor de industrie.*
    - In het klimaatakkoord is een specifieke subsidiepot voor de industrie overeengekomen (oplopend tot €550m in 2030 voor CO<sub>2</sub> reducerende technieken in industrie, verstrekt via de SDE++). Daarnaast kan de industrie meedingen naar SDE++ subsidies voor hernieuwbare energie, waar verschillende sectoren een beroep op kunnen doen. Het is onzeker welk deel van deze subsidies gewonnen gaat worden door de industrie.
- Bij berekeningen in het kader van het klimaatakkoord heeft PBL aannames gemaakt over de subsidies die beschikbaar komen voor de industrie. In de laatste PBL berekening zien wij dat PBL uitgaat van een totale subsidie van €540 - €590m (in 2018 prijzen, afhankelijk van het scenario<sup>1</sup>). In dit bedrag lijkt rekening te worden gehouden met gewonnen subsidies voor hernieuwbare energie van €90 - €140m (in 2018 prijzen, afhankelijk van het scenario<sup>1</sup>). De achterliggende aannames voor deze inschatting worden niet besproken. Ook is ons niet duidelijk of het beschikbare subsidiebedrag over de tijd aansluit op de subsidievraag. PBL concludeert dat in één van de scenario's de subsidies tekort schieten om de onrendabele top van de industrie te dekken. Wij begrijpen dat kosteninschattingen nog in beweging zijn, waardoor een nieuwe analyse tot andere inschattingen kan leiden.
- Daarnaast is het niet duidelijk of de genoemde subsidiebedragen 'netto' subsidies zijn. Het is immers niet duidelijk of de bedragen gecorrigeerd zijn voor de bijdrage van de industrie aan de subsidiepotten. Volgens het klimaatakkoord wordt de geormerkte subsidie voor de industrie binnen de SDE++ (oplopend tot €550m in 2030) bekostigd door de industrie zelf (via hervorming van de ODE) en worden eventuele inkomsten uit de nationale heffing ingezet voor vergroening van de industrie. Mogelijk treedt een verschuiving op tussen betalende en ontvangende partijen (tussen industriële partijen onderling of tussen de industrie en andere sectoren). Wij hebben geen openbare beleidsanalyses gevonden die hier inzicht in bieden.

*Wij bevelen aan nader onderzoek uit te voeren naar de onrendabele top en de mate waarin subsidiepotten toereikend zijn.*

# ...ook zijn er belangrijke aandachtspunten ter verbetering van het beleid om de negatieve effecten op het speelveld te verminderen...

## b) Niet alle sectoren en bedrijven zullen geholpen worden gezien:

In alle drie de case studies<sup>1</sup> concluderen we dat de bedrijven niet in aanmerking komen voor (voldoende) subsidie. Ook in onze sectoranalyse en validatie met openbare bronnen komt dit naar voren.

- 1. Kenmerken van het bedrijf.** We zien verschillen in de winkans van subsidies tussen de sectoren en tussen de bedrijven. Uit de case studies (hoofdstuk 4) en onze sectoranalyse (op pagina 54-55) blijkt dat sommige sectoren (zoals staal en petrochemie) aangewezen zijn op duurdere opties door de aard van hun producten en productieprocessen (bijv. CCS uit rookgassen). Ook de locatie kan de verduurzamingsopties en de winkans beïnvloeden (bijv. afstand tot CO<sub>2</sub> opslag).
- 2. Mogelijk ontoereikend maximaal subsidiebedrag voor een technologie.** De kosteninschattingen en uitgangspunten waarop de basisbedrag zijn gebaseerd zijn vaak nog onzeker (Trinomics 2019, interviews en case studies, zie pagina 61). Bedrijven kunnen mogelijk onnodig geen toegang krijgen tot (voldoende) subsidie.
- 3. Beperkte technologie-neutraliteit van subsidies** Beide subsidiepotten binnen de reikwijdte van dit onderzoek (SDE++ en de EIA) zijn niet volledig technologie-neutraal. Bedrijven kunnen dan, ondanks een onrendabele top voor kostenefficiënte emissiereductie, geen subsidie ontvangen.<sup>2</sup>
- 4. Toereikendheid subsidiering toegang tot infrastructuur en transportkosten** Sommige relevante kosten gerelateerd de toegang tot infrastructuur (bijv. kosten zwaardere aansluiting elektriciteitsnet) lijken niet gedekt door de subsidie.<sup>3</sup> Ook lijken transportkosten soms niet volledig gedekt (onduidelijk of de kosten voor transport vanuit CO<sub>2</sub> afvang locaties die verder van de opslaglocatie voldoende gedekt zijn door de subsidie).

*Wij bevelen aan dat -indien de politiek kiest om het nadelige effect op het speelveld voor deze bedrijven/sectoren te verminderen- de overheid onderzoekt hoe de SDE++ rekening kan houden met deze observaties (passende hoogte basisbedragen, opnemen additionele technologieën, voor sommige technologieën toch bepaalde infrastructuurkosten subsidieert) of andere maatregelen introduceert (ter overbrugging<sup>4</sup> van de periode zonder handelingsperspectief). De door de overheid geplande jaarlijkse SDE++ aanpassing kan hier een rol in spelen.*

## c) We signaleren ook aandachtspunten voor de vormgeving van SDE++.

- De mogelijkheid om achteraf subsidiebedragen te corrigeren zorgt voor onzekerheid. Ook zijn aanvraagvereisten voor de subsidie nog onduidelijk zoals de benodigde bewijsvoering voor de transport en opslag mogelijkheid voor afgevangen CO<sub>2</sub>. Vereisten in vergunning- en subsidieaanvragen moeten goed afgestemd zijn op de vereisten bij *final investment decisions* van bedrijven (zie onze case studies).

*Wij bevelen aan deze onzekerheden in de vormgeving weg te nemen.*

## d) Voldoende beleid voor kostenreductie is van groot belang

- Kostenreductie van verduurzamingsopties kan ook de onrendabele top helpen verminderen. SDE++ focust op korte termijn kostenefficiëntie. Het is van belang dat er voldoende beleid voor lange termijn technologieontwikkeling is.

*Het verdient aanbeveling om te onderzoeken of het huidige beleid kostenreductie en technologische ontwikkeling voldoende ondersteunt*

<sup>1</sup> Mogelijk speelt de locatie van de bedrijven van de case studies een rol in de resultaten (verder van te ontwikkelen infrastructuur). Uitvoering van additionele case studies kan de inzichten verder helpen verdiepen. <sup>2</sup> Zie pagina 61: sommige technologieën komen (nog) niet in aanmerking, bijvoorbeeld CCS per schip, opties met aanpassing op veel verschillende plekken in het proces of opties gericht op circulariteit komen beperkt in aanmerking, zoals Waste 2 chemicals technologieën. <sup>3</sup> Ook biogasnetwerken worden niet gesubsidieerd binnen de SDE++. Bron PBL (2020). <sup>4</sup> Bijvoorbeeld scope 2 of scope 3 emissiereductie.

# ...evenals overige belangrijke bevindingen en aanbevelingen om negatieve effecten op het speelveld te verminderen

## Duidelijkheid over beschikbaarheid van infrastructuur is nodig om emissiereductie mogelijk te maken en het risico op weglek te verminderen

- Een randvoorwaarde voor investeringsbesluiten in emissiereductie van bedrijven is zekerheid over tijdige beschikbaarheid van infrastructuur.<sup>1</sup> Dit is voor bedrijven nu vaak nog onzeker (zoals bij CCS, waterstof, elektriciteit, biogas). Hierbij speelt locatie van de installaties een belangrijke rol. Bedrijven op afgelegen locaties die geen deel uitmaken van grote industriële clusters lopen het risico pas relatief laat te worden aangesloten op benodigde infrastructuur.<sup>2</sup> De infrastructuur t.b.v. waterstof en CCS is in veel landen -net als in Nederland- nog in ontwikkeling. Sommige landen hebben lokale voordelen (zoals in Canada waar op sommige locaties sprake is van CCS infrastructuur).

*Duidelijkheid over en snelle ontwikkeling van infrastructuur is van groot belang.*

## Er bestaan nog belangrijke onzekerheden in de beleidsvormgeving

- Duidelijkheid over belangrijke beleidsuitgangspunten is nodig op korte termijn voor bedrijven om reductieplannen te bepalen en subsidieaanvragen te kunnen doen. Belangrijke parameters van de nationale heffing (zoals prijs, reductiefactor, benchmarkaanscherping, definitie vermijdbare emissies voor de heffing<sup>3</sup>) zijn nog onbekend. Hierdoor is het onduidelijk voor bedrijven wat de impact is van de kostenverhogende maatregelen evenals wat nodig is om effecten te mitigeren (reductieplannen en subsidiebehoefte). Dit blijkt ook uit gevoeligheidsanalyse voor de case studies.<sup>4</sup> Deze onzekerheid bemoeilijkt het tijdig kunnen nemen van investeringsbesluiten. Ook is de voortzetting van de

compensatie voor indirecte EU ETS kosten onzeker (dit geeft veel onzekerheid voor bedrijven die elektriciteit als grondstof gebruiken evenals voor elektrificatie in de industrie). Deze onzekerheid bemoeilijkt het tijdig kunnen nemen van investeringsbesluiten door bedrijven.

*Wij bevelen aan deze onzekerheden zo snel mogelijk weg te nemen*

- De getoonde gekwantificeerde effecten zijn onzeker gegeven dat de belangrijke uitgangspunten (prijspad, aanscherping van de benchmarks en de reductiefactor) nog niet zijn vastgesteld.

*Na vaststelling van de uitgangspunten kan een nieuwe kwantificering meer zekerheid bieden over de effecten.*

## Aanscherping van EU ETS is van belang om het speelveld te beschermen bij het invoeren van een nationale heffing

- Bij nationale beprijzing is aanscherping van het EU ETS van belang omdat het kostenverschil vergeleken met concurrenten in Europa niet alleen voortkomt uit het prijsverschil (t.o.v. de EU ETS prijs) maar ook uit de hoeveelheid geprijsde emissies. Deze kan afwijken als de Nederlandse emissiereductie doelstelling (vertaald naar de reductiefactor) hoger is dan de EU doelstelling waarop in het EU ETS wordt gestuurd.
- De Nederlandse overheid zet in op aanscherping van EU doelstelling en verwacht aanscherping van het EU ETS.<sup>5</sup>

<sup>1</sup> Een getekend contract met de infrastructuurpartij is een voorwaarde om een investeringsbesluit te kunnen nemen. <sup>2</sup> Bronnen: TIKI (2020) rapport en interviews. <sup>3</sup> Is bijv. hergebruik van CO<sub>2</sub> voor producten belast? Zie case study Yara, pagina 112. Wordt volledig aangesloten bij EU ETS wat betreft het gebruik van de benchmarks (gebruik van fallback-benchmarks zoals de warmtebenchmarks waarbij bedrijven zorgen hebben over de resulterende hoeveelheid vrijgestelde emissies) <sup>4</sup> Zie gevoeligheidsanalyses in bijlage C <sup>5</sup> Kamerbrief DBG1 / 20067904. Aanscherping naar 55% emissiereductie in 2030. Verwachting van de Nederlandse overheid is dat de EC n.a.v. de Green Deal gaat voorstellen om het EU ETS strenger te maken 14

# Een aantal analyses behoren niet tot de reikwijdte van deze studie

De volgende analyses horen niet tot de reikwijdte van deze studie. Nader onderzoek op deze punten kan de inzichten van deze studie verrijken

## **Dynamische ontwikkelingen**

- We baseren onze analyses op de *huidige situatie* onder andere met betrekking tot de business modellen van de industrie, de huidige technologische mogelijkheden voor emissiereductie en de status quo met betrekking tot internationaal beleid. De analyse van de gevolgen van mogelijke dynamische ontwikkelingen zoals nieuwe *break-through* technologieën in emissiereductie, het ontstaan van innovatieve business modellen, het ontstaan van ander gedrag bij afnemers (bijv. het ontstaan van *price premiums* voor groene producten) of veranderend internationaal klimaatbeleid behoort niet tot de reikwijdte van de studie.

## **Afwentelingsmogelijkheden werknemers en toeleveranciers**

- De mogelijkheid om de additionele kosten af te wentelen op werknemers en leveranciers is niet onderzocht binnen de reikwijdte van het onderzoek.
- Wel hebben wij binnen de case studies empirisch de afwentelingsmogelijkheden van de bedrijven richting toeleveranciers onderzocht. Hier lijken de afwentelingsmogelijkheden richting toeleveranciers beperkt doordat de bedrijven op (commodity) markten inkopen waar leveranciers voldoende alternatieve afzetmogelijkheden hebben.

## **Internationale vestigingsfactoren analyse**

- Onze analyse gaat in op de concurrentiepositie van Nederlandse industriële bedrijven door te toetsen of de maatregelen tot een significante reductie van het bedrijfsresultaten leiden. Een gedetailleerde vergelijking van vestigingsfactoren tussen landen valt niet binnen de reikwijdte van deze studie (zie ook pagina 10).

## **Interpretatie case studies**

- Onze uitspraken baseren we op sectoranalyses en 3 case studies. Het uitvoeren van meer case studies draagt bij aan een begrip van de specifieke knelpunten en kansen voor de desbetreffende bedrijven waardoor onder andere duidelijk wordt dat bedrijven op verschillende manieren geraakt kunnen worden door het klimaatbeleid. Op basis van deze cases alleen kan geen algemene uitspraken gedaan worden aangezien de resultaten samen hangen met bedrijfsspecifieke omstandigheden zoals bijvoorbeeld locatie productieprocessen.

# Executive summary



# Synopsis – summary of our findings from the level playing-field study

*We have not included the impact of the COVID-19 crisis, so the impact on the level playing field for Dutch industry may differ (see page 43).*

- We have studied 9 industrial sectors, performed case studies with 3 industrial companies, and conducted interviews with 10 industrial companies.
- Based on our sector profiles, we conclude that the climate policy excluding subsidies (national tax on greenhouse gas emissions, changes to the energy tax (*Energiebelasting*) and the sustainable energy surcharge (*opslag duurzame energie*), discontinuation of the compensation for indirect EU ETS costs in the electricity price) may negatively affect the financial results of Dutch industry and may cause a deterioration in its competitiveness. The outcome of our sector profiles was confirmed by our case studies for the three companies investigated: a) Companies may face a considerable increase in costs; b) it is plausible that the possibility to pass through the extra costs to consumers is limited for the companies; c) companies have few economically viable options to significantly reduce emissions and/or energy consumption until 2030; d) the subsequent impact on financial results may be considerable under the assumptions adopted.
- The provision of sufficient and timely subsidies may reduce the cost increase for companies because it makes investments in emission reduction possible. The Netherlands seems to be a frontrunner internationally through its systematic annual subsidies for large-scale reductions in industrial emissions. However, there are important areas where these can be improved:
  - At present, we cannot rule out leakage of investments and emissions because there is uncertainty surrounding the sufficiency of the subsidy schemes. It is unclear to what extent the (net) subsidies available will cover the unviable part of the large-scale implementation of sustainability options in the industry. Further investigation is recommended.
  - Not all sectors and companies will receive the subsidies. Our sector analysis shows that various sectors (in any event, the steel and petrochemical sectors) have to rely on more costly reduction options which means that they have a lower chance of receiving sufficient subsidies. We conclude in all three case studies that the companies are not eligible for (sufficient) subsidies.
- If the government aims to minimize the adverse impact on the level playing field for these companies/sectors, we recommend that the government investigates how the SDE++ can be modified (adjusted level of the basic amounts, recognition of additional technologies, subsidised infrastructure related costs for some technologies), or introduces other measures to bridge the period in which there are no prospects for action. The annual adjustment of the Sustainable Energy Transition Scheme (SDE++) may play a role here.
- We also indicate points to note for the design of the SDE++. The possibility of retrospectively correcting the subsidy amount creates uncertainty. The requirements for applying for this subsidy, such as the necessary evidence for the capability to transport and store captured CO<sub>2</sub> are also still unclear. It is important to remove this uncertainty.
- Reducing the costs of sustainability options may also help reduce the unviable part of the investments and help reduce the adverse effect on the level playing field. SDE++ is focused on short-term cost efficiency. It is important that government policy is sufficient for stimulating the development of technology over the long term. This requires further investigation.
- In addition to subsidies, it is important to gain further clarity about the availability of infrastructure in order to facilitate investments in reducing emissions. The infrastructure for hydrogen and CCS is still being developed in most countries. Countries might have a local advantage (i.e. Canada with CCS infrastructure).
- It is important to have clarity in the short term about important policy principles. Significant underlying principles of the national tax are currently unknown. There is also uncertainty around the continuation of the compensation for indirect EU ETS costs. As a result, companies are unclear about the impact of the cost-increasing measures as well as what they need to do in order to mitigate the effects of these measures (reduction plans and subsidy requirement). This impedes their ability to take timely investment decisions.
- It is important that the EU ETS is improved in order to protect the level playing field when the national tax is introduced. The Dutch government is committed to increase the EU emission reduction objective and anticipates an improvement of the EU ETS.

# In this level playing-field study, we analyse the effects of the climate policy on the decisions of Dutch industry concerning production and investment

## Background of the study

- We conducted two previous studies into the effects of the introduction of a national tax on industrial greenhouse gases for Dutch industry on the level playing field (“level playing-field study”). Our conclusion in these studies was that the introduction of the national tax presents a risk of leakage of economic activity and emissions (to foreign countries) for the 12 major emitters.
- In this follow-up study, we analyse the effects of the climate policy on the level playing field for Dutch industry. This firstly consists of the national tax on emissions of industrial greenhouse gases (its potential design has been modified in comparison with the previous PwC studies), the increase of the EB/ODE tariffs and the discontinuation of compensation for indirect EU ETS costs (“cost-increasing measures”). The national tax includes ‘flexibility measures’ (transitional path, carryback, and trading of exempted emissions). Secondly, our analysis also includes the most important subsidies (SDE++ and EIA).
- In addition to the overall effect of the climate policy, we analyse the effectiveness of the policy solutions that may possibly be able to mitigate the adverse effects on the level playing field (the effects of subsidies and flexibility measures within the national tax).
- We analyse the effects on a broader group of sectors (paper, food and ceramics sectors, in addition to the steel, refinery and chemical sectors).
- We base our analysis on desk research into aspects including the emission reduction options and the competitive landscape. Furthermore, we developed three detailed case studies and conducted ten interviews with companies. We base our conclusions on publicly available sources wherever possible. Important parameters of the national tax have not yet been determined (incl. the price and the reduction factor). For these parameters we use assumptions provided by the Ministry of Economic Affairs and Climate.

## Conceptual framework for the effects of the climate policy in the Netherlands

In principle, a tax is an efficient measure for counterbalancing external effects. The polluter pays for its emissions through the tax which gives an incentive to reduce emissions. A side effect of this is that there is an incentive to invest in technology which emits less greenhouse gases. If greenhouse gas emissions are only priced in one part of a broader relevant market, then there is the risk of leakage of economic activity and/or emissions (since the price cannot be increased, the additional costs may be detrimental to profitability in the country concerned). It also reduces the incentive to adopt sustainable practices (since the price cannot be increased, there is no extra room in absolute terms to invest in emission reduction). In order to interpret the risk of leakage, we analyse the impact on the level playing field and more specifically the impact on production and investment decisions in the short and long term.

*Short term* When deciding to engage in production at a production site in the short term, the price of each product needs to be higher than the variable costs (positive contribution margin). In this case, it pays off to allow the factory to run, as the fixed costs (or a part of these) can be recovered.

*Long term* When deciding to continue production of a product in the long term, the average total costs, including the costs of debt and a reasonable return for investment, need to be covered by revenue ( $P > \text{total costs}$ ). If this is not the case, the production is decreased. Any costs involved with stopping production also play a role in this decision (exit barriers). For investment decisions, such as expansion, replacement, or reducing emissions, the return on the investment needs to be justified ( $\text{IRR} > \text{capital costs}$  which is expressed by the WACC) in order to be able to attract capital. Portfolio choices between investments are also made on the basis of the strategy, forecasted return and risks of investments in countries.

<sup>1</sup> As a proxy for the long term decisions, we use the impact on the EBITDA in our analysis (often available publicly in annual reports and approximates the potential of activities to generate cash (e.g. without the return on capital).

# The cost-increasing measures may have a negative effect on financial results and the competitiveness of the industry (1/3)

*The impact of the COVID-19 crisis has not been included, so the impact on the level playing field in the Netherlands for industry may differ (see page 43).*

## a) There may be a considerable increase in costs for companies

- The three cost-increasing measures, namely the national tax on greenhouse gas emissions (including the flexibility measures: transitional path, carryback and trading possibility), changes in the energy tax (*Energiebelasting*) and the sustainable energy surcharge (*opslag duurzame energie*), and the discontinuation of the compensation for indirect EU ETS costs in the electricity price, result in an increase in costs.
- There is mainly an increase in costs for companies that a) produce emission-intensive products (both for efficient and inefficient companies in terms of emissions given the reduction factor); b) produce products associated with high gas consumption (particularly when gas is not used as a feedstock, cogeneration is not efficient, or when there is no exemption for self-generation); and/or produce products with a high usage of electricity (and a risk of carbon leakage).
- Our sector analyses show that the 9 sectors investigated are emission intensive and/or gas and electricity intensive, which makes a significant cost increase likely. Our case studies confirm that there may be a (significant) cost increase (varying from ~€4m to ~€754m for the period between 2021 and 2030, depending on the price scenario for the national tax). We found that both the amount and source of the cost increase may vary greatly between companies.

*Section a) of the findings took into account the flexibility measures that are part of the national tax*

- The **transitional path** is intended to give companies time to invest in emission reduction by restricting tax payment during the initial years. According to our case studies, the transitional path does seem to give time to emission-efficient companies. However, under the adopted assumptions, this does not appear to be the case for emission-inefficient companies since they may have to make tax payments from 2021. Incidentally, the transitional path does not help to improve the business case for reducing emissions as it does not address the unviable part of investments in emission reduction.
- If a **surplus of exempted emissions** arises, a company is able to choose whether to **trade this** (among its own facilities or with third parties) or to use the **carryback option** in which it can recover tax payments from up to five years earlier.

*Over the short term*, the transitional path creates a surplus of exempt emissions for many companies in view of the assumed high emission-efficiency of many companies.

- *Trade with third parties* may occur when the tax price is still low. Trading the surplus could help a limited number of parties who have a deficit of exempted emissions to reduce the costs of the tax. Given the low pricing during the initial years the tax payment is still limited. The possibility to trade exempted emissions *between facilities of a single company* may help companies, but there is a small number of companies (22) with multiple facilities.
- Parties may also be able to use the surplus for carryback. There is limited possibility to do this in the initial years since many companies will not yet have made a payment given the assumed high emission-efficiency of industry. Emission-efficient companies are only expected to pay from 2025.

*Over the long term* it is unlikely that companies will have a substantial surplus of exempted emissions. That is because there is a high reduction factor for 2030 (25% greater efficiency than EU ETS benchmark in 2030) and it is likely that companies have few economically viable options for reducing emissions that result in a significant reduction of emissions and/or energy consumption.

- *Trade with third parties* is expected to occur to a limited extent during the years in which the tax price is high. In view of the lack of surpluses of exempted emissions, we expect that *trade with third parties* will have little impact. Scarcity is also likely to mean that the trading price will be close to the tax price. This means that it may not help the parties to reduce costs.
- Given the lack of surpluses of exempted emissions, we also expect the carryback to have little impact.

Incidentally, it is uncertain to what extent trade will actually be possible given the rapidly declining surplus of exempted emissions and uncertainty about the liquidity of the market (due to transaction costs and competition concerns). It is therefore uncertain if trade will help companies.

# The cost-increasing measures may have a negative effect on financial results and the competitiveness of the industry (2/3)

*The impact of the COVID-19 crisis has not been included, so the impact on the level playing field in the Netherlands for industry may differ (see page 43).*

## **b) It is plausible that the possibility to pass through the extra costs to consumers is limited for companies**

- Our sector analysis shows that, with a few exceptions, the relevant geographic market for the products of the sectors investigated is international in nature (beyond the Netherlands). Furthermore, Dutch companies also have a modest market share in these international markets. The majority of activities are also on the European Commission's carbon leakage list (risk of leakage due to the intensity of emissions and of trading), which seems to confirm this conclusion. Our case studies confirm the plausibility of limited pass-through of climate costs.
- The market for fresh milk is an exception where pass-through may exist to a certain extent.<sup>1</sup> There may be some pass-through for certain activities in clusters. Agreements about passing-through environmental costs could be made in contracts for the supply of energy, or for on-site production of certain raw materials. However, there may be limited pass-through in the markets in which these (downstream) purchasers operate, (this is also shown in our case studies).

## **c) Companies have few economically viable options to significantly reduce emissions and/or energy consumption until 2030**

- Our sector analysis of the options for reducing emissions<sup>2</sup> shows there are few significant and economically viable options that might help to mitigate the cost increase for the sectors investigated (not taking into account subsidies). Energy efficiency does not seem to be able to achieve the required emission reduction. CCS may provide a significant contribution, but it is not yet economically viable (for both the capture of pure CO<sub>2</sub> and from combustion gases). *Fuel switch* (e.g. electrification, biogas, green hydrogen) and alternative production technologies are often not yet technically or economically viable.
- Our case studies confirm these findings for the companies studied. They have few economically viable options that provide a significant contribution to reducing energy consumption and/or greenhouse gases. Options sometimes also still need to be demonstrated technically.
- Given the limited possibilities for the pass-through of the additional costs, the national tax does not create any extra room for investment in absolute terms for reducing emissions. It may be possible to pass through (part of) EU ETS costs, or part of these, in certain sectors, which may improve the economic viability of some emission reduction options.

<sup>1</sup> For *engineering brick, clay roof tiles*, hydrogen (transport of small volumes), special chemicals and long-life milk, the research results are ambiguous (analysis based on market definitions and the market share compared to the carbon leakage list diverge from each other). <sup>2</sup> The research into the technical and economic feasibility of the sustainability options is still ongoing in the Netherlands (for instance, in the recently started Midden Project by PBL and TNO that focuses on increasing knowledge in the industry about sustainability options). We have been able to rely on publications currently available from the Midden Project and publicly available sector studies.

# The cost-increasing measures may have a negative effect on financial results and the competitiveness of the industry (3/3)

*The impact of the COVID-19 crisis has not been included, so the impact on the level playing field in the Netherlands for industry may differ (see page 43).*

## d) There may be a considerable impact on the results of companies

- It is expected that the potential additional costs of the cost-increasing measures (without considering subsidies) will have a negative impact on the company's results given the limited possibilities to pass-through the additional costs and limited availability of economically viable reduction options.
- Our case studies also provide a concrete illustration of the effects of the cost-increasing measures (introduction of a national tax including a transitional path, carryback, trading between a company's facilities, changes to EB/ODE and loss of indirect compensation of EU ETS costs) on companies under the assumptions used. The case studies show that there continues to be a positive contribution margin which means that companies will continue to produce in the Netherlands in the short term. Furthermore, the case studies illustrate that there may be a large impact on the EBITDA<sup>1</sup> (and hence on long-term production and investment decisions):
  - Smurfit Kappa Roermond Papier: total cost increase of ~2% which leads to a reduction of ~8% of the EBITA in 2030.
  - Yara Sluiskil: total cost increase of ~6% - ~16% which leads to a reduction of ~28% – ~75% of the EBITDA in 2030 (depending on the pricing scenario for the national tax).
  - Dow Benelux: total cost increase of ~5% - ~15% which leads to a reduction of ~16%- ~48% of the EBIT<sup>3</sup> in 2030 (depending on the pricing scenario for the national tax).

<sup>1</sup> We used 10-year historic averages (no future business plans) in our impact assessment. Please note that EBITDA needs to be adequate to remunerate capital providers (interest or a reasonable return) and enable the needed replacement investments. Therefore, the point at which it is no longer financially attractive to invest in a business case is far above an EBITDA of zero.

<sup>3</sup> We did not receive EBITDA data from Dow. The impact on the EBITDA is probably similar, due to relatively low depreciations and amortizations. <sup>4</sup> Here we assumed policy abroad remained unchanged. This may change in the future.

## Reflection on methodology:

- In principle, the Netherlands could remain attractive as a place of business after an impact of this nature on financial results if all of the other business location factors are very favourable. A full analysis of all business location factors and the influence of these on production costs is beyond the scope of this study. However, we have made a limited number of international comparisons<sup>4</sup>:
  - *Direct and indirect levies.* The analyses in the case studies in this study show that the costs in the Netherlands of the direct tax on greenhouse gases and the indirect levies (in particular ODE on gas) are relatively high. The results are in line with our earlier study (PWC 2019a).
  - *Energy costs (wholesale prices for electricity and gas).* Electricity or gas costs form a large part of the overall production costs for some of the sectors investigated. Depending on the size of the market in which companies compete, Dutch *wholesale prices* are relatively lower than average (EU) or high (internationally for gas).
  - *Subsidies for large-scale reduction of emissions in industry.* Through the SDE++, the Netherlands seems to be a frontrunner in the area of subsidies for large-scale implementation, given the budget size and the structural (annual) nature of the support, instead of one-off support for projects (as in other countries) for proving technical feasibility or achieving cost reductions.
  - *Infrastructure for new chains (CCS, hydrogen).* This infrastructure often also still needs to be developed in other countries. There may be local advantages because the infrastructure is already available (such as in Canada).

# Sufficient and timely provision of subsidies may reduce the cost increase for companies because it facilitates investments in emission reduction, but...

## Subsidies may reduce the chance of carbon leakage

- Subsidies will mitigate the likelihood of carbon leakage since subsidies reduce the unviable part of investments in emission reduction. If sufficient subsidies are available in time, companies are able to qualify for these, and the necessary infrastructure is available in time, this may help Dutch industry to (partly) mitigate the deterioration of their competitiveness.
- The effect of subsidies is illustrated by the Yara Sluiskil case study: the impact on the results is reduced to ~20% - ~35% for the EBITDA in 2030 (depending on the pricing scenario for the national tax) if it is possible to apply for the SDE++ subsidy for CCS by ship and Yara wins the subsidy. This still has a considerable impact on the results which raises the question as to whether the risk of leakage of investments is sufficiently reduced.<sup>1</sup>
- The Netherlands seems to a frontrunner internationally through to its systematic annual subsidies for large-scale reductions in industrial emissions (see pink box on previous page).

<sup>1</sup> Since EU ETS costs are not reduced and the cost increase also occurs due to the change in the EB/ODE and the loss of compensation for indirect EU ETS costs. <sup>2</sup> Shown in case studies and interviews, given the project development time, potential turnaround cycles and infrastructure development.

## Reflection on the flexibility measures in the tax, including subsidies

- We concluded on page 19 that without subsidies companies will not have a surplus of exempted emissions *over the long term* because economically viable emission reduction options are limited. As a result, the extent to which companies can use carryback and trading is uncertain.
- Subsidies may enable a reduction of emissions over the long term, which can lead to a surplus of exempted emissions. However, it is unclear whether this surplus will be large enough for a company to use carryback or the option to trade to fully recover the earlier payment for the national tax or reduce the current payment respectively. This is because the surplus of exempted emissions decreases slowly as a result of the declining reduction factor in order to achieve the 2030 target (25% greater efficiency than the EU ETS benchmark).
- This is illustrated in the case studies where we analysed the extent to which the carryback is able to help an emission-efficient company avoid an earlier payment. This shows that when the emission reduction is achieved in 2027, the surplus is insufficient to recover the full amount of the earlier payment (~25% can be recovered). Therefore, it's questionable whether carryback can help companies to recover the full payment for the national tax. In view of the time needed for achieving a large scale emission reduction (in the range of 4-6 years<sup>2</sup>) it is likely that many companies will only be able to reduce their emissions by 2025 or later, when the surplus reduces rapidly.
- Trade with third parties is uncertain given the uncertainty about the availability of sufficient subsidies (see next page), the rapidly declining surplus in exempted emissions, market liquidity and the prevailing price. Due to this uncertainty and the lack of demand/supply/pricing scenarios we have not been able to quantify the impact of trade within the scope of this study. It is unclear as to whether trading with third parties will help companies.

*It is recommended to carry out further research into the possible demand/supply and pricing for trading. It is also important to research the legal implications of state aid for trading with third parties (which becomes possible through the award of a subsidy). The government can consider taking up a facilitating role in the creation of a trade platform.*

# ... at present, we cannot rule out that carbon leakage will occur because there is uncertainty about the sufficiency of the subsidy schemes...

## a) However, at present, the extent to which available subsidies will cover the unviable part of investments in emission reduction of the industry is unclear

- We have concluded that, with a number of exceptions, it is plausible that companies will not be able to pass through the additional national costs in their prices and that companies will have few economically viable options that can significantly reduce emissions. As such, there is an unviable part of investments in emission reduction. This has been recognised in the Climate Agreement and as a result subsidies were made available.
- It is uncertain whether the subsidies available are sufficient to cover the entire unviable part of investments in emission reduction of the industry. We are unable to determine whether the subsidy amounts are sufficient due to uncertainty about the level of the unviable part of investments in the industry and uncertainty about the amount of the available subsidies for the industry (see also page 60):
  1. *The size of the unviable part of investments in emission reduction of the industry is currently uncertain.* The estimated amount varies between €260m - €670m (PBL 2019h in 2018 prices). The draft Climate Agreement contains an estimate of €1 billion. It is unclear about how these figures were calculated.
  2. *The subsidy amount available for the industry is unclear.*
- A specific subsidy budget was earmarked for industry in the Climate Agreement (increasing to €550m in 2030 for CO<sub>2</sub> reducing technologies in the industry, provided via SDE++). Furthermore, the industry can compete for SDE++ subsidies for renewable energy. However, various sectors are able to apply for this. It is uncertain which part of these subsidies will be obtained by the industry.
- For calculations in the context of the Climate Agreement, PBL made assumptions about the subsidies that will be won by the industry. In the last PBL calculation, we can see that PBL assumes a total subsidy of €540 - €590m (in 2018 prices, depending on the scenario<sup>1</sup>). This amount seems to include subsidies obtained for renewable energy by the industry of €90 - €140m (in 2018 prices, depending on the scenario<sup>1</sup>). There is no clarity given on the assumptions underlying these estimates. It is also unclear to us whether the available subsidy amount matches the subsidy demand over time. PBL concludes that in one of the scenarios the subsidies are insufficient to cover the unviable top of the industry. We understand that cost estimates are still ongoing, which means that a new analysis may lead to different estimates.
- Furthermore, it is not clear whether the specified subsidy amounts are 'net' subsidies. After all, it is unclear whether the amounts have been corrected for the contribution by industry to the subsidy schemes. According to the Climate Agreement, the earmarked subsidy for the industry within the SDE++ (rising to €550m in 2030) is financed by the industry itself (through a restructuring of the ODE) and any income from the national tax will be used for sustainable practices in industry. A shift may be taking place between paying and receiving parties (between industrial parties or between industry and other sectors). We have not found any public policy analyses that provide insights on this.

*We recommend conducting further research into the unviable part of investments and the sufficiency of the subsidy schemes.*

PwC <sup>1</sup> PBL scenarios concerning the use of the low-cost potential for reducing emissions in industry. PBL (2019h) seems to not take into account the EIA budget or the EU Innovation fund. The industry might receive part of this budget.

# ...there are also important points for improvement concerning the policy to reduce the negative effects on the level playing field...

## b) Not all sectors and companies will be helped:

We conclude in all three case studies<sup>1</sup> that the companies are not eligible for sufficient subsidies. This view also emerged in our sector analysis and validation with publicly available sources.

1. **Characteristics of the company.** We see differences in the likelihood of obtaining subsidies among sectors and among companies. The case studies (chapter 4) and our sector analysis (on pages 54-55) show that certain sectors (such as the steel and petrochemicals sector) have to rely on more costly options due to the nature of their products and production processes (e.g. CCS from combustion gases). Location may also influence the emission reduction options and the likelihood of obtaining a subsidy (e.g. distance from CO<sub>2</sub> storage).
2. **The maximum subsidy amount for a technology may be insufficient.** The cost estimates and assumptions upon which the basic amount is based are often still uncertain (Trinomics 2019, interviews and case studies, see page 61). Companies may unnecessarily not be able to gain access to a subsidy (or a sufficient subsidy).
3. **Restricted technological neutrality of subsidies** Both subsidy schemes within the scope of this research (SDE++ and the EIA) are not entirely neutral in terms of technology. Therefore, companies may not be able to receive a subsidy, despite the fact that there are cost-effective emission reduction options available for which part of the investment is unviable.<sup>2</sup>
4. **Sufficiency of subsidies for access to infrastructure and transport costs** Certain relevant costs related to access to infrastructure (for example, costs of a connection to the electricity grid with a higher capacity) do not appear to be covered by the subsidy.<sup>3</sup> It also seems that occasionally transport costs are not fully covered (lack of clarity as to whether the costs for transport from CO<sub>2</sub> capture locations that are further away from the storage location are covered by the subsidy).

*If the government aims to minimize the adverse impact on the level playing field for these companies/sectors, we recommend that the government investigates how the SDE++ can be modified (adjusted level of the basic amounts, recognition of additional technologies, subsidised infrastructure related costs for some technologies), or introduces other measures to bridge<sup>4</sup> the period in which there are no prospects for action. The annual adjustment of the SDE++ planned by the government may play a role here.*

## c) We also indicate points to note for the design of the SDE++

- The possibility of retrospectively correcting the subsidy amount creates uncertainty. There is still a lack of clarity around the requirements for applying for the subsidy, such as the evidence required for the ability to transport and store captured CO<sub>2</sub>. Requirements in permits and subsidy applications should be properly aligned to the requirements for final investment decisions by companies (see our case studies).

*We recommend removing these uncertainties in the structure.*

## d) It is important to have adequate government policy for cost reduction

- Reducing the cost of the sustainability options may also help to reduce the unviable part of the investments. SDE++ is focused on short-term cost efficiency. It is important that there is an adequate policy for development of technology over the long term.

*It is recommended to study whether current policies for cost reduction and technological development provides adequate support*

<sup>1</sup> The location of the companies in the case studies may play a role in the results (further away from the infrastructure to be developed). The performance of additional case studies may help to provide a deeper understanding. <sup>2</sup>See page 60: Certain technologies do not yet qualify, for instance CCS per ship. Options adapted to many different places in the process or options focused on circularity qualify to a limited extent, such as Waste 2 chemicals technologies.

<sup>3</sup> Biogas networks are also not subsidised within the SDE++. Source: PBL (2020). <sup>4</sup> For instance, scope 2 or scope 3 emission reduction.



# ...as well as other important findings and recommendations to reduce negative impacts on the level playing field

## **There is a need for clarity about the availability of infrastructure to enable emission reduction and reduce the risk of leakage**

- A precondition for investment decisions by companies in reducing emissions is certainty about the timely availability of infrastructure.<sup>1</sup> This is frequently still uncertain for companies (such as for CCS, hydrogen, electricity, biogas). The location of the installations plays an important role here. Companies in remote locations that do not form part of large industrial clusters run the risk of being connected to the necessary infrastructure at a relatively late stage.<sup>2</sup> The infrastructure for hydrogen and CCS is still being developed in many countries (such as the Netherlands). Countries might have local advantages (such as in Canada where there is CCS infrastructure in place at certain locations).

*It is very important to have clarity about infrastructure and rapid development of infrastructure.*

## **There are still significant uncertainties in the policy structure**

- Companies need clarity about significant policy principles in the short term in order to determine reduction plans and make subsidy applications. Important parameters of the national tax (such as price, reduction factor, benchmark tightening, definition of avoidable emissions for the tax<sup>3</sup>) are currently unknown. As a result, companies are unclear about the impact of the cost-increasing measures as well as what they need to do in order to mitigate the effects of these measures (reduction plans and subsidy requirement). This also emerges from the sensitivity analysis for the case studies.<sup>4</sup> This uncertainty hinders the ability to make timely investment decisions.

There is also uncertainty about the continuation of the compensation for indirect EU ETS costs (this creates a lot of uncertainty for companies that use electricity as a raw material as well as for electrification in industry). This uncertainty hinders companies' ability to take timely investment decisions.

*We recommend removing these uncertainties as soon as possible*

- The quantified effects shown are uncertain since the important assumptions (pricing path, tightening of the benchmarks and the reduction factor) have not yet been determined.

*Once the underlying principles have been determined, a new quantification will be able to provide greater certainty about the impact.*

## **It is important that the EU ETS is improved to protect the level playing field when a national tax is introduced**

- It is important to improve the EU ETS because the cost difference compared to competitors in Europe does not arise solely from the price difference of the national tax (compared to the EU ETS price), but also from the quantity of priced emissions. These may vary if the Dutch emission reduction target (translated into the reduction factor) is higher than the EU target which guides the EU ETS.
- The Dutch government is committed to increasing the EU emission reduction objective and anticipates an improvement of the EU ETS.<sup>5</sup>

<sup>1</sup> A signed contract with the infrastructure party is a condition for being able to take an investment decision. <sup>2</sup> Sources: TIKI (2020) report and interviews. <sup>3</sup> For instance, is the reuse of CO<sub>2</sub> for products taxed? See Yara case study, page 112. Is it fully in line with the EU ETS with regard to the use of the benchmarks (use of fallback benchmarks, such as the heat benchmarks where companies have concerns about the resulting quantity of exempted emissions)? <sup>4</sup> See sensitivity analyses in Appendix C <sup>5</sup> DBGI Letter to Parliament / 20067904. Toughening of reductions in emissions to 55% in 2030. The Dutch government anticipates that the EC will propose to make the EU ETS stricter following the Green Deal. <sup>25</sup>

# Several analyses are beyond the scope of this study

The following analyses are beyond the scope of this study. Further investigation of these points may enrich the insights contained in this study

## **Dynamic developments**

- We have based our analyses on the *current situation*, for instance with regard to the business models in the industry, current technical capabilities for reducing emissions and the status quo with regard to international policy. The analysis of the consequences of possible dynamic developments, such as new break-through technologies for reducing emissions, the creation of innovative business models, different behaviour arising among purchasers (e.g. creation of price premiums for green products) or changes to international climate policy are beyond the scope of the study.

## **Possibilities for transferring additional costs to employees and suppliers**

- The possibility to transfer additional costs to employees and suppliers was not investigated within the scope of the study.
- However, we did look empirically in the case studies at the possibility of transferring costs from companies to suppliers. The possibilities for transferring costs to suppliers seems to be limited here because the companies purchase on commodity markets where suppliers have adequate alternative buyers.

## **Analysis of international business location factors**

- Our analysis considered the competitiveness of Dutch industrial companies by testing whether the measures can lead to a significant reduction in operating results. A detailed comparison of the business location factors between countries is beyond the scope of this study (see also page 21).

## **Interpretation of case studies**

- Our claims are based on sector analyses and 3 case studies. Conducting further case studies contributes to an understanding of the specific obstacles and opportunities for the companies concerned, where it becomes clear, among other things, that companies may be affected in different ways by the climate policy. It is not possible to make general claims on the basis of these case studies as the results are related to circumstances that are specific to the company, such as the location of production processes.

1

Inleiding

# In de speelveldtoets analyseren wij de impact van klimaatbeleid op het speelveld van de Nederlandse industrie en specifiek de korte en lange termijn productie- en investeringsbeslissingen in Nederland

## Aanleiding

- Het Ministerie van EZK en het Ministerie van Financiën werken in navolging van het klimaatakkoord (KA) van 28 juni 2019 aan de uitwerking van het klimaatbeleid.
- In maart 2019 hebben wij op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat het speelveld voor de 'grote 12' uitstoters in kaart gebracht wat betreft beprijzing van de uitstoot van broeikasgassen.
- In mei 2019 zijn wij vervolgens gevraagd de effecten in kaart te brengen van vier mogelijke beleidsopties voor directe beprijzing van industriële broeikasgassen.
- In het Klimaatakkoord is de vormgeving van de nationale heffing op hoofdlijnen omschreven. In de daarop volgende maanden is nadere invulling gegeven aan de details van de heffing en zijn met name de flexibiliteitsmaatregelen en de subsidies (bijv. de SDE++ subsidie) verder uitgewerkt. Ook zijn andere maatregelen met mogelijke impact op emissiereductie in de Nederlandse industrie verder vormgegeven (zoals de wijzingen van de EB en de ODE).
- Het Ministerie is op zoek naar de impact van het klimaatbeleid op de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie en de bijdrage die voorgenomen flexibiliteitsmaatregelen en subsidies leveren aan het voorkomen van negatieve effecten (risico op weglek van emissies en economische activiteit).

## Wij onderzoeken de impact van het aangekondigde klimaatbeleid op de concurrentiepositie van Nederlandse bedrijven

- Dit onderzoek geeft inzicht in de impact van het aangekondigde klimaatbeleid op de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie op bedrijfsniveau (zie pagina 30 voor een overzicht van de beleidsinstrumenten die onder de reikwijdte van dit onderzoek vallen). Het doel van dit onderzoek is inzicht geven in het effect op het speelveld van de kostenverhogende maatregelen in Nederland, rekening houdend met de flexibiliteitsmaatregelen die onderdeel zijn van de nationale heffing en de grootschalige implementatie van subsidies.
- Dit onderzoek biedt inzicht in de effecten van het Nederlandse klimaatbeleid op micro-economisch niveau. Om dat te bereiken brengt het onderzoek in kaart hoe de overweging van energie-intensieve bedrijven om te investeren en produceren in Nederland ten opzichte van concurrerende landen wordt beïnvloed door het klimaatbeleid. Dat wil zeggen; hoe het internationale speelveld wordt beïnvloed.
- Het doel van deze speelveldtoets is om tijdig informatie te verschaffen aan het Ministerie van EZK en het Ministerie van Financiën voor het wetgevingstraject ter invoering van een nationale CO<sub>2</sub>-heffing voor de industrie. Daarbij moeten de uitkomsten van het onderzoek bijdragen aan de besluitvorming over de details in de vormgeving van de nationale CO<sub>2</sub>-heffing.

# In eerdere speelveldtoetsen hebben we geconcludeerd dat de Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing tot risico op weglek van activiteiten en emissies kan leiden voor de 12 grote uitstoters

## Conceptuele kader effecten Klimaatbeleid in Nederland<sup>1</sup>

- De primaire reden om een heffing te introduceren is gelegen in het feit dat de uitstoot van broeikasgassen maatschappelijke kosten met zich meebrengt die niet in de marktprijs van de productie worden meegenomen, waardoor er te veel uitstoot plaatsvindt (ook wel een extern effect genoemd).
- Een heffing is in principe een efficiënte maatregel om externe effecten op te heffen. Door de heffing gaat de vervuiler betalen voor uitstoot en heeft deze de prikkel om uitstoot te reduceren. Een neveneffect is dat een prikkel ontstaat om te investeren in technologie waarbij minder, of geen, broeikasgas vrijkomt. Als broeikasgasemissie slechts op een deel van een bredere relevante markt wordt beprijsd dan bestaat het risico op weglek van economische activiteit en/of emissies (aangezien de prijs niet kan worden verhoogd gaan de additionele kosten mogelijk ten koste van de winstgevendheid in het betreffende land). Ook is de prikkel tot vergroening minder (doordat de prijs niet kan worden verhoogd ontstaat in absolute zin geen extra investeringsruimte voor emissiereductie).
- Om dit risico op weglekeffecten van het Nederlandse klimaatbeleid te kunnen duiden zijn wij gevraagd de impact op het speelveld van de Nederlandse industrie en specifiek de korte en lange termijn productie- en investeringsbeslissingen in Nederland te analyseren. Hierbij analyseren wij ook de mogelijkheid tot doorgifte van kosten in prijzen (zie bijlage D voor een toelichting van de methodologie)

*Korte termijn* Bij korte termijn beslissingen over het produceren op een productielocatie moet de prijs per product hoger zijn dan de variabele kosten (positieve contributiemarge). In dit geval loont het om de fabriek te laten draaien: zo kan (een deel van) de vaste kosten worden terugverdiend.

*Lange termijn* Voor het besluit om op lange termijn te blijven produceren moeten de gemiddelde totale kosten inclusief de kosten van vreemd vermogen en een redelijk rendement voor eigen vermogen gedekt worden door de inkomsten ( $P > \text{totale kosten}$ ). Als dit niet het geval is, wordt de productie afgebouwd. Hierbij spelen ook eventuele kosten van het stoppen een rol (uittredingsdrempels). Voor investeringsbeslissingen –bijv. voor uitbreiding, vervanging of emissiereductie – moet het rendement van de investering te verantwoorden zijn ( $IRR > \text{vermogenskosten} - WACC$ ), om kapitaal te kunnen aantrekken. Ook worden portfoliokeuzes gemaakt tussen investeringen, gebaseerd op de strategie, het verwachte rendement en de risico's van investeringen in landen.

## Resultaten eerdere studies<sup>2</sup>

In onze vorige studies hebben wij onderzocht wat de impact is van een (vorm van) nationale heffing op het internationale speelveld van de grote 12 uitstoters in de Nederlandse industrie.

Alle sectoren waarin de 'grote 12' actief zijn, zijn energie-intensief en internationaal verweven, produceren in markten die breder zijn dan Nederland en waar sprake is van concurrentie en hebben beperkte emissiereductieopties met voldoende schaal. Hierdoor ontstaat er risico op weglek van economische activiteit. Een internationale aanpak (EU ETS) is daarom de te prefereren optie. Indien men toch kiest voor een nationale aanpak, spelen mitigerende maatregelen voor weglek een belangrijke rol om het risico op weglek van economische activiteit en emissies te reduceren.

<sup>1</sup> Zie ook PwC (2019a), Teulings et al. (2003) en Gradus (2007) <sup>2</sup> PwC (2019a) en PwC (2019b)  
PwC

# In deze speelveldtoets analyseren wij de impact op een bredere groep sectoren en gewijzigde maatregelen en focussen wij op de effectiviteit van de flexibiliteitsmaatregelen en subsidies

Wij analyseren de impact van klimaatbeleid in verschillende sectoren

Onderdelen	In scope	Niet in scope
<b>Nederlands klimaatbeleid</b>	<p><i>Kostenverhogende maatregelen</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Directe beprijzing – nationale heffing (incl. flexibiliteitsmaatregelen)</li> <li>• Indirecte beprijzing – EB &amp; ODE</li> <li>• Afschaffing indirecte kostencompensatie EU ETS</li> </ul> <p><i>Flexibiliteitsmaatregelen bij de nationale heffing</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ingroeipad</li> <li>• Handelssysteem</li> <li>• Carryback optie</li> </ul> <p><i>Subsidies</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• SDE++</li> <li>• Energie Investeringsaftrek (EIA)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alle niet kwantificeerbare afspraken (werkgroepen etc.)</li> <li>• Mogelijke afschaffing MEE convenant</li> <li>• Andere subsidiemaatregelen</li> </ul>
<b>EU ETS bedrijven binnen de volgende sectoren</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Staal</li> <li>• Raffinage</li> <li>• Petrochemie</li> <li>• Kunstmestproductie</li> <li>• Waterstofproductie</li> <li>• Speciale chemicaliën</li> <li>• Voedingsindustrie</li> <li>• Papierindustrie</li> <li>• Keramiek</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Overige industriële sectoren</li> <li>• Niet industriële sectoren</li> <li>• AVI's</li> </ul>

Wat is er anders in deze studie in vergelijking met de twee vorige studies?

- In deze studie nemen we een breder beleidsinstrumentarium mee. Waar we in eerdere studies alleen keken naar de nationale heffing, EB en ODE kijken we nu ook uitgebreid naar flexibiliteitsmaatregelen binnen de heffing, subsidies en de afschaffing subsidieregeling indirecte emissiekosten ETS.
- In deze studie is de heffing anders vormgegeven dan in de vorige studies. De grootste verschillen zijn dat de heffingsgrondslag anders wordt (er wordt nu gerekend met een industrie brede reductiefactor), er andere prijspaden worden gehanteerd en dat de scope breder is (AVI's en warmteopwek vallen ook onder de heffing).
- We kijken naar meer sectoren dan in de vorige studies. In plaats van alleen de sectoren waarin de grote 12 uitstoters opereren kijken we ook naar een aantal sectoren waarin de top 30 uitstoters opereren.<sup>1</sup>
- In deze studie richten we ons ook op de werking van de flexibiliteitsmaatregelen als onderdeel van de nationale heffing en subsidies. Deze zijn niet meegenomen in vorige studies omdat deze nog niet waren uitgewerkt. Concreet is de vraag in welke mate deze maatregelen het risico op weglek van activiteiten en emissies helpen verlagen

<sup>1</sup> AVI's vallen niet binnen de reikwijdte van dit onderzoek  
PwC

# Wij doen onderzoek op basis van interviews, case studies en openbare bronnen. De analyse is gebaseerd op mogelijke beleidsvormgeving zoals aangedragen door EZK

## Wij analyseren het door het Ministerie van EZK aangedragen klimaatbeleid

- Al het beleid dat we meenemen in dit onderzoek, de vormgeving hiervan en de te hanteren aannames voor belangrijke parameters zijn door het ministerie van EZK aangedragen. In hoofdstuk twee beschrijven wij het beleid dat is meegenomen in deze studie in meer detail.
- Belangrijke parameters van de nationale heffing zijn bijvoorbeeld nog niet bepaald (o.a. de prijs, de benchmark aanscherping en de reductiefactor). Hiervoor hanteren wij meegegeven aannames van het ministerie van EZK (zie bijlage A).

## Wij brengen op basis van desk research naar openbare bronnen, interviews en uitgebreide case studies de micro effecten van het beleid in kaart

- We gebruiken zowel uitgebreide case studies, interviews en desk research om zowel een kwalitatieve en een kwantitatieve analyse te kunnen doen van de impact van het aangekondigde klimaatbeleid.
- We doen drie case studies om kwantitatief en kwalitatief inzicht te geven in de impact van het nieuwe klimaatbeleid op productie- en investeringsbeslissingen van drie grote uitstoters van broeikasgassen. Case studies laten de financiële impact op individuele bedrijven zien en geven daarmee een beter beeld van het speelveld op microniveau. Deze case studies vormen een toevoeging op de macro-analyses op sectorniveau van CPB en PBL, omdat het effect per bedrijf erg kan verschillen. De case studies zijn gebaseerd op openbare informatie over de markt en de historische prestaties van het bedrijf. Deze informatie is aangevuld met informatie ontvangen van bedrijven.
- Op basis van drie case studies kunnen geen conclusies voor de sector of industrie als geheel worden getrokken. Het handelingsperspectief wordt namelijk beïnvloedt door bedrijfsspecifieke elementen zoals de emissie- of energie intensiteit en de locatie van het bedrijf. Wel kunnen uit deze case studies waardevolle lessen worden geleerd over het handelingsperspectief van bedrijven en de wijze waarop investeringsbeslissingen worden genomen. Uitbreiding van het onderzoek met additionele case studies kunnen de inzichten verrijken.
- Wij hebben ons onderzoek aangevuld met desk research o.b.v. openbare bronnen en interviews om op sectorniveau inzichten te kunnen verschaffen. Interviews geven ons de mogelijkheid om te vragen naar de overwegingen van de bedrijven uit de relevante sectoren. Daarnaast kunnen bedrijven toelichting geven over de bedrijfsspecifieke impact. Onze ervaring is dat de impact op een bedrijf kan variëren, afhankelijk van de resterende emissiereductieopties (ook gegeven de locatie van het bedrijf), de kans op het winnen van subsidie en prestatie ten opzichte van de EU ETS benchmarks.
- Wij hebben bedrijven voor de interviews en case studies geselecteerd op basis van een aantal belangrijke criteria namelijk uitstoot, sector, locatie en emissiereductieopties.<sup>1</sup> We hebben de bedrijven zo geselecteerd dat we een brede spreiding hebben in deze verschillende kenmerken. Zo proberen wij inzicht te krijgen in verschillende handelingsperspectieven die bedrijven hebben.

<sup>1</sup> Zie pagina 81 voor details over de selectie  
PwC

# We beschrijven in dit onderzoek het klimaatbeleid (H2), de impact hiervan op sectoren (H3) en de impact op specifieke bedrijven in de case studies (H4)

## Hoofdstuk 2: Beschrijving van het nieuwe klimaatbeleid

Dit hoofdstuk beschrijft het klimaatbeleid en de onderliggende aannames zoals geformuleerd door EZK.

### Kostenverhogende maatregelen

- Directe beprijzing – nationale heffing (incl. flexibiliteitsmaatregelen)
- Indirecte beprijzing (wijzigingen EB en ODE)
- Afschaffing indirecte kostencompensatie EU ETS

### Flexibiliteitsmaatregelen bij de nationale heffing

- Ingroeipad
- Carryback-optie
- Handel

### Subsidies

- SDE++
- Energie Investeringsaftrek (EIA)

## Hoofdstuk 3: De impact van het klimaatbeleid

In hoofdstuk 3 beschrijven wij de belangrijkste conclusies wat betreft de impact van het nieuwe klimaatbeleid op het internationale speelveld voor de Nederlandse industrie. De impact is afhankelijk van vijf verschillende drivers.



## Hoofdstuk 4: Case studies

In hoofdstuk 4 beschrijven we de uitkomsten voor de case studies die zijn uitgevoerd voor drie bedrijven. Hier hebben wij de effecten gekwantificeerd.

### Appendices

De appendices bevatten een gedetailleerde beleidsbeschrijving, sectorprofielen, gevoeligheidsanalyses, methodologie van de doorgifte analyse, inzichten uit de interviews en de geraadpleegde bronnen

<sup>1</sup> Zie appendix D voor een toelichting van de methodologie



# 2

Beschrijving van het  
nieuwe klimaatbeleid

# Wij zijn gevraagd om de impact van het klimaatbeleid op de reductie van uitstoot te analyseren

## Uitgangspunten van het nieuwe beleid

- Het reductiedoel voor de industrie is gesteld op 14,3 Mton t.o.v. PBL-basispad (KEV 2019). Dat betekent dat als de doelstelling wordt gehaald de restemissies in 2030 39,9 Mton zijn in de industrie.
- Naast het halen van het reductiedoel wil EZK met dit beleid sturen op zo min mogelijk weglek van economische activiteit en emissies.
- Dit hoofdstuk geeft een beschrijving van het overwogen beleid en de aannames waarmee wij werken zoals geformuleerd door EZK.

## Kostenverhogende maatregelen

### Directe beprijzing – nationale heffing

- Er komt een heffing op uitstoot van broeikasgassen in de industrie. De heffing is een tweezijdig tarief; een deel van de uitstoot wordt vrijgesteld en een deel van de uitstoot wordt beprijsd.
- De gehanteerde prijs/ton CO<sub>2</sub>-eq. loopt op over de tijd en is een minimumprijs ten opzichte van de EU ETS prijs.
- De heffing geldt voor de scope 1 emissies van de Nederlandse industrie (alle bedrijven onder EU ETS), warmteproductie en AVI's.

### Flexibiliteitsmaatregelen binnen de nationale heffing

- *Ingroeipad*: In de eerste jaren na ingang van de heffing zal een groter deel van de uitstoot worden vrijgesteld.
- *Carryback-optie*: Bedrijven met een overschot aan vrijgestelde emissies kunnen deze verrekenen met eerder betaalde heffing, tot 5 jaar terug.
- *Handel*: Extra vrijgestelde emissies kunnen ook worden overgedragen tussen installaties (van een bedrijf) of tussen bedrijven.

### Indirecte beprijzing

- Lastenverschuiving binnen ODE en EB naar respectievelijk grootverbruik en gas.
- Totale ODE afdracht gaat omhoog, hiermee wordt de SDE++ gefinancierd.

### Afschaffing subsidie indirecte emissiekosten ETS

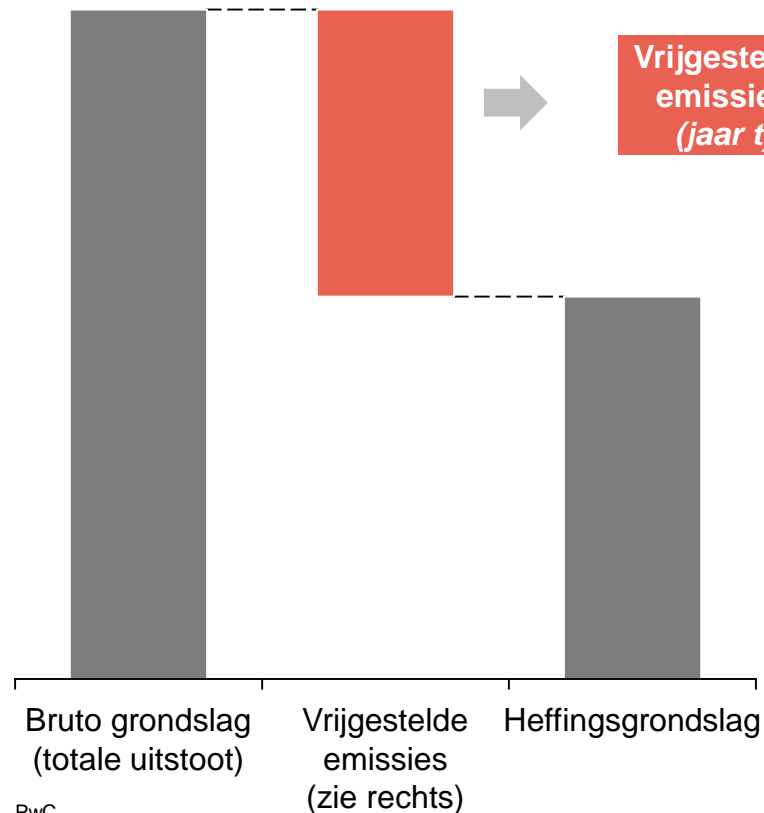
- De subsidieregeling indirecte emissiekosten ETS wordt, in tegenstelling tot veel andere Europese landen, per 2021 afgeschaft in Nederland

## Subsidies

- *SDE++*: De SDE++ wordt ingevoerd als opvolger van de SDE+. De SDE++ subsidieert naast de onrendabele top van duurzame energieproductie ook de onrendabele top van CO<sub>2</sub>-eq. emissiereductie projecten en CCS.
- *Energie Investeringsaftrek (EIA)*: De EIA regeling wordt uitgebreid waardoor CO<sub>2</sub>-eq. reducerende maatregelen ook in aanmerking komen. Het totale budget en methodiek zullen niet veranderen.

# De nationale heffing is tweezijdig; een deel van de uitstoot wordt beprijsd en een deel wordt vrijgesteld. Tevens is sprake van een ingroeipad in de hoeveelheid beprijsde emissies

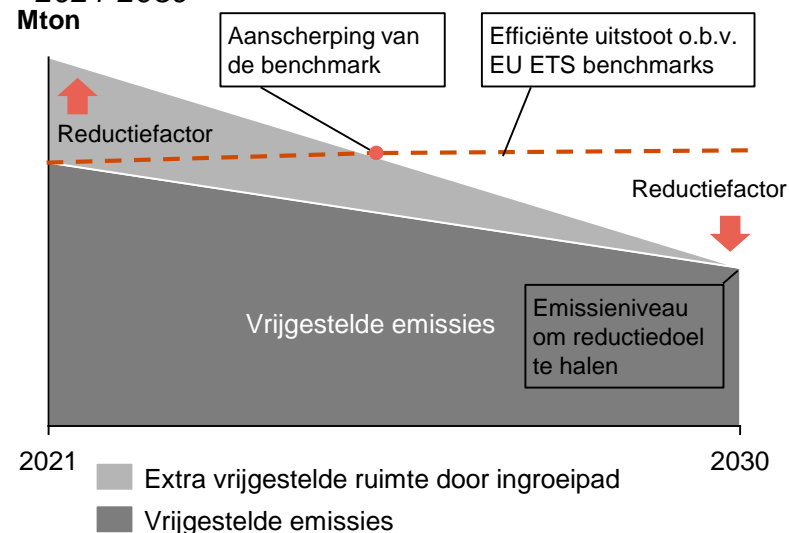
De heffingsgrondslag voor een bedrijf wordt ieder jaar opnieuw berekend op basis van totale uitstoot en vrijgestelde emissies



De vrijgestelde emissies worden bepaald op basis van EU ETS emissie-efficiëntie benchmarks en een industrie breed geldende reductiefactor

$$\text{Vrijgestelde emissies (jaar } t) = \text{Activiteitsniveau (jaar } t) \times \text{EU ETS benchmark} \times \text{Reductiefactor (jaar } t)$$

Schematische weergave van vrijgestelde emissies 2021-2030



<sup>1</sup> De benchmark wordt bepaald door de uitstoot per ton geproduceerd product voor de 10% meest efficiënte installaties in Europa

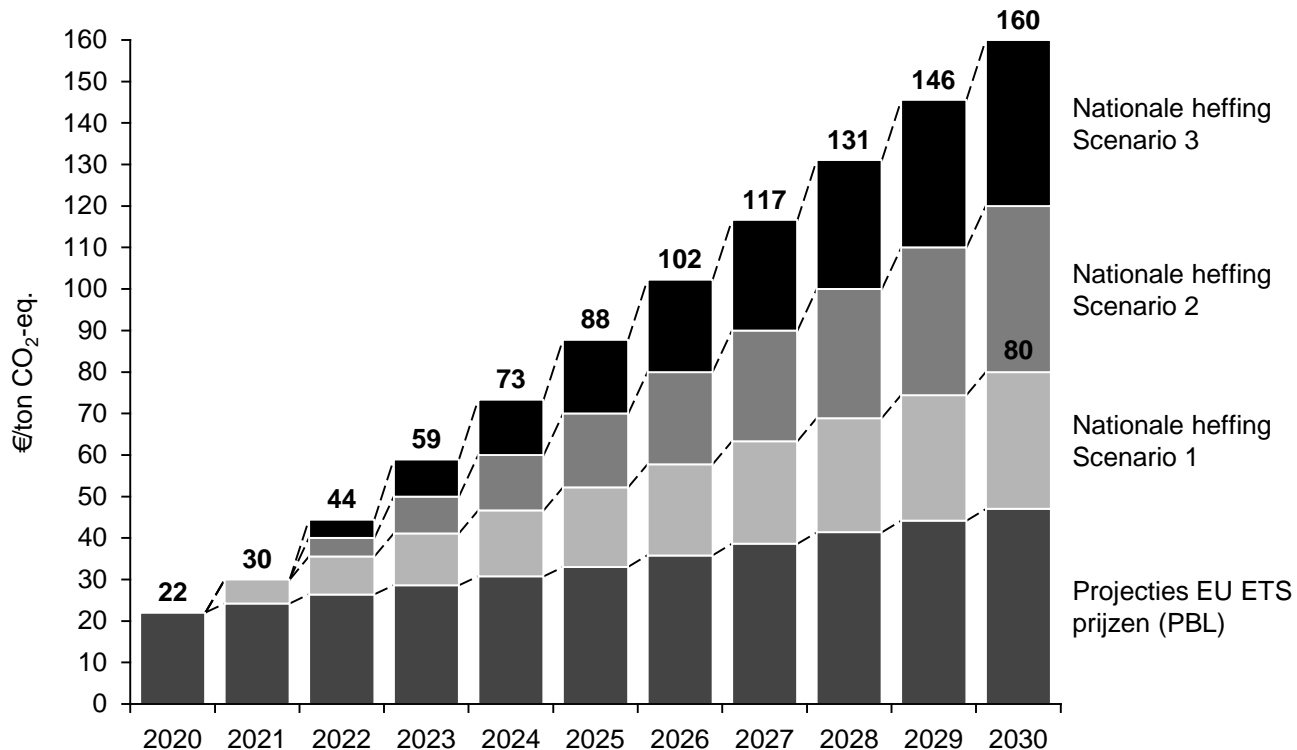
<sup>2</sup> Het consultatiedocument geeft aan dat per 2023 de reductiefactor wordt aangepast. Dit nemen wij niet mee in de kwantificering van de effecten (het consultatiedocument is richting de afronding van deze studie gepubliceerd)

- Uitstoot boven de vrijgestelde emissies (zie figuren links) wordt belast.
- Het efficiëntielevel wordt bepaald op basis van de productie in een jaar en de EU ETS benchmark.<sup>1</sup> Deze benchmarks worden per 2021 aangepast (en mogelijk aangepast in 2025).<sup>2</sup> De daadwerkelijke aanpassing is nog niet bekend, maar zal tussen de 0,2% en 1,6% aanscherping per jaar komen te liggen. Wij werken met aanname van 0,9% jaarlijkse aanscherping van de benchmark (bron: EZK).
- Om bedrijven in de eerste jaren extra vrijgestelde emissies te geven en in de jaren daarna te zorgen dat het doel voor 2030 (~39,9 Mton industriële uitstoot) wordt gehaald wordt de efficiënte uitstoot vermenigvuldigd met de reductiefactor. Dit is een uniforme factor voor de gehele industrie die lineair afloopt. Voor deze studie is door EZK een reductiefactor meegegeven die afloopt van 1,2 in 2021 tot 0,75 in 2030.
- De reductiefactor is in de eerste jaren hoger dan één, wat bedrijven in de eerste jaren na invoering van de nationale heffing extra vrijgestelde emissies biedt (ingroeipad). Naar 2030 toe loopt de reductiefactor af naar onder de één om de benodigde reductie bovenop de inefficiënte uitstoot te beprijsen. Wij werken met ontvangen aannames voor zowel de aanscherping van de benchmark als de reductiefactor (zie case studies).

# De prijs voor de nationale heffing is nog niet vastgesteld. Wij werken met drie prijsscenario's van PBL waarbij de prijs oploopt vanaf 2021

De hoogte van de nationale heffing is afhankelijk van het vastgestelde prijspad voor de nationale heffing en de EU ETS-prijs

Totale kosten per ton CO<sub>2</sub>-eq. uitstoot in de jaren 2020-2030



Bron EU ETS prijzen: PBL, Klimaat en Energieverkenning 2019

PwC

- De prijs die geheven wordt over de belaste uitstoot loopt op tot 2030. Het daadwerkelijke prijspad is nog niet vastgelegd, daarom werken wij met drie scenario's aangeleverd door PBL. De prijs in alle drie de scenario's in 2020 is €30 /ton CO<sub>2</sub>-eq., en lopen daarna op tot €80, €120 of €160/ton CO<sub>2</sub>-eq. in 2030.
- De nationale heffing is een minimumprijs ten opzichte van de EU ETS prijs. De uiteindelijk in Nederland af te dragen belasting is afhankelijk van de prijsontwikkeling binnen het EU ETS. Indien de EU ETS-prijs zodanig stijgt dat deze boven de nationale heffing uitkomt, wordt geen heffing meer afgedragen in Nederland. Naast de prijs hangen de kosten ook af van de hoeveelheid geprijsde emissies.
- Voor de EU ETS prijs houden we de projecties van het PBL aan uit de Klimaat- en Energie verkenning 2019. De verwachte EU ETS prijs is €24,20/ton CO<sub>2</sub>-eq. in 2021 en €47/ton CO<sub>2</sub>-eq. in 2030.

# Onbenutte vrijgestelde emissies kunnen worden gebruikt voor terugvordering van betaalde heffing (carryback), worden overgedragen tussen eigen installaties of verruild met installaties van derden (handel)

## Een overschot aan vrijgestelde emissies kan op twee manieren worden benut

- Omdat de nationale heffing ontworpen is als een tweeledige heffing is er een deel van de uitstoot dat niet wordt belast (vrijgestelde emissies).
- Het is mogelijk dat bedrijven meer uitstoot kunnen reduceren dan het deel van hun uitstoot dat wordt belast.
- Er zijn twee mogelijkheden voor bedrijven om overschot aan vrijgestelde emissies in te zetten. Additionele vrijgestelde emissies kunnen worden gebruikt voor terugvordering van betaalde heffing via de carryback optie (A) of worden overgedragen binnen installaties van het eigen bedrijf of aan een andere partij (B).

A

### Carryback optie ('herberekening'): Een overschot van vrijgestelde emissies kan worden gebruikt om eerdere belastingafdracht terug te krijgen

- Bedrijven kunnen een overschot aan vrijgestelde emissies uit het afgelopen kalenderjaar gebruiken om te verrekenen met een tekort aan vrijgestelde emissies in een eerder jaar. Hiermee kan het bedrijf belastingafdracht over een eerder jaar terugkrijgen.
- Een overschot aan vrijgestelde emissies in een kalenderjaar wordt verrekend met tekorten aan vrijgestelde emissies tot 5 jaar terug, te beginnen met het oudste tekort.

B

### Handel: Een overschot aan vrijgestelde emissies kan worden uitgeruild aan andere installaties binnen het bedrijf of verhandeld met andere bedrijven

- Een overschot aan vrijgestelde emissies in een bepaald jaar kan worden verkocht aan andere installaties binnen het bedrijf of aan andere bedrijven met beperkte emissiereductie mogelijkheid in die periode.
- Handel kan zowel via een handelsplatform of via privaatrechtelijke transacties plaatsvinden. De overheid laat de keuze aan de bedrijven. Een handelsplatform wordt niet door de overheid gefaciliteerd. Indien sprake is van privaatrechtelijke transactie zullen de partijen aan de transactie de voorwaarden van de ruil vastleggen zoals prijs, hoeveelheid en looptijd. Het Nederlands recht is op deze transactie van toepassing. De transacties worden door de overheid (NEa) geregistreerd in een openbaar register.
- Handel is niet gekwantificeerd omdat geen scenario's beschikbaar zijn gesteld (volume en prijsvorming).

# Reflectie op de meegekregen aannames onderliggend aan de vormgeving van de nationale heffing

## **In de methodologie van de nationale heffing wordt impliciet aangenomen dat bedrijven hun productieniveau niet zullen aanpassen naar aanleiding van de kostenverhogende maatregelen**

- Zoals beschreven in de voorgaande pagina's doen wij een analyse van het internationale speelveld op basis van beleidsbeschrijving en aannames van EZK.
- De drie prijsscenario's die wij meenemen in deze studie zijn opgesteld door PBL (zie pagina 36). In de methodologie van PBL voor het vaststellen van de prijsscenario's wordt aangenomen dat een verhoging van de nationale heffing (cash out) tot hetzelfde verduurzamingseffect leidt als een verhoging van de subsidie (cash in). PBL stelt dat de benodigde hoogte van de nationale heffing afhankelijk is van of er wel/niet voldoende subsidiemiddelen beschikbaar zijn om de onrendabele top van alle emissiereductie opties te subsidiëren. Indien dat voldoende is, is prijsscenario 1 met een relatief laag tarief van toepassing. Als het subsidiebudget niet op voorhand afdoende omvangrijk is om de totale onrendabele top af te dekken, wordt de nodige heffing hoger geschat (scenario 2 en 3).
- Daarnaast is in de vormgeving van de nationale heffing de aangenomen reductiefactor (de nodige verandering ten opzichte van de benchmark om de doelstelling in 2030 te halen) constant. De reductiefactor wordt berekend op basis van de verwachte uitstoot in 2030. De verwachte uitstoot is afhankelijk van de verwachte productie in 2030. In deze aanname is geen verwachting over verandering van productie in reactie op het voorgestelde klimaatbeleid opgenomen. Dit betekent dat er impliciet is aangenomen dat bedrijven hun productieniveau niet zullen aanpassen naar aanleiding van het klimaatbeleid.

## **De verwachting is dat onder de aanname van beperkte doorgiftemogelijkheden bij een hoge heffing nog steeds veel subsidie nodig is om de onrendabele top af te dekken**

- Men zou verwachten dat op het moment dat er beperkte doorgiftemogelijkheden zijn (door hoge elasticiteit) en er geen economisch rendabele emissiereductieopties zijn, er een tegengestelde relatie bestaat tussen een heffing en subsidie. Namelijk omdat een nationale heffing de kosten van produceren in Nederland verhoogt, terwijl een subsidie deze juist verlaagt.
- Als wordt uitgegaan van lage elasticiteit, veel mogelijkheid tot doorgifte en economisch rendabele emissiereductieopties, dan is de onrendabele top ook zeer beperkt omdat (een groot deel van) de kosten (van een heffing of investeringen voor verduurzaming) kunnen worden doorgegeven in de prijs. In het geval van een beperkte onrendabele top is er dus ook beperkt subsidie nodig.
- In onze eerdere studies constateerden we dat een reële kans bestaat dat veel bedrijven beperkte doorgiftemogelijkheden en beperkte economisch rendabele emissiereductie opties hebben. In dat geval is de relatie tussen de nationale heffing en de subsidie niet tegengesteld, omdat bij een hoge heffing nog steeds veel subsidie nodig is om de onrendabele top af te dekken. We zouden dus niet verwachten dat een verhoging van de subsidies en de verhoging van de heffingen hetzelfde verduurzamingseffect zouden hebben.

# De aanpassing van indirecte beprijzing zorgt voor een lastenverschuiving binnen de ODE en EB van burgers naar bedrijven en van elektriciteit naar gas

De indirecte belastingen op fossiele brandstoffen en elektriciteit worden aangepast

## Opslag Duurzame Energie (ODE)

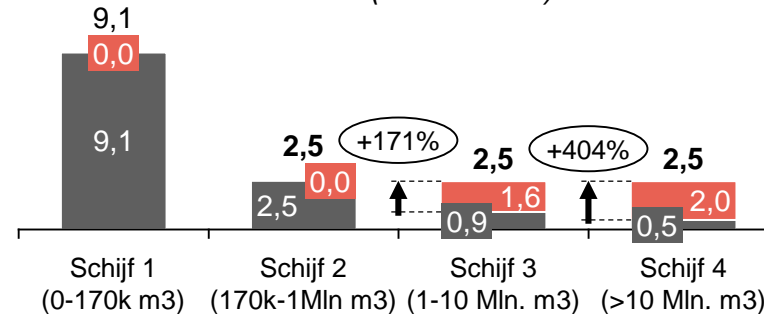
- Voor alle elektriciteit- en gasgebruikers gaan de tarieven omhoog in de periode tot 2030.
- De gastarieven in de hogere schijven (schijf 3 en 4) stijgen harder dan de tarieven in de lagere schijven (schijf 1 en 2).
- Het elektriciteitstarief in schijf 3 stijgt met ~50%, terwijl de tarieven in de andere schijven gelijk blijven.

## Energiebelasting (EB)

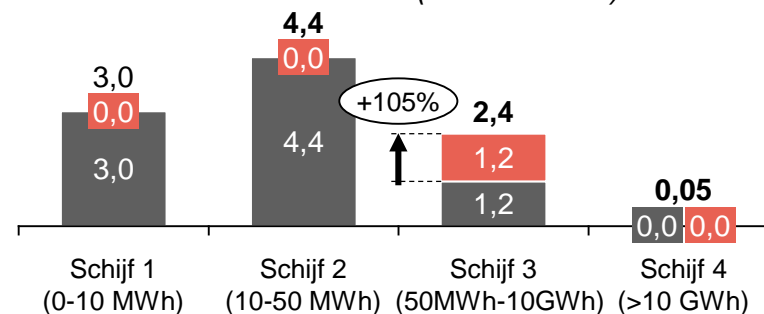
- Voor kleinverbruikers (schijf 1) gaat het tarief op gas omhoog, en het tarief op elektriciteit omlaag. Aangezien een deel van het gebruik van elektriciteit en gas door grootverbruikers in deze schijf valt, treden ook voor deze gebruikers wijzigingen op.

Vooral voor gebruik in de hogere schijven zorgt de aanpassing van de ODE voor hogere kosten

Prognose ODE tarieven voor gas voor en na het klimaatakkoord in 2030 (Euro ct./m<sup>3</sup>)<sup>1</sup>



Prognose ODE tarieven voor elektriciteit voor en na het klimaatakkoord in 2030 (Euro ct./kWh)<sup>1</sup>



■ ODE tarieven voor het klimaatakkoord  
 ■ ODE tarieven na het klimaatakkoord

De nieuwe tarieven zijn gebaseerd op de benodigde opbrengst van de ODE in 2030, en de nieuwe verdeling van de lasten tussen burgers en bedrijven

- Het Klimaatakkoord geeft een indicatie van de benodigde opbrengsten van de ODE in de jaren tot 2030 om de SDE++ subsidies te financieren.
- Bij het bepalen van de tarieven van de ODE is als uitgangspunt genomen dat burgers (voornamelijk schijf 1) een derde van de lasten van de ODE dragen, en het bedrijfsleven (voornamelijk schijf 2, 3 en 4) twee derde.
- In het huidige belastingsysteem geldt een aantal vrijstellingen voor de energiebelasting en ODE. Afhankelijk van het type productieproces, de toepassing van het gebruikte gas en bedrijfsspecifieke kenmerken (zoals energie-efficiënte en het gebruik van een WKK) zijn industriële gebruikers vrijgesteld van (een deel van) de energiebelasting en ODE. De aanname die wij hebben meegekregen is dat deze vrijstellingen niet worden aangepast in de periode tot aan 2030.
- Voor een uitgebreid overzicht van de tarieven over tijd zie appendix A.

<sup>1</sup> Tarieven in constante prijzen 2018

# De indirecte kostencompensatie EU ETS wordt, in tegenstelling tot veel andere Europese landen, afgeschaft in Nederland

De indirecte kostencompensatie EU ETS is ontwikkeld om Europese bedrijven te compenseren voor hogere elektriciteitskosten t.o.v. landen buiten de EU

- Het EU ETS heeft geleid tot hogere elektriciteitsprijzen doordat elektriciteitsproducenten in staat zijn gebleken om hun EU ETS kosten (deels) door te geven in hun prijs.<sup>1</sup> Dit leidt tot een concurrentieel nadeel voor bedrijven binnen Europa ten opzicht van bedrijven buiten Europa.
- Om weglekeffecten te voorkomen krijgen bedrijven in sectoren met een hoog risico op weglek sinds 2013 compensatie voor de hogere kosten.<sup>2</sup>
- De hoogte van deze vergoeding voor een gegeven jaar is afhankelijk van een aantal elementen (zie onderstaande formule):
  - $A_i$ : De steunintensiteit geeft het percentage van de kosten dat in het gegeven jaar wordt vergoed. Dit is teruggelopen van 85% in 2013 tot 75% in 2020 - 2030.
  - $C_i$ : De  $CO_2$ -emissiefactor geeft een indicatie van de gemiddelde  $CO_2$ -uitstoot van elektriciteitsproductie in een land en wordt uitgedrukt in ton  $CO_2$ /MWh
  - $P_{t-1}$ : De gemiddelde 1-jaartermijnkoersen van ETS rechten gedurende het voorgaande jaar (waar de kosten werden gemaakt).
  - $E^3$ : De productspecifieke efficiëntiebenchmark voor elektriciteitsverbruik is een indicatie van de efficiënte hoeveelheid MWh per ton product waarvoor compensatie uitgekeerd kan worden.<sup>4</sup> Dit wordt uitgedrukt in MWh/ton.
  - $BO^3$ : Gemiddelde productie in de referentieperiode

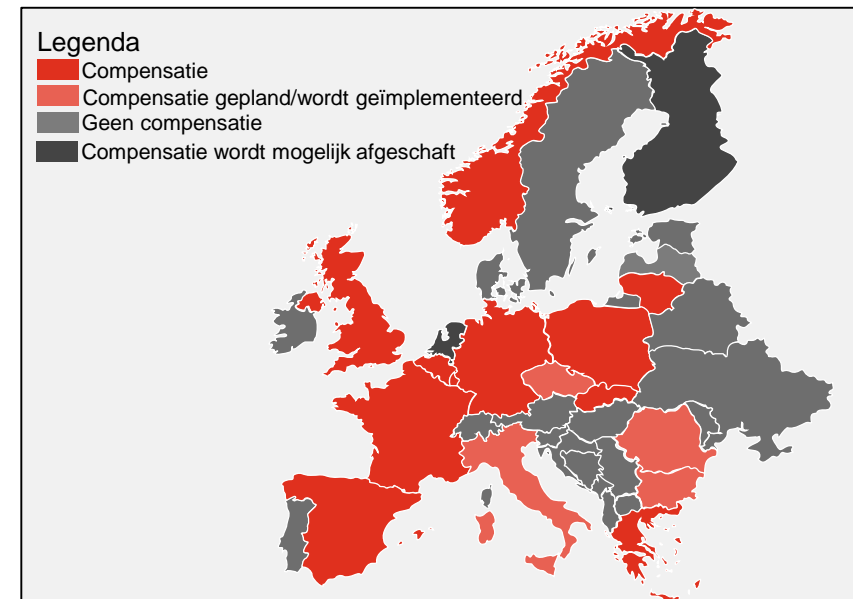
$$\text{Indirecte kostencompensatie}_t = A_i \times C_i \times P_{t-1} \times E \times BO$$

<sup>1</sup> Zie bijvoorbeeld (Hintermann (2016), Frontier Economics (2006) en Sijm et al. (2006) <sup>2</sup> Europese Commissie, 2012/C 158/04 <sup>3</sup> Indien geen product-specifieke benchmark beschikbaar is wordt er gebruik gemaakt van de fallback benchmark. Dit is een vastgesteld % van het referentieverbruik van elektriciteit. Dit referentieverbruik wordt gebruikt in plaats van de gemiddelde productie in de referentieperiode. <sup>4</sup> Hierbij wordt gekeken naar het product-specifieke elektriciteitsverbruik bij de meest elektriciteit-efficiënte productiemethoden. <sup>5</sup> Zie pagina's 71 – 79 voor een internationale vergelijking van andere factoren zoals (in)directe beprijzing en subsidiebeleid <sup>6</sup> ERCTS (2020)

De verwachting is dat in andere Europese landen de regeling blijft bestaan of wordt geïntroduceerd

- Het afschaffen van de indirecte kostencompensatie in Nederland leidt tot een relatief kostennadeel ten opzichte van de landen buiten de EU en landen binnen de EU waar de regeling wordt gecontinueerd.

Indirecte kostencompensatie EU ETS in Europa<sup>6</sup>





# De overheid stelt subsidies beschikbaar voor vermindering van broeikasgassen

SDE++ en EIA vallen binnen de reikwijdte van dit onderzoek. Dit zijn subsidieregelingen die grootschalige implementatie stimuleren. Er bestaan ook andere subsidieregelingen, onder meer voor innovatie

## SDE++

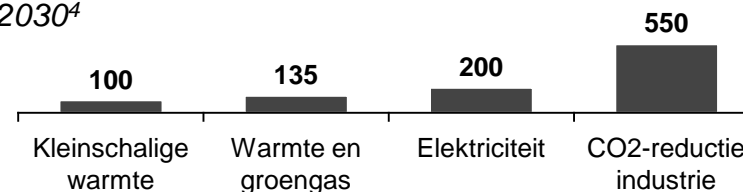
### SDE++ is een exploitatiesubsidie en heeft als doel emissiereductie te stimuleren

- De SDE++ is een exploitatiesubsidie. Gedurende doorgaans 15 jaar krijgen bedrijven die een subsidie voor een project gewonnen hebben jaarlijks een subsidiebedrag uitgekeerd.
- Het subsidiebedrag dekt (maximaal) de onrendabele top van het project. Dit is het verschil tussen de kostprijs van de technologie en de marktwaarde van de geproduceerde eenheid (bijv. voor elektriciteit de marktprijs, voor CO<sub>2</sub>-eq. de EU ETS prijs).
- De SDE++ heeft als doel om emissiereductie te stimuleren tegen de laagst mogelijke maatschappelijke kosten. Projecten concurreren met elkaar op basis van de kosten per vermeden ton broeikasgas. De SDE++ wordt gefaseerd opengesteld, waarbij het maximale subsidiebedrag waarvoor projecten ingediend kunnen worden per fase toeneemt. Voor de in aanmerking komende technologieën zijn maximale subsidiebedragen vastgesteld ("basisbedrag"). Partijen kunnen niet meer, maar wel minder, dan het basisbedrag aanvragen.

### SDE++ is beschikbaar voor specifieke technologieën

- In 2020 is de voormalige SDE+ (nu SDE++) uitgebreid met nieuwe in aanmerking komende technologieën, met name voor CO<sub>2</sub>-eq. reductie in de industrie<sup>1</sup>. De SDE++ wordt ieder jaar uitgebreid met nieuwe technologieën.
- Binnen de SDE++ is een maximale subsidiesteun bepaald voor een aantal categorieën. Zo wordt voor CO<sub>2</sub> afvang en opslag maximaal 7,2Mton ondersteund (excl. elektriciteitssector).
- Belangrijke details voor de aanvraag van de SDE++ subsidie moeten nog worden gepubliceerd (zoals bewijs voor mogelijkheid tot transport, vergunningsvereisten, realisatietermijn).<sup>3</sup>

Indicatieve verdeling maximale SDE++ kasuitgaven in 2030<sup>4</sup>



Bron: Kamerbrief Verbreding van de SDE+ naar de SDE++ (April 2019), PBL (2020), RVO (2020).

<sup>1</sup> De nieuwe technieken zijn CO<sub>2</sub>-afvang en opslag (max 7,2 Mton), industriële restwarmte, warmtepompen, elektrische boilers en waterstofproductie door elektrolyse. <sup>2</sup> SDE++ wordt nog verder uitgewerkt in het Wijzigingsbesluit, de aanwijzingsregeling en de uitvoeringsregeling. <sup>4</sup> Figuur o.b.v. het Klimaatakkoord (2019). Dit betreft een eerste inschatting van de extra budgetten boven op de budgetten in de SDE+. De industrie kan ook aanspraak maken op de subsidiepotten voor hernieuwbare warmte. Zie pagina 60 voor meer informatie m.b.t. de beschikbare subsidie voor de industrie.

## EIA

### De EIA regeling wordt uitgebreid naar CO<sub>2</sub>-eq. reducerende maatregelen

- De EIA is een fiscale maatregel om investeringen in energiebesparende bedrijfsmiddelen of in productie van duurzame energie te stimuleren. Van de investeringen mag een extra bedrag afgetrokken worden van de winst (45% van de investering).
- Bedrijven kunnen deze fiscale aftrek krijgen voor maatregelen die op de Energielijst vermeld staan. De lijst wordt jaarlijks aangepast zodat nieuwe technologieën mogelijk in aanmerking kunnen komen.
- De EIA regeling wordt uitgebreid waardoor CO<sub>2</sub>-eq. reducerende maatregelen voor de industrie ook in aanmerking komen.
- De aannahme waarmee wij werken is dat het totale budget en methodiek niet veranderen tot 2030.

# 3

De impact van het  
klimaatbeleid

# De impact van de COVID-19 crisis op onze resultaten is niet in dit onderzoek meegenomen. Hierdoor kan de impact op (het speelveld van) de Nederlandse industrie afwijken van onze resultaten

## In onze resultaten is de impact van de COVID-19 crisis niet meegenomen

- Ons project is gestart voor de omvang van de coronacrisis duidelijk was. Alle aannames die wij hebben meegekregen over de uitgangspunten het klimaatbeleid zijn vóór de coronacrisis vastgesteld.
- De getoonde effecten in het onderzoek houden dan ook geen rekening met de huidige coronacrisis en de economische gevolgen. De exacte impact op de economie (zowel de diepte als de duur van de recessie) zijn op dit moment nog onzeker. Ramingen van CPB en IMF duiden erop dat wij een ongekende economische crisis tegemoet kunnen gaan die de investeringsmogelijkheden van de industrie kan beïnvloeden.
- De coronacrisis kan de gehanteerde uitgangspunten en daarmee de uitkomsten van onze studie op meerdere wijzen beïnvloeden:
  - De resultaten van de effectenberekening voor een bedrijf (case studies) kunnen afwijken
    - *Uitstoot broeikasgassen neemt mogelijk af waardoor sprake kan zijn van een lagere belastingafdracht...* De effecten van een recessie op de uitstoot van broeikasgassen lijkt significant door een lagere industriële productie (zoals gebleken in vorige crises). De afdracht in het kader van de nationale heffing kan dan ook lager zijn dan de in dit rapport berekende afdracht omdat de productie van het bedrijf gegeven een recessie kan dalen. Het verschil is ook afhankelijk van de duur van de recessie.
  - *... maar de financiële positie van bedrijven verslechtert mogelijk ook waardoor de effecten op de financiële resultaten onderschat kunnen worden...* Bij een diepgaande recessie is het aannemelijk dat de financiële resultaten van de industriële bedrijven onder druk komen te staan. Wij baseren onze effectenanalyse op een 10-jaars gemiddelde van de financiële resultaten van het bedrijf om een robuuste basis voor de effectenberekening te creëren (corrigeren voor economische cycli). Indien de projecties van de diepte van de recessie in het kader van de coronacrisis bewerkelijkheid worden dan geeft een effectenanalyse met het historische 10-jaars gemiddelde mogelijk een te rooskleurig beeld.
- *...bovendien kan de afdracht per emissie-eenheid voor de nationale heffing hoger zijn dan aangenomen doordat de EU ETS prijs lager kan zijn dan aangenomen.* Gegeven een mogelijk lagere industriële productie bij een recessie kan de EU ETS prijs worden beïnvloed. De nationale afdracht kan hierdoor afwijken van de inschatting gemaakt in deze studie waardoor ook de verandering in de concurrentiepositie kan afwijken. De mate waarin de EU ETS prijs zal veranderen wordt beperkt door de stabiliserende werking van de Market Stability Reserve.<sup>1</sup> Indien dit mechanisme adequaat werkt blijft de volatiliteit van de EU ETS prijs beperkt. Desalniettemin kan de daadwerkelijke EU ETS prijs afwijken van de gehanteerde prijsprojectie van PBL (2019).
- De reductiefactor die in deze studie is gebaseerd op de industriële productie en emissies van voor de COVID-19 crisis. Indien de crisis leidt tot een verlaging van de productie en daarmee de emissies kan de daadwerkelijke waarde van de reductiefactor, welke wordt vastgesteld in 2020, afwijken van de in dit onderzoek gehanteerde waarde.

<sup>1</sup> Sinds 2019 worden er emissierechten uit de markt gehaald en aan de Market Stability Reserve toegevoegd wanneer het aanbod boven een bepaalde waarde uitkomt. Dit beperkt het maximale aanbod van emissierechten met als doel om dat de prijs niet te veel daalt. Wanneer het aanbod onder een aangegeven grens dreigt te komen worden er vanuit de Market Stability Reserve rechten op de markt aangeboden. Bron: EC (2020)

# De impact van het nieuwe klimaatbeleid op het internationale speelveld voor de Nederlandse industrie is afhankelijk van de kosten, doorgiftemogelijkheden en de emissiereductieopties

## Factoren die de impact op het speelveld bepalen

Factoren	Onderzoeksstappen
Directe kostenimpact op de P&L (pagina 46-47)	<ul style="list-style-type: none"><li>Sectorspecifieke kenmerken zoals emissie-intensiteit, E&amp;G verbruik</li><li>Bedrijfsspecifieke kenmerken zoals relatieve emissie efficiëntie</li></ul>
Mogelijkheid van prijsdoorgifte aan afnemers (pagina 50-51)	<ul style="list-style-type: none"><li>Risico op carbon leakage per product volgens de EC</li><li>De relevante geografische markt per product en het marktaandeel per product</li></ul>
Implementatie van rendabele reductieopties (pagina 52-55)	<ul style="list-style-type: none"><li>Omvang van de emissiereductie en energie-efficiëntie</li><li>Technische en economische haalbaarheid</li><li>Randvoorwaarden voor implementatie zoals van infrastructuur</li></ul>
Impactanalyse van het nieuwe klimaatbeleid (pagina 56-69)	<ul style="list-style-type: none"><li>Werking van de flexibiliteitsmaatregelen en subsidies</li><li>De impact van het klimaatbeleid op de Nederlandse industrie</li></ul>
Internationale vergelijking van het speelveld (pagina 70-79)	<ul style="list-style-type: none"><li>Directe en indirecte beprijzing</li><li>E&amp;G prijzen</li><li>Subsidies en infrastructuur</li></ul>

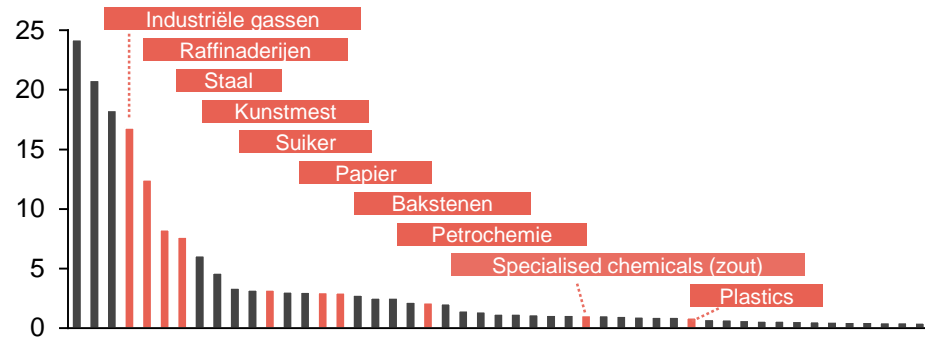
## Analyse in hoofdstuk 3

- In dit hoofdstuk beschrijven wij onze bevindingen over de impact van het nieuwe klimaatbeleid inclusief de flexibiliteitsmaatregelen en subsidies op het speelveld. Dat doen we aan de hand van de vijf factoren zoals links kort beschreven.
- Eerst gaan wij in op de impact op kosten voor bedrijven. Deze hangt af van sectorspecifieke- en bedrijfsspecifieke kenmerken.
- Daarna kijken we naar de mogelijkheden die bedrijven hebben om de impact van deze kosten te mitigeren door de kosten door te geven aan afnemers in de prijs.
- Ook analyseren wij de afwentelingsmogelijkheden van bedrijven richting werknemers en toeleveranciers.
- Een andere manier om kosten te mitigeren is het reduceren van emissies. We onderzoeken de omvang, technische haalbaarheid, economische haalbaarheid en randvoorwaarden van de emissiereductieopties die bedrijven hebben.
- De uiteindelijke impact van het nieuwe klimaatbeleid (incl. flexibiliteitsmaatregelen en subsidies) op het speelveld onderzoeken we door te kijken naar de impact van bovenstaande factoren op de financiële prestaties. Wij analyseren de werking van de flexibiliteitsmaatregelen en subsidies door de situatie zonder deze maatregelen te vergelijken met de situatie mét deze maatregelen.

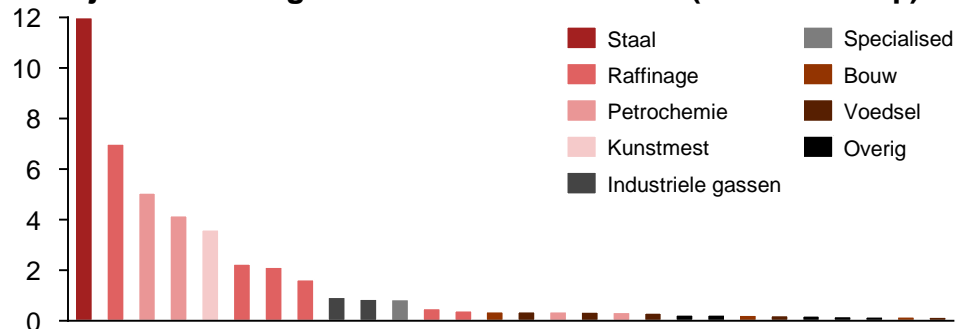
# 3A. Impactanalyse klimaatbeleid

# De kosten van de nationale heffing verschillen sterk per bedrijf doordat deze afhangt van de emissie-intensiteit van het product en de relatieve emissie-efficiëntie van het bedrijf en de industrie als geheel

De top 50 meest emissie-intensieve sectoren (kg CO<sub>2</sub>-eq. / €toegevoegde waarde)<sup>1</sup>



Bedrijven met hoogste uitstoot in Nederland (Mton CO<sub>2</sub>-eq.)<sup>2</sup>



<sup>1</sup> Grafiek betreft de emissie-intensiteit van sectoren. De top drie (cement, kalkpleister en coke-oven producten) worden niet of beperkt in Nederland geproduceerd waardoor de totale uitstoot van deze sectoren gering is. Zie onderliggende indicatoren van de Carbon Leakage 2021 lijst waarin 244 subsectoren zijn meegenomen. <sup>2</sup> NEa (2019) <sup>3</sup> Emissies per ton geproduceerd product van de 10% meest efficiënte installaties in Europa. <sup>4</sup> Interviews <sup>5</sup> Zie hoofdstuk 4

## Factoren die de belastingafdracht m.b.t. de nationale heffing voor een bedrijf beïnvloeden

- De kostenimpact van de nationale heffing is gebaseerd op directe (scope 1) uitstoot van een bedrijf. Een aantal factoren leidt tot een hoge afdracht voor een bedrijf:
  - *Emissie-intensiteit producten.* De hoeveelheid broeikasgasemissies hangt sterk af van het type product dat wordt geproduceerd. In sectoren zoals staal, raffinage, chemische sector worden producten geproduceerd met een hoge *emissie-intensiteit*. Fossiele energiedragers worden gebruikt als grondstof of voor energieopwekking, waarbij veel broeikasgasemissies vrijkomen. De 12 grootste industriële uitstoters zijn allen actief in deze sectoren. In de andere sectoren binnen de reikwijdte van dit onderzoek (papier, keramiek, voeding) zijn bedrijven actief die tot de grote 30 industriële uitstoters van Nederland behoren. Voor bedrijven met een lage emissie-intensiteit is de belastingafdracht naar verwachting beperkt. Overigens kunnen ook relatief kleine kostenstijgingen leiden tot een grote procentuele daling van de winst.
  - *Relatieve emissie-efficiëntie.* De belastingafdracht voor de nationale heffing wordt bepaald door de emissies in een jaar te verminderen met de vrijgestelde emissies in dat jaar. Deze vrijgestelde emissies wordt onder andere bepaald op basis van de *relatieve emissie-efficiëntie* van een bedrijf: haar prestaties ten opzichte van de EU ETS benchmark die op haar van toepassing is.<sup>3</sup> Bedrijven die al veel hebben gedaan in het verleden betalen minder dan bedrijven in dezelfde sector die nog weinig hebben gedaan.
  - *Emissie-efficiëntie Nederlandse industrie als geheel.* De vrijgestelde emissies worden ook vastgesteld op basis van een industrie breed geldende reductiefactor. De waarde van deze factor in 2030 (0,75) is gebaseerd op de aanname dat de industrie relatief efficiënt is<sup>4</sup> wat leidt tot een hoge vereiste additionele reductie voor een bedrijf (in dit geval 25% lager dan het dan geldende EU ETS benchmark niveau). Een emissie-efficiënt bedrijf dat op de benchmark opereert<sup>5</sup> wordt dan nog steeds met een hoge nationale heffing geconfronteerd (over ~30% van haar uitstoot in 2030 indien geen emissiereductie wordt geïmplementeerd). Een bedrijf dat minder emissie-efficiënt is kan, onder de gemaakte aannames, zelfs een halvering van haar emissies voor de nationale heffing tegemoet zien.

# De additionele belastingafdracht in het kader van de EB en ODE stijging verschilt sterk tussen bedrijven afhankelijk van het gasverbruik en geldende vrijstellingen

## De Nederlandse industrie heeft hoog gasverbruik

Sector	Gasverbruik in 3 <sup>e</sup> en 4 <sup>e</sup> schijf
Basismetalaal (o.a. aluminium en zink)	✓
Raffinage	✓
Petrochemie	✓
Kunstmest	✓
Industriële gassen	✓
Speciale chemicaliën	✓
Voeding (suiker)	✓
Papier	✓
Keramiek	✓

## De impact van de verhoging van de EB en ODE tarieven hangt af van het gasverbruik en geldende vrijstellingen

- Kosten van de verandering in de EB/ODE tarieven worden voornamelijk gedreven door gasverbruik. Het ODE gastarief in de hoogste schijf stijgt in 2021 met 404%<sup>2</sup> ten opzichte van de tarieven voor het klimaatakkoord.
- In sommige gevallen is (een deel van) het gasverbruik vrijgesteld van EB/ODE afdracht:
  - Sommige sectoren zijn volledig vrijgesteld, zoals bijvoorbeeld metallurgische en mineralogische procedés (algemene vrijstelling).
  - Ook bedrijven die gas als grondstof gebruiken, zoals in de kunstmestsector, hebben geen afdracht voor de EB/ODE voor dit gasverbruik.
  - Daarnaast zijn er vrijstellingen bijvoorbeeld voor het gebruik van gas uit restgassen en eigen opwek via een WKK (indien voldaan wordt aan een aantal voorwaarden).
- Voor bedrijven die niet of beperkt gebruik kunnen maken van vrijstellingen vindt de impact al op korte termijn plaats. In de case studies vinden wij een stijging van de ODE-afdracht van ~€1,6 - €6,5m in 2021 (case study: SKRP en Yara). Dit kan oplopen in 2030 tot ~€1,7 - €7,5m 2030 (case study: SKRP en Yara)<sup>1</sup>.

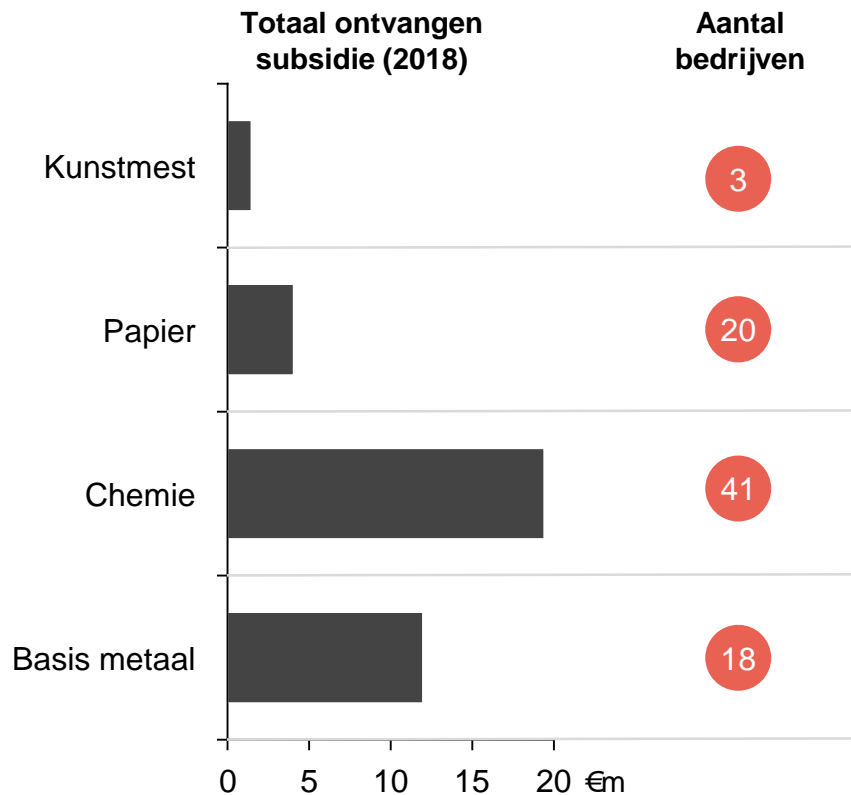
Bron: PwC analyse, PwC (2019b).

<sup>1</sup> Wij gaan ervanuit gaan dat het MEE convenant blijft bestaan met bijbehorende vrijstelling van het elektriciteitsverbruik > 10m kWh per jaar

<sup>2</sup> De tariefstijging in schijf 3 bedraagt 171% ten opzichte van de tarieven voor het klimaatakkoord. De tarieven in schijf 1 en 2 zijn onveranderd

# De financiële impact van het wegvallen van de indirecte kostencompensatie EU ETS varieert per bedrijf en is afhankelijk van het totale elektriciteitsverbruik

Ontvangen kostencompensatie per sector in 2018<sup>1</sup>



**De hoogte van de regeling is direct gerelateerd aan het (efficiënte) elektriciteitsverbruik. Voor relatief elektriciteit-intensieve bedrijven is de financiële impact relatief groot**

- Niet alle sectoren binnen de scope van dit onderzoek komen in aanmerking voor de indirecte kostencompensatie. Zoals toegelicht komen alleen sectoren in aanmerking waarbij, door de hogere elektriciteitsprijzen, de kans bestaat op weglekeffecten.
- De hoogte van de indirecte kostencompensatie is direct gerelateerd aan het elektriciteitsverbruik van het bedrijf (zie pagina 40 voor een volledige toelichting van de regeling). Bedrijven met relatief elektriciteit-intensieve productieprocessen ondervinden hierdoor relatief grote negatieve financiële gevolgen door het afschaffen van de compensatie (in de afwezigheid van flexibiliteitsmaatregelen en subsidies).
- De figuur links illustreert het verschil in de financiële impact per sector. Met name binnen de petrochemische en staalsector is het totale verlies aan indirecte kostencompensatie groot. Afgaand op de gemiddelde ontvangen compensatie is de impact in de kunstmestsector ook aanzienlijk.
- Het verlies van indirecte kostencompensatie bij de afschaffing in 2021 varieert naar verwachting van ~€17.000 - ~€20m afhankelijk van het bedrijf.<sup>2</sup> Overigens kan ook een relatief kleine kostenstijgingen leiden tot een grote procentuele daling van de winst.
- Bovendien is het aannemelijk dat deze regeling in de toekomst belangrijker zou zijn geworden wanneer bedrijven elektrificeren. Met het wegvallen van de indirecte kostencompensatie valt daarmee ook een prikkel weg om te elektrificeren.

<sup>1</sup> Dit betreft een high-level analyse (zo vallen site permits in hun geheel onder één sector) en dient om een indicatief beeld te geven van de relatieve impact van het verlies aan kostencompensatie per sector. <sup>2</sup> PwC analyse o.b.v. informatie van EZK



# Zowel de hoogte als de oorsprong van de kostenstijging kunnen sterk verschillen tussen bedrijven

## Interviews

- Uit de uitgevoerde interviews blijkt dat bedrijven door verschillende kostenverhogende maatregelen worden geraakt (nationale heffing, wijzigingen EB/ODE en indirecte kostencompensatie). Bedacht moet worden dat een (ogenschijnlijk) kleine kostenstijging al een significant negatieve impact kan hebben gegeven de mate van winstgevendheid van het bedrijf.

## Case studies

- De uitgevoerde case studies tonen ook deze heterogeniteit in de hoogte van de kostenstijging en de oorsprong van de stijging die het wijzigende beleid (met flexibiliteitsmaatregelen) voor bedrijven met zich meebrengt (zie onder). Voor de grote uitstoters is de nationale heffing veruit de grootste oorzaak van de kostenstijging (Dow & Yara Sluiskil).

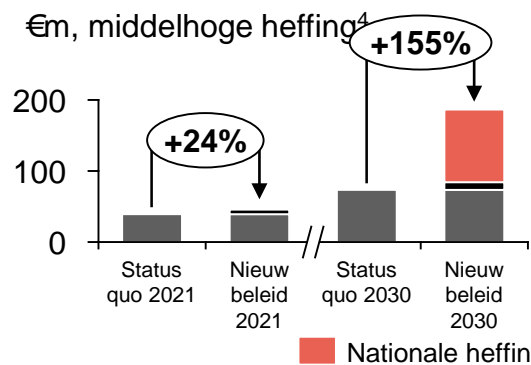
Ook voor een emissie-efficiënt bedrijf zoals Yara is dit het geval. Dit wordt enerzijds veroorzaakt door de hoge prijs en anderzijds door de sterk dalende vrijgestelde emissies naar 2030 (ook voor een emissie-efficiënt bedrijf).

- De kostenverhogende maatregelen leiden (exclusief subsidies) tot een stijging van de totale kosten van ~2% - ~16% in 2030 (afhankelijk van het bedrijf en het prijsscenario voor de nationale heffing).<sup>1</sup>
- Voor een bedrijf als Smurfit Kappa Roermond Papier (SKRP) wordt de kostenstijging veroorzaakt door de EB/ODE en het verlies van kostencompensatie. De heffingskosten zijn zeer beperkt doordat sprake is van een grote hoeveelheid vrijgestelde emissies door de hoge mate van emissie-efficiëntie, zelfs in 2030. Het hoge gasverbruik van SKRP en de beperkte vrijstellingen veroorzaken de relatief hoge blootstelling aan de ODE/EB tariefstijging.

## Impact kostenverhogende maatregelen (exclusief subsidies)<sup>2</sup>

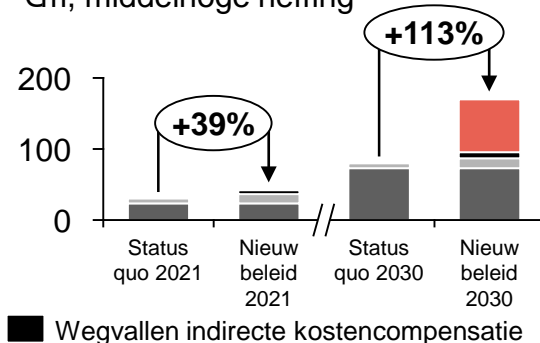
### Dow Benelux

€m, middelhoge heffing<sup>4</sup>



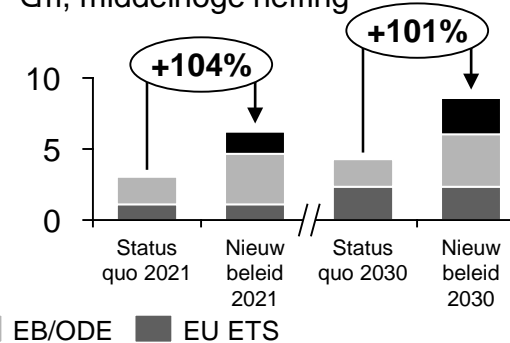
### Yara Sluiskil<sup>3</sup>

€m, middelhoge heffing<sup>5</sup>



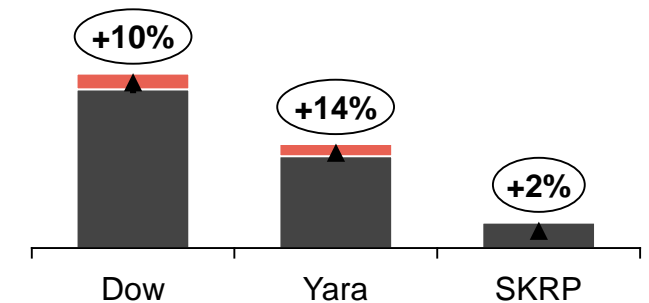
### SKRP

€m, middelhoge heffing<sup>6</sup>



## Impact op totale kosten in 2030

Middelhoge heffing



<sup>1</sup> Zie de case studies in hoofdstuk 4 <sup>2</sup> Hierbij zijn de kosten van EU ETS, EB en ODE belasting, de nationale heffing en het stopzetten van de indirecte kostencompensatie EU ETS meegenomen <sup>3</sup> De gepresenteerde resultaten voor Yara zijn exclusief een investering in CCS per schip. <sup>4</sup> Bij een lage heffing bedraagt het verschil in 2030 tussen de status quo en het nieuwe beleid ~80% en bij een hoge heffing ~230% <sup>5</sup> Bij een lage heffing bedraagt het verschil in 2030 tussen de status quo en het nieuwe beleid ~33%, bij een hoge heffing ~65% <sup>6</sup> SKRP ondervindt nauwelijks kosten aan de nationale heffing waardoor de hoogte van de heffing geen significante impact heeft op deze uitkomsten

# De Nederlandse industrie werkt vaak in markten die breder zijn dan Nederland met beperkte marktaandelen...

Sector	Product	Markt	Aandeel	CL	Toelichting
<b>Staal<sup>1</sup></b>	Hot Rolled	EER	<10%	✓	
	Cold Rolled	EER	<10%		
	Hot Dip Galvanised	EER	<10%		
<b>Raffinage<sup>2</sup></b>	Dieselolie	EER	8%	✓	Raffinaderijen maken nagenoeg identieke producten. Producten bevinden zich op een 'commodity' markt. De ex-refinery sales zijn EER of West-Europa wijd. De marktaandelen zijn op basis van de EER, waarbij de merendeel van de productie plaatsvindt in West Europa. Input afscherming is niet waarschijnlijk door het grote aantal concurrenten bij ex-refinery.
	Stookolie	EER	15%		
	Kerosine	EER	27%		
	Benzine	EER	14%		
	LPG	> EER	7%		
	Nafta	W-Europa	29%		
<b>Petrochemie en plastics<sup>3</sup></b>	Ethyleen	ARG	38%	✓	Ethyleen kan alleen vervoerd worden middels pijpleidingen. Door Nederland gaat de ARG-netwerk die NL verbindt met Duitsland en België. Ethyleen en propyleen worden voornamelijk gebruikt als input voor verdere productie van respectievelijk polyethyleen en polyols. Het marktaandeel voor polyolen is hoog, maar deze markt is mogelijk breder dan EER.
	Propyleen	EER	16%		
	LDPE	EER	18%		
	LLDPE	EER	24%		
	Polyether Polyols	> EER	25-43%		
	Benzeen	W-Europa	20%		
	Butadien	W-Europa	24%		
<b>Kunstmest<sup>4</sup></b>	Stikstof Kunstmest	> EER	20%	✓	De relevante markt is ten minste de EER.
<b>Industriële gassen<sup>1</sup></b>	Waterstof (pijpl.)	EER	Laag	✓	Afnemers zijn voornamelijk raffinaderijen. Deze partijen zijn op hun beurt beperkt in staat om een nationale heffing door te geven.
	Waterstof (klein transport)	Nationaal			

1: Zie PwC (2019a). Effecten nationale heffing broeikasgassen industrie. Appendix B: Sectoranalyses

2: Zie PwC (2019a) en de marktaandelen op basis van UNData (2018). EC M.7649 voor LPG. En EC M.727 voor de overige ex-refinery sales.

3: Zie marktanalyse in de case van Dow hoofdstuk 4.

4: Zie marktanalyse in de case van Yara hoofdstuk 4

Sector	Product	Markt	Aandeel	CL	Toelichting	
<b>Speciale chemicaliën<sup>1</sup></b>	Zout	Cont. EU	20%	✗	Zowel de handels- als de emissie-intensiteit van zout is laag waardoor deze niet op de carbon leakage lijst staat.	
	Natriumhydroxide (vl.)	NW EU tot EER	14% (EU)			
<b>Voeding<sup>5</sup></b>	Verse melk	Nationaal		✗	De markt voor bevroren aardappelen wordt nationaal afgebakend indien voor retail en als EEA afgebakend voor leveringen aan fastfood ketens.	
	Houdbare melk	BE, NL, DE				
	Bevr. Aardappel		onbekend			
	Suiker	Globaal	<1%			✓
	Zetmeel	EER				
<b>Papier<sup>6</sup></b>	CCM	>EER	Laag	✓	Golfkarton is een homogeen product met lage consumentenloyaliteit. Afnemers stappen probleemloos over naar andere aanbieders. Door de transportkosten, is golfkarton regionaal afgebakend.	
	Golfkarton	<400 km	16%			
	Golfkarton doos	<300km	16%			
	Graphic paper	>EER	onbekend			
<b>Keramik<sup>7</sup></b>	Baksteen	<500km	onbekend	✓		
	Engineering bricks	<150km				
	Clay roof tiles	Nationaal				
	Muur en vloer tegel	Globaal	3% (EU)			

## Legenda:

<span style="background-color: #90EE90; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Nationaal	<span style="background-color: #90EE90; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> >40%
<span style="background-color: #FFDAB9; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Regionaal	<span style="background-color: #FFDAB9; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> 20-40%
<span style="background-color: #FFB6C1; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> EER en globaal	<span style="background-color: #FFB6C1; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> <20%

5: Sectoranalyse van voedsel (Appendix B). De producten zijn gekozen op basis van de producten van de bedrijven die bij de 30 grootste uitstoters van Nederland horen.

6: Zie marktanalyse in de case van Smurfit Kappa hoofdstuk 4 en sectoranalyse van papier (Appendix B).

7: Zie sectoranalyse van bouw en keramiek (Appendix B).

# ...hierdoor is het aannemelijk dat de doorgiftemogelijkheid van de kostenstijging voor veel bedrijven beperkt is

## De onderzochte bedrijven opereren grotendeels op een internationaal en concurrerend speelveld met veelal homogene producten

- Voor bedrijven die opereren in een grotendeels internationaal en concurrerend speelveld is het aannemelijk dat de mogelijkheid tot doorgifte van de nationale kostenstijging beperkt is (zie bijlage D voor toelichting op onze methodologie).<sup>1</sup>
- Uit onze vorige studie blijkt dat voor de meeste producten van de grote 12 uitstoters van broeikasgassen in Nederland de geografische markt breder is dan Nederland (PwC, 2019b). Ook voor de producten van de grote producenten binnen de nieuwe sectoren binnen de scope (voedsel-, keramiek- en papierindustrie) uit de grote 30 uitstoters is dit het geval. Dit blijkt uit fusiebesluiten van de Europese commissie en de Nederlandse Autoriteit Consument en Markt (ACM), zie vorige pagina. Daarnaast staan bijna alle producten van de relevante sectoren op de lijst van de Europese Commissie (EC) met een hoog risico op carbon leakage. Opname op de lijst wordt mede bepaald door de handelsintensiteit - een proxy voor de mogelijkheid tot doorgifte.
- Voor een aantal producten is de markt niet op Europees of op globaal niveau afgebakend. Dit betreft producten die lastig te transporteren zijn, ofwel door relatief hoge transportkosten (bijvoorbeeld specifieke typen bakstenen) of beperkte houdbaarheid (zoals bijvoorbeeld specifieke zuivelproducten). In deze gevallen is de markt afgebakend op basis van een kilometer radius, afhankelijk van de productielocatie is dit ook grensoverschrijdend. Op deze internationale markten zijn de marktaandeelen van de meeste sectoren laag, wat de doorgiftemogelijkheid op de internationale markt beperkt. Voor verse melk wordt de markt regionaal afgebakend en worden deze onderzoeksresultaten bevestigd door afwezigheid op de carbon leakage lijst. Voor engineering brick, clay roof tiles, waterstof (klein transport), speciale chemicaliën en houdbare melk zijn de onderzoeksresultaten ambigue (analyse op basis van marktafbakening en het marktaandeel vergeleken met de carbon leakage lijst

wijken van elkaar af).

- Bij sommige activiteiten in clusters zou sprake kunnen zijn van een mate van doorgifte – in contracten voor stoomlevering of on-site productie van grondstoffen kunnen afspraken zijn gemaakt over doorgifte van milieu gerelateerde kosten. Op de markten waarop deze (downstream) afnemers opereren kan vervolgens alsnog sprake zijn van beperkte doorgifte. Het uitvoeren van additionele case studies kan mogelijk meer inzicht geven in de mogelijkheid tot doorgifte binnen clusters.

### *Case study Dow - Kan Dow de nationale heffing doorgeven binnen zijn cluster?*

- Binnen het cluster waarin Dow opereert levert zij verschillende producten aan derden. Het relatieve aandeel van deze afnemers in de totale afzet aan derden is echter beperkt (~20%).
- Gezien de relatief lage transportkosten van een aantal van de producten die zij leveren (benzeen en propeen) kunnen deze ook relatief makkelijk worden geïmporteerd. Hierdoor kan Dow een kostenverhoging niet zonder meer doorgeven.
- Voor een ander belangrijk product dat zij leveren (ethyleen) zijn de transportkosten hoog. Afname geschiedt tegen marktprijs. Dit is contractueel vastgelegd waardoor het aannemelijk is dat de mogelijkheid tot doorgifte beperkt is.<sup>2</sup>
- Indien Dow wel in staat zou zijn om de kosten door te geven is het aannemelijk dat de gebonden afnemers dit niet door kunnen geven gezien de internationale markten waarin zij concurreren, dus is het aannemelijk dat de vraag van deze afnemers op termijn gaat dalen.

PwC <sup>1</sup> Hierbij is uitgegaan van onveranderd beleid in het buitenland. Indien de productiekosten van buitenlandse concurrenten stijgen vanwege nationaal beleid (bijv. door nationale heffing zoals in NL) kan mogelijk een mate van doorgifte ontstaan. <sup>2</sup> Management Dow

# De onderzochte bedrijven in de case studies hebben weinig economisch rendabele opties om energieverbruik en/of uitstoot te verminderen op de korte termijn...

## Emissiereductieopties moeten een significante bijdrage leveren en tijdig gerealiseerd worden

- De emissie- en gasverbruikreductie die nodig is om de stijging van productiekosten volledig te mitigeren is significant: voor de bedrijven in de case studies loopt dit uiteen van ~30-50% emissiereductie en ~76% reductie van gasverbruik.<sup>1</sup>
- Energie-efficiëntie maatregelen kunnen niet de gewenste mate van emissie- of gasverbruikreductie leveren om de kostenstijging te mitigeren. Voor deelname aan het MEE convenant werd in het verleden 0,5 - 1,5% jaarlijkse energie-efficiëntie verbetering gerealiseerd (dit blijkt uit de case studies).
- Andere maatregelen zoals CCS of maatregelen waarbij van fossiele energiedragers wordt afgestapt (*fuel switch* naar hernieuwbaar alternatief) hebben wel een significante impact indien toegepast.
- Deze (emissie)reductieopties brengen grote investeringen met zich mee (~€10m - ~€800m blijkt uit de case studies). Door projectontwikkeling (ontwerp, vergunning, subsidieaanvraag), bouwtijd, turnaround cycli en infrastructuur ontwikkeling neemt de implementatie al snel 4-6 jaar in beslag blijkt uit de case studies (maar ook uit interviews).

<sup>1</sup> Benodigde percentuele daling van het gasverbruik om de ODE-afdracht stijging te mitigeren is alleen berekend voor SKRP. <sup>2</sup> VNP (2018). <sup>3</sup> Onder aanname van beperkte mogelijkheid om nationale kosten door te geven.

## Niet alle significante reductieopties zijn technisch volwassen

- Blauwe waterstof/CCS – is een bewezen technologie. Zo wordt op dit moment al (in beperkte mate) CO<sub>2</sub> afgevangen in Nederland en getransporteerd per schip (zie case Yara vanaf pagina 99).
- Groene waterstof - elektrolysetechnologie voor groene waterstof is bewezen technologie, alleen is de verwachting dat de technologie nog niet kan worden toegepast op de benodigde schaalgrootte voor 2030 (zie case study Yara). Daarnaast vergt de wijze waarop groene waterstof kan worden ingezet nog verdere ontwikkeling.
- Elektrificatie – Sommige elektrificatie technologieën zijn nog niet marktrijp. Marktrijpheid van elektrisch kraken, een belangrijke emissiereductieoptie voor de petrochemische industrie, wordt niet verwacht voor 2030 (zie case study Dow).
- Biogas of biomassa inzet – Veelal technisch volwassen toepassingen maar de schaal is soms te beperkt (zie case study Smurfit)<sup>2</sup>
- Geothermie – technisch volwassen technologie maar beschikbaarheid hangt af van locatie (zie case study Smurfit - niet toepasbaar vanwege de locatie)

<sup>4</sup> PBL (2019c) en PBL (2020). Hierbij is voor de schatting van de CCS voor rookgassen uitgegaan van dezelfde verwerkingstoelage van €60/ton CO<sub>2</sub> als in het eindadvies van PBL

## De significante en technisch volwassen reductieopties zijn veelal niet economisch haalbaar

In de case studies zijn de volgende opties significant en technisch volwassen gebleken. Het is aannemelijk dat deze opties allen niet economisch haalbaar zijn (leiden tot een verhoging van productiekosten<sup>3</sup>) zonder SDE++ subsidie:

- CCS – de kosten variëren sterk voor afvang van zuivere CO<sub>2</sub> (toepassing bij SMR) of afvang van CO<sub>2</sub> op rookgassen (respectievelijk €114/ton en €169/ton vermeden CO<sub>2</sub>).<sup>4</sup> Zelfs als EU ETS kosten zouden kunnen worden doorgegeven zijn beide technologieën niet rendabel (zie case studies Yara en Dow).
- Groene waterstof (elektrolyse). Binnen SDE++ geschat op €1.064/ton vermeden CO<sub>2</sub>. Zelfs als EU ETS kosten zouden kunnen worden doorgegeven is deze optie niet rendabel.<sup>5</sup> (zie case study Yara en Dow).
- Elektrificatie – elektrische boiler in case study Smurfit niet rendabel (vanwege kosten voor verzwaring netwerkaansluiting van ~€7m - ~€14m).<sup>6</sup>
- Biogas en afval - Boiler op reststromen – een boiler die op reststromen is in case study Smurfit niet rendabel (totale investering ~€17m). Boiler op biogas - helpt niet om kosten ter verlagen omdat nog steeds de ODE van toepassing is op biogas.

<sup>5</sup> VNP (2019). In papierindustrie is het de verwachting dat de inzet van waterstof kosten 3-7 keer zo hoog dan gas. <sup>6</sup> Berenschot, CE Delft en ISPT (2015)

# ...ook voor de andere sectoren lijkt dit het geval (1/2)

Overzicht van de op hoofdlijnen meest kansrijke emissiereductieopties per sector, gebaseerd op huidig beschikbare data<sup>1</sup>

Sector	Energie-efficiëntie	Carbon capture and storage (CCS)	Fuel switch & alternatieve productietechnologie
<b>Basis-metalen</b>	Niet significant genoeg om grote emissiereductiestappen te zetten <sup>2</sup> (PBL 2019d)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Emissiereductieopties voor TATA (staalproductie) leunen vaak op CCS (op rookgassen). Vanwege de geraamde kosten van €109/ per ton vermeden CO<sub>2</sub> (excl. transport en opslag, bron PBL, 2019c) is deze technologie onrendabel, zelfs als EU ETS kosten kunnen worden doorgegeven.</li> <li>CCS bij andere metaalproductieprocessen niet toepasbaar: concentratie en volumes zijn beperkt.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Staalproductie kent verschillende emissiereductieopties (zoals inzet (blauwe) waterstof als reductiemiddel, ijzererts elektrolyse) die veelal nog niet technisch haalbaar zijn voor 2030.</li> <li>Elektriciteit – in sommige andere metaalproductie industrieën (bijvoorbeeld zinkproductie) wordt elektriciteit als grondstof ingezet in het proces en is de mogelijkheid om op een andere energiedrager over te stappen technisch niet mogelijk.</li> </ul>
<b>Raffinage</b>	Verschillende energie-efficiëntie maatregelen beschikbaar, het potentieel is onbekend (PwC, 2019b).	<ul style="list-style-type: none"> <li>CCS toepassing op raffinage processen - - €109/per vermeden ton CO<sub>2</sub> (excl. transport en opslag) (bron: PBL, 2019c). Zonder subsidie onrendabel, zelfs als EU ETS kosten kunnen worden doorgegeven</li> <li>CCS op Steam Methane Reformers (blauwe waterstof) €108/per vermeden ton CO<sub>2</sub> (incl. transport en opslag<sup>3</sup>) (DNVGL, 2018). Zonder subsidie onrendabel, zelfs als EU ETS kosten zouden kunnen worden doorgegeven</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Grootschalige groene waterstof toepassing pas na 2030, gezien de noodzaak voor kostenreductie, beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit en infrastructuur voor het transport. Kosten worden geschat op ca. €890 per ton CO<sub>2</sub>-equivalent (DNVGL, 2018).</li> <li>Blauwe waterstof is op dit moment 2 – 3 keer zo duur als grijze waterstof.<sup>4</sup> Gezamenlijke blauwe waterstofprojecten kunnen gebruikt worden om toepassingen en infrastructuur te ontwikkelen waarbij later groene waterstof kan worden ingezet (bijv. H-vision project in cluster Rotterdam).<sup>5</sup></li> </ul>
<b>Kunstmest</b>	Niet significant genoeg om grote emissiereductiestappen te zetten (case study Yara)	<ul style="list-style-type: none"> <li>CCS op Steam Methane Reformers (blauwe waterstof) €100/per vermeden ton CO<sub>2</sub>). (Batool and Wetzels, 2019) Onrendabel, zelfs als EU ETS kosten kunnen worden doorgegeven</li> <li>N<sub>2</sub>O uitstoot vermindering –bijdrage aan emissiereductie is beperkt (case study Yara)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Groene waterstof (elektrolyse). Binnen SDE++ geschat op €1.064/ton vermeden CO<sub>2</sub>-eq. (PBL, 2020). Zelfs als EU ETS kosten kunnen worden doorgegeven is deze optie niet rendabel t.o.v. grijze waterstof. (zie Yara case)</li> <li>Biogas: Aanbod van biogas is momenteel beperkt. Opscaling van eigen productie is kostbaar. In een door PBL onderzochte case ging dit gepaard met een investering van ~€80m (PBL, 2019e)</li> </ul>
<b>Petrochemie</b>	Niet significant genoeg om grote emissiereductiestappen te zetten (case study Dow)	<ul style="list-style-type: none"> <li>CCS toepassing op rookgassen - €109/per vermeden ton CO<sub>2</sub> (excl. transport en opslag) (PBL, 2019c). Zonder subsidie onrendabel, zelfs als EU ETS kosten zouden kunnen worden doorgegeven</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Marktrijpheid van elektrisch kraken niet verwacht voor 2030 (case study Dow).</li> <li>Waterstof – grootschalige beschikbaarheid van groene waterstof niet aannemelijk voor 2030. Geschatte kosten van €1.064/t CO<sub>2</sub>-eq. (PBL, 2020). Onrendabel, zelfs als EU ETS kosten zouden kunnen worden doorgegeven.</li> <li>Blauwe waterstof is op dit moment 2 – 3 keer zo duur als grijze waterstof.<sup>3</sup></li> </ul>

<sup>1</sup> De opties zijn altijd afhankelijk van welke investeringen reeds zijn geïmplementeerd door bedrijven en de locatie van een bedrijf (bijv. in cluster of niet). Onderzoeken naar beschikbare emissiereductie opties en de kosten hiervan zijn nog gang, zie ook bijvoorbeeld het middenproject. Nog niet voor elke industrie is een dergelijk rapportage beschikbaar. De analyse focust zich voornamelijk op ombouw van bestaande activiteiten en niet opbouw van nieuwe activiteiten. Ook voor nieuwe activiteiten geldt dat indien er sprake is van CO<sub>2</sub> uitstoot dit meer wordt belast dan wanneer een dergelijke activiteit in het buitenland wordt opgezet. <sup>2</sup> Grote emissiereductiestappen zijn opties waarmee een substantieel deel van het doel voor 2030 (25% efficiënter produceren dan de EU ETS benchmark) kan worden gerealiseerd. <sup>3</sup> Het uitgangspunt bij de berekening van de SDE++ basisbedragen is een verwerkingstoelag van €60/ton CO<sub>2</sub>. <sup>4</sup> Website Shell, geraadpleegd op 27 mei 2020. [link](#)

<sup>5</sup> Zie de Deltalinqs website voor meer informatie over het H-vision project [link](#)

# ...ook voor de andere sectoren lijkt dit het geval (2/2)

Overzicht van de op hoofdlijnen meest kansrijke emissiereductieopties per sector, gebaseerd op huidig beschikbare data

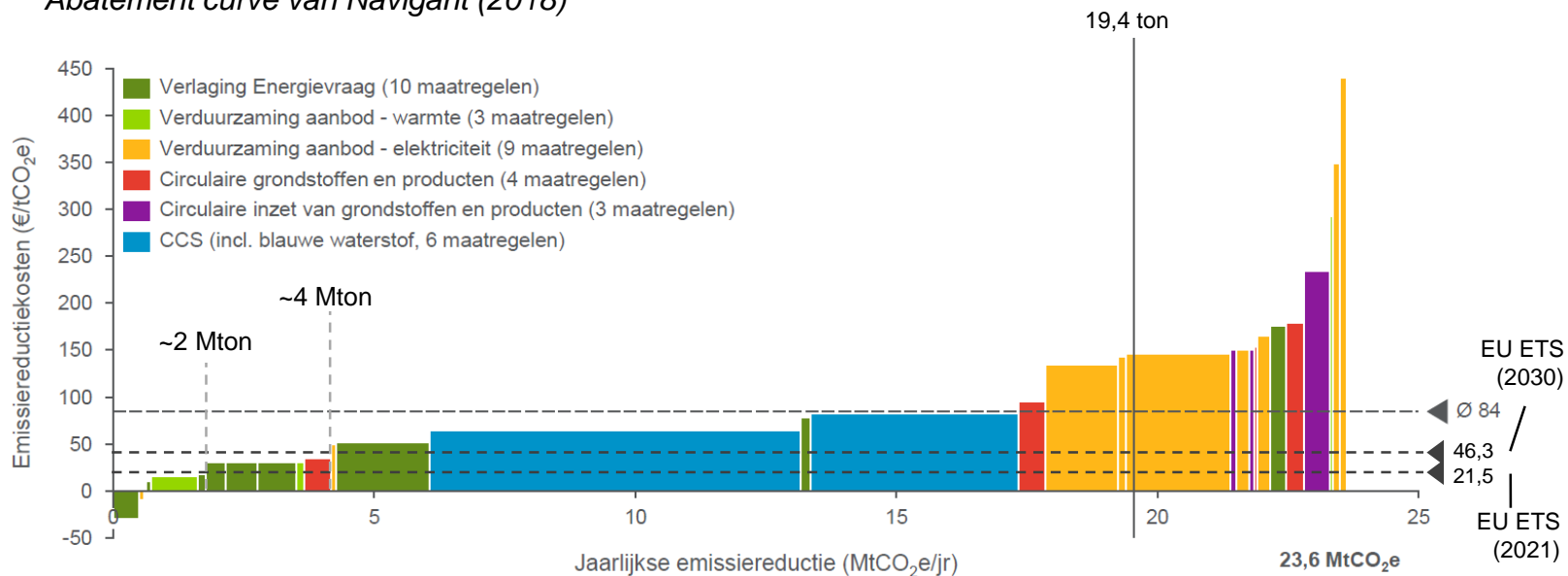
Sector	Energie-efficiëntie	Carbon capture and storage (CCS)	Fuel switch & alternatieve productietechnologie
<b>Industriële gassen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verschillende energie-efficiëntie maatregelen beschikbaar, het potentieel is onbekend. (PwC, 2019a)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CCS op <i>Steam Methane Reformers</i> €45/per vermeden ton CO<sub>2</sub> (kosten voor afvang) (bron: SDE++ bedragen).<sup>1</sup> Zonder subsidie onrendabel, zelfs als EU ETS kosten zouden kunnen worden doorgegeven</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Groene waterstof: Kosten en potentie sterk afhankelijk van aanbod groene energie. De verwachte productiekosten voor groene waterstof liggen voor 2030 hoger dan voor blauwe waterstof (CE Delft, 2018b).</li> <li>Biogas: aanbod is momenteel beperkt. Daarna kostbaar om biogas als grondstof te gebruiken door het grote deel reststoffen dat het bevat (in vergelijking met hoogcalorisch gas) (bron interview RVO)</li> </ul>
<b>Speciale chemicaliën</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verschillende energie-efficiëntie maatregelen beschikbaar, het potentieel is onbekend. (PwC, 2019a)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CCS niet toepasbaar: toepassing op rookgassen is duur (€109/ton vermeden CO<sub>2</sub>) en afgevangen hoeveelheden zijn beperkt (bron interview RVO)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Groene waterstof is een groeiemarkt voor deze sector, maar de verwachting is dat dit niet op grote schaal kan worden geïmplementeerd voor 2030. (bron: interview)</li> </ul>
<b>Voeding (suiker<sup>2</sup>)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Niet significant genoeg om grote emissiereductiestappen te zetten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CCS niet toepasbaar: toepassing op rookgassen is duur (€109/ton vermeden CO<sub>2</sub>) en afgevangen hoeveelheden zijn beperkt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Waterstof boiler: Grootschalig aanbod van groen waterstof niet aannemelijk voor 2030. Inzet blauwe waterstof voor 2030 afhankelijk van realisatie infrastructuur (CO<sub>2</sub> en/of waterstof). Mogelijk pas in 2030 voor decentrale industrieën (bron TIKI, 2020)</li> <li>Biogas: Opschaling van biogas productie is technisch mogelijk, maar kostbaar (€270/ton vermeden CO<sub>2</sub>-eq., bron: interview)</li> </ul>
<b>Papier</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Niet significant genoeg om grote emissiereductiestappen te zetten (case study Smurfit Kappa)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CCS niet toepasbaar: toepassing op rookgassen is duur (€109/ton vermeden CO<sub>2</sub>) en afgevangen hoeveelheden zijn beperkt (case study Smurfit Kappa)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reject conversie-installatie: technisch mogelijk maar zonder subsidie niet rendabel<sup>3</sup></li> <li>Elektrificatie van de boilers: Beschikbaar op de markt (150–190 EUR/kWe). Randvoorwaarde is dat voldoende infrastructuur aanwezig is (PBL, 2019f)</li> <li>Biogas: Aanbod van biogas is momenteel beperkt (VNP, 2018).<sup>4</sup></li> <li>Waterstof boiler: Kosten van groene waterstof zijn naar verwachting 3 – 7 keer zo hoog als gas (VNP, 2019a).<sup>5</sup></li> <li>Inzet van waterstof onzeker vanwege de afhankelijkheid van infrastructuur die mogelijk pas in 2030 gereed is voor de decentrale industrieën (bron TIKI, 2020)</li> </ul>
<b>Keramik</b>	Niet significant genoeg om grote emissiereductie-stappen te zetten	<ul style="list-style-type: none"> <li>CCS niet toepasbaar: toepassing op rookgassen is duur (€109/ton vermeden CO<sub>2</sub>) en afgevangen hoeveelheden zijn beperkt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Een deel van de ovens kunnen worden geëlektrificeerd.</li> <li>Biogas/syngas uit biomassa of afval: biogas is erg kostbaar ca. 2 – 3 keer de prijs van aardgas (kan emissies met 30% reduceren)</li> <li>Inzet van waterstof onzeker vanwege de afhankelijkheid van infrastructuur die mogelijk pas in 2030 gereed zal zijn voor de decentrale industrieën (bron TIKI, 2020)</li> </ul>

<sup>1</sup>De 2 grootste eenheden van Air Liquide (SMR2) en Air Products (locatie Botlek) zouden kunnen worden uitgerust met een CO<sub>2</sub>-afvang installatie (CE Delft, 2018a) <sup>2</sup> De voedselindustrie kent veel verschillende productieprocessen. Suikerproductie is een van de meest emissie-intensieve processen, daarom kijken we naar de opties voor emissiereductie in dit proces. Informatie gebaseerd op Rademaker & Marsidi (2019a) <sup>3</sup> Management informatie SKRP <sup>4</sup> Uit deze analyse blijkt dat directe afname van een mestvergister mogelijk is maar leidt tot een vervanging van 5% van het gasverbruik van SKRP <sup>5</sup>De verwachte kosten van gas bedragen ~6€/GJ. Voor waterstof is dit ~21€/GJ tot ~39€/GJ, afhankelijk van de schaal waarop wordt geproduceerd 54

# Ook op basis van onderzoek van Navigant kunnen we concluderen dat er een beperkt aantal emissiereductieopties zijn voor de industrie

Andere studies laten ook zien dat de reductieopties beperkt zijn, ook indien wordt uitgegaan van volledige doorgifte op EU ETS niveau

Abatement curve van Navigant (2018)



- In onze eerdere studie (PwC 2019b) hebben wij de emissiereductieopties voor de industrie nader geanalyseerd. Daar hebben wij ook een onderzoek van Navigant (2018) getoond waarin de emissiereductieopties voor de industrie in een *abatement curve* zijn weergegeven.
- Het figuur bevestigt dat er beperkte economisch rendabele reductieopties zijn, zelfs onder de assumptie van volledige doorgifte van de EU ETS prijs. Onder de assumptie dat de EU ETS prijs volledig kan worden doorgegeven (wat niet aannemelijk is) is er mogelijkheid om ongeveer 2 Mton emissies te reduceren in 2021, en ongeveer 4 Mton in 2030.

# De kostenverhogende maatregelen kunnen een negatief effect hebben op financiële resultaten en de concurrentiepositie van de industrie (1/3)

## a) Er kan sprake zijn van een aanzienlijke kostenverhoging

- De drie kostenverhogende maatregelen, namelijk de nationale heffing op uitstoot van broeikasgassen (inclusief ingroeipad, carryback en handelsmogelijkheid), wijzigingen in energiebelasting en opslag duurzame energie, afschaffing van de compensatie voor indirecte EU ETS kosten in elektriciteitsprijs brengen een kostenstijging met zich mee.
- Van een kostenstijging is vooral sprake bij bedrijven die a) emissie-intensieve producten produceren (zowel emissie-efficiënte als emissie-inefficiënte bedrijven gegeven de reductiefactor); b) producten produceren die een hoog gasverbruik met zich meebrengen (vooral als gas niet als feedstock wordt gebruikt en geen sprake is van een efficiënte WKK of eigenopwekvestiging); en/of producten produceren met veel elektriciteitsgebruik (met carbon leakage risico).
- Onze sectoranalyses laten zien dat de 9 onderzochte sectoren emissie-intensief en/of gas en elektriciteits-intensief zijn, waardoor een significante kostenstijging aannemelijk is. Onze case studies bevestigen dat sprake kan zijn van een significante kostenstijging (variërend van ~€4m - ~€754 over de periode '21 – '30 afhankelijk van het prijsscenario voor de nationale heffing). Zowel de hoogte als de oorsprong van de kostenstijging blijken sterk te kunnen verschillen tussen bedrijven.

## b) Op een aantal uitzonderingen na is de doorgiftemogelijkheid van de toegenomen kosten aan klanten voor de bedrijven beperkt

- Uit onze sectoranalyse blijkt dat -op enkele uitzonderingen na- de relevante geografische markt voor de producten van de onderzochte sectoren internationaal van aard zijn (breder zijn dan Nederland). Daarbij zijn marktaandeelen van Nederlandse bedrijven op deze internationale markten tevens gering. De meeste activiteiten staan ook op de *carbon leakage* lijst van de Europese commissie (risico op weglek vanwege de emissie-intensiteit en de handelsintensiteit), waarmee deze conclusie lijkt te worden bevestigd. De case studies die we hebben uitgevoerd bevestigen dit beeld van beperkte doorgifte mogelijkheden.
- Uitzonderingen van een markt waar mogelijk wel sprake kan zijn van een mate van doorgifte is verse melk.<sup>1</sup> Bij sommige activiteiten in clusters zou sprake kunnen zijn van een mate van doorgifte – in contracten voor stoomlevering of on-site productie van bepaalde grondstoffen zouden afspraken gemaakt kunnen zijn over doorgifte van milieu-kosten. Op de markten waarop deze (downstream) afnemers opereren kan vervolgens wel alsnog sprake zijn van beperkte doorgifte (blijkt ook uit onze case studies).
- Voor de volledigheid hebben we ook op hoofdlijnen onderzocht of afwenteling<sup>2</sup> op leveranciers en/of werknemers mogelijk is. Deze mogelijkheid lijkt beperkt (zie hoofdstuk 3). Onze cases bevestigen het beeld dat mogelijkheid tot afwenteling op leveranciers beperkt is.

<sup>1</sup> Voor *engineering brick, clay roof tiles*, waterstof (klein transport), speciale chemicaliën en houdbare melk zijn de onderzoeksresultaten ambigue (analyse op basis van marktafbakening en het marktaandeel vergeleken met de carbon leakage lijst wijken van elkaar af). <sup>2</sup> In de analyse focussen wij op het *minder betalen* door bedrijven voor dezelfde hoeveelheid arbeid of producten van leveranciers. Het kosten besparen door minder *vermindere van het aantal werknemers of de inkoop* is namelijk gedefinieerd als weglek van economische activiteit.



# De kostenverhogende maatregelen kunnen een negatief effect hebben op financiële resultaten en de concurrentiepositie van de industrie (2/3)

## c) Bedrijven hebben weinig rendabele emissiereductieopties tot 2030 die tot significante vermindering van emissies/energiegebruik leiden

- Uit onze sectoranalyse van emissiereductie opties<sup>1</sup> blijkt dat voor de onderzochte sectoren over het algemeen weinig significante en economisch rendabele opties bestaan die de kostenstijging kunnen helpen mitigeren. Energie-efficiëntie lijkt niet de benodigde mate van emissiereductie te kunnen helpen realiseren. CCS kan wel een significante bijdrage leveren, maar is nog niet economisch haalbaar (zowel voor afvang van zuivere CO<sub>2</sub> en uit rookgassen). *Fuel switch* (bijv. elektrificatie, biogas, groene waterstof) en alternatieve productietechnologieën zijn vaak technisch of economisch nog niet haalbaar.
- Onze case studies bevestigen dit beeld voor de onderzochte bedrijven. Zij hebben weinig economisch rendabele opties die een significante bijdrage leveren aan vermindering van energieverbruik en/of broeikasgas. Ook moeten opties soms nog technisch worden bewezen.
- Gezien de beperkte mogelijkheid tot doorgifte van kosten ontstaat in absolute zin geen extra investeringsruimte voor emissiereductie door de nationale heffing. Doorgifte van EU ETS kosten zou voor sommige sectoren (deels) mogelijk kunnen zijn waardoor sommige emissiereductie opties mogelijk rendabel(er) kunnen worden.

<sup>1</sup> Het onderzoek naar technische en economische haalbaarheid van verduurzamingsopties is nog in volle gang in Nederland (bijvoorbeeld in het recent gestarte Middenproject van PBL gericht op het vergroten van de kennis over verduurzamingsopties van de industrie). Wij hebben kunnen leunen op de tot nu toe beschikbare publicaties van het Middenproject en op beschikbare openbare sectorstudies. <sup>2</sup> Bedacht moet worden dat de EBITDA toereikend moet zijn om o.a. vermogens-verstrekkers te vergoeden (rente of een redelijk rendement) en om benodigde vervangingsinvesteringen te kunnen doen. Het punt dat investeren in een business case niet meer economisch aantrekkelijk is ligt dan ook (ver) boven een EBITDA van nul.

<sup>3</sup> Uittredingsbarrières zijn niet geanalyseerd binnen het onderzoek maar spelen wel een rol in het voortzetten van de productie. <sup>4</sup> Wij hebben geen exacte EBITDA gegevens ontvangen van Dow. De impact op EBITDA is waarschijnlijk vergelijkbaar vanwege relatief lage afschrijvingen.

## d) De resulterende impact op resultaten kan aanzienlijk zijn voor bedrijven

- De potentiële additionele kosten van de kostenverhogende maatregelen (zonder inzet van subsidies) komen gegeven de beperkte mogelijkheid tot doorgifte en beperkte beschikbare rendabele verduurzamingsopties naar verwachting dan ook ten laste van het resultaat van een bedrijf.
- Onze case studies geven een concrete illustratie van de effecten van de kostenverhogende maatregelen (invoering nationale heffing inclusief ingroeipad, carryback, handel tussen eigen installaties, wijzigingen EB/ODE en verlies compensatie indirecte EU ETS kosten) op bedrijven, onder de gehanteerde aannames. De case studies laten zien dat sprake blijft van een positieve contributiemarge waardoor bedrijven op korte termijn blijven produceren in Nederland. De case studies illustreren daarnaast dat het effect op EBITDA<sup>2</sup> (en daarmee lange termijn productie- en investeringsbeslissingen<sup>3</sup>) groot kan zijn:
  - Smurfit Kappa Roermond Papier: verlaging van ~8% van de EBITA in 2030.
  - Yara Sluiskil: verlaging van ~20% - ~35% van EBITDA in 2030 (afhankelijk van het prijsscenario voor de nationale heffing) indien SDE++ subsidie voor CCS per schip aanvragen mogelijk wordt gemaakt en Yara de subsidie wint. Indien dit niet het geval is, is er sprake van een verlaging van ~28% – ~75% van EBITDA in 2030 (afhankelijk van het prijsscenario voor de nationale heffing)
  - Dow Benelux: verlaging van ~16% - ~48% van EBIT<sup>4</sup> in 2030 (afhankelijk van het prijsscenario voor de nationale heffing).
- De bedrijven hebben naar verwachting beperkte toegang tot subsidies. Enkel voor Yara kunnen subsidies de negatieve financiële effecten van de kostenverhogende maatregelen deels mitigeren

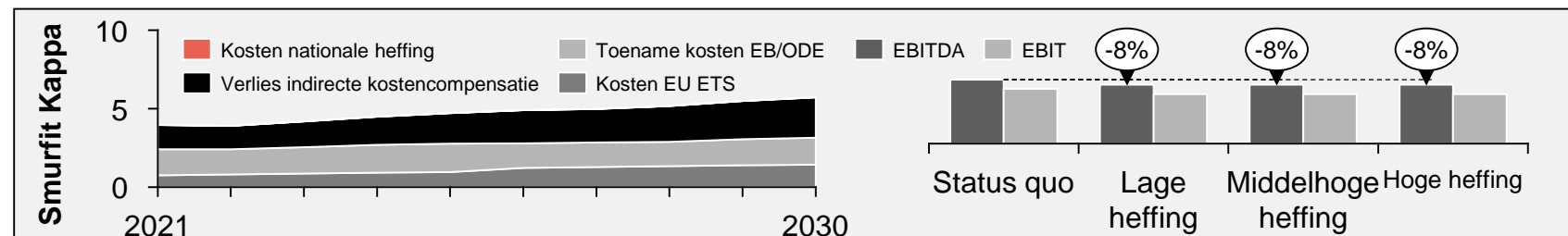
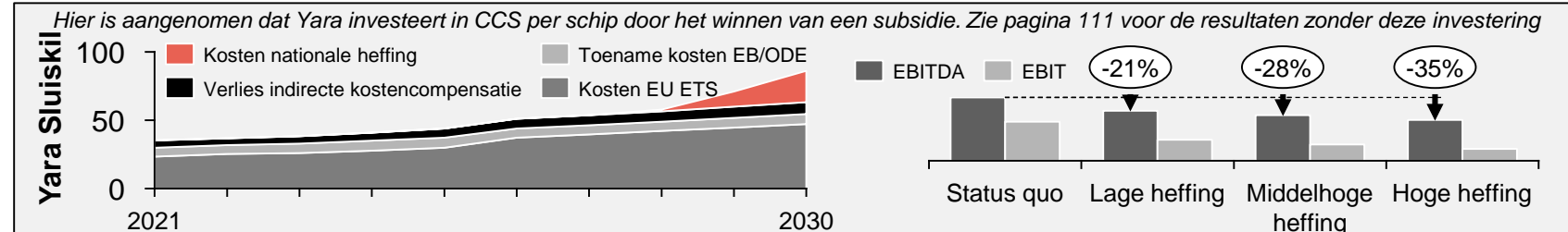
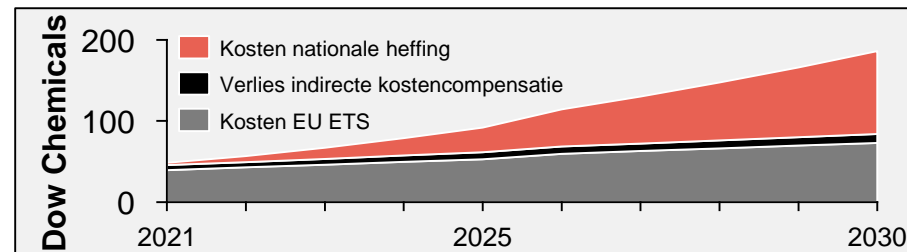
# De kostenverhogende maatregelen kunnen een negatief effect hebben op financiële resultaten en de concurrentiepositie van de industrie (3/3)

## Subsidies kunnen de negatieve financiële effecten (deels) mitigeren

- Subsidies zullen het risico op weglekeffecten mitigeren aangezien subsidies de onrendabele top bij verduurzamingsinvesteringen verminderen. Indien voldoende subsidies beschikbaar zijn, bedrijven hiervoor in aanmerking hiervoor kunnen komen en de benodigde infrastructuur tijdig gereed is, kan dit Nederlandse industrie helpen de verslechtering van de concurrentiepositie (deels) te mitigeren.
- Het effect van subsidie wordt geïllustreerd door de case study voor Yara Sluiskil: de impact op de resultaten wordt verminderd tot ~20% - ~35% van EBITDA in 2030 (afhankelijk van het prijsscenario voor de nationale heffing) indien SDE++ subsidie voor CCS per schip aanvragen mogelijk wordt n Yara de subsidie wint. Overig is deze impact op de resultaten nog steeds groot waardoor het de vraag is de risico op weglek van investeringen voldoende wordt gereduceerd.<sup>1</sup>

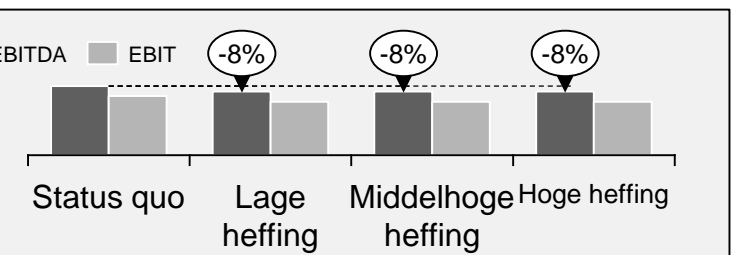
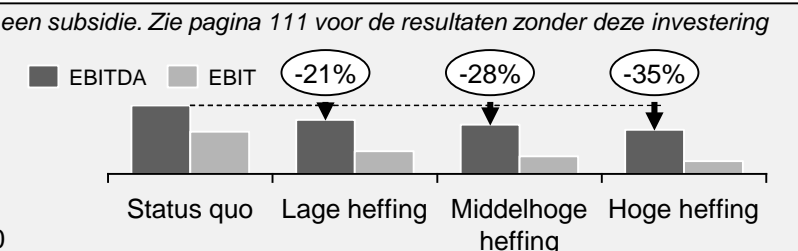
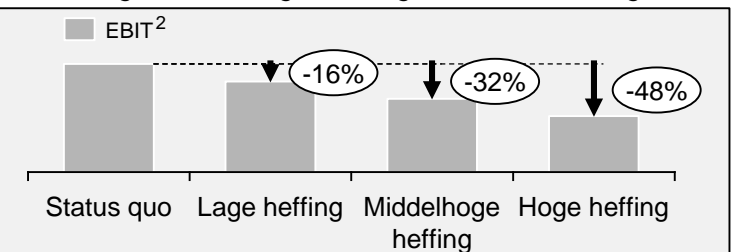
## Het Nederlandse klimaatbeleid leidt tot hoge kosten voor de onderzochte bedrijven

Ontwikkeling kosten op basis van middelhoge nationale heffing  
€m



## De kostenstijging heeft in alle scenario's een significante negatieve impact op de EBITDA/EBIT

Vergelijking verwachte EBITDA in 2030 – o.b.v. veranderend beleid met lage, middelhoge, en hoge nationale heffing



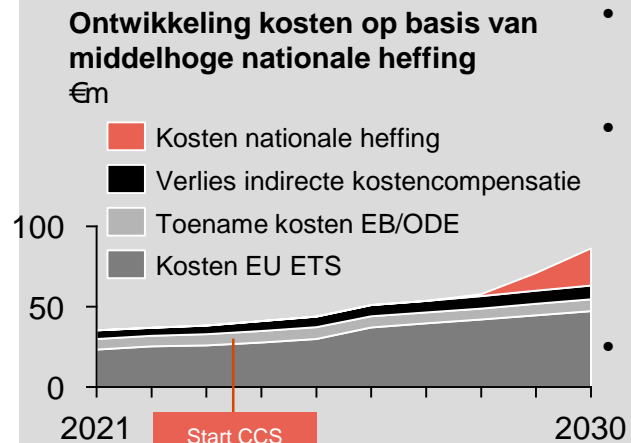
<sup>1</sup> Doordat voor EU ETS geen kosten worden gereduceerd en de kostenstijging ook voortkomt uit wijziging in EB/ODE en verlies aan compensatie voor indirecte EU ETS kosten. <sup>2</sup> EBITDA was niet beschikbaar. Zie pagina 95 voor toelichting

# Subsidies kunnen de kostenverhoging helpen verminderen doordat het verduurzaming mogelijk maakt

## Subsidies kunnen bedrijven helpen verduurzamen en tegelijkertijd verslechtering van de NLse concurrentiepositie voorkomen...

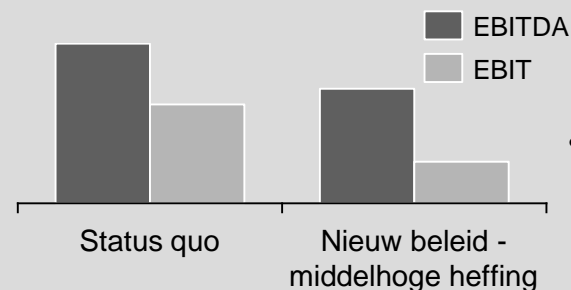
- Een subsidie kan de additionele kosten die het duurzaam produceren met zich meebrengt helpen verlagen. Hierdoor kan de verslechtering ten opzichte van het internationale speelveld worden gemitigeerd.<sup>1</sup>
- Binnen de SDE++ wordt een subsidie verstrekt op basis van het kostenniveau van de technologie minus opbrengsten (vermeden EU ETS kosten). De nationale heffing wordt niet meegenomen als vermeden kosten waardoor de verslechtering t.o.v. het internationale speelveld worden verminderd of zelfs worden weggenomen bij volledig subsidiering. De subsidie-intensiteit van de EIA is beperkter.
- Indien tijdig voldoende subsidies beschikbaar zijn, bedrijven in aanmerking komen en de infrastructuur tijdig gereed is, kan dit industrie helpen. SDE++ is een instrument dat lange termijn zekerheid<sup>2</sup> kan geven.
- Rechts illustreren we de impact van het winnen van een SDE++ op de situatie van Yara. Dow en Smurfit komen waarschijnlijk niet in aanmerking.

## ...zoals geïllustreerd in één van de case studies



## Vergelijking EBITDA en EBIT in 2030

O.b.v. totale beleidsimpact met lage, middelhoge of hoge nationale heffing



- Yara concurreert in een markt die breder is dan Europa en heeft een laag marktaandeel. Hierdoor is het aannemelijk dat de mogelijkheid tot doorgifte van de nationale kostenstijging beperkt is<sup>3</sup>.
- Om op korte termijn substantieel emissies te reduceren is alleen CCS een reële optie voor Yara. Een investering in CCS met transport per schip leidt tot een onrendabele top: CCS per schip brengt alleen kosten met zich mee, er zijn geen baten. De emissiereductie mag namelijk binnen EU ETS niet worden meegerekend (administratieve regel dat alleen CCS per pijpleiding als emissiereductie telt).
- Indien een SDE++ subsidie zou kunnen worden aangevraagd en gewonnen (op dit moment is dit nog erg onzeker) kan een subsidie worden ontvangen die het kostenniveau van de CCS optie dekt minus de vermeden EU ETS kosten. Deze subsidie kan een deel van de onrendabele top dekken. Doordat EU ETS kosten niet worden vermeden zolang CCS per schip niet wordt erkend als emissiereductie binnen EU ETS, vindt nog een verslechtering plaats van de productiekosten van de Nederlandse site. De kostenverhoging voortkomend uit de ODE/EB wijziging en het afschaffen van de indirecte kostencompensatie gaat Yara met de inzet van CCS echter niet kunnen mitigeren. Ook is vanaf 2029 weer sprake van afdracht voor de nationale heffing. Het is de vraag is de risico op weglek van investeringen voldoende wordt gereduceerd.
- De resulterende kostenstijging na het ontvangen van subsidie is **~€26m - ~€52m in 2030 (excl. EU ETS) en een verslechtering van EBITDA van ~20% - 35%**. De verslechtering is wel beperkter dan wanneer het bedrijf geen subsidie zou winnen. Dan is sprake van een kostenstijging van **~€50 - ~€131 in 2030 (excl. EU ETS) en een verslechtering van EBITDA van 28% - 75%**.

<sup>1</sup> Zie bijlage F voor een uitgebreide discussie over de impact van subsidies op de NLse concurrentiepositie <sup>2</sup>Interviews <sup>3</sup>De mate waarin de EIA de onrendabele top helpt dekken is niet nader onderzocht binnen de reikwijdte van dit onderzoek. <sup>2</sup> Zonder het nationale beleid is overigens al sprake van een verslechtering ten opzichte van het internationale speelveld buiten Europa doordat EU ETS kosten naar verwachting oplopen richting 2030. Het is de vraag of deze doorgegeven kunnen worden gezien de markt waarin Yara opereert breder is dan Europa.

# Wij constateren wel aandachtspunten voor het subsidiebeleid. Wij kunnen het risico op weglek van investeringen en emissies niet uitsluiten omdat onzekerheid bestaat over de toereikendheid van subsidies...

## 1) Is het totale subsidiebudget toereikend?

- Wij hebben geconcludeerd dat - op enkele uitzonderingen na - het aannemelijk is dat bedrijven de extra nationale kosten t.o.v. concurrenten in het buitenland niet kunnen doorgeven en dat bedrijven weinig rendabele emissiereductieopties hebben die een significante bijdrage kunnen leveren aan het behalen van de doelstellingen. Er is dan ook sprake van een onrendabele top emissiereductie investeringen. Dit is onderkend in het Klimaatakkoord en subsidies zijn beschikbaar gesteld.
- Er is *netto* subsidie nodig om risico op weglek weg te nemen. Indien een bedrijf evenveel afdraagt als zij terug kan krijgen via subsidie voor emissiereductie is *netto* geen sprake van subsidie. Het bedrijf moet immers investeren in emissiereductie optie die zij vervolgens gesubsidieerd krijgt met geld dat zij zelf eerder heeft afgedragen. Hierdoor is nog steeds sprake van een kostenverhoging in Nederland t.o.v. van het buitenland.
- Het is onzeker of beschikbare *netto* subsidies toereikend zijn om de onrendabele top te dekken van de industrie. We hebben namelijk niet kunnen vaststellen dat de *netto* subsidiebedragen aansluiten op een kwantitatieve analyse van de onrendabele top (zie rechts).

*Wij bevelen aan onderzoek uit te voeren naar de onrendabele top en de mate waarin beschikbare subsidies toereikend zijn.*

### *Wij hebben niet kunnen achterhalen wat de onrendabele top is voor emissiereductie in de industrie...*

- In het Voorstel op hoofdlijnen van het Klimaatakkoord (juli 2018) word de onrendabele top ingeschat op (oplopend tot) 1 miljard in 2030. Wij kunnen niet achterhalen op welke aannames deze inschatting gebaseerd is. In PBL (2019h) wordt een lagere inschatting van de onrendabele top gemaakt: €260 – €670m in 2030 in 2018 prijzen. De inschatting is nog onzeker (afhankelijk van de benutting van het potentieel van relatief goedkope emissiereductieopties). Wij hebben niet kunnen achterhalen op welke aannames deze inschatting gebaseerd is.<sup>1</sup>

### *...en of voldoende netto subsidie beschikbaar is om de onrendabele top te dekken.*

- *Het is onzeker hoeveel “bruto” subsidie beschikbaar is (subsidiebedragen voor de industrie).* PBL (2019h) concludeert dat in één scenario het subsidiebudget tekortschiet om de onrendabele top voor de industrie te dekken.<sup>2</sup> PBL (2019h) gaat namelijk uit van een totale subsidie<sup>3</sup> van €540m - €590m (afhankelijk van het scenario) bij een van de onrendabele top van €260m – €670m (afhankelijk van het scenario) in 2030. De subsidie voor hernieuwbare energie (€90-140m in 2030)<sup>4</sup> is nog onzeker en wij hebben de aannames voor deze inschatting niet kunnen achterhalen. Ook is ons niet duidelijk of het beschikbare subsidiebedrag over de tijd aansluit op de subsidievraag. Wij begrijpen ook dat kosteninschattingen nog in beweging zijn, waardoor een nieuwe analyse tot andere inschattingen kan leiden.
- *De beschikbare “netto” subsidie lijkt beperkt (bruto subsidie gecorrigeerd voor afdracht van de industrie voor de bekostiging van de subsidie).* In het Klimaatakkoord (2019) is aangegeven dat de beschikbare €550m in 2030 voor CO<sub>2</sub> reducerende technieken in de industrie zelf moet worden bekostigd (door hervorming van de ODE gaat de industrie richting 2030 oplopend tot €550 mln. per jaar bijdragen). Ook is aangegeven dat eventuele inkomsten uit de nationale heffing worden ingezet voor vergroening van de industrie. Voor beide zaken lijkt op basis van het Klimaatakkoord dan ook geen sprake van netto subsidie voor de industrie. Mogelijk treedt wel een verschuiving op tussen betalende en ontvangende partijen.<sup>5</sup> Het geschatte subsidiebedrag voor hernieuwbare energieprojecten van de industrie is mogelijk wel een netto subsidie. Hierbij wordt aangegeven in PBL (2019h) dat de middelen vanuit de reguliere SDE+ worden ingezet (gefinancierd via de ODE). Het is op dit moment voor ons onduidelijk in welke mate de industrie additioneel aan de reguliere middelen bijdraagt.<sup>6</sup>

<sup>1</sup> Bijv. reductieopties en kostenniveaus. Evt. baten van vermeden afdracht van de nationale heffing niet worden meegerekend in de berekening van de onrendabele top, maar de vermeden EU ETS kosten wel (PBL 2019h). Voor bedrijven die breder dan Europa concurreren kan de onrendabele top echter ook het deel van de vermeden EU ETS kosten bevatten. <sup>2</sup> Scenario's m.b.t. de benutting van het goedkope potentieel (het kan zijn dat bedrijven een deel van de relatief goedkope maatregelen niet nemen). In dit geval 60% benutting van het (goedkope) potentieel. <sup>3</sup> PBL (2019h) lijkt het EIA budget of het EU Innovation fund niet mee te nemen. Een deel van dit budget kan ook naar de industrie kan toevloeien. <sup>4</sup> Binnen de SDE++ is jaarlijks oplopend in 2030 tot €550m per jaar beschikbaar voor CO<sub>2</sub> reducerende technieken in de industrie, “niet zijnde hernieuwbare energie” (Klimaatakkoord 2019). Dit is €450m in 2030 in constante prijzen 2018. Het is voor de industrie ook mogelijk om een deel van de hernieuwbare energie subsidie binnen de SDE++ te verkrijgen. PBL (2019h) gaat uit van een totale subsidie van €540-€590m (afhankelijk van het scenario). Daaruit begrijpen wij dat PBL uitgaat van €90-€140m voor hernieuwbare energie. <sup>5</sup> Gegeven de afdracht voortkomend uit het huidige energiegebruik (en bijbehorende vrijstellingen) en de beschikbare emissiereductie opties (en daarmee winkans op een subsidie). <sup>6</sup> In het klimaatakkoord (2019) is aangegeven dat de industrie in totaal ruim 5 mld. euro bijdraagt aan ODE tot en met 2030 door de wijziging in de ODE tarieven. Ook wordt aangegeven dat in diezelfde periode de industrie naar verwachting ruim 3 mld. euro ontvangt uit de verbrede SDE+ (gebaseerd op berekeningen van het PBL). Het is onduidelijk hoe dit samenhangt met de analyse in PBL 2019h m.b.t. de financiering van de subsidie voor hernieuwbare energie projecten van de industrie.

# Bedrijven hebben mogelijk geen toegang tot subsidies gegeven de subsidievormgeving...

## 2) Sommige bedrijven of sectoren vallen buiten de boot

Het kunnen verkrijgen van subsidie is voor veel bedrijven van belang voor het kunnen nemen van de investeringsbeslissing, gegeven de beperkte rendabele emissiereductieopties.<sup>1</sup>

Sommige bedrijven of sectoren kunnen echter buiten de boot vallen gegeven:

1. *Kenmerken van het bedrijf.* Er bestaat een verschil in winkans van subsidies tussen bedrijven. Uit de case studies (hoofdstuk 4) en onze sectoranalyse (appendix B) blijkt dat sommige sectoren aangewezen zijn tot duurdere opties door de aard van hun producten en productieprocessen (zie voorbeeld CCS uit rookgassen op volgende pagina, bijvoorbeeld voor de staal en petrochemie). Ook de locatie van een bedrijf kan de emissiereductieopties of winkans beïnvloeden (bijvoorbeeld in clusters mogelijk gezamenlijke projecten, de locatie bepaald de afstand tot CO<sub>2</sub> opslag in de Noordzee of beschikbaarheid elektriciteitsnet met voldoende capaciteit).<sup>2</sup>

2. *Maximale subsidiebedrag voor een technologie mogelijk niet toereikend.* De kosteninschattingen en uitgangspunten waarop de basisbedrag zijn gebaseerd zijn soms nog onzeker.<sup>3</sup> Hierdoor bestaat een risico dat het maximale subsidiebedrag niet aansluit bij de behoefte van een bedrijf, waardoor zij mogelijk onnodig geen toegang kan krijgen tot voldoende subsidie. Dit kan het geval zijn bij CCS uit rookgassen. De aanvraag kan gedaan worden op een CCS categorie met basisbedrag dat de kosten naar verwachting niet dekt (zie case study Dow).
3. *Subsidies kennen beperkte technologieneutraliteit.* Beide stimuleringsmaatregelen binnen de reikwijdte van dit onderzoek (SDE++ en de EIA) zijn niet volledig technologieneutraal. Technologieën die in aanmerking kunnen komen voor subsidie zijn vooraf vastgesteld. Sommige technologieën komen (nog) niet in aanmerking zoals CCS per schip (bron Ministerie EZK) of opties aanpassing op veel verschillende plekken in het proces zoals 8-stages evaporation (bron interviews). Ook stimuleert de SDE++ met name scope 1 emissiereductie voor de industrie. Opties gericht op circulariteit komen beperkt in aanmerking (bron: kamerbrief Verbreding van SDE+ naar SDE++), zoals Waste 2 chemicals technologieën (bron: interviews). Hierdoor kunnen sommige bedrijven, ondanks een onrendabele top voor kostenefficiënte emissiereductie, geen subsidie ontvangen. In de SDE++ worden geleidelijk technologieën toegevoegd wat dit probleem in de toekomst mogelijk oplost.
4. *Toereikendheid subsidiering toegang tot infrastructuur en transportkosten* Bij CCS wordt infrastructuur gesubsidieerd, bij elektrificatie of biogas slechts deels.<sup>4</sup> Zo worden kosten voor het verzoeken van de netwerkaansluiting niet meegenomen in de SDE++ voor elektrische boilers (zie case Smurfit). De subsidie voor CCS houdt geen rekening met grote transportafstanden, bijv. naar Zeeland of Limburg.

*Wij bevelen aan dat -indien de politiek ervoor kiest om het nadelige effect op het speelveld voor deze bedrijven/ sectoren te verminderen- de overheid onderzoekt hoe SDE++ rekening kan houden met deze observaties (passende hoogte basisbedragen, opnemen additionele technologieën, voor sommige technologieën toch bepaalde infrastructuurkosten subsidieert) of andere maatregelen<sup>5</sup> introduceert om bedrijven die buiten de boot vallen te ondersteunen. De jaarlijkse SDE++ aanpassing kan hier ook aan bijdragen.*

<sup>1</sup> Interviews en case studies. Voor een *final investment decision* is een subsidiebeschikking cruciaal. Sommige bedrijven hanteren voor duurzame investeringen een lagere *hurdle rate*. <sup>2</sup> Naast de beschikbaarheid van subsidie beïnvloedt de locatie ook de emissiereductieopties voor bedrijven. Immers, zonder zekerheid over (contract voor) de benodigde infrastructuur kan een bedrijf geen investeringsbesluit nemen. <sup>3</sup> Trinomics 2019, interviews en case studies <sup>4</sup> Interviews, case studies, PBL (2020). On-site infrastructuur elektrische boilers bijv. wel gesubsidieerd. <sup>5</sup> Sommige bedrijven kunnen bijdrage aan scope 2 of scope 3 reductie maar hebben weinig scope 1 reductiemogelijkheden op dit moment. Dit geldt niet als emissiereductie voor de nationale heffing. De overheid kan overwegen scope 3 reductie in de heffing mogelijk te maken voor bedrijven die geen andere opties hebben. De wenselijkheid hiervan is niet onderzocht binnen deze studie

# ...en voldoende aandacht voor kostenreductie en technologische ontwikkeling is nodig

## Focus op huidige kostenefficiëntie zorgt ervoor dat sommige partijen mogelijk geen subsidie kunnen winnen

- In de SDE++ concurreren technologieën om subsidie. Daarmee wordt beoogd emissiereductie tegen de laagst mogelijke maatschappelijke kosten te stimuleren. Ook voor behoud van de concurrentiepositie van de industrie zijn emissiereductie technologieën met lage kosten van groot belang. Hiertoe is het reduceren van kosten van emissie reducerende technologieën cruciaal.
- Indien een bedrijf alleen mogelijkheid heeft om een relatief dure optie in te zetten (door het type productieproces en/of locatie), verlaagt dit de winkans en daarmee ook de mogelijkheid om de impact van de kostenstijging op het speelveld te mitigeren. Mogelijke voorbeelden zijn partijen die CCS uit rookgassen moeten inzetten (zie case study Dow en tabel rechts).

## ... het is de vraag of het beleid de technologieën van morgen voldoende ondersteunt

- Veel technologieën die naar verwachting verder in de toekomst een grote rol gaan spelen (zoals groene waterstof) moeten nog verder ontwikkeld en opgeschaald worden.<sup>1</sup> Onduidelijk is of de huidige subsidiesteun voor technologieontwikkeling (zoals de DEI) en resulterende kostenreductie toereikend is. Voor groene waterstof lijkt dit niet het geval.<sup>2</sup> Passend stimuleringsbeleid moet voor deze technologieën ontwikkeld worden.

*Wij bevelen aan te onderzoeken of het huidige beleid kostenreductie en technologische ontwikkeling voldoende ondersteunt.*

## Winkans CCS subsidie is afhankelijk van maximum CCS (cap), type CCS en geografische locatie

Sector	Winkans op basis van opties
<b>Staal</b>	CCS rookgassen – Uitstoot valt onder de elektriciteitstafel (cap van 3 Mton). Relatief hoge winkans door beperkt aantal spelers
<b>Raffinage</b>	CCS rookgassen – lage winkans gezien relatief hoge kosten CCS op SMR (zuivere CO <sub>2</sub> ) – relatief goedkoop. Uiteindelijke winkans hangt af locatie t.o.v. opslag
<b>Kunstmest</b>	CCS op SMR (zuivere CO <sub>2</sub> ) – relatief goedkoop. Door geografie hoge kosten vervoer per pijpleiding. Per schip niet in aanmerking SDE++
<b>Petrochemie</b>	CCS rookgassen – lage winkans gezien relatief hoge kosten
<b>Industriële gassen</b>	CCS op SMR (zuivere CO <sub>2</sub> ) - relatief goedkoop
<b>Speciale chemicaliën</b>	Toepassing van CCS zeer onwaarschijnlijk
<b>Voeding, papier, keramiek</b>	CCS rookgassen – lage winkans

<sup>1</sup> In de recent gepresenteerde waterstofvisie van de Nederlandse overheid is ook aangegeven dat nieuw, tijdelijk, instrument voor exploitatiesteun ten behoeve van opschaling en kostenreductie van groene waterstof ontwikkeld gaat worden. Het totale budget hiervoor is beperkt (max €15m per project voor innovatieve projecten. Daarnaast €35m per jaar voor exploitatiesteun). Kamerbrief Kabinetvisie waterstof, DGKE / 2008786 <sup>2</sup> Het maximale subsidiebedrag binnen SDE++ (€300/ton) is onvoldoende om waterstofproductie rendabel te maken (€1063/ton vermeden CO<sub>2</sub>-eq.). <sup>3</sup> PwC analyse op basis van Navigant (2019b) <sup>4</sup> Kamerbrief voortgang SDE++

## Overzicht CCS projecten<sup>3</sup>



- Binnen de SDE++ wordt maximaal 7,2 Mton aan CCS gesubsidieerd.<sup>4</sup>
- De potentie voor toepassing CCS is groter dan 7,2 Mton (Navigant, 2019b)
- De winkans hangt af van het relatieve kostenniveau en de timing van de aanvraag. In de grafiek zijn de opties opgenomen met óf CCS op SMR (zuivere CO<sub>2</sub>) of een gunstige locatie ten opzichte van Porthos.

# Er bestaat onzekerheid over de detailuitwerking van de SDE++ die de investeringsbereidheid kan beïnvloeden. Deze onzekerheid moet zo snel mogelijk worden weggenomen

## Een belangrijk uitgangspunt bij investeringsbeslissingen in emissiereductie is het hebben van voldoende zekerheid

- Aangezien de projecten naar verwachting een grote investeringen met zich meebrengen (in de cases €200m - tot iets minder dan een miljard) wordt het project beoordeeld op hoofdkantoor niveau. Daar worden investeringen tegen elkaar afgewogen op basis van hun strategisch belang en financiële aantrekkelijkheid.
- Het project wordt ontwikkeld met behulp van zogenaamde decision gates, waarbij de laatste decision gate de *final investment decision (FID)* omvat waarna contracten worden getekend en de bouw kan *starten*. Om tot een FID te komen is naast een BC met  $IRR > WACC$  met een acceptabel risicoprofiel (voldoende zekerheid) vereist. Hiertoe worden onder meer een subsidiebeschikking, vergunningen, en contract (*to be signed*) voor infrastructuur vereist bij FID. Ook moet het project aantrekkelijker zijn dan investeringen in andere landen (vaak niet alleen voor emissiereductie maar ook voor groei).
- Voor projecten met een onrendabele top is het belangrijk om zekerheid te hebben over de gunning van een subsidie voordat FID genomen kan worden.

<sup>1</sup> Kamerbrief (2020), Voortgang SDE++ en eerste openstelling SDE++ 2020, DGKE-E / 20023501

<sup>2</sup> SDE++ wordt nog verder uitgewerkt in het Wijzigingsbesluit, de aanwijzingsregeling en de uitvoeringsregeling. <sup>3</sup> Consultatiedocument nationale heffing (2020) De verwachting is dat de reductiefactor o.b.v. de *nieuwe* benchmarks pas in 2023 via een wetswijziging kan worden vastgesteld.

## Er bestaat onzekerheid over de detailuitwerking van de SDE++ die investeringsbereidheid kan beïnvloeden. Ook is door de onzekerheid in belangrijke parameters van het beleid de subsidiebehoefte onduidelijk voor bedrijven

- In de uitwerking van de SDE++ regeling is open gelaten<sup>1</sup> of de nationale heffing in de toekomst mogelijk wordt opgenomen als vermeden kosten in het correctiebedrag. Dit kan grote impact hebben op het te ontvangen subsidiebedrag, wat leidt tot onzekerheid bij bedrijven. Dit zou namelijk tot een verslechtering van de concurrentiepositie kunnen leiden omdat de kosten van het produceren in Nederland hierdoor toenemen.
- De realisatie van de CO<sub>2</sub> afvang, transport en opslagketen een hoge mate van coördinatie vereist, waarbij vereisten voor vergunning- en subsidieaanvragen goed afgestemd moeten zijn op de vereisten bij final investment decisions van bedrijven die afvang realiseren of de transport en opslag mogelijk te maken (zie onze case studies). Het is nog niet duidelijk of en welk bewijs van vergunningen en infrastructuurcontracten aangeleverd moeten worden om in aanmerking te komen voor subsidie. Ook is de gehanteerde realisatietermijn na subsidiebeschikking nog onbekend. Dit is met name bij opties waarbij infrastructuur moet worden ontwikkeld van groot belang (4 versus 5 jaar kan de winkans ook beïnvloeden, zie case studie Dow in de bijlage).<sup>2</sup>
- Daarnaast zijn de details van overig beleid nog niet bekend zijn (zoals de reductiefactor,<sup>3</sup> de benchmarkwaarden, de prijs). Dit betekent dat er voor bedrijven onzekerheid bestaat over voor welke reductieopgave zij richting 2030 staan, waardoor de benodigde reductieopties *en daarmee de subsidiebehoefte* niet duidelijk is (zie case studies, hoofdstuk 4). Dit beïnvloedt de keuzes voor reductieopties die bedrijven gaan maken. Uit de case studies in hoofdstuk 4 blijkt dat de reductieopgave sterk kan variëren per bedrijf afhankelijk van de aanscherping van de benchmark en de reductiefactor – tussen de 30% en 50% emissiereductie

*Wij bevelen aan deze onzekerheden (correctie achteraf en aanvraagvereisten) weg te nemen.*

# Een belangrijke randvoorwaarde voor investering in emissiereductieopties is dat de benodigde infrastructuur tijdig beschikbaar is. Dit is nu vaak nog onzeker

Momenteel ligt er nog relatief weinig vast over infrastructuur voor emissiereductie tot 2030

Wat is nodig?	Voortgang	Marktordening	Bekostiging
<b>CO<sub>2</sub> infrastructuur voor CCS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Porthos: technische voorbereiding en non-binding commitment van vier partijen. FID mogelijk mid 2021. Oplevering: 2023<sup>1</sup></li> <li>• Athos: onderzoek naar locatie voor opslag en infrastructuur<sup>2</sup></li> </ul>	Marktordening onduidelijk <sup>11</sup>	Bijdrage door deelnemers, wordt gesubsidieerd via de SDE++
<b>Verzwarend elektriciteitsnet voor elektrificatie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hoogspanningsnet ruimte tot 2030<sup>3</sup></li> <li>• Lokale knelpunten (bijv. Rotterdam)</li> </ul>	TenneT (hoogspanningsnet) en DSO's	Verzwarend wordt gesocialiseerd, aansluiting moeten partijen zelf betalen
<b>Waterstof infrastructuur</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gasunie en TenneT onderzoeken hoe bestaande gasnetwerk kan worden ingezet<sup>4</sup></li> <li>• Lokale projecten onderzoeken haalbaarheid (H-vision<sup>5</sup>) of intentie (Amsterdam<sup>6</sup>, Noord-NL<sup>7</sup>)</li> </ul>	Marktordening onduidelijk, mogelijk Gasunie <sup>4</sup>	Onbekend. Productie van waterstof gesubsidieerd via SDE++
<b>Infrastructuur alternatieve brandstof (bv. biogas)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gebruik van bestaande gasnetwerk voor groengas<sup>8</sup>, voor biogas (als brandstof) nieuwe infrastructuur nodig.</li> </ul>	Gasunie voor groengas. Voor biogas onduidelijk.	Gasnetwerk is gesocialiseerd, maar bekostiging biogas is onbekend.

<sup>1</sup> Port of Rotterdam (2019) <sup>2</sup> Port of Amsterdam (2020) <sup>3</sup> TenneT & Gasunie (2019) <sup>4</sup> Kamerbrief 20087869 <sup>5</sup> Het finaal investeringsbesluit wordt eind 2021 verwacht (H-vision, 2020) <sup>6</sup> Gemeente Amsterdam (2020) <sup>7</sup> Provincie Groningen (2019) <sup>8</sup> Kamerbrief 20086869 (2020) <sup>9</sup> Indien verzwarend van het elektriciteitsnet niet gerealiseerd kan worden voor een bepaalde datum, dan kan er i.p.v. elektrificatie bijvoorbeeld gekozen worden voor CCS. <sup>10</sup> Interviews: zekerheid over infrastructuur is een voorwaarde voor het nemen van final investment decision. <sup>11</sup> Ecorys, Trinomics (2018) <sup>12</sup> TIKI (2020) <sup>13</sup> In de case studies wordt duidelijk dat Yara uitgaat van een operationele CO<sub>2</sub> pijpleiding naar Porthos vanaf 2027, terwijl Dow uitgaat van 2026. <sup>14</sup> TIKI (2020) Decentrale industrieën (bijv. voeding en papier) worden naar verwachting als laatste aangesloten op eventuele CO<sub>2</sub> of waterstof infrastructuur

Bedrijven zijn afhankelijk van grootschalige infrastructuur die vaak door derden moet worden aangelegd

- Bedrijven zijn bij investeringen in een overstap naar andere energie dragers om substantiële emissiereductie te realiseren vaak afhankelijk van grootschalige infrastructuur. Voor CCS is CO<sub>2</sub> opslag en transport nodig, voor elektrificatie vaak een verzwaring van het elektriciteitsnet. Op de lange termijn is voor veel bedrijven inzet van waterstof een optie, wat ook grootschalige infrastructuur vereist.
- In het ontwikkelproces en bij de keuzes tussen verschillende emissiereductieopties<sup>9</sup> is zekerheid over tijdige oplevering van benodigde infrastructuur cruciaal (zie vorige pagina) voor een definitieve investeringsbeslissing.<sup>10</sup> Er zijn nog een aantal onzekerheden die investeringsbeslissingen beïnvloeden:
  - *Planning van infrastructuur nog niet bekend.* Op basis van de geplande industriële decarbonisatie projecten is de infrastructurele behoefte in kaart gebracht.<sup>12</sup> De planning van welke infrastructuur wanneer en waar gerealiseerd zal worden is nog niet volledig duidelijk.<sup>13</sup> Bedrijven kunnen fabrieken op locaties hebben waar weinig infrastructuur is of pas laat gaat komen gezien het een locatie buiten de grote clusters betreft.<sup>14</sup>
  - *Marktordening moet nog worden bepaald* – Voor CCS en waterstof moet de marktordening grotendeels nog worden vastgelegd. Het is nog niet duidelijk hoe de bijdrage van de verschillende afnemers wordt vormgegeven.
  - *Wijze van bekostiging is niet altijd vastgesteld.* CCS-infrastructuur ontwikkeling (Porthos of Athos) gaat pas van start indien een aantal partijen subsidie hebben verworven voor CCS-opslag en afnamecontracten aan willen gaan. Het moet nog blijken of dit de meest effectieve manier is om een dergelijk project vorm te geven.

*Een belangrijke randvoorwaarde voor investering in emissiereductie is zekerheid over tijdige beschikbaarheid van infrastructuur. Dit is nu vaak nog onzeker. Onze aanbeveling is dan ook duidelijkheid over (marktordening van) en snelle ontwikkeling van infrastructuur te bewerkstelligen*



# Het ingroeipad leidt tot een verlaging van kosten, maar helpt niet om de business case voor emissiereductie te verbeteren. Wel kan het ingroeipad tijd geven om te investeren in emissiereductie

## Impact van het ingroeipad

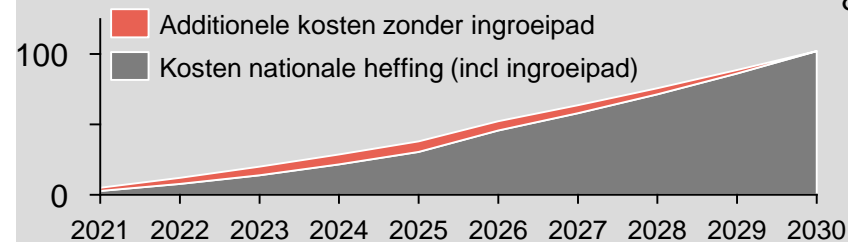
- Het ingroeipad is bedoeld om te voorkomen dat bedrijven die pas later<sup>1</sup> emissies kunnen reduceren in de eerste jaren heffing afdragen.
- Om het effect van het ingroeipad te kunnen bepalen hebben wij in de case studies twee situaties gemodelleerd: de belastingafdracht in een situatie met en zonder ingroeipad.
- Uit de Yara case study blijkt dat het ingroeipad inderdaad tijd zou kunnen bieden. Het bedrijf heeft geen afdracht vóór de implementatie van de emissiereductieoptie (indien subsidie wordt gewonnen).
- Uit de Dow case study blijkt dat het ingroeipad onvoldoende is om de heffingskosten weg te nemen, waardoor de concurrentiepositie vanaf 2021 negatief wordt beïnvloed (verhoging kosten produceren in Nederland).
- Het ingroeipad leidt niet tot verlaging van de onrendabele top van duurzame investeringen. Subsidies kunnen dit wel bereiken.

*Indien de politiek ervoor kiest om het nadelige effect voor deze bedrijven/sectoren te verminderen, dan zou de overheid het ingroeipad kunnen verruimen.*

## Ontwikkeling kosten met en zonder ingroeipad<sup>2</sup> (groei hoeveelheid belaste emissies)

### Case study Dow

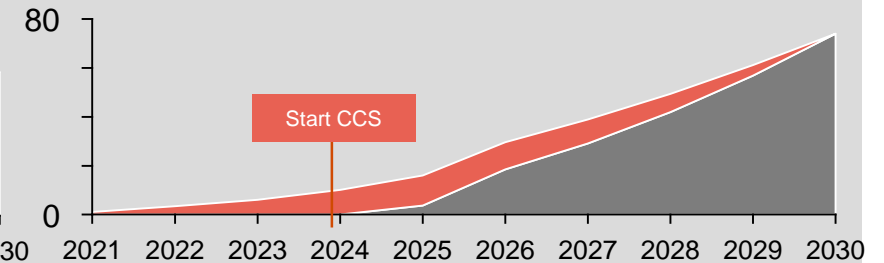
€m bij middelhoge heffing



- Dow benut gezien haar efficiëntieniveau (onder de gehanteerde aannames) de volledige ruimte die het ingroeipad biedt vanaf het eerste jaar.
- Het ingroeipad leidt tot een verlaging van de afdracht voor Dow ~€25 miljoen tot ~€68 miljoen over de periode '20 – '30 afhankelijk van het prijsscenario (~11% van de totale afdracht wordt vermeden).
- Het is nog zeer onzeker of Dow een SDE++ subsidie zou kunnen winnen. Daarom is de verwachting dat Dow het ingroeipad over de gehele periode benut.
- Door het oplopende prijspeil is het bedrag dat bespaard wordt door het ingroeipad in de jaren rond 2025 het hoogst.

### Case study Yara

€m bij middelhoge heffing



- Yara maakt vanaf het eerste jaar gebruik van (een deel) de ruimte het ingroeipad biedt. In 2025 benut zij de volledige ruimte die het ingroeipad biedt.
- Zonder winstsubsidie leidt het ingroeipad tot een lagere afdracht van ~€34 miljoen tot ~€98 miljoen over '20 – '30 afhankelijk van het prijsscenario (~23% van de totale afdracht wordt vermeden).
- Indien Yara in aanmerking zou komen voor SDE++ subsidie (dit is nog onzeker) vanaf 2024, dan leidt het ingroeipad tot ~€14m - ~€38m lagere kosten over de periode 2021 – 2023 (afhankelijk van het prijsscenario). Yara is dan in staat om belastingafdracht voor de implementatie van de emissiereductie optie te voorkomen

<sup>1</sup> bijv. door timing turnaround, projectontwikkelingstijd of infrastructuur ontwikkeling <sup>2</sup>In de Smurfit case study blijkt het ingroeipad geen effect te hebben omdat zij nauwelijks afdracht heeft voor de nationale heffing.

# De carryback-optie heeft op zichzelf een beperkte impact op de emissiereductie. Carryback kan mogelijk (inefficiënte) bedrijven die een subsidie winnen helpen maar of dit hen in staat stelt de afdracht voor de nationale heffing volledig terug te krijgen is onzeker

## Carryback kan de belastingafdracht helpen verminderen...

De carryback kan bedrijven helpen die in de vijf jaar voor de implementatie van de emissiereductieoptie belasting hebben afgedragen in het kader van de nationale heffing.

- Het ingroeipad zorgt ervoor dat de carryback-optie door *emissie-efficiënte bedrijven* minder gebruikt gaat worden, aangezien zij voor 2025 beperkte afdracht hebben.
- *Emissie-inefficiënte bedrijven* (waar het ingroeipad onvoldoende hulp biedt) hebben wel afdracht in de eerste jaren<sup>1</sup> en kunnen deze terugkrijgen als zij investeren in significante emissiereductie.

## ...de inzet is echter onzeker omdat ontstaan van een overschot vrijgestelde emissies afhankelijk is van subsidie...

- Uit onze case studies blijkt dat de carryback-optie bij deze bedrijven alleen kan worden ingezet indien subsidie wordt gewonnen (zie tekstbox rechts). Zonder subsidie is het overschot aan vrijgestelde emissies immers beperkt. De afname van de reductiefactor zorgt namelijk voor een snel teruglopende vrijstellingsruimte. Gegeven de aanname over de reductiefactor moeten partijen vanaf 2025 efficiënter zijn dan de EU ETS benchmark om afdracht in het kader van de nationale heffing te voorkomen. De reductieopgave is dan ook groot en significante reductieopties zijn nodig. Industriële

partijen hebben naar verwachting beperkte significante emissiereductieopties die economisch rendabel zijn. Subsidies kunnen emissiereductie op de lange termijn mogelijk maken waardoor bedrijven een overschot aan vrijgestelde emissies krijgen.

## ...en het overschot aan vrijgestelde emissies wordt snel gereduceerd door de aflopende reductiefactor

- Het is echter onzeker of het overschot dat door de subsidies ontstaat groot genoeg is om, met behulp van de carryback-optie, de eerdere afdracht voor de nationale heffing volledig terug te krijgen. Het overschot aan vrijgestelde emissies loopt namelijk snel af gegeven de dalende reductiefactor gezien de doelstelling in 2030 (25% efficiënter dan EU ETS benchmark). Dit wordt geïllustreerd in de tekstbox (CCS per pijpleiding).
- Gegeven de realisatietermijn<sup>2</sup> van grootschalige emissiereductie is het aannemelijk dat bedrijven pas richting 2025 of later emissies kunnen reduceren, als het overschot afneemt.

## Bijdrage aan bescherming van het speelveld lijkt beperkt

- Indien de inzet van carryback de 'pijn' helpt verzachten is nog steeds sprake geweest van additionele afdracht ten opzichte van het buitenland die moet worden gefinancierd.
- Bedrijven verwachten wel inkomsten uit carryback mee te nemen in de business cases.<sup>3</sup>

## Case studies

- Indien Yara een subsidie kan winnen voor 1) CCS per schip leidt de carryback niet tot lagere kosten. Het ingroeipad heeft er immers voor gezorgd dat er nog geen sprake is van afdracht. 2) CCS per pijpleiding leidt de carryback tot ~€2m - €7m teruggave (~25% van totale afdracht voor de implementatie van CCS), afhankelijk van het prijsscenario.
- Door gebrek aan subsidie is het is niet aannemelijk dat Dow in emissie-reductie kan investeren. Hierdoor is er geen sprake van een overschot aan vrijgestelde emissies.
- SKRP kan onder gemaakte aannames geen gebruik maken van carryback (in 2030 pas belastingafdracht).

# In theorie kan handel de belastingafdracht verminderen en tijd geven. Totstandkoming van handel -en daarmee de mate waarin dit bedrijven kan helpen- is echter onzeker. Op korte termijn ontstaat mogelijk aanbod, later is dit afhankelijk van voldoende subsidies

## Op korte termijn zou handel inefficiënte partijen kunnen helpen...

- Handel wordt gedreven door asymmetrie in efficiëntie en in reductieopties tussen partijen. De verwachting is dat dit beperkt het geval is in Nederland op korte termijn.
- Gegeven de aanname dat de industrie over het algemeen emissie-efficiënt is zorgt het ingroeipad in de geprijsde emissies bij de meeste partijen voor een overschot aan vrijgestelde emissies. Een hoog aanbod en beperkte vraag zou kunnen leiden tot een lage handelsprijs. Indien handel in de eerste jaren tot stand komt kan dit relatief inefficiënte bedrijven helpen kosten te verlagen, wat flexibiliteit creëert voor investeringen in emissiereductie. Vanwege de lage prijs van de nationale heffing<sup>1</sup> zijn de vermeden kosten overigens beperkt.
- Het is nog wel de vraag of het relatief grote overschot aan emissievrije ruimte wordt aangeboden voor handel (zie de informatie in de box rechts).

## ...op langere termijn is dit nog onzeker (door onzekerheid toereikendheid subsidiepotten en de snel aflopende reductiefactor)

- Zonder subsidies verwachten we op de lange termijn –wanneer de prijs van de heffing hoog is- weinig effect van handel. Het is namelijk niet aannemelijk dat er partijen zijn met een substantieel overschot aan vrijstellingsruimte vanwege de beperkte rendabele emissiereductieopties (zie pagina 52-55) en de snel aflopende reductiefactor (25% efficiënter dan de EU ETS benchmark in 2030).
- Verstrekking van subsidies kan tot overschot aan vrijstellingsruimte bij de subsidie winnende partijen leiden, maar het overschot is mogelijk beperkt door de snel aflopende reductiefactor (zie vorige pagina). Het is daarnaast niet aannemelijk dat lange termijn contracten worden afgesloten door herziening in 2023 en 2025 van de nationale heffing.<sup>3</sup>
- Door onzekerheid omtrent de toereikendheid van de subsidies en de snel aflopende reductiefactor (zie vorige pagina) is het onzeker of op de lange termijn de voor handel benodigde asymmetrie ontstaat.

*De staatssteunrechtelijke implicaties van handel (die mogelijk gemaakt wordt door subsidies) zijn onduidelijk en moeten onderzocht worden.*

- Het is niet aannemelijk dat handel op zichzelf tot emissiereductie leidt. De huidige en toekomstige prijs en liquiditeit van de markt zijn erg onzeker, waardoor partijen geen rekening houden met mogelijke handel in investeringsbeslissingen of financiële projecties. Het kan mogelijk een meevaller opleveren als zij toch een deel weten te verhandelen.<sup>4</sup>

## Handel tussen installaties van één bedrijf is nuttig maar naar verwachting beperkt

- Handel tussen installaties kan een bedrijf helpen om de afdracht voor de nationale heffing te verlagen. Overschot aan emissievrije ruimte kan ingezet worden om een tekort op een andere installatie te verminderen of weg te nemen.
- De toepassing hiervan is naar verwachting beperkt. Vanaf 2021 zijn slechts een beperkt aantal bedrijven in Nederland (22)<sup>5</sup> met meerdere installaties waartussen vrijgestelde emissies geoptimaliseerd kan worden. Dit betreft bedrijven met meerdere productielocaties in Nederland (bijv. uit food, keramiek, papier). De analyses in de cases studies bevestigen dit beeld.<sup>6</sup>

## Onzekerheid totstandkoming door hoge transactiekosten en mededingingsrisico

Vanwege de afwezigheid van een centraal georganiseerd platform zijn de transactiekosten onzeker en het is onduidelijk hoe deze in verhouding staan tot de inkomsten gegeven de lage prijs in de beginjaren. Ook zijn mededingingsrechtelijke risico's verbonden aan bilaterale handelsafspraken.

*De overheid kan overwegen om een faciliterende rol te spelen bij het opzetten van een handelsplatform.*

<sup>1</sup> Door het ingroeipad in de prijs. Waarschijnlijk creëert de nationale heffing minus de EU ETS prijs een maximum voor de handelsprijs in deze jaren. <sup>2</sup> Memorie van toelichting EZK <sup>3</sup> Belangrijke parameters van de regeling (benchmarks, reductiefactor, prijs) worden in 2023 en 2025 mogelijk aangepast. Hierdoor is het onzeker hoe groot het tekort en overschot aan vrijstellingsruimte is van respectievelijk vrager en aanbieder. Ook gezien eerdere ervaringen met handelssystemen voor NOx emission trading scheme en handel in het kader van de 9PJ discussie bij het energie akkoord (bron Interviews) <sup>4</sup> Interviews <sup>5</sup> Communicatie met NEa <sup>6</sup> Twee bedrijven hebben één installatie, het andere bedrijf heeft twee installaties maar bij beide is sprake van een overschot.

# De getoonde effecten zijn nog erg onzeker gegeven dat de belangrijke uitgangspunten (prijspad, aanscherping van de benchmarks en de reductiefactor) nog niet zijn vastgesteld

## Gevoeligheidsanalyse toont aan dat de impact van het nationale beleid nog zeer onzeker is voor bedrijven

- Alle belangrijke uitgangspunten van de nationale heffing zijn nog niet vastgesteld. Wij hebben hiervoor uitgangspunten en aannames meegekregen van EZK: benchmarkwaardes voor de efficiency berekening, reductiefactor (gezien het onbekend zijn van de benchmarkwaarden en de mogelijke aanpassing na 2025), de te hanteren prijzen.
- Het gehanteerde prijspad heeft een groot effect op de berekende impact. De verschillende getoonde impactanalyses met bijbehorende prijsscenario's in de case studies laten zien dat de totale heffingskosten over de periode 2021 -2030 kunnen variëren in een range van €1.900 - €739m met een EBIT(DA) impact van 8 –48% in 2030.
- Gezien de onzekerheid in de uitgangspunten hebben wij gevoeligheidsanalyses uitgevoerd voor de case studies (zie bijlage C) op basis van het scenario met het middelhoge prijspad. De analyse laat zien dat de impact op een bedrijf zeer sterk kan variëren afhankelijk van de gekozen uitgangspunten.
- Hierdoor is het onduidelijk voor partijen wat de heffingsgrondslag is, en wat nodig is om kosten te mitigeren. Bedrijven hebben ook in de interviews aangegeven dat de details cruciaal om de impact te kunnen begrijpen en keuzes te maken in emissie- of energiereductieplannen. Ook de beschikbaarheid van infrastructuur heeft invloed op de keuzes die bedrijven maken tussen emissiereductieopties blijkt uit de interviews en de case studies. Hier bestaat ook nog veel onduidelijkheid. In de interviews benadrukken partijen ook het belang van stabiel, lange termijn (klimaat)beleid, het liefste internationaal.

<sup>1</sup> Het verschil in totale EU ETS kosten over de periode 2021 – 2030 kan, op basis van de case studies oplopen tot 97% wanneer een cross-sectoral correction factor van 1 of 0,78 wordt gehanteerd. Ook de maximale absolute impact in de case studies is groot (~€236m)  
PwC

## Uitkomsten gevoeligheidsanalyse (zie ook appendix C)

- De EU ETS benchmarks worden in 2021 en 2025 aangescherpt. Bij een beperkte **benchmark aanscherping** van 0,2% per jaar (in plaats van 0,9% in per jaar in ons basisscenario) kan voor een partij de gehele afdracht voor de nationale heffing wegvallen. Voor een andere partij die bij een gemiddelde aanscherping nauwelijks iets afdroeg in het kader van de nationale heffing kan een maximaal mogelijke aanscherping van de benchmark tot substantiële afdracht leiden.
- Een beperktere **reductiefactor** (0,8 in plaats van 0,75) kan voor een emissie-efficiënte partij een halvering van de afdracht met zich meebrengen, indien er vanuit wordt gegaan dat deze partij weinig hoeft af te dragen door winst van SDE++ subsidie (wat overigens nog zeer onzeker is). Voor een andere partij leidt een aanpassing van de reductiefactor tot een veel bescheidener kostenverhoging of verlaging doordat deze partij al relatief veel emissiereductie moet inlopen (minder emissie-efficiënt).
- Daarnaast is de geldende benchmarkaanscherping en de waarde van de *cross-sectoral correction factor*<sup>1</sup> van grote invloed op de afdracht voor EU ETS. Deze moeten nog worden vastgesteld voor de komende periode. Deze waarden zijn van belang omdat het kostenverschil vergeleken met concurrenten in Europa niet alleen voortkomt uit het prijsverschil (t.o.v. de EU ETS prijs) maar ook uit de hoeveelheid geprijste emissies. Deze kan afwijken als emissiereductiedoelstelling in Nederland hoger is dan de EU doelstelling binnen EU ETS

# Overige bevindingen en aanbevelingen

## Onduidelijkheid nationale heffing en voortzetting indirecte kostencompensatie

- *Vermijdbare emissies – bruto-netto emissies.* Yara gebruikt ~40% van de CO<sub>2</sub> die zij produceert als grondstof in de productie van o.a. ureum. Zij beschouwt dit als niet te reduceren uitstoot, aangezien reduceren van deze uitstoot direct leidt tot het verminderen van productie. Indien deze emissies onderhevig zijn aan de nationale heffing levert dit en financiële prikkel op om de CO<sub>2</sub> in te zetten voor CCS in plaats van hergebruik binnen Yara. Voor emissiereductie door CCS kan mogelijk een subsidie worden verkregen, die de afdracht voor de nationale heffing helpt reduceren.

*Wij bevelen aan onderzoek te doen naar de wenselijkheid van het definiëren van CO<sub>2</sub>-gebruik voor grondstof in andere productieprocessen als niet vermijdbaar*

- *Elektriciteit als grondstof.* Voor sommige bedrijven (zink en aluminiumproductie) is elektriciteitsgebruik een grondstof. Een stijging van de prijs (en het stoppen van de indirecte kostencompensatie) is voor hen niet vermijdbaar (begrensd door fysieke wetten). In andere landen wordt de indirecte EU ETS kostencompensatie voortgezet wat leidt tot een verslechtering van de concurrentiepositie.

*De overheid kan voortzetting overwegen aangezien het in andere landen wordt voortgezet*

## Clusterprojecten

- Totstandkoming van gezamenlijke (cluster)projecten die leiden tot emissiereductie vereist een hoge mate van coördinatie. Projectontwikkeling van verschillende bedrijven moet op elkaar zijn afgestemd en investeringsbeslissingen moeten gelijktijdig worden genomen. Hierbij moet de business case aansluiten bij de rendementseisen van verschillende bedrijven en moet sprake zijn van een acceptabel risicoprofiel voor alle partijen. Deze projecten kunnen wel maatschappelijke voordelen hebben (naast emissiereductie kan sprake zijn van synergievoordelen waardoor mogelijk minder subsidie nodig is).

## Sectorspecifieke oplossingen

- Uit de interviews blijkt dat bepaalde sectorspecifieke of bedrijfsspecifieke emissiereductie opties worden niet geprikkeld. Terwijl deze mogelijk wel tegen lage kosten tot emissiereductie kunnen leiden. Bijvoorbeeld een innovatie waarbij meer deelproducten uit een eenheid productie kunnen worden gehaald worden niet geprikkeld. Doordat vrijstellingsruimte in sommige gevallen gegeven wordt op ton productie in plaats van producten die uit een ton productie gehaald kunnen worden neemt de vrijstellingsruimte af. Efficiënter gebruik van productie (wat leidt tot emissiereductie) wordt hierdoor niet 'beloond'.

*Het kan interessant te onderzoeken op welke wijze bedrijven sector of bedrijfsspecifieke oplossingen in kunnen brengen te brengen (maatwerk).*

## Flankerend beleid en barrières in wet- en regelgeving voor opbouw nieuwe ketens

- De SDE++ is gericht op stimulering individuele wijzigingen en minder op grote geïntegreerde projecten of opbouw nieuwe ketens. Om nieuwe ketens te laten ontstaan moeten prikkels consistent zijn (bijvoorbeeld elektrificatie<sup>1</sup>). Flankerend beleid kan helpen om business cases te versterken. Ook kan sprake zijn van barrières in wet- en regelgeving.

*Dit onderwerp valt niet onder de directe reikwijdte van dit onderzoek. De overheid heeft recent een start gemaakt met de recent uitgebrachte brieven rondom gassen en lange termijn beleid voor de industrie<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>Elektrificatie wordt gesubsidieerd bijv. binnen SDE++ wat de business case kan verbeteren. De verzwaring van de netwerkaansluiting wordt niet in de subsidie meegenomen en het wegvallen indirecte kosten compensatie verslechterd de business case voor elektrificatie. Ook wordt in de SDE++ voor elektrificatie geen rekening gehouden met mogelijk duurzame elektriciteitscontract wat tot meer CO<sub>2</sub>-eq. reductie zou leiden dan bij het inzetten van de gemiddelde productie mix in Nederland, hierdoor zijn de kosten per vermeden tot CO<sub>2</sub>-eq. hoger, waardoor de winkans lager is. <sup>2</sup> Zie kamerbrieven Routekaart Groengas, Kabinetvisie waterstof en Visie verduurzaming basisindustrie 2050; de keuze is aan ons

# Internationale vergelijking speelveld

# Een internationale vergelijking van alle vestigingsfactoren is geen onderdeel van dit onderzoek. Wel voeren wij een internationale vergelijking van directe en indirecte heffingen uit, elektriciteits- en gasprijzen en analyseren wij subsidiebeleid in landen

## Vergelijking van alle vestigingsfactoren valt niet binnen de reikwijdte van dit onderzoek

- Wij hebben geconcludeerd dat het voorgenomen klimaatbeleid kan leiden tot additionele kosten voor bedrijven. Het is de vraag of hierdoor de *totale* productiekosten van de bedrijven in Nederland ook hoger worden dan in andere landen. Andere vestigingsfactoren zouden er immers voor kunnen zorgen dat het nog steeds aantrekkelijk is om in Nederland te produceren. De uitgangspositie m.b.t. de productiekosten van de industrie in Nederland is niet onderzocht binnen de reikwijdte van dit onderzoek. In PwC 2019a hebben wij wel een high-level analyse uitgevoerd waarbij wij de uitgangspositie niet hebben kunnen vaststellen voor de meeste sectoren, behalve voor de raffinaderijen, staalproductie en kunstmestproductie (op Europees niveau). Voor deze sectoren zijn de productiekosten van Europese spelers slechter dan in andere geografieën, ook zonder het voorgenomen klimaatbeleid.
- Tijdens de interviews is het beeld naar voren gekomen dat Nederland historisch gezien een interessant land is om te investeren vanwege macro-economische stabiliteit, gunstige geografische ligging, de aanwezigheid van goede infrastructuur en de industriële clusters. Dit blijkt ook uit het feit dat Nederland op de 4<sup>e</sup> positie staat op de Global Competitiveness Index.<sup>1</sup>

Bron: PwC analyse, CEPS & Ecofys (2018)

<sup>1</sup> De Global Competitive lijst meet nationale concurrentie door te kijken naar de instituties, het beleid, en factoren die productiviteit bepalen. Bron: WEF (2019)

## Wel voeren wij een internationale vergelijking uit van heffingen, E & G prijzen en subsidies

Onderwerpen	Onderzoeksstappen
Fiscale vergelijking directe en indirecte heffingen (pagina 72-76)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Directe heffingen op broeikasgassen – op basis van PwC 2019a. Wij zetten het nu voorgenomen beleid af tegen de resultaten van deze studie</li> <li>• Indirecte heffingen op elektriciteit en gas op basis van PwC 2019a. Wij zetten het nu voorgenomen beleid af tegen de resultaten van deze studie</li> <li>• Kostenvergelijking directe heffing op broeikasgassen en indirecte heffingen op elektriciteit en gas voorvloeiend uit de case studies uit dit onderzoek</li> </ul>
Elektriciteits- en gasprijzen (leveringsdeel) (pagina 77)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• High level vergelijking op basis van bestaande overzichtsstudies van de Europese Commissie</li> </ul>
Subsidievergelijking (pagina 78-79)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Subsidies voor grootschalige implementatie van emissiereductie in de industrie</li> <li>• High level vergelijking voor belangrijkste landen die genoemd zijn in interviews en case studies op basis van de beleidsdatabase van de International Energy Agency</li> </ul>

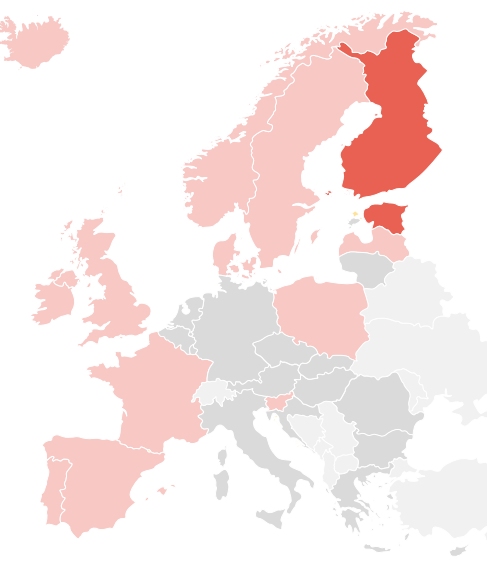
# Uit onze eerdere studie (PwC 2019a) blijkt dat invoering van de directe nationale heffing op broeikasgassen leidt tot hoge tarieven in Nederland vergeleken met het buitenland

## Voorbeelden van EU landen met nationale heffingen op broeikasgas<sup>1</sup>

In **Zweden** geldt een heffing van +/- €113 per ton CO<sub>2</sub>-eq. in 2018 voor de transportsector en de gebouwde omgeving. Bedrijven onder EU ETS, waaronder de industrie zijn vrijgesteld van deze belasting.

In het **Verenigd Koninkrijk** geldt een ondergrens van de heffing op broeikasgas voor energieproductie. Deze ondergrens is +/- €21 per ton CO<sub>2</sub>-eq. in 2018. Dit mechanisme is niet van toepassing voor de industrie.

In **Frankrijk** geldt een heffing van +/- €45 per ton CO<sub>2</sub>-eq. in 2018. Bedrijven die deelnemen aan EU ETS, waaronder de industrie, zijn vrijgesteld van deze belasting.



In **Finland** geldt een heffing van +/- €62 per ton CO<sub>2</sub>-eq. in 2018. Deze belasting geldt voor de industrie bovenop EU ETS. Er zijn echter uitzonderingen, onder andere voor brandstof voor raffinaderijen en gebruik van brandstof als feedstock. 36% van alle uitstoot van broeikasgas in Finland wordt belast.

In **Estland** geldt sinds 2009 een heffing van €2 per ton CO<sub>2</sub>-eq. in 2018. Dit geldt voor installaties die warmte produceren in energieproductie en industrie. Deze belasting geldt ook voor bedrijven die deelnemen aan EU ETS. Er geldt een grootschalige uitzondering als bedrijven hun uitstoot of afval met 15% verminderen ten opzichte van hun initiële niveau. Ongeveer 3% van alle uitstoot van broeikasgas in Estland valt onder deze belasting.

**Legenda**

Deelnemer EU ETS <sup>2</sup> zonder nationale heffing op broeikasgas	Nationale heffing op broeikasgas, maar geldt niet voor industrie bovenop EU ETS
Doet niet mee aan EU ETS <sup>2</sup>	Nationale heffing op broeikasgas geldt bovenop EU ETS voor industrie

- In bijna alle Europese landen geldt dat EU ETS het enige directe beprijzingsmechanisme is voor CO<sub>2</sub>-eq. emissies. Er zijn wel nationale maatregelen gericht op reductie van emissies, zoals in Zweden, het VK of Frankrijk, maar deze richten zich niet op de industrie of de industrie is expliciet uitgezonderd.
- Twee Europese landen hanteren, in aanvulling op het EU ETS, wel een aanvullende heffing op broeikasgas voor de industrie. In Estland geldt een, relatief lage, heffing op broeikasgas die bovendien een beperkt deel van de emissies dekt. In Finland geldt een relatief hoge heffing op broeikasgas, waarbij wel voor de industrie allerlei vrijstellingen gelden. De reikwijdte van deze vrijstellingen hebben wij niet onderzocht.
- In andere delen van de wereld worden emissies ook beprijsd (bijv. in China, delen van de VS en in Canada). Het EU ETS heeft momenteel de hoogste CO<sub>2</sub>-prijs en dekt de meeste emissies.<sup>3</sup>

Bron: PwC 2019a

<sup>1</sup> Dit beeld kan mogelijk naar de toekomst veranderen <sup>2</sup> Deelnemers EU ETS: EU 28 + Liechtenstein, Noorwegen en IJsland. <sup>3</sup> Voor een uitgebreider beeld van de CO<sub>2</sub>-beprijzing in deze landen zie PwC 2019(a)



# Om indirecte heffingen op elektriciteit en gas te kunnen vergelijken maken wij gebruik van een standaardprofiel

Gehanteerd standaard verbruikersprofiel in PwC 2019b

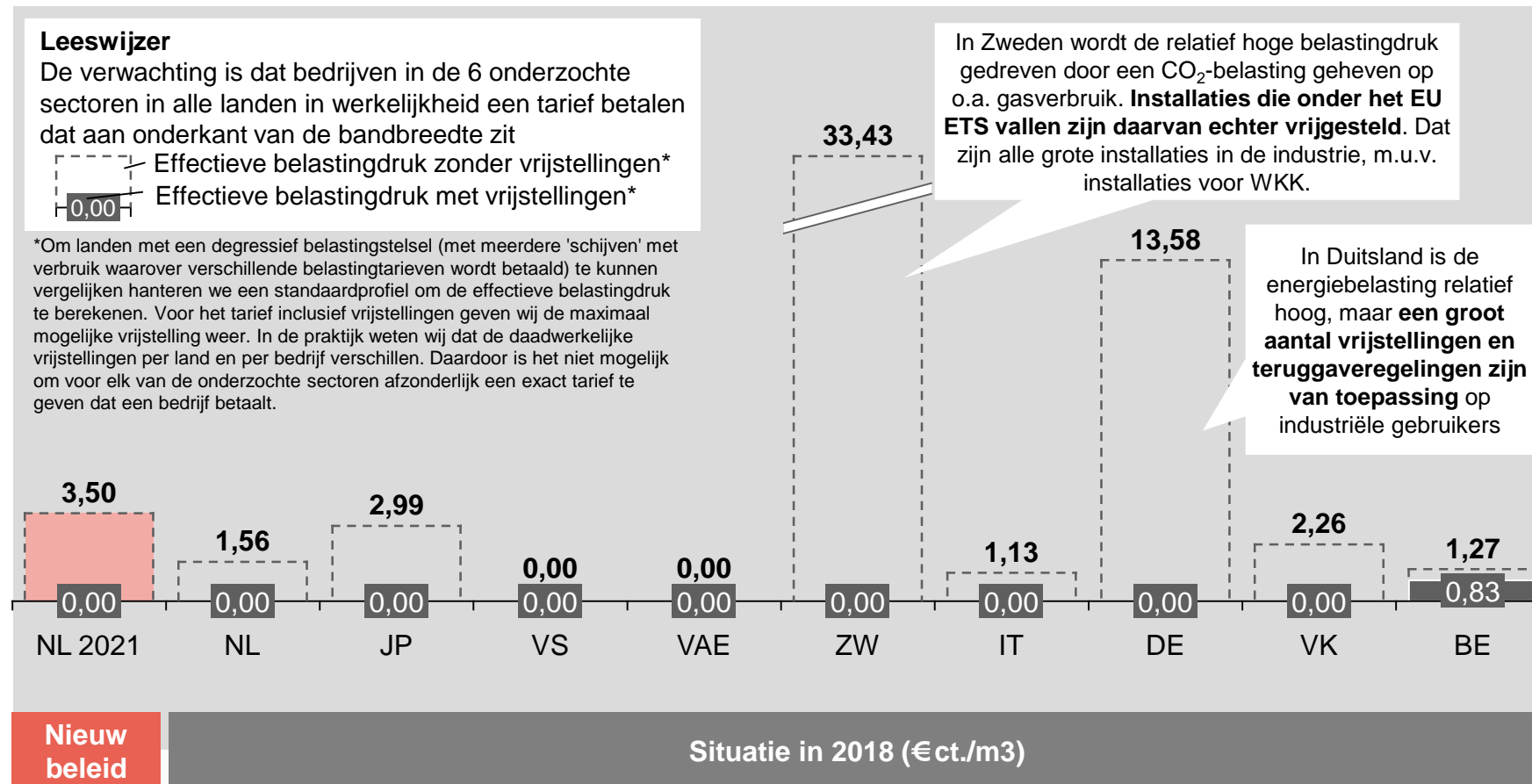
Standaardprofiel	Verbruik
Elektriciteit (GWh/jaar)	650
Gas (Mln. m3/jaar)	250

## Om landen met een degressief belastingstelsel te kunnen vergelijken hanteren we een standaardprofiel om de effectieve belastingdruk te berekenen

- In veel landen is het relevante belastingtarief voor brandstoffen afhankelijk van het volume dat verbruikt wordt. In Nederland is de energiebelasting bijvoorbeeld degressief: hoe meer verbruik, hoe lager het tarief per eenheid. In andere landen, zoals Duitsland, zit de structuur anders in elkaar en is sprake van een eenheidstarief.
- Niet alle landen hebben dus dezelfde tariefstructuur. Om de tarieven per land toch te kunnen vergelijken gaan wij uit van de effectieve belastingdruk. Om deze te berekenen hanteren wij een standaardverbruikersprofiel – zie de tabel links. Aangezien het verbruikersprofiel een algemeen profiel is voor een gemiddelde industriële speler zal daadwerkelijke effectieve belastingdruk verschillen per bedrijf op basis van daadwerkelijk verbruik (zie bijlage van PwC 2019(b) voor indicatieve verbruiksprofielen per sector).
- Deze analyse wordt gedaan op het niveau van installatie (en dus niet per fabriek of bedrijf), aangezien de te betalen belasting afhangt van de wijze van productie van de grondstoffen, en het doel van gebruik. We kijken hierbij naar belangrijkste installatie in het productieproces in een sector (primaire productieproces).

# Op basis van onze eerdere studie (PwC 2019b) blijkt dat wijziging van de indirecte heffingen voor gas in Nederland leidt tot een relatief hoge belastingdruk zonder vrijstellingen t.o.v. het buitenland

Effectieve belastingdruk voor het gebruik van gas in €ct./m3 (gebaseerd op industrieel standaardprofiel)



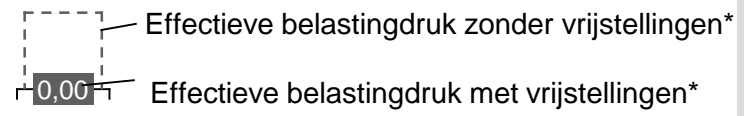
- De figuur beschrijft de effectieve belastingdruk voor een standaard industrieel gebruikersprofiel.<sup>1</sup> Er wordt onderscheid gemaakt tussen de effectieve belastingdruk mét en zónder vrijstellingen.
- Grote delen van de Europese industrie zijn (deels) vrijgesteld van belastingen op gas. De exacte belastingdruk verschilt dan ook per sector en per bedrijf. Deze vrijstellingen worden onder andere gedreven door;
  - het type productieproces;
  - het doel van gebruik; en
  - de wijze van productie.
- Het voorgenomen beleid zorgt voor een hoger belastingtarief in Nederland dan de huidige situatie. Onder het voorgenomen Nederlandse beleid is de belastingdruk zonder vrijstellingen relatief hoog ten opzichte van het buitenland.
- Voor een uitgebreide toelichtingen van de tarieven per land zie PwC 2019(b)

# Op basis van onze eerdere studie (PwC 2019b) blijkt dat wijziging van de indirecte heffingen voor elektriciteit in Nederland leidt tot een beperkte verslechtering van de belastingdruk zonder vrijstellingen t.o.v. het buitenland

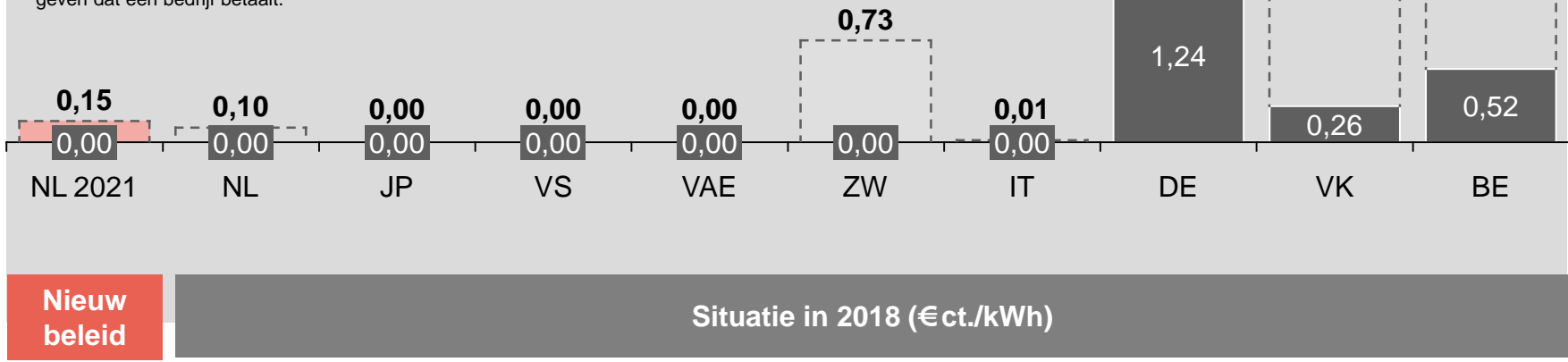
Effectieve belastingdruk voor het gebruik van elektriciteit in €ct./kWh, constante prijzen 2018 (gebaseerd op industrieel standaardprofiel)

### Leeswijzer

De verwachting is dat bedrijven in de 6 onderzochte sectoren in alle landen in werkelijkheid een tarief betalen dat aan onderkant van de bandbreedte zit



\*Om landen met een degressief belastingstelsel (met meerdere 'schijven' met verbruik waarover verschillende belastingtarieven wordt betaald) te kunnen vergelijken hanteren we een standaardprofiel om de effectieve belastingdruk te berekenen. Voor het tarief inclusief vrijstellingen geven wij de maximaal mogelijke vrijstelling weer. In de praktijk weten wij dat de daadwerkelijke vrijstellingen per land en per bedrijf verschillen. Daardoor is het niet mogelijk om voor elk van de onderzochte sectoren afzonderlijk een exact tarief te geven dat een bedrijf betaalt.



- De figuur beschrijft de effectieve belastingdruk voor een standaard industrieel gebruikersprofiel.<sup>1</sup> Er wordt onderscheid gemaakt tussen de effectieve belastingdruk mét en zónder vrijstellingen.
- Grote delen van de Europese industrie zijn (deels) vrijgesteld van belastingen op elektriciteit. De exacte belastingdruk verschilt dan ook per sector en per bedrijf. Deze vrijstellingen worden onder andere gedreven door het type productieproces en de wijze van productie. In landen met een relatief hoge belastingdruk zonder vrijstellingen (met name Duitsland) is typisch een groot deel van de belasting vrijgesteld. De effectieve druk ligt in deze landen naar verwachting aan de onderkant van de bandbreedte.
- Het voorgenomen beleid zorgt voor een hoger belastingtarief in Nederland dan de huidige situatie. Maar in vergelijking met andere landen lijkt de impact van het nieuwe beleid relatief beperkt.
- Voor een uitgebreide toelichtingen van de tarieven per land zie PwC 2019(b)

**Nieuw beleid**

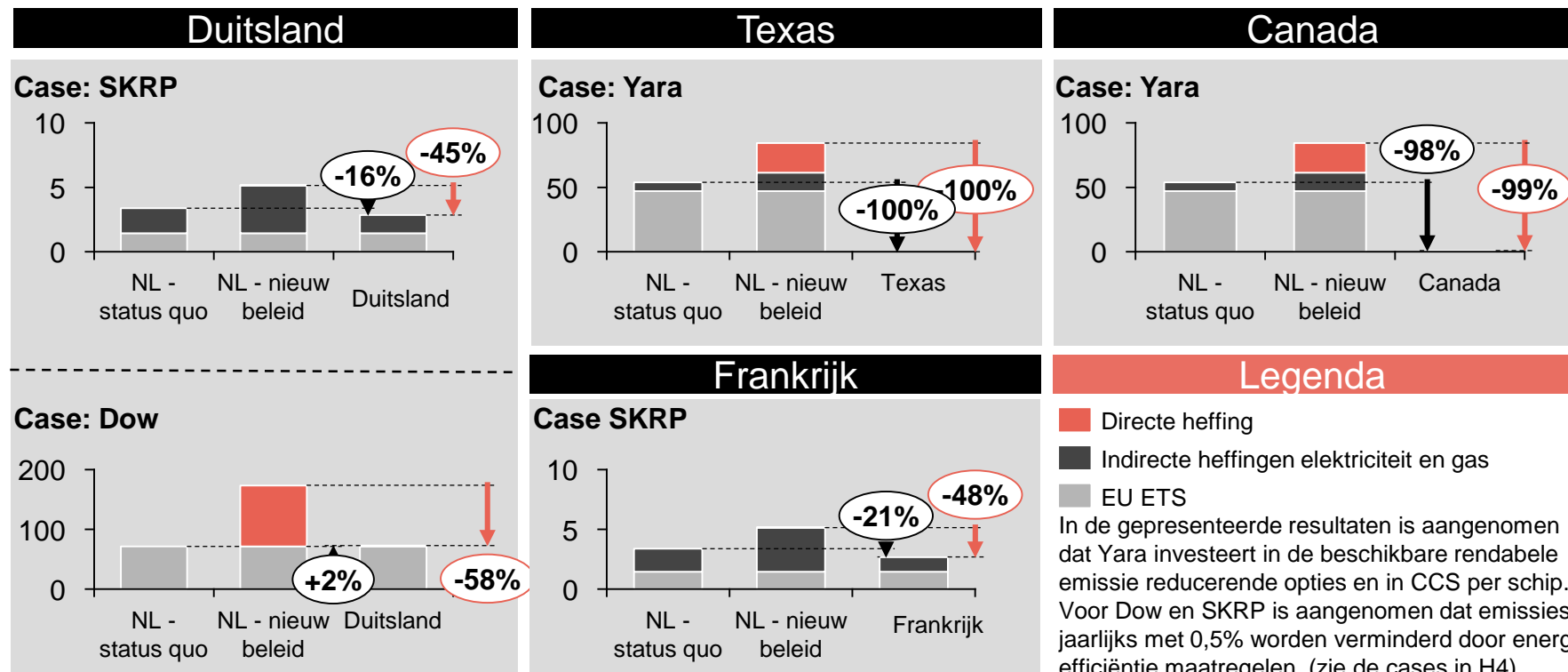
Situatie in 2018 (€ct./kWh)

PwC <sup>1</sup> In Nederland omvat dit zowel de EB als de ODE

# Uit onze case studies blijkt dat de voorgenomen directe heffing en wijzigingen in indirecte heffingen leiden tot relatief hoge kosten, vergeleken met een situatie waarbij de productie (met dezelfde karakteristieken) plaatsvindt in Duitsland, Texas, Canada of Frankrijk

**Vergelijking belastingafdracht directe en indirecte heffingen**  
 €m, 2030 (bij gelijkblijvend beleid in het buitenland)

In PwC 2019a analyseerden wij de belastingtarieven voor directe heffing op broeikasgassen en indirecte heffingen op elektriciteit en gas. Zoals getoond op de vorige pagina's leidde dit tot een breedte in het tarief. Gegeven het feit dat vrijstellingen van toepassing kunnen zijn, is de onderkant van de bandbreedte vaak op 0 vastgesteld. In deze analyse nemen wij de geldende vrijstellingen mee en kunnen daardoor een kostenvergelijking uitvoeren.



### Toelichting

- In de case studies is een vergelijking gemaakt van de belastingafdracht die het bedrijf –indien zij met eenzelfde productielocatie (fabriek met dezelfde karakteristieken) in een ander land zou produceren – zou hebben.<sup>1</sup>
- Hieruit blijkt dat voor de door de bedrijven gekozen landen<sup>2</sup> de belastingafdracht in Nederland (verder) verhoogd wordt. Hiermee verslechtert de concurrentiepositie van Nederland vergeleken met een situatie waarin het klimaatbeleid (incl. flexibiliteitsmaatregelen en subsidies) niet wordt aangepast. Deze analyse gaat uit van gelijkblijvend beleid. Beleid in andere landen kan naar de toekomst toe worden aangepast. Ook kunnen wijzigingen in EU beleid (bijv. green deal) leiden tot andere kosten voor EU ETS

PwC <sup>1</sup> Hiermee houden wij in NL en het buitenland rekening met dezelfde emissiereductie ondanks dat deze reductie mogelijk (deels) wordt geprikkeld door Nederlands beleid. <sup>2</sup> Waar zij alternatieve productielocaties hebben staan

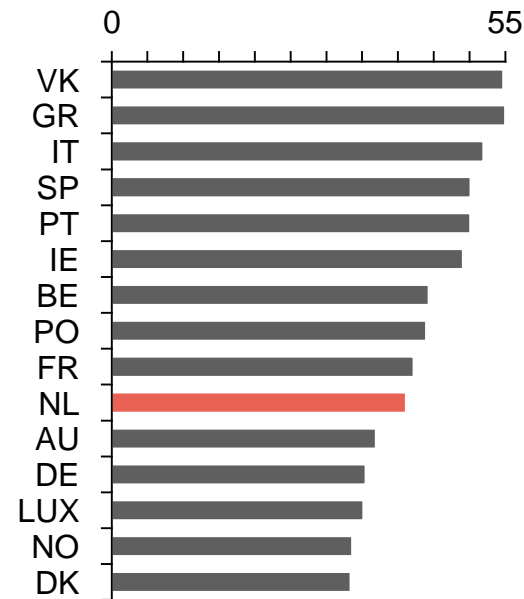
# Voor sommige onderzochte sectoren maken elektriciteits- of gaskosten een groot deel uit van de totale productiekosten. Afhankelijk van de breedte van de markt waarop men concurreert zijn de Nederlandse prijzen relatief laag (EU) of hoog (wereldwijd)

## Energiekosten maken een groot deel uit van de totale productiekosten van industriële spelers en zijn relatief laag in Nederland.

- Energiekosten zijn een belangrijke kostendriver voor veel Nederlandse industriële spelers.<sup>1</sup> Het aandeel energiekosten kan oplopen tot >80% voor bijvoorbeeld de productie van ammoniak (kunstmest).<sup>2</sup> Voor andere sectoren vallen de schattingen lager uit in een range van 3 – 20%<sup>3</sup>
- Binnen Europa zijn de groothandel elektriciteitsprijzen (gemiddelden over periode 2015 – 2019) relatief laag in Nederland. De prijzen zijn het laagst in Denemarken en Noorwegen en het hoogst in het Verenigd Koninkrijk en Griekenland.
- De Europese groothandel gasprijzen (gemiddelden over de periode 2015 – 2019) op de aanwezige gashubs liggen dicht bij elkaar. De prijzen op het Nederlandse handelsplatform (TTF) zijn relatief gezien laag, alleen in België zijn de prijzen lager. De geanalyseerde prijzen zijn het hoogst in Italië.
- In (EC 2015 - 2019) worden ook de prijzen Japan, China, US en Europa (waarbij TTF als prijspunt is gehanteerd) vergeleken. Hieruit blijkt dat de prijs in de US het laagst is. De TTF prijs is relatief gunstig vergeleken met China en Japan. Het Midden-Oosten is niet meegenomen in deze analyse van de Europese Commissie. Mogelijk zijn de energiekosten relatief laag in opkomende economieën zoals het Midden Oosten (bijvoorbeeld voor raffinaderijen en kunstmestproductie, zie PwC (2019a)).

## De groothandel elektriciteitsprijzen zijn relatief laag in Nederland<sup>4</sup>

€/MWh, gemiddelde groothandel prijzen '15 – '19

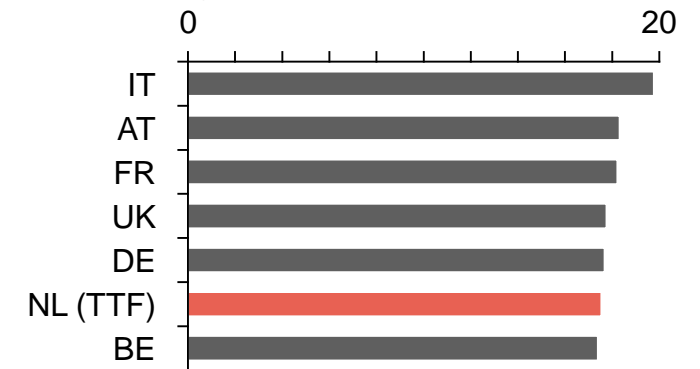


<sup>1</sup> Informatie verkregen uit de gevoerde interviews

<sup>2</sup> CEPS (2014)

## Groothandel gasprijzen verschillen weinig op de gashubs in Europa<sup>4</sup>

€/MWh, gemiddelde groothandel prijzen op de gashubs in EU '15 – '19










- Naast de bestaande hubs kan er in de bovengenoemde landen sprake zijn van geïmporteerd gas uit bijvoorbeeld Rusland of Algerije. Hiervoor gelden andere (doorgaans hogere) prijzen.

<sup>3</sup> EC (2016). In de range van 3 – 20% vallen de volgende sectoren: cement, klei bouwmaterialen, pulp en papier, glas, basis chemicaliën, ijzer en staal, niet ijzerhoudende metalen

<sup>4</sup> EC (2015 - 2019), gemiddelde van kwartaalrapportages van 2015 - 2019

# Subsidiebeleid in andere landen is nog minder gericht op het ondersteunen van emissiereductie in de industrie. Nederland lijkt hier voorop te lopen

## High-level overzicht subsidies

Land	Subsidie voor de industrie	
	Energie efficiëntie	Emissiereductie
NL 	✓ o.a. EIA	✓ Naast de MIA is er structurele <sup>1</sup> financiering vanuit de SDE++ voor o.a. CCS, biomassa, groene waterstofproductie en elektrificatie
DE 	✓ o.a. STEP up!, Energy Efficiency Fund <sup>2</sup>	✓ Relatief kleinschalige innovatieprogramma's <sup>5</sup>
BE 	✓ Voornamelijk o.b.v. vrijwillige afspraken <sup>3</sup>	✗ Geen nationale subsidieregelingen
FR 	✓ o.a. FOGIME fonds <sup>2</sup>	✗ Geen nationale subsidieregelingen
CA 	✓ Programma's op provinciaal niveau <sup>4</sup>	✓ Eenmalige projectgebonden financiering voor o.a. CCS en waterstof vanuit SDTF <sup>6</sup>
AU 	✓ o.a. Energy Efficient Communities Program <sup>2</sup>	✓ Eenmalige projectgebonden financiering voor o.a. CCS en waterstof <sup>7</sup>
EU 	✓ o.a. European Structural and Investment Funds	✓ Eenmalige projectgebonden financiering voor o.a. CCS vanuit het Innovation Fund <sup>8</sup>

## Het Nederlandse subsidiebeleid geeft jaarlijkse steun (structureel) voor grootschalige emissiereductie



















- In de interviews en case studies zijn voornamelijk Duitsland, België, Frankrijk, Canada en Australië benoemd als interessante landen voor emissie reducerende investeringen (zoals CCS en de productie van groene waterstof).
- In al deze landen zijn meerdere ondersteuningsregelingen voor de industrie aanwezig om energie efficiëntie te stimuleren.
- In de interviews is meerdere keren benoemd dat het subsidiebeleid in Nederland in principe aantrekkelijk is. Dankzij de verlegde focus van de SDE++ naar emissiereductie en het opnemen van emissie reducerende technieken zoals CCS is Nederland een voorloper op het gebied van subsidies binnen Europa. Bovendien komt binnen de SDE++ structureel geld beschikbaar voor emissiereductie. In de geanalyseerde landen zijn subsidies doorgaans beschikbaar voor eenmalige projecten waarbij sprake is van technische risico's.
- Op Europees niveau is er subsidie beschikbaar voor emissiereductie vanuit het Innovation Fund (€10 miljard). Dit betreft echter geen structurele financiering zoals de SDE++
- Buiten Europa zijn ook subsidies beschikbaar voor CCS in Canada en Australië. Dit betreft echter vaak eenmalige projectgebonden financiering In Australië is tevens een separate subsidiepot beschikbaar voor groene waterstofprojecten. De grootte hiervan (~€42m)<sup>9</sup> is vergelijkbaar met de voorgenomen subsidie in NL (€35m exploitatiesteun en max. €15m voor innovatieve pilots)<sup>10</sup>
- In deze analyse is enkel gekeken naar bruto subsidies. Mogelijk is de conclusie anders wanneer netto subsidies worden bekeken. Zie pagina 60 voor een toelichting op bruto/netto subsidies.

<sup>1</sup> Structureel: middelen voor emissiereductie zijn structureel beschikbaar. Eenmalig: gericht op het realiseren van kostenreductie van nieuwe technologieën. Andere vergelijkbare projecten zullen geen aanspraak kunnen maken op de middelen. <sup>2</sup> IEA database <sup>3</sup> Econotec (2018) <sup>4</sup> Zie bv. database.energycanada.org voor een overzicht per provincie <sup>5</sup> Bijv. Umweltnovationsprogramma (max €15m per project), Scherpunt "Förderbaustein Innovation" (totaal budget €20m) en het Förderauftrag "Innovatieve Klimaschutzprojekte" uit het Nationale Klimaschutzinitiatie (max 200k per project). Bron: PwC Analyse

<sup>6</sup> SDTF is het Sustainable Deployment Technology Fund. Hiermee worden nieuwe technologieën gestimuleerd. Sinds 2001 is er in totaal ~€600m aan subsidie uitgegeven. Bron: Innovation, Science and Economic Development Canada (2018) <sup>7</sup> Voor CCS: o.a. CCS RD&D Fund. Voor groene waterstofproductie: Renewable Hydrogen Deployment funding Round. <sup>8</sup> CCS kan binnen de EU gesubsidieerd worden vanuit het Innovation Fund. EC (2019a) <sup>9</sup> De Renewable Hydrogen Deployment Funding stelt deze subsidie beschikbaar voor de uitvoering van electrolyse op een schaal van tenminste 10MW (niet gericht op uitvoerbaarheidsstudies). Bron: Arena (2020) <sup>10</sup> kamerbrief kabinetsvisie waterstof

# De infrastructuur moet in andere landen vaak ook nog worden ontwikkeld. Er kunnen lokale voordelen gelden omdat infrastructuur al beschikbaar is

## High level analyse van CCS<sup>1</sup> en waterstof infrastructuur

Land	Infrastructuur	Toelichting
NL 	CCS  Waterstof 	In Nederland zijn op dit moment twee infrastructuur projecten voor CCS in ontwikkeling (Porthos en Athos)
DE 	CCS  Waterstof 	Momenteel geen nationale infrastructuur. In de toekomst mogelijk aansluiting bij andere Europese CCS initiatieven <sup>1</sup>
BE 	CCS  Waterstof 	Momenteel geen nationale infrastructuur. In de toekomst mogelijk aansluiting bij andere Europese CCS initiatieven <sup>1</sup>
FR 	CCS  Waterstof 	Momenteel geen nationale infrastructuur. In de toekomst mogelijk aansluiting bij andere Europese CCS initiatieven <sup>1</sup>
CA 	CCS  Waterstof 	In Canada zijn reeds meerdere CCS projecten voltooid waardoor er lokaal infrastructuur aanwezig is. <sup>3</sup>
AU 	CCS  Waterstof 	Haalbaarheidsstudie naar een grootschalig 'CarbonNet'. <sup>4</sup>

## De ontwikkeling van grootschalige CO<sub>2</sub> en waterstofinfrastructuur moet nog worden ontwikkeld

- Op nationaal niveau is slechts beperkt sprake van grootschalige infrastructuurprojecten. In sommige Europese landen ontbreekt deze volledig. Van grensoverschrijdende infrastructuur is op dit moment dan ook nog geen sprake. Wel zijn er een aantal projecten (Athos (NL), Northern Lights (NO), CO<sub>2</sub> Sapling Project (VK), Teesside CO<sub>2</sub> hub (VK)) die in de toekomst mogelijk leiden tot grensoverschrijdende infrastructuur (o.a. tussen VK, DE, BE, NL, NO).<sup>2</sup> Infrastructuur voor waterstof lijkt op dit moment in alle onderzochte landen te ontbreken.
- Binnen Europa wordt de aanleg van nieuwe infrastructuur gestimuleerd door het beschikbaar stellen van subsidies (Connecting Europe Facility Transport<sup>5</sup>) en mogelijke staatssteun (Projects of Common Interest<sup>6</sup>).
- De aanwezigheid van infrastructuur (zoals in Canada) of de beschikbaarheid van grondstoffen zoals hernieuwbare energie (zoals in Australië) kan leiden tot lokale voordelen voor partijen.

<sup>1</sup>Leidingen voor CCU zijn in deze analyse buiten beschouwing gelaten  
<sup>2</sup>EC (2019b)

<sup>3</sup>Natural Resources Canada (2013). Zo is er het Quest project dat sinds 2015 4mton aan CO<sub>2</sub> heeft opgeslagen. Hiervoor wordt gebruik gemaakt van een pijpleidingnetwerk van 65km. Daarnaast is er in Alberta de Trunk Line met een pijpleidingnetwerk van 240km.

<sup>4</sup>Dit betreft een netwerk in Latrobe Valley, Victoria. Bron: website Australische overheid, department of Industry, Science, Energy and Resources (geraadpleegd mei 2020)

<sup>5</sup>Connection Europe Facility Transport is een Europees financieringsinstrument voor investeringen die de ontwikkelingen van adequate trans-Europese transportnetwerken ondersteunen.

<sup>6</sup>Voor zogenaamde Projects of Common Interest gelden versoepelde staatssteun regels

4

Case studies



# Wij baseren onze analyse op interviews en case studies met verschillende typen bedrijven om de spreiding van de impact weer te geven

Wij hebben bedrijven geselecteerd op basis van een aantal belangrijkste criteria...

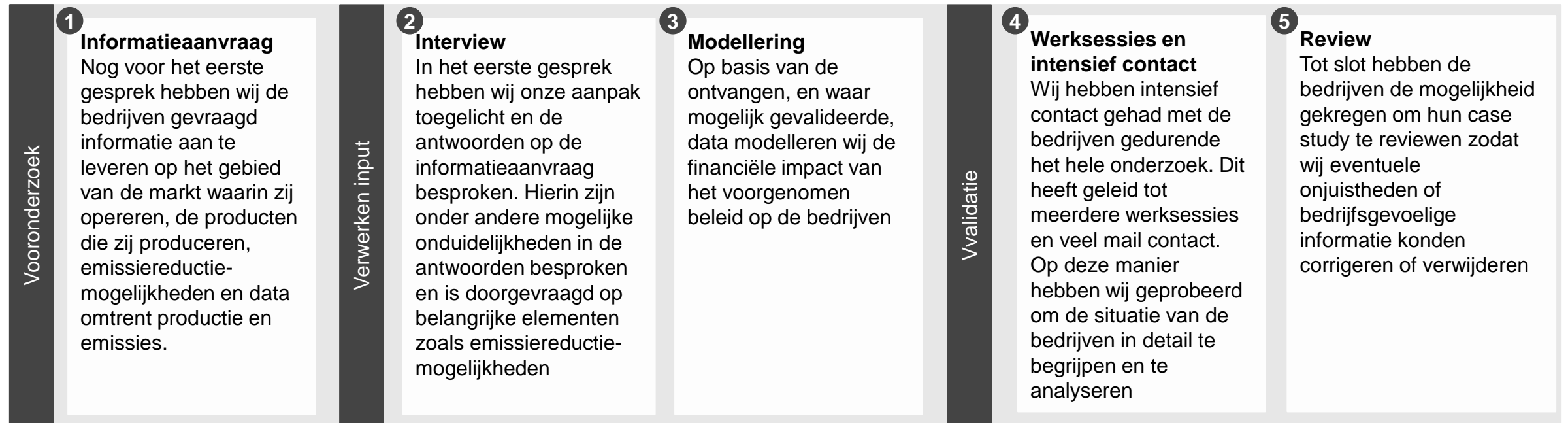
Criteria	Toelichting
<b>Uitstoot</b>	We hebben een selectie gemaakt van een aantal van de grootste uitstoters (uit de 'grote 12') die eerder in onze studies zijn geanalyseerd, grote uitstoters (uit de 'grote 30') nog niet eerder zijn meegenomen en eventueel kleinere uitstoters die om een specifieke reden interessant kunnen zijn (bijv. bekijken van de impact van een specifieke beleidsmaatregel). Naast totale uitstoot hebben gezorgd dat er een spreiding zit in het type benchmark dat een bedrijf gebruikt.
<b>Sector</b>	Er vallen 9 sectoren binnen de reikwijdte van dit onderzoek: Staal, raffinage, petrochemie, kunstmestproductie, waterstofproductie, speciale chemicaliën, voedingsindustrie, papierindustrie, keramiek. Daarom hebben we in ieder geval 1 speler uit iedere sector meegenomen in het onderzoek voor ofwel een interview of een case studie.
<b>Locatie: geografisch en cluster</b>	In ons onderzoek hebben we een set bedrijven gesproken die gezamenlijk een brede geografische spreiding over Nederland hebben. Daarnaast zit er een evenredige verdeling in bedrijven die onderdeel zijn van een cluster (zoals bijvoorbeeld in Rotterdam) en bedrijven die minder fysiek verweven zijn met hun omgeving (omdat dit de beschikbare verduurzamingsopties ook kan beïnvloeden). Daarnaast hebben we ook gesproken met bedrijven met meerdere installaties op verschillende locaties.
<b>Handelingsperspectief</b>	Wij hebben bedrijven met verschillende handelingsperspectieven (zijn zij in staat om te investeren in emissie reductie opties) geïnterviewd en geanalyseerd in de case studies. Ten eerste moeten er technische opties zijn. Ten tweede moet er sprake zijn van een economisch rendabele business case. Dit hangt af van de mogelijkheid om kosten te kunnen doorgeven, maar ook van de nationale heffing (incl. flexibiliteitsmaatregelen) en subsidies.

...om inzicht te geven in de spreiding van de impact en wat de drivers hier voor zijn

- We hebben de bedrijven – Dow Benelux, Yara Sluiskil en Smurfit Kappa Roermond Papier - zo geselecteerd dat we een brede spreiding hebben in de verschillende kenmerken die industriële bedrijven kunnen hebben.
- Op deze manier laten we zien wat op micro niveau de mogelijke impact kan zijn, en wat de afhankelijkheden zijn van de verschillende bedrijfsspecifieke kenmerken.
- Aangezien in dit onderzoek wordt gekeken naar micro effecten voor een aantal specifieke bedrijven kunnen op basis hiervan geen directe conclusies worden getrokken over de hele sector. Wel laat het zien wat de verschillen in impact kunnen zijn en waar deze op gebaseerd zijn.
- Mogelijk speelt de locatie van de bedrijven van de case studies een rol in de resultaten (met name Dow en Yara die ver van te ontwikkelen infrastructuur afzitten). Uitvoering van meer case studies kan de inzichten helpen verdiepen.

# Wij baseren de case studies grotendeels op openbare data. Waar nodig gebruiken wij data van het bedrijf die wij valideren op basis van openbare bronnen

## Proces



# In iedere case study bespreken wij de volgende onderwerpen

## Analytisch kader impact per bedrijf

1

### Bedrijfsinformatie

Wij analyseren activiteiten van het bedrijf: de productieprocessen, welke producten er worden geproduceerd, de emissie intensiteit en waar emissies vrijkomen. Waar van toepassing plaatsen wij de activiteiten van het Nederlandse entiteit in perspectief van het bredere internationale moederbedrijf

2

### Doorgiftemogelijkheden

*Bedrijven kunnen mogelijk de financiële impact van de nationale heffing, de wijzigingen in EB/ODE en de afschaffing van de compensatie voor indirecte EU ETS kosten mitigeren door de kosten door te geven aan klanten door middel van een prijsverhoging.*

Per bedrijf bespreken wij de aannemelijkheid van doorgifte van de nationale kosten. Wij analyseren de relevante product- en geografische markt waar binnen de bedrijven concurreren en hun marktaandeel in deze markten. Ook analyseren wij of de activiteiten op de *carbon leakage* lijst staan van de Europese commissie.

4

### Flexibiliteitsmaatregelen en subsidies

In onze analyse staan wij stil bij de mitigerende werking van subsidies. Hierbij analyseren wij of de opties binnen SDE++ wordt gesubsidieerd, of de subsidie toereikend is, de winkans van het bedrijf en hoe de aanvraagprocedure samenvalt met de timing (van bijv. turnarounds) binnen het bedrijf. Vervolgens analyseren wij de mitigerende werking van het ingroeipad (hoeveelheid belaste emissies), de mogelijkheid om een overschot aan vrijgestelde emissies te verhandelen en de carryback-optie.

3

### Emissie reductiemogelijkheden

*Naast het doorgeven van de kosten kunnen bedrijven mogelijk de negatieve gevolgen van het gewijzigde beleid verminderen of zelfs voorkomen door te investeren in emissie reducerende technologieën.*

Per bedrijf bespreken wij de mogelijkheid om te investeren in voldoende emissiereductie om de additionele nationale kosten te kunnen vermijden. Wij bespreken welke opties een significante bijdrage leveren en of de opties technisch en economisch haalbaar zijn. Wij nemen in onze analyse mee dat sommige opties mogelijk rendabel worden onder de huidige verwachtingen van de EU ETS prijs (relevant voor bedrijven die opereren op een markt die EU breed of kleiner is).

5

### Financiële impact

Op basis van de doorgifte- en reductiemogelijkheden modelleren wij de financiële impact van het beleid voor bedrijven. Hier houden wij rekening met de impact van de flexibiliteitsmaatregelen en subsidies.

6

### Fiscale vergelijking met het buitenland

We vergelijken de fiscale kosten van produceren in Nederland met een ander relevant land. Door de directe kosten (b.v. belasting op uitstoot van broeikasgassen) en de indirecte kosten (energiebelasting) te vergelijken brengen wij de relatieve fiscale aantrekkelijkheid van beide landen in beeld.

7

### Conclusies en aanbevelingen

Op basis van de uitkomsten geven wij per bedrijf een aantal aanbevelingen.

# Wij vergelijken de status quo (1) met een scenario waarin rekening wordt gehouden met de kostenverhogende en flexibiliteitsmaatregelen en subsidies (2)

*De impact van de COVID-19 crisis is niet in dit onderzoek meegenomen. Hierdoor kan mogelijk de impact op (het speelveld van) de Nederlandse industrie afwijken (zie pagina 43 voor en toelichting).*

1 Status quo	2 Klimaatbeleid (kostenverhogende maatregelen met flexibiliteitsmaatregelen en subsidies)
Wij illustreren de mogelijke financiële effecten met als uitgangspunt dat de huidige situatie zich voortzet. Dit betekent dat wij rekening houden met toenemende EU ETS kosten, EB en ODE kosten op basis van de prijspaden zoals vastgesteld voor het klimaatakkoord, voortzetting van de indirecte EU ETS kostencompensatie en een implementatie van rendabele CO <sub>2</sub> -eq. reducerende maatregelen	Tot slot illustreren wij de financiële effecten van de bedrijven wanneer er naast de genoemde beleidswijzigingen in scenario 2, ook rekening wordt gehouden met de aangekondigde flexibiliteitsmaatregelen. Hieronder vallen het ingroei-pad in de belaste emissies, de carryback en handel. Bovendien houden wij in dit scenario rekening met de beschikbaarheid van subsidies.
<b>Overzicht van relevante factoren voor analyse per scenario</b>	
Toekomstige ETS kosten	
Implementatie CO <sub>2</sub> -eq. reducerende maatregelen onder ETS	
EB/ODE kosten o.b.v. prijspaden oude stelsel	EB/ODE kosten o.b.v. prijspaden onder het nieuwe stelsel
Voortzetting indirecte kostencompensatie EU ETS	Afschaffing indirecte EU ETS kostencompensatie
	Nationale heffing (incl. flexibiliteitsmaatregelen)
	CO <sub>2</sub> -eq. reductiemaatregelen door de heffing
	Subsidies

- Wij hanteren de historische resultaten van de bedrijven (10 jaar gemiddelde<sup>2</sup>) als startpunt voor onze impactanalyse. Wij analyseren de impact van de invoering van het klimaatbeleid op deze financiële gegevens. Deze aanpak heeft als doel de invloed van schommelingen in productie en financiële resultaten door economische cycli op de uitkomsten van het onderzoek te beperken. Onze benadering geeft dus geen inschatting van de toekomstige winstgevendheid van de bedrijven gegeven hun business plannen (geen rekening gehouden met bijvoorbeeld verwachtingen over productieontwikkeling, marktomstandigheden, fluctuaties in grondstofprijzen).<sup>3</sup>
- Wij vergelijken de effecten op de resultaten van de bedrijven in twee scenario's. Wij vergelijken de uitkomsten van scenario 2 (klimaatbeleid) met scenario 1 (status quo). Deze vergelijking laat zien in hoeverre de aantrekkelijkheid van de business case van in Nederland blijven produceren afneemt ten opzichte van het buitenland.<sup>4</sup> Immers, scenario 1 gaat uit van de huidige kostenontwikkelingen zonder het klimaatbeleid. Daarnaast vergelijken wij de uitkomsten van scenario 2 met een hypothetisch scenario waarbij er geen rekening wordt gehouden met de flexibiliteitsmaatregelen of subsidies. Vergelijking van deze uitkomsten stelt ons in staat de werking en effectiviteit van flexibiliteitsmaatregelen en subsidies te analyseren.
- In onze analyse gebruiken wij de EBITDA als een proxy voor het cash generend vermogen van het bedrijf (zie conceptueel kader op pagina 29). Bedacht moet worden dat de EBITDA toereikend moet zijn om o.a. vermogens-verstrekkers te vergoeden (rente of een redelijk rendement) en om benodigde vervangingsinvesteringen te kunnen doen. Het punt dat investeren in een business case niet meer economisch aantrekkelijk is ligt dan ook (ver) boven een EBITDA van nul.
- Wij hebben op ontvangen informatie geen kwaliteitscontrole, of andere activiteiten uitgevoerd die het karakter dragen van een due diligence.

<sup>2</sup> De historische gegevens zijn gecorrigeerd voor inflatie. In enkele gevallen was de 10 jarige data niet beschikbaar. Dit geven wij aan in voetnoten <sup>3</sup> Deels worden deze effecten geminimaliseerd door een 10-jarig gemiddelde te gebruiken <sup>4</sup> Onder de veronderstelling dat er in het buitenland geen wijzigingen optreden. <sup>5</sup> En in het geval van vreemd vermogen verschaffers moet de verstrekte financiering kunnen worden terugbetaald.

# 4.1

Case study Dow Benelux



# Dow is de vierde grootste industriële uitstoter van broeikasgassen in Nederland. De meeste productie vindt plaats op de productielocatie in Terneuzen

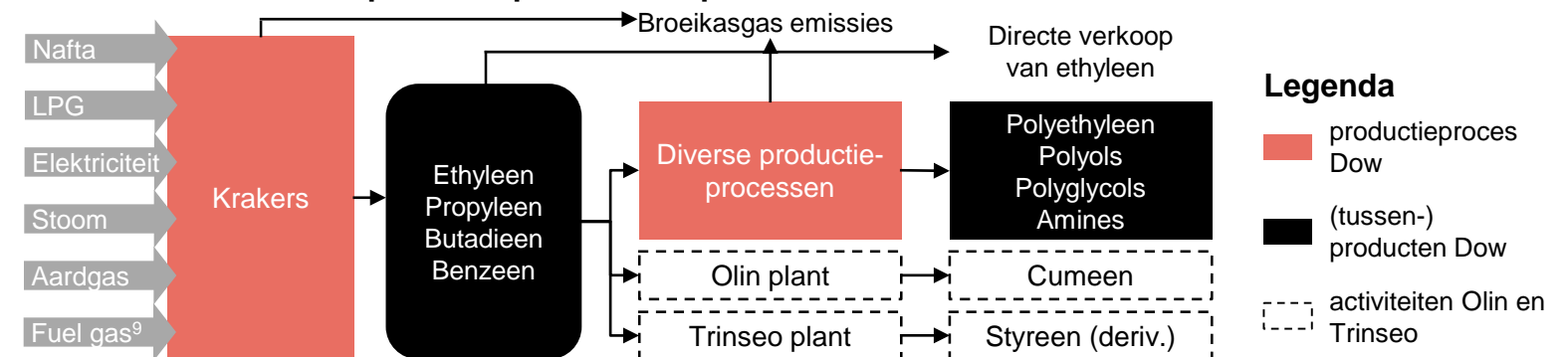
## Bedrijfsinformatie

<b>Naam:</b>	Dow Benelux B.V.
<b>Sector:</b>	Petrochemie
<b>Werknemers:</b>	3.200
<b>Locaties:</b>	Terneuzen & Delfzijl
<b>Totale uitstoot (2018):</b>	~4.1 Mton <sup>1</sup>
<b>Naam moederbedrijf:</b>	The Dow Chemical Company
<b>Locatie hoofkantoor:</b>	Midland, Michigan, VS

## Productieproces

- De productielocatie in Terneuzen is de op één na grootste productielocatie van Dow ter wereld.<sup>2</sup> In Terneuzen produceert Dow chemische halffabricaten die de basis vormen voor verschillende typen plastic.
- De Terneuzen site is een zogenoemde geïntegreerde site waarbij drie krakers nafta en LPG tot ethyleen, propyleen, butadien en benzeen verwerken. Deze stoffen worden grotendeels gebruikt in andere productieprocessen op de site. Dow richt zich daarbij vooral op het verwerken van ethyleen tot polyethyleen.<sup>3</sup>
- Propyleen butadien en benzeen worden via pijpleidingen aan de bedrijven Olin en Trinseo<sup>4</sup> geleverd voor de productie van cumeen, styreen en van styreen afgeleide producten.
- Voor het transport van ethyleen en propyleen is Dow aangesloten op het ARRRA cluster door middel van een pijpleidingnetwerk.<sup>5</sup> Dit netwerk verbindt chemische producenten uit Nederland, België en Duitsland. De overige producten worden vervoerd over het water, het spoor of de weg. In sommige gevallen worden klanten van producten voorzien vanuit verschillende productielocaties van Dow.<sup>6</sup>
- Het kraakproces kent een hoge emissie-intensiteit, hier komen de meeste broeikasgassen vrij. Twee van de krakers zijn relatief oud waardoor de uitstoot van het kraakproces gemiddeld boven de EU ETS benchmark zit.<sup>7</sup>

## Schematisch overzicht productieprocessen op het chemische cluster in Terneuzen<sup>8</sup>



<sup>1</sup> Nederlandse Emissie Autoriteit (2019). Hierin zit ook de uitstoot van Olin en Trinseo. Dit valt onder de milieuvergunning van Dow. Bij het berekenen van de financiële impact op Dow is deze uitstoot buitenbeschouwing gelaten.

<sup>2</sup> Website Dow, geraadpleegd April 2020

<sup>3</sup> Management informatie Dow

<sup>4</sup> Dow heeft deze activiteiten verkocht in 2010 (Trinseo) en 2015 (Olin)

<sup>5</sup> Dow Benelux duurzaamheidsverslag 2013

<sup>6</sup> Zo worden producten van polyurethanen voorzien van polyols en MDI van Dow Benelux en TDI vanuit een andere Europese productielocatie van Dow

<sup>7</sup> Management informatie Dow

<sup>8</sup> Butadien wordt ge-extraheerd uit de C4 en benzeen uit de pyrolysis gasoline die in het kraakproces vrijkomen. Bij de diverse productieprocessen ontstaan tussenproducten (zoals ethyleen oxide) die Dow zelf worden gebruikt in andere productieprocessen.

<sup>9</sup> Deze wordt in de krakers zelf geproduceerd

# Dow concurreert in internationale markten. Voor sommige producten kan mogelijk sprake zijn van een mate van doorgifte

## Dow is actief in internationale markten

- Dow produceert voornamelijk ethyleen, polyethyleen (LDPE en LLDPE), polyether polyols, butadien, benzeen en propyleen.<sup>1</sup> Voor deze producten bestaan veelal geen alternatieven waardoor de EC de markten niet verder heeft opgedeeld in deelmarkten op basis van productdifferentiatie.<sup>2</sup> Ethyleen, bijvoorbeeld, is een homogeen product met een generieke chemische verbinding zonder kwaliteitsverschillen.<sup>3</sup>
- Al deze producten worden verkocht op markten die breder zijn dan Nederland. De relevante markt is veelal bepaald als de EER (zie tabel). Gezien de geringe transportmogelijkheden voor ethyleen<sup>4</sup>, wordt de relevante geografische markt voor dit product bepaald door het netwerk van pijpleidingen. Dow is aangesloten op het ARG-netwerk dat Nederland, Duitsland en België verbindt. De andere producten kunnen gemakkelijker en goedkoper worden vervoerd.<sup>5</sup>

<sup>1</sup> Management informatie Dow. Propyleen wordt hier niet behandeld vanwege het geringe aandeel in de verkoop naar derden (<5%) <sup>2</sup> Voor LLDPE een onderscheid gemaakt tussen C8 enerzijds en C4 en C6 anderzijds (zie EC M.1671). <sup>3</sup> EC M.2533. De marktaandelen zijn berekend op basis van aangesloten capaciteit. <sup>4</sup> EC M.4426 <sup>5</sup> Transportkosten zijn 6 tot 7% van productwaarde (EC M.1671) <sup>6</sup> Managementinformatie Dow. <sup>7</sup> EC M.2533 <sup>8</sup> EC M.1671 <sup>9</sup> EC M.1796 <sup>10</sup> EC M.2345. <sup>11</sup> EC M.2345 <sup>12</sup> Dit is het maximale marktaandeel berekend op basis van de capaciteit in Nederland gedeeld door de productie in EU15 + NOR (Petrochemicals Europe, 2018). <sup>13</sup> Op basis van polyol capaciteit in Nederland gedeeld door Europese consumptie van polyether polyolen. De polyol capaciteit kan zowel polyether als polyester polyols omvatten. Dow produceert enkel polyether polyols. De bovengrens (43%) van het marktaandeel is indien alle capaciteit in NL wordt gebruikt voor de polyether variant. Indien enkel Dow polyether produceert is het marktaandeel ongeveer 25%. <sup>14</sup> Olin en Trinseo nemen ook stoom en elektriciteit af van Dow. Er zijn afspraken gemaakt over het doorberekenen van de milieukosten van de opwek. Trinseo neemt ook butadien af voor de productie van latex en ABS. <sup>15</sup> Management Dow <sup>16</sup> EC M.1078

## Het marktaandeel van Nederlandse spelers is beperkt

- In de meeste internationale markten hebben de Nederlandse spelers een beperkt marktaandeel (zie tabel) waardoor het aannemelijk is dat de mogelijkheid tot doorgifte van de Nederlandse kostenstijging beperkt is. Het marktaandeel ethyleen is relatief hoog. Het grootste deel wordt echter intern gebruikt voor de productie van polyethyleen en polyols. De rest wordt verkocht aan derden, maar dit betreft een zeer beperkt deel [0-10%] van de totale verkoop aan derden door Dow.<sup>6</sup> Het Nederlandse marktaandeel van polyols is niet precies bekend maar is wel substantieel. Door capaciteitsrestricties in deze markt kan de mogelijkheid om de kostenstijging deels door te geven in de prijs niet worden uitgesloten. Echter, het vervaardigen van chemische basisproducten en plastics staat op de carbon leakage lijst (EC, 2019). Dit duidt op een markt die mogelijk breder is dan Europa wat de mogelijkheid tot doorgifte zou beperken.

## Markten producten Dow

Product	Relevante markt	Marktaandeel NL
Ethyleen	ARG-pijpleiding <sup>7</sup>	~38% <sup>7</sup>
LLDPE	EER <sup>8</sup>	~24% <sup>12</sup>
LDPE	EER <sup>8</sup>	~18% <sup>12</sup>
Polyether Polyols	Min. EER <sup>9</sup>	~25% – 43% <sup>13</sup>
Benzeen	Min. West Europa <sup>10</sup>	~20% <sup>12</sup>
Butadien	Min. West Europa <sup>11</sup>	~18% <sup>12</sup>

## Kan Dow de heffing doorgeven binnen zijn cluster?

- Olin en Trinseo zijn afnemers van Dow binnen het cluster en produceren respectievelijk cumeen en styreen en van styreen afgeleide producten. Voor cumeen wordt benzeen en propeen afgenomen van Dow, voor styreen en de styreen derivaten wordt benzeen, en ethyleen en butadien afgenomen.<sup>14</sup> Het relatieve aandeel van deze afnemers in de totale afzet aan derden is echter beperkt (~20%).
- Gezien de relatief lage transportkosten is het aannemelijk dat benzeen en propeen ten behoeve van de cumeenproductie kunnen worden geïmporteerd. Hierdoor kan Dow een kostenverhoging niet zonder meer doorgeven.
- Voor de productie van styreen is ethyleen benodigd, waarvoor de transportkosten hoog zijn. Trinseo neemt deze ethyleen af van Dow tegen de marktprijs. Dit is contractueel vastgelegd waardoor het aannemelijk is dat de mogelijkheid tot doorgifte beperkt is.<sup>15</sup> Indien Dow wel in staat zou zijn om de kosten door te geven is het aannemelijk dat de gebonden afnemers dit niet door kunnen geven. Styreen is een product zonder substituten dat internationaal wordt verhandeld.<sup>16</sup> Het is aannemelijk dat de vraag van deze afnemers op termijn gaat dalen.

# Het is niet aannemelijk dat Dow mogelijke kosten van het Nederlandse beleid kan afwentelen op toeleveranciers. De belangrijkste grondstoffen van Dow (nafta, LPG, aardgas) zijn commodities die internationaal worden verhandeld.

## Overzicht belangrijkste grondstoffen en leveranciers Dow

Grondstof / energiedrager	Leveranciers	Reactie leverancier bij 5 – 10% prijsverlaging	Alternatieve afzet-mogelijkheden leverancier	Marktaandeel Dow in de inkoopmarkt
Nafta	Dow koopt nafta in op de spot markt en is niet gebonden aan één leverancier <sup>1</sup>	Dow acht het voor iedere grondstof aannemelijk dat leveranciers niet bereid zijn om tegen lagere prijzen te leveren. Bovendien is Dow van mening dat leveranciers succesvol andere klanten kunnen bedienen tegen hogere tarieven indien Dow in staat is om de prijs met 5 - 10% te verlagen	Nafta wordt internationaal verhandeld. <sup>2</sup> Het is aannemelijk dat de leveranciers andere afnemers kunnen vinden <sup>3</sup>	Het marktaandeel van Dow is met <5% klein. <sup>7</sup> Het is aannemelijk dat er geen sprake is van inkoopmacht.
LPG	Dow koopt LPG in op de spot markt en is niet gebonden aan één leverancier <sup>1</sup>		LPG wordt internationaal verhandeld. <sup>4</sup> Het is aannemelijk dat de leveranciers andere afnemers kunnen vinden	Het marktaandeel van Dow is met <5% klein <sup>7</sup> Het is aannemelijk dat er geen sprake is van inkoopmacht.
Aardgas	Dow sluit contracten af op de geliberaliseerde gasmarkt en is voor de duur van dit contract gebonden aan één afnemer <sup>1</sup>		De gasmarkt is goed functionerend en transparant. <sup>5</sup> Bovendien zijn de verschillende markten binnen Noord West Europa zijn goed verbonden, waardoor gas gemakkelijk worden uitgewisseld tussen verschillende markten. <sup>6</sup>	Het marktaandeel van Dow is klein (<5%). <sup>7</sup> Een deel van de gasbehoefte wordt opgewekt bij het kraakproces

- Nafta, LPG, aardgas zijn de belangrijke grondstoffen voor Dow<sup>1</sup>
- In de tabel hebben wij op basis van informatie van Dow en desk research op hoofdlijnen een analyse uitgevoerd naar de inkoopmarkten van deze grondstoffen.
- Doordat de grondstoffen worden verhandeld op internationale markten is het aannemelijk dat de leveranciers in staat zijn om andere afnemers te vinden.
- Ook is het marktaandeel van Dow klein in alle inkoopmarkten. Hierdoor is het niet aannemelijk dat er sprake is van marktmacht.
- De mogelijkheid om de kostenstijging af te wentelen op werknemers is niet in detail onderzocht binnen dit onderzoek. De werknemers van Dow vallen niet onder een CAO. Loonafspraken worden onderhandeld met de werknemers

<sup>1</sup> Management informatie Dow

<sup>2</sup> Nafta wordt zowel binnen als buiten Europa geëxporteerd. De totale Europese export bedroeg 26Mton in 2018. Dit bevat zowel export binnen als buiten Europa. De totale consumptie van nafta in Europa bedroeg ~32Mton in 2018. Bron: Eurostat

<sup>3</sup> Er zijn 40 krakers in Europa, waarvan 25 in Benelux, Frankrijk en Duitsland. (bron Petrochemicals Europe [link](#). Bovendien wordt nafta verhandeld op de ICE [link](#)

PwC

<sup>4</sup> LPG wordt zowel binnen als buiten Europa geëxporteerd. De totale Europese export bedroeg ~9Mton in 2018. Dit bevat zowel export binnen als buiten Europa. De totale Europese consumptie bedroeg ~39Mton Bron: Eurostat

<sup>5</sup> ACM (2016)

<sup>6</sup> Binnen Europa wordt gas geïmporteerd o.a. vanuit Nederland, Rusland en Algerije. Zie bv. EC (2019) Quarterly Report on European Gas Markets

<sup>7</sup> Management informatie Dow, gebaseerd op wereldwijd volume



# Op basis van huidige openbare gegevens is het aannemelijk dat rendabele en significante emissiereductieopties beperkt zijn voor Dow

## Emissiereductieopties Dow

Techniek <sup>1</sup>	Jaarlijkse emissiereductie	Technologische haalbaarheid	Economische haalbaarheid (zonder subsidies)
Procefficiëntie	• 0,015 (2021) - 0,15Mton (2030)	Binnen het MEE convenant reduceert Dow haar proces efficiëntie jaarlijks met 0,5%. De resulterende emissiereductie onzeker <sup>2</sup>	
Elektromotoren	• 0,2 Mton	• Elektromotoren i.p.v. gas-turbines in krakers is mogelijk	• Op dit moment zijn de kosten nog niet bekend
CCS op rookgassen kraker of op rookgassen WKK	• 0,6 Mton per kraker • 0,6 – 1,4 Mton op de WKK <sup>3</sup>	• Grootschalige CCS op rookgassen is technisch mogelijk <sup>4</sup> • Realisatie is afhankelijk van benodigde infrastructuur voor transport en opslag	• Geschatte kosten door PBL van €169/t CO <sub>2</sub> (kosten zijn dus hoger dan de mogelijke ETS prijs in 2030 van €47/t CO <sub>2</sub> -eq.) <sup>6</sup>
Inzet van groene waterstof in kraker	• 0,7 Mton per kraker	• De literatuur gaat er vanuit dat er voor 2030 slechts zeer beperkte productie van groene waterstof zal plaatsvinden binnen Nederland <sup>5</sup>	• Geschatte kosten door PBL van €1.064/t CO <sub>2</sub> -eq. (kosten en dus de prijs zijn dus hoger dan de mogelijke ETS prijs in 2030 van €47/t CO <sub>2</sub> -eq.) <sup>7</sup>
Elektrificatie kraker	• 0,8 - 0,9 Mton per kraker	• Het elektrificeren van het kraakproces is naar verwachting pas na 2030 technisch haalbaar <sup>8</sup>	• Op dit moment is de economische haalbaarheid nog onzeker omdat de technologie wordt ontwikkeld

Significante emissiereductie mogelijkheden

- Om in 2030 de volledige impact van de nationale heffing te mitigeren moet Dow onder de gehanteerde aannames haar CO<sub>2</sub>-eq. uitstoot met ~1,4 Mton<sup>9</sup> reduceren (daling van ~50% van de voor de nationale heffing relevante uitstoot).<sup>10</sup>
- 1 Gezien de grootte van de reductie opgave heeft Dow emissiereductieopties nodig die een significante emissiereductie bijdrage leveren. CCS, inzet van groene waterstof of elektrisch kraken kunnen een significante bijdrage leveren. Andere maatregelen (zoals energie efficiëntie maatregelen) leveren naar verwachting geen significante bijdrage.
- 2 Daarnaast moeten de opties technisch haalbaar zijn voor 2030. Op dit moment geldt dit alleen voor CCS en inzet van waterstof.<sup>11</sup> De technologie om krakers te elektrificeren is nog in ontwikkeling en is naar verwachting na 2030 beschikbaar.
- 3 Tenslotte moeten de opties economisch haalbaar zijn. Zowel CCS als het gebruik van groene waterstof lijken bij huidige kosteninschattingen niet economisch haalbaar.

**Doorgifte EU ETS kosten** – Het is onduidelijk in welke mate EU ETS gerelateerde kosten kunnen worden doorgegeven. Activiteiten van Dow staan op de carbon leakage lijst. Dit impliceert beperkte doorgifte mogelijkheid. Aangezien markten tegelijkertijd door de EC veelal EER breed of nauwer zijn afgebakend zou mogelijk sprake kunnen zijn van een mate van doorgifte omdat alle concurrenten ook EU ETS kosten ondervinden. Dit hangt onder meer af van de spreiding van de emissie-efficiëntie van spelers en hoe de efficiëntie van Dow zich hiertoe verhoudt. Dat hebben wij binnen deze studie niet kunnen bepalen. Wij laten op pagina 95 wel zien hoe een gevoeligheidsanalyse van 50% doorgifte van EU ETS kosten de uitkomsten van onze analyse beïnvloedt.

<sup>1</sup> Bevat de belangrijkste door Dow overwogen technologieën. Stoomrecompressie alleen zinvol op grote schaal als de productie van stoom in kraakfornuizen vermindert; dan ontstaat meer ruimte voor benutting van restwarmte. Onvoldoende aanbod van bionafte op korte termijn en kosten hoog (geschatte subsidie-intensiteit van €1.966/t CO<sub>2</sub> zie conceptadvies SDE++ 2021 PBL) <sup>2</sup> Energiebesparing leidt niet altijd 1 op 1 tot emissiereductie <sup>3</sup> 0,6 Mton bij CCS op 1 gasturbine 1,4Mton bij CCS op alle gasturbines <sup>4</sup> Berghout (2015) <sup>5</sup> Berenschot (2018) <sup>6</sup> Afvangkosten €109/t PBL (2019c) verwerkingstoelag €60/t CO<sub>2</sub> mogelijk dalen deze verwerkingskosten bij een hogere benuttingsgraad van Porthos. <sup>7</sup> PBL (2020). <sup>8</sup> Berenschot (2018); Zie ook VNCI (2018). <sup>9</sup> Hiervan moet, onder de gemaakte aannames, ~1,3Mton worden gereduceerd binnen EU ETS. De resterende (relatief lage) 0,1Mton die gereduceerd moet worden voor de nationale heffing komt voort uit het kleine verschil in de aangenomen waarden van de CSCF en de reductiefactor in 2030. Onder ETS worden ook emissies t.g.v. elektriciteitsopwek beprijsd. Deze zijn niet meegenomen in deze berekening. <sup>10</sup> De emissie-efficiëntie van de drie krakers van Dow verschillen. 2 van de 3 krakers betreffen oudere installaties: de uitstoot van deze krakers ligt boven de huidige EU ETS benchmarkwaarde. De benchmarkwaarde wordt gezet door de nieuwere krakers, zoals de 3<sup>de</sup> kraker van Dow, die door een ander ontwerp van de scheidingstrein een lagere uitstoot hebben. De opwek van warmte bij Dow gebeurt grotendeels in een WKK. Dit gaat gepaard met lagere emissies per eenheid warmte dan opwek in een gasgestookte boiler. Naar verwachting wordt de warmte benchmark sterk aangepast (met 1,6% per jaar), mede doordat rekening wordt gehouden met de inzet van biogas voor warmte opwek. Hierdoor komt de warmte gerelateerde uitstoot van Dow dan boven de nieuwe benchmark te liggen. <sup>11</sup> Groene waterstof productie m.b.v. electrolyzers moet nog worden opgeschaald.

# Dow heeft verschillende technische opties om CCS toe te passen. Zowel de specifieke vormgeving van de afvang van CO<sub>2</sub> als het transport moeten nog worden bepaald

## Wij analyseren de mogelijkheid om CCS toe te passen bij Dow

- Dow heeft twee opties die een significante impact hebben op emissies en technisch haalbaar zijn: de inzet van waterstof en CCS op rookgassen (zie blz. 78).
- Wij beperken ons in dit deel van de analyse op subsidiering van CCS. De geschatte kosten van groene waterstof zijn hoger dan de maximale SDE++ subsidie (€1.064/ton CO<sub>2</sub>-eq. versus €300/ton CO<sub>2</sub>-eq.). Bovendien ontbreekt de benodigde schaal van hernieuwbare elektriciteitsproductie en is er nog geen (internationale) markt voor groene waterstof.

## De ontwikkeling van het CCS project is nog in de beginfase...

- Dow kan CCS inzetten op de kraker(s) of op de WKK. Het is nog niet zeker wat de te prefereren CCS optie is voor Dow.<sup>1</sup> De exacte reductieopgave is nog niet bekend (aangezien de details van de heffing zoals het reductiepad nog niet bekend gemaakt zijn).
- Aangezien een CCS project naar verwachting een grote investering met zich meebrengt voor Dow (honderden miljoenen richting een miljard)<sup>2</sup> wordt het project beoordeeld op het niveau van haar hoofdkantoor. Daar worden investeringen tegen elkaar afgewogen op basis van hun strategisch belang en rendement.
- Het project wordt ontwikkeld met behulp van zogenaamde decision gates, waarbij de laatste decision gate de *final investment decision* omvat waarna contracten worden getekend en de bouw kan starten. Bij elke gate wordt besloten of het project een volgende fase in kan gaan (gezien de verwachtingen m.b.t. tot de (financiële) haalbaarheid) en daarmee schaarse mensen en middelen ingezet gaan worden om het project verder te ontwikkelen.

## ... waarbij nog moet worden bepaald waar de afvang gaat plaatsvinden en hoe transport kan worden vormgegeven

- Dow heeft grofweg twee opties om voldoende emissies te reduceren om de nationale heffing te vermijden (~1,4 Mton onder de gehanteerde aannames over reductiefactor en benchmarks):
  1. CCS op de rookgassen van twee krakers (~1,2 Mton) en inzet van elektromotoren in de krakers (~0,2 Mton).
  2. CCS op de rookgassen van de WKK (max. ~1,4 Mton reductie). Aangezien de WKK naast warmte voor de activiteiten van Dow ook elektriciteit produceert, waarvan de emissies niet onder de nationale heffing vallen, is sprake van ~0,6 Mton emissiereductie voor de grondslag van de heffing.<sup>3</sup> Om de nationale heffing geheel te vermijden zou CCS ook op een kraker moeten worden toegepast.
- Gedurende 2020 loopt een interne haalbaarheidsstudie om de verschillende opties voor CCS tegen elkaar af te wegen. Gezien de samenhang tussen afvang en realisatie van de transport en opslag is een hoge mate van coördinatie tussen partijen vereist (zie ook volgende pagina). Gedurende 2020 loopt ook een externe haalbaarheidsstudie<sup>4</sup> naar de mogelijkheden voor de ontwikkeling van CCS transport infrastructuur. Hierbij worden verschillende routes en mogelijkheden (pijpleiding en transport per schip) afgewogen voor de regio Zeeland/Antwerpen. Gezien de benodigde ontwikkeltijd (FID in 2023, bouwperiode, timing turnarounds) lijkt de optie om per pijpleiding te transporteren ook relevant voor Dow.

<sup>1</sup> Relevante factoren: concentratie CO<sub>2</sub> in rookgas (hoger bij krakers), aantal emissiepunten (hoger bij krakers), beschikbare ruimte voor rookgascollectiesysteem en absorber en de loadfactor (constante load bij krakers, bij WKK afhankelijk van de vraag naar elektriciteit).

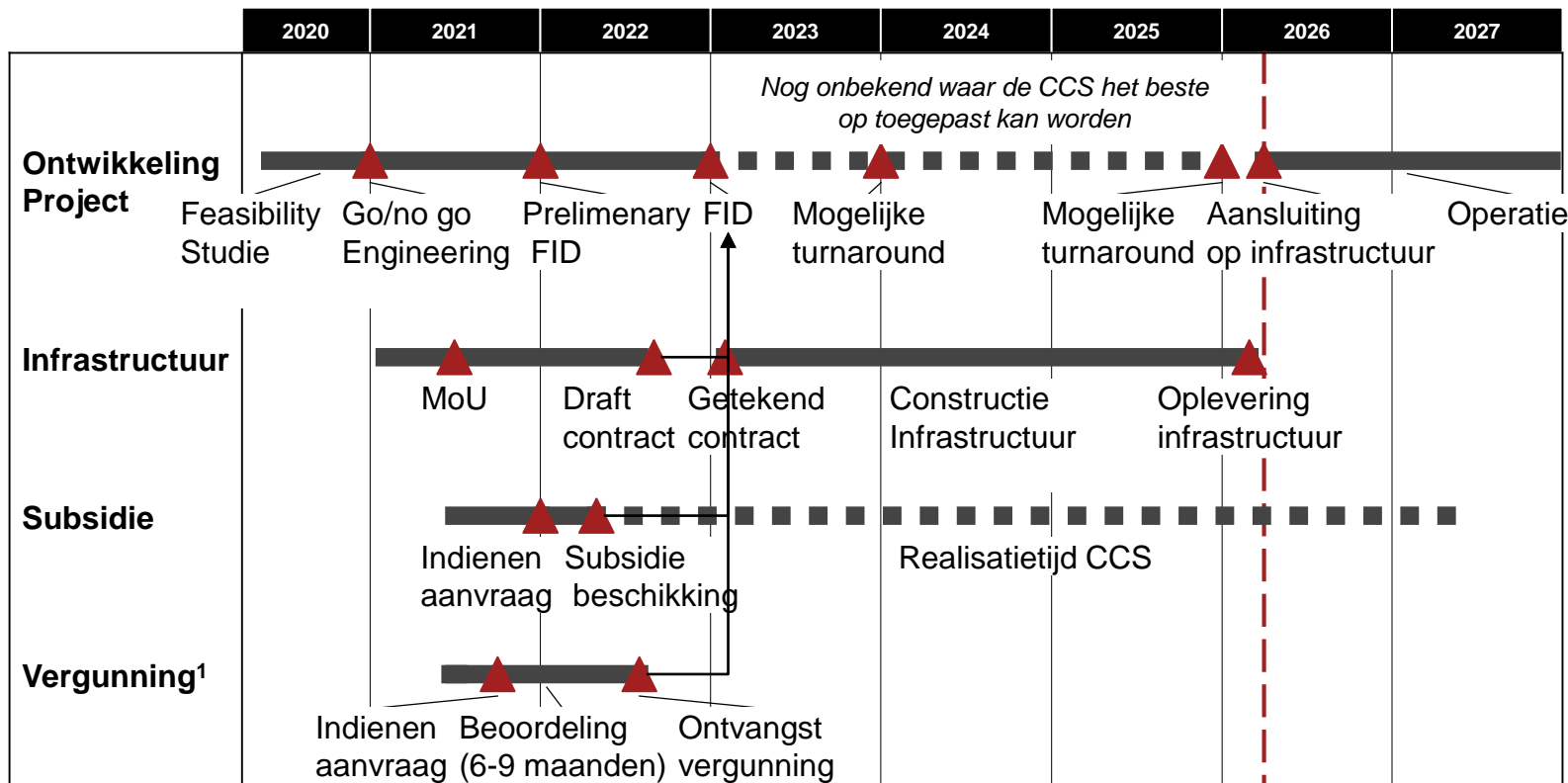
<sup>2</sup> Management informatie en Navigant (2019a)

<sup>3</sup> Management informatie Dow. Op de overige ~0,8 Mton is de minimum CO<sub>2</sub>-eq. prijs voor elektriciteitsproductie van toepassing

<sup>4</sup> Hierbij zijn verschillende industriële partijen uit de regio betrokken naast Dow evenals Gasunie, North Sea Port SDR Fluxys

# De mogelijkheid om CCS te realiseren hangt sterk af van de samenhang tussen de infrastructuur ontwikkeling, de subsidievoorwaarden en het projectontwikkelproces van Dow

Projectontwikkeling CCS project Dow op hoofdlijnen



- Gezien de ontwikkeltijd die benodigd is voor het project kan Dow waarschijnlijk pas eind 2021 of begin 2022 op zijn vroegst een subsidieaanvraag doen.
- Bij positieve besluiten bij de verschillende *decision gates* en het tijdig verkrijgen van subsidiebeschikking, vergunningen en het contract (to be signed) voor infrastructuur, zou een FID voor Dow begin 2023 kunnen plaatsvinden.
- Voor de integratie van de afvanginstallatie in de bestaande installatie is een turnaround moment nodig. Er zijn twee turnarounds (voor twee verschillende krakers) die mogelijk gebruikt kunnen worden. Voor de integratie van afvanginstallaties bij de WKK is geen turnaround nodig maar moeten de gasturbines wel stilgelegd worden.
- Voor de inwerkstelling van een CCS project moet de CO<sub>2</sub> transport infrastructuur zijn aangelegd en de afvanginstallatie(s) hierop zijn aangesloten. De verwachting is dat dit niet voor 2026 het geval is.<sup>3</sup> Bij een realisatieperiode na subsidiebeschikking van vier jaar past dit net (vijf jaar<sup>4</sup> zou meer ruimte geven, zeker de grote huidige onzekerheid in de inschattingen van de realisatietijd).
- In de figuur is er vanuit gegaan dat een intentieverklaring voldoende is (*non binding*) voor de subsidieaanvraag. Indien dit een getekend contract zou moeten zijn leidt dit tot een kip/ei probleem: het contract wordt pas getekend na FID (waar de subsidiebeschikking zelf ook voor nodig is).

*Uitgangspunten: Voor het investeringsbesluit van Dow zijn een subsidiebeschikking, vergunningen en contract (to be signed) voor infrastructuur vereist, naast een BC met IRR>WACC. Aanname is dat FID van Porthos voor uitbreiding naar Zeeland pas genomen wordt tezamen met FID van Dow (of andere spelers in Zeeland)*

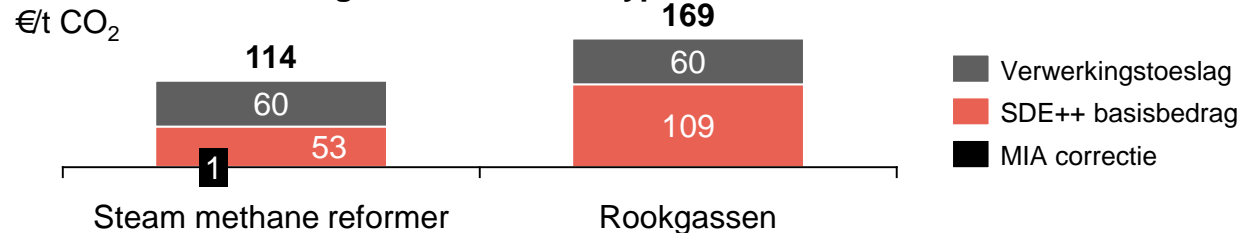
<sup>1</sup> Vergunningseisen voor de subsidie zijn nog niet bekend gemaakt, waarschijnlijk kan worden voldaan met een ingediende aanvraag voor de vergunning  
<sup>2</sup> Bron management informatie <sup>3</sup> Bron management informatie o.b.v. lopende haalbaarheidsstudie. In CUST studie (2019) wordt realisatie tussen circa 2027 en 2030 ingeschat. In een lopende haalbaarheidsstudie wordt 2026 als mogelijk startjaar genoemd. Dow gaat uit van deze laatste (lopende) studie.  
<sup>4</sup> SDE++ wordt nog verder uitgewerkt in het Wijzigingsbesluit, de aanwijzingsregeling en de uitvoeringsregeling; de realisatietermijn wordt nog vastgelegd.

# De huidige SDE++ subsidie helpt Dow niet om het CCS project te realiseren en daarmee de negatieve gevolgen van de Nederlandse maatregelen te mitigeren

Het is aannemelijk dat het basisbedrag van de SDE++ voor CCS ontoereikend is voor Dow om de onrendabele top van het project af te dekken

- Voor CCS is sprake van een onrendabele top. De SDE++ subsidie wordt uitgebreid naar de industrie. Hierdoor kan de onrendabele top van CCS mogelijk (deels) worden weggenomen.
- De SDE++ subsidie<sup>1</sup> lijkt ontoereikend om de volledige onrendabele top van CCS voor Dow weg te kunnen nemen<sup>2</sup>:
  - In het eindadvies voor het basisbedrag voor CCS (categorie nieuwe CO<sub>2</sub>-afvang bij bestaande installaties) zijn de kosten gebaseerd op afvang op een *steam methane reformer* (SMR) met een afstand van 3km tot het transportnetwerk.
  - Dow heeft geen SMR en moet de CO<sub>2</sub> afvangen uit rookgassen. Hierbij is de concentratie van CO<sub>2</sub> lager dan bij een SMR. Dit leidt tot hogere investerings- en operationele kosten.<sup>2</sup>
  - De onderstaand grafiek illustreert het verschil. Zelfs met het uitgangspunt van gelijke transportkosten bestaat een verschil van €55/ton CO<sub>2</sub>. Mogelijk zijn de transportkosten voor Dow hoger vanwege de relatief grote afstand tot de opslaglocatie.

## Adviezen basisbedragen verschillende typen CCS



De kans dat Dow subsidie wint voor haar CCS project is, gegeven de andere projecten, laag

- Binnen de SDE++ wordt maximaal 7,2 Mton aan CCS gesubsidieerd.<sup>4</sup>
- De potentie voor toepassing CCS is groter dan 7,2 Mton (Navigant, 2019b)
- De winkans hangt af van het relatieve kostenniveau en de timing van de aanvraag:
  - Vanwege de locatie en het type CCS waar Dow gebruik van moet maken is het mogelijk dat de kosten voor Dow relatief hoog zijn. De onderstaande grafiek geeft een beeld van andere projecten in Nederland die mogelijk een lager kostenniveau hebben dan Dow.<sup>5</sup>
  - Dow kan waarschijnlijk pas eind 2021 of begin 2022 meedoen aan een subsidie aanvraag. Dan hebben er al twee SDE++ ronden plaatsgevonden (onder aanname van 2 subsidie ronden per jaar<sup>6</sup>). Mogelijk vermindert dit de kans op het winnen van subsidie omdat het subsidieplafond al is bereikt.

## Overzicht CCS projecten



<sup>1</sup> De SDE++ subsidie en de EIA kunnen worden ingezet om het CCS project te ondersteunen, maar mogen niet worden gecombineerd. De subsidie intensiteit van de EIA is echter lager dan van de SDE++ waardoor het aannemelijk is dat Dow een SDE++ subsidie aanvraag zou overwegen. <sup>2</sup> Indien Dow subsidie wint voor de onrendabele top van een SMR zal dit leiden tot een verlaging van de heffingskosten. Echter, doordat de onrendabele top niet wordt volledig wordt gedekt stijgen de kosten en verslechtert de internationale concurrentiepositie van Dow

<sup>2</sup> PBL, 2019. Conceptadvies SDE++ CO<sub>2</sub>-reducerende opties. <sup>3</sup> Conceptadvies PBL kosten per ton CO<sub>2</sub> voor afvang bij WKK van raffinaderijen <sup>4</sup> Kamerbrief voortgang SDE++, 27 februari. <sup>5</sup> PwC analyse o.b.v. Navigant (2019b) en communicatie RVO. Hoog over analyse van kosten niveaus op basis van concentratie CO<sub>2</sub> en geografische ligging. <sup>6</sup> SDE++ vormgeving wordt nog verder uitgewerkt in het Wijzigingsbesluit, de aanwijzingsregeling en de uitvoeringsregeling

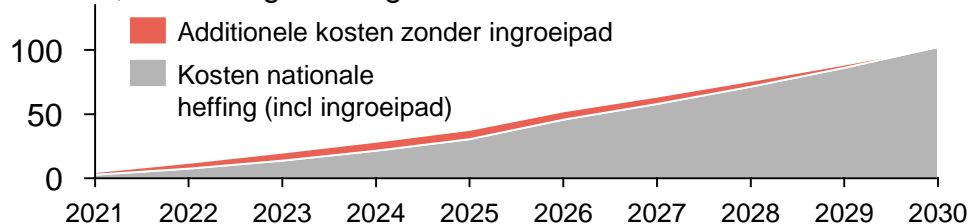
# Omdat in 2021 al sprake is van belastingafdracht geeft het ingroeipad Dow geen tijd om te investeren in emissiereductie. Inzet carryback is voor Dow niet aannemelijk. Effecten van handel zijn onzeker, met name op de lange termijn

## Ingroeipad (voor de belaste emissies)

- Indien rekening wordt gehouden met het ingroeipad leidt dit tot een verlaging van de afdracht voor Dow over de periode '20 - '30 van ~€25 miljoen in het lage prijsscenario tot ~€68 miljoen in het hoge scenario. Hiermee wordt ~11% - 9% van de totale afdracht vermeden.
- Ondanks het reductiepad moet Dow vanaf 2021 al belasting afdragen in het kader van de nationale heffing. Een reductiefactor van 1,2 in 2021 is voor Dow onvoldoende om afdracht te voorkomen gezien haar performance ten opzichte van de benchmark.
- Het ingroeipad geeft meer tijd om emissiereductie te realiseren. Het leidt op zichzelf niet tot een verbetering van de business case voor emissiereductie omdat het de onrendabele top van een emissiereductie optie niet verlaagd.

## Ontwikkeling kosten met en zonder ingroeipad<sup>1</sup> (groei hoeveelheid belaste emissies)

€m, middelhoge heffing



<sup>1</sup> Ontwikkeling bij middelhoge heffing

<sup>2</sup> Het bedrijf heeft installaties die dermate efficiënt zijn dat er vrije rechten over zijn en installaties waar dat niet het geval is en betaald moet worden

## Handel

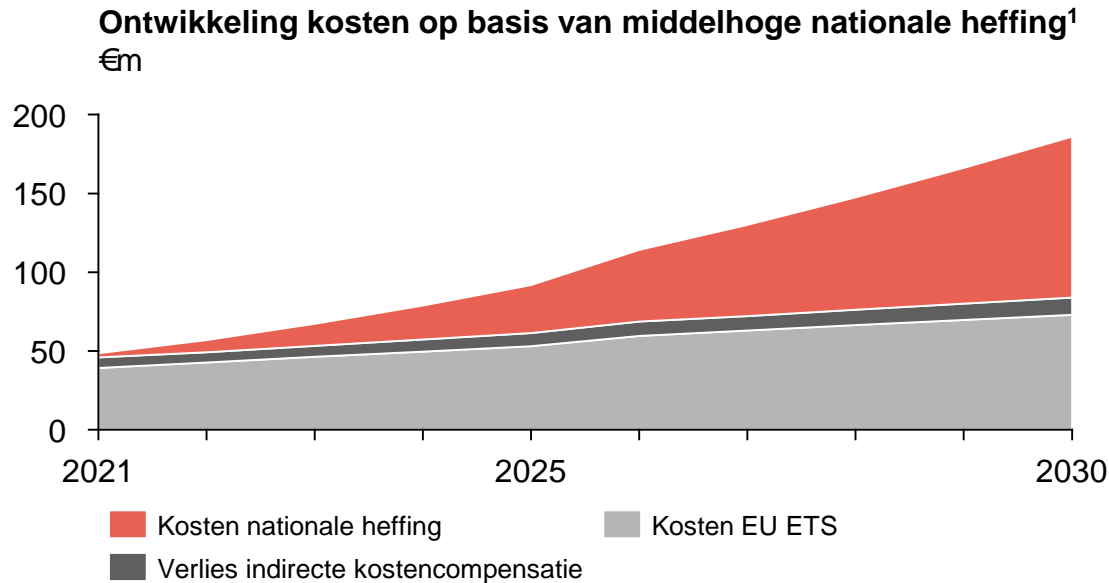
- **Handel tussen eigen installaties.** De verwachting is dat handel tussen installaties van eenzelfde bedrijf beperkt gaat zijn.
  - In handelsperiode 4 is, indien het bedrijf op één locatie produceert, sprake van één installatie. Alleen indien het bedrijf op meerdere locaties produceert en sprake is van asymmetrie<sup>2</sup> kan handel tussen installaties ontstaan. Bij Dow is sprake van 1 installatie waardoor handel van vrijgestelde emissies tussen eigen installaties niet van toepassing is en dit dus geen kostenverlagend effect heeft.
- Het effect van **handel met derden** is niet gekwantificeerd vanwege de volgende onzekerheid over vraag & aanbod, resulterende prijzen en transactiekosten.
  - *Mogelijkheden in de eerste jaren.* Indien de meeste spelers in Nederland emissie-efficiënt zijn zou -vanwege het ingroeipad - mogelijk aanbod van emissievrije ruimte kunnen ontstaan tegen een lage prijs. De transactiekosten zijn echter onbekend waardoor het onzeker is of Dow de handel met derden kan inzetten.
  - *Mogelijkheden in latere jaren.* Gezien de grote reductieopgave voor de industrie en geringe rendabele reductieopties is het aanbod in latere periodes mogelijk laag. Bij voldoende subsidies zou mogelijk aanbod kunnen ontstaan, maar het is onzeker of subsidiepotten voldoende zijn. Mogelijk zijn de transactiekosten ook hoog, zeker in het geval van gezamenlijk projecten die leiden tot scope 3 reductie<sup>3</sup>. Het is dan ook onzeker of handel de kosten van Dow helpt reduceren.

<sup>3</sup> Indien de handel vorm krijgt door het opzetten van een gezamenlijk project waarbij stromen door een andere partij worden gebruikt, zijn de transactiekosten naar verwachting hoog. De ontwikkeling van een dergelijke samenwerking vereist investering van mankracht en middelen. Het is onzeker of voor beide partijen een business case met een acceptabel risicoprofiel kan worden gecreëerd. Overigens zijn deze samenwerkingen voor Dow beperkt tot Nederlandse spelers omdat op emissiereductie van buitenlandse spelers geen dergelijke heffing van toepassing is.

## Carryback

- Aangezien de huidige subsidies Dow niet in staat stellen de onrendabele top van investeringen te verminderen is het niet aannemelijk dat Dow in emissie-reductie kan investeren. Het gebruik van de carryback achten wij dan ook niet aannemelijk.

# De negatieve financiële impact van het voorgenomen klimaatbeleid (incl. flexibiliteitsmaatregelen en subsidies) is groot (1/2)



1: In de berekeningen zijn heffingskosten voor warmte- en elektriciteitslevering aan Olin en Trinseo niet meegenomen omdat deze onderling worden verrekend. De gepresenteerde EU ETS kosten en kosten van de nationale heffing zijn exclusief doorgifte. In de berekeningen is rekening gehouden met een jaarlijkse emissiereductie van 0,5% vanwege energy efficiëntie maatregelen. Dit zijn de huidige verwachtingen van Dow m.b.t. rendabele reductiemogelijkheden.

2: Gebaseerd op kosten en omzet data verkregen van Dow management

3: Dow verbruikt enkel zelf opgewekte elektriciteit. Dit is vrijgesteld vanwege een senter efficiency >60%. Het gasverbruik in de WKK is vrijgesteld vanwege het elektrisch rendement van >30%. Het resterende gasverbruik is vrijgesteld omdat dit is opgewekt in eigen inrichting.

4: Management informatie Dow

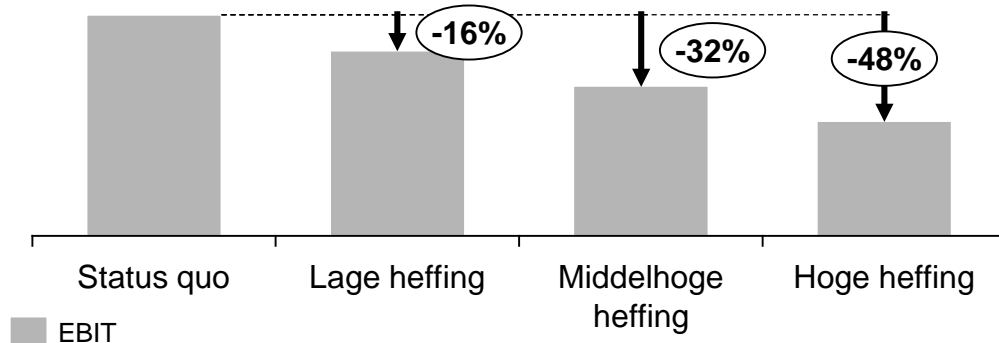
- Gezien de hoge emissie intensiteit, de beperkte doorgifte mogelijkheid en emissiereductie mogelijkheden is de verwachte financiële impact groot. De mogelijkheid om subsidies te winnen of handel in te zetten is zeer onzeker en de mitigerende werking van ingroeipad en carryback zijn beperkt. De resulterende negatieve financiële impact kan mogelijk de lange termijn investeringsbeslissing beïnvloeden:
  - De nationale heffing leidt tot een kostenstijging van ~€46m - €158m in 2030, afhankelijk van het prijsscenario. Dit is ~4 -10% van de omzet en ~5 -15% van de kosten<sup>2</sup> in 2030. De totale afdracht voor de nationale heffing over de periode 2021 – 2030 bedraagt ~€210m - €669m
  - Daarnaast leidt het wegvallen van de indirecte kostencompensatie tot ~€11m in 2030. Over de gehele periode van 2021 – 2030 bedraagt dit verlies ~€86m.
  - De verandering in de EB en ODE tarieven heeft geen impact op Dow vanwege geldende vrijstellingen.<sup>3</sup>
  - De totale additionele kosten van de nationale maatregelen bedragen ~€57m - €169m in 2030. Over de periode 2021 – 2030 bedragen deze kosten ~€296m - €754m, afhankelijk van het prijsscenario.
- Op korte termijn is het aannemelijk dat Dow blijft produceren in Nederland omdat de contributie marge van de Terneuzen site positief blijft.<sup>4</sup> Op de middellange termijn is dit onzeker.

# De negatieve financiële impact van het voorgenomen klimaatbeleid (incl. flexibiliteitsmaatregelen en subsidies) is groot (2/2)

Dow Benelux verwerkt grondstoffen voor Dow Europe GmbH die deze vervolgens verkoopt. In het openbare jaarverslag van Dow Benelux zijn de inkomsten grotendeels gebaseerd op verwerkingskosten plus een vast percentage. Hierdoor representeert de omzet niet de daadwerkelijke omzet tegen marktprijzen. Indien de productiekosten in Nederland stijgen ten gevolge van het voorgenomen beleid zullen door deze methodiek ook de inkomsten van Dow Benelux in het jaarverslag stijgen. Hierdoor zijn de openbare jaarverslagen van Dow Benelux niet geschikt om de financiële impact van het Nederlandse beleid te laten zien. De kostenstijging in Nederland leidt wel tot een slechtere positie van Dow Benelux binnen het Europese concern doordat de daadwerkelijk gerealiseerde marge afneemt. Hieronder laten wij de financiële effecten zien op basis van gegevens aangeleverd door Dow.<sup>1</sup>

## Vergelijking verwachte EBIT in 2030

O.b.v. beleid met lage, middelhoge, en hoge nationale heffing



- De beschreven kostenstijging heeft, in alle prijsscenario's, een significante negatieve impact op de EBIT. Het voorgenomen beleid leidt tot een significante daling van ~16 – 48% van EBIT.
- Omdat de fabrieken in Terneuzen relatief oud zijn<sup>2</sup>, waardoor een groot deel van de investeringen reeds zijn afgeschreven, is de EBITDA niet significant veel hoger dan de EBIT. Hierdoor is de percentuele daling van de EBITDA vergelijkbaar met de getoonde percentuele daling van de EBIT.<sup>3</sup>

*Gevoeligheidsanalyse doorgifte – op pagina 87 is aangegeven dat de doorgifte mogelijkheid van de nationale heffing onduidelijk is voor één product (polyether polyols). Ook kunnen EU ETS kosten mogelijk (deels) worden doorgegeven. De mate waarin Dow daadwerkelijk de kostenstijging kan doorgeven is onzeker en moet verder onderzocht worden.*

- Doorgifte van de nationale heffingskosten<sup>4</sup> van leidt tot een stijging van de EBIT in 2030 van ~€9m - €32m (afhankelijk van het prijsscenario).
- Evt. doorgifte van toenemende EU ETS kosten heeft een positief effect op EBIT. 50%<sup>5</sup> doorgifte van ETS kosten (gevoeligheidsanalyse) leidt tot een stijging van ~€34m in 2030. Dan bedraagt de daling van de EBIT van ~15% - 44% in de grafiek.

<sup>1</sup> Vanwege de beschikbaarheid van data is hier gebruik gemaakt van een 9 jarig historisch gemiddelde

<sup>2</sup> Zo is de nieuwste kraker gebouwd in 2002.

<sup>3</sup> Als wordt uitgegaan van €50m aan afschrijvingen bedraagt de percentuele daling in EBITDA ~14 – 42%. De gemiddelde afschrijvingen op de krakers bedroeg ~€19m in de afgelopen 3 jaar. €50m afschrijvingen is daarom waarschijnlijk hoger dan de daadwerkelijke afschrijvingen.

<sup>4</sup> De mate waarin Dow daadwerkelijk de kosten van de nationale heffing kan doorgeven is onzeker en dient verder te worden onderzocht. In de gepresenteerde uitkomsten is aangenomen dat Dow in totaal 20% van de kosten van de nationale heffing kan doorgeven aan klanten via polyether polyols. Uit de analyse op pagina 87 is gebleken dat doorgifte bij dit product niet kan worden uitgesloten. Het aandeel van polyols in de totale afzet aan derden van Dow bedraagt ~14%. Dow heeft aangegeven dat het onaannemelijk is dat de nationale heffingskosten kunnen worden doorgegeven in de prijs.

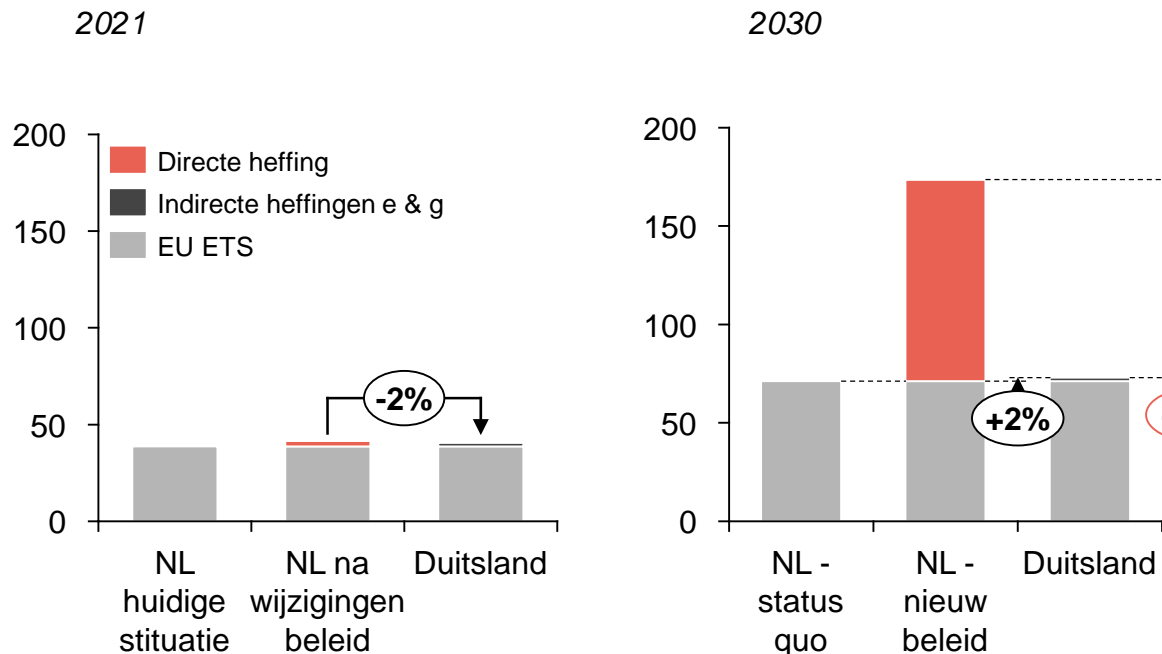
<sup>5</sup> Economische literatuur vindt 50% doorgifte als mediaan. Zie Evans (2011)

# Het speelveld wordt door de introductie van de nationale (directe) heffing en wijziging in de indirecte heffingen negatief beïnvloedt

**Vergelijking Nederland Duitsland** - Dow heeft aangegeven dat Duitsland een aantrekkelijke alternatieve productielocatie is. Dow heeft op dit moment één kraker in Duitsland. Wij analyseren hier de kosten die Dow zou ondervinden indien de huidige Nederlandse plant in Duitsland wordt geplaatst (zelfde productie, gasverbruik en elektriciteitsverbruik).

## Kosten directe en indirecte heffingen<sup>1</sup> Nederland en Duitsland

Bij aanname gelijkblijvend beleid in Duitsland<sup>2</sup>



- Dow heeft de getoonde informatie op deze pagina aangeleverd. Het beeld dat naar voren komt is grotendeels in lijn met PwC (2019a).
- De linker figuur laat zien dat de huidige situatie in Nederland en Duitsland vergelijkbaar is. In beide landen geldt op dit moment geen directe heffing op de uitstoot van broeikasgas.
- Daarnaast zijn de vrijstellingen voor indirecte heffingen op gas- en elektriciteitsverbruik op dit moment en in het huidige toekomstbeeld vergelijkbaar. Zelf opgewekte elektriciteit en zelf geproduceerd gas is in beide landen vrijgesteld van indirecte heffingen.<sup>3</sup> Het ingekochte gasverbruik in Nederland is vrijgesteld op basis van het hoge elektrische rendement van de WKK. In Duitsland wordt hier, tegen een gereduceerd tarief, belasting over afgedragen.
- Dow ondervindt in beide landen EU ETS kosten.
- De invoering van een directe heffing op de uitstoot van broeikasgassen leidt tot een relatieve kostenstijging in Nederland ten opzichte van Duitsland. Het kostenverschil loopt, in de veronderstelling dat er niets wijzigt in Duitsland, op van ~2% in 2021 tot ~60% in 2030
- Vanuit een CO<sub>2</sub>-eq. prijszingsperspectief neemt de aantrekkelijkheid van het produceren in Nederland ten opzichte van Duitsland af. Bedacht moet worden dat andere factoren, zoals het vestigingsklimaat, niet zijn onderzocht.

<sup>1</sup> Hierbij is gekeken naar directe heffingen op de uitstoot van broeikasgassen en indirecte heffingen in de vorm van belastingen op gas en elektriciteitsverbruik. Dit betreft kosten wanneer Dow haar Nederlandse plant in Duitsland zou plaatsen (zelfde productie, gasverbruik en elektriciteitsverbruik). Bij het vaststellen van de directe kosten in NL is uitgegaan van een middelhoge nationale heffing. <sup>2</sup> Mogelijk treden er richting 2030 veranderingen op in de gehanteerde tarieven vanwege de Climate Act die in werking zal treden in Duitsland gedurende deze periode <sup>3</sup> Elektriciteit op basis van paragraaf 61 EEG wet 2014. Voor vrijstellingen zelf opgewekt gas zie PwC (2019a)



# Het is aannemelijk dat het voorgenomen nationale beleid een significante negatieve financiële impact heeft op de Nederlandse activiteiten van Dow

## Conclusies case study

- Gezien de hoge emissie intensiteit, de beperkte doorgifte mogelijkheid en emissiereductie mogelijkheden is de verwachte financiële impact groot
- Gegeven de huidige vormgeving van de subsidies is het namelijk aannemelijk dat Dow de financiële impact van de Nederlandse maatregelen niet kan mitigeren
- De flexibiliteitsmaatregelen hebben een beperkte kosten reducerende werking en zijn niet toereikend om de negatieve financiële gevolgen te mitigeren
- Het speelveld wordt door de introductie van de nationale heffing negatief beïnvloedt. De kosten van het produceren in Nederland (gerelateerd aan beprijzing broeikasgassen) nemen relatief gezien toe ten opzichte van het buitenland.

<sup>1</sup> Zie de toelichting op pagina 87 <sup>2</sup> De nuancering is wel dat bij hoge EU ETS kostenstijging doorgifte kan worden beperkt indien transportkosten vanaf productielocaties buiten Europa relatief beperkt zijn. Hierbij speelt flankerend beleid rondom import van buiten de EU (bijv. een carbon border tax) een belangrijke rol

## Mogelijke aanbevelingen om de uitgangspositie van Dow te verbeteren

Versterken van EU ETS

Aanpassen flexibiliteitsmaatregelen of alternatieve maatregelen

Faciliteren en stimuleren van handel

- Dow concurreert voornamelijk in Europese markten.<sup>1</sup> Een versterking van het huidige EU ETS leidt mogelijk ook voor veel concurrenten tot een kostenverhoging waardoor het huidige speelveld grotendeels onveranderd blijft. Hierdoor zou mogelijk (een deel van) de kosten kunnen worden doorgegeven en ontstaat meer ruimte voor investeringen in emissiereductie.<sup>2</sup> De wenselijkheid van deze versterking dient nader te worden onderzocht.
- *Uitbreiding categorieën in SDE++.* Door de focus op kostenefficiënte emissiereductie bij het verlenen van SDE++ subsidie wordt CCS uit rookgassen waarschijnlijk niet gestimuleerd. Hierdoor ontstaan er geen rendabele emissiereductieopties voor Dow en is zij niet in staat de kostenstijging te verminderen. Het opnemen van CCS uit rookgassen vergroot de kans dat de onrendabele top van CCS voor Dow volledig afgedekt zal worden. De kans blijft bestaan dat het subsidieplafond bereikt wordt voordat Dow een subsidiebeschikking wint.
- *Overbruggingsmaatregelen voor bedrijven zonder rendabele reductieopties.* De transformatie van Dow zou kunnen worden ondersteund door, onder voorwaarden op het gebied van innovatie en emissiereductie na 2030, meer tijd te geven om emissiereductie te realiseren. Op basis van deze afspraken kunnen de cash-out effecten bij bedrijven mogelijk worden voorkomen zolang aan de voorwaarden wordt voldaan. Als voorwaarden kan worden gedacht aan het meenemen van scope 3 emissiereductie (emissiereductie bij anderen in binnen- maar mogelijk ook in buitenland) als emissiereductie voor de nationale heffing. De wenselijkheid en haalbaarheid hiervan is niet verder onderzocht in deze studie en moet verder worden onderzocht.
- Indien er in de eerste jaren veel partijen zijn met een overschot aan vrijgestelde emissies kan Dow mogelijk haar kosten verlagen indien zij deze rechten tegen een relatief lage prijs kan kopen. Hiervoor is het belangrijk dat handel tot stand komt. De overheid kan overwegen om een faciliterende rol te spelen bij het opzetten van een handelsplatform

# 4.2

Case study Yara Sluikil

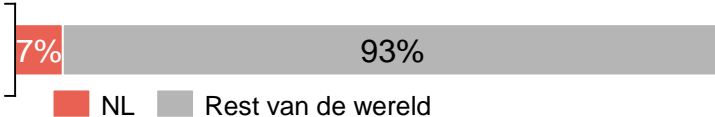


# Yara Sluiskil is de vijfde grootste industriële uitstoter van broeikasgassen in Nederland, maar heeft een hoge emissie-efficiëntie

## Bedrijfsinformatie

<b>Naam:</b>	Yara Sluiskil B.V.
<b>Sector:</b>	Kunstmest en industriële chemicaliën
<b>Werknemers:</b>	611
<b>Locaties:</b>	Sluiskil
<b>Totale uitstoot (2018):</b>	~3,6 Mton <sup>1</sup>
<b>Naam moederbedrijf:</b>	Yara International ASA
<b>Locatie hoofkantoor:</b>	Oslo, Noorwegen

Het Nederlandse aandeel in de totale wereldwijde omzet van Yara International ASA is klein<sup>2</sup>:



Ongeveer de helft van de omzet in 2019 van Yara Sluiskil komt van buiten de EU<sup>3</sup>:



<sup>1</sup> Nederlandse Emissie Autoriteit (2018). Dit betreft bruto-uitstoot (excl. hergebruik van CO<sub>2</sub>)

<sup>2</sup> Gebaseerd op omzetgegevens verkregen uit Yara International ASA annual report 2018; Yara Sluiskil annual report 2018

<sup>3</sup> Management informatie Yara Sluiskil, zie ook PwC (2019b)

<sup>4</sup> Bijvoorbeeld de transportsector, scheepvaartsector, cosmeticasector, automobielsector, textielindustrie, drankensector en medische sector.

<sup>5</sup> PBL (2019e)

<sup>6</sup> Management informatie Yara

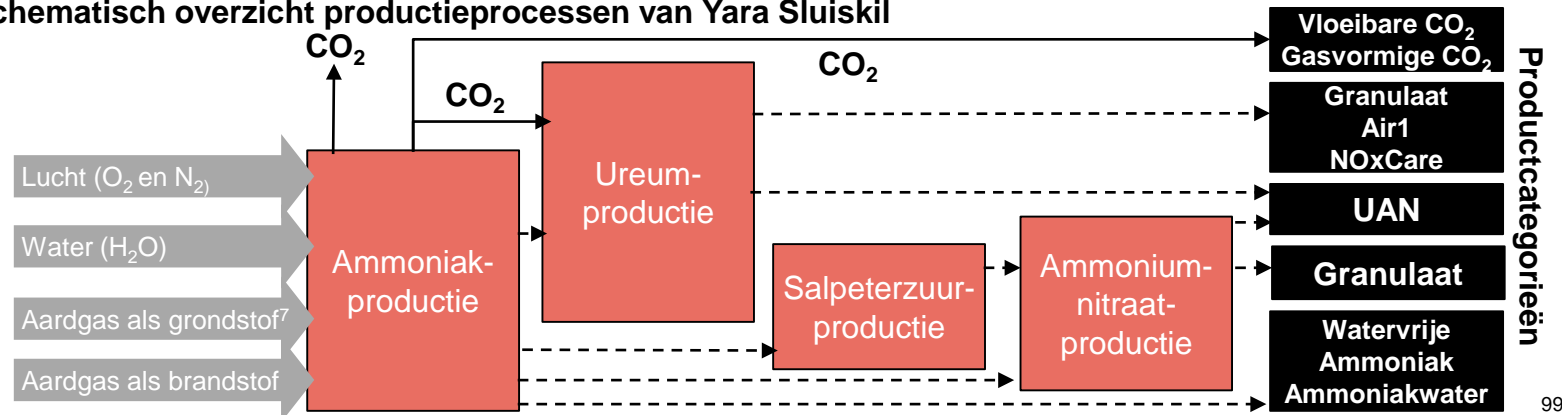
<sup>7</sup> Informatie Yara Sluiskil zoals getoond in PwC (2019b)

<sup>8</sup> Management informatie Yara Sluiskil

## Productieproces

- Op de productielocatie in Sluiskil produceert Yara Nitraat, Ureum en Ammoniak. Deze worden opgewerkt tot verschillende productgroepen (zie figuur) welke met name worden verkocht aan een groot aantal industrieën.<sup>4</sup> Een groot deel van de productie is gericht op het produceren van meststoffen voor de landbouwsector (~75%).
- Het transport van de eindproducten van Yara Sluiskil vindt plaats over water (~80%), weg (~15%) en spoor (<5%). De producten worden getransporteerd naar markten binnen en buiten Europa (zie figuur links).
- Ammoniak is de basis voor de producten van Yara. De ammoniakproductie is gebaseerd op aardgas, water en lucht en 80% van het gebruikte aardgas wordt verbruikt als grondstof voor de ammoniakproductie.
- Ammoniakproductie is emissie-intensief: bijna 90% van de emissies van Yara komen hieruit voort.<sup>5</sup>
- Yara Sluiskil's emissie-efficiëntie is hoog (behoort tot de best presterende bedrijven in de EU ETS benchmark).<sup>6</sup> Yara heeft haar emissies sinds 1990 met ~55%<sup>7</sup> teruggebracht. Yara heeft in 2018 een bruto CO<sub>2</sub>-eq. uitstoot van 3,6 Mton waar zij 1,4 Mton CO<sub>2</sub> inzet als grondstof voor o.a. ureumproductie en verkoop aan derden.<sup>8</sup> Dit leidt tot een netto CO<sub>2</sub>-eq. emissie van 2,2 Mton (direct naar de lucht).

### Schematisch overzicht productieprocessen van Yara Sluiskil



# Het is aannemelijk dat de doorgiftemogelijkheid van de additionele nationale kosten beperkt is omdat Yara actief is in een internationale markt waarop zij concurrentie ervaart

## Een groot gedeelte van de producten is homogeen

Stikstof gebaseerde kunstmest bevat ~75% van de omzet van Yara Sluiskil<sup>1</sup>

In eerdere fusiemeldingsbesluiten heeft de Europese Commissie een aparte markt afgebakend voor op stikstof ('N') gebaseerde kunstmest.<sup>2</sup>

Stikstof gebaseerde meststoffen (welke Yara maakt) zijn homogeen en mogelijkheden om te differentiëren zijn beperkt.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Management informatie Yara Sluiskil  
<sup>2</sup> EC, COMP/M.6695 - AZOTY TARNÓW/ ZAKŁADY AZOTOWE PUŁAWY  
<sup>3</sup> Copenhagen Economics (2015)  
<sup>4</sup> EC, M.7784 - CF INDUSTRIES HOLDINGS / OCI BUSINESS.  
<sup>5</sup> PBL (2019)  
<sup>6</sup> FAO (2018)  
<sup>7</sup> FAO (2018)  
<sup>8</sup> Management informatie Yara Sluiskil  
<sup>9</sup> Fertilizers Europe (2019)

## Er is een groot aantal verkopers actief

De geografische markt voor stikstof gebaseerde kunstmest is door de Europese Commissie in eerdere fusiemeldingsbesluiten afgebakend als *ten minste* de Europese Economische Ruimte (EER).<sup>4</sup>

Het marktaandeel van *Nederlandse spelers* (inclusief Yara Sluiskil) is beperkt, zoals beargumenteerd in ons eerdere rapport "De effecten van een nationale heffing op broeikasgas in de industrie." (PwC 2019a).

Yara heeft geen kunstmest-afnemers die, bijvoorbeeld vanwege infrastructurele transportmogelijkheden, aan Yara gebonden zijn.

## Er is vrije toetreding van bedrijven/capaciteit

Tussen 2017 en 2021 is de verwachting dat er US \$ 110 miljard wordt geïnvesteerd om >65 nieuwe productie faciliteiten te bouwen (IFA, 2017) met name in landen met lage kosten, zoals Rusland, landen in het Midden-Oosten, en de Verenigde Staten.

De basis voor het produceren van stikstofkunstmeststoffen verloopt volgens het 'Haber-Bosch'-proces. Dit proces is rond het jaar 1900 ontwikkeld. De technologie is vrij te koop en wordt wereldwijd toegepast door producenten van stikstofkunstmeststoffen, ook door Yara Sluiskil.<sup>5</sup> Dit verlaagt de toetredingsbarrières aanzienlijk.

Toetreding is aantrekkelijk in landen met een lage gasprijs. Omdat gasprijzen een groot onderdeel zijn van de productiekosten (50 - 70%<sup>8</sup>) kunnen lokale gasprijzen een significante invloed hebben op de competitiviteit van de productiekosten van Ureum, Nitraat en Ammoniak.<sup>9</sup>

## Marktanalyse

Product	Relevante markt	Marktaandeel Nederlandse spelers
Stikstof gebaseerde kunstmest	Tenminste de Europese Economische Ruimte <sup>4</sup>	<ul style="list-style-type: none"><li>~20% van de Europese markt<sup>6</sup></li><li>~5% van de globale markt<sup>7</sup></li></ul>

## De prijzen van de producten worden op internationale markten bepaald

De verkoopprijs van Yara Sluiskil's producten is gebaseerd op internationale marktprijzen van Ureum, Nitraat en Ammoniak, plus transportkosten.

Bijvoorbeeld, de prijs van Ureum wordt gebaseerd op de koers van de Ureum, zwarte zee, bulk, spot 'free-on-board' koersprijs.

# Aardgas is de belangrijkste grondstof voor Yara Sluiskil. Vanwege het liquide en internationale karakter van de aardgasmarkt is het niet aannemelijk dat Yara Sluiskil kosten kan afwentelen naar haar toeleveranciers

## Overzicht belangrijkste grondstoffen en leveranciers Yara Sluiskil

Grondstof	Leverancier(s)	Reactie leverancier(s) bij 5 – 10% prijsverlaging	Alternatieve afzetmogelijkheden leverancier(s)	Marktaandeel Yara International ASA in de inkoopmarkt
Aardgas	Yara koopt gas in op de beurs. Hierdoor is er niet één leverancier gebonden aan Yara <sup>1</sup>	Yara acht het aannemelijk dat leveranciers niet bereid zijn om tegen lagere prijzen gas te leveren. Bovendien is Yara van mening dat leveranciers succesvol andere klanten kunnen bedienen tegen hogere tarieven indien Yara in staat is om de prijs met 5 - 10% te verlagen	De gasmarkt is goed functionerend en transparant. <sup>2</sup> Bovendien zijn de verschillende markten binnen Noord West Europa zijn goed verbonden. Hierdoor kan het gas gemakkelijk worden uitgewisseld tussen verschillende markten <sup>3</sup>	Yara International ASA verbruikt heeft aandeel van < 1% in het totale Europese aardgasverbruik <sup>4</sup>

- Aardgas is veruit de belangrijkste grondstof voor Yara (zie ook de case study).
- Aardgas is een commodity, net zoals olie en elektriciteit en wordt verhandeld op gasbeurzen (in Nederland bijvoorbeeld op de TTF).
- In de hypothetische situatie waarin Yara een prijsverlaging van 5 – 10% kan afdwingen is het aannemelijk dat de leverancier zal kiezen om het gas elders (bijvoorbeeld op de TTF) te verkopen.
- De gasmarkten in Noord West Europa zijn goed verbonden waardoor het aannemelijk is dat leveranciers hun gas aan andere partijen (ook in het buitenland) kunnen leveren.
- Tot slot is het totale gasverbruik van Yara International ASA laag in de Europese markt voor gas (<1%).
- De mogelijkheid om de kosten af te wentelen op werknemers is niet in detail onderzocht. Het is aannemelijk dat deze mogelijkheid beperkt is aangezien er sprake is van een CAO die wordt onderhandeld met vakbonden waarin werknemers verenigd zijn.

<sup>1</sup> Management informatie Yara

<sup>2</sup> ACM (2016)

<sup>3</sup> Binnen Europa wordt gas geïmporteerd o.a. vanuit Nederland, Rusland en Algerije. Zie bv. EC (2015 - 2019) Quarterly Report on European Gas Markets

<sup>4</sup> Management informatie Yara

# De rendabele emissiereductie opties van Yara leiden tot een reductie van ~0,3Mton in 2030. Het is aannemelijk o.b.v. huidige openbare informatie dat significante emissiereductieopties onrendabel zijn

## Emissiereductieopties Yara tot 2030

Techniek	1 Jaarlijkse emissiereductie <sup>1</sup>	2 Technologische haalbaarheid	3 Economische haalbaarheid (zonder subsidies)
Energie efficiëntie (en N <sub>2</sub> O reductie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Oplopend tot 0,3 Mton vanaf 2024<sup>2</sup></li> </ul>	Hieronder vallen investeringen in nieuwe branders in de salpeterzuurproductie en het upgraden van lucht en syngas compressie in de ammoniakproductie (naast andere energie efficiëntie verbeterprojecten). De meeste reductie wordt gerealiseerd door het vervangen van de branders in de salpeterzuurproductie. Naar verwachting leidt dit tot een jaarlijkse reductie van 0,18 Mton. Deze opties worden waarschijnlijk uitgevoerd gezien huidige verwachtingen m.b.t. de business case.	
Significante emissiereductie	Groene waterstof-productie (electrolyse)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Opschaling naar de benodigde schaal voor Yara wordt pas na 2030 verwacht.<sup>3</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Geschatte kosten van €1.064/t CO<sub>2</sub>-eq.<sup>4</sup> Verwachte vermeden EU ETS kosten lopen op tot €46,70t CO<sub>2</sub>-eq in 2030.</li> </ul>
	CO <sub>2</sub> compressie voor CCS	<ul style="list-style-type: none"> <li>Yara heeft een overschot aan afgevangen zuivere CO<sub>2</sub> van 0,8 Mton</li> <li>Yara heeft twee opties:                             <ol style="list-style-type: none"> <li>CCS per schip: CO<sub>2</sub> wordt in vloeibare vorm verscheept</li> <li>CCS via pijpleiding: CO<sub>2</sub> wordt als gas getransporteerd</li> </ol> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Geschatte kosten van €112/t CO<sub>2</sub><sup>5</sup> Verwachte vermeden EU ETS kosten lopen op tot €46,70t CO<sub>2</sub>-eq (indien CCS met transport per pijpleiding).</li> </ul>

<sup>1</sup> Management informatie Yara <sup>2</sup> Dit is exclusief 0,12Mton reductie die mogelijk wordt gerealiseerd via de uitbreiding van de ureumproductiecapaciteit (zie pagina 112) <sup>3</sup> Zie Berenschot (2018) voor een overzicht van de literatuur; Zie ook VNCI (2018) <sup>4</sup> PBL (2020) <sup>5</sup> PBL (2020) voor CCS met transport per pijpleiding <sup>6</sup> Hiervan moet, onder de gemaakte aannames, ~1,2Mton worden gereduceerd binnen EU ETS en de nationale heffing. De resterende reductieopgave van 0,1Mton komt alleen voort uit de gehanteerde reductiefactor in het Nederlandse beleid. <sup>7</sup> In het klimaatkkoord (2019) wordt gesproken over vermijdbare emissies. Het is niet helder of afgevangen CO<sub>2</sub> die als grondstof wordt ingezet, zoals het geval is bij Yara, als vermijdbaar wordt gezien in het kader van de nationale heffing. In het EU ETS wordt gewerkt met bruto emissies.

- Om in 2030 de volledige impact van de nationale heffing te mitigeren moet Yara onder de gehanteerde aannames haar CO<sub>2</sub>-eq.-uitstoot met ~1,3 Mton reduceren<sup>5</sup> (daling van >33% van de voor de nationale heffing relevante uitstoot). Hierbij gaan wij uit van een reductie ten opzichte van de bruto uitstoot (3,6 Mton). Het is nog onduidelijk of de bruto of netto emissies als basis voor de heffing gehanteerd gaan worden.<sup>6</sup>

- Gezien de grootte van de reductieopgave heeft Yara emissiereductieopties nodig die een significante emissiereductie bijdrage leveren. De voorgenomen maatregelen leiden tot een verwachte jaarlijkse reductie van ~0,3 Mton vanaf 2024. Overige reductieopties zijn groene waterstof-productie en CCS. CCS kan voor 2030 een significante emissiereductie opleveren. Groene waterstofproductie kan voor 2030 een beperkte bijdrage leveren.
- Vervolgens moeten de opties technisch haalbaar zijn voor 2030. CCS is technisch mogelijk, Yara vangt de 0,8 Mton CO<sub>2</sub> op dit moment al af. Electrolyse is een volwassen technologie maar de schaal moet nog worden vergroot. Groene waterstof is dan ook een belangrijk onderdeel van de emissiereductie *roadmap* van Yara na 2030.
- Tenslotte moeten de opties economisch haalbaar zijn. Zowel CCS als groene waterstofproductie lijken bij huidige kosteninschattingen niet economisch haalbaar. Aangezien Yara in een globale markt concurreert, is het aannemelijk dat doorgifte van EU ETS kosten beperkt is.

# CCS is voor Yara een stap in de transitie naar groene waterstof. Yara heeft een overschot aan afgevangen CO<sub>2</sub> (naar verwachting 0,8 Mton). De transportroute naar de opslag moet nog worden ontwikkeld

## CCS meest reële reductiemogelijkheid voor 2030 en een tussenstap in de transitie naar groene waterstof

- In het volgende deel van de case studie analyseren wij de mogelijke effecten van de flexibiliteitsmaatregelen en subsidies, startend met de impact van de subsidies.
- Wij analyseren de mogelijke impact van subsidiemogelijkheden op de emissiereductie optie CCS.
  - CCS is voor Yara een tussenstap in de transitie naar groene waterstof na 2030. De benodigde schaal om de huidige gas gebaseerde waterstofproductie te vervangen door groene waterstof is volgens Yara naar verwachting niet voor 2030 beschikbaar.<sup>1</sup> Een capaciteit van 2100 MW electrolyser is nodig voor de waterstofproductie van Yara. Yara heeft een project van 100 MW electrolyser in ontwikkeling voor 2024.<sup>3</sup> Yara overweegt de mogelijkheid om (een deel van) de benodigde groene waterstof te importeren.<sup>4</sup>

## De ontwikkeling van het CCS project is nog in de beginfase

- Yara is gestart met haar projectontwikkelingsproces voor zowel CCS als de 100MW electrolyser.<sup>5</sup> CCS heeft de potentie om een aanzienlijk deel van de kosten van de nationale heffing te mitigeren tot 2030 (het project dat Yara voor ogen heeft leidt tot 0,7 Mton CO<sub>2</sub> reductie).
- Het project wordt beoordeeld op het niveau van het hoofdkantoor omdat de verwachte investeringskosten (~€200m) boven de drempelwaarde ligt die wordt gehanteerd binnen Yara International ASA.
- Het project wordt ontwikkeld via 4 zogenaamde decision gates (“DG”), waarbij de vierde DG de *final investment decision* omvat. Hierna worden contracten getekend en kan de bouw starten. Bij elke gate wordt besloten of het project een volgende fase in kan gaan en daarvoor middelen worden vrijgemaakt om het project verder te ontwikkelen.
- Aangezien het CCS project nog in aanloop naar DG 1 zit is het nog onzeker wat de kosten van het project zijn. Pas bij DG 4 is een nauwkeurige inschatting van de kosten beschikbaar omdat dan de detail engineering heeft plaatsgevonden.

## Kenmerken CCS project Yara

- Yara vangt op dit moment al ~2,2 Mton CO<sub>2</sub> af bij de productie van ammoniak. ~1,4 Mton hiervan wordt ingezet bij de productie van Ureum en voor verkoop aan derden. De overige 0,8 Mton afgevangen, zuivere CO<sub>2</sub> wordt nu niet gebruikt en wordt daarom weer geëmitteerd in de lucht.
- Yara kan dit overschot van 0,8 Mton<sup>5</sup> afgevangen CO<sub>2</sub> benutten voor transport naar een opslaglocatie. Voor de realisatie van het CCS project is geen turnaround moment nodig.
- Yara heeft technisch gezien twee mogelijkheden om de afgevangen CO<sub>2</sub> te transporteren voor opslag:
  1. Transport per pijpleiding naar bijvoorbeeld Porthos: Het project omvat voor Yara het aanleggen van leidingen om de afgevangen CO<sub>2</sub> op het terrein naar het aansluitpunt brengen. De CO<sub>2</sub> transportpijpleiding bestaat nog niet en moet nog door een derde partij worden gerealiseerd.
  2. Transport per schip<sup>4</sup> naar bijvoorbeeld Noorwegen<sup>6</sup>: het project omvat voor Yara de aanleg van een additionele installatie die de CO<sub>2</sub> vloeibaar maakt en een overslagpunt naar het schip. In de nabijheid van de opslaglocatie moet een injectiepunt aanwezig zijn.

<sup>1</sup> Zo is de beschikbare hernieuwbare stroom onvoldoende voor 2030 om de benodigde opwek te kunnen realiseren (Berenschot, 2018)

<sup>2</sup> Exclusief aandrijving van overige processen. Bron: management informatie

<sup>3</sup> Hiervoor moet wel de benodigde infrastructuur nog worden gerealiseerd

<sup>4</sup> Deze projecten zijn DG1 goedgekeurd

<sup>5</sup> Zie ook pagina 102

<sup>6</sup> Yara vervoert op dit moment ~0,3Mton CO<sub>2</sub> per schip voor verkoop aan derden. Northern Lights project in Noorwegen (na *final investment decision* start operatie verwacht Q4 2023 (Northern Lights website geraadpleegd 21 april 2020)

# CO<sub>2</sub> transport per pijpleiding wordt niet geprefereerd door Yara gezien onzekerheid over het winnen van voldoende subsidie en de lange realisatietijd van de infrastructuur

## De realisatie van de pijpleiding is onzeker en de realisatietermijn is lang

- Er is geen bestaande CO<sub>2</sub> infrastructuur in de regio die kan worden benut om de al afgevangen CO<sub>2</sub> van Yara te transporteren.<sup>1</sup>
- Indien het Porthos project in de Rotterdam regio wordt gerealiseerd zou een pijpleiding naar Porthos kunnen worden aangelegd. Eerste schattingen geven aan dat de realisatie hiervan (gezien het lange en complexe tracé, (kruising Westerschelde, het verkrijgen van vergunningen) niet voor 2027 plaats kan vinden.<sup>2</sup>

## Het is onzeker of de hoogte van de SDE++ subsidie toereikend is

- Het is voor Yara nog niet bekend wat de transportkosten zijn per pijpleiding naar Porthos waardoor het onduidelijk is of het basis bedrag van ~€112/ton CO<sub>2</sub><sup>3</sup> voldoende is om de projectkosten (aanpassingen op de site voor de aansluiting, transport/opslag) te kunnen vergoeden.
- De uitgangspunten van de investeringskosten in het basisbedrag zijn gebaseerd op een afstand tot het transportnetwerk van 3 km. De verwerkingstoelage van €60/ton CO<sub>2</sub> is opgebouwd uit €15 voor opslagtarief en €45 voor transporttarief. Het is onduidelijk op welke afstand/verdeling van kosten de vergoeding voor transport is opgebouwd en of deze voor Yara dus de kosten kunnen dekken.

## Het is onzeker of Yara een SDE++ subsidie kan winnen

- Binnen de SDE++ wordt maximaal 7,2 Mton aan CCS gesubsidieerd.<sup>4</sup>
- De potentie voor toepassing van CCS is groter dan 7,2 Mton (Navigant, 2019)<sup>5</sup>
- De winkans op subsidie hangt af van het relatieve kostenniveau en van de timing van de aanvraag:
  - Het is onduidelijk hoe de relatieve kosten van Yara zich verhouden tot de andere CCS projecten. Enerzijds vangt Yara reeds 0,7Mton CO<sub>2</sub> af. Anderzijds zijn de transportkosten voor Yara mogelijk hoger dan voor concurrenten die dichterbij de opslaglocatie gelegen zijn.
  - Indien binnen de SDE++ een realisatietermijn van 5 jaar gehanteerd wordt voor CCS kan Yara niet vroeger dan 2022 subsidie aanvragen. Indien een termijn van 4 jaar gaat gelden kan zij niet voor 2023 aanvragen. Dit leidt tot onzekerheid of de CCS subsidie cap bereikt zal zijn.

## Transport per pijpleiding gaat Yara maar beperkt helpen in het reduceren van kosten

- Ook als voldoende subsidie gewonnen kan worden heeft Yara in de jaren voor het realiseren van de emissiereductie nog aanzienlijke kosten voortvloeiend uit de nationale heffing.
- Gezien de realisatietermijn voor de infrastructuur kan naar verwachting pas in 2027 belastingafdracht (voor de nationale heffing) worden voorkomen (door implementatie van CCS). Over de periode 2021-2026 leidt dit, onder de gemaakte aannames, tot ~€9m - €27m aan kosten, afhankelijk van het prijs-scenario (incl. ingroeipad en carryback).
- Gezien de grote onzekerheid van de ontwikkeling van een pijpleiding naar Yara en de belastingafdracht die uit de nationale heffing tot 2027 voortkomt analyseert het bedrijf nu de mogelijkheid voor transport per schip.

<sup>1</sup> Royal HaskoningDHV, Mtech, Sitech services & CE Delft (2019)

<sup>2</sup> Royal HaskoningDHV, Mtech, Sitech services & CE Delft (2019)

<sup>3</sup> Categorie: CCS - Aanvullende CO<sub>2</sub>-opslag bij bestaande installaties (variant A)

<sup>4</sup> Kamerbrief voortgang SDE++, 27 februari

<sup>5</sup> Zie rechter figuur op pagina 92.



# Indien Yara voldoende subsidie voor CCS met transport per schip kan winnen kan zij op korte termijn een groot deel van de emissiereductieopgave realiseren. Dit is echter nog onzeker

## Transport per schip zou per 2024 kunnen leiden tot emissiereductie

- Om de afgevangen CO<sub>2</sub> te kunnen transporteren per schip moet de CO<sub>2</sub> vloeibaar worden gemaakt. Ook moet het huidige ontvangstpunt waar het schip kan afmeren en de vloeibare CO<sub>2</sub> kan worden ingescheept worden uitgebreid. Dit brengt zowel investeringskosten (bouw installaties en aanpassingen kade) met zich mee als additionele operationele kosten (elektriciteit).
- De verwachting van Yara is dat deze aanpassingen in 2024 gerealiseerd kunnen zijn waarmee het transport zou kunnen beginnen. Door deze relatief snelle realisatie geniet transport per schip op dit moment de voorkeur van Yara.<sup>1</sup>

Er zijn twee mogelijke vormen voor transport per schip:

- *Transport per schip naar Nederlands injectiepunt zoals Porthos. De final investment decision van Porthos moet nog plaatsvinden. Het is ook nog onzeker of in het Porthos project ook een injectiepunt wordt gebouwd waardoor het mogelijk wordt om CO<sub>2</sub> per boot af te leveren.*
- *Transport per schip naar een injectiepunt in het buitenland (Noorwegen). Ook deze optie is nog onzeker aangezien de final investment decision voor het Northern Lights project<sup>2</sup> nog moet worden genomen.*

<sup>1</sup> Snelle realisatie is belangrijk omdat over de tijd CO<sub>2</sub> volumes afnemen door het geleidelijk overstappen op groene waterstof. Bij een latere start moeten de investeringen daardoor over een korte periode worden afgeschreven. Daarnaast is CCS per schip een bewezen technologie voor Yara, bestaat er geen afhankelijkheid van een transport netwerk.

<sup>2</sup> Northern Lights website (geraadpleegd 21 april 2020)

<sup>3</sup> Bron ministerie van EZK

<sup>4</sup> Inschatting op basis van management informatie Yara en PBL model voor kosten/ton. Gezien de ontwikkelfase van het project (decision gate 2) zijn de kosten nog erg onzeker (30% contingency).

<sup>5</sup> Zie bijvoorbeeld: EC (2009) en EC (2012)

## Het is onzeker of Yara SDE++ subsidie kan aanvragen...

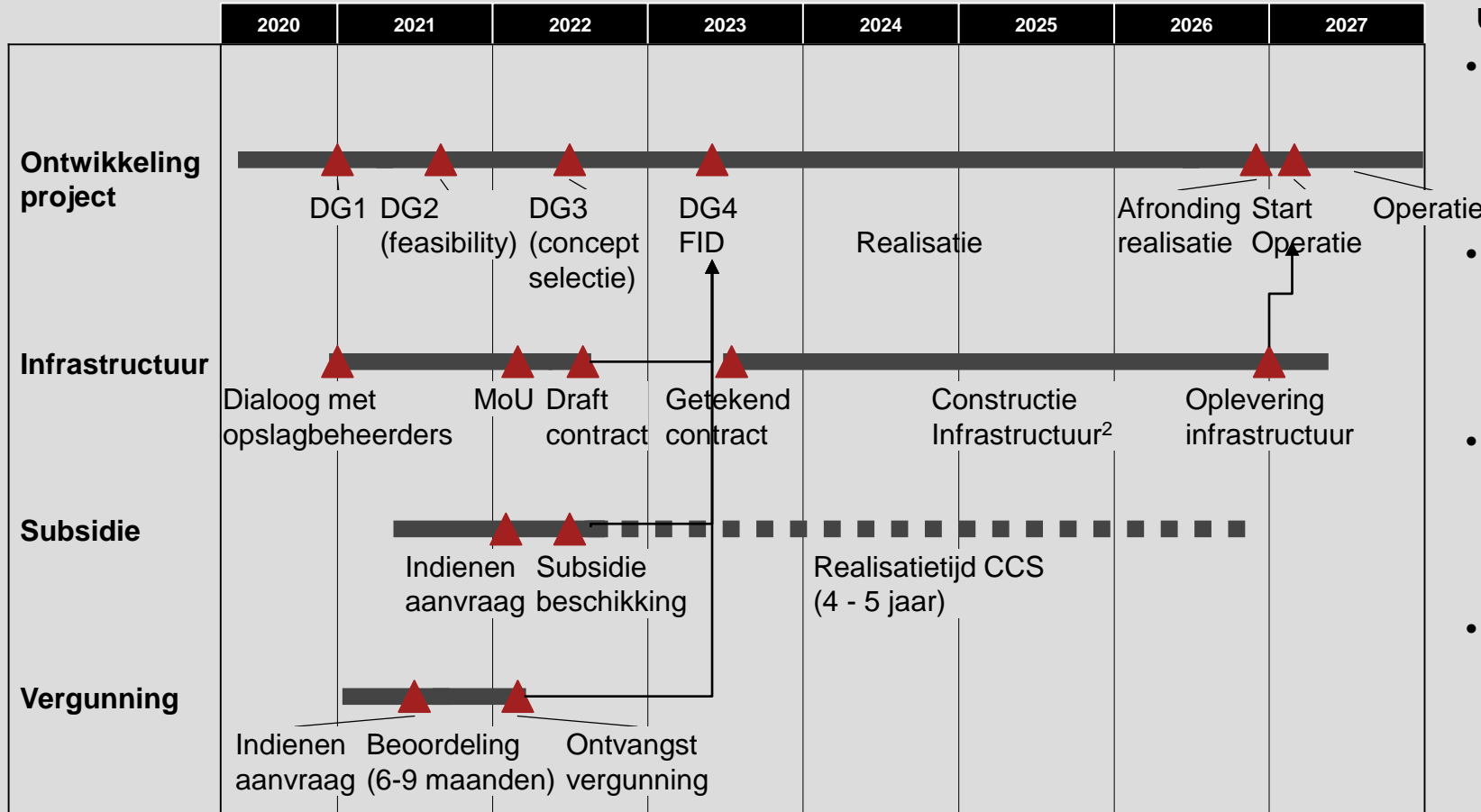
- Bij het winnen van subsidie voor CCS met transport van per schip kan Yara in staat worden gesteld om het grootste deel van de kosten van de nationale heffing te voorkomen: na 2024 is dan geen afdracht meer.
- Op dit moment is het echter niet mogelijk om een SDE++ subsidieaanvraag in te dienen indien er sprake is van transport per schip<sup>3</sup>
- Indien dit zou worden aangepast en Yara een aanvraag zou kunnen indienen, is het mogelijk dat de subsidie de onrendabele top per ton afgevangen CO<sub>2</sub> kan dekken.<sup>4</sup>
- Indien dit niet wordt aangepast kan Yara naar verwachting niet investeren in significante emissiereductie voor 2030.

## ... ook is een administratieve wijziging in EU ETS noodzakelijk

- Zelfs als de subsidie toereikend is om de kosten/ton voor Yara te dekken dan blijft er een onrendabele top bestaan.
  - De reductie van emissie van 0.7Mton leidt binnen EU ETS niet tot emissiereductie gezien een administratieve regel<sup>5</sup> dat er alleen emissiereductie optreedt als afgevangen CO<sub>2</sub> wordt getransporteerd per pijpleiding. Het bedrijf kan hierdoor haar EU ETS kosten niet verlagen.
  - De subsidieberekening houdt er echter wel rekening mee dat het bedrijf EU ETS kosten vermijdt voor de afgevangen hoeveelheid CO<sub>2</sub>. Voor het bepalen van de subsidie wordt het kostenniveau (€/ton vermeden CO<sub>2</sub>) vermindert met de EU ETS prijs. Dit betekent dat het bedrijf deze kosten zelf zal blijven dragen.

# Planning bij ontwikkeling CCS via pijpleiding naar Porthos

Projectplanning op hoofdlijnen CCS project Yara bij transport per pijpleiding



## Uitgangspunten bij de planning

- Indien wordt uitgegaan van transport van CO<sub>2</sub> per pijpleiding naar Porthos kan de emissiereductie starten zodra deze infrastructuur is gerealiseerd. Er is geen turnaround moment nodig voor het realiseren van de aansluiting.
- Gezien de transportafstand naar Zeeland wordt voltooiing van een pijpleiding niet voor 2027 verwacht. Hierdoor wordt de infrastructuur-oplevering leidend voor de planning voor de ontwikkeling van het project.
- Indien een bedrijf na de subsidiebeschikking vijf jaar de tijd heeft om het project te realiseren kan Yara niet voor 2022 meedoen aan een SDE++ ronde. Indien een termijn van vier jaar gaat gelden kan zij niet voor 2023 aanvragen.<sup>1</sup>
- In de figuur is er vanuit gegaan dat een intentieverklaring voldoende is (*non binding*) voor de subsidieaanvraag. Indien dit een getekend contract zou moeten zijn leidt dit tot een kip/ei probleem: het contract wordt pas getekend na FID (waar de subsidiebeschikking zelf ook voor nodig is).

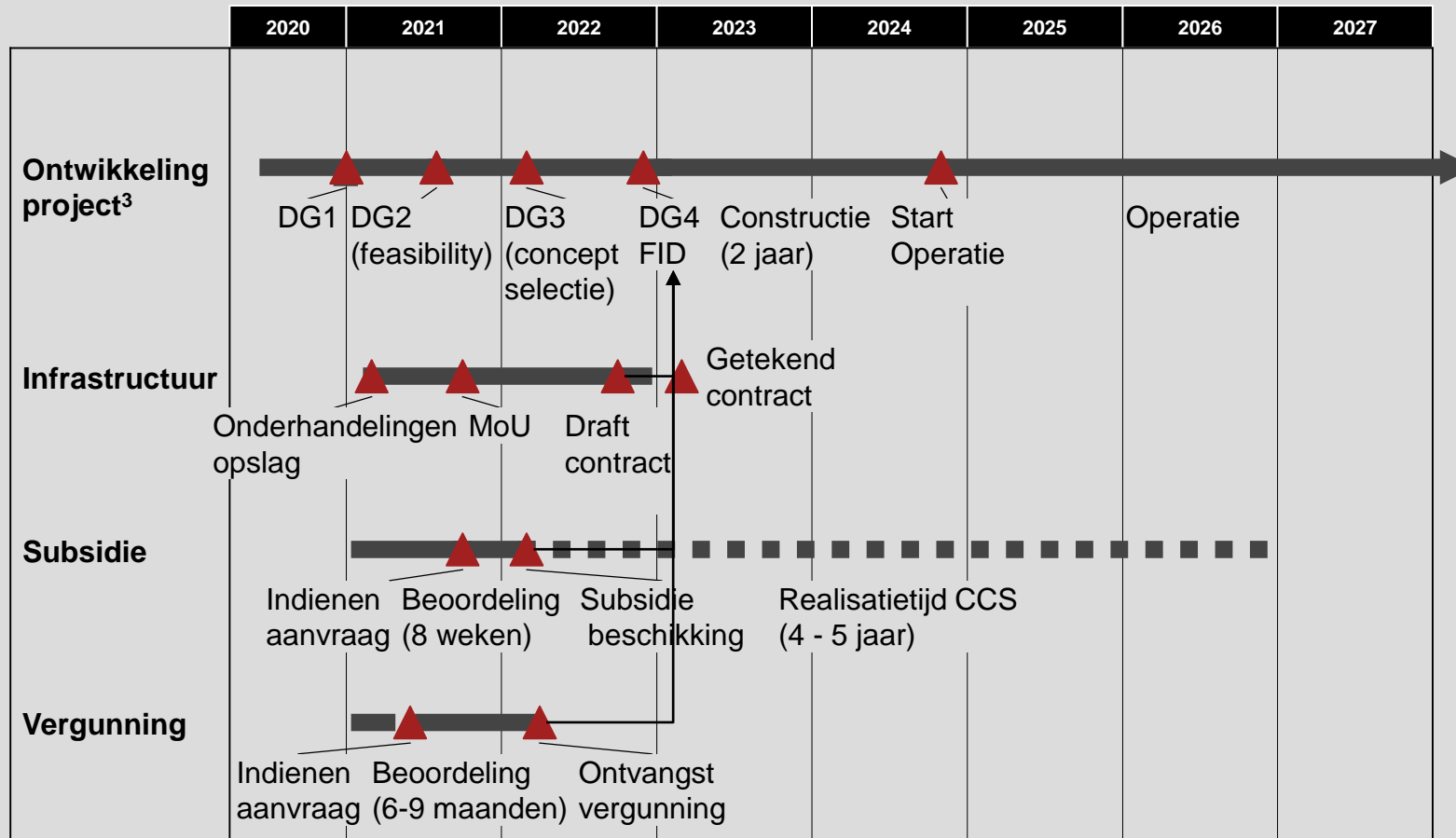
Bij FID zijn een subsidiebeschikking, vergunningen, en contract (to be signed) voor infrastructuur vereist, naast een BC met IRR>WACC

<sup>1</sup> SDE++ wordt nog verder uitgewerkt in het Wijzigingsbesluit, de aanwijzingsregeling en de uitvoeringsregeling; de realisatietermijn wordt nog vastgelegd.

<sup>2</sup> Het is onzeker of de getoonde constructieperiode voor de infrastructuur voldoende is gegeven de timing van de FID en het getekende contract

# Planning bij ontwikkeling CCS met transport via schip

Projectplanning op hoofdlijnen CCS project Yara bij transport per schip



## Uitgangspunten bij de planning

- Indien wordt uitgegaan van transport per schip is de verwachting dat medio 2024 gestart kan worden met de afvoer van de afgevangen CO<sub>2</sub><sup>1</sup> (bron management informatie).
- Gezien een constructieperiode van 2 jaar moet uiterlijk in 2021 een subsidieaanvraag worden ingediend. In 2020 is het voor Yara niet mogelijk een aanvraag in te dienen voor de SDE++ subsidie omdat CCS per schip niet in de SDE++ regeling is opgenomen<sup>2</sup>
- In de planning is ervan uitgegaan dat de CO<sub>2</sub> kan worden getransporteerd naar een opslagfaciliteit in Noorwegen.
- Indien bij het Porthos project wordt geïnjecteerd is het wel van belang dat tijdig het injectiepunt kan worden gerealiseerd (voor medio 2024).
- Transport per schip stelt Yara in staat om kosten van de nationale heffing grotendeels te voorkomen (zij betaalt pas in 2028). Daarnaast kan het de winkans beïnvloeden omdat zij in staat is in een eerdere SDE++ ronde mee te dingen.

• Bij FID zijn een subsidiebeschikking, vergunningen, en contract (to be signed) voor infrastructuur vereist, naast een BC met IRR>WACC

<sup>1</sup> Management informatie Yara Sluiskil

<sup>2</sup> Ministerie van EZK

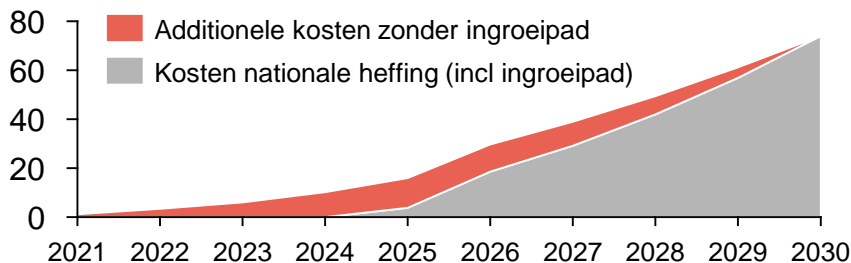
# Het ingroeipad geeft Yara tijd om te investeren in emissiereductie. De inzet van carryback is niet aannemelijk bij CCS per schip. Handel kan tot inkomsten leiden maar de totstandkoming is onzeker

## Ingroeipad (belaste emissies)

- Het ingroeipad in de hoeveelheid belaste emissies leidt tot een lagere afdracht voor Yara over de periode '20 – '30 van ~€34 miljoen tot ~€98 miljoen afhankelijk van het prijsscenario.
- Zonder het ingroeipad<sup>1</sup> zou Yara vanaf 2021 al belasting afdragen gezien aanscherping van de nationale heffingsgrondslag.
- Het ingroeipad geeft –ook voor een emissie-efficiënt bedrijf– meer tijd om emissiereductie te realiseren. Het leidt op zichzelf niet tot een verbetering van de business case voor emissiereductie omdat het de onrendabele top van een emissie reducerende investering niet vermindert.

## Ontwikkeling van heffingskosten met en zonder ingroeipad<sup>2</sup> (groei hoeveelheid belaste emissies)

€m



<sup>1</sup> Hierbij hanteren wij een reductiefactor die begint bij 1 en afloopt naar 0,75. Zie ook figuur pagina 35

<sup>2</sup> Hierbij is uitgegaan van het middelhoge prijsscenario. De knik in het verloop van de kosten wordt veroorzaakt door het aanscherpen van de benchmarks

<sup>3</sup> Alle activiteiten die op één locatie staan en worden geëxploiteerd door één exploitant vormen samen een installatie

## Handel

- **Handel tussen eigen installaties.** De verwachting is dat handel tussen installaties<sup>3</sup> van eenzelfde bedrijf beperkt gaat zijn in Nederland.
  - Vanaf 2021 zijn er slechts een beperkt aantal bedrijven in Nederland met meerdere installaties waartussen vrijgestelde emissies verhandeld kan worden. Dit betreft bedrijven met meerdere productielocaties binnen Nederland.<sup>4</sup>
  - Voor Yara Sluiskil zal er sprake zijn van één installatie waarvoor de vrijgestelde emissies zal worden bepaald. Hierdoor bestaat er geen mogelijkheid voor handel tussen eigen installaties.
- Het effect van **handel met derden** is niet gekwantificeerd vanwege onzekerheid over vraag & aanbod, resulterende prijzen en transactiekosten.<sup>5</sup> (zie pagina 93 voor een uitgebreide toelichting)
  - Yara heeft in de eerste jaren een overschot aan emissievrije ruimte (~2,6Mton over de periode 2021 – 2027 indien CCS per schip wordt gerealiseerd) die zij zou kunnen verkopen indien de transactiekosten en mededingingsrechtelijke risico's voor Yara acceptabel zijn.

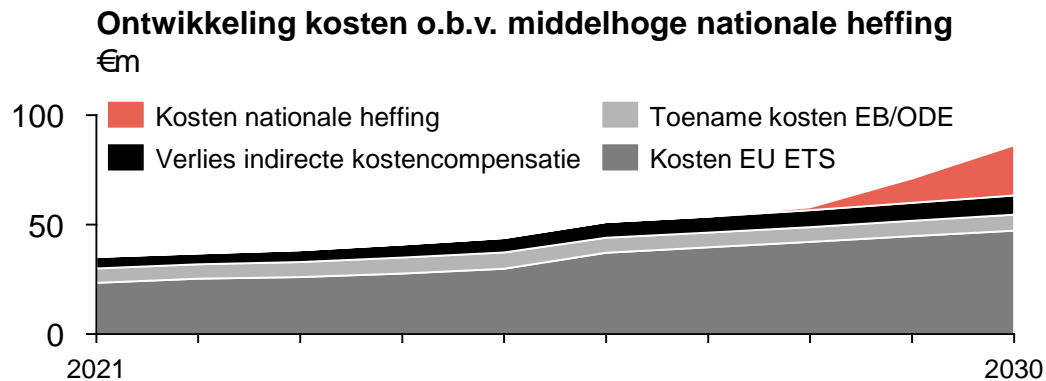
<sup>4</sup> In totaal zijn er 22 bedrijven met meer dan 1 installatie in Nederland. Hierbinnen vallen verschillende sectoren zoals keramiek, voeding en raffinage. Bron: informatie verkregen van NEa

<sup>5</sup> Zo is binnen het MEE convenant bijvoorbeeld handel van PJ's tussen partijen mogelijk maar gebeurt dit slechts in beperkte mate

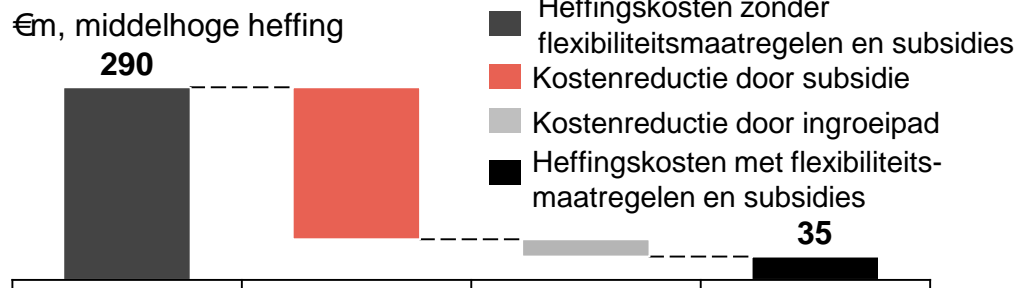
## carryback

- Indien Yara een subsidie kan winnen voor CCS per schip leidt de carryback niet tot lagere kosten (zie hoofdstuk 2 voor een gedetailleerde uitleg van de carryback). Het ingroeipad heeft er immers voor gezorgd dat er nog geen sprake is van afdracht.
- Indien een subsidie gewonnen zou kunnen worden voor CCS per pijpleiding dan zou de carryback wel kunnen worden ingezet. Dit leidt tot ~€2m - €7m belastingteruggave, afhankelijk van het prijsscenario.
- Yara geeft aan eventuele inkomsten van de carryback naar verwachting mee te nemen in de businesscase van de investering.

# Indien een SDE++ subsidie kan worden gewonnen voor CCS per schip per 2024, worden de kosten van de nationale heffing grotendeels vermeden. De resulterende impact blijft echter groot...



## Heffingskosten met en zonder flexibiliteitsmaatregelen en subsidies '21 – '30



<sup>1</sup> Het grootste deel van de kostenverlaging vergeleken met de uitkomsten flexibiliteitsmaatregelen en subsidies komt door het ontvangen van subsidie. Het ingroepaad leidt tot ~€14m - ~€38m lagere kosten over de periode 2021 – 2030 (afhankelijk van het prijsscenario)

<sup>2</sup> De totaal vereiste investering bedraagt ongeveer €22m. Deze investeringen leiden tot een jaarlijkse emissiereductie van ~0,2Mton in 2021 oplopend tot ~0,3Mton in 2030

<sup>3</sup> Dit is gelijk aan ~3 – 6% van de omzet en ~3 – 7% van de kosten in 2030

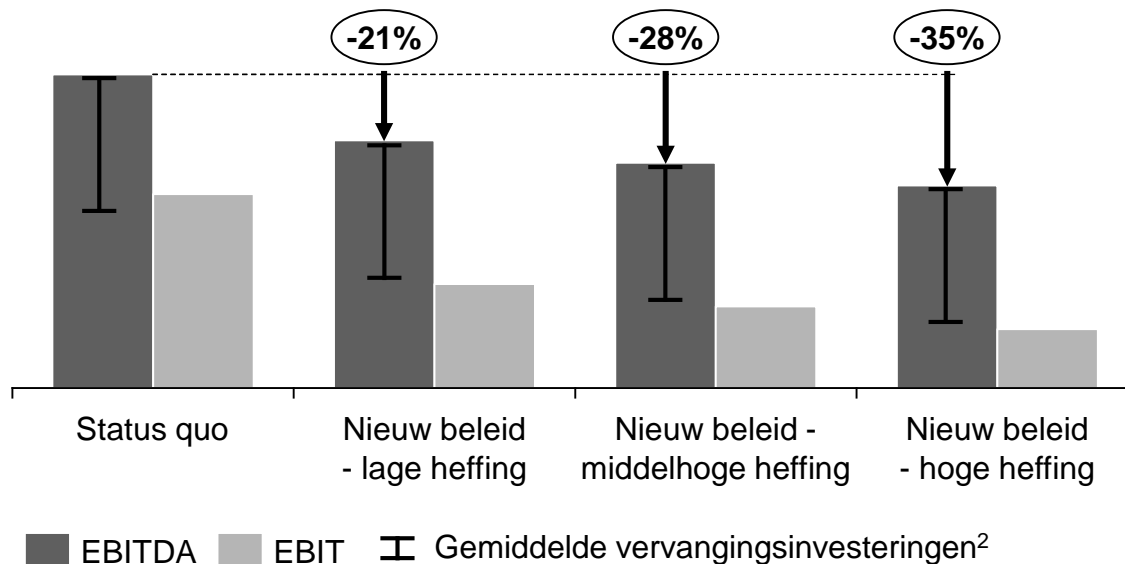
<sup>4</sup> Gebaseerd op management informatie (o.b.v. negen jarig gemiddelde vanwege beschikbaarheid data).

- Dankzij de flexibiliteitsmaatregelen en de SDE++ subsidie<sup>1</sup> kan een situatie ontstaan waarin Yara vanaf 2024 haar emissies significant reduceert en daardoor pas in 2028 belastingafdracht heeft in het kader van de nationale heffing. Hierbij is aangenomen de huidige SDE++ regeling wordt aangepast zodat CCS per schip in aanmerking komt voor subsidie én dat Yara een subsidiebeschikking wint én dat zij besluit om in NL te investeren. Daarnaast moet de getransporteerde CO<sub>2</sub> kunnen worden afgeleverd bij een opslagfaciliteit. Daarnaast is rekening gehouden met de emissie reductie door investeringen in energie efficiëntie en N<sub>2</sub>O reductie.<sup>2</sup> In de modellering is geen rekening gehouden met een investering een 100MW electrolyser omdat dit niet economisch haalbaar is.
- Vanwege de hoge emissie intensiteit van de producten die Yara produceert, en de beperkte doorgifte mogelijkheid van kosten blijft de kostenstijging van het beleid aanzienlijk wat mogelijk de lange termijn investeringsbeslissing beïnvloedt:
  - In dit scenario bedraagt de afdracht in het kader van de nationale heffing ~€16m - ~€55m over de periode 2021 – 2030 (afhankelijk van het prijsscenario).<sup>3</sup>
  - Daarnaast is er ~€67m verlies aan indirecte EU ETS kostencompensatie over de periode 2021 - 2030. De verandering in de EB en ODE tarieven leidt tot ~€70m aan extra kosten over dezelfde periode. De flexibiliteitsmaatregelen leiden niet tot verlichting van deze kostenstijgingen.
  - De totale kostenstijging van het Nederlandse beleid bedraagt ~€26m - €52m in 2030. Over Deze kostenstijging bedraagt ~€153m - €191m over de periode '21 – '30.
- Op korte termijn is het aannemelijk dat Yara blijft produceren in Nederland omdat de contributie marge, ook in het hoge prijsscenario, positief blijft.<sup>4</sup>

# ... en heeft een significante negatieve impact op de EBITDA van Yara Sluiskil

## Vergelijking verwachte EBITDA en EBIT in 2030<sup>1</sup>

Op basis van veranderend beleid met lage, middelhoge, en hoge nationale heffing



<sup>1</sup> Hierbij is geen rekening gehouden met de investeringskosten en opbrengsten die gemoeid gaan met het uitbreiden van de ureumproductie (zie pagina 112). De impact hiervan op de EBITDA is klein (stijging van ~5%). De impact op de EBIT is nog kleiner doordat de additionele opbrengsten en afschrijvingen een tegengesteld effect hebben.

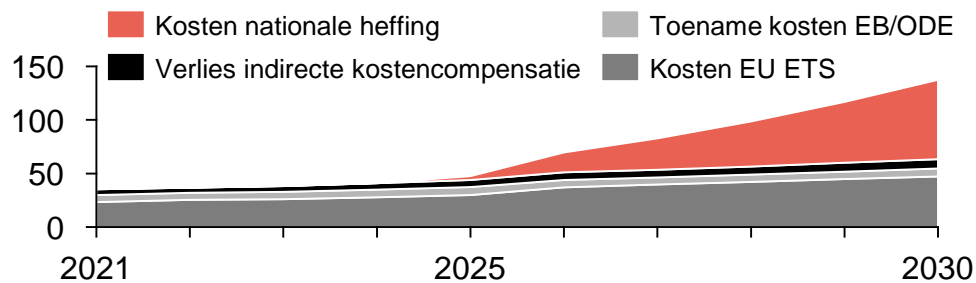
<sup>2</sup> Dit bevat zowel onderhoud als investeringen bij turnarounds

- De kostenstijging zoals beschreven op de vorige pagina leidt tot een daling van de EBITDA met ~ 20% - ~35% (afhankelijk van het prijsscenario).
- De EU ETS kosten worden, onder de huidige EU ETS regels, niet gereduceerd, ondanks dat Yara de CO<sub>2</sub> transporteert en laat opslaan door het winnen van subsidie. De emissiereductie telt niet mee voor EU ETS, terwijl in de verstrekte SDE++ subsidie wel rekening wordt gehouden met vermeden EU ETS kosten (~€194m over de periode 2024 - 2030 waarvan ~€33m in 2030). Daarom is er in alle prijsscenario's sprake van een negatieve impact op EBITDA.
- Bedacht moet worden dat de EBITDA toereikend moet zijn om o.a. vermogens-verstrekking te vergoeden (rente of een redelijk rendement) en om benodigde vervangingsinvesteringen te kunnen doen. Het punt dat investeren in een business case niet meer economisch aantrekkelijk is ligt dan ook (ver) boven een EBITDA van nul.
- Op de EBIT is eenzelfde impact waarneembaar.

# Indien Yara geen subsidiebeschikking wint en daardoor niet in CCS investeert is de negatieve financiële impact van het beleid nog groter

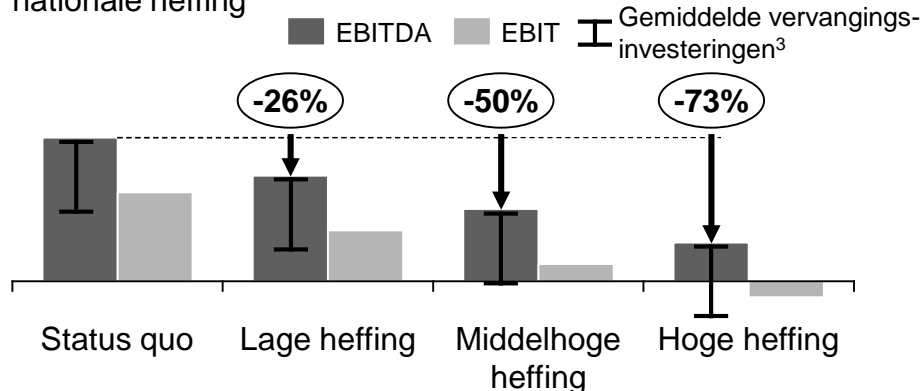
## Ontwikkeling kosten o.b.v middelhoge nationale heffing

€m



## Vergelijking verwachte EBITDA en EBIT in 2030

Op basis van veranderend beleid met lage, middelhoge, en hoge nationale heffing



- Zonder investering in CCS is de belastingafdracht in het kader van de nationale heffing over de eerste 5 jaar €2m - €6m afhankelijk van het prijsscenario. De kosten lopen snel op in de vijf jaar daarna (€102m - €339m over de periode 2026 - 2030). De totale afdracht in de periode 2021 - 2030 bedraagt €103m - €345m.
- Het wegvallen van de indirecte kostencompensatie en de toename in de kosten van EB/ODE zijn gelijk aan de situatie met een investering in CCS.
- De totale resulterende kostenstijging van het Nederlandse beleid bedraagt ~€50m - €131m in 2030.<sup>2</sup> Over de periode 2021 - 2030 bedragen deze kosten ~€240m - €482m.
- De totale EU ETS kosten bedragen ~€47m in 2030 en ~€342m over de periode 2021 - 2030
- Deze kostenstijging leidt tot een significante daling van de EBITDA in alle prijsscenario's (26% - 73% afhankelijk van het prijsscenario). Indien rekening wordt gehouden met de gemiddelde vervangingsinvesteringniveau dan blijkt dat er in het middelhoge en hoge prijsscenario onvoldoende cash wordt gegenereerd om deze te bekostigen. Bovendien kan er in deze scenario's geen vermogenskostenvergoeding worden geboden aan vermogensverschaffers. Hierdoor is het niet aannemelijk dat Yara, standalone (in afwezigheid van steun van de moeder), in staat is te blijven investeren in Nederland. De impact van mogelijk veranderende marktomstandigheden en (mogelijke) strategische overwegingen zijn in deze conclusie niet meegenomen.
- In alle prijsscenario's is sprake van een significante daling van de EBIT. In het hoogste prijsscenario wordt de EBIT negatief.

<sup>2</sup> Dit komt overeen met -6 - 15 % van de omzet of -6 - 16% van de kosten in 2030

<sup>3</sup> Dit bevat zowel onderhoud als investeringen bij turnarounds

# Het hanteren van de bruto emissies als grondslag voor de nationale heffing verslechtert de business case van het hergebruik van CO<sub>2</sub> binnen de productieprocessen van Yara

**Uitbreiding van de ureumproductie is een logische stap ... maar komt in het geding door de nationale heffing... voor Yara...**

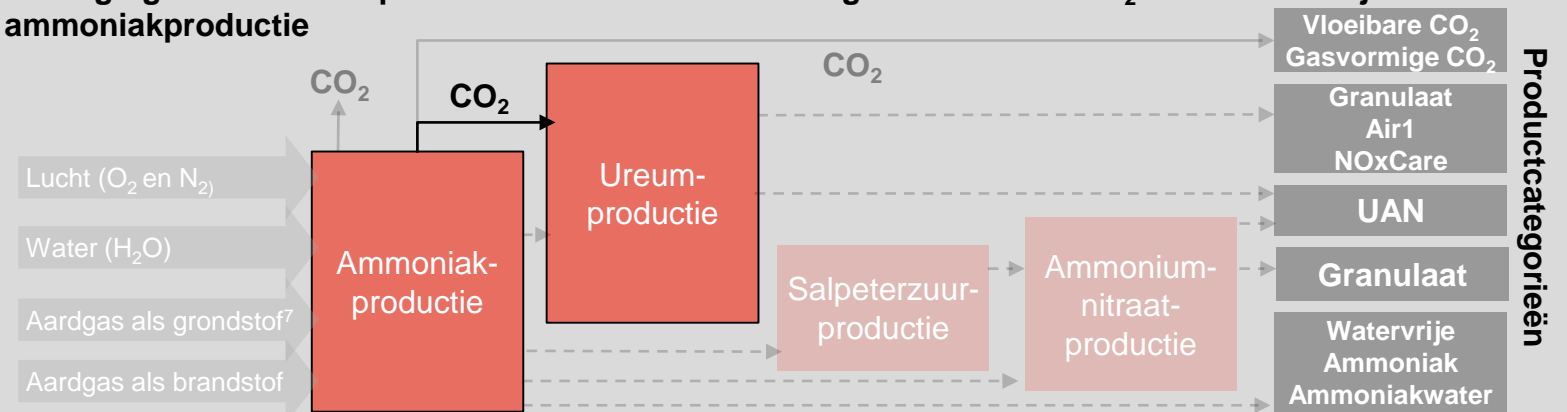
- Yara vangt nu 2,2Mton aan zuivere CO<sub>2</sub> af. Hiervan wordt nu 1,4Mton ingezet voor CCU<sup>1</sup>. De resterende 0,8Mton van de afgevangen CO<sub>2</sub> wordt nu geëmitteerd in de lucht. Yara overweegt om haar ureumproductie uit te breiden en additioneel 0,12Mton van de afgevangen CO<sub>2</sub> te benutten in haar ureumproductie (zie figuur). Dit brengt een investering met zich mee van ~€15m.
- De mogelijkheid tot deze capaciteitsuitbreiding ontstaat bij de *revamp* van de bestaande ureum productieplant (bouwjaar 2011). Een revamp is vaak een logische upgrade voor een chemische plant zoals die van Yara, waarbij bijvoorbeeld capaciteit en/of energie efficiëntie van bestaande productie-installaties worden verbeterd.
- In de afwezigheid van een nationale heffing wordt deze investering met grote zekerheid uitgevoerd vanwege de relatief lage CAPEX per extra ton ureum capaciteit.

In deze case study is aangenomen dat Yara Sluiskil investeert in de uitbreiding van de ureumproductie en is aangenomen dat er 0,7Mton aan CO<sub>2</sub> beschikbaar is voor CCS. De uitbreiding is niet meegenomen in de kosten en baten in deze case study.

<sup>1</sup> Dit wordt deels gebruikt in de ureumproductie en deels geleverd aan derden

- De investering in de vergroting van de ureumproductie (CCU business case) wordt bij de invoering van een nationale heffing onzeker. Indien de grondslag voor de nationale heffing de bruto emissies omvat verslechtert de CCU business case. Er moet dan namelijk nationale heffing worden afgedragen (naast EU ETS afdracht) over de hoeveelheid CO<sub>2</sub> die wordt hergebruikt.
- Indien de CO<sub>2</sub> wordt ingezet voor CCS betaalt Yara hier geen heffing over mits de CO<sub>2</sub> in Nederland wordt opgeslagen. Hierdoor ontstaat er voor Yara een financiële prikkel voor CCS en tegen hergebruik voor ureumproductie.

**Verhoging van de ureumproductie leidt tot meer intern gebruik van de CO<sub>2</sub> die ontstaat bij de ammoniakproductie**



<sup>2</sup> Yara beschouwt de netto-emissies als 'vermijdbare emissies' en het deel van de emissies dat wordt ingezet in de ureumproductie als 'onvermijdbare emissies'



# Het speelveld wordt door de introductie van de nationale (directe) heffing en wijziging in de indirecte heffingen negatief beïnvloed (Texas)

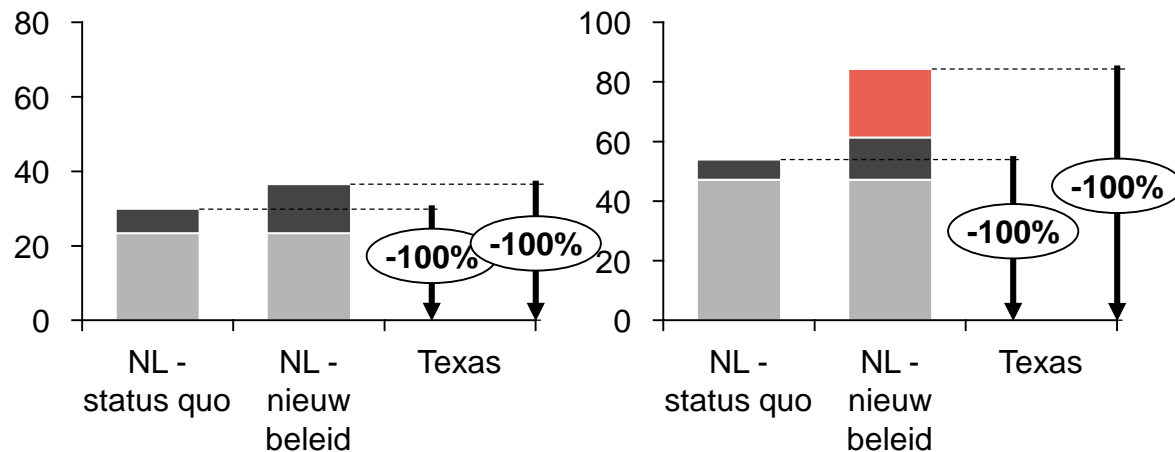
**Vergelijking Nederland vs Texas** - Yara heeft aangegeven dat Texas een aantrekkelijke alternatieve productielocatie is. Belangrijke factor hierin is de liquide gasmarkt met relatief lage prijzen en de beschikbaarheid van schaliegas.<sup>1</sup> Yara heeft reeds een productielocatie in Freeport, Texas. Hier produceert Yara ammoniak waarbij de waterstof die als grondstof dient wordt afgenomen van een derde partij. Wij analyseren hier de kosten die Yara Sluiskil zou ondervinden indien ze de huidige plant in Texas zou plaatsen (zelfde productie, gasverbruik en elektriciteitsverbruik).

## Kosten directe en indirecte heffingen Nederland en Texas<sup>2</sup>

€m, 2021

- Directe heffing
- Indirecte heffingen e & g
- EU ETS

€m, 2030 (bij gelijkblijvend beleid in Texas)



- Yara Sluiskil heeft de getoonde informatie op deze pagina aangeleverd. Het beeld dat naar voren komt is in lijn met PwC (2019a).
- In Texas vindt geen directe beprijzing van broeikasgassen voor de industrie plaats.<sup>3</sup>
- Op dit moment wordt geen (significante) belasting op gasverbruik geheven. Belastingen op gas en olie worden betaald door de producenten en niet door de gebruiker.<sup>4</sup> In de VS bestaat geen belasting op elektriciteit op federaal niveau.<sup>5</sup>
- Dit betekent dat wanneer Yara met de productielocatie van Sluiskil in Texas zou produceren zij ~€46m (in 2021) tot ~€84m (in 2030) minder kosten aan directe en indirecte heffingen zou ondervinden (vergelijking van uitkomsten onder nieuw beleid en huidig beleid in Texas). Het totale kostenverschil over de periode 2021 – 2030 bedraagt ~€172m (bij een middelhoge heffing).
- Vanuit een fiscaal perspectief wordt het produceren in Texas aantrekkelijker dan in Nederland. Bedacht moet worden dat andere factoren, zoals het vestigingsklimaat, niet zijn onderzocht.

1: Met een aandeel van >50%, is gas de grootste kostendrijver voor Yara

2: Bij het vaststellen van de directe kosten in NL is uitgegaan van een middelhoge nationale heffing

3: PwC (2019b)

PwC

4: PwC (2019a)

5: PwC (2019a)

# Ook vergeleken met Canada wordt het speelveld door het Nederlandse klimaatbeleid negatief beïnvloed

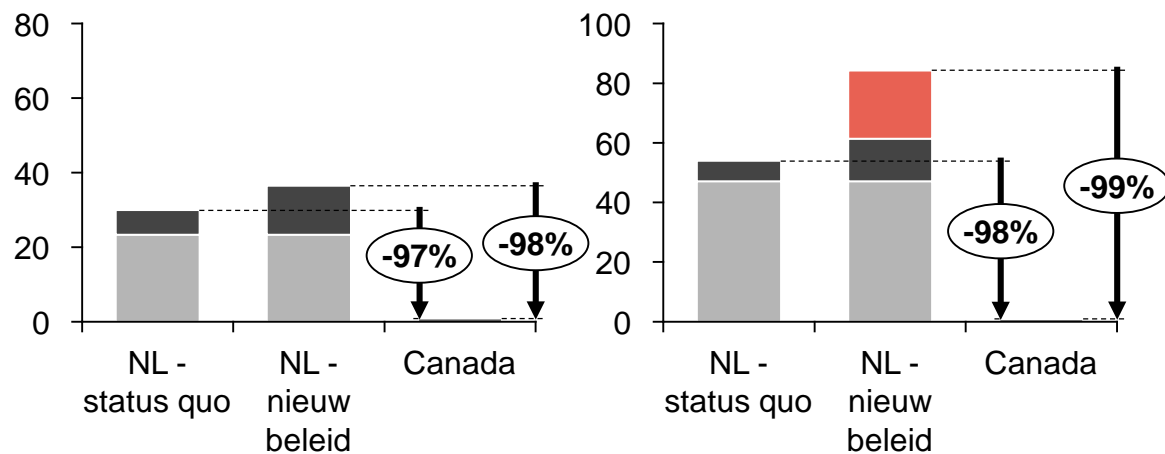
**Vergelijking Nederland vs Canada** - Ook Canada is aangemerkt door Yara als een aantrekkelijke alternatieve productielocatie. Wederom speelt de gasmarkt hierin een belangrijke rol. In Canada is sprake van een liquide gasmarkt met nog lagere gasprijzen dan in de Verenigde Staten.<sup>1</sup> Yara heeft reeds een productielocatie in Regina, Saskatchewan. Wij analyseren hier de kosten die Yara Sluiskil zou ondervinden indien ze de huidige plant in Canada zou plaatsen (zelfde productie, gasverbruik en elektriciteitsverbruik).

## Kosten directe en indirecte heffingen Nederland en Canada<sup>2</sup>

€m, 2021

Directe heffing  
Indirecte heffingen e & g  
EU ETS

€m, 2030 (bij gelijkblijvend beleid in Canada)



- Yara Sluiskil heeft de getoonde informatie op deze pagina aangeleverd. Het beeld dat naar voren komt is in lijn met PwC (2019a).
- In Canada wordt sinds 2019 de CO<sub>2</sub>-eq. uitstoot van Yara geprijsd binnen het Output Based Pricing System (OBPS).<sup>3</sup> Hierbinnen wordt per bedrijf de *base-line emissies-intensiteit* vastgesteld. In 2030 moeten bedrijven *maximaal*<sup>4</sup> deze uitstoot met 5% verlagen (0,45% per jaar vanaf 2020). Indien de activiteiten van Yara Sluiskil in Canada zouden staan leidt dit tot een totale reductie opgave van ~0,2 Mton in 2030 (incl. reductie van feedstock gerelateerde uitstoot). De reeds geplande emissie reducerende maatregelen die Yara Sluiskil in de periode 2021-2030 zal implementeren leiden tot een totale reductie van ~0,2Mton in 2021 en ~0,3Mton in 2030. Hiermee behaalt Yara Sluiskil het OBPS reductiedoel al in 2021 en ondervindt zij geen kosten in het kader van deze vorm van directe beprijzing.
- Op dit moment wordt geen (significante) belasting op gasverbruik geheven.<sup>5</sup> Op ingekochte elektriciteit wordt wel een belasting geheven. De totale indirecte kosten in Canada (~€850.000) zijn zeer gering vergeleken met de Nederlandse kosten.
- Wanneer Yara met de productielocatie van Sluiskil in Canada zou produceren zou zij ~€45m (in 2021) tot ~€68m (in 2030) minder afdracht aan directe en indirecte heffingen ondervinden.
- Vanuit een fiscaal perspectief wordt het produceren in Canada aantrekkelijker dan in Nederland. Bedacht moet worden dat andere factoren, zoals het vestigingsklimaat, niet zijn onderzocht.

1: Deze informatie is aangeleverd door Yara en niet gevalideerd door PwC. Met een aandeel van 50 - 60%, is gas de grootste kostendrijver voor Yara.

2: Dit betreft kosten wanneer Yara haar Nederlandse plant in Canada zou plaatsen (zelfde productie, gasverbruik en elektriciteitsverbruik). Bij het vaststellen van de directe kosten in NL is uitgegaan van een middelhoge nationale heffing

3: Dit is een "baseline and credit ETS" voor de internationaal handelende emissie-intensieve industrie. De prijs van het krediet bedraagt nu \$30/t CO<sub>2</sub>-eq. en loopt op tot \$50/t CO<sub>2</sub>-eq. in 2022

4: Uitstoot bij gebruik van brandstof als feedstock hoeft niet te worden gereduceerd. Het daadwerkelijke reductiedoel voor Yara Sluiskil zal daarom lager zijn dan 5%

5: Management informatie Yara Belle Plaine

# Indien Yara in staat is subsidie te winnen kan zij groot deel van financiële impact van de heffing mitigeren. Duidelijkheid omtrent (subsidie) beleid en CO<sub>2</sub> transport per schip in EU ETS is cruciaal voor Yara om tot een positieve investeringsbeslissing te kunnen komen

## Conclusies case study

- Subsidies kunnen Yara helpen het grootste deel van de financiële impact van de Nederlandse maatregelen tot 2030 te mitigeren. Het is echter nog onzeker of Yara Sluiskil daadwerkelijk voldoende subsidie kan winnen. Voor CCS per schip is het nu niet mogelijk om in de SDE++ mee te dingen. Ook is het onzeker of subsidie gewonnen kan worden (gezien de aanvragen en kostenniveaus van andere aanvragers)
- Van de flexibiliteitsmaatregelen heeft alleen het ingroeipad een (beperkte) kostenverlagende werking voor Yara Sluiskil
- Indien een SDE++ subsidie kan worden gewonnen voor CCS per schip per 2024, worden de kosten van de nationale heffing grotendeels vermeden. De impact op EBITDA blijft echter groot (daling van ~20 – 35%). Zonder subsidie en investering in CCS is de negatieve impact op EBITDA groter (daling van ~25 – 75%)
- Het speelveld wordt door de introductie van de directe heffing en wijzingen in de indirecte heffingen negatief beïnvloed. De kosten van het produceren in Nederland (gerelateerd aan de beprijzing van broeikasgassen) nemen significant toe ten opzichte van het buitenland

## Mogelijke aanbevelingen om de uitgangspositie van Yara te verbeteren

CCS per schip in de SDE++ mogelijk maken

CCS per schip in EU ETS opnemen of corrigeren via de subsidie aanpak

Vaststellen definitie vermijdbare emissies voor de nationale heffing

Benodigde opschaling elektrolyse mogelijk maken

- Yara kan op zeer korte termijn CCS per schip realiseren maar kan op dit moment nog geen subsidie hier voor aanvragen. Het openstellen van de SDE++ voor CCS per schip (indien mogelijk nog in de najaarsronde in 2020) stelt Yara in staat om een subsidieaanvraag in te dienen.
- Vervoer van afgevangen CO<sub>2</sub> per schip geldt nu niet als emissiereductie onder EU ETS. De SDE++ subsidie houdt wel rekening met vermindering van de EU ETS kosten. Aanpassing van de EU ETS regels, of (in de overbruggingsperiode) aanpassing van de wijze waarop de SDE++ subsidie wordt vastgesteld<sup>1</sup> kan de onrendabele top helpen verlagen.
- Yara gebruikt ~40%<sup>2</sup> van de CO<sub>2</sub> die zij produceert als grondstof in de productie van onder andere ureum. Zij beschouwt dit als niet te reduceren uitstoot aangezien reduceren van deze uitstoot direct leidt tot het verminderen van productie.<sup>3</sup> Indien deze emissies wel onderhevig zijn aan de nationale heffing levert dit een financiële prikkel op om de CO<sub>2</sub> in te zetten voor CCS in plaats van hergebruik binnen Yara. Het definiëren van CO<sub>2</sub>-gebruik voor grondstof in andere productieprocessen als niet vermijdbaar neemt deze mogelijk onwenselijke prikkel weg. De wenselijkheid hiervan is niet onderzocht binnen dit onderzoek.
- Yara ziet CCS als een tussenstap in de transitie naar groene waterstof via elektrolyse. Om grootschalige elektrolyse na 2030 mogelijk te maken moeten de juiste randvoorwaarden worden gecreëerd. Hierbij moet worden gedacht aan de benodigde infrastructuur, voldoende grootschalige en stabiel beschikbare groene stroom tegen concurrerende prijzen, en subsidies die opschaling van grootschalige elektrolyse ondersteunen.

<sup>1</sup> Bijvoorbeeld door de EU ETS kosten voor dit geval niet in mindering brengen op de subsidie.

<sup>2</sup> 1,4Mton van de 3,6Mton

<sup>3</sup> Deze CO<sub>2</sub> productie wordt wel meegeteld in de bruto emissies waarover de nationale heffing wordt gerekend.

# 4.3

Case study Smurfit Kappa

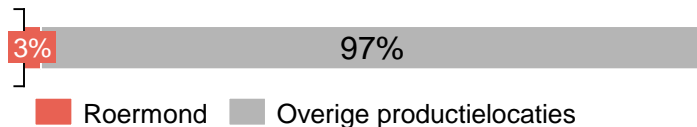


# De papierfabriek in Roermond behoort tot de meest energie efficiënte fabrieken in Europa. Hier produceert Smurfit Kappa papier van teruggewonnen materialen

## Bedrijfsinformatie

<b>Naam:</b>	Smurfit Kappa Roermond Papier B.V.
<b>Sector:</b>	Papier
<b>Werknemers:</b>	270
<b>Locaties:</b>	Roermond <sup>1</sup>
<b>Totale uitstoot (2018):</b>	~0,15 Mton <sup>2</sup>
<b>Naam moederbedrijf:</b>	Smurfit Kappa Group
<b>Locatie hoofkantoor:</b>	Amsterdam, Nederland

Het aandeel van de papierfabriek in Roermond in de totale omzet van Smurfit Kappa Group is klein<sup>3</sup>:



Vanuit Roermond wordt het papier voornamelijk geleverd aan landen binnen Europa<sup>4</sup>:



1: Smurfit Kappa heeft ook een productielocatie in Renkum. Deze case study richt zich uitsluitend op de Roermond locatie

2: Nederlandse Emissie Autoriteit (2019)

3: Op basis van omzet in 2018. Smurfit Kappa Group annual report 2019; management informatie Smurfit Kappa Roermond Papier B.V.

4: Management informatie SKRP

5: Laurijssen (2013)

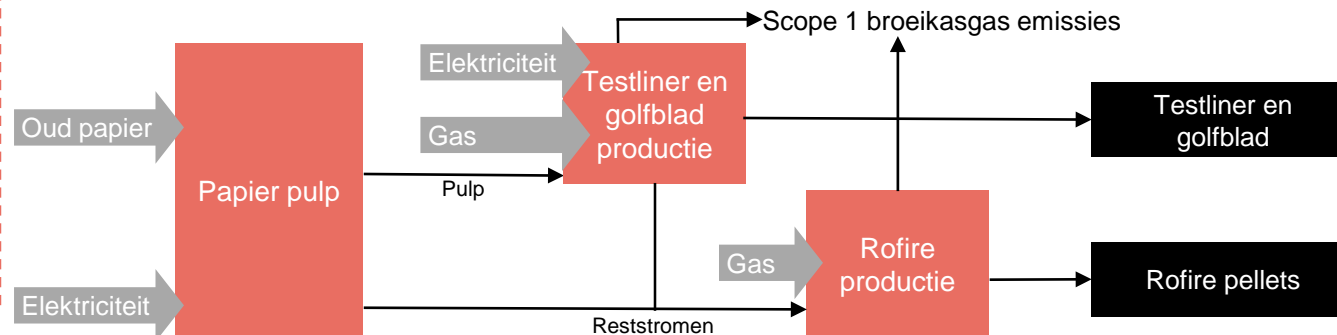
6: PBL (2019f). Conversie GJ naar m<sup>3</sup> o.b.v. Kenniscentrum InfoMil

7: PBL (2019f)

## Productieproces

- Op de productielocatie in Roermond produceert Smurfit Kappa Roermond Papier (SKRP) voornamelijk (testliner en golfblad) voor verpakkingen op basis van 100% gerecycleerde vezels (~98% van totale productie). Daarnaast wordt een deel van de reststromen (kunststof, touw en hout) omgezet tot een hoogwaardige brandstof (Rofire).
- Het geproduceerde papier wordt voornamelijk geleverd aan andere vestigingen van de Smurfit Kappa Group. Ongeveer de helft wordt getransporteerd naar andere landen binnen Europa (zie figuur links). Hier wordt het verwerkt tot verpakkingen. SKRP levert slechts zeer beperkt papier aan derden.
- Papierproductie is energie-intensief.<sup>5</sup> De productie van het type papier dat wordt geproduceerd in Roermond resulteert in een elektriciteitsverbruik van ~1GJ/ton en een gasverbruik van ~4GJ/ton (~126 m<sup>3</sup>/ton).<sup>6</sup>
- Het grootste deel van de scope 1 emissies komt voort uit het gebruik van gas voor de opwek van warmte en stoom (~75%). De stoom wordt voornamelijk gebruikt in de droogstap van het productieproces.<sup>7</sup>
- De productielocatie in Roermond is vergeleken met andere papierfabrieken (binnen EU ETS) zeer efficiënt.<sup>8</sup> De uitkomsten van deze case study zijn daardoor niet representatief voor de gehele Nederlandse papiersector

## Schematisch overzicht productieprocessen Smurfit Kappa Roermond Papier



8: Deze hoge mate van efficiëntie komt door de vele energie efficiëntie maatregelen die bij SKRP zijn geïmplementeerd.

# SKRP levert voornamelijk producten aan zijn eigen fabrieken. Ook op deze eindproductmarkten is het aannemelijk dat mogelijkheid tot doorgifte van de kostenstijging beperkt is

## Smurfit Kappa opereert met de productie van golfkarton in een internationale markt...

- Smurfit Kappa Group (SKG) produceert in Roermond (SKRP) voornamelijk het materiaal voor de productie van golfkarton (corrugated case materials (CCM)). De relevante productmarkt wordt door de EC bepaald als de markt voor CCM waarvoor dus geen alternatieven bestaan.<sup>1</sup> CCM bestaat verder uit een markt voor golfblad en een markt voor liners.<sup>2</sup> SKRP produceert testliner en golfblad.
- Deze producten (zowel CCM als mogelijke deelmarkten) worden verkocht op markten die breder zijn dan Nederland. De relevante markt van de CCM wordt in fusiebesluiten bepaald als minstens de EER (zie tabel).

1: EC M.3935, *Jefferson Smurfit/Kappa*, 2005.

2: EC M.8831, *Mondi/Powerflute*. De EC stelt dat er mogelijk een onderscheid is tussen kraftliner (primaire vezels) en testliner (gerecycleerde vezels), maar laat dit in het midden (zie EC M.3935).

3: Management informatie SKRP

4: In beide markten wordt een verder onderscheid met submarkten van conventionele en heavy-duty golfkarton open gelaten. (Zie EC M.7558)

5: EC M.3935. Para 25

6: EC M.7558, *DS Smith/Duropack*, 2015

7: EC M.3935. Para 32.

8: Mogelijkheid van doorgifte van (een deel van) de EU ETS kosten kan, op basis van deze analyse, niet worden uitgesloten.

## ...waarbij Nederlandse spelers een beperkt marktaandeel hebben

- In deze internationale markten lijken de Nederlandse spelers een beperkt marktaandeel te hebben. Bij de fusie in 2005 had SKG een marktaandeel van minder dan 10% (geen recentere schatting beschikbaar). Het is aannemelijk dat de mogelijkheid tot doorgifte van de kostenstijging door de kostenverhogende maatregelen beperkt is.
- Dit lijkt ook bevestigd doordat pulp-, papier- en kartonproductie ook op de carbon leakage lijst van de EC staan door de hoge uitstoot en handelsintensiteit (EC, 2019).

## Markten producten Smurfit Kappa

Product	Relevante markt	Marktaandeel NL
CCM	Minstens EER <sup>3</sup>	<5%
Testliner en Golfblad	Minstens EER <sup>3</sup>	<5%

9: EC M.3935. Para 32.

10: De marktaandelen zijn gebaseerd op Eurostat productiecijfers van golfkarton in de Benelux en de helft van de productie van Duitsland om tot een inschatting van de markt te komen.

11: Management informatie Smurfit Kappa.

12: Gedateerde marktaandelen uit 2005. Zie EC M.3935. Para 28.

## Kan Smurfit Kappa Group de nationale heffing doorgeven?

- SKRP levert de producten voornamelijk aan andere fabrieken van het bedrijf in 21 verschillende landen. Hiervan worden golfkartonnen dozen van gemaakt. De EC maakt een onderscheid tussen de relevante markt voor het golfkarton (corrugated sheet) zelf en de markt voor de golfkartonendozen (corrugated cases).<sup>4</sup> De markt van golfkarton wordt gezien als een homogeen product met beperkte consumentenloyaliteit.<sup>5</sup> Beiden markten zijn regionaal van aard met een radius van circa 300 km.<sup>6,7</sup> Toch is het aannemelijk dat de doorgiftemogelijkheid van de nationale heffingskosten voor SKG beperkt is.<sup>8</sup>
- SKRP levert ~40% van de productie aan fabrieken in NL. Deze fabrieken ondervinden concurrentie uit Duitsland.<sup>9</sup> Het marktaandeel van Nederland in de regionale markt van 300km is beperkt (~16%).<sup>10</sup>
- Daarnaast levert SKRP ~60% aan buitenlandse SKG vestigingen met Frankrijk, België en Duitsland als voornaamste bestemmingen. In deze landen ervaart SKG concurrentie (zie tabel).
- Tot slot verkoopt SKG een aanzienlijk deel van haar producten [30-40]% aan multinationals die voor meerdere landen één aankoopcontract aangaan.<sup>11</sup> SKG concurreert voor een deel van de verkoop downstream op een Europa-brede markt.

	Nederland	België	Duitsland	Frankrijk
Marktaandeel <sup>12</sup>	[50-60]%	[20-30]%	[20-30]%	[20-30]%

# Het is niet aannemelijk dat SKRP mogelijke kosten van het Nederlandse beleid kan afwentelen op toeleveranciers, aangezien zij alternatieve afnemers hebben

## Overzicht belangrijkste grondstoffen en leveranciers SKRP

Grondstof	Leveranciers	Reactie leverancier bij 5 – 10% prijsverlaging	Alternatieve afzetmogelijkheden leveranciers	Marktaandeel in de inkoopmarkt
Aardgas	SKRP koopt haar gas in bij één partij	Vanwege de lage marge (<0,5% <sup>1</sup> ), en de goed functionerende <sup>2</sup> gasmarkt is het aannemelijk dat de leverancier zal overstappen naar een andere partij	De leverancier levert op een Europese markt <sup>4</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SKG in EU &lt;1%<sup>1</sup></li> <li>• SKRP in NL &lt;1%<sup>1</sup></li> </ul>
Elektriciteit	SKRP koopt haar elektriciteit in bij één partij	Vanwege de lage marge (<0,5% <sup>1</sup> ), en de goed functionerende <sup>3</sup> elektriciteitsmarkt is het aannemelijk dat de leverancier zal overstappen naar een andere partij	De leverancier levert op een Europese markt <sup>4</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SKG in EU &lt;1%<sup>1</sup></li> <li>• SKRP in NL &lt;1%<sup>1</sup></li> </ul>
Teruggewonnen papier	SKRP krijgt haar oud papier bij haar zusterbedrijf	Het afdwingen van een prijsreductie bij een zusterbedrijf verbetert, vanuit Smurfit Kappa Group gezien, de financiële positie van SKRP niet	Teruggewonnen papier wordt wereldwijd verhandeld <sup>5</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SKRP in EU &lt;5%<sup>7</sup></li> </ul>
Zetmeel	SKRP koopt haar zetmeel in bij meerdere partijen	SKRP acht het aannemelijk dat de leveranciers zetmeel aan een andere partij zullen verkopen bij de genoemde prijsverlaging <sup>1</sup>	De leveranciers leveren op een Europese markt. <sup>6</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SKRP in EU &lt;1%<sup>8</sup></li> </ul>

- Aardgas, elektriciteit, teruggewonnen papier en zetmeel zijn de belangrijkste grondstoffen en energiedragers voor SKRP<sup>1</sup> In de tabel hebben wij op basis van informatie van SKRP en desk research op hoofdlijnen een analyse uitgevoerd naar de inkoopmarkten van deze grondstoffen.
- Voor aardgas en elektriciteit is sprake van goed functionerende markten met veel afnemers. Het is aannemelijk dat de leveranciers in staat zijn om andere afnemers te vinden.
- Het teruggewonnen papier wordt aangeleverd door een zusterbedrijf. Het afwentelen van deze kosten levert, vanuit het hoofdkantoor gezien, geen verbetering op.
- De grondstoffen en energiedragers worden verkocht op internationale markten waardoor het aannemelijk is dat er overstapmogelijkheden bestaan voor de toeleveranciers
- Tot slot is het marktaandeel van SKG klein in de relevante inkoopmarkten waardoor het aannemelijk is dat er geen sprake is van inkoopmacht.
- De mogelijkheid om de kosten af te wentelen op werknemers is niet in detail onderzocht. Het is aannemelijk dat deze mogelijkheid beperkt is aangezien er sprake is van een CAO die wordt onderhandeld met vakbonden waarin werknemers verenigd zijn.

<sup>1</sup> Management informatie SKRP <sup>2</sup> ACM (2016) <sup>3</sup> ACM (2014)

<sup>4</sup> ACM geeft op haar website aan dat de groothandelsmarkten voor zowel gas als elektriciteit Europese markten zijn. [Link](#)

<sup>5</sup> OEC website [link](#)

<sup>6</sup> Er geldt een import tarief voor het importeren van zetmeel van buiten Europa. Het is hierdoor aannemelijk dat er sprake is van een Europese markt voor zetmeel. Zie Starch. [link](#) Leveranciers kunnen ook buiten de papierindustrie zetmeel leveren. Bijv. voedselproducenten (~60% totale zetmeel afname)

<sup>7</sup> Management informatie SKRP en PwC analyse

<sup>8</sup> PwC analyse

# De kostenstijging kan niet worden gemitigeerd door energie efficiency maatregelen gezien de beperkte impact. Ook zijn deze maatregelen vaak nog niet technisch bewezen

## Energie efficiëntie maatregelen Smurfit Kappa Roermond Papier

Techniek <sup>1</sup>	1 Jaarlijkse reductie gasverbruik <sup>2</sup>	2 Technologische volwassenheid	3 Economische haalbaarheid (zonder subsidies)
Jaarlijkse efficiëntie verbetering	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gemiddeld ~0,4 miljoen m<sup>3</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Veel energie efficiëntie maatregelen zijn al geïmplementeerd. De percentuele afname van het gasverbruik is daardoor relatief laag. Grotere reductie vereist innovatieve oplossingen.</li> </ul>	
Thermo-compressoren (fase 1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>~1,5 miljoen m<sup>3</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Innovatieve toepassing waardoor technische haalbaarheid onzeker is.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Thermocompressoren zijn voor SKRP economisch haalbaar<sup>3</sup></li> </ul>
Stoom-compressoren (fase 2) <sup>4</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>~1,9 miljoen m<sup>3</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Innovatieve toepassing waardoor technische haalbaarheid onzeker</li> <li>Mogelijk nadat thermocompressoren zijn gerealiseerd</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Op dit moment zijn de investeringskosten van stoomcompressoren te hoog<sup>5</sup></li> </ul>
Filmpers voor zwaar gramgewicht papier	<ul style="list-style-type: none"> <li>~4,5 miljoen m<sup>3</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Filmpers voor licht gewicht papier is een bewezen technologie.<sup>6</sup> Het is echter onzeker of dit geldt voor de zwaar gewicht papier</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>De filmpers levert een energetisch voordeel op t.o.v. de huidige lijmpers en lijkt economisch haalbaar<sup>7</sup></li> </ul>

1: Deze technieken zijn aangedragen door SKRP en niet limitatief. Andere opties zijn op dit moment dusdanig onzeker of nog niet bekend.

2: Vanwege het innovatieve karakter van de toepassingen van deze technieken bedraagt dit een schatting van de potentiële reductie zie bijvoorbeeld Buthani et al. (2012)

3: Management informatie SKRP

4: Deze investeringen kunnen pas plaatsvinden nadat fase 1 succesvol is afgerond

5: PBL (2019f)

6: SKRP heeft momenteel een filmpers is gebruik voor lichtgewicht papier

7: Management informatie SKRP

8: CCS is voor SKRP naar verwachting ook niet aantrekkelijk vanwege de relatief kleine hoeveelheid emissies en de lange transportafstand

9: Dit leidt in de meeste gevallen tevens tot emissiereductie

- Onder de gemaakt aannames ondervindt SKRP beperkte kosten van de nationale heffing (vanaf 2030 afdracht). Hierdoor zijn grootschalige emissie reducerende investeringen zoals CCS niet relevant.<sup>8</sup> Gezien een groot deel van de kostenstijging voortkomt uit de stijging in de ODE-afdracht analyseren wij de mogelijkheid om het gasverbruik te verminderen.<sup>9</sup> Om de kostenstijging te mitigeren moet SKRP ~66 miljoen m<sup>3</sup> aardgasverbruik verminderen (~76% van 10 jaar historisch gemiddelde gasverbruik)

1 Gezien de relatief grote benodigde reductie van gasverbruik heeft SKRP opties nodig die leiden tot een significante vermindering. De beschikbare energie efficiëntie maatregelen leiden, cumulatief, tot onvoldoende vermindering van gasverbruik om de kosten volledig te mitigeren (~12% van totale benodigde vermindering).

2 SKRP heeft in het verleden al veel energie efficiëntie maatregelen geïmplementeerd. Zij moet nu innovatievere opties gaan inzetten. De genoemde technieken zijn op zichzelf grotendeels bewezen, maar SKRP wil deze op innovatieve wijze toepassen. Hierdoor is de technische haalbaarheid onzeker. De komende jaren wordt stapsgewijs getest of toepassing van technieken in het productieproces werkt.

3 Tenslotte moeten de opties economisch haalbaar zijn. Thermo-compressoren en de filmpers zijn naar verwachting economisch haalbaar. Voor stoomcompressoren is dit op nog niet duidelijk.



# Significante verlaging van gasverbruik vereist een overstap naar alternatieve energiedragers. Deze opties lijken niet economisch haalbaar

## Alternatieve energiedragers Smurfit Kappa Roermond Papier

Techniek <sup>1</sup>	1 Jaarlijkse reductie gasverbruik	2 Technologische volwassenheid	3 Economische haalbaarheid (zonder subsidies)
Reject <sup>2</sup> conversie-installatie	<ul style="list-style-type: none"> <li>~17 miljoen m<sup>3</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Het is technisch mogelijk om de rejecten<sup>2</sup> te gebruiken voor een boiler. Realisatie vereist vergunningen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Relatief grote investering vereist (~€17m). Naar verwachting is de installatie zonder subsidie niet economisch haalbaar<sup>3</sup></li> </ul>
Elektrische boiler	<ul style="list-style-type: none"> <li>Totale reductie theoretisch mogelijk</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Elektrische boilers zijn op de markt beschikbaar (capaciteit tot 70 MW)<sup>4</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Onrendabel door de investeringskosten voor verzwaring van de netwerkaansluiting<sup>5</sup></li> </ul>
Waterstof boiler	<ul style="list-style-type: none"> <li>Totale reductie theoretisch mogelijk</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Groene waterstofproductie in NL beperkt voor 2030<sup>6</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kosten van waterstof zijn naar verwachting 3 – 7 keer zo hoog als gas<sup>7</sup></li> </ul>
Biogas boiler	<ul style="list-style-type: none"> <li>Totale reductie theoretisch mogelijk</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aanbod van biogas is momenteel beperkt.<sup>8</sup> Om dit te vergroten is er meer infrastructuur en aanbieders nodig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gebruik van biogas dat direct van een mestvergister wordt afgenomen is onderhevig aan de ODE-belasting en leidt niet tot een verlaging van de ODE-afdracht</li> </ul>

1: Geothermie is niet opgenomen omdat de ondergrond van SKRP hier niet geschikt voor is.

2: Rejecten is een reststroom aan onbruikbaar materiaal dat voortkomt uit de pulp productie. Het hier geschetste beeld hebben wij niet kunnen objectiveren o.b.v. externe bronnen

3: Management informatie SKRP

4: PBL (2019f)

5: Berenschot, CE Delft en ISPT (2015)

6: Berenschot (2018)

7: VNP (2019a). De verwachte kosten van gas bedragen ~6€/GJ. Voor waterstof is dit ~21€/GJ tot ~39€/GJ, afhankelijk van de schaal waarop wordt geproduceerd

8: Management informatie SKRP: Op dit moment is er geen aanbod van biogas in de omgeving van SKRP. Wel wordt er een vergunning aangevraagd voor een mestvergister. Deze vergister wordt in fases gebouwd en zal theoretisch bij volledige capaciteit 25m<sup>3</sup> (~18m<sup>3</sup> aardgas eq.) produceren. Bij volledige afnamen kan SKRP hier ~20% van haar totale aardgasverbruik mee vervangen.

9: De gerealiseerde CO<sub>2</sub> reductie is afhankelijk van de hoeveelheid duurzame energie die wordt gebruikt (b.v. groene stroom in de elektrische boilers)

- Naast energie efficiëntie maatregelen heeft SKRP een aantal mogelijkheden om het aardgasverbruik significant te verlagen. Om de totale reductieopgave te realiseren is Smurfit Kappa Roermond afhankelijk van alternatieve energiedragers .

- 1 Met een overstap op alternatieve energiedragers kan SKRP haar aardgasverbruik significant verminderen. Zo leidt realisatie van een reject conversie-installatie tot een besparing van ~17m m<sup>3</sup>. Met een elektrische boiler, of een boiler op waterstof of biogas kan theoretisch het totale aardgasverbruik worden verminderd.<sup>9</sup>
- 2 Ook voor de alternatieve energiedragers geldt dat de inzet technisch haalbaar moet zijn. Vanwege het beperkte verwachte aanbod van (groene) waterstof<sup>10</sup> en de afwezigheid van de benodigde infrastructuur is de realisatie van een waterstof boiler onwaarschijnlijk voor 2030. Ook realisatie van een biogas boiler vereist infrastructuur en een gecoördineerde keten aanpak.<sup>11</sup> Door de afhankelijkheid van derden is de realisatie onzeker. Elektrische boilers en een reject conversie-installatie zijn technisch mogelijk.
- 3 Tot slot moet de inzet van de energiedragers economisch haalbaar zijn. SKRP verwacht dat de reject conversie-installatie en een elektrische boiler zonder subsidie niet economisch haalbaar zijn. Ook lijkt waterstof op dit moment te duur. Tot slot leidt biogas dat wordt ingekocht bij derden niet tot lagere ODE-afdracht<sup>12</sup> en daarmee verlaging van de kosten waardoor het niet economisch haalbaar is.

10: Het verwerken van een mengsel van waterstof en aardgas kan een tussenstap zijn. Op dit moment kan waarschijnlijk een concentratie van 10% waterstof worden verwerkt. 11: VNP (2018a).

12: Website belastingdienst: Energie opslag duurzame energie- en klimaattransitie

# De huidige subsidieregelingen zijn ontoereikend voor Smurfit Kappa Roermond om de volledige ODE-kosten stijging te mitigeren

## Van de significante opties komt alleen de elektrische boiler in aanmerking voor subsidie

- De impact van subsidies voor de energie efficiëntie maatregelen worden hier niet behandeld omdat zij geen significante bijdrage kunnen leveren aan het verlagen van de productiekosten en de technische haalbaarheid nog onzeker is
- Alternatieve energiedragers kunnen wel een significante bijdrage leveren maar komen beperkt in aanmerking voor subsidie. Er is geen subsidie beschikbaar voor het *inkopen* van waterstof of biogas.<sup>1</sup> Ook ontbreekt infrastructuur voor transport. Ook voor de reject conversie-installatie is op dit moment geen subsidie beschikbaar.
- De implementatie van grootschalige elektrische boilers (zoals sprake van zou zijn bij SKRP) komen wel in aanmerking voor subsidiering binnen de SDE++. Wij richten ons daarom op de mitigerende werking van subsidies voor een elektrische boiler.

## Gebruik van een elektrische boiler vereist vergroting van de netwerkaansluiting...

- Om 66m m<sup>3</sup> gas te verminderen (en dus de toename van de ODE-afdracht te mitigeren) zal SKRP haar volledige WKK vervangen met meerdere elektrische boilers. In totaal is er ~60 MW aan vermogen nodig. Daarnaast zal SKRP de elektriciteit die zij nu zelf opwekt moeten inkopen (~15MW).
- Hiervoor moet netwerkaansluiting worden vergroot met ~75MVA. Dit gaat, naar verwachting, gepaard met een totale investering van ~€7m - €14m. Deze kosten komen volledig voor rekening van SKRP. De totale investering voor de elektrische komt daarmee op ~€10m - €17m.<sup>2</sup>
- Alle investeringen moeten worden goedgekeurd door het hoofdkantoor. Hierdoor concurreert het project met andere investeringen (in andere landen) binnen SKG.

## ... deze kosten worden niet gesubsidieerd waardoor de investering niet economisch haalbaar is

- Binnen de SDE++ is een categorie opgenomen voor elektrische boilers. Binnen deze regeling zijn de kosten van een elektrische boiler (20 MWe) bepaald op €0,072/kWh<sub>th</sub>. Bij het bepalen van deze kosten is echter geen rekening gehouden met kosten die voortvloeien uit het vergroten van de netwerkaansluiting. Hierdoor is het aannemelijk dat de daadwerkelijke kosten per kWh<sub>th</sub> voor SKRP hoger liggen waardoor de subsidie niet de volledige onrendabele top zal afdekken.<sup>3</sup>
- De subsidie-intensiteit voor deze techniek is tevens relatief hoog wat leidt tot een relatief lage winkans.<sup>4</sup>
- In een studie in 2015 heeft SKRP samen met Enexis, Eneco, Cofely, TenneT en Berenschot een business case uitgewerkt waarin de mogelijkheden van een elektrische boiler om de vraag naar elektriciteit te kunnen flexibiliseren zijn bekeken (*demand response*). Ook hier werden de kosten van de vergroting van de netwerkaansluiting aangeduid als reden voor een onrendabele business case.<sup>5</sup>

1: Inkoop van waterstof of biogas staat niet op de EIA of SDE++ lijst

2: Management informatie SKRP. Hierbij is nog geen rekening gehouden met de kosten van het plaatsen van de elektrische boilers en het afbreken van de WKK. Dit betreft een zeer grove schatting

3: Naast de SDE++ kan SKRP aanspraak maken op de EIA subsidie. De SDE++ en EIA kunnen echter niet worden gecombineerd. De subsidie intensiteit van de EIA is echter lager dan van de SDE++ waardoor het aannemelijk is dat SKRP een SDE++ subsidie aanvraag zou overwegen.

4: Grootschalige elektrische boilers behoren top 20% van technieken met de hoogste subsidie-intensiteit. Bron: PBL (2020)

5: Berenschot, CE Delft en ISPT (2015)

# Vanwege de hoge emissie-efficiënte is geen sprake van afdracht voor de nationale heffing. Daardoor leiden het ingroeipad en carry back niet tot kosten verlaging of een vergroting van flexibiliteit. Handel leidt mogelijk tot (beperkte) inkomsten, maar dit is nog onzeker

## Ingroeipad (belaste emissies)

- Smurfit Kappa Roermond Papier hoeft, onder de gemaakte aannames, pas in 2030 belasting af te dragen ten gevolge van de nationale heffing. In 2030 is het ingroeipad volledig uitgewerkt.
- Hierdoor leidt het ingroeipad in de hoeveelheid belaste emissies voor Smurfit Kappa Roermond Papier niet tot een verlaging van de nationale heffingskosten ten opzichte van een situatie zonder deze flexibiliteitsmaatregel.

## Handel

- SKRP heeft gezien haar hoge mate van emissie efficiëntie tot 2030 emissievrije ruimte over die verhandeld kan worden. Deze overtollige emissievrije ruimte loopt, onder de gemaakte aannames, af van 0,66Mton in 2021 aflopend naar 0 in 2030.
- **Handel tussen eigen installaties.** De verwachting is dat handel tussen installaties van SKG beperkt gaat zijn.
  - In handelsperiode 4 is indien het bedrijf op één locatie produceert sprake van één installatie. Alleen indien het bedrijf op meerdere locaties produceert en sprake is van asymmetrie<sup>1</sup> kan handel tussen eigen installaties ontstaan.
  - SKG heeft twee papierfabrieken in Nederland en daarmee twee installaties binnen de nationale heffing. De verwachting is dat beide papierfabrieken,<sup>2</sup> in ieder geval in de eerste jaren, een overschot aan emissievrije ruimte gaan hebben. Handel tussen deze installaties is dan ook niet nodig.
- Het effect van **handel met derden** is niet gekwantificeerd vanwege de volgende onzekerheid over vraag & aanbod, resulterende prijzen en transactiekosten.
  - SKRP heeft in de meeste jaren emissievrije ruimte over die zij zou kunnen verkopen indien o.a. de transactiekosten en de mededingingsrechtelijke risico's voor SKRP acceptabel zijn.

## carryback

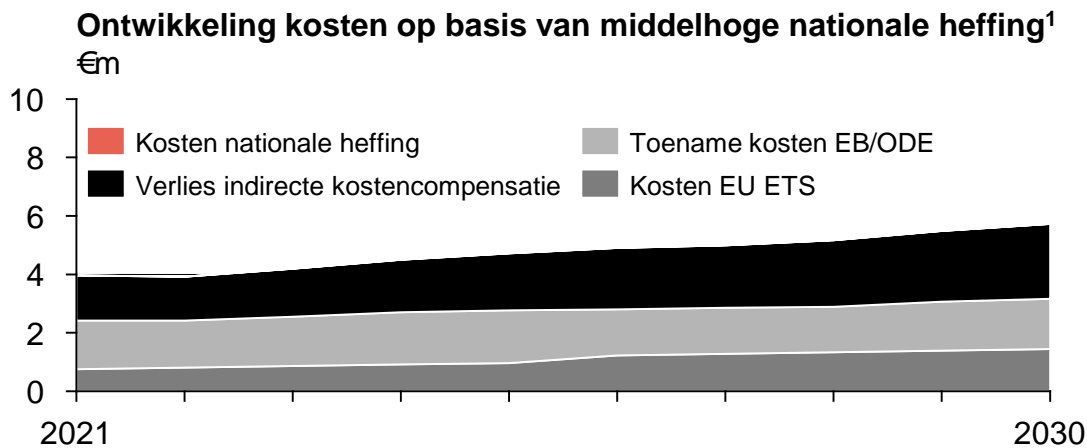
- Smurfit Kappa Roermond Papier zal onder gemaakte aannames geen gebruik kunnen maken van de carryback in de periode 2021-2030 omdat er pas in 2030 belasting afdracht plaatsvindt ten gevolge van de nationale heffing.

<sup>1</sup> Het bedrijf heeft installaties die dermate efficiënt zijn dat er vrije rechten over zijn en installaties waar dat niet het geval is en betaald moet worden.

<sup>2</sup> Bron informatie van management

# Vanwege de hoge efficiëntie van SKRP is de financiële impact van de nationale heffing beperkt. Toch is de totale financiële impact van alle maatregelen aanzienlijk...

- In deze analyse is uitgegaan van een aanscherping van de productbenchmarks van 0,9% per jaar. Er is gegronde reden om aan te nemen dat de daadwerkelijke aanscherping 1,6% per jaar zal bedragen.<sup>2</sup> Dit leidt tot significant hogere kosten in het kader van nationale heffing. Deze gevoeligheidsanalyse is terug te vinden in appendix C.
- Daarnaast is uitgegaan van het gemiddelde productieniveau van de afgelopen 10 jaar (~ 600Kton). SKRP gaat er van uit dat de productie in de periode 2021 – 2030 hoger zal zijn (~675Kton). Een hogere productie zal leiden tot meer uitstoot en daarmee ook tot meer kosten in het kader van de nationale heffing



1: Hierbij is aangenomen dat door energie efficiëntie maatregelen het gasverbruik jaarlijks met 0,5% afneemt. Tevens is aangenomen dat dit leidt tot een afname van emissies van 0,5% per jaar.

2: Communicatie met VNP & Management informatie SKRP & presentatie DG CLIMA (2019). Dit blijkt uit de NIMS 2021 – 2025.

3: Naast de hoge efficiëntie van SKRP komt dit doordat SKRP voor de pulp productie wel vrije rechten ontvangt maar geen scope 1 emissies heeft.

4: Indien een reject conversie-installatie wordt opgenomen in de SDE++ en gerealiseerd leidt dit tot een afname van 17m<sup>3</sup> gas per jaar, ofwel een ODE-afdracht ~420.000 per jaar na realisatie. Indien de kosten van het vergroten van de netwerkaansluiting wordt opgenomen in het basisbedrag voor een elektrische boiler kan hiermee de volledige stijging van de ODE tarieven gemitigeerd worden.

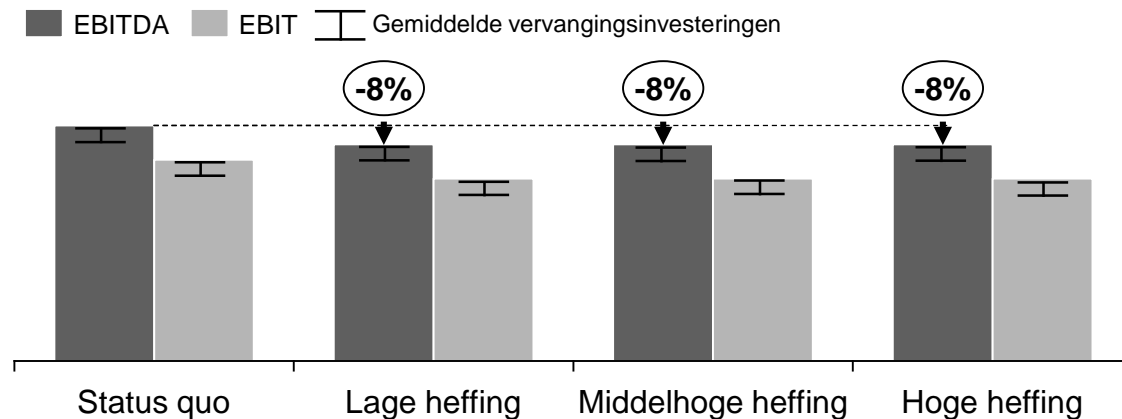
5: Gebaseerd op management informatie.

- Het Nederlandse beleid leidt tot een aanzienlijke kostenstijging voor SKRP wat mogelijk de lange termijn investeringsbeslissing beïnvloedt:
  - Vanwege de hoge efficiëntie van Smurfit Kappa Roermond is de financiële impact van de nationale heffing beperkt. Onder de gemaakte aannames vindt pas in 2030 afdracht voor de nationale heffing plaats. Deze is met ~€1.900 - ~€6.600 (afhankelijk van het prijsscenario) zeer beperkt.<sup>3</sup>
  - SKRP ondervindt relatief hogere lasten door het wegvallen van de indirecte kostencompensatie en de verandering in de EB/ODE tarieven:
    - De verandering in de ODE tarieven leidt tot een stijging van de ODE-afdracht van ~€17m over de periode 2021 – 2030.<sup>4</sup>
    - Daarnaast leidt het wegvallen van de indirecte kostencompensatie tot ~€20m verlies aan compensatie over de periode 2021 – 2030.
  - De totale kostenstijging van het Nederlandse beleid bedraagt ~€4m in 2030. Dit is ~1,5% van de omzet en ~1,8% van de kosten. Deze kostenstijging bedraagt ~€37m over de periode '21 – '30.
  - Op korte termijn is het aannemelijk dat Smurfit Kappa Roermond blijft produceren in Nederland omdat de contributie marge positief blijft.<sup>5</sup>

# ... en heeft een negatieve impact op de EBITDA van Smurfit Kappa Roermond Papier

## Vergelijking verwachte EBITDA en EBIT in 2030<sup>3</sup>

Op basis van veranderend beleid met lage, middelhoge, en hoge nationale heffing



- De kostenstijging zoals beschreven op de vorige pagina heeft in alle prijsscenario's een negatief effect op de EBITDA. De geringe heffingskosten leiden er toe dat de uitkomsten in de verschillende prijsscenario's nauwelijks van elkaar verschillen (~8%). Het zelfde effect is waarneembaar op de EBIT.<sup>1</sup>
- Indien er rekening wordt gehouden met de mogelijkheid dat 50% van de EU ETS kosten kunnen worden doorgegeven in de prijs stijgt de EBITDA en EBIT met ~ 1 – 2% in 2030, in alle scenario's. Zie appendix C voor een gevoeligheidsanalyse met betrekking tot doorgifte van de nationale heffing.

1: EBITDA gegevens verkregen van management informatie. Zoals toegelicht levert SKRP bijna uitsluitend aan andere bedrijven van SKG. Dit gebeurt tegen een marktprijs. In de kosten van SKRP zitten geen verkoopkosten verwerkt. De gepresenteerde EBITDA is daarmee een overschatting van de daadwerkelijke winstgevendheid van de activiteiten van SKRP.

# Het speelveld ten opzichte van Duitsland wordt door de introductie van de nationale (directe) heffing en wijziging in de indirecte heffingen negatief beïnvloed voor SKRP

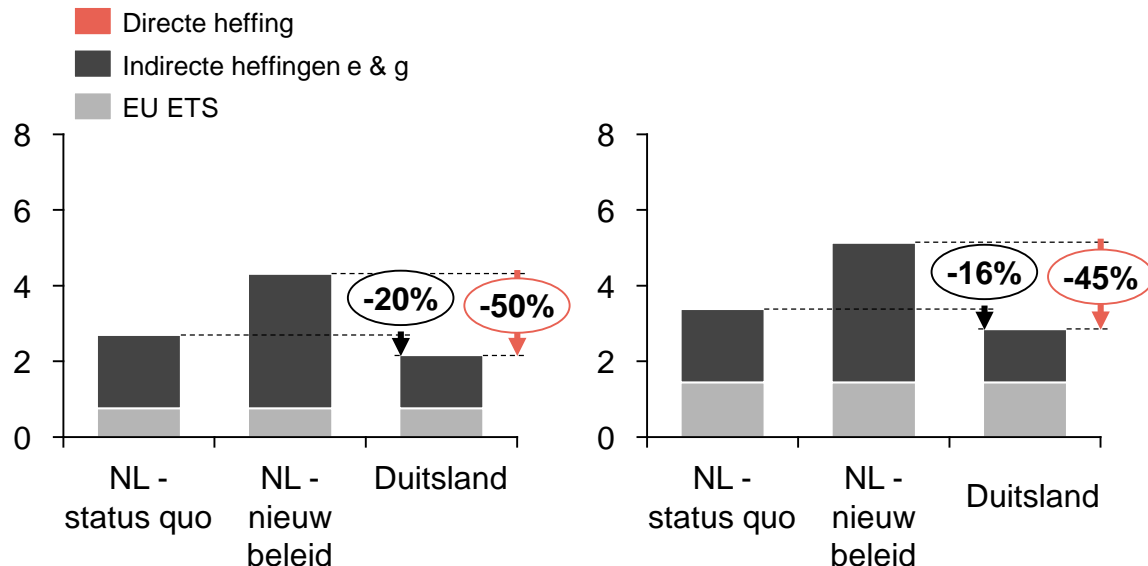
**Vergelijking Nederland Duitsland** - SKRP heeft aangegeven dat Duitsland een aantrekkelijke alternatieve productielocatie is. Smurfit Kappa Group heeft op dit moment drie papierfabrieken in Duitsland.<sup>1</sup> Wij analyseren hier de kosten die de huidige plant van SKRP zou ondervinden in Duitsland (zelfde productie, gasverbruik en elektriciteitsverbruik).

## Kosten directe en indirecte heffingen Nederland en Duitsland<sup>2</sup>

€m

2021

2030 (bij gelijkblijvend beleid in Duitsland<sup>3</sup>)



1: Deze staan in Hoya, Diemelstadt en Zülpich

2: Uitkomsten zijn excl. mogelijke opbrengsten door handel van overtollige vrijgestelde emissies. Bij het vaststellen van de directe kosten in NL is uitgegaan van een middelhoge nationale heffing

3: Hierbij is richting 2030 rekening gehouden met de Climate Act die in werking zal treden in Duitsland gedurende deze periode

- SKRP heeft de getoonde informatie op deze pagina aangeleverd. Het beeld dat naar voren komt is grotendeels in lijn met PwC (2019a).
- De linker figuur laat zien dat de grondslag van directe en indirecte heffingen in Nederland en Duitsland vergelijkbaar is.
  - In Duitsland is geen sprake van een directe heffing op de uitstoot van broeikasgassen.
  - Smurfit kappa ondervindt in beide landen dezelfde EU ETS kosten.
  - In beide landen ondervindt Smurfit Kappa Group kosten ten gevolge van indirecte heffingen op gas en elektriciteitsverbruik. Onder het huidige beleid zijn de totale kosten in Duitsland ~20% lager in 2021 en ~15% lager in 2030
- Bij wijzigend beleid wordt de Nederlandse afdracht relatief hoger:
  - De impact van de Nederlandse heffing is, zoals eerder toegelicht, relatief beperkt.
  - De afdracht voor indirecte heffingen stijgt door de introductie van het nieuwe beleid in Nederland. Hierdoor zijn de totale directe en indirecte kosten ~50% hoger in 2021 en ~45% in 2030.
- Vanuit een fiscaal perspectief neemt de aantrekkelijkheid van het produceren in Nederland ten opzichte van Duitsland af. Dit kan leiden tot een verschuiving van activiteiten of investeringen naar Duitsland. Bedacht moet worden dat andere factoren, zoals het vestigingsklimaat, niet zijn onderzocht.

# Ook ten opzichte van Frankrijk leidt het veranderende beleid in Nederland tot een verslechtering van de relatieve concurrentiële positie van SKRP

**Vergelijking Nederland Frankrijk** – Smurfit Kappa Group heeft op dit moment twee papier fabrieken in Frankrijk.<sup>1</sup> Wij analyseren hier de kosten die de huidige plant van SKRP zou ondervinden in Frankrijk (zelfde productie, gasverbruik en elektriciteitsverbruik).

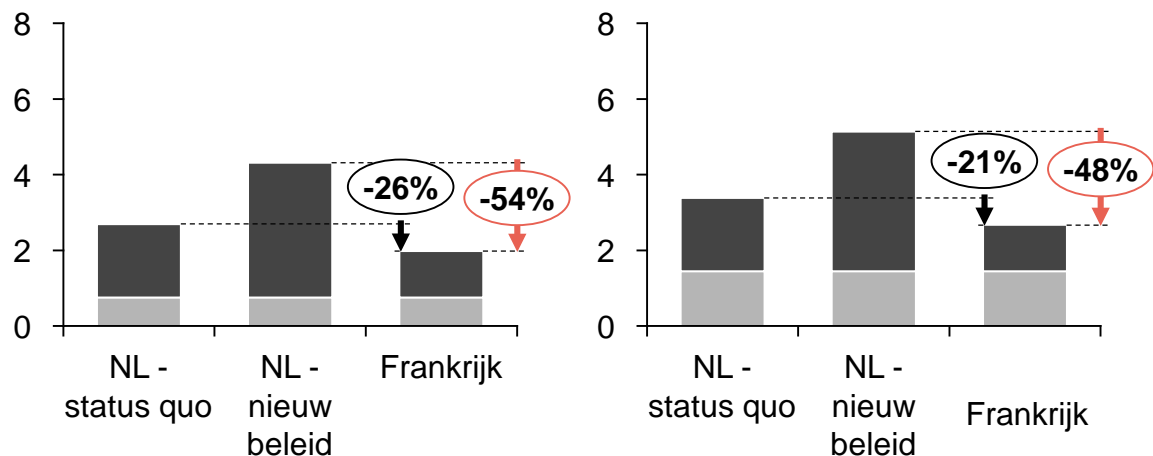
## Kosten directe en indirecte heffingen Nederland en Frankrijk<sup>2</sup>

€m

2021

- Directe heffing
- Indirecte heffingen e & g
- EU ETS

2030 (bij gelijkblijvend beleid in Frankrijk)



1: Deze staan in Biganos en Saillat-sur-Vienne

2: Bij het vaststellen van de directe kosten in NL is uitgegaan van een middelhoge nationale heffing  
Uitkomsten zijn excl. mogelijke opbrengsten door handel van overtollige vrijgestelde emissies

3: PwC (2019a)

- SKRP heeft de getoonde informatie op deze pagina aangeleverd. Deze informatie hebben wij niet kunnen valideren met de uitkomsten van PwC (2019b) omdat in dit onderzoek Frankrijk niet is onderzocht.
- Ook voor Frankrijk geldt dat de grondslag van directe en indirecte heffingen in vergelijkbaar is.
  - In Frankrijk zijn EU ETS bedrijven uitgezonderd van de nationale CO<sub>2</sub>-heffing<sup>3</sup>
  - Smurfit kappa ondervindt in beide landen dezelfde EU ETS kosten.
  - In beide landen ondervindt Smurft Kappa Group kosten ten gevolge van indirecte heffingen op gas en elektriciteitsverbruik. Onder het huidige beleid zijn de totale kosten in Frankrijk ~26% lager in 2021 en ~21% lager in 2030
- Bij wijzigend beleid wordt de Nederlandse afdracht relatief hoger:
  - De impact van de Nederlandse heffing is, zoals eerder toegelicht, relatief beperkt.
  - De afdracht voor indirecte heffingen stijgt door de introductie van het nieuwe beleid in Nederland. Hierdoor zijn de totale directe en indirecte kosten ~55% hoger in 2021 en ~50% in 2030.
- Vanuit een fiscaal perspectief neemt de aantrekkelijkheid van het produceren in Nederland ten opzichte van Frankrijk af. Dit kan leiden tot een verschuiving van activiteiten of investeringen naar Frankrijk. Bedacht moet worden dat andere factoren, zoals het vestigingsklimaat, niet zijn onderzocht.

# Smurfit Kappa Roermond Papier is dusdanig efficiënt dat zij slechts geringe kosten ondervindt van de nationale heffing. Door hogere indirecte kosten heeft het beleid wel een negatieve impact op het speelveld

## Conclusies case study

- Smurfit Kappa Roermond Papier ondervindt beperkte kosten van de nationale heffing. De negatieve financiële impact komt voornamelijk door de verandering in de ODE-tarieven en het wegvallen van de indirecte kostencompensatie. Het is aannemelijk dat de mogelijkheid tot doorgifte van de kosten in de prijs beperkt is.
- Vanwege haar hoge efficiëntie heeft SKRP alleen innovatieve energie efficiëntie maatregelen ter beschikking waarvan de technische haalbaarheid onzeker is. Alternatieve energiedragers kunnen significante impact hebben maar zijn op dit moment economisch niet haalbaar.
- De huidige subsidieregelingen zijn ontoereikend voor SKRP om gasverbruik significant te helpen reduceren. Het ingroeipad en uitruil tussen installaties van SKG hebben een zeer beperkt kosten verlagend effect voor Smurfit Kappa Roermond Papier. Handel met derden van overtollige vrijgestelde emissies zou mogelijk tot additionele inkomsten kunnen leiden maar de potentiële inkomsten zijn nog onzeker.
- Het speelveld wordt door de introductie van de nationale heffing en wijzingen in de indirecte heffingen negatief beïnvloedt.<sup>1</sup> De kosten van het produceren in Nederland (gerelateerd aan CO<sub>2</sub> beprijzing) nemen toe ten opzichte van het buitenland.

## Mogelijke aanbevelingen om de uitgangspositie van SKRP te verbeteren

Vergroting  
netwerkaansluiting  
opnemen in SDE++

Reject conversie-  
installatie opnemen in  
SDE++

Onderzoek naar  
haalbaarheid handel  
met derden

Inzet van direct  
afgenomen biogas  
vrijstellen van ODE

- De maatschappelijke wenselijkheid onderzoeken van het opnemen van de kosten voor het vergroten voor een elektriciteitsnetwerkaansluiting in de SDE++ subsidie. Dit kan SKRP in staat stellen om een aanzienlijk deel van haar gasverbruik, en daarmee ook haar uitstoot, te reduceren.
- Onderzoek naar de wenselijkheid van het opnemen van deze optie in de SDE++. Met behulp van subsidiëring voor de reject conversie-installatie kan SKRP een deel van de negatieve financiële gevolgen van het voorgenomen nationale beleid voorkomen.
- Vervolgonderzoek naar de effectiviteit van en barrières voor handel met derden en de mogelijke oplossingen (waar de overheid een rol bij zou kunnen spelen).
- Handel met derden kan voor SKRP leiden tot inkomsten waardoor de kostenverhoging in Nederland wordt verlaagd
- De maatschappelijke wenselijkheid onderzoeken van het vrijstellen van biogasafname van EB/ODE (fiscale vergroening). Doordat biogas dat wordt afgenomen van een mestvergister via een directe leiding niet wordt vrijgesteld van ODE-afdracht wordt SKRP niet geprikkeld om deze keten op te zetten.

1: Deze conclusie is gebaseerd op een situatie waar geen handel plaatsvindt met derden omdat geen goede inschatting van beschikbaar was. Mogelijk leiden de effecten van handel met derden tot andere uitkomsten



# A

Appendix A:  
Detailinformatie beleid

# Belasting op elektriciteit - ODE

ODE tarieven elektriciteit (ct/kWh) - OUD	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Schijf 1 (0 - 10 MWh)	2,63	2,87	2,89	2,98	3,17	3,24	2,95	2,85	2,79	2,92	3,00
Schijf 2 (10 - 50 MWh)	3,62	3,91	3,92	4,07	4,33	4,45	4,09	4,01	3,98	4,23	4,41
Schijf 3 (50 MWh - 10 GWh)	0,96	1,04	1,04	1,09	1,15	1,19	1,09	1,07	1,06	1,13	1,18
Schijf 4 (>10 GWh)	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05

ODE tarieven elektriciteit (ct/kWh) – Prognose <sup>1</sup>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Schijf 1 (0 - 10 MWh)	2,63	2,87	2,89	2,98	3,17	3,24	2,95	2,85	2,79	2,92	3,00
Schijf 2 (10 - 50 MWh)	3,61	3,91	3,91	4,06	4,32	4,45	4,09	4,01	3,97	4,23	4,40
Schijf 3 (50 MWh - 10 GWh)	1,98	2,14	2,14	2,23	2,37	2,44	2,24	2,20	2,18	2,32	2,41
Schijf 4 (>10 GWh)	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05

# Belasting op elektriciteit - EB

EB tarieven elektriciteit (ct/kWh) - OUD	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Schijf 1 (0 - 10 MWh)	9,42	9,41	9,41	9,41	9,41	9,41	9,41	9,41	9,27	9,27	9,27
Schijf 2 (10 – 50 MWh)	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90
Schijf 3 (50 – 10.000 MWh)	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
Schijf 4 (>10.000 MWh)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

EB tarieven elektriciteit (ct/kWh) – Prognose <sup>1</sup>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Schijf 1 (0 - 10 MWh)	9,42	8,94	8,60	8,27	7,90	7,54	7,18	7,18	7,16	7,16	7,16
Schijf 2 (10 – 50 MWh)	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90
Schijf 3 (50 – 10.000 MWh)	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
Schijf 4 (>10.000 MWh)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

# Belasting op gas - ODE

ODE tarieven gas (ct/m3) - OUD	2019	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Schijf 1 (0 - 170.000 m3)	7,47	8,08	8,10	8,41	8,94	9,20	8,45	8,29	8,23	8,74	9,11
Schijf 2 (170.000 - 1 Mln. m3)	2,06	2,23	2,24	2,32	2,47	2,54	2,33	2,29	2,27	2,41	2,51
Schijf 3 (1 Mln. - 10 Mln. m3)	0,75	0,81	0,81	0,85	0,90	0,93	0,85	0,83	0,83	0,88	0,92
Schijf 4 (>10 Mln. m3)	0,40	0,44	0,44	0,46	0,48	0,50	0,46	0,45	0,45	0,47	0,49

ODE tarieven gas (ct/m3) – Prognose <sup>1</sup>	2019	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Schijf 1 (0 - 170.000 m3)	7,47	8,08	8,10	8,41	8,94	9,20	8,45	8,29	8,23	8,74	9,11
Schijf 2 (170.000 - 1 Mln. m3)	2,06	2,23	2,23	2,32	2,46	2,54	2,33	2,29	2,27	2,41	2,51
Schijf 3 (1 Mln. - 10 Mln. m3)	2,04	2,21	2,21	2,30	2,44	2,51	2,31	2,26	2,24	2,39	2,49
Schijf 4 (>10 Mln. m3)	2,04	2,21	2,21	2,30	2,44	2,51	2,31	2,26	2,24	2,39	2,49

# Belasting op gas - EB

EB tarieven gas (ct/m <sup>3</sup> ) - OUD	2019	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Schijf 1 (0 - 170.000 m <sup>3</sup> )	28,19	28,16	28,16	28,16	28,16	28,16	28,16	28,16	28,16	28,16	28,16
Schijf 2 (170.000 – 1.000.000 m <sup>3</sup> )	6,39	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21
Schijf 3 (1.000.000 – 10.000.000 m <sup>3</sup> )	2,33	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26
Schijf 4 (>10.000.000 m <sup>3</sup> )	1,25	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21

EB tarieven gas (ct/m <sup>3</sup> ) – Prognose <sup>1</sup>	2019	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Schijf 1 (0 - 170.000 m <sup>3</sup> )	28,65	33,04	33,99	34,93	35,85	36,76	37,65	37,65	37,65	37,65	37,65
Schijf 2 (170.000 – 1.000.000 m <sup>3</sup> )	6,39	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21
Schijf 3 (1.000.000 – 10.000.000 m <sup>3</sup> )	2,33	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26
Schijf 4 (>10.000.000 m <sup>3</sup> )	1,25	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21

# Prijspaden nationale heffing op broeikasgassen voor de industrie en reductie factor

Gehanteerde prijspaden										
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Projectie EU ETS (PBL)	24.50	27.00	29.50	32.00	34.50	37.00	39.50	42.00	44.50	47.00
Nationale heffing – laag prijspad	30.00	35.56	41.11	46.67	52.22	57.78	63.33	68.89	74.44	80.00
Nationale heffing – middelhoog prijspad	30.00	40.00	50.00	60.00	70.00	80.00	90.00	100.00	110.00	120.00
Nationale heffing – hoog prijspad	30.00	44.44	58.89	73.33	87.78	102.22	116.67	131.11	145.56	160.00

Reductiefactor										
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Hoofdscenario</b>	1.20	1.15	1.10	1.05	1.00	0.95	0.90	0.85	0.80	0.75
Scenario 2 – zonder ingroepad	1.00	0.97	0.94	0.92	0.89	0.86	0.83	0.81	0.78	0.75
Bandbreedte - laag (gevoeligheidsanalyse)	1,20	1,16	1,11	1,07	1,02	0,98	0,93	0,89	0,84	0,80
Bandbreedte – hoog (gevoeligheidsanalyse)	1,20	1,14	1,09	1,03	0,98	0,92	0,87	0,81	0,76	0,70

# Benchmarkwaarden en cross-sectoral correction factor

Gehanteerde benchmark waarden o.b.v. aanscherping van 0,9% per jaar sinds 2008 <sup>1</sup>											
Benchmark	Eenheid	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ethelyne oxide	Allowences/ton product	0.443	0.443	0.443	0.443	0.443	0.420	0.420	0.420	0.420	0.420
Aromatics	Allowences/ton product	0.026	0.026	0.026	0.026	0.026	0.024	0.024	0.024	0.024	0.024
Steam cracking	Allowences/ton product	0.607	0.607	0.607	0.607	0.607	0.576	0.576	0.576	0.576	0.576
Nitric Acid	Allowences/ton product	0.261	0.261	0.261	0.261	0.261	0.248	0.248	0.248	0.248	0.248
Ammonia	Allowences/ton product	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.328	1.328	1.328	1.328	1.328
Testliner and fluting	Allowences/ton product	0.188	0.188	0.188	0.188	0.188	0.169	0.169	0.169	0.169	0.169
Recovered paper and pulp	Allowences/ton product	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.027	0.027	0.027	0.027	0.027
Consumed heat	Allowences/TJ	47.348	47.348	47.348	47.348	47.348	42.364	42.364	42.364	42.364	42.364
Consumed fuel	Allowences/TJ	42.636	42.636	42.636	42.636	42.636	38.148	38.148	38.148	38.148	38.148

Cross-sectoral correction factor											
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Cros-sectoral correction factor					0,78009186						

# Indirecte kostencompensatie EU ETS

Aannames onderliggende variabelen (zie pagina 40)										
Variabele	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Steunintensiteit	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%
CO <sub>2</sub> -emissiefactor	Deze is aangenomen constant te blijven over de gehele periode									
EU ETS prijs	24.50	27.00	29.50	32.00	34.50	37.00	39.50	42.00	44.50	47.00
Productspecifieke efficiëntiebenchmark voor elektriciteitsverbruik geïndexeerd <sup>1</sup>	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82
Baseline output	Deze is aangenomen constant te blijven over de gehele periode									



# B

Appendix B:  
Sectorprofilen

# Sectorprofielen geven inzicht in het Nederlandse speelveld, het productieproces en de relevante markten waarin deze spelers opereren

- In het kader van dit rapport is onderzoek gedaan naar het effect van een nationale heffing in verschillende sectoren. Om een beter begrip te krijgen van deze sectoren, zijn sectorprofielen opgesteld waarbij het productieproces, de emissie-intensiteit, de relevante markt waarop deze bedrijven opereren en de mogelijkheid tot doorgifte worden aangekaart.
- Een deel van deze sectoren is al uitgebreid onderzocht en toegelicht in een eerder rapport van PwC: “Effecten nationale heffing broeikasgassen industrie” (2019). In deze Appendix behandelen we de sectorprofielen van de overige markten binnen de scope van het rapport die in de eerdere onderzoeken nog niet aan bod zijn gekomen (voeding, papier en keramiek). Voor papier is in een van de case studies daarnaast een uitgebreide beschrijving toegevoegd.

## Overzicht sectorprofielen en bronnen

Sector	Bron
Staal	PwC (2019a), Appendix A1
Raffinage	PwC (2019a), Appendix A2
Kunstmest	PwC (2019a), Appendix A3
Petrochemie en plastics	PwC (2019a), Appendix A4
Industriële gassen	PwC (2019a), Appendix A5
Specialised chemicals	PwC (2019a), Appendix A6
Keramiek	Appendix B, pagina 139
Papier	Appendix B, pagina 140
Voeding	Appendix B, pagina 141

# Sectorprofiel Keramiek

## Speelveld in Nederland<sup>1</sup>

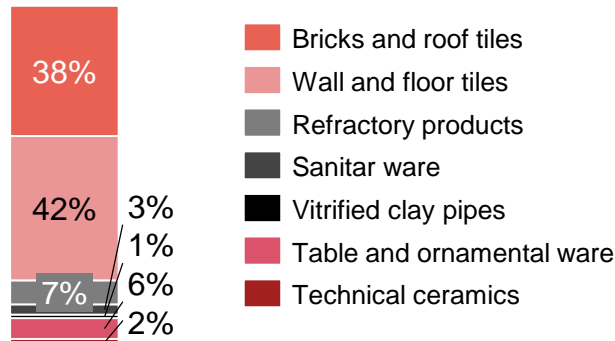
De Nederlandse keramische industrie is voornamelijk gericht op 'bouwkeramiek'. Hieronder vallen:

- Straat- en metselbakstenen
- Keramische binnenmuurstenen
- Keramische dakpannen
- Keramische wand- en vloertegels

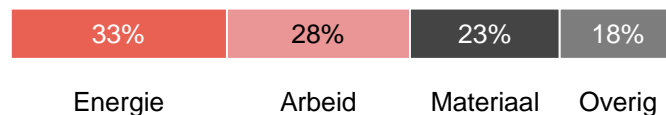
In 2017 waren er in Nederland 20 ondernemingen met in totaal 43 productielocaties en ongeveer 2.500 werknemers. De totale omzet bedroeg €500 miljoen.

## Verdeling energieverbruik in de keramieksector in 2012<sup>2</sup>

80% van het energieverbruik van de hele sector wordt gebruikt voor de productie van bakstenen, dakpannen en wand- en vloertegels.<sup>3</sup>



## Kosten worden voornamelijk gedreven door energieverbruik en arbeidskosten<sup>4</sup>



## Productieproces

Het productieproces van keramiek is voor de verschillende producten op grote lijnen hetzelfde. De volgende stappen kunnen worden gedefinieerd:

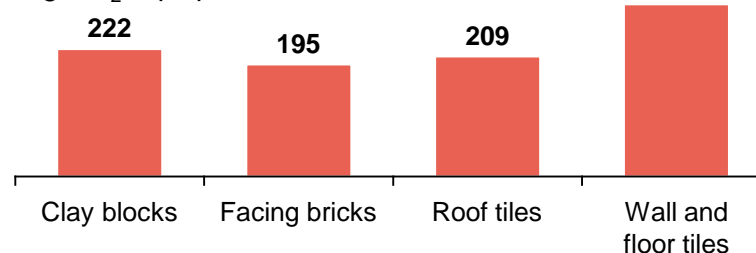
1. Voorbereiding ruwe materialen
2. Vormen
3. Drogen
4. Bakken

In het productieproces wordt relatief veel gas gebruikt. Gemiddeld wordt er 0.08 MWh/ton elektriciteit gebruikt en 0.7 MWh/ton gas.<sup>5</sup>

## Beperkt handelingsperspectief<sup>6</sup>

- *Situatie:* Keramiek werkt met direct gevuurde ovens. Droogkamers worden gebruikt voor het voordrogen en daarna gaat het keramiek de ovens in om af te bakken.
- *Technische opties:* Een aantal emissiereductieopties wordt onderzocht. De elektrificatie van droogkamers en een deel van de ovens is mogelijk, maar niet van alle ovens. Daarnaast worden biogas opties onderzocht.
- *Infrastructuur:* aanleveren van brandstoffen is doorgaans lastig, aangezien deze fabrieken vaak op afgelegen plekken staan.<sup>13</sup>

## Verdeling energieverbruik in de keramieksector in 2012<sup>7</sup>



## CO<sub>2</sub>-intensiteit

De keramiekindustrie staat op de carbon leakage list van de Europese Commissie<sup>8</sup>. Ondanks de lage handelsintensiteit van kleidakpannen en –stenen, zijn deze producten opgenomen op de lijst door de zeer hoge emissie-intensiteit.

De emissie-intensiteit voor het produceren van tegels en dakpannen van klei is 2,971 CO<sub>2</sub>-eq. per euro aan toegevoegde waarde. Het behoort daardoor tot de meest emissie-intensieve producten in Europa.

## Relevante geografische markten

De geografische markt van de keramiek producten verschillen. Door relatief hoge transportkosten is de markt voor bakstenen en kleidakpannen nationaal of regionaal afgebakend. Nederlandse partijen concurreren dus maar in zeer beperkte mate met buitenlandse producenten.

Product	Relevante markt
Clay facing bricks	Ongeveer 500 km radius <sup>9</sup>
Engineering bricks	Ongeveer 150 km radius <sup>10</sup>
Kleidakpannen	Nationaal <sup>11</sup>
Muur- en vloertegels	Mogelijk globaal <sup>12</sup>

1: KNB (2020)

2: Ecofys (2009)

3: EC (2007)

4: CEPS (2014), gemiddelde cijfers voor de EU, niet direct representatief voor de kostenverdeling in Nederland

5: CEPS (2018)

6: Informatie hebben wij ontvangen

7: Ecofys (2012)

8: EC (2019a) 930 final

9: EC, M.755 - Creditanstalt / Koramic / Wienerberger

10: EC, M.755 - Creditanstalt / Koramic / Wienerberger

11: EC, M.180 – Steetley / Tarmac

12: CEPS (2014)

13: TIKI (2020)

# Sectorprofiel Papier

## Speelveld in Nederland<sup>1</sup>

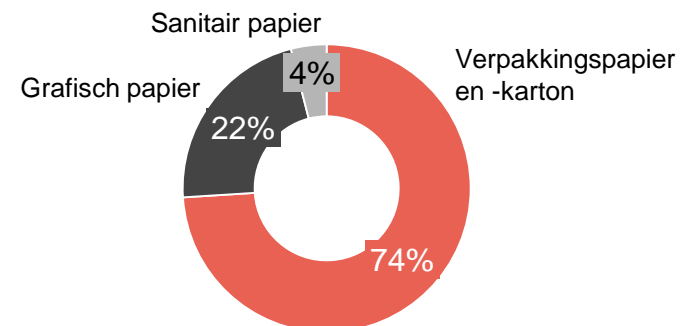
De Nederlandse papiermarkt bestaat voornamelijk uit de productie van papier zelf. In NL produceert slechts één fabriek haar eigen pulp van hout. De rest importeert primair pulp of maakt pulp van gerecycleerd materiaal.

In 2018 waren er in Nederland 17 concerns actief in de markt voor papier en karton met 22 locaties en 3.842 werknemers. De totale omzet in Nederland bedroeg in 2018 ongeveer 2 miljard euro.

In 2017 werd 80% van de totale Nederlandse afzet geëxporteerd. Dit gebeurde voornamelijk binnen Europa maar een deel ging ook naar de VS.

Bedrijf	CO <sub>2</sub> -eq. uitstoot (ton) in 2018 <sup>2</sup>
Smurfit Kappa (incl. Parenco)	237.201
Sappi Maastricht	175.819
DS Smith	146.633

## In Nederland wordt voornamelijk verpakkingspapier en -karton geproduceerd<sup>3</sup>



## Productieproces<sup>4</sup>

Papier- en kartonproductie kan in twee stappen worden gesplitst:

- Stock productie:**
  - Het produceren van de pulp: Productie van pulp of maken van gerecycleerd materiaal.
  - Het voorbereiden van de pulp: Schoonmaken, inkt verwijderen, verwijderen van imperfecties.
- Het omzetten van pulp naar papier en karton:**
  - Vormen – vormen van het papier web
  - Drukken – mechanische waterverwijdering
  - Voordrogen – thermische droging
  - Coating – oppervlakte bewerking (niet altijd)
  - Nadrogen – Drogen na oppervlaktebewerking (niet altijd)

## Handelingsperspectief

Het meeste energieverbruik vindt plaats bij het droogproces (81%).<sup>5</sup> De meeste reductie-opties zijn daarom op dit deel van het proces gericht. Er bestaat een aantal beschikbare en relatief makkelijk te implementeren opties:

- Electrische boilers** zijn beschikbaar en vereisen geen aanpassing van het productieproces. Wel moeten significante investeringen worden gedaan in netwerkaansluiting.<sup>6</sup>
- Inzet van **biogas** is mogelijk een optie. Echter, is dit beperkt tot de beperkte beschikbaarheid van het biogas.<sup>7</sup>
- Inzet van **groene waterstof** behoeft relatief weinig aanpassingen aan het proces. Vooralsnog geen infrastructuur aanwezig. Bovendien verwacht de industrie een hoge prijs.<sup>7</sup>

Daarnaast worden er technologieën ontwikkeld zoals *Compression refining, High temperature heatpumps, Air-laid technologie, Ultra deep geothermal, Microwave drying.*

## CO<sub>2</sub>-eq. intensiteit

Pulp-, papier- en kartonproductie staan op de carbon leakage lijst van de EC.<sup>8</sup> Zowel door de handels- (28%) en emissie-intensiteit (3 CO<sub>2</sub>-eq / €).

De papier sector is de vierde meest energie intensieve sector in de EU. Echter, op Europees niveau heeft de papier industrie een relatief lage CO<sub>2</sub>-eq. -intensiteit. Dit komt doordat veel gebruik wordt gemaakt van biomassa wat wordt gezien als CO<sub>2</sub>-neutraal door de IPCC<sup>9</sup> (~60% in 2017 in EU<sup>10</sup>).

- In Europa bedroeg de directe CO<sub>2</sub>-eq. emissie 300 Kg CO<sub>2</sub>-eq. / ton.<sup>8</sup> In Nederland bedroeg de directe CO<sub>2</sub>-eq. emissie in 2018 ongeveer 394 kg CO<sub>2</sub>-eq. / ton.<sup>11</sup> Dit hoge getal kan mogelijk deels worden verklaard doordat er in NL veel gas wordt gebruikt i.p.v. biomassa.<sup>12</sup>

## Relevante geografische markt

De relevante markt voor de materialen en grafisch papier is minstens EER-wijd. De markt voor golfkarton(dozen) is regionaal door de hoge transportkosten.

Product	Relevante markt
Currogated Case Materials	Minstens EER <sup>13</sup>
Currogated sheets	Lokaal ~400km radius <sup>13</sup>
Graphic paper	Minstens EER <sup>14</sup>

- VNP (2019b)
- NEA (2019)
- VNP (2019b)
- PBL (2019f)
- De Vries (2016)
- Berenschot (2017)
- PBL (2019f)

- EC (2019) 930 final, 2019
- JRC (2018)
- CEPI (2018)
- VNP (2019b)
- Laurijssen (2013) en PBL (2019f)
- EC, M.8915 - DS SMITH / EUROPAC, 2018
- EC, M.5283 - SAPP / M-REAL, 2008

# Sectorprofiel Voedsel

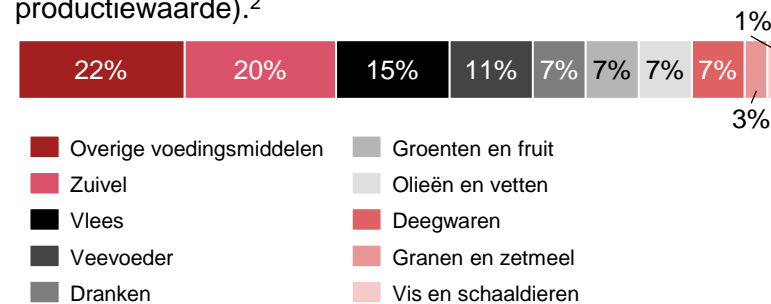
## Overzicht vijf grootste spelers

In Nederland zijn een aantal grote industriële producenten gevestigd. De onderstaande tabel geeft een overzicht van de vijf partijen met de meeste broeikasgasemissies.<sup>1</sup>

Bedrijf	Producten	CO <sub>2</sub> -eq. uitstoot (ton) in 2018
Koninklijke Cosun	Voornamelijk suiker en aardappelproducten	362.000
Friesland Campina	Grote variëteit aan zuivel producten	353.000
Cargill	Veevoer	309.000
AVEBE	Zetmeel(-producten)	213.000
Archer Daniels	Soja- en olieproducten voor veevoer	150.460

## De voedingsmiddelensector is zeer divers

De voedingsmiddelenindustrie is een zeer diverse sector waaronder een breed scala aan producten vallen. De onderstaande figuur geeft een beeld van de ordergrootte van de verschillende productgroepen (op basis van productiewaarde).<sup>2</sup>



## Productie en Handelingsperspectief (suiker)

De energie-intensieve productieprocessen binnen de voedingsmiddelenindustrie delen bepaalde kenmerken. Doorgaans wordt er (m.b.v. gas) veel warmte gebruikt om grondstoffen te bewerken (b.v. drogen). Technologische ontwikkelingen die zien op duurzame warmteopwekking zullen daarom voor veel processen relevant zijn. Wij richten ons hier op de decarbonisatieopties voor suikerproductie die goed was voor meer dan 200.000 ton CO<sub>2</sub>-eq. per jaar.<sup>3</sup>

Bij het produceren van suiker komt de meeste CO<sub>2</sub>-eq. uitstoot vrij bij het opwekken van stoom. Een aantal korte termijnoplossingen kan deze uitstoot te verminderen:

1. Elektrificatie: gebruik van elektrische boilers en warmtepompen. Vanuit een efficiëntie perspectief is het gebruik van warmtepompen de meest wenselijke oplossing. De inzet van warmtepompen vereist echter meer procesaanpassingen dan elektrische boilers.
2. Biogas: verdere vervanging van gas met biogas. SuikerUnie, de enige suikerproducent in NL, produceert zelf biogas maar levert dit momenteel aan het net. Inzet in eigen productieproces lijkt mogelijk.

Op de lange termijn zou waterstof gebruik kunnen worden om stoom op te wekken. Als randvoorwaarde geldt dat deze waterstof voor een concurrerende prijs beschikbaar komt. Het energieverbruik in het productieproces van suiker is in NL verregaand geoptimaliseerd.

1: NEA (2019)  
2: FNLI (2019)  
3: PBL (2019g)

4: EC (2019) 930 final, 2019  
5: EC, M.5046 Friesland Foods / Campina, 2008  
6: EC, M.6813 McCain Foods Group / LutosoBusiness, 2013  
7: ACM (2007) , zaak 5703/Cosun –CSM, 2007

## CO<sub>2</sub>-eq. intensiteit

De vele producten die onder de voedselmiddelenindustrie vallen hebben allen hun eigen productieproces en zodoende ook een eigen CO<sub>2</sub>-eq. intensiteit. Sommige producten staan op de carbon leakage lijst van de EC:<sup>4</sup>

- Suiker
- Diepgevroren of geconserveerde aardappelen
- Melkpoeder
- Lactose en lactose siroop
- Wei
- Zetmeel en zetmeel producten
- Olie en vetten

Dit zijn doorgaans de meest energie-intensieve producten.

## Relevante geografische markt

Het geografische gebied waarbinnen voedselproducenten concurreren is sterk afhankelijk van de eigenschappen van het product. Zo is voor versproducten (melk en kaas) de relevante geografische markt kleiner dan voor lang houdbare producten (melkpoeder en lactose).

Product	Relevante markt
Verse melk	Nationaal <sup>5</sup>
Lang houdbare melk	Internationaal (incl. BE en DUI) <sup>5</sup>
Bevroren of gedroogde aardappelproducten	Afhankelijk van afnemer: <sup>6</sup> Fastfood en Industrie – EER Retail – Nationaal
Suiker	Internationaal <sup>7</sup>
Zetmeel	Onbekend, mogelijk EER <sup>8</sup>

8: EC, COMP/M.2502 - CARGILL / CERESTAR, 2002. In deze zaak heeft de EC geen uitspraak gedaan over de relevante geografische markt. Echter, de effecten van de concentratie zijn alleen op EER niveau geanalyseerd.



# Appendix C: Gevoeligheidsanalyses

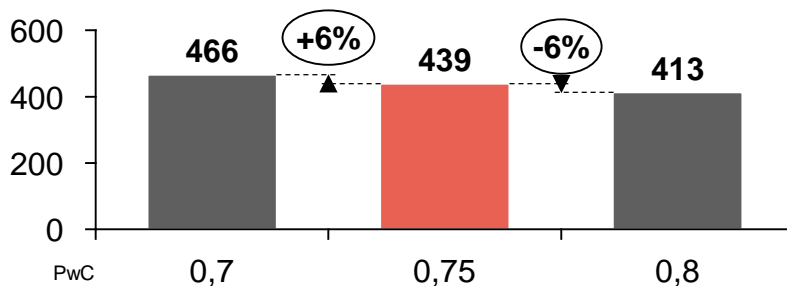
# Reductiefactor

De reductiefactor wordt toegepast op de vrijgestelde emissies die bedrijven krijgen op basis van hun productieniveau en de geldende benchmarks. Wij hebben de aannahme meegekregen dat de reductiefactor begint bij 1,2 en afloopt naar 0,75. Dit betekent dat de efficiëntie van bedrijven in het eerste jaar 20% boven de benchmark kan liggen zonder dat er sprake is van heffingsafdracht voor de nationale heffing. In het laatste jaar moeten bedrijven 25% efficiënter zijn dan de benchmark om afdracht te voorkomen. De onderstaande analyse geeft de totale heffingskosten indien het eindpunt van de reductiefactor varieert van 0,7 tot 0,8.

## Dow

- Indien de reductiefactor afloopt tot 0,8 (0,7) in 2030 dalen (stijgen) de totale heffingskosten over de periode 2021 – 2030 met ~6%.
- Dit komt neer op een daling (stijging) van ~€13m - ~€41m afhankelijk van het prijsscenario

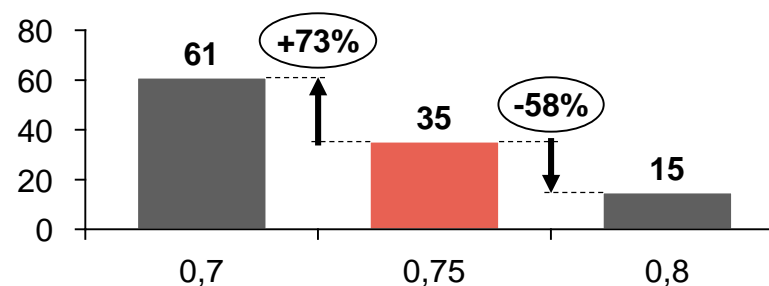
**Totale heffingskosten over periode 2021 – 2030**  
€m, middelhoog prijsscenario



## Yara (met CCS per schip)

- Indien de reductiefactor afloopt tot 0,8 dalen de totale heffingskosten over de periode 2021 – 2030 van Yara met ~58%. Dit komt neer op een daling van ~€9m - ~€32m.
- Indien de reductiefactor afloopt tot 0,7 stijgen de kosten met 73%. Dit komt neer op een stijging van ~€12m - ~€40m, afhankelijk van het prijsscenario.

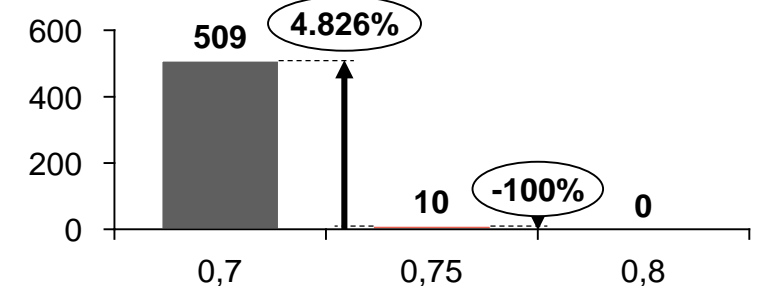
**Totale heffingskosten over periode 2021 – 2030**  
€m, middelhoog prijsscenario



## Smurfit Kappa Roermond Papier

- Doordat SKRP onder de gemaakte aannames slechts zeer beperkte heffingskosten ondervindt over de periode 2021 – 2030 is de relatieve impact van een andere reductiefactor groot.
- Indien de reductiefactor afloopt tot 0,8 in 2030 betaalt SKRP geen heffing over de periode 2021 – 2030 (daling van 100%)
- Indien de reductiefactor afloopt tot 0,7 in 2030 stijgen de kosten met ~4800%. Dit komt neer op een stijging van ~€0,23m – ~€0,8m

**Totale heffingskosten over periode 2021 – 2030**  
€000, middelhoog prijsscenario



# Benchmark aanpassingen

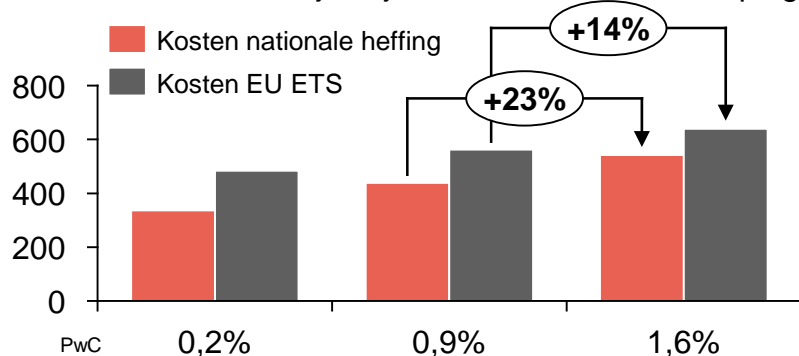
De EU ETS benchmarks worden in fase 4 twee keer aangepast. Deze aanpassing zal gebeuren met minimaal 0,2% en maximaal 1,6% per jaar (vanaf 2008). Omdat de exacte waarden van de benchmarks op het moment van schrijven nog niet bekend was is het midden van dit interval (0,9%) gebruikt. De onderstaande resultaten gaan uit van een situatie waarin rekening wordt gehouden met *flexibiliteitsmaatregelen en subsidies*. Voor Yara betekent dit dat er rekening is gehouden met een investering in CCS per schip. Indien hier geen rekening mee gehouden wordt zijn de heffingskosten significant hoger

## Dow

- De nationale heffingskosten voor Dow vallen 23% hoger of (lager) uit indien wordt uitgegaan van een aanscherping van respectievelijk 1,6% (0,2%) per jaar.
- Dit is een verschil van ~€103m in het middelhoge prijsscenario
- Het verschil in ETS kosten bedraagt 14%. Dit is ~€78m

### Totale EU ETS en heffingskosten over periode 2021 – 2030

€m, verschillende jaarlijkse benchmarkaanscherpingen

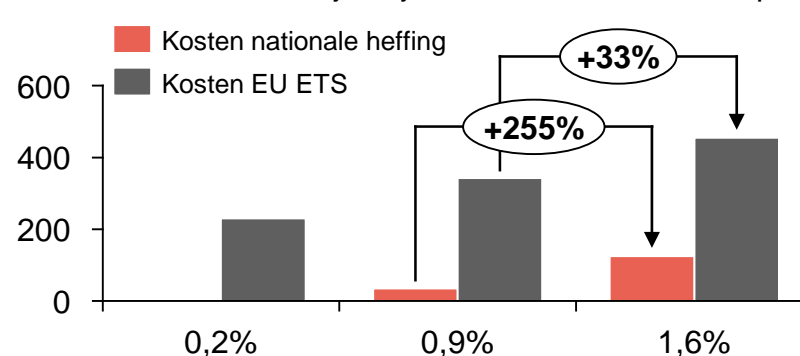


## Yara (met CCS per schip)

- De nationale heffingskosten voor Yara vallen 255% (~€90m in middelhoge prijsscenario) hoger uit indien wordt uitgegaan van een aanscherping van 1,6% per jaar. Bij een aanscherping van 0,2% per jaar betaalt Yara geen heffing.
- De ETS kosten vallen 33% hoger (lager) uit indien een aanscherping van 1,6% (0,2%) wordt gehanteerd. Dit is ~€113m

### Totale EU ETS en heffingskosten over periode 2021 – 2030

€m, verschillende jaarlijkse benchmarkaanscherpingen

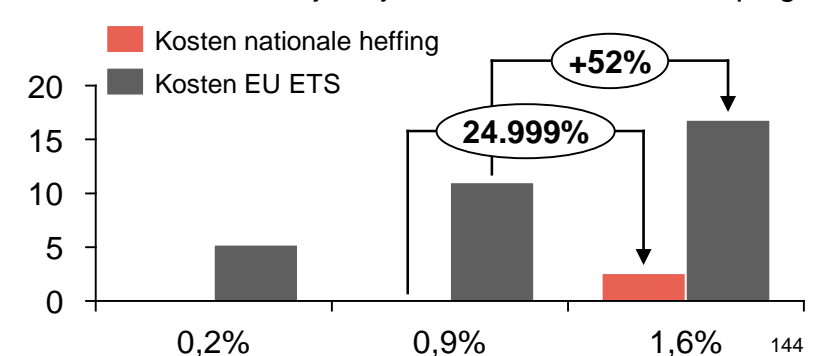


## Smurfit Kappa Roermond Papier

- De nationale heffingskosten voor SKRP vallen 24.999% hoger uit indien wordt uitgegaan van een aanscherping van 1,6% per jaar. Onder een aanscherping van 0,9% heeft SKRP nauwelijks kosten. De stijging is ~€2,6m (middelhoge prijs)
- De ETS kosten vallen 52% hoger (lager) uit indien een aanscherping van 1,6% (0,2%) wordt gehanteerd. Dit is ~€6m

### Totale EU ETS en heffingskosten over periode 2021 – 2030

€m, verschillende jaarlijkse benchmarkaanscherpingen





# Doorgifte

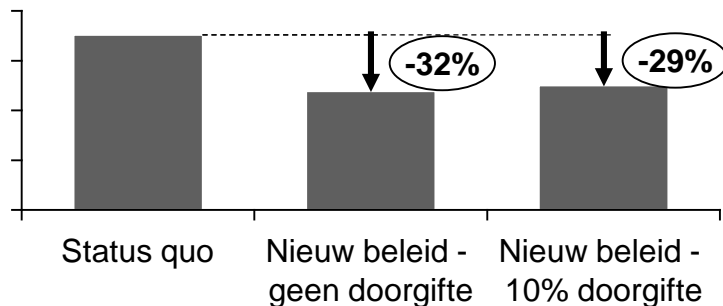
In deze gevoeligheidsanalyse kijken wij naar de totale kosten van de nationale heffing indien een deel van deze kosten kunnen worden doorgegeven in de prijs. Uit de case studies in hoofdstuk 4 is gebleken dat het aannemelijk is dat de mogelijkheid hiertoe voor Yara en SKRP beperkt is. Voor Dow hebben wij enige mate van doorgifte niet kunnen uitsluiten voor één product (zie pagina 87 en 95). Voor alle bedrijven worden hier de uitkomsten gepresenteerd indien er rekening wordt gehouden met een doorgifte van 10% van de totale kosten die voortkomen uit de nationale kostenverhogende maatregelen.

## Dow

- Indien Dow instaat is om 10% van de kosten voortkomend uit de kosten verhogende maatregelen kan doorgeven daalt de EBIT in 2030 met 29% i.p.v. 32% in het middelhoge prijsscenario.
- Zelfs bij een, gegeven de analyse op pagina 87, hoge aanname m.b.t. de mogelijkheid om de kosten door te geven blijft de negatieve financiële impact van het voorgenomen beleid groot

### EBIT 2030

€m, middelhoog prijsscenario, 10% doorgifte

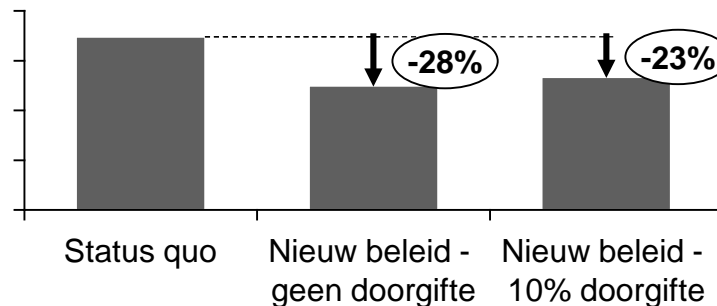


## Yara (met CCS per schip)

- Indien Yara instaat is om 10% van de kosten voortkomend uit de kosten verhogende maatregelen kan doorgeven daalt de EBITDA in 2030 met 23% i.p.v. 28% in het middelhoge prijsscenario.
- Zelfs bij een, gegeven de analyse op pagina 100, hoge aanname m.b.t. de mogelijkheid om de kosten door te geven blijft de negatieve financiële impact van het voorgenomen beleid groot

### EBITDA 2030

€m, middelhoog prijsscenario, 10% doorgifte

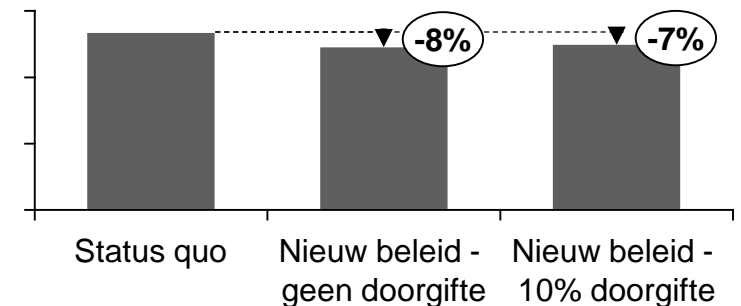


## Smurfit Kappa Roermond Papier

- Indien SKRP instaat is om 10% van de kosten voortkomend uit de kostenverhogende maatregelen kan doorgeven daalt de EBITDA in 2030 met 7% i.p.v. 8% in het middelhoge prijsscenario.

### EBITDA 2030

€m, middelhoog prijsscenario, 10% doorgifte



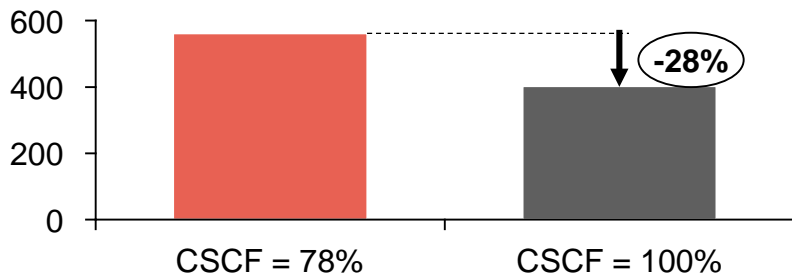
# De cross-sectoral correction factor kan een grote impact hebben op de geschatte EU ETS kosten

De cross-sectoral correction factor (CSCF) is een generieke korting op vrije rechten die wordt toegepast wanneer de totale toegekende vrije rechten boven de vastgestelde plafond komt. De CSCF geeft aan welk percentage van de vrije rechten daadwerkelijk wordt toegekend aan de bedrijven. Deze factor is generiek en dus voor ieder bedrijf hetzelfde. In de case studies is gewerkt met de meeste recente waarde van de CSCF van ~78%, omdat de toekomstige waarden van deze factor op het moment van schrijven niet bekend waren. In deze gevoeligheidsanalyse kijken wij naar de verandering in EU ETS kosten indien er uit wordt gegaan van een CSCF van 100% (geen correctie van vrije rechten). Het is aannemelijk dat de daadwerkelijke waarde van de CSCF tussen in het interval [78% – 100%] zal liggen. De CSCF zal nooit hoger worden dan 100% en vanwege de aanscherping van de benchmarks is mogelijk een hogere waarde dan 78% voldoende.

## Dow

- Indien wordt uitgegaan van een CSCF van 100% in plaats van de gehanteerde 78% vallen de geschatte EU ETS kosten voor Dow 28% lager uit.
- Dit is een verschil van ~€160m

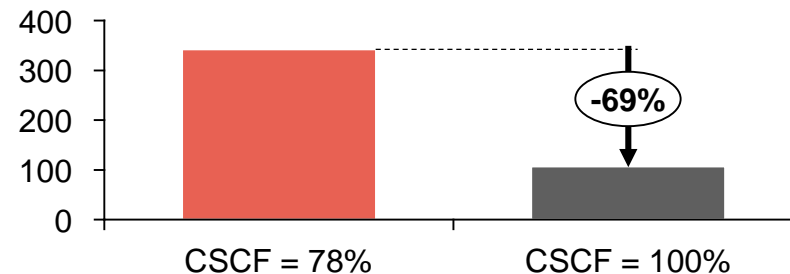
Totale EU ETS kosten over periode 2021 – 2030  
€m



## Yara

- Indien wordt uitgegaan van een CSCF van 100% in plaats van de gehanteerde 78% vallen de geschatte EU ETS kosten voor Yara 69% lager uit.
- Dit is een verschil van ~€236m
- Doordat Yara meer vrije rechten krijgt toegekend dan Dow heeft het verhogen van de CSCF een grotere financiële impact

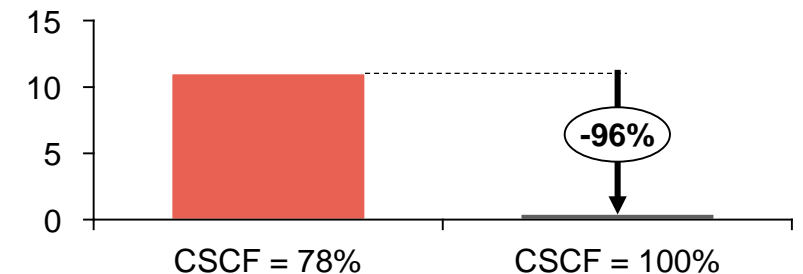
Totale EU ETS kosten over periode 2021 – 2030  
€m



## Smurfit Kappa Roermond Papier

- Indien wordt uitgegaan van een CSCF van 100% in plaats van de gehanteerde 78% vallen de geschatte EU ETS kosten voor SKRP 96% lager uit.
- Dit is een verschil van ~€10,5m
- Met een CSCF van 78% ondervindt SKRP reeds in 2021 EU ETS kosten. Bij een CSCF van 100% pas in 2026

Totale EU ETS kosten over periode 2021 – 2030  
€m



D

Appendix D:  
Toelichting  
methodologie

# Doorgifte analyse – toelichting methodologie

De mate van doorgifte die mogelijk is van de aan het klimaatbeleid gerelateerde kosten, is een empirisch vraagstuk. Idealiter baseren we de analyse op prijselasticiteitsgegevens voor de specifieke producten. Deze gegevens zijn helaas niet beschikbaar gebleken binnen dit onderzoek. We analyseren de mate van doorgifte op basis alternatieve empirische bronnen, namelijk marktafbakeringen van de Europese commissie (zijn markten breder dan NL?), en ook de marktaandelen van Nederlandse spelers hierop (hebben NLse spelers marktmacht en daarmee mogelijk invloed op de prijsstijging), aangevuld met de *carbon leakage* lijst van de Europese commissie:

## *Marktafbakeringen EC*

We baseren onze product- en geografische marktafbakening op EC concentratiebesluiten in het kader van fusiegoedkeuring. Deze aanpak heeft de volgende voordelen. A) De mogelijkheid tot doorgifte staat centraal in EC's methodologie. Een relevante markt is immers de kleinste set van producten en geografische gebieden waarin een kleine, blijvende stijging in de relatieve prijs niet zou leiden tot aanzienlijke substitutie, zodat deze winstgevend zou zijn voor een zogenaamde hypothetische monopolist. Indien bijvoorbeeld de EC concludeert dat de markt breder is dan NL voor een product, dan betekent dit dat Nederlandse spelers niet in staat zijn om zelfs een beperkte prijsverhoging van 5-10% te kunnen doorgeven door substitutie naar andere landen. B) EC marktafbakeringen houden rekening met mate van productdifferentiatie: indien de mate van productdifferentiatie significant is, worden immers verschillende markten afgebakend voor verschillende producten. C) EC-besluiten worden gebaseerd op uitgebreid empirisch onderzoek naar vraag- en aanbodsubstitutie D) De concentratiebesluiten zijn uitgevoerd door een onafhankelijke overheidsinstantie.

## *Marktaandelen op EC markten*

We bepalen de marktaandelen op de relevante markt zoals afgebakend door EC. De marktaandelen bepalen we op basis van openbare gegevens. In de afwezigheid van capaciteitsrestricties duiden lage marktaandelen op lage marktmacht.

## *Carbon leakage lijst EC*

Wij analyseren ook wat de Europese commissie in het kader van EU ETS ziet als sectoren/producten waarbij risico op carbon leakage bestaat. Indien dit op Europees niveau het geval is dan is het ook aannemelijk dat op het niveau van Nederland dit risico bestaat. De carbon leakage lijsten worden vormgegeven op basis van een methodologie waarbij gekeken wordt naar trade intensiteit en emissie intensiteit. De commissie bepaalt scores op basis van empirisch onderzoek naar deze factoren.

## *Analyse aard van product, capaciteitsrestricties en mogelijkheid tot doorgifte binnen clusters*

In onze casestudies gaan we in op bovenstaande punten maar een case studie geeft ook mogelijkheid om in detail te kijken naar mogelijkheid van doorgifte binnen clusters. Mogelijk kan door directe pijpleidingverbindingen sprake zijn van enige afhankelijkheid van afnemers. Wij gaan hier in de case study voor Dow expliciet op in, zie hoofdstuk 4 case study Dow. Het uitvoeren van meer case studies, kan hier verder licht op doen schijnen. Er kan sprake zijn van doorgifte van kosten van milieuheffingen doordat dit contractueel is vastgesteld. Het feit blijft wel dat de kosten dan gedragen worden door een bedrijf in Nederland dat mogelijk opereert in een internationale markt met beperkt marktaandeel.



# Appendix E: Interviews

# Uit de interviews komen een aantal punten naar voren die door veel bedrijven zijn benoemd

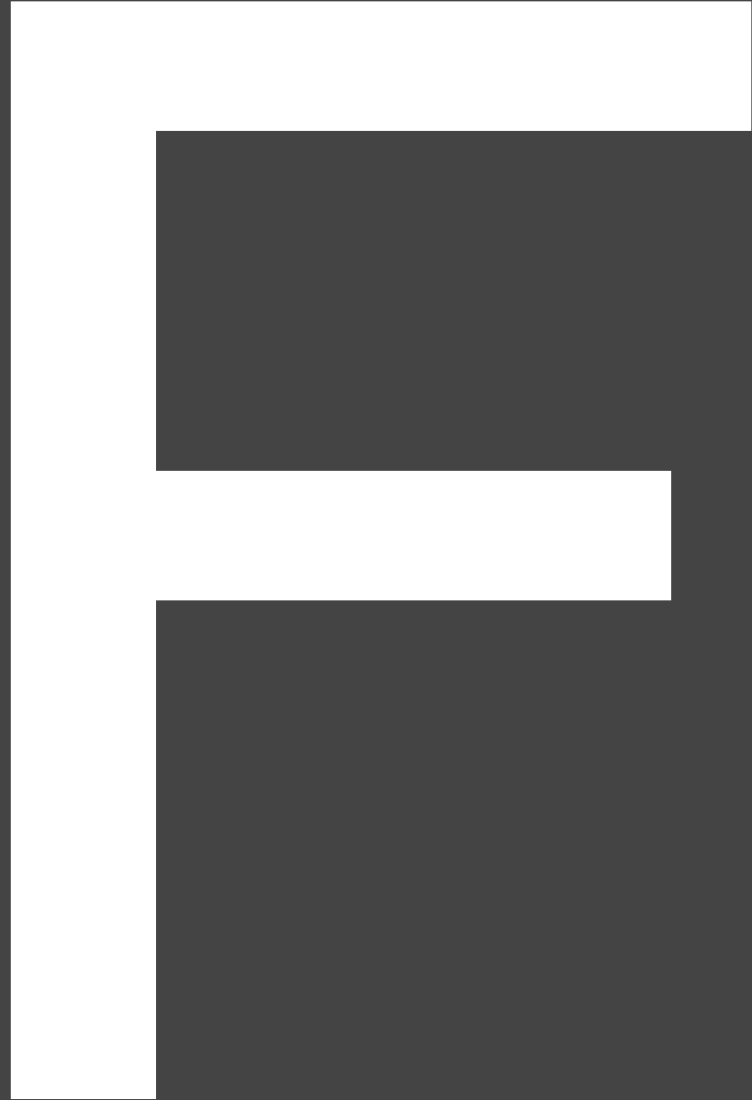
## Overzicht van de uitkomsten van de interviews - Punten die in veel interviews naar voren komen

- De details van het klimaatbeleid zijn nog onduidelijk. Deze zijn wel cruciaal om de impact te kunnen begrijpen en keuzes te maken in emissie- of energiereductieplannen.
- Bedrijven worden vaak door verschillende maatregelen geraakt (directe heffing, wijzigingen EB/ODE en indirecte kostencompensatie). De mate waarin kan sterk verschillen per bedrijf afhankelijk van (onder meer) emissie-intensiteit en elektriciteit- en gasgebruik.
- Bedrijven geven aan dat (een deel van) hun fabrieken tot de efficiëntste fabrieken behoren in Europa.
- Markten waarin bedrijven opereren zijn vaak internationaal van aard met veel concurrentie.
- De periode tot 2030 voor emissiereductiedoelen lijkt lang maar is kort voor bedrijven in deze industrieën (door ontwikkel- en bouwtijd, turnaround cycli en infrastructuur ontwikkeling en technologische oplossingen missen soms nog).
- (Emissie)reductieopties brengen grote investeringen met zich mee.
- Investeringsbeslissingen worden genomen op het hoofdkantoor waarbij de prestaties van projecten tegen elkaar worden afgewogen (IRR). Prestaties van verschillende locaties worden ook met elkaar vergeleken (EBITDA-CAPEX). Dit kan ertoe leiden dat locaties over de tijd zijn gesloten.
- Om tot een final investment decision te komen is het hebben van een subsidiebeschikking cruciaal
- Beschikbaarheid van infrastructuur heeft invloed op de keuzes die bedrijven maken tussen emissiereductieopties. Hier bestaat nog veel onduidelijkheid. Zekerheid over infrastructuur in Nederland is belangrijk voor het nemen van final investment decision.
- Nederland is historisch gezien een interessant land om te investeren (stabiliteit, locatie, infrastructuur, havens en clusters).
- Alle partijen benadrukken het belang van stabiel, lange termijn (klimaat)beleid, het liefste internationaal.
- Bedrijven zien het nut van het ingroeipad en de carry back maar geven aan dat de impact beperkt is. Het ingroeipad is voor sommige partijen niet toereikend. Carryback kan ingezet worden bij overschot emissievrijruimte maar partijen verwachten dat dit beperkt is. Sommige partijen doen de suggestie voor een carry-forward instrument.
- Handel tussen installaties kan nuttig zijn voor partijen met meerdere installaties.
- Mogelijkheid tot handel met derden wordt als zeer onzeker gezien. Ook gezien eerdere ervaringen: handelssystemen voor NOx emission trading scheme en handel in het kader van de 9PJ discussie bij het klimaatakkoord. Gezien de onzekerheid kan hier geen rekening mee gehouden worden in business cases/projecties. Lange termijncontracten zijn niet te verwachten (beleid wordt in 2025 bij de evaluatie mogelijk nog aangepast, onduidelijkheid situatie na 2030).
- SDE++ op zich een instrument dat veel zekerheid kan geven (15 jaar). Veel partijen geven aan opties te hebben die niet binnen SDE++ vallen.

# Ook komen uit de interviews een aantal (sector)specifieke punten naar voren

## Overzicht van de uitkomsten van de interviews -Punten die uit sommige interviews blijken

- Voor sommige partijen wordt binnen EU ETS gebruikt gemaakt van een fallback benchmark zoals de warmtebenchmark omdat er geen productbenchmark beschikbaar is. Aangezien bij het gebruik van een fallback benchmark de uitstoot efficiëntie mogelijk niet goed benaderd wordt, kan de emissievrije ruimte die voor het bedrijf wordt berekend anders zijn dan op basis van emissie-efficiëntie van het geheel aan activiteiten te verwachten is.
- Voor sommige bedrijven (zinc en aluminiumproductie) is elektriciteitsgebruik een grondstof. Een stijging van de prijs (en het stoppen van de indirecte kostencompensatie) is voor hen niet vermijdbaar (begrensd door fysieke wetten). In andere landen wordt de kostencompensatieregeling voortgezet wat leidt tot een verslechtering van de concurrentiepositie.
- Een (ogenschijnlijk) kleine kostenstijging kan voor een bedrijf al een significant negatieve impact hebben gegeven de mate van winstgevendheid van het bedrijf.
- Sommige bedrijven kunnen bijdrage aan scope 2 of scope 3 reductie maar hebben weinig scope 1 reductiemogelijkheden op dit moment. Dit geldt niet als emissiereductie voor de nationale directe heffing op industriële broeikasgassen.
- Nog te weinig visie op de nieuwe ketens die nodig zijn, prikkels over ketens heen zijn vaak nog niet consistent, SDE++ is gericht op stimulering individuele wijzigingen / minder op grote geïntegreerde projecten.
- Bij sommige producten (bijv. utilities als stoom) zou sprake kunnen zijn van contractuele bepalingen die doorgifte van directe en indirecte heffingen mogelijk maken
- Sommige bedrijven hanteren voor duurzame investeringen een lagere *hurdle rate*
- Uit de interviews blijkt dat bepaalde sectorspecifieke of bedrijfsspecifieke emissiereductie opties worden niet geprikkeld. Terwijl deze mogelijk wel tegen lage kosten tot emissiereductie kunnen leiden. Bijvoorbeeld een innovatie waarbij meer deelproducten uit een eenheid productie kunnen worden gehaald worden niet geprikkeld.
- Doordat vrijstellingsruimte in sommige gevallen gegeven wordt op ton productie in plaats van producten die uit een ton productie gehaald kunnen worden neemt de vrijstellingsruimte af. Efficiënter gebruik van productie (wat leidt tot emissiereductie) wordt hierdoor niet 'beloond'.
- De locatie van een bedrijf speelt een belangrijke rol in de emissiereductie opties die een bedrijf kan inzetten. Immers kan er op verschillende locaties een verschillende mate van toegang tot infrastructuur zijn. Bedrijven in het Rotterdamse havengebied kunnen mogelijk worden aangesloten op Porthos en bedrijven in het Noordzee kanaalgebied mogelijk op Athos. Bedrijven op relatief afgelegen locaties die geen deel uitmaken van de grotere clusters (de decentrale industrie) hebben beperkte toegang tot infrastructuur voor bijvoorbeeld CO<sub>2</sub>, waterstof maar ook elektriciteit. Dit beperkt de emissiereductie opties.
- Bedrijven kunnen emissiereductieopties hebben waarbij zij reststoffen uitwisselen met andere partijen (bijv. gebruik CO uit staalindustrie). Ook kunnen bedrijven gezamenlijk projecten opzetten (zoals blauwe waterstofproductie in de Rotterdamse haven) met mogelijke synergievoordelen. De totstandkoming van gezamenlijke (cluster)projecten die leiden tot emissiereductie brengt een hoge mate van coördinatie met zich mee (projectontwikkeling en investeringsbeslissingen van verschillende bedrijven die tegelijk moeten worden genomen waarbij de business case moet aansluiten bij de eisen vanuit verschillende bedrijven en voldoende zekerheid/acceptabel risicoprofiel voor alle partijen moet bestaan).



Appendix F:  
Impact van de SDE++  
subsidie op de  
Nederlandse  
concurrentiepositie



# Impact van de SDE++ subsidie op de Nederlandse concurrentiepositie

## Het NLse subsidiestelsel leidt niet tot een kostenvoordeel t.o.v. het buitenland

De Nederlandse subsidie wordt ten opzichte van EU ETS prijs verstrekt (kosten niveau - EU ETS prijs = subsidie). Als door de subsidie baten ontstaan voor EU ETS, dan worden deze dus afgeroomd. Ongeacht of de baten a) door een kostenvermindering (vermeden afdracht) of b) door handel (inkomsten verhandelen uitstootrechten) ontstaan wordt de EU ETS prijs in mindering gebracht op de subsidie. De subsidie levert dan ook geen voordeel op t.o.v. de concurrent.

- a) Door te investeren in emissiereductie kan sprake zijn van verlaging van de afdracht voor EU ETS (vermeden kosten). Doordat de subsidie wordt gecorrigeerd voor de EU ETS prijs heeft een bedrijf in Nederland dezelfde kosten als eenzelfde bedrijf in het buitenland dat voor EU ETS afdraagt. De kosten worden in dat geval gedreven door de ongesubsidieerde kosten voor emissiereductie in plaats van door EU ETS afdracht.
- b) Door te investeren in emissiereductie kan sprake zijn van baten door handel (inkomsten verhandelen uitstootrechten) omdat men EU ETS rechten kan verkopen. Dit betekent dat het Nederlandse bedrijf voor emissies waar men niet voor betaalde binnen EU ETS inkomsten kan krijgen om de ongesubsidieerde kosten voor emissiereductie mee te dekken. Daarmee treedt er geen verslechtering op ten opzichte van eenzelfde bedrijf in het buitenland (die voor deze emissies ook geen afdracht heeft) maar geeft het ook geen voordeel ten opzichte van concurrenten.

Daarnaast is mogelijk sprake van een indirect effect op de concurrentiepositie. Op termijn wordt de benchmark binnen EU ETS aangescherpt waarbij de -met subsidie gestimuleerde emissiereductie in Nederland ertoe leidt dat de NLse bedrijven de benchmark gaan aanvoeren waardoor deze strenger wordt aangescherpt. Dit leidt er toe dat er minder uitstootrechten worden verstrekt aan zowel de emissie-efficiënte als -inefficiënte bedrijven dan voorheen. Voor beide partijen leidt dit tot een nadeel: a) het inefficiënte bedrijf krijgt hogere afdracht voor EU ETS: omdat zij hun emissies niet hebben gereduceerd en wel minder uitstootrechten ontvangen b) het emissie-efficiënte Nederlandse bedrijf krijgt minder vrije rechten toegekend dan voorheen waardoor de inkomsten uit handel afnemen.

## Mogelijk ontstaat er een concurrentievoordeel vanuit de vraagkant van de markt

Het is mogelijk dat duurzame bedrijven op de lange termijn een concurrentievoordeel genieten t.o.v. vervuilende bedrijven. Mogelijk kunnen bedrijven met een duurzaam karakter zich onderscheiden van hun concurrenten wat (op de lange termijn) zou kunnen leiden tot een *price premium* voor groene producten. Deze dynamische effecten zijn niet in detail onderzocht binnen dit onderzoek. Wel is uit de interviews gebleken dat er op dit moment geen dergelijke *premiums* bestaan voor de meeste sectoren. Deze dynamische effecten zijn geen onderdeel van de reikwijdte geweest van dit onderzoek, zoals aangegeven op pagina 15.



# Appendix F: Bronnenlijst

# Bronnenlijst (1/3)

---

ACM (2004) Visiedocument Inkoopmacht

---

ACM (2014) Liquiditeitsrapport 2014 groothandelsmarkten gas en elektriciteit

---

ACM (2016) Self-evaluation Gas Target Model II. Functioning of the wholesale gas market in the Netherlands

---

Arbeidsrechter website. Geraadpleegd 26 mei 2020. [Link](#)

---

Arena (2020). Renewable Hydrogen Deployment Funding Round. Information and Consultation session

---

Batool, M en W. Wetzels (2019). Decarbonisation options for the Dutch fertiliser industry, PBL Netherlands Environmental Assessment Agency & ECN part of TNO, The Hague.

---

Bosch, Van Ewijk, Micevska, Scharf, Muns (2019) The Incidence of Pension Contributions

---

Berenschot, CE Delft en ISPT (2015). Power to Products.

---

Berenschot (2017). Electrification in the Dutch process industry.

---

Berenschot (2018). Richting 2050: systeemkeuzes en afhankelijkheden in de energietransitie

---

Berghout (2015). Deployment pathways for decarbonising industry and electricity generation

---

Bloomberg (2020).

---

Buthani et al. (2012) Energy assessment of Paper Machines

---

CE Delft (2018a). Effecten van CO<sub>2</sub>-beprijzing industrie.

---

CE Delft (2018b). Waterstofroutes Nederland. Blauw, groen en import.

---

CEPI (2018). Key Statistics 2018: European pulp & paper industry.

---

CEPS (2014). Composition and Drivers of Energy Prices and Costs in Energy Intensive Industries: The Case of Ceramics, Flat Glass and Chemical Industries.

---

CEPS & Ecofys (2018). Composition and Drivers of Energy Prices and Costs: Case Studies in Selected Energy Intensive Industries – 2018.

---

Cerame-Unie (2012). Paving the Way to 2050.

---

Copenhagen Economics (2015). Carbon leakage in the nitrogen fertilizer industry.

---

Consultatiedocument nationale heffing (2020) [Link](#)

---

Consultatiedocument nationale heffing (2020)  
<https://www.internetconsultatie.nl/co2heffingindustrie>

---

CBS (2019) Website CBS geraadpleegd 26 mei 2020. “Ruim 100 duizend minder mensen lid van de vakbond”. [Link](#)

---

CBS (2020) Website CBS geraadpleegd 26 mei 2020. “Werkloosheid gedaald naar 3,0 procent. [Link](#)

---

CPB (2011). Economische argumenten bij het voorontwerp auteurscontractenrecht

---

CPB (2018) Vertraagde loonontwikkeling in Nederland ontrafeld

---

CPB (2020). Kansrijk arbeidsmarktbeleid; Update minimumloonbeleid

---

DNVGL (2018). CO<sub>2</sub> Reductie Roadmap van de Nederlandse raffinaderijen.

---

Donders & Gradus (2007). Toegang tot de collectieve sector.

---

EC (2001) XXXIe Verslag over het mededingingsbeleid 2001

---

EC (2007) Reference document on Best Available Techniques in the Ceramic Manufacturing Industry

# Bronnenlijst (2/3)

EC (2009) Directive 2009/31/EC of the European Parliament and the Council

EC (2011) Richtsnoeren inzake de toepasselijkheid van artikel 101 van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie op horizontale samenwerkingsovereenkomsten. (2011/C 11/01)

EC (2012) Commission Regulation No 601/2012

EC (2015 – 2019). Informatie verkegen uit kwartaalrapportages. Zie [link](#)

EC (2016). Production costs from energy-intensive industries in the EU and third countries

EC (2019a). C(2019) 1492 final

EC (2019b). Gedelegeerde verordening (EU) 2020/389 van de Commissie tot wijziging van Verordening (EU) nr. 347/2013 van het Europees Parlement en de Raad wat betreft de Unielijst van projecten van gemeenschappelijk belang.

EC (2020). Communication of the Commission C(2020) 2835 Final

Econotec (2018). Analysis of Energy Efficiency trends and policies in BELGIUM using ODYSEE-MURE database and tools

Ecorys & Trinomics (2018) Marktontwikkeling en marktordening Carbon Capture and Storage (CCS).

Ecofys (2009). Sector report for the ceramics industry

Evans (2011). Interchange fees: The Economics and regulation of What Merchants Pay for Cards

FAO (2018). World fertilizer trends and outlook to 2018

Fertilizers Europe (2019). 2018/19 Overview

FD (2020) Website FD, geraadpleegd 26 mei 2020. "Hoeveel willen werknemers inleveren? Bedrijven zoeken de grenzen op" [Link](#)

PwC

FNLI (2019). Monitor Levensmiddelenindustrie

Frontier Economics (2006). CO2 trading and its influence on electricity markets.

Gemeente Amsterdam (2020). Routekaart Amsterdam Klimaatneutraal 2050.

H-vision (2020). Mediaupdate Januari 2020.

Hintermann (2016). Pass-through of CO<sub>2</sub> Emission Costs to Hourly Electricity Prices in Germany

JRC (2018). Energy efficiency and GHG emissions: Prospective scenarios for the pulp and paper industry.

Klimaatakkoord (2019).

KNB (2020). [Organisatie \(website\)](#).

Laurijssen (2013). Energy use in the paper industry: an assessment of improvement potentials at different levels.

Natural Resources Canada (2013). Carbon Capture and Storage: Canada's Technology Demonstration Leadership

Navigant (2018) Onderbouwing investeringen voor emissiereductie industrie 2030

Navigant (2019a) Verkenning uitbreiding SDE+ met industriële opties

Navigant (2019b). Technische alternatieven voor CCS in Nederland

NEa (2018). Emissieregistraties.

Nea (2019). 'Emissie cijfers over 2013 – 2019'

Netbeheer Nederland (2020). Aanbieding Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050.

# Bronnenlijst (3/3)

Nma (2007) 5703 / 304 Cosun - CSM	Rademaker, K. and Marsidi, M. (2019a), Decarbonisation options for the Dutch sugar industry. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, The Hague.
OECD (2008) Monopsony and Buyer Power.	Royal HaskoningDHV, M-tech, sitech en CE Delft (2019). Onderzoek clean Underground Sustainable Transport (CUST)
PBL (2019a). Klimaat- en Energieverkenning 2019. (KEV, 2019)	RVO (2020). Website EIA <a href="https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/energie-investeringsaftrek-eia">https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/energie-investeringsaftrek-eia</a>
PBL (2019b). Effecten ontwerp klimaatakkoord (herziene versie)	Salarisnetwebsite, geraadpleegd 26 mei 2020. "Steeds meer bedrijven vragen loonoffer door corona". <a href="#">Link</a>
PBL (2019c). Conceptadvies SDE++ basisbedragen 2020 basisadviezen SDE++	Sijm et al. (2006). CO Price Dynamics: The Implications of EU Emissions Trading for Electricity Prices & Operations.
PBL (2019d) Decarbonisation options for the dutch steel industry	TenneT & Gasunie (2019). Infrastructure Outlook 2050.
PBL (2019e). Decarbonisation options for the Dutch Fertiliser Industry	Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie (2020) Meerjarenprogramme Infrastructuur Energie en Klimaat 0.1
PBL (2019f) Decarbonisation options for the Dutch Paper and Board industry	Teulings, Bovenberg & van Dalen (2003). De Calculus van het Publieke Belang.
PBL (2019g) Decarbonisation options for the Dutch Sugar Industry	Trinomics (2019). Review SDE++ Methodiek
PBL (2019h). Effect kabinetsvoorstel CO <sub>2</sub> heffing industrie	UNData (2018). Op basis van data.un.org in April 2020.
PBL (2020). Eindadvies basisbedragen SDE++ 2020.	VNCI (2018). Chemistry for Climate, acting on the need for speed.
Petrochemicals Europe (2019). Facts & Figures.	VNP(2018) Business Case Analyse Energievoorziening Door Mestvergisting
Provincie Groningen (2019). Investeringsagenda waterstof Noord Nederland.	VNP (2018). Jaarverslag 2017.
Port of Rotterdam (2019). CCS Projects Porthos a step closer [Press Release]	VNP (2019a) Hydrogen as an energy source for paper production?
Port of Amsterdam (2020). Athos project popular potential partners.	VNP (2019b). Jaarverslag 2018.
PwC (2019a). Effecten nationale heffing broeikgasgassen industrie. April 2019.	Vries, de (2016). <a href="#">Drogen in de papier- en kartonindustrie.</a>
<sup>PwC</sup> PwC (2019b). Effect beleidsopties nationale heffing industriële broeikasgassen. Juni 2019.	

# Geraadpleegde fusiebesluiten Europese Commissie

Europese Commissie (1996) No IV/M.755 – Creditanstalt / Koramic / Wienerberger	Europese Commissie (2013) Case No COMP/M.6813 MCCAIN FOODS GROUP / LUTOSA BUSINESS
Europese Commissie (1992) Case No IV/M.180 – STEETLY / TARMAC	Europese Commissie (2013) Case No COMP/M.6695 – AZOTY TARNÓW / ZAKLADY AZOTOW PULAWY
Europese Commissie (1996). Case No IV/M.727 – BP / Mobil	Europese Commissie (2015) Case no COMP/M.7558 – DS SMITH / DUOPACK
Europese Commissie (1998) Case no IV/M.1078 – BP / Hüls	Europese Commissie (2015). Case M.7649 – VARO / ARGOS DSE / VITOL / CARLYLE / REGGEBORGH
Europese Commissie (2000). Case NO COMP/M.1671 – DOW CHEMICAL / UNION CARBIDE	Europese Commissie (2018) Case M.8831 – MONID / POWERFLUTE
Europese Commissie (2000) Case No COMP/M.1796 BAYER / LYONDELL	Europese Commissie (2019) Case M.8915 – DS SMITH / EUROPAC
Europese Commissie (2001) Case No COMP/M.2533 – BP/E.ON	
Europese Commissie (2002) Case No COMP/M.2502 – CARGILL / CERESTAR	
Europese Commissie (2006) Case no COMP/M.4426 – SABIC / HUNTSMAN PETROCHEMICALS UK	
Europese Commissie (2008) Case No COMP/M.5046 – Friesland Foods / Campina	
Europese Commissie (2008) Case No COMP/M.5283 – SAPPI / M-REAL	
Europese Commissie (2005) Case No. COMP/M.3935 JEFFERSON SMURFIT / KAPPA	
Europese Commissie (2010) Case No COMP/M.2345 – DEUSCHE BP / EDÖLCHEMIE	
Europese Commissie (2012). Guidelines on certain State aid measures in the context of the greenhouse gas emission allowance trading scheme post-2012 (2012/C 158/04)	

# Geraadpleegde kamerbrieven

---

Kamerbrief, 2019, DGKE-E / 19056551 Verbreding van de SDE+ naar de SDE++

---

Kamerbrief, 2020, DGBI / 20067904 Visie verduurzaming basisindustrie 2050; de keuze is aan ons

---

Kamerbrief, 2020, DGKE / 2008786 Kabinetvisie Waterstof

---

Kamerbrief, 2020, DGKE-E / 20023501 Voortgang SDE++ en eerste openstelling SDE++

---

Kamerbrief, 2020, DGKE-WO / 20088513 Routekaart Groengas (2020)

---

# Disclaimers



In maart 2019 heeft PricewaterhouseCoopers Advisory N.V. (PwC) op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (Cliënt) het speelveld wat betreft beprijzing van de uitstoot van broeikasgassen door de Nederlandse industrie in kaart gebracht. In mei 2019 is PwC gevraagd om een update te maken van de analyse van het internationaal speelveld op het gebied van beprijzing van broeikasgassen en een analyse te maken van de impact van de 4 voorgestelde beleidsopties die onder andere momenteel overwogen worden. In November 2020 is PwC gevraagd de effecten van het klimaatbeleid inclusief flexibiliteitsmaatregelen en subsidies op het speelveld in kaart te brengen.

Op verzoek van Cliënt (Engagement Letter 19/12/2019) is door PwC een rapport opgesteld. Het rapport is geadresseerd aan Cliënt en is uitsluitend opgesteld voor gebruik door Cliënt. Het rapport is niet bedoeld of bestemd voor derden. PwC heeft zich bij het opstellen van het rapport (mede) gebaseerd op de aan PwC ter beschikking gestelde en reeds bestaande informatie, waarbij is aangenomen dat deze informatie juist, volledig en niet misleidend is. De betrouwbaarheid van de aan PwC ter beschikking gestelde documenten en informatie is door PwC niet geverifieerd of vastgesteld. PwC heeft zich ingespannen om op basis van de aan PwC ter beschikking gestelde documenten en informatie een zo gedegen mogelijk rapport op te stellen. Het rapport is louter bestemd voor informatieve doeleinden en is niet bedoeld voor enig ander gebruik of bestemd voor enig ander doel. Resultaten uit de case study zoals opgenomen in dit rapport kunnen niet als maatgevend beschouwd worden voor de bredere sector.

Hoewel PwC zich heeft ingespannen een zo gedegen mogelijk rapport op te stellen en zij bij het opstellen van het rapport de nodige zorg heeft betracht, verstrekt PwC geen enkele expliciete of impliciete verklaring noch biedt PwC enige garantie ten aanzien van de juistheid of volledigheid van de in het rapport vervatte informatie. De Cliënt blijft te allen tijde zelf volledig verantwoordelijk voor eventuele op het rapport gebaseerde besluitvorming en/of beslissing(en). PwC geeft de Cliënt niet het recht om op het rapport te mogen vertrouwen.

PwC aanvaardt geen enkele aansprakelijkheid (ook niet voor nalatigheid) voor de gevolgen van enig handelen of nalaten door de Cliënt en/of derden op basis van (de inhoud van) het rapport, en wijst iedere verantwoordelijkheid, zorgplicht en/of aansprakelijkheid - contractueel, op basis van onrechtmatige daad (inclusief nalatigheid) of anderszins - af voor enig besluit en/of enige beslissing waaraan (de inhoud van) het rapport ten grondslag ligt.

Het rapport alsmede enig geschil voortvloeiende uit of verband houdend met (de inhoud van) het rapport worden uitsluitend beheerst door Nederlands recht.

De mogelijke impact van COVID-19 (en van de maatregelen die de autoriteiten hebben genomen om de verspreiding van COVID-19 in te dammen en/of te voorkomen) op deze speelveldtoets maakte geen deel uit van onze scope. Hoewel het denkbaar is dat COVID-19 invloed heeft gehad op de uitkomsten, is deze impact voornamelijk volstrekt onzeker en het is voor PwC niet mogelijk om met enige zekerheid de gevolgen en/of invloed van COVID-19 in te schatten, zowel in het algemeen met betrekking tot de duur van de huidige crisis als meer specifiek met betrekking tot de impact ervan op de Nederlandse industrie en het internationale speelveld.

[www.pwc.nl](http://www.pwc.nl)

© 2019 PwC. Alle rechten voorbehouden. 'PwC' verwijst naar de juridische entiteiten zoals omschreven in de legal disclaimer. Zie daarvoor <https://www.pwc.nl/nl/onze-organisatie/legal-disclaimer.html>



[pwc.com](https://www.pwc.com)