

---

# Speelveldtoets 2023

*Effecten van de  
aanscherping van het  
energie- en klimaatbeleid op  
de industrie*

2 juni, 2023





Part of the PwC network

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

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat  
t.a.v. E. Nijssse  
Bezuidenhoutseweg 73  
2594 AC Den Haag

**Onderwerp: Speelveldtoets 2023 – Effecten van de aanscherping van het energie- en klimaatbeleid op de industrie**

Geachte heer Nijssse,

Wij zijn erg blij dat wij met deze studie een bijdrage kunnen leveren aan de ontwikkeling van het Nederlandse klimaatbeleid. Bij deze ontvangt u ons conceptrapport dat het resultaat weergeeft van het werk dat we zijn overeengekomen om uit te voeren in overeenstemming met de opdrachtbevestiging van 9 februari 2023 (kenmerk 202211028). Op verzoek van Cliënt is door PwC een eindrapport opgesteld “*Speelveldtoets 2023*”, welk rapport is gedateerd op 2 juni 2023 (hierna: het ‘eindrapport’). Het eindrapport is geadresseerd aan Cliënt en is uitsluitend opgesteld voor gebruik door Cliënt.

In het eindrapport zijn het kader en de beperkingen van de uitgevoerde werkzaamheden expliciet vermeld. Het eindrapport is uitsluitend ten behoeve van de belangen van de Cliënt uitgebracht en heeft niet het oogmerk om voor andere doeleinden dan de daarin genoemde, te worden gebruikt. Op het eindrapport kan derhalve niet door anderen dan de Cliënt worden gesteund. Voor het gebruik van het eindrapport door andere partijen dan de Cliënt aanvaarden wij derhalve geen verantwoordelijkheid, zorgplicht of aansprakelijkheid - contractueel, op basis van onrechtmatige daad (inclusief nalatigheid) of anderszins. Dat is ook het geval ten opzichte van de bedrijven die hun medewerking hebben verleend aan deze rapportage. Het eindrapport alsmede enig geschil voortvloeiende uit of verband houdend met (de inhoud van) het eindrapport worden uitsluitend beheerst door Nederlands recht.

Als u vragen heeft, neem dan contact met mij op.

Met vriendelijke groet,  
PricewaterhouseCoopers Advisory N.V.

Prof. dr. Gülbahar Tezel  
Partner Strategy&

# 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 een kwantitatieve analyse van de nationale heffing op uitstoot van industriële broeikasgassen, EU ETS, SDE++, de stijging van de energiebelastingtarieven en afschaffing van de metallurgische en mineralogische vrijstelling en beperking van de WKK-vrijstelling. Ten tweede reflecteren wij kwalitatief op de minimumprijs CO<sub>2</sub>, de RFNBO-afnameverplichting, de raffinageroute, de NIKI en maatwerkafspraken. Wij analyseren dus zowel de ‘sticks’ als de ‘carrots’.

Ons onderzoek is gebaseerd op vijf uitgebreide casestudies en een sectoranalyse voor raffinage. In de casestudies onderzoeken wij de impact van het aangedragen klimaatbeleid op productie- en investeringsbeslissingen van vijf industriële bedrijven (bepaald door EZK). Op basis van casestudies kunnen geen conclusies worden getrokken voor de sector of industrie als geheel. Wel kunnen uit deze casestudies waardevolle lessen worden geleerd over het handelingsperspectief (verduurzamingsopties en zaken die bedrijven hiervoor nodig hebben) van bedrijven en de wijze waarop investeringsbeslissingen worden genomen. Bij de selectie van partijen voor de casestudies is beoogd om variatie in handelingsperspectief te waarborgen.

## 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, energiebelasting en reductiefactoren. Voor ons onderzoek maken wij zoveel mogelijk gebruik van openbare bronnen (ons bronnenonderzoek is beëindigd op 5 mei 2023):

- Financiële gegevens van vijf bedrijven voor casestudies zo ver beschikbaar: Dow Benelux, Yara Sluiskil, Smurfit Kappa Roermond Papier, Vreugdenhil en Nyrstar Budel
- Publieke (markt)informatie over de bedrijven onder beschouwing, inclusief uitstootgegevens

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

# Inhoudsopgave

1. Introductie en samenvatting
2. Aanpak
3. Beleidsmaatregelen
4. Internationale vergelijking
5. Casestudies
  - 5.1 Dow Terneuzen
  - 5.2 Yara Sluiskil
  - 5.3 Smurfit Kappa Roermond Papier
  - 5.4 Nyrstar Budel
  - 5.5 Vreugdenhil
  - 5.6 Raffinagesector
6. Appendix



# 1

## Introductie en samenvatting

---



# In deze Speelveldtoets analyseren we of voorgesteld klimaatbeleid de kans op weglek van de industrie vergroot

## Introductie en achtergrond



De Nederlandse industrie staat voor een enorme opgave om aan de klimaatdoelstellingen te voldoen. In het coalitieakkoord is een algemeen CO<sub>2</sub>-reductiedoel opgenomen van 55/60% in 2030 ten opzichte van 1990. Om dit doel te behalen is volgens het recent verschenen Interdepartementaal Beleidsonderzoek (IBO) Klimaat een additionele CO<sub>2</sub>-reductie nodig in de industrie van 5,5Mton. Door middel van beprijzing, normering en subsidiëring beoogt de overheid deze reductie te bewerkstelligen. Met name de afbouw van degressiviteit en vrijstellingen in de energiebelasting, een verhoging van de nationale CO<sub>2</sub>-heffing en maatwerkafspraken met de 10-20 grootste uitstoters krijgen hierbij veel publieke en politieke aandacht.

Naast het behalen van de klimaatdoelstellingen, heeft de regering het doel om de industrie in Nederland te behouden. Hiermee wordt niet alleen voorkomen dat verdienvermogen verloren gaat, maar ook dat er *carbon leakage* optreedt – waarbij productie en gepaard gaande CO<sub>2</sub>-uitstoot zich verplaatst naar het buitenland. Wellicht worden nationale reductiedoelen wel behaald, maar op globaal niveau levert dit geen verbetering op voor het klimaat. Sterker nog, indien elders vervuilerder wordt geproduceerd, kan dit zelfs de mondiale CO<sub>2</sub>-uitstoot verhogen.

Streng (en unilateraal) klimaatbeleid kan het risico op *carbon leakage* vergroten. Aangezien industriële producenten veelal acteren op internationale markten, kunnen zij nationale (en eventueel Europese) klimaatbeleid kosten slechts beperkt doorrekenen aan klanten. Bij te sterke prijsstijgingen zullen klanten immers overstappen naar buitenlandse concurrenten. Indien bedrijven geen mogelijkheid zien deze verhoogde kosten te mitigeren (bijvoorbeeld door te verduurzamen) verslechtert hun concurrentiepositie, wat zou kunnen leiden tot productieverplaatsing naar het buitenland.

Het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft ons gevraagd om voor geagendeerd en potentieel beleid het risico op industriële weglek te onderzoeken. In deze ‘Speelveldtoets’ analyseren wij dit vraagstuk door middel van 5 casestudies en 1 sectorstudie, waarbij we de financiële impact van het beleid kwantificeren en het handelingsperspectief van industriële bedrijven onderzoeken. Daarnaast voeren we een internationale vergelijking uit van klimaatbeleid in samenwerking met PwC teams in het buitenland. De bevindingen van dit onderzoek kunnen een bijdrage leveren aan het opstellen van effectief klimaatbeleid, waarbij de klimaatdoelstellingen worden behaald en de industrie tegelijkertijd een duurzame toekomst heeft in Nederland.

# We analyseren 2 verschillende beleidsscenario's ten opzichte van huidig beleid: geagendeerd en potentieel beleid

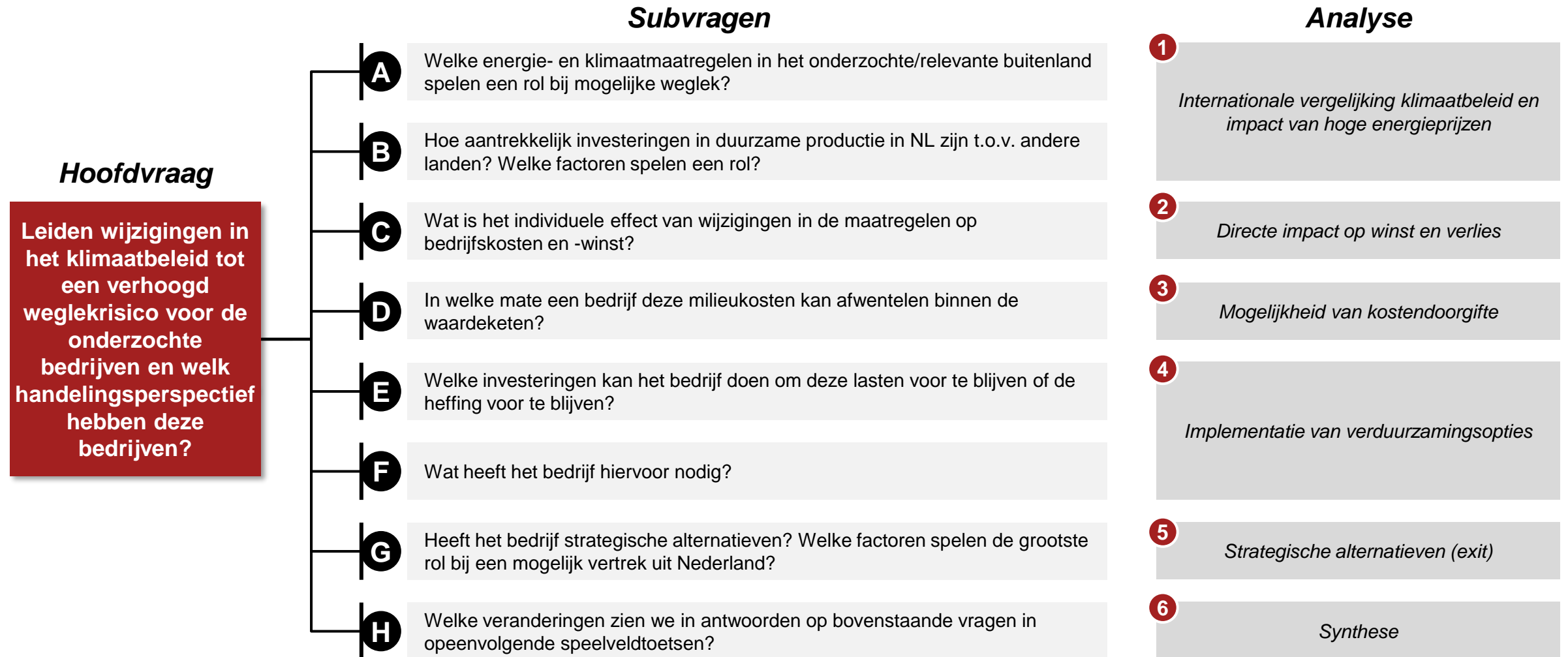
## Overzicht beleidsmaatregelen (scope)

Beleidsmaatregel		Huidig beleid: Huidig kabinetsbeleid	Geagendeerd beleid: Aangekondigd voorgenomen kabinetsbeleid	Potentieel beleid <sup>1</sup> : Opties die in de toekomst voorgenomen kabinetsbeleid kunnen worden
Kwantitatief	1 EU ETS	Fase 4 ETS Invoering CBAM	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>
	2 CO <sub>2</sub> -heffing	Tarief van €137/t CO <sub>2</sub> in 2030 Geen verandering in reductiefactor	Tarief van €175/t CO <sub>2</sub> in 2030 Geen verandering in de reductiefactor	<u>IBO</u> : tarief van €250/t CO <sub>2</sub> in 2030, nieuwe reductiefactor 'centrale pakket' en 'variant A'
	3 Energiebelasting	Huidige tarieven t/m 2030 en huidige vrijstellingen	Afschaffing van metallurgische, mineralogische en WKK-vrijstelling in 2025	<u>IBO</u> : Paden 'centrale pakket' en 'variant A' en afsch. vrijstelling niet-energetisch gebruik gas
	4 SDE++	Openstelling met een budget van €8mld (incl. "schotten" voor technologieën)	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>
Kwalitatief	5 Minimumprijs CO <sub>2</sub>	Oplopende prijs van €16,40 in 2023 tot €31,90/t CO <sub>2</sub> in 2030	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>
	6 RFNBO-afnameverplichting	<i>Geen afnameverplichting</i>	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>	Afnameverplichting treedt in werking vanaf '26
	7 Raffinageroute	<i>Geen raffinageroute</i>	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>	Openstelling raffinageroute van 2025 t/m 2030
	8 NIKI	<i>Geen NIKI</i>	NIKI openstelling van 2024 t/m 2030	NIKI openstelling van 2024 t/m 2030
	9 Maatwerkafspraken	Afspraken met de top 10-20 uitstoters	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>

1) Bij potentieel beleid onderzoeken we 2 beleidspakketten uit het Interdepartementaal Beleidsonderzoek Klimaat. Dit komt niet 1-op-1 overeen met het recent aangekondigde klimaatplan van het kabinet.

# In 6 stappen analyseren we of wijzigingen in het klimaatbeleid mogelijk kunnen leiden tot weglek van industrie

## Methodiek



















# Ondanks uiteenlopende energiebelastingtarieven zorgen vrijstellingen internationaal voor relatief gelijke effectieve tarieven

Internationale vergelijking: **Huidige** belasting op energie inclusief alle heffingen (per 05-23)

## Belasting op elektriciteit

Land	Belasting excl. alle vrijstellingen (€/kWh) <sup>1</sup>		Vrijstellingen <sup>3</sup>				
			Mineralogisch	Metallurgisch	WKK output <sup>4</sup>	Energie intensiteit	Overig
	Groot.	0,17					
	MKB	0,89					
	Groot.	0,56					
	MKB	0,77					
	Groot.	3,11					
	MKB	3,11					
	Groot.	2,25					
	MKB	2,25					
	Groot.	0,01					
	MKB	0,18					
	Groot.	0,88					
	MKB	0,88					
	Groot.	0,00					
	MKB	0,00					

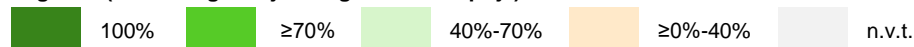
## Belasting op gas

Land	Belasting excl. alle vrijstellingen (€/kWh) <sup>2</sup>		Vrijstellingen <sup>3</sup>					
			Mineralogisch	Metallurgisch	Non-energetisch	WKK input <sup>4</sup>	Energie intensiteit	Overig
	Groot.	0,39						
	MKB	0,41						
	Groot.	0,12						
	MKB	0,15						
	Groot.	1,39						
	MKB	1,39						
	Groot.	0,85						
	MKB	0,85						
	Groot.	0,13						
	MKB	0,13						
	Groot.	0,76						
	MKB	0,76						
	Groot.	0,00						
	MKB	0,00						

## Toelichting

- Geëvalueerd zijn de maximum effectieve belastingdruk zonder vrijstellingen en de minimale effectieve belastingdruk met alle vrijstellingen voor een MKB profiel en een Grootverbruikers profiel<sup>1,2</sup>
- De effectieve belastingdruk verschilt per sector en per bedrijf en is met name afhankelijk van het type productieproces, het doel van gebruik en de totale energieconsumptie
- Bedrijven met verbruik voor mineralogische, metallurgische en non-energetische (enkel voor gas) doeleinden genieten vrijwel in alle onderzochte EU landen een vrijstelling; landen met een relatief hoog energiebelastingtarief (e.g. Duitsland, Frankrijk), hebben hoge vrijstellingen voor de (energie intensieve) industrie om hiervoor te compenseren
- Indien in Nederland bepaalde vrijstellingen komen te vervallen terwijl deze in andere landen behouden blijven kan dit de concurrentiepositie van de Nederlandse energie-intensieve industrie verslechteren

Legenda (max. hoogte vrijstelling t.o.v. max. prijs):

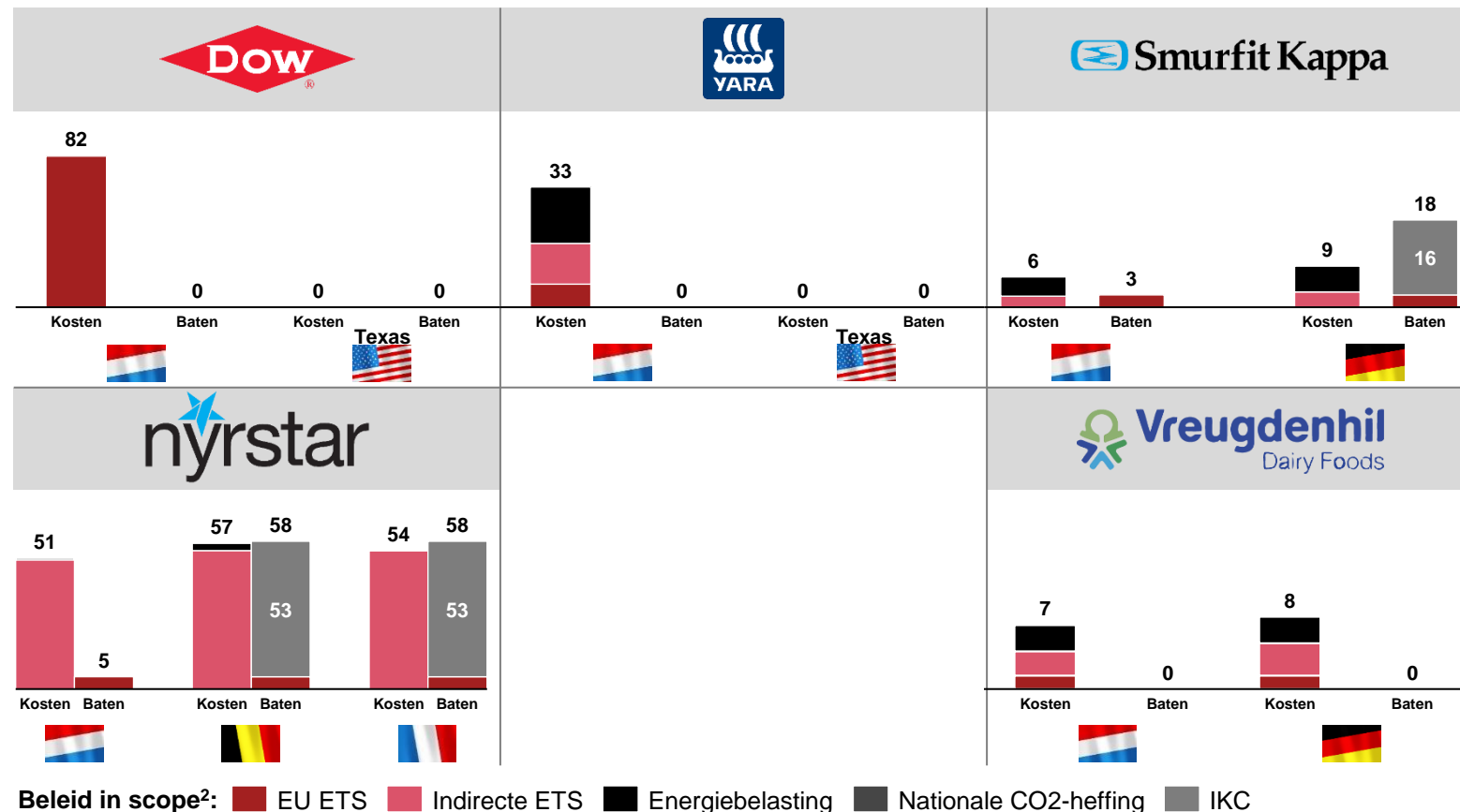


1) Aannames: MKB 50 mln kWh verbruik, 250 kVa aansluiting; Groot. 750 mln kWh verbruik, >250 kVa aansluiting; 2) Aannames: 10 kWh = 1m<sup>3</sup>; MKB 500 mln kWh verbruik; Groot. 20 mld kWh verbruik; 3) Max. % vrijstelling van de belasting excl. alle vrijstellingen 4) Alleen uitzonderingen specifiek voor een WKK

# In 2023 hebben de onderzochte bedrijven bij huidig beleid veelal hogere kosten en lagere baten dan zij in het buitenland zouden hebben

## Overzicht van de kosten en baten van huidig klimaatbeleid in NL vergeleken met andere landen

Kosten en baten van klimaatbeleid vergeleken met andere landen in 2023 (in €mln)<sup>1</sup>



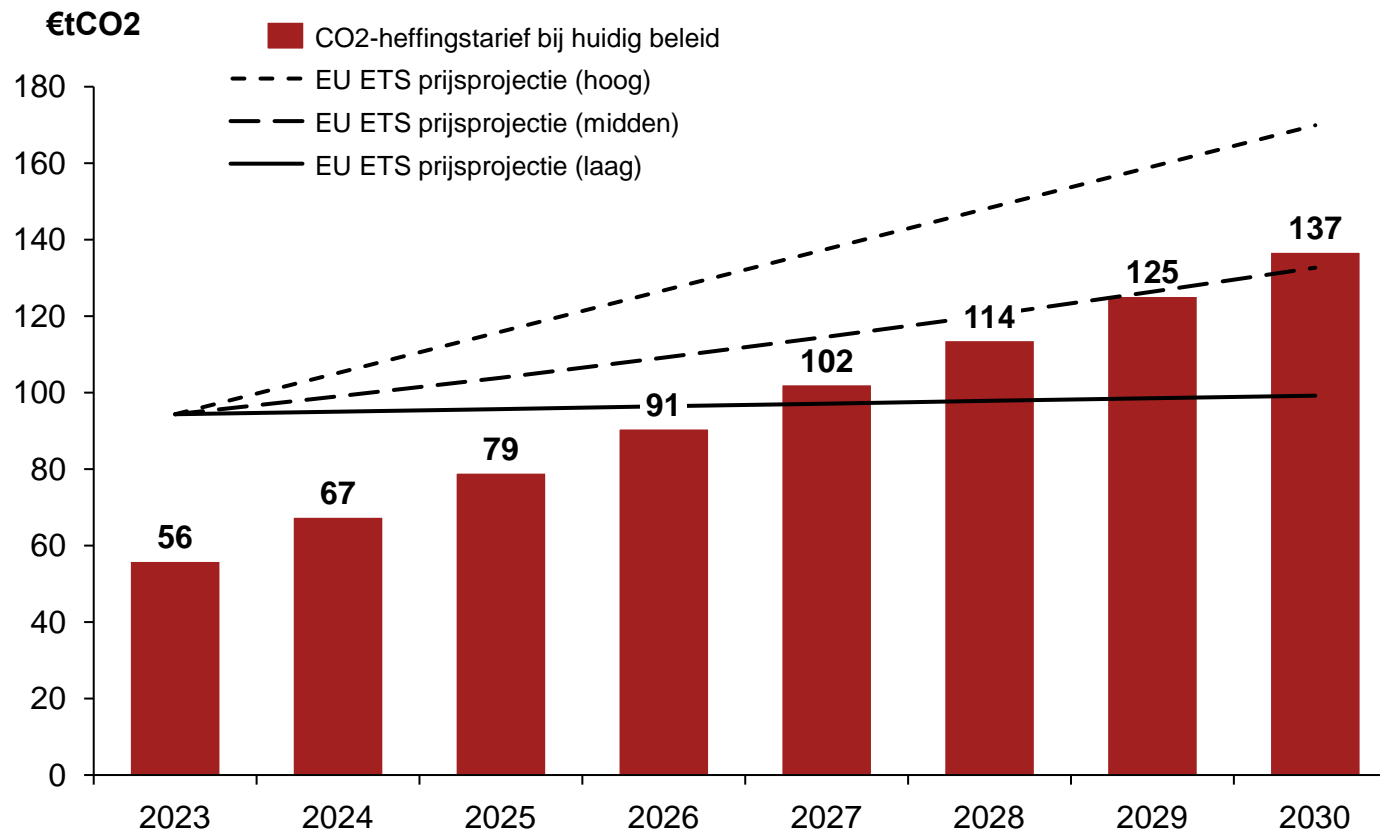
### Toelichting

- Voor de meeste van de onderzochte bedrijven liggen de klimaatbeleidskosten in Nederland in 2023 bij huidig beleid hoger dan zij met dezelfde uitstoot en energieverbruik zouden zijn in het relevante buitenland
- Met name SKRP en Nyrstar ervaren een groot verschil in netto kosten (kosten minus baten) ten opzichte van de relatief meest aantrekkelijke alternatieve productie-locaties<sup>3</sup>, met name veroorzaakt doordat in Nederland geen Indirecte Kostencompensatie (IKC) meer wordt uitgekeerd en in het onderzochte buitenland vooralsnog wel
- Bij bedrijven die overwegen om te produceren in de Verenigde Staten bestaat ook een groot kostenverschil, doordat in bepaalde staten (Texas) geen energiebelasting en CO<sub>2</sub>-heffing of ETS van kracht is
- Vreugdenhil is het enige bedrijf dat in het relevante buitenland (Duitsland) hogere kosten zou hebben dan in Nederland. Dit komt doordat de indirecte ETS kosten in Duitsland hoger zijn, terwijl de zuivelindustrie volgens Europese richtlijnen geen recht op IKC heeft

# Afhankelijk van de prijsontwikkeling van EU ETS kan de Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing leiden tot een schever speelveld

## Het huidige tarievenpad van de Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing

### Huidig tarievenpad NL'se CO<sub>2</sub>-heffing<sup>1</sup>



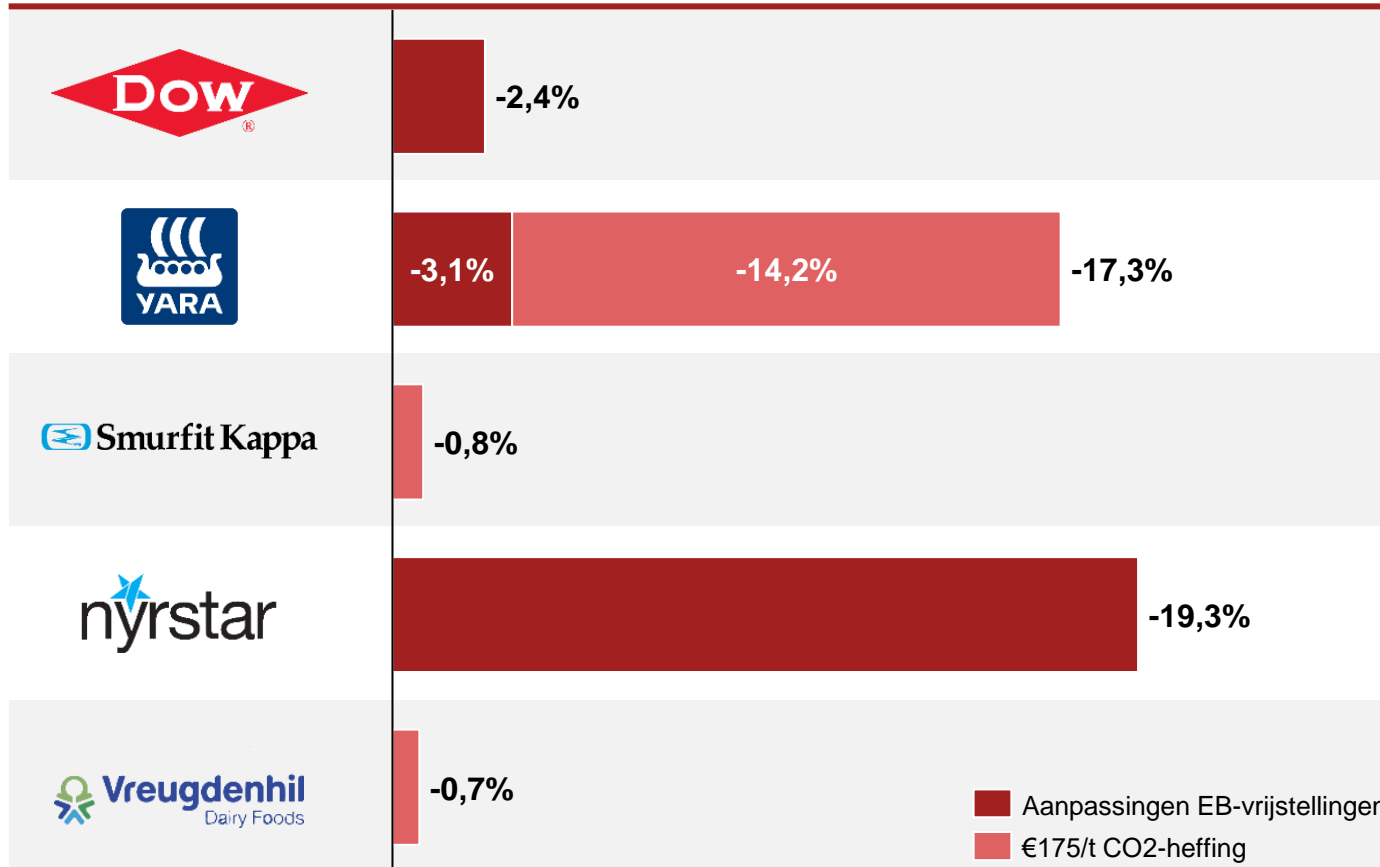
### Toelichting

- De Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing fungeert als bodemprijs voor het EU ETS; indien de EU ETS-prijs boven het heffingstarief valt hoeft er geen heffing te worden betaald door ETS bedrijven
- Indien het heffingstarief de EU ETS-prijs overstijgt heeft dit een directe negatieve winstimpact op de Nederlandse industrie omdat deze kosten over het algemeen minder kunnen worden doorgerekend dan EU ETS
- Hoewel CBAM kostendoorgifteverhogend zal werken voor EU ETS-kosten (enkel voor sales binnen Europa), zal het niet corrigeren voor CO<sub>2</sub>-kostenverschillen als gevolg van de Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing. De doorgifte van deze kosten zullen hierdoor na CBAM hetzelfde zijn
- Aangezien de winstimpact van de nationale heffing afhankelijk is van de marktonwikkeling voor EU ETS-rechten is de impact van de Nederlandse heffing op het internationale speelveld onzeker

# Het geagendeerde beleid leidt ceteris paribus tot een 0,7%-19,3% lagere EBITDA in 2030 t.o.v. huidig beleid

## Directe impact op winst en verlies: geagendeerd beleid

De impact van het geagendeerde beleid op de EBITDA in 2030 t.o.v. huidig beleid (%)



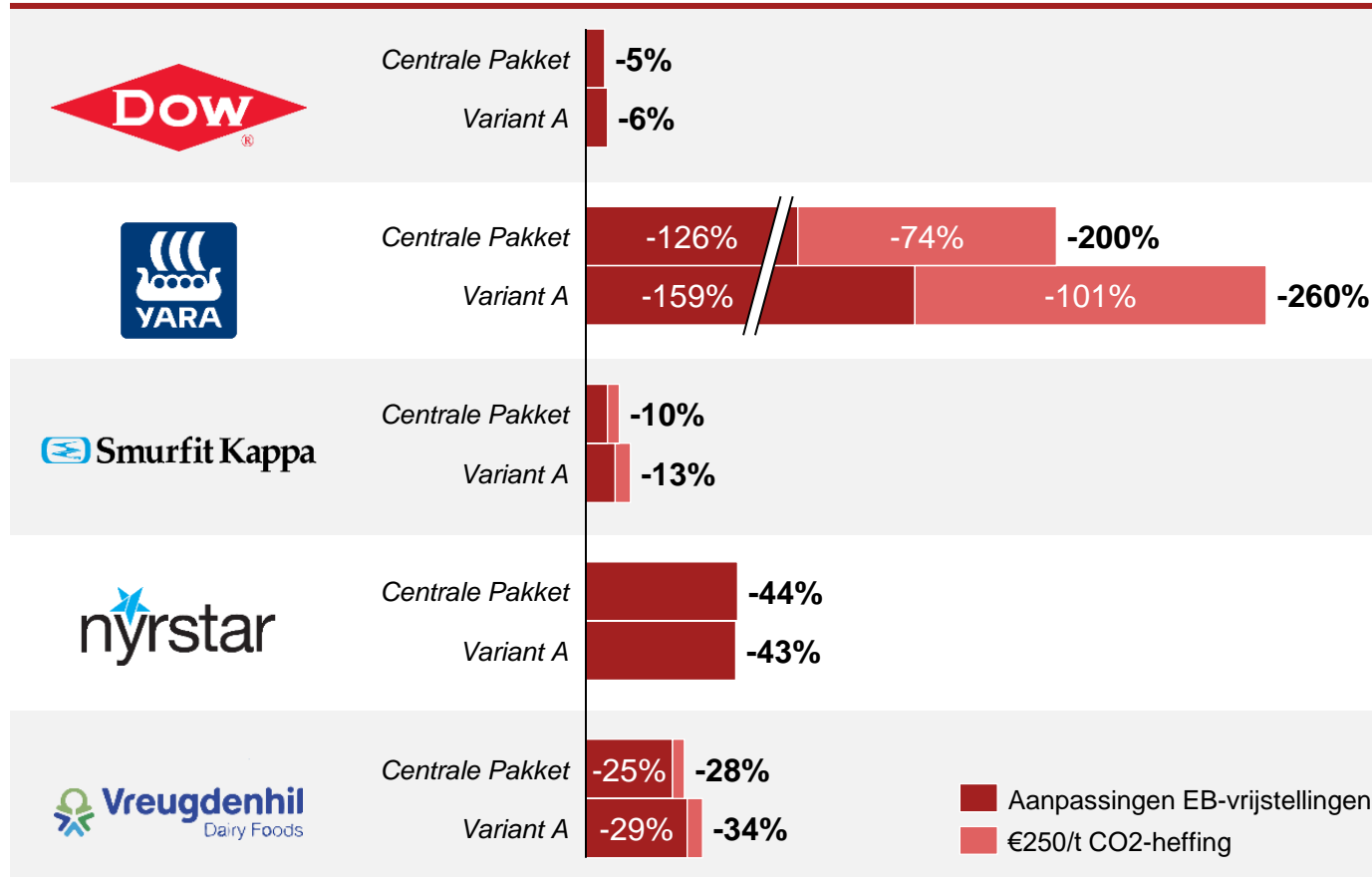
## Toelichting

- Het geagendeerde beleid zal ceteris paribus bij de deelnemende bedrijven naar verwachting leiden tot een 0,7% tot 25,7% lagere EBITDA in 2030 t.o.v. huidig beleid
- Het verschil per bedrijf welke beleidsmaatregel de meeste impact heeft; het vervallen van vrijstellingen in de energiebelasting of het verhogen van de NL'se CO<sub>2</sub>-heffing
- Nyrstar (-19,3%) EBITDA zakt voornamelijk door het vervallen van sectorspecifieke energiebelastingvrijstelling (metallurgisch)
- Yara's (-17,3%) EBITDA zakt richting 2030 voornamelijk vanwege het hogere CO<sub>2</sub>-heffingstarief, ondanks een significante CO<sub>2</sub>-reductie (-0,8Mt) met CCS vanaf 2025
- Aangezien SKRP en Vreugdenhil al niet beschikten over vrijstellingen over hun energieverbruik heeft het geagendeerde beleid slechts beperkte impact (~1%)
- Voor Nyrstar en Dow heeft de verhoging van de CO<sub>2</sub>-heffingsprijs geen (negatieve) impact omdat zij naar verwachting relatief emissie-efficiënt zullen zijn (na verduurzaming) en een surplus aan dispensatierechten ontvangen<sup>1</sup>
- Voor SKRP en Vreugdenhil valt de impact van de verhoogde CO<sub>2</sub>-heffingsprijs om die reden ook mee
- De impact van de RFNBO-afnameverplichting hebben we niet gekwantificeerd, zie pagina 14 voor een kwalitatieve analyse

# De IBO-beleidspakketten leiden ceteris paribus zelfs tot een 5%-260% lagere EBITDA in 2030 t.o.v. huidig beleid

## Directe impact op winst en verlies: potentieel beleid

De impact van het potentiële beleid (IBO) op de EBITDA in 2030 t.o.v. huidig beleid (%)



## Toelichting

- Het potentiële beleid zal ceteris paribus bij de deelnemende bedrijven naar verwachting resulteren in een 6% tot 260% lagere EBITDA in 2030 t.o.v. huidig beleid
- De impact van de IBO-beleidspakketten is voor de deelnemende bedrijven hoger dan het geagendeerde beleid, met name door de verhoogde energiebelasting tarieven
- Dit is zeker het geval voor bedrijven die tegelijkertijd een vrijstelling kwijtraken zoals Nyrstar (-44%/43%) met de metallurgische vrijstelling
- Het vervallen van de vrijstelling op non-energetisch verbruik van gas raakt Yara hard (-91%), omdat aardgas hun belangrijkste grondstof is; het simultaan verhogen van gastarieven versterkt dit
- Daarnaast zal ook de aangescherpte CO<sub>2</sub>-heffing met name Yara raken vanwege hun relatief hoge CO<sub>2</sub>-productie (vergeleken met de andere bedrijven binnen deze studie); tezamen zakt Yara's EBITDA bij de IBO-pakketten 200-260%
- Smurfit Kappa wordt relatief beperkt (additioneel) geraakt doordat hun energieverbruik al niet was vrijgesteld van energiebelasting en zij relatief emissie-efficiënt zijn t.o.v. andere papierproducenten
- De IBO-beleidspakketten hebben naar verwachting beperkte impact op Dow omdat een groot deel van haar energieverbruik blijft vrijgesteld vanwege de vrijstelling op industriële gassen en zij door te verduurzamen haar uitstoot flink zal hebben gereduceerd in 2030 – voor deze verduurzaming dient wel aan randvoorwaarden te worden voldaan

# De potentiële waterstofinstrumenten leiden waarschijnlijk tot extra kosten die beperkt kunnen worden doorgerekend

## Nieuwe waterstofinstrumenten: de RFNBO-afnameverplichting en raffinageroute

### Impact op bedrijven



Hogere kosten die beperkt doorgerekend kunnen worden aan klanten

### RFNBO-afnameverplichting

- De RFNBO-afnameverplichting vereist een hernieuwbaar waterstofverbruik van 21% in 2030 waaraan kan worden voldaan door Hernieuwbare Waterstofeenheden Industrie (HWI's) in te kopen of deze zelf te vergaren door hernieuwbare waterstof toe te passen
- Bij de geëvalueerde casestudies is dit beleid met name van toepassing op Nyrstar en Yara, hierbij is Yara met afstand de grootste verbruiker van waterstof
- De kosten voor het gebruik van hernieuwbare waterstof kunnen bij Yara en Nyrstar waarschijnlijk beperkt worden doorgerekend naar klanten omdat zij opereren op internationale markten; ook beperkt binnen Europa omdat CBAM niet beschermd tegen nationaal beleid
- De mogelijke verkoop van HWI's – bij gebruik hernieuwbare waterstof hoger dan de verplichting – leidt tot extra inkomsten, maar het is onwaarschijnlijk dat dit de business case van een grootschalige aanpassing rond zal maken

### Raffinageroute

- Voor brandstofleveranciers aan de Nederlandse markt geldt een bijmengverplichting van biobrandstoffen, waaraan kan worden voldaan door Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE's) te vergaren door biobrandstoffen bij te mengen of HBE's over te kopen van andere partijen
- Volgens de laatste plannen zal de raffinageroute een aparte verplichting bevatten voor het bijmengen van groene waterstof in raffinaderijen; de hiermee verdiende raffinage-HBE's kunnen vervolgens worden ingeleverd en bij overschotten worden verkocht
- De verplichting zal zeer waarschijnlijk leiden tot additionele kosten voor raffinaderijen: ofwel door groene waterstof bij te mengen of door het kopen van raffinage-HBE's
- Aangezien raffinaderijen internationaal concurreren kunnen ze deze nationale kosten slechts beperkt doorrekenen, internationaal bestaan immers slechts in beperkte mate soortgelijke systemen



Betreffende partijen



# De bedrijven kunnen kosten nationaal klimaatbeleid beperkt doorrekenen omdat zij opereren op internationale markten

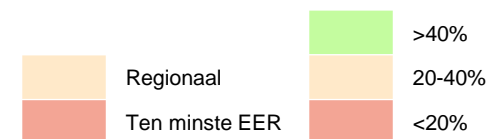
## Doorgiftemogelijkheid (downstream)

Bedrijf	Product	Geografische markt	Aandeel
Dow	LDPE	EER	1,8% (gehele NL industrie)
	LLDPE	EER	2,4% (gehele NL industrie)
	Polyether Polyols	Ten minste EER	25-43% (gehele NL industrie)
	Benzeen	Ten minste West-Europa	20% (gehele NL industrie)
	Butadieen	Ten minste West-Europa	18% (gehele NL industrie)
Yara Sluiskil	Stikstof Kunstmest	Ten minste EER	~1% Wereldwijd; ~5% EU
Smurfit Kappa Roermond Papier	Testlinders en golfblad	EER	<10% (voor SKG binnen de EER)
	Pulp-, papier- en kartonproductie	Ten minste EER	
Nyrstar	Zink	Ten minste EER	2-4% Wereldwijd
Vreugdenhil	Melkpoeder	Ten minste EER	<10% EU
Raffinaderijen	Dieselolie	EER	~10% EU (gehele NL industrie) ~1% Wereldwijd (gehele NL industrie)
	Stookolie	EER	
	Kerosine	EER	
	Benzine	EER	
	LPG	>EER	
	Nafta	West-Europa	

### Toelichting

- De onderzochte bedrijven opereren allemaal op geografische markten breder dan Nederland, waardoor ze concurreren met bedrijven die niet worden geconfronteerd met de kosten van Nederlands klimaatbeleid
- Daarnaast hebben de onderzochte bedrijven op deze markten een klein marktaandeel waardoor het onaannemelijk is dat zij over marktmacht beschikken (voor Dow en raffinage geven we de marktaandelen van de gehele Nederlandse industrie weer)
- Dit samen maakt het aannemelijk dat de mogelijkheid tot kostendoorgifte van nationale kosten voor de onderzochte bedrijven zeer beperkt is
- Enkele bedrijven opereren wel op regionale of Europese markten, het is in dit geval aannemelijk dat enige mate van EU ETS-doorgifte mogelijk is
- Voor bepaalde producten is de geografische markt gedefinieerd als 'ten minste EER', in welk geval er mogelijk ook een zeer beperkte doorgiftemogelijkheid is van EU ETS

#### Legenda:



# Veel van de onderzochte bedrijven kunnen kostenimpact mitigeren d.m.v. technologisch beschikbare verduurzamingsopties

## Investerings in verduurzaming

Op hoofdlijnen kunnen de onderzochte bedrijven de kostenimpact van klimaatbeleid via 2 typen verduurzamingen mitigeren:

### Emissiereductie

*Helpt de impact van directe CO<sub>2</sub>-beprijzing te mitigeren*

#### Elektrificatie - algemeen

Investerings met als doel het vervangen van relatief vervuilende energiebronnen (zoals steenkool en gas) door elektriciteit

#### Elektrificatie – waterstof

Investerings die focussen op de switch naar waterstof, eventueel in combinatie met eigen productie van waterstof (dit valt onder elektrificatie)

#### CCS (CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag)

Investerings die zich richten op het afvangen en opslaan van CO<sub>2</sub>

#### Procesoptimalisatie

Investerings in procesoptimalisaties, gericht op reductie van koolstofdioxide (CO<sub>2</sub>) of stikstof (N), zoals het installeren van nieuwe branders

#### Hernieuwbare energie

Investerings voor het inkopen en/of het opwekken van energie uit hernieuwbare bronnen zoals zon of wind

### Energie-efficiëntie

*Helpt de impact van energiebelasting en indirecte CO<sub>2</sub>-beprijzing te mitigeren*

#### Upgrades bestaande processen

Upgrades van bestaande processen met relatief bekende en bewezen technologieën met een hogere efficiëntie (bijv. een lijmpers vervangen door filmpers)

#### Nieuwe technologieën

Investerings in relatief nieuwe technologieën in het productieproces zoals in energieconversie, energieopslag en warmteterugwinning

#### Overige maatregelen

Investerings in overige energiebesparingsmaatregelen zoals over koel- of verlichtingssystemen



# Bij veel bedrijven wordt echter nog niet aan alle voorwaarden voldaan om daadwerkelijk te kunnen verduurzamen

## Randvoorwaarden verduurzaming



### Infra-structuur

- **Elektriciteit:** additionele capaciteit op het elektriciteitsnet is vereist om te voorzien in de toenemende elektriciteitsbehoefte van alle vijf bedrijven (mede voor elektrificatie van processen)
- **Waterstof:** aanleg van en aansluiting op een nationale waterstofnetwerk is gewenst, met name voor Yara en Nyrstar (RFNBO-afnameverplichting) en raffinaderijen (raffinageroute)
- **CO<sub>2</sub>-transport en/of -opslag:** voor CCS-projecten, zoals bij Dow, Yara en verschillende raffinaderijen is de aanleg van een CO<sub>2</sub>-transportnetwerk en/of opslagcapaciteit van belang



### Ontwikkel- en uitvoeringscapaciteit

- **Innovatie in technologie:** bedrijven onderzoeken een groot spectrum aan verduurzamingsopties zowel voor de korte als lange termijn (na 2030). Voldoende investeringen in onderzoek zijn nodig in technologieën die nu nog niet volledig zijn uitontwikkeld en/of de juiste toepassing/schaal hebben maar die op termijn cruciaal worden als alle voor nu bewezen technologieën reeds zijn geïmplementeerd
- **Gekwalificeerd personeel en materiaal:** schaarste van personeel en materiaal bedreigen mogelijk (het tempo van) de uitvoering van de verduurzaming



### Subsidie en gerelateerde zaken

- **Subsidie:** bedrijven hebben financiële ondersteuning nodig voor niet-rendabele verduurzamingsinvesteringen. Meer ruimte voor CAPEX subsidie in aanvulling op het bestaande instrumentarium en een brede(re) dekking, voor e.g. bijkomende implementatiekosten (e.g. aanpassing bestaande processen gebouwen) en utiliteiten infra
  - Structurele stimulering, in de vorm van e.g. subsidie op waterstof
  - Geen uitkering van IKC in Nederland leidt tot een scheef speelveld t.o.v. lidstaten die dat wel doen
- **Pragmatische aanvraagprocedure:** bedrijven ervaren procedures als tijdsintensief (stroperig en langdurig) en onduidelijk (bijv. IPCEI, recente uitstel SDE++ en langdurige ontwikkeling NIKI)



### Overig beleid en regelgeving

- **Lange termijn zekerheid:** Investeringen, bijv. in (groene) waterstof hebben een lange termijn horizon (>15 jaar). Investeringen voor een dergelijk periode doen, gegeven dat op dit moment nog geen volwassen markt voor groene waterstof bestaat, vergt consistentie en lange termijn zekerheid voor een FDI
- **Gelijkgerichtheid beleid:** Beleidsinstrumenten kunnen elkaar tegenwerken. Volgens SKRP geldt dat voor hen de investering in een e-boiler (elektrificeren) leidt tot een daling van EU ETS-vrijstellingen, en toename van elektriciteitsverbruik waarvoor in NL geen IKC geldt. Hierdoor zal SKRP deze investering mogelijk uit-/afstellen




## Mogelijke overweging overheid



- Dergelijke infrastructurele projecten (verder) versnellen en/of stimuleren
- Technologische ontwikkeling ruimer te subsidiëren om de onrendabele top van de brede investeringen af te dekken
- Actieve rol (blijven) spelen in het aanpakken van arbeidsmarktcrapte voor technische beroepen
- Subsidieregelingen verruimen wat betreft budget en scope en het versimpelen & verkorten van procedures
- Consistentie en lange termijn zekerheid van beleid om zekerheid te bieden dit nodig is voor lange termijn investeringen
- Borgen van de overeenstemming tussen Nederlandse en EU-regelgeving

# In de beslissing om in Nederland of in het buitenland te investeren spelen met name 3 factoren een belangrijke rol

## Factoren bij de afweging tussen investeren in NL vs buitenland

### Belangrijkste factoren bij investeringsbeslissing

 <b>(Klimaat)beleid</b>	 <b>Efficiëntie productiefaciliteit</b>	 <b>Lokale marktomstandigheden</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kosten en baten gerelateerd aan (klimaat)beleid worden een steeds belangrijkere factor bij investeringsbeslissingen</li> <li>• Aangezien de deelnemende bedrijven internationaal opereren kunnen ze nationale kosten in beperkte mate doorrekenen, waardoor deze kosten de business case negatief beïnvloedt; subsidies beïnvloeden de business case juist ten positieve</li> <li>• In het speelveld van de onderzochte bedrijven bestaat momenteel vooral een groot verschil m.b.t. IKC waardoor Nyrstar en Smurfit Kappa significant meer subsidie ontvangen in het onderzochte buitenland dan in Nederland</li> <li>• Indien vrijstellingen in de energiebelasting enkel in NL vervallen kan dit het internationale speelveld verder scheef trekken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bedrijven kijken bij investeringsbeslissingen ook naar de relatieve efficiëntie van de productiefaciliteiten</li> <li>• Vooralsnog weegt het voordeel van de efficiënte productielocatie veelal op tegen eventueel strikter klimaatbeleid; zo is SKRP momenteel de meest energie-efficiënte fabriek van SK</li> <li>• Voor Nyrstar Budel geldt dan weer dat zij over een inherent minder kostenefficiënt productieproces beschikt dan de alternatieve productielocaties in FR en BE; het ontbreken van IKC komt hier bovenop</li> <li>• Vreugdenhil is nu enkel in NL actief waardoor relatieve efficiëntie ten opzichte van het buitenland vooralsnog niet aan de orde is</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Daarnaast zijn ook lokale marktomstandigheden bij een investeringsbeslissing relevant</li> <li>• Verschillende bedrijven geven aan de relatieve nabijheid van leveranciers mee te wegen (Vreugdenhil, SKRP), terwijl dit voor anderen minder van belang is (Yara, Nyrstar) omdat zij globaal inkopen</li> <li>• De nabijheid van afnemers is bij de onderzochte bedrijven minder relevant omdat ze internationaal verkopen</li> <li>• Ook de aanwezigheid van geschikt personeel is van belang, verschillende bedrijven geven aan dat een gebrek aan goedgeschoold technisch personeel verduurzaming in de weg staat (o.a. Vreugdenhil, Raffinaderijen)</li> </ul>

Bedrijf	Interessantste alternatieve productielocaties
	 <b>Texas</b>
	 <b>Texas</b>
	
	
	

# Het is onduidelijk in welke mate empirische studies naar weglekeffecten relevant zijn voor het onderzochte beleid

## Studies naar de weglekeffecten van klimaatbeleid

### ***In principe zou nationale beprijzing de kans op carbon leakage kunnen vergroten voor bedrijven die internationaal concurreren***

- Strikt nationaal klimaatbeleid zou er toe kunnen leiden dat bedrijven in plaats te verduurzamen hun productie verplaatsen naar het buitenland. Dit is met name een risico voor bedrijven die internationaal concurreren. Internationale concurrenten worden namelijk niet geconfronteerd met deze kosten waardoor de marktprijs van het eindproduct gelijk blijft. De geprijsde bedrijven kunnen in dat geval besluiten hun verkoopprijs desondanks te verhogen en marktaandeel te verliezen (waardoor productie in het buitenland toeneemt), of door kosten niet door te rekenen en in te leveren op de winst (waardoor investeren en produceren aantrekkelijker wordt in het buitenland). In beide gevallen is het aannemelijk dat productie in Nederland verminderd en in het buitenland toeneemt

### ***Empirische studies naar het effect van CO<sub>2</sub>-beprijzing op carbon leakage hebben geleid tot wisselende resultaten***

- Empirische studies naar het effect van nationale CO<sub>2</sub>-beprijzing op weglekeffect hebben wisselende uitkomsten. Zo hebben Aichele en Felbelmayr (2012) gevonden dat landen die zich bindend committeerde aan het Kyoto-protocol hun nationale CO<sub>2</sub>-emissies hebben zien teruglopen terwijl de koolstofvoetafdruk van binnenlandse consumptie en investeringen onveranderd bleef. Dezelfde auteurs vinden in 2015 dat de bindende verplichtingen van Kyoto-gecommitteerde landen hebben geleid tot een 8%-stijging van import vanuit niet-gecommitteerde landen en een toename in de emissie-intensiviteit van deze import met 3%. Studies naar carbon leakage als gevolg van EU ETS hebben daarentegen weinig significante effecten gevonden (Branger, Chevallier en Quirion 2017; Nägele en Zaklan 2019). Ook het CPB (2023) vindt voor de periode 2000 tot 2019 nauwelijks impact van directe en indirecte koolstofbeprijzing op weglekkansen, rekeninghoudend met mitigerende maatregelen

### ***Deze empirische studies onderzoeken perioden van relatief lage CO<sub>2</sub>-beprijzing en beperkte internationale prijsverschillen; het is hierdoor onduidelijk in welke mate de uitkomsten van deze studies relevant zijn voor de weglekkans als gevolg van de beoogde beleidsscenario's***

- De perioden die in deze studies werden onderzocht laten zich echter moeilijk vergelijken met de geanalyseerde situatie in de Speelveldtoets(en). Zo lag de EU ETS-prijs tot 2022 nog erg laag en werden er nog veel vrijstellingen verschaft, waardoor de impact van directe CO<sub>2</sub>-beprijzing zeer beperkt was. Zo vonden Naegele en Zaklan (2019) dat ETS-kosten tussen 2004 en 2011 minder dan 0,65% van de kostprijs uitmaakte voor 95% van de Europese maakindustrie. Bovendien betreft dit een Europese prijs, waardoor deze prijs het speelveld binnen de EU in ieder geval niet scheeftrekt. Indirecte CO<sub>2</sub>-beprijzing (m.n. energiebelasting) verschilde wel tussen landen maar kende voor de bedrijven binnen onze scope ook een relatief gelijk speelveld doordat overal in Europa vergelijkbare vrijstellingen bestaan voor de energie-intensieve industrie (zie ook pagina 9)
- De beleidspakketten (2023-2030) die in deze 'Speelveldtoets' worden onderzocht kunnen leiden tot een stuk schever speelveld dan het geval was in eerdere perioden. Denk hierbij aan de introductie van een Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing zonder grenscorrectie, het vervallen van verschillende vrijstellingen in de energiebelasting die in de rest van Europa vooralsnog veelal bestaan en het niet langer compenseren voor indirecte ETS kosten (IKC) terwijl dit in andere landen wel gebeurt. Indien andere landen niet volgen in dit klimaatbeleid, ontstaat er een veel schever speelveld qua klimaatbeleid dan voorheen. Het is hierdoor niet duidelijk in welke mate de uitkomsten van empirische studies over weglekeffecten relevant zijn voor het onderzochte beleid

Bronnen: Aichele, R. en Felbelmayr, G. (2012) 'Kyoto and the carbon footprint of nations', *Journal of Environmental Economics and Management*, 63(3): 336-354; Aichele, R. en Felbelmayr, G. (2015) Kyoto and Carbon Leakage: An Empirical Analysis of the Carbon Content of Bilateral Trade', *The Review of Economics and Statistics*, 97(1): 104-115; CPB (Trinks, A. en Hille, E.) (2023) 'Carbon costs and industrial firm performance: evidence from international microdata', *CPB discussion paper*.; Branger, F., Quirion, P. en Chevallier, J. (2017) 'Carbon Leakage and Competitiveness of Cement and Steel Industries Under the EU ETS: Much Ado About Nothing', *The Energy Journal*, 37(3). Naegele, H. en Zaklan, A. (2019) 'Does the EU ETS cause carbon leakage in European manufacturing?' *Journal of Environmental Economics and Management*, (93): 125-147.

# De Speelveldtoetsen laten zien dat een balans tussen *sticks* en *carrots* vereist is om de industrie in NL te verduurzamen

## Synthese met voorgaande Speelveldtoetsen ('19, '20 en '22)

- Dit rapport ('Speelveldtoets 2023') is de vijfde keer dat PwC/Strategy& de Speelveldtoets uitvoert voor het ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Waar de eerste studie voornamelijk de impact van de introductie van een nationale CO<sub>2</sub>-heffing onderzocht, is de scope over de jaren steeds breder geworden waarbij ook naar andere maatregelen is gekeken in een internationale context (EB-vrijstellingen, beschikbare subsidies, waterstofinstrumenten, etc.)
- De Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing blijft een uniek beleidsinstrument – geen ander Europees land hanteert een nationale CO<sub>2</sub>-prijs die van toepassing is op bedrijven die onder EU ETS vallen; indien de heffingsprijs de ETS-prijs overstijgt kan dit leiden tot een scheef internationaal speelveld en zou het de Nederlandse concurrentiepositie kunnen schaden. Op dit moment valt de impact van de heffing op het internationale speelveld mee aangezien de huidige ETS-prijs boven de heffingsprijs ligt
- Naast de Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing is het Nederlandse klimaatbeleid voor de onderzochte bedrijven momenteel veelal strenger dan het onderzochte buitenland, zo liggen de energiebelastingkosten vaak iets hoger en wordt er geen compensatie meer uitgekeerd voor indirecte ETS-kosten. Bij het geagendeerde beleid zou dit verschil verder kunnen toenemen door het afschaffen van energiebelastingvrijstellingen en een aanscherping van het CO<sub>2</sub>-heffingstarief
- Het potentiële beleid, namelijk verdere aanscherping van de CO<sub>2</sub>-heffing, verdere aanpassingen in de energiebelasting en de introductie van de RFNBO-afnameverplichting en raffinageroute, zou het speelveld voor sommige bedrijven fundamenteel wijzigen en daarmee leiden tot sterk verhoogd weglekrisico
- Tegelijkertijd heeft Nederland een ruim subsidieinstrumentarium waardoor bedrijven financiële ondersteuning kunnen ontvangen om tijdig te verduurzamen. Ook is er beleid gericht op het creëren van de juiste randvoorwaarden voor verduurzaming. Met deze combinatie worden weglekrisico's gedeeltelijk gemitigeerd maar niet voor alle bedrijven geheel weggenomen. Effectief klimaatbeleid met behoud van industrie in Nederland vraagt om de juiste balans tussen sticks en carrots

### Speelveldtoets 2019a



[\(Link\)](#)

### Speelveldtoets 2019b



[\(Link\)](#)

### Speelveldtoets 2020



[\(Link\)](#)

### Speelveldtoets 2022



[\(Link\)](#)

# 2

Aanpak

---



# In 6 stappen analyseren we of wijzigingen in het klimaatbeleid mogelijk kunnen leiden tot weglek van industrie

## Onderzoeksvragen en afbakening project



# We vergelijken van 7 landen de energie- en CO<sub>2</sub>-belasting, subsidies en de relatieve impact van stijgende energieprijzen

## 1 Internationale vergelijking



# Voor de 5 deelnemende bedrijven berekenen we de verwachte EBITDA-impact van de beleidsaanpassingen t/m 2030

## 2 Directe impact op winst en verlies

### Bedrijven



### Impactanalyse van de beleidsmaatregelen op de EBITDA<sup>1</sup>

- De EBITDA in jaar  $t$  berekenen we voor de periode 2023 – 2030 per bedrijf d.m.v. de volgende formule:

$$EBITDA_t = EBITDA_{basecase} - ETS_t - Indirecte ETS_t - NL'se heffing_t - Energiebelasting_t - Impact investeringen_t$$

- Als startpunt van de analyse hanteren we een basecase EBITDA, welke gelijk staat aan het 10-jarig historisch gemiddelde gecorrigeerd voor inflatie en alle factoren die we in de verdere analyse variëren; we tellen hier bijvoorbeeld de gemaakte ETS- en EB-kosten bij op om die er vervolgens per jaar ( $t$ ) van af te trekken
- De NL'se en Europese kosten vermenigvuldigen we met een doorgiftepercentage om tot de EBITDA-impact te komen, we baseren deze doorgifteaanname op een analyse van de up- en downstream markten waarop het bedrijf actief is (zie volgende pagina)
- Voor het berekenen van de toekomstige energiebelastings- en CO<sub>2</sub>-kosten gebruiken we wederom het 10-jarig historisch gemiddelde wat betreft productie, CO<sub>2</sub>-uitstoot en energieverbruik
- De gehanteerde basecase EBITDA wordt gebruikt om ceteris paribus de impact van klimaatbeleid te bepalen, en is geen middel om toekomstige winstgevendheid in te schatten omdat we geen rekening houden met bijvoorbeeld verwachting t.a.v. productieontwikkeling, marktomstandigheden of fluctuaties in grondstofprijzen en energieprijzen
- Wél variëren we het energieverbruik en de uitstootcijfers indien verduurzamingsopties (vrijwel) zeker zullen worden doorgevoerd<sup>2</sup>. De impact van deze investering nemen we op de volgende manieren mee: i) verlaagde CO<sub>2</sub>-emissies (en -kosten); ii) verandering in energieverbruik en daardoor in energiebelastingen en inkoopkosten van energie (waarvoor we de historisch gemiddelde prijs gebruiken); iii) verandering in operationele kosten buiten energie (bijv. transport bij CCS); iv) evt. ontvangen subsidies (SDE++)
- Vanwege de simplistische aannames in het model wat betreft grondstof- en energieprijzen leiden sommige verduurzamingsinvesteringen tot een lagere EBITDA, terwijl de investering in dit geval niet realistisch is
- De impact hiervan op onze analyse van geagendeerd en potentieel beleid t.o.v. huidig beleid is enigszins beperkt omdat de impact van beleidsaanpassingen relatief beperkt wordt beïnvloed door het startpunt van de (iets) hogere of lagere EBITDA

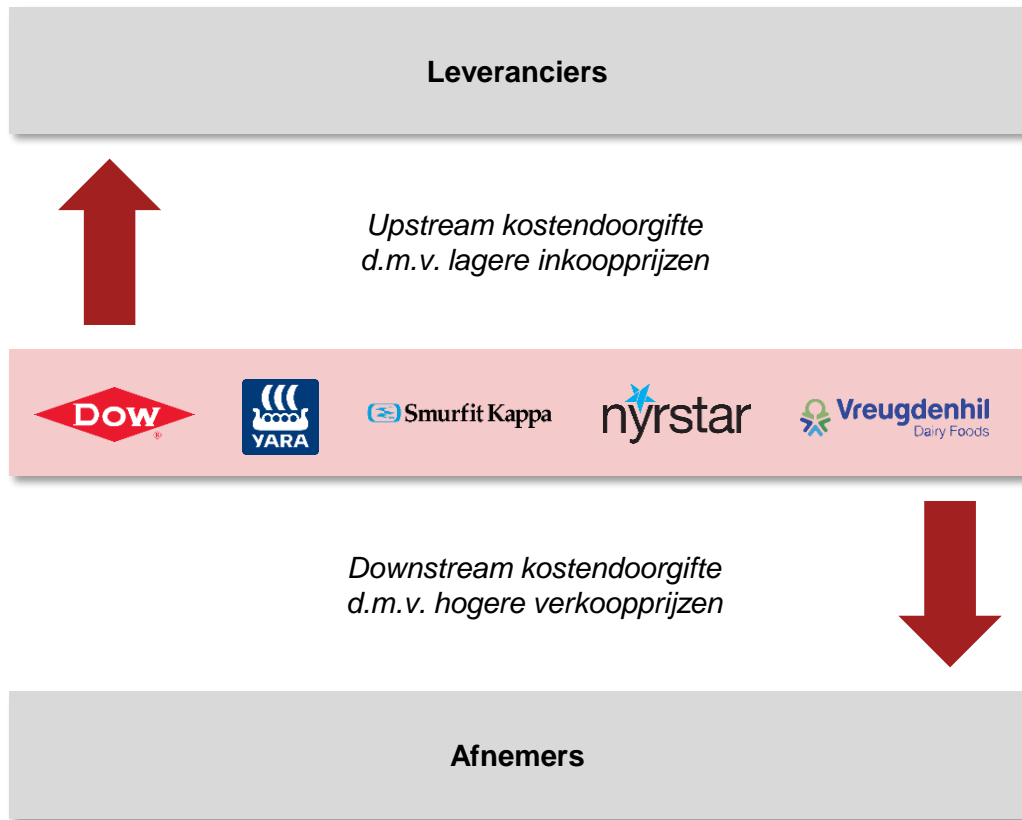
1) In onze analyse gebruiken wij de EBITDA als een proxy voor het cash generend vermogen van het bedrijf. Er moet bedacht worden dat de EBITDA toereikend moet zijn om o.a. vermogens-verstrekkers te vergoeden (rente of een redelijk rendement) en om benodigde vervangingsinvesteringen te kunnen doen. Het punt dat investeren in een business case niet meer economisch aantrekkelijk is ligt dan ook (ver) boven een EBITDA van nul; 2) Welke verduurzamingsopties zijn meegenomen in de analyse is besloten in samenspraak met de bedrijven, zie in de casestudie om welke verduurzamingsopties dit precies gaat



# Per casestudie analyseren we de mogelijkheid tot kosten- doorgifte, zowel upstream als downstream in de waardeketen

## ③ Mogelijkheid van kostendoorgifte

### Upstream en downstream doorgiftemogelijkheid



### Toelichting

- Eén manier voor bedrijven om de impact van klimaatbeleid te mitigeren is door deze kosten door te rekenen aan leveranciers (*upstream*) door lagere prijzen te bedingen of aan afnemers (*downstream*) door hogere verkoopprijzen te rekenen
- De mate waarin kosten worden doorgegeven is afhankelijk van de markten waarin het betreffende bedrijf actief is en over welke marktmacht het bedrijf beschikt
- We kijken hiervoor o.a. naar de volgende componenten:
  - De geografische marktafbakening van de grondstoffen en eindproducten
  - De marktaandelen van het bedrijf op deze markten
  - De aanwezigheid van afhankelijkheid tussen verkoper en inkoper
  - De mogelijkheid om zelf prijzen te zetten
- We analyseren deze componenten o.a. door middel van: i) fusiebesluiten van de EC; ii) import/exportcijfers van de producten; iii) academische literatuur; iv) carbon leakage lijst van de EC; v) interviews met de bedrijven
- Naast dat deze analyse inzicht biedt in het handelingsperspectief van de bedrijven, dient het ook om als input voor de EBITDA-analyse (zie vorige pagina); we hanteren hierbij in alle cases een doorgiftemogelijkheid van 50% voor EU ETS en 0% van Nederlandse kosten (e.g. EB, NL'se heffing) omdat andere percentages arbitrair zouden zijn zonder grondige (kwantitatieve) studie
- Aangezien de daadwerkelijke doorgiftemogelijkheid lastig te vangen valt in een percentage, en hierover verschillende meningen, voeren we sensitiviteitsanalyses uit met variërende doorgiftepercentages (te vinden in de appendix)

# We brengen de verduurzamingsopties van de 5 bedrijven in kaart; zekere investeringen nemen we mee in EBITDA-analyse

## 4 Implementatie van verduurzamingsopties

### Analyse verduurzamingsopties



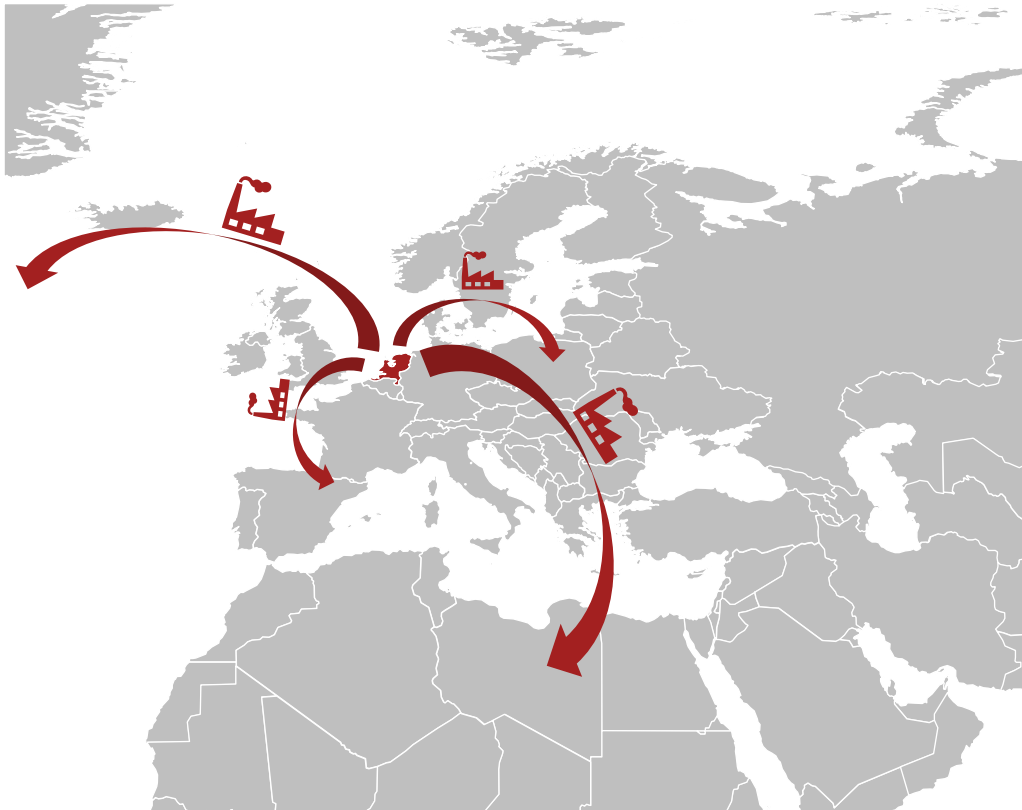
### Toelichting

- Naast doorgifte van kosten kunnen bedrijven de impact van klimaatbeleid ook mitigeren door het productieproces te verduurzamen, waardoor er minder hoeft te worden betaald aan energiebelastingen en CO<sub>2</sub>-kosten
- Per casestudie brengen we in kaart wat de voornaamste verduurzamingsopties zijn tot 2030, hoe deze het energieverbruik en CO<sub>2</sub>-uitstoot beïnvloeden en aan welke randvoorwaarden moet worden voldaan om deze te implementeren
- Verduurzamingsinvesteringen waarvan de uitvoering zeker is nemen we mee in de EBITDA analyse (pagina 24), zodat we voorkomen dat we de impact van klimaatbeleid berekenen over te hoge verbruiks- en/of emissiecijfers

# We analyseren per case de mogelijkheid tot productieafschaling in NL en de belangrijkste overwegingen hierbij

## 5 Strategische alternatieven (exit) (1/2)

### Mogelijkheid op industriële weglek uit Nederland



### Toelichting

- Per bedrijf analyseren we wat de strategische alternatieven zijn naast het doorgeven van kosten of de verduurzaming van het productieproces, met name of een verplaatsing van productie naar buiten Nederland tot de mogelijkheden behoort en zo ja, welke manier
- Belangrijk is om te vermelden dat verplaatsing van productie voor de meeste bedrijven een geleidelijk proces betreft, waarbij niet van één op de andere dag de productie wordt stilgelegd maar doordat de voorkeur om te investeren in een alternatieve locatie leidt tot geleidelijke productieafschaling in Nederland
- We identificeren per bedrijf de locaties waartoe verplaatsing het meest waarschijnlijk is en de factoren die bij een dergelijke beslissing de belangrijkste rol spelen (bijv. ondernemingsklimaat, arbeidskosten, afstand tot afnemers, etc.); ook de rol van CBAM wordt hierin meegewogen
- Daarnaast rekenen we voor het meest aantrekkelijke land uit wat de klimaatbeleid gerelateerde kosten zouden zijn indien het bedrijf met dezelfde uitstoot-, productie- en energieverbruik in dat land zou produceren
- We doen deze berekening op basis van onze internationale analyse van klimaatbeleid in hoofdstuk 4

# Tot slot analyseren we de implicaties van een volledige productiestop aan de hand van 5 type exit kosten

## 5 Strategische alternatieven (exit) (2/2)

### 5 verschillende type exit kosten met voorbeelden

<u>Exit kosten</u>	<u>Voorbeelden</u>
<b>1 Arbeidsgerelateerde kosten</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- De kosten als gevolg van het verminderen van de hoeveelheid personeel (e.g. transitievergoeding, juridische kosten)</li><li>- Het verlies van moeilijk te vervangen werknemers (e.g. experts) of het gebrek aan kennis op alternatieve locaties</li></ul>
<b>2 Regelgeving gerelateerd</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Hoge kosten door wettelijke verplichtingen voor het “opruimen” van een productiefaciliteit (e.g. bodemreiniging, lastig te verkopen assets)</li><li>- Het vervallen van financiële stimulansen (e.g. subsidies, vrijstellingen)</li></ul>
<b>3 Lange termijn contracten</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Lange termijn contr. obligaties t.o.v. leveranciers (e.g. min. afname)</li><li>- Lange termijn contr. obligaties t.o.v. klanten (e.g. min. productie)</li><li>- Lange termijn contracten voor het gebruik van bepaalde assets</li><li>- Lange termijn overeenkomsten met andere partijen (e.g. investeerders)</li></ul>
<b>4 Verzonken kosten</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Investerings in assets die worden afgeschreven bij vertrek door bijv. moeilijk te verkopen assets vanwege een gespecialiseerde toepassing</li><li>- Het verliezen van een (lokaal) opgebouwd klantenbestand bij vertrek (e.g. marketing kosten, verlies opgebouwde klantenrelaties)</li></ul>
<b>5 Overige kosten</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Management/aandeelhouder overwegingen (e.g. lokale betrokkenheid, verlies marktaandeel)</li><li>- First mover disavantage; verlies van marktaandeel in de markt</li><li>- Gebrek aan voldoende aantrekkelijke alternatieve locaties</li></ul>

### Omschrijving

- Bij hoge EBITDA-impact van klimaatbeleid zien wij 4 opties voor bedrijven om hier mee om te gaan:
  1. Onveranderd door blijven produceren
  2. Verminderen van de productie
  3. Verduurzamen van de productie
  4. Volledige productiestop
- We analyseren per casestudie de financiële implicaties van een volledige productiestop aan de hand van 5 typen exit kosten (zie links)
- Daarnaast analyseren we de relatieve aantrekkelijkheid van (flinke) productie-vermindering: kan dit op kostenefficiënte wijze gebeuren?
- Deze analyse biedt inzichten in de relatieve aantrekkelijkheid van een volledige productiestop t.o.v. de alternatieven

# 3

## Beleidsmaatregelen

---



# In deze Speelveldtoets analyseren we 2 beleidsscenario's ten opzichte van huidig beleid: geagendeerd en potentieel beleid

## Overzicht beleidsmaatregelen

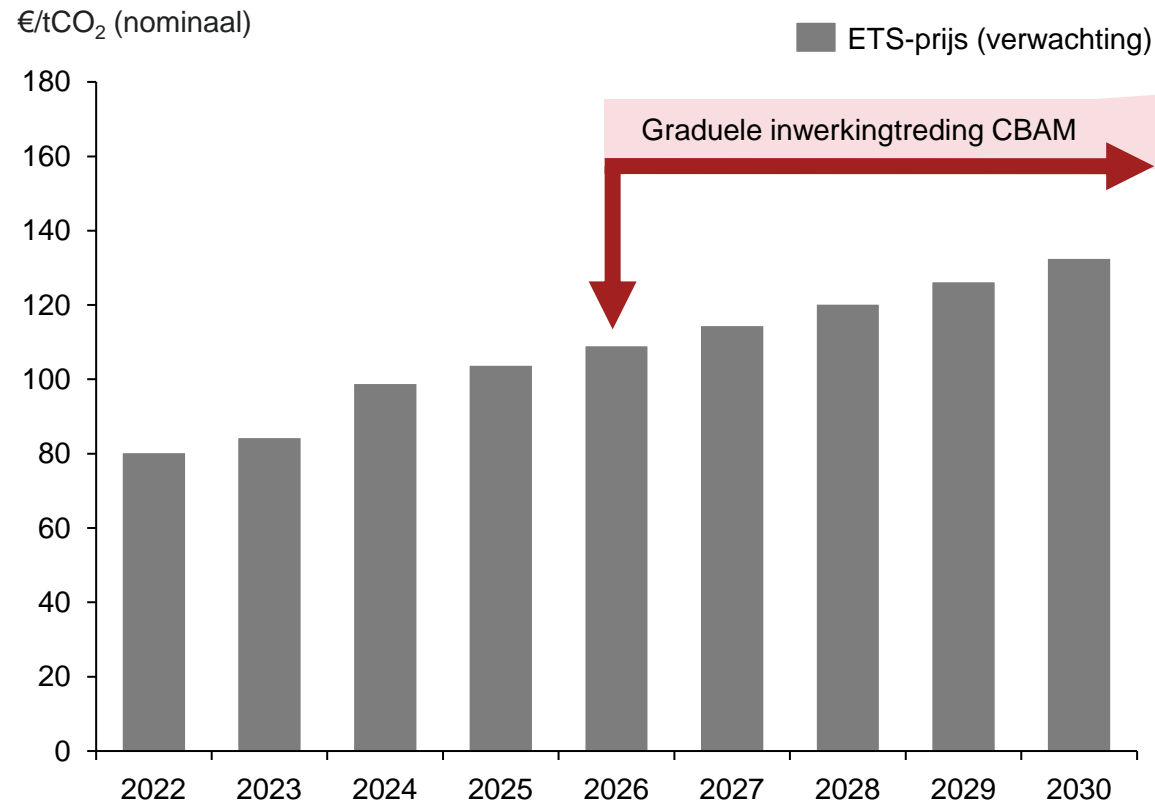
Beleidsmaatregel		Huidig beleid: Huidig kabinetsbeleid	Geagendeerd beleid: Aangekondigd voorgenomen kabinetsbeleid	Potentieel beleid <sup>1</sup> : Opties die in de toekomst voorgenomen kabinetsbeleid kunnen worden
Kwantitatief	1 EU ETS	Fase 4 ETS Invoering CBAM	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>
	2 CO <sub>2</sub> -heffing	Tarief van €137/t CO <sub>2</sub> in 2030 Geen verandering in reductiefactor	Tarief van €175/t CO <sub>2</sub> in 2030 Geen verandering in de reductiefactor	<u>IBO</u> : tarief van €250/t CO <sub>2</sub> in 2030, nieuwe reductiefactor 'centrale pakket' en 'variant A'
	3 Energiebelasting	Huidige tarieven t/m 2030 en huidige vrijstellingen	Afschaffing van metallurgische, mineralogische en WKK-vrijstelling in 2025	<u>IBO</u> : Paden 'centrale pakket' en 'variant A' en afsch. vrijstelling niet-energetisch gebruik gas
	4 SDE++	Openstelling met budget van €8mld (met de invoering van "hekjes")	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>
Kwalitatief	5 Minimumprijs CO <sub>2</sub>	Oplopende prijs van €16,40 in 2023 tot €31,90/t CO <sub>2</sub> in 2030	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>
	6 RFNBO-Afnameverplichting	<i>Geen afnameverplichting</i>	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>	Afnameverplichting treed in werking vanaf '26
	7 Raffinageroute	<i>Geen raffinageroute</i>	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>	Openstelling raffinageroute van 2025 t/m 2030
	8 NIKI	<i>Geen NIKI</i>	NIKI opstelling van 2024 t/m 2030	NIKI opstelling van 2024 t/m 2030
	9 Maatwerkafspraken	Afspraken met de top 10-20 uitstoters	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>	<i>Geen verandering t.o.v. huidig beleid</i>

1) Bij potentieel beleid onderzoeken we 2 beleidspakketten uit het Interdepartementaal Beleidsonderzoek Klimaat. Dit komt niet 1-op-1 overeen met het recent aangekondigde klimaatplan van het kabinet.

# In alle drie de beleidscenario's gaan we uit van de inwerking-treding van CBAM; van de cases treft dit enkel Yara's product

## 1 Beleidsmaatregel: EU ETS

### ETS-prijsprojectie (KEV 2022)<sup>1</sup>



### Inwerking treding CBAM 2026 – 2034

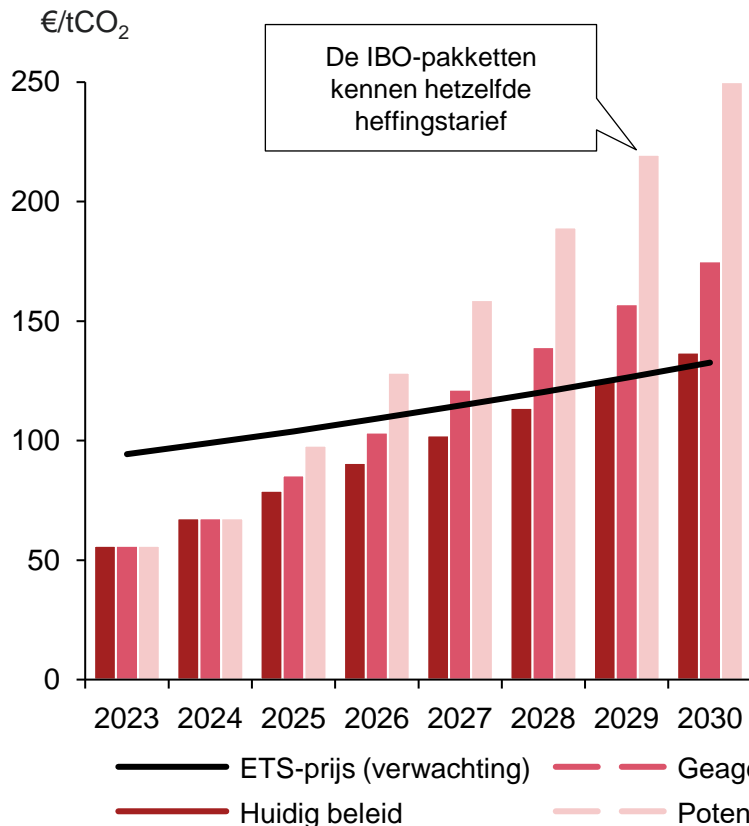
- EU ETS zorgt ervoor dat Europese industriële producenten een prijs betalen voor hun CO<sub>2</sub>-uitstoot
- Aangezien een deel van de industrie wereldwijd concurreert en niet-Europese concurrenten geen ETS betalen, zou deze beprijzing kunnen leiden tot *carbon leakage* – waarbij bedrijven besluiten hun productie te verplaatsen naar buiten Europa in plaats van te verduurzamen
- Om dit risico te verkleinen krijgen bedrijven met een hoog weglekrisico momenteel vrijstellingen maar zal dit vanaf 2026 geleidelijk worden vervangen door het zogenaamde *Cross Border Adjustment Mechanism* (CBAM)
- CBAM zal fungeren als CO<sub>2</sub>-grensbeprijzing waarbij niet-Europese producenten alsnog de ETS-prijs dienen te betalen over de CO<sub>2</sub>-uitstoot gerelateerd aan de producten die ze binnen de EU verkopen
- Zo kan CBAM zorgen voor een gelijk speelveld qua CO<sub>2</sub>-kosten tussen de Europese en niet-Europese industrie binnen de Europese markt
- CBAM zal in eerste instantie geleidelijk inwerking treden voor de producten cement, staal, aluminium, kunstmest, elektriciteit en waterstof
- Ook zal CBAM eerst enkel corrigeren voor scope 1 emissies, waardoor het de doorgiftemogelijkheid van indirecte ETS-kosten niet verhoogd (ETS-kosten van elektriciteitsproducenten doorgerekend in de elektriciteitsprijs)
- Aangezien van de casestudies enkel Yara<sup>2</sup> (kunstmest) één van deze producten produceert, zal CBAM enkel voor hen leiden tot een verhoogde kostendoorgifte en vermindering van vrijstellingen

1) Klimaat- en Energieverkenning 2022 in 2023 prijzen (€); 2) Nyrstar ontvangt een klein aantal vrijstellingen voor de productie van waterstof, in de berekeningen zullen ook deze vrijstellingen worden afgebouwd n.a.v. CBAM

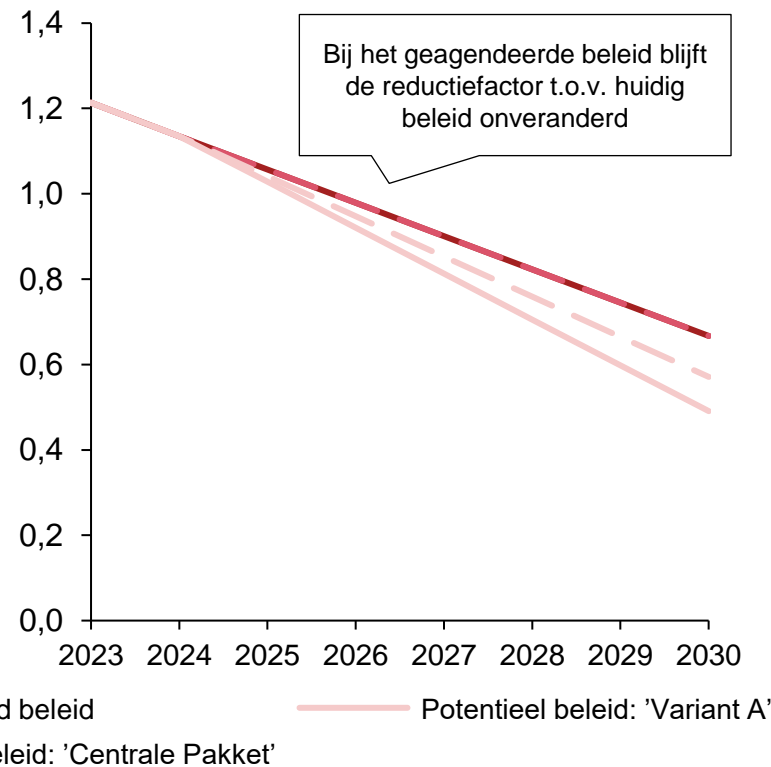
# De Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffingsprijs loopt in de drie scenario's op tot €137, €175 en €250/tCO<sub>2</sub> in 2030

## 2 Beleidsmaatregel: Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing

Gehanteerde CO<sub>2</sub>-heffingsprijzen<sup>1</sup>



Gehanteerde reductiefactoren



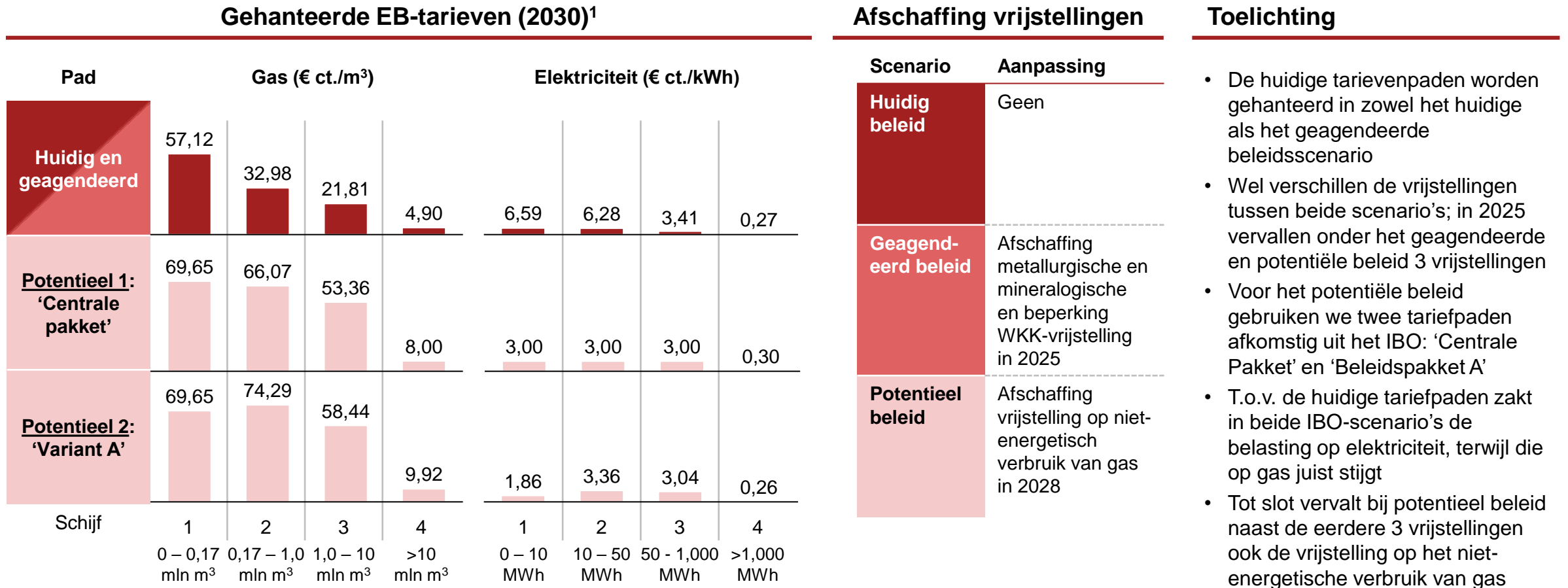
Toelichting

- De Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing fungeert als bodemprijs voor het EU ETS; indien de EU ETS-prijs boven het heffingsstarief valt hoeven ETS-bedrijven geen heffing te betalen
- In de 3 scenario's verschilt het moment waarop het heffingsstarief de verwachte EU ETS-prijs overstijgt; bij het huidige beleid is dit in 2030, bij het geagendeerde beleid in 2027 en bij het potentiële beleid (IBO) in 2026
- Ook verschilt de mate waarin de EU ETS-prijs wordt overschreden sterk; de totale heffingskosten zijn daardoor in het potentiële beleid veel groter dan in het huidige beleid
- Daarnaast zal bij het potentiële beleid ook de reductiefactor sneller worden afgebouwd, waardoor bedrijven minder dispensatierechten zullen ontvangen; bij het geagendeerde beleid blijft deze factor onveranderd
- Bij een overschot aan dispensatierechten kunnen deze worden verkocht; aangezien er nog veel onduidelijk is over de marktprijs hebben we deze impact niet kwantitatief gemodelleerd



# Daarnaast hanteren we drie verschillende EB-tariefpaden en vervallen er in verschillende mate industriële vrijstellingen

## 3 Beleidsmaatregel: Energiebelasting (EB)



# De SDE++ is het primaire subsidieinstrument voor de industrie; mogelijk komt hier binnenkort de NIKI bij

## 4 8 Beleidsmaatregelen: SDE++ en NIKI

### Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++)

Budget beschikbaar: €8mld (2023)

- De SDE++ is het primaire instrument om onrendabele toppen bij bewezen verduurzamingstechnieken te dekken en beschikt over veruit het grootste budget van de NL'se subsidies die beschikbaar zijn voor verduurzaming van de industrie
- De subsidie werkt met gefaseerde openstelling, waardoor projecten met een lage subsidieintensiteit, gemeten in kosten per vermeden ton CO<sub>2</sub>, als eerste in aanmerking komen voor subsidie
- Daarnaast wordt voor elke technologie (categorie) een maximaal subsidiebedrag berekend: het basisbedrag; op deze manier wordt oversubsidiëring voorkomen
- Om te garanderen dat bepaalde reductieopties niet stelselmatig achter het net vissen zullen er 'hekjes' worden geïntroduceerd (ter goedkeuring voorgelegd aan de EC) waarbij een deel van het budget wordt gereserveerd voor een specifieke technologie (bijv. CCS of groene waterstof)<sup>1</sup>
- Binnen dit hekje wordt vervolgens alsnog gebruikt gemaakt van gefaseerde openstelling om de meest kostenefficiënte verduurzamingsprojecten als eerste te subsidiëren

### Nationale Investeringsregeling Klimaatprojecten Industrie (NIKI)

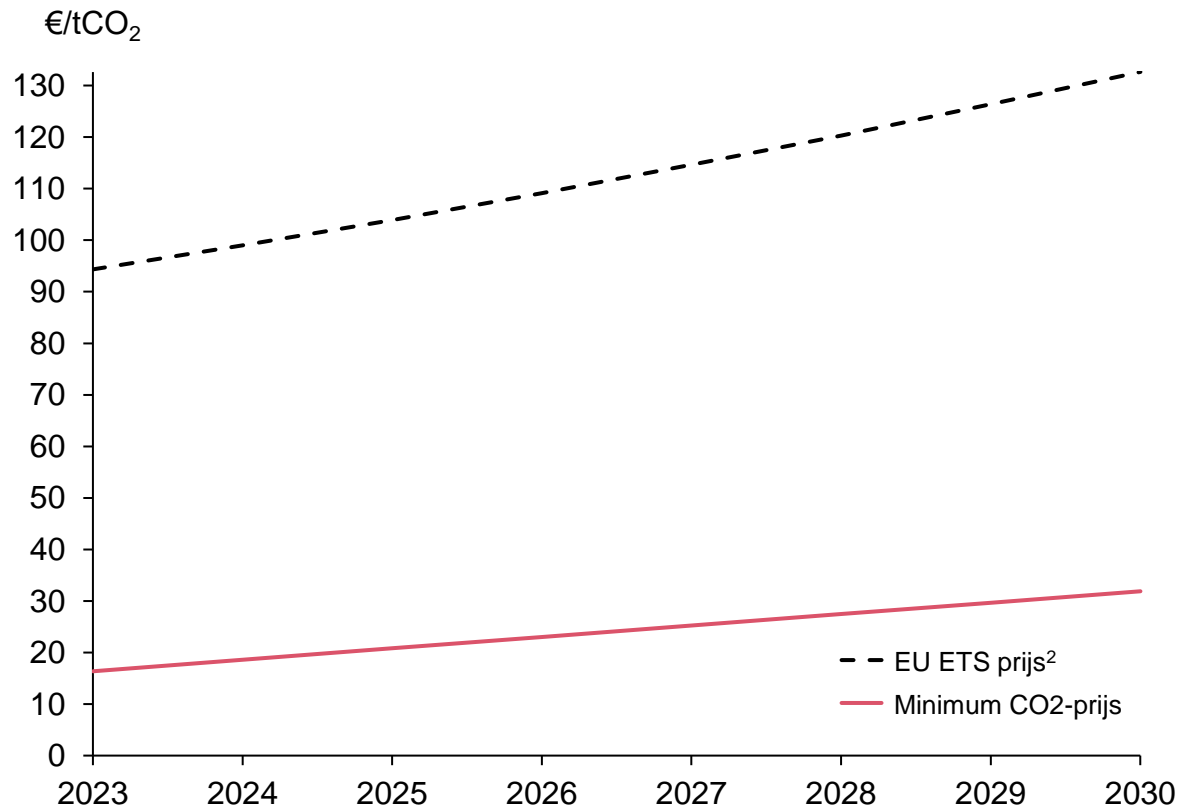
Budget beschikbaar: €250mln (2023)

- Het huidige subsidieinstrumentarium is volgens EZK ontoereikend in het ondersteunen van grootschalige vernieuwende verduurzamingsprojecten omdat deze enkel beschikbaar zijn voor bewezen verduurzamingstechnieken (SDE++, VEKI), het budget ontoereikend is (DEI+) of omdat de winkans te laag is (EU Innovation Fund)
- De NIKI zal dienen als aanvulling op dit instrumentarium, met als doel om financiële steun te verlenen (OPEX, CAPEX of een combinatie) aan grootschalige opschalingsprojecten voor de industrie en voor bewezen verduurzamingsinvesteringen met een onrendabele top die niet door het bestaande subsidieinstrumentarium worden ondersteund
- Dankzij de financiële ondersteuning kan de verdere opschaling van de technologieën van demonstratie naar commerciële schaal worden versneld, waardoor kostprijsreducties kunnen ontstaan wat vervolgens kan leiden tot een kosteneffectieve uitrol van deze nieuwe technologieën
- De NIKI is beschikbaar voor energie-efficiëntieprojecten, elektrificatie, DAC (direct air capture), CCU (carbon capture and utilization), synthetische brandstofproductie, waterstof, chemische recycling en biologische productie
- Aanvragen worden beoordeeld op kosten en prestaties, waarbij net als bij SDE++ projecten worden gerangschikt naar kosten per vermeden ton CO<sub>2</sub>

# Aangezien de minimumprijs CO<sub>2</sub> naar verwachting ver onder de ETS-prijs blijft liggen heeft deze momenteel geen impact

## 5 Beleidsmaatregel: Minimum CO<sub>2</sub>-prijs

### Ontwikkeling minimumprijs CO<sub>2</sub> en verwachte EU ETS-prijs



### Toelichting

- Per 1 januari 2023 geldt er een minimum CO<sub>2</sub>-prijs voor de industrie om lange termijn zekerheid te bieden over de toekomstige CO<sub>2</sub>-prijs
- Dit bodemtarief dient om lange termijn verduurzamingsinvesteringen te stimuleren
- De al langer bestaande minimum CO<sub>2</sub>-prijs voor elektriciteitsopwekkers geldt sinds 2023 ook voor de industrie en zal lineair oplopen van €16,40 in 2023 tot €31,90 in 2030<sup>1</sup>
- Aangezien deze prijs veel lager is dan de verwachte EU ETS-prijs wordt er niet op extra kosten gerekend
- Dit jaar zal de minimum CO<sub>2</sub>-prijs worden geëvalueerd waarna deze mogelijk per 2024 zal worden verhoogd<sup>1</sup>

# Het NL'se voorstel is om een RFNBO<sup>1</sup>-afnameverplichting voor waterstofgebruik in te voeren om de RED III-doelen te halen

## 6 Beleidsmaatregel: RFNBO-afnameverplichting

### Verplichting gebruik groene waterstof per 2026

#### Opties waterstof

Huidige situatie:  
Grijze waterstof

Nieuwe situatie:  
Hernieuwbare  
waterstof uit eigen  
productie

Nieuwe situatie:  
Hernieuwbare  
waterstof  
derden (incl. import)

#### Input

Grijze waterstof

Hernieuwbare waterstof

Hernieuwbare  
waterstof

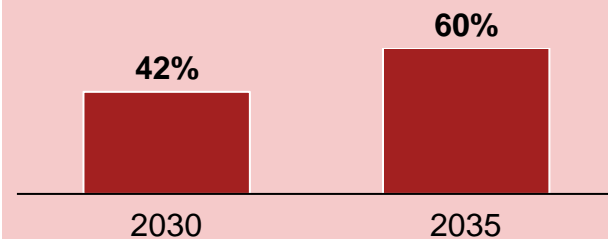
#### Gebruik van waterstof in industrie

- Productie van andere energiedragers, bijvoorbeeld ammoniak en methanol
- Genereren van proceswarmte en/of elektriciteit

X%

#### Doel hernieuwbare waterstof RED III (X%)

In % t.o.v. totaal gebruik waterstof



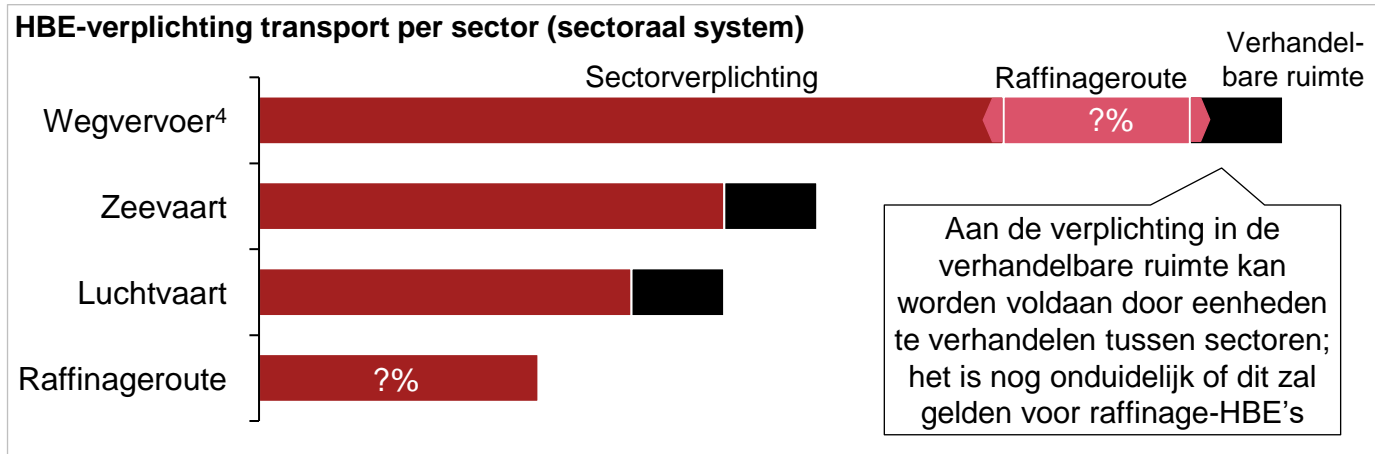
- Dit doel kan via twee kanalen worden behaald:
  1. Een afnameverplichting voor industriële waterstofverbruikers, onder druk van een financiële sanctie (stick)
  2. Industriële verbruikers van waterstof subsidiëren om RFNBO's toe te passen (carrot)
- Het is vooralsnog onduidelijk welk deel van het RED III doel zal worden ingevuld met de stick en welke met de carrot<sup>3</sup>

### Toelichting

- Het voorstel is om vanaf 2026 een RFNBO-afnameverplichting voor de industrie in te voeren ter (gedeeltelijke) invulling v/h Europese Art. 22 RED III<sup>2</sup>
- De afnameverplichting geldt voor de gehele industrie (m.u.v. raffinage) vanaf 100 ton/jaar waterstofverbruik. Dit komt neer op ca. 50 bedrijven en 99,5% van het totale relevante industriële waterstofverbruik in NL
- Om aan de verplichting te voldoen moeten bedrijven Hernieuwbare Waterstofeenheden Industrie (HWI) inleveren; HWI's kunnen worden gecreëerd door zelf RFNBO's te gebruiken of door HWI's van een andere partij in te kopen die ofwel HWI's over heeft bovenop haar verplichting, ofwel HWI's heeft gecreëerd zonder dat zij zelf een verplichting heeft om aan te voldoen
- In de beginjaren zal enige flexibiliteit worden ingebouwd: bedrijven mogen tekorten in daaropvolgende jaren compenseren en overschotten sparen om in de opeenvolgende jaren in te zetten
- De exacte invulling van de RFNBO-afnameverplichting is nog onbekend en zal nog nader worden ingevuld o.a. o.b.v. de beschikbare RFNBO-productiecapaciteit

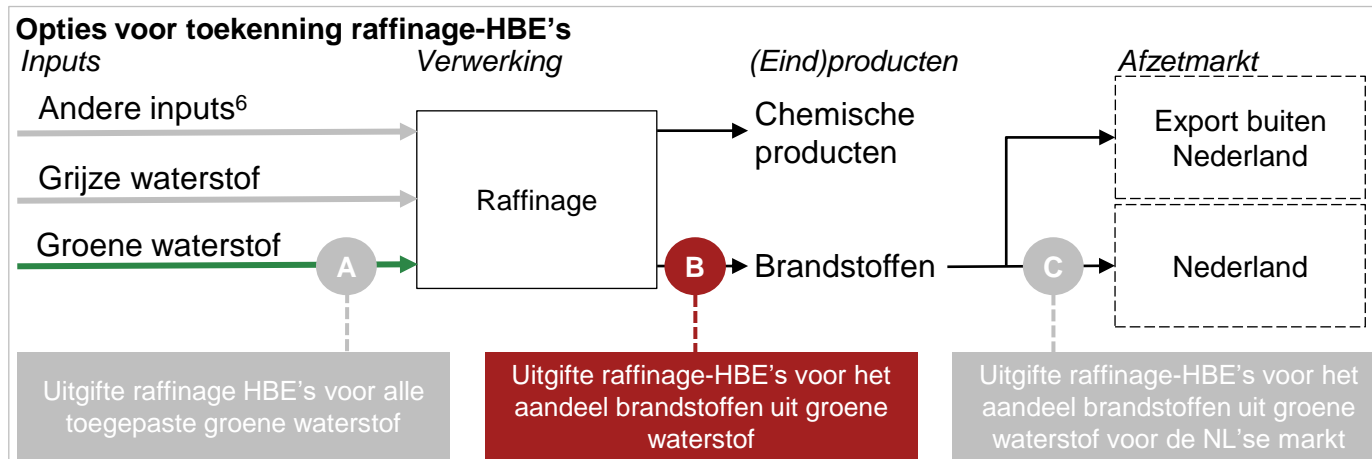
# De raffinageroute introduceert een HBE-verplichting voor raff. aan welke zij moeten door het gebruik van groene H<sub>2</sub>

## 7 Beleidsmaatregel: Raffinageroute



## Toelichting

- De NL'se invulling van de RED<sup>2</sup> II heeft geleid tot het HBE-systeem, waarbij brandstofleveranciers aan een verplicht aantal HBE's dienen te voldoen door hernieuwbare brandstoffen te leveren aan de NL'se markt of door HBE's over te kopen van andere partijen
- Ter invulling van RED III zal het HBE-systeem overgaan op een sectoraal systeem waarbij wegvervoer, zeevaart en luchtvaart aparte verplichtingen hebben; tevens wordt de raffinageroute ingevoerd<sup>3</sup>
- Per 2025 zal de raffinageroute de mogelijkheid bieden om HBE's te vergaren door groene waterstof toe te passen in het raffinageproces
- Er zal een aparte HBE-verplichting komen voor raffinaderijen
- Naast deze verplichting zullen deze raffinage-HBE's kunnen worden verkocht aan brandstofleveranciers binnen de sector wegvervoer<sup>4</sup>; Er is een maximaal aantal raffinage-HBE's dat gebruikt kan worden om te voldoen aan de sectorverplichting wegvervoer, hierdoor wordt voorkomen dat deze volledig wordt ingevuld met raffinage-HBE's
- Het is nog onbekend of raffinage-HBE's zullen behoren tot de verhandelbare ruimte, waardoor deze ook met de andere transportsectoren zouden kunnen worden verhandeld
- De hoeveelheid raffinage-HBE's toegekend is afhankelijk van het inboekpunt, hiervoor zijn drie opties: punt A, B en C. Vooral nog wordt er verwacht dat raffinage-HBE's toegekend zullen worden bij punt B (dit wordt bepaald door de EC)



1) Hernieuwbare Brandstof Eenheden: 1 HBE komt overeen met 1 GJ aan hernieuwbare energie 2) Renewable Energy Directive: een EU framework voor de promotie van hernieuwbare energiebronnen 3) Denkrichtingen raffinageroute (aangevuld), 2023-03 4) incl. binnenvaart en mobiele machines 6) Chemicaliën, katalysatoren, olie, gas en aardgas

# Maatwerkafspraken dienen als doel om de verduurzaming van de 10 tot 20 grootste industriële uitstoters te versnellen

## 9 Beleidsmaatregel: Maatwerkafspraken

### Proces maatwerkafspraken



### Algemene informatie

- In het coalitieakkoord is voorgenomen maatwerkafspraken overeen te komen met de 20 grootste industriële uitstoters in Nederland om deze te helpen een additionele CO<sub>2</sub>-reductie te realiseren
- Wederkerigheid is belangrijk bij de maatwerkafspraken, zo faciliteert de overheid bijvoorbeeld de energie infrastructuur en doen bedrijven toezeggingen m.b.t. bijvoorbeeld lange termijn investeringen in NL
- Om tot maatwerkafspraken te komen moet een bedrijf een ambitieus plan hebben om additionele CO<sub>2</sub>-reductie te realiseren bovenop het wettelijk bepaalde doel en een visie hebben op lange termijn verduurzaming voor een bovenwettelijke CO<sub>2</sub>-reductie na 2050
- De overheid kan hierbij de verduurzaming ondersteunen door o.a. financiering en vergunningen te verlenen en energieinfrastructuur te faciliteren
- Het doel voor alle bedrijven gezamenlijk is om een bovenwettelijke CO<sub>2</sub>-reductie van 1-1,9 Mton in 2030 te realiseren d.m.v. maatwerkafspraken<sup>1</sup>
- Inmiddels zijn er expressions of principles (EOP) getekend met Tata Steel, Dow, Shell, Nobian en OCI waarin plannen zijn uitgewerkt voor een bovenwettelijke CO<sub>2</sub>-reductie
- Binnen de scope van deze studie zijn maatwerkafspraken van toepassing op Yara, Dow en enkele raffinaderijen










# 4

## Internationale vergelijking

---

# Elektriciteit: Ondanks uiteenlopende belastingtarieven tussen landen zorgen vrijstellingen voor een relatief gelijk speelveld

Internationale vergelijking: Huidige belasting op elektriciteit incl. heffingen (per 05-23)

Land	Belasting excl. alle vrijstellingen (€ct/kWh) <sup>1</sup>		Vrijstellingen (max. % korting t.o.v. max. tarief)				
			Mineralogisch	Metallurgisch	Output WKK <sup>5</sup>	Energie intensiteit	Overig
	Groot.	0,17	n.v.t.	100% <sup>NL1</sup>	100%	n.v.t.	n.v.t.
	MKB	0,89					
	Groot.	0,56	89%	89%	89%	n.v.t.	2%
	MKB	0,77	88% <sup>BE1</sup>	88% <sup>BE1</sup>	88% <sup>BE2</sup>		4% <sup>BE3</sup>
	Groot.	3,11	66% <sup>DE1</sup>	66% <sup>DE1</sup>	66% <sup>DE2</sup>	85% <sup>DE3</sup>	16% <sup>DE4</sup>
	MKB	3,11					
	Groot.	2,25	100% <sup>FR1</sup>	100% <sup>FR2</sup>	n.v.t.	98% <sup>FR3</sup>	n.v.t.
	MKB	2,25					
	Groot.	0,01	100% <sup>IT1</sup>	100% <sup>IT1</sup>	n.v.t.	100% <sup>IT2</sup>	n.v.t.
	MKB	0,18					
	Groot.	0,88	100% <sup>UK1</sup>	100% <sup>UK1</sup>	100% <sup>UK2</sup>	n.v.t.	92% <sup>UK3</sup>
	MKB	0,88					
	Groot.	0,00	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
	MKB	0,00					

Legenda (max. hoogte vrijstelling t.o.v. max. prijs):










1) Aanname: MKB verbruik 50 mln kWh, grootverbruiker verbruik 750 mln kWh; beide profielen een >250kVA aansluiting 2) Vlaanderen; excl. groene certificaten en energiecontributie 3) Maandelijkse heffing omgezet naar een jaartarief 4) CFD en RO niet meegenomen; wisselkoers: 0,881 €/£ 5) Alleen uitzonderingen specifiek voor een WKK NL1) Wet belastingen op milieugrondslag H6 art. 64 BE1) art. 429 27-12-2004 BE2) Art. 429-2-d 27-12-2004; if >10% energetic efficiency BE3) Tarief openbare dienstverp. voor financiering maatregelen ter ondersteuning hernieuwbare energieën en wkk in Vlaanderen, DE1) Energiesteuergesetz sectie §51 DE2) Stromsteuergesetz § 9 (1) DE3) Indien elektr. kosten >14% Bruto Toegevoegde Waarde, >1GWh/j verbruik en EEAG Annex 31/51 van toepassing, dan is een 80% of hogere korting op de KWKG en offshore-haftungs umlage met een cap van 0,5% of 4% van de BTW van toepassing; tevens tot 90% korting op Stromsteuer o.b.v. energie-intensiteit DE4) Korting 25% op Stromsteuer voor operationeel energieverbruik maakindustrie FR1) L312-67, FR2) L312-66 FR3) L312-65: tot totaal van 0,002 €/kWh (als elektro-intensiteit > 6,75%) met min. tarief 0,0005 €/kWh bij risico op carbon leakage IT1) 504/1995 art. 52, IT2) 504/1995 art. 52, UK1) Fin. Act 2000 sch. 6 art. 12A UK2) Fin. Act 2000 sch. 6 art. 20A UK3) o.b.v. efficiëntiedoelen

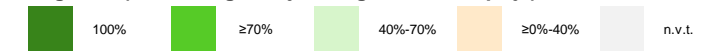


# Gas: Ondanks uiteenlopende belastingtarieven tussen landen zorgen vrijstellingen voor een relatief gelijk speelveld

Internationale vergelijking: Huidige belasting op gas incl. alle heffingen (per 05-23)

Land	Belasting excl. alle vrijstellingen (€ct/kWh) <sup>1</sup>		Vrijstellingen (max. % korting t.o.v. max. tarief)					
			Mineralogisch	Metallurgisch	Non-energetisch	Input WKK <sup>4</sup>	Energie intensiteit	Overig
	Groot.	0,39	100% <sup>NL1</sup>	100% <sup>NL1</sup>	100% <sup>NL1</sup>	100%	n.v.t.	n.v.t.
	MKB	0,41						
	Groot.	0,12	100% <sup>BE1</sup>	100% <sup>BE1</sup>	100% <sup>BE2</sup>	100% <sup>BE3</sup>	39%	n.v.t.
	MKB	0,15					31% <sup>BE4</sup>	
	Groot.	1,39	100% <sup>DE1</sup>	100% <sup>DE1</sup>	100% <sup>DE2</sup>	100% <sup>DE3</sup>	90% <sup>DE4</sup>	70% <sup>DE5</sup>
	MKB	1,39						
	Groot.	0,85	100% <sup>FR1</sup>	100% <sup>FR2</sup>	100% <sup>FR3</sup>	100% <sup>FR4</sup>	81% <sup>FR5</sup>	n.v.t.
	MKB	0,85						
	Groot.	0,13	100% <sup>IT1</sup>	100% <sup>IT1</sup>	100% <sup>IT2</sup>	99% <sup>IT3</sup>	n.v.t.	n.v.t.
	MKB	0,13						
	Groot.	0,76	100% <sup>UK1</sup>	100% <sup>UK1</sup>	100% <sup>UK2</sup>	100% <sup>UK3</sup>	n.v.t.	88% <sup>UK3</sup>
	MKB	0,76						
	Groot.	0,00	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
	MKB	0,00						








Legenda (max. hoogte vrijstelling t.o.v. max. prijs):



1) Aannames: MKB: 500 mln kWh verbruik; Grootverbruikers 20 miljard kWh; 10kWh=1m<sup>3</sup>; 2) Vlaanderen; 3) Wisselkoers: 0,881 €/£ 4) Alleen uitzonderingen specifiek voor een WKK; NL1) Wet belastingen op milieugrondslag H6 art. 64; BE1) art. 429 27-12-2004; BE2) art. 429 27-12-2004 voor ander gebruik dan een brandstof; BE3) Article 429-2-c 27-12-2004; no conditions; BE4) o.b.v Lange termijn energieprogramma voor de energie-intensieve industrie; DE1) § 51 Energiesteuergesetz; DE2) Gas niet gebruikt als brandstof, voor brandstofproductie of verwarmen; DE3) Energie-steuergesetz § 53a ; DE4) Voor energie intensieve bedrijven in de maakindustrie in speciale gevallen; DE5) Tot 60% als het gas wordt gebruikt voor verwarming of in voorkeursinstallaties en 70% als het daarnaast een bedrijf in de maakindustrie betreft; FR1) L312-67 FR2) L312-66 FR3) gas niet gebruikt als brandstof valt buiten de scope L312-2; FR4) Voor gebruik van zekere energieproducten in een WKK gelden uitzonderingen voor de fractie geheven op aardgas (voormalig TICGN) FR5) L312-76 wanneer >3% energie intensiteit in productiewaarde of >0,5% toegevoegde waarde en onderhevig aan EU ETS IT1) art. 21 504/1995 IT2) Gebruik anders dan brandstof/verwarmen art. 21 504/1995 IT3) 504//1995 art. 21-9-bis UK1) Finance act 2000 Sch. 6 Para. 12A UK2) Finance act 2000 Sch. 6 Para. 18 UK3) Fin. Act 2000 sch. 6 15(1)A UK4) o.b.v efficiëntiedoelen







# Van de onderzochte landen geldt enkel in Nederland voor de industrie een additionele CO<sub>2</sub>-heffing bovenop het ETS

## Internationale vergelijking: CO<sub>2</sub>-beprijzingen (2023)

Land	ETS	Omschrijving	Tarief (€/tCO <sub>2</sub> ) <sup>1</sup>	Nationale CO <sub>2</sub> -beprijzing <sup>2</sup>	Omschrijving	Tarief (€/tCO <sub>2</sub> )
	✓	EU ETS: van toepassing op de energie-intensieve industrie, elektriciteitsproducenten en voor de luchtvaartindustrie	~€85	✓	<ul style="list-style-type: none"> <li>• CO<sub>2</sub>-minimum prijs</li> <li>• Nationale CO<sub>2</sub>-heffing</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• €16,90 (2023)</li> <li>• €55,94 (2023)</li> </ul>
	✓			✗		
	✓			✗		
	✓			✗		
	✓			✗		
	✓	UK ETS vergelijkbaar met de EU ETS	~€70	✗		
 Texas	✗			✗		

# NL subsidies dekken een breed spectrum aan reductieopties; daarnaast is NL het enige land dat maatwerkafspraken biedt

## Internationale vergelijking: subsidies

Land	Subsidies					Maatwerk	Budget <sup>1</sup>
	CCS	Groene waterstof	Elektrificatie	Hernieuwbare energie	Energie-efficiëntie		
	SDE++, EIA	IPCEI H <sub>2</sub> <sup>11</sup> , SDE++, NIKI <sup>12</sup>	NIKI, SDE++	NIKI, SDE++, ISDE	NIKI, SDE++ <sup>10</sup> , EIA, VEKI	Maatwerkafspraken	VEKI (€138mln '23); SDE++ (€8mld '23); EIA (€249mln '23); ISDE (€30mln '23); NIKI (€250mln '23); IPCEI H <sub>2</sub> (€785mln '23-'26)
	Geen	EP+, IPCEI	EP+, STRES	STRES	Green, EP+, STRES, Aftrekpost (tot 20,5%)	Geen	EP+ (max. 1mln/project); IPCEI (€106mln 5/15 projecten); STRES (min. 3mln/project) Green (max 1mln/project)
	KfW, KfU, DITI <sup>2</sup> , UIP <sup>4</sup>	NIP <sup>7</sup> , DITI <sup>2</sup> , BEW <sup>3</sup> , UIP <sup>4</sup>	Module 4 <sup>6</sup> , EE, DITI <sup>2</sup> , UIP <sup>4</sup>	DITI <sup>2</sup> , KfW EE <sup>5</sup> , BEW <sup>3</sup> , UIP <sup>4</sup> , Module 4 <sup>6</sup>	Module 4 <sup>6</sup> , Module 2 <sup>6</sup> , Concurr. <sup>6</sup> , UIP <sup>4</sup>	Geen	KfW KfU (lening max. €50mln); DITI <sup>2</sup> (max. €15mln/project); UIP <sup>4</sup> (max. €15mln/project); NIP (€1,4mld'16-'26); BEW <sup>3</sup> (max. €100mln/project); Module 4 <sup>6</sup> (€500 mln/jr); EE (€4,3mld/jr); Module 2 <sup>6</sup> (€500mln/jr); Concurr. <sup>6</sup> (€20mln/ronde)
	ADEME, Bpifrance, FEDER	France 2030, IPCEI	ADEME, RPGECS <sup>8</sup>	ADEME, France 2030, Bpifrance	ADEME, Bpifrance, FEDER	Geen	ADEME (€370 mln warmte); Bpifrance (€17mld '22); FEDER (€9,1mld '21-'27); France 2030 (€6,7mld/5j); IPCEI (€2,1mld)
	Geen	PNRR, ERDF, IPCEI	ERDF	Ontwikkelingscontracten, ERDF	PNRR, FEE, ERDF, FTI	Geen	PNRR (€200mln); ERDF (€8,8mld) IPCEI (€1,5mld); Ontwikkelingscontracten (min. €20mln); FEE (€310mln initieel); FTI (€150 mln) <sup>9</sup>
	IDHRS	IDHRS, NZHF, APC22	ZEVI (maritime), APC22	IETF	IETF, CCA	Geen	IDHRS (€100 mln); NZHF (€240mln); APC22 (€40mln); ZEVI (maritiem) (€77mln); IETF (€220mln '21-'27)

Bron: Wetgeving voor de betreffende landen, Strategy& analyse 1) Bedragen zijn indicatief, 2) Decarbonisation in the industry 3) Bundesförderung für effiziente Wärmenetze 4) Umweltinnovationsprogramm 5) Erneuerbare Energien 6) Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft 7) nationales innovationsprogramm wasserstoff 8) Resilience plan for gaz and electricity cost 9) Tevens ontwikkelingscontracten (min. €20mln) 10) Restwarmte benutting, industriële warmtepompen; 8mld betreft het volledige budget 11) N.a.v. een tender in 2022; 12) De NIKI is enkel beschikbaar voor innovatieve productiemethoden van hernieuwbare waterstof (bijvoorbeeld productie vanuit afvalstromen) en niet voor het ondersteunen van elektrolyzers

# De *Inflation Reduction Act* stelt ca. \$370mrd beschikbaar in de komende 10 jaar voor de transitie naar schone energie

## US: Inflation Reduction Act (IRA)



### IRA overzicht

- In augustus 2022 heeft de US senaat de Inflation Reduction Act (IRA) goedgekeurd met het doel om inflatie, deels voortkomend uit de energiecrisis, te verminderen en klimaatverandering aan te pakken
- De IRA stelt ca. \$370mrd energie gerelateerde tax credits beschikbaar in de komende 10 jaar voor de transitie naar schone energie voor zowel bedrijven als huishoudens

Belangrijke thema's binnen de IRA zijn:

- Decarbonisatie van energieopwekking en transport
- Bevorderen van CO<sub>2</sub>-arme productie
- Realiseren van energie-efficiëntie
- Creëren van werkgelegenheid in US
- Financiering vindt plaats in de vorm van:
  - Tax credits, zowel op productie (PTC) als op investeringen(ITC))
  - Subsidies
  - Leningen
  - Federale programma's

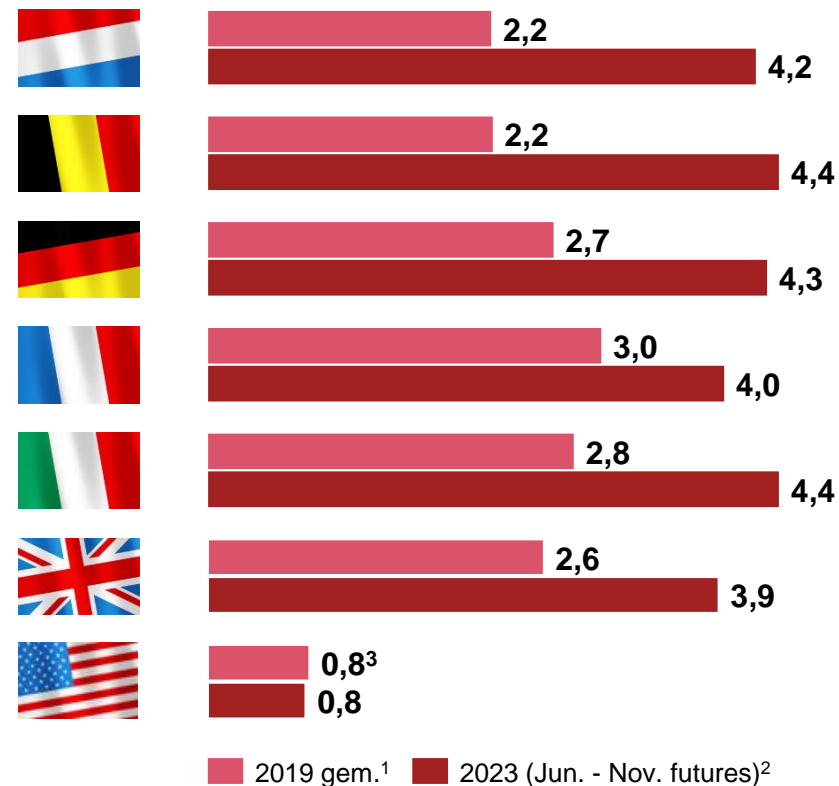
### Voorbeelden van relevante “tax credits” voor de industrie

<b>Groene waterstof</b> Sectie 45V	<ul style="list-style-type: none"><li>• Tax credit tot \$3 per kg groene waterstof</li><li>• Tax credit voor een periode van 10 jaar vanaf ingebruikname van een faciliteit</li></ul>
<b>Carbon Capture and Storage (CCS)</b> Sectie 45Q	<ul style="list-style-type: none"><li>• Tax credit tot \$85 per ton CO<sub>2</sub> permanent opgeslagen (\$17 base rate), tot \$60 voor CCU in industrie (\$12 base rate) en tot \$180 voor <i>direct air capture</i> (\$36 base rate)</li><li>• Tax credit voor een periode van 12 jaar vanaf de ingebruikname van een CCS faciliteit</li></ul>
<b>Verminderen uitstoot industriële faciliteiten</b> Sectie 48C	<ul style="list-style-type: none"><li>• Tot 30% investering credit voor projecten die CO<sub>2</sub> uitstoot bij bestaande faciliteiten verminderen met ten minste 20%</li></ul>
<b>Energy efficiëntie</b> Sectie 179D	<ul style="list-style-type: none"><li>• Tax credit tot \$5 per vierkante <i>foot</i> voor energie-efficiëntiemaatregelen in gebouwen die het totale energieverbruik van een gebouw met ten minste 25% doen afnemen</li></ul>

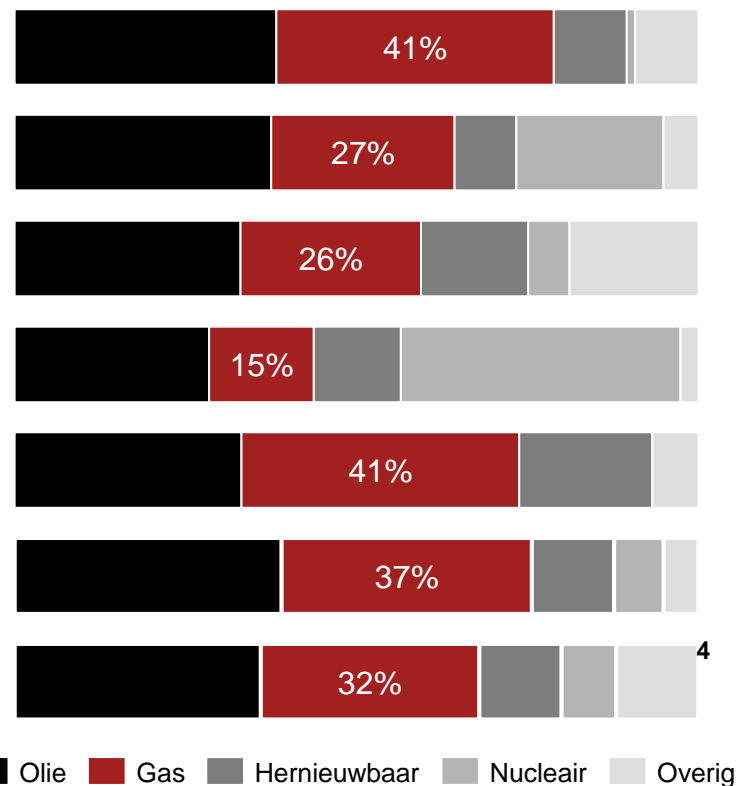
# Europese kale aardgasprijzen zijn vergelijkbaar en hoger dan die in de VS; Nederland gebruikt relatief veel gas

## Energieprijzen impact op basis van de aardgasprijs en de energiemix

Industriële aardgasprijs<sup>1,2</sup> (€ct/KWh)



Energiemix (o.b.v. consumptie)<sup>1</sup> (%)



Toelichting

- De verwachting is (o.b.v. futures) dat de aardgasprijs de 2<sup>e</sup> helft van 2023 hoog blijft ten opzichte van 2019 ondanks de sterke prijsdaling vanaf begin dit jaar
- Nederland verbruikt relatief veel aardgas vergeleken met andere landen en zal dus als land een relatief hoge impact ervaren van een hoge aardgasprijs
- De Europese landen hebben een relatief vergelijkbare gasprijs en ligt ver boven de gasprijs in de Verenigde Staten
- Nederlandse producenten die opereren op wereldwijde markten en daarom concurreren met (o.a.) Amerikaanse producenten ervaren op het vlak van energieprijzen een concurrentienadeel

# 5.1

## Casestudie: Dow Terneuzen

---

Sector: Basischemie

# Dow produceert chemische halffabrikaten in de op één na grootste productielocatie van Dow ter wereld in Terneuzen

## Algemene informatie

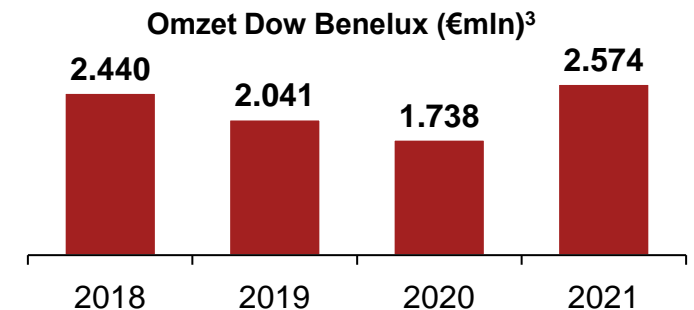
### Bedrijfsinformatie

Naam:	Dow Benelux B.V.
Sector:	Basischemie
Werknemers:	3.550 <sup>1</sup>
Locaties (NL):	Terneuzen, Dordrecht en Delfzijl
Naam moederbedrijf:	The Dow Chemical Company
Locatie hoofdkantoor:	Midland, Michigan, VS



### Omschrijving activiteiten

- In Terneuzen produceert Dow chemische halffabrikaten die o.a. de basis vormen voor verschillende typen plastic
- De productielocatie in Terneuzen bestaat uit 16 fabrieken en is daarmee de op één na grootste productielocatie van Dow ter wereld<sup>2</sup>
- De producten worden getransporteerd naar andere productielocaties van Dow, het merendeel (85%) wordt geëxporteerd naar het buitenland
- Het transport van Dow's eindproducten vindt plaats over water, weg, spoor en via buisleidingen - Dow is aangesloten op het ARG-netwerk<sup>1</sup>, een ethyleen pijpleiding dat chemische producenten uit Nederland, België en Duitsland verbindt

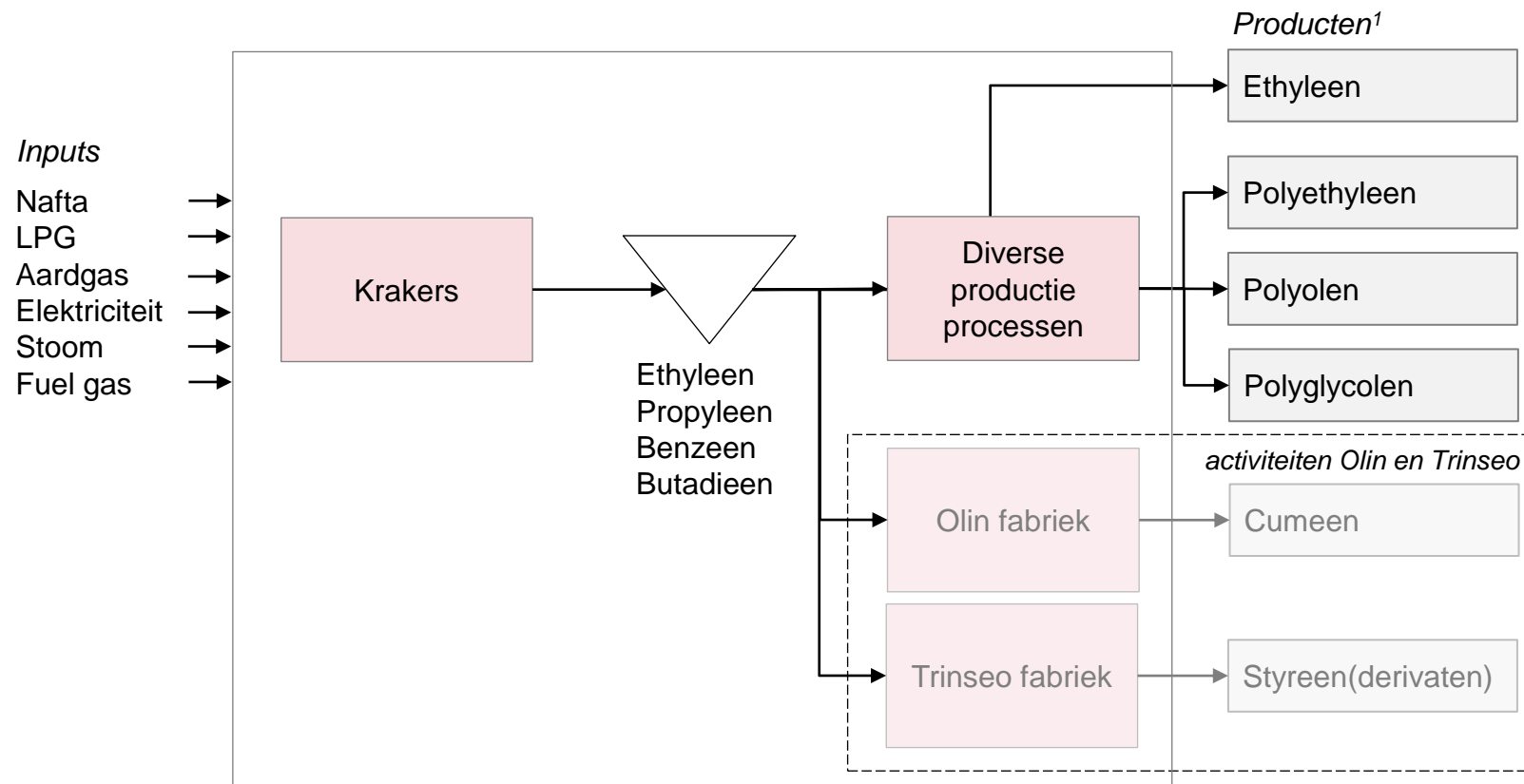


1) Management informatie Dow; 2) Website Dow, geraadpleegd in juli 2022; 3) Op basis van openbare jaarverslagen Dow Benelux

# In Terneuzen produceert Dow kunststoffen en industriële half-fabricaten – tijdens het kraken komt de meeste CO<sub>2</sub> vrij

## Procesbeschrijving

### Schematisch overzicht productieproces



### Toelichting

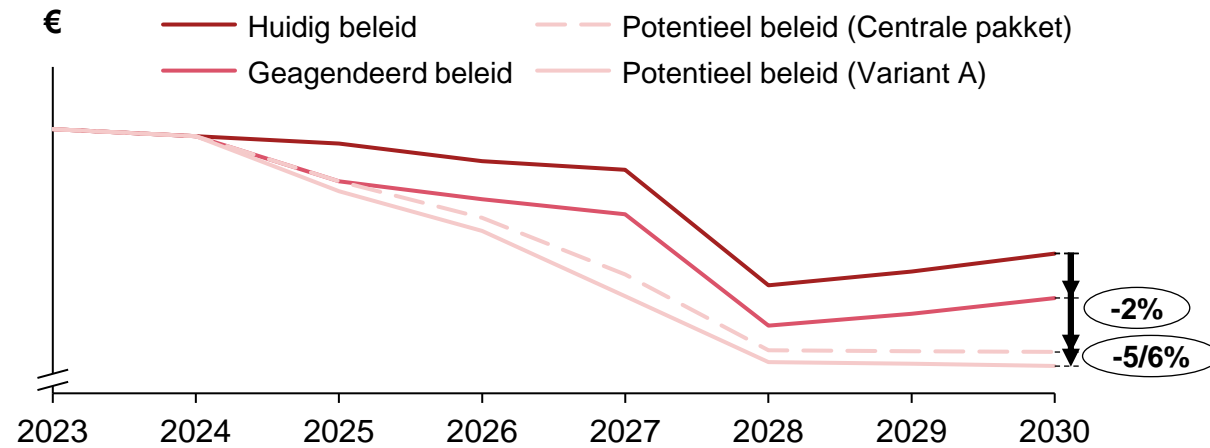
- In Terneuzen produceert Dow kunststoffen, en industriële half-fabricaten
- Nafta (aardolie), LPG en aardgas zijn de belangrijke grondstoffen voor Dow<sup>2</sup>
- Terneuzen is een zogenoemde geïntegreerde site waarbij drie krakers Nafta en LPG tot ethyleen, propyleen, butadieen en benzeen verwerken
- Deze producten worden grotendeels gebruikt bij de productie van polyethyleen, polyolen en polyglycolen - een kleiner deel wordt direct verkocht (ethyleen)
- Tijdens het kraken komen de meeste broeikasgassen vrij - twee van de krakers zijn relatief oud en presteren onder de EU ETS-benchmark<sup>2</sup>
- Dow heeft in 2021 een bruto CO<sub>2</sub>-uitstoot van 3,9Mt<sup>3</sup> – een gedeelte hiervan is gerelateerd aan warmte en elektriciteit geleverd aan derden



# Geagendeerd beleid leidt ceteris paribus tot een 2,4% lager EBITDA in '30, de IBO-beleidspakketten tot 5,4-6,2% lager

## Financiële impact klimaatbeleid

### Impact klimaatbeleid op EBITDA<sup>1</sup>



### Impact beleidsmutaties op EBITDA t.o.v. huidig beleid (2030)

			Totaal
Geagendeerd beleid	Vervallen WKK-vrijstelling	- 2,4%	- 2,4%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	- 0,0%	
Potentieel (IBO): 'Centrale pakket'	Aanpassingen in energiebelasting	- 5,4%	- 5,4%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 0,0%	
Potentieel (IBO): 'Variant A'	Aanpassingen in energiebelasting	- 6,2%	- 6,2%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 0,0%	

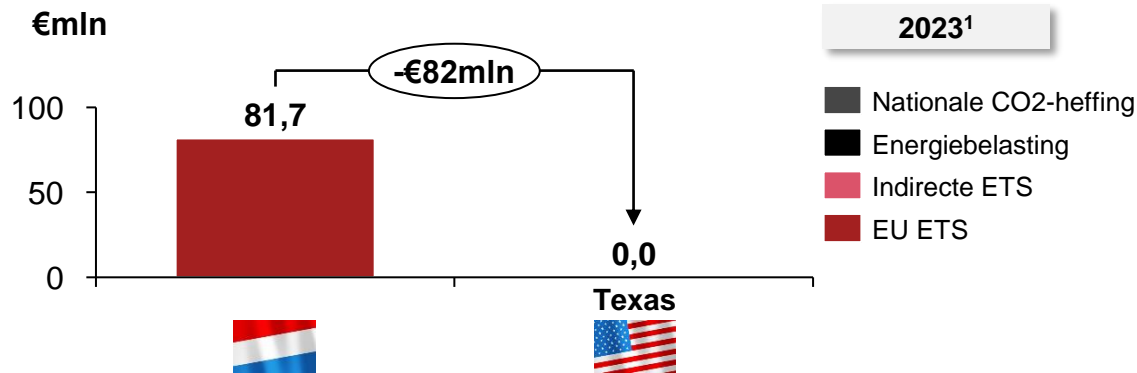
### Toelichting

- In alle beleidsscenario's daalt Dow's EBITDA tussen 2023 en 2030; dit wordt grotendeels verklaard doordat de hoge operationele kosten van de verduurzamingsopties in ons model onvoldoende opwegen tegen de baten (verlaagde CO<sub>2</sub>-kosten en SDE++ subsidie)<sup>1,2</sup>
- Bij geagendeerd beleid ligt de EBITDA in 2030 ceteris paribus 2,4% lager dan bij huidig beleid vanwege het vervallen van de WKK-vrijstelling
- De IBO-pakketten leiden ceteris paribus tot EBITDA-reducties van 5,4-6,2% door een verdere aanscherping van de energiebelastingtarieven en het vervallen van de vrijstelling op niet-energetisch verbruik van gas
- Doordat in de berekeningen wordt aangenomen dat de vrijstelling op de in eigen installatie opgewekte gassen behouden blijft, is de impact van het wegvallen van de vrijstelling op niet-energetisch gebruik van gas voor een groot deel gemitigeerd
- We hanteren bij deze berekeningen een doorgiftemogelijkheid van 0% van nationale kosten en 50% voor EU ETS

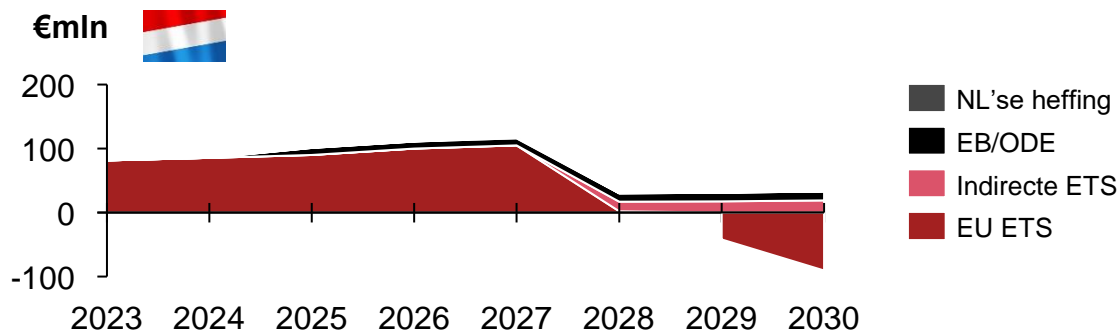
# De kosten van klimaatbeleid bedragen in 2023 €82mln maar nemen door verduurzaming flink af richting 2030

## Ontwikkeling kosten klimaatbeleid

### Kosten klimaatbeleid in 2023



### Kostenontwikkeling in NL (geagendeerd beleid)







### Toelichting

- Dow Terneuzen's klimaatbeleidgerelateerde kosten bedragen in 2023 naar verwachting €81,7mln, volledig voortkomend uit EU ETS; wanneer zij met dezelfde uitstoot en energieverbruik in Texas (VS) zou produceren zouden deze kosten €0 bedragen
- Aangezien Dow's energieverbruik voornamelijk volledig is vrijgesteld betaalt zij in 2023 geen energiebelasting
- Daarnaast betaalt Dow in 2023 geen indirecte ETS omdat al het elektriciteitsverbruik zelf wordt opgewekt. De CO<sub>2</sub>-kosten die gepaard gaan met eigen opwekking vallen daarmee onder directe ETS-kosten waarvoor Dow geen vrije ETS-rechten of compensatie ontvangt
- De CO<sub>2</sub>-kosten nemen tot 2027 toe, waarna deze significant verminderen dankzij de implementatie van generatie 1 en 2 van Dow's verduurzamingsplannen; wel gaan deze gepaard met hoge operationele kosten (niet te zien in grafiek links)<sup>1</sup>
- Vanaf 2029 behaalt Dow een overschot aan EU ETS-rechten, welke zij kan verkopen tegen de dan geldende marktprijs

# Dow's marktaandeel is relatief klein – doorgiftemogelijkheden op Nafta en LPG leveranciers zijn daardoor niet aannemelijk

## Doorgiftemogelijkheden upstream (1/2)

 Grondstof	Nafta (aardolie)	LPG
 Markt	De geografische markt hiervoor is door de EC afgebakend als de EER <sup>1</sup>	De geografische markt hiervoor is door de EC afgebakend als Nederland of Benelux <sup>2,3</sup>
 Aandeel Dow Terneuzen	Wat betreft de wereldwijde consumptie heeft Dow Terneuzen met <3% een relatief klein aandeel, in Europa is dit ~8% <sup>4</sup> . Het is daardoor aannemelijk dat inkoopmacht beperkt is	Wat betreft de wereldwijde consumptie heeft Dow Terneuzen met <2% een relatief klein aandeel, in Europa is dit ~6% <sup>4</sup> . Het is daardoor aannemelijk dat inkoopmacht beperkt is
 Leverancier(s)	Dow koopt Nafta en LPG in op de spot market en is niet gebonden aan één leverancier <sup>4</sup> .	
 Alternatieve afzetmogelijkheid en leverancier(s)	Nafta en LPG worden internationaal verhandeld. Het is aannemelijk dat de leveranciers andere afnemers kunnen vinden	
 Reactie leverancier(s) bij 5-10% prijsverlaging	Gezien Dow's relatief kleine marktaandeel is het aannemelijk dat leveranciers succesvol andere klanten kunnen bedienen tegen hogere tarieven in de hypothetische situatie waarin Dow een prijsverlaging van 5 – 10% kan afdwingen. Dow acht het voor iedere grondstof niet aannemelijk dat leveranciers bereid zijn om tegen lagere prijzen te leveren	

1) EC M.4208; 2) EC COMP/M.4028; 3) EC COMP/M.1628; 4) Management informatie Dow

# Het is niet aannemelijk dat Dow kosten kan afwentelen op toeleveranciers op de internationale aardgasmarkt

## Doorgiftemogelijkheden upstream (2/2)






 Grondstof	Aardgas <sup>1</sup>
 Geografische markt	Aardgas is een commodity. De gasmarkten in Noordwest-Europa zijn goed verbonden waardoor leveranciers voor afzet niet gebonden zijn aan één land <sup>2</sup>
 Aandeel Dow	Dow Terneuzen heeft met <1% een relatief klein aandeel in het wereldwijde aardgasverbruik <sup>3</sup> , waardoor het aannemelijk is dat inkoopmacht beperkt is. Er wordt restgas als bijproduct tijdens het kraken geproduceerd (de rest wordt ingekocht ~30%). Het restgas vermindert de behoefte aan inkoop van aardgas en heeft daarom bij eigen gebruik de waarde van aardgas
 Leverancier(s)	Dow sluit contracten af op de geliberaliseerde gasmarkt en is voor de duur van een contract gebonden aan een afnemer <sup>3</sup>
 Alternatieve afzetmogelijkheden leverancier(s)	Door de goede verbinding tussen gasmarkten in Noordwest-Europa is het aannemelijk is dat leveranciers hun gas ook aan andere partijen (in het buitenland) kunnen leveren
 Reactie leverancier(s) bij 5-10% prijsverlaging	Gezien Dow's relatief kleine marktaandeel is het aannemelijk dat leveranciers succesvol andere klanten kunnen bedienen tegen hogere tarieven in de hypothetische situatie waarin Dow een prijsverlaging van 5 – 10% kan afdwingen. Dow acht niet aannemelijk dat leveranciers bereid zijn om tegen lagere prijzen gas te leveren

*De mogelijkheid om de kosten af te wentelen op werknemers is niet in detail onderzocht. De werknemers van Dow vallen niet onder een CAO. Loonafspraken worden onderhandeld met de werknemers.*

1) Feitelijk gezien geen grondstof maar energiedrager; 2) Binnen Nederland wordt gas onder andere geïmporteerd uit Noorwegen; 3) Management informatie Dow

# Het is niet aannemelijk dat Dow nationale kosten kan doorrekenen op afnemers; mogelijk ETS wel in enige mate

## Doorgiftemogelijkheden downstream

Factoren	Situatie					
 <b>Producten</b>	Dow produceert en verkoopt met name LLDPE, LDPE, Polyether polyolen, Benzeen, Butadien. Propyleen en Ethyleen wordt voornamelijk geproduceerd voor eigen gebruik (>90%) <sup>1</sup>					
 <b>Geografische markten</b>	LLDPE <sup>2</sup>	EER <sup>4</sup>	<b>Benzeen</b>	Min. West-Europa <sup>6</sup>	<b>Polyether polyolen</b>	Min. EER <sup>5</sup>
	LDPE <sup>3</sup>	EER <sup>4</sup>	<b>Butadien</b>	Min. West-Europa <sup>7</sup>		
 <b>Marktaandeel Nederlandse industrie<sup>8</sup></b>	LLDPE	~2,4% <sup>9,10</sup>	<b>Benzeen</b>	~20% <sup>9</sup>	<b>Polyether polyolen</b>	~25-43% <sup>11</sup>
	LDPE	~1,8% <sup>9,10</sup>	<b>Butadien</b>	~18% <sup>9</sup>		
 <b>Klanten</b>	Dow geeft aan alle producten te verkopen tegen marktprijzen die Europees/wereldwijd worden bepaald en daardoor niet in staat te zijn additionele kosten af te wentelen. Voor de producten die aan andere Dow locaties worden verkocht geeft Dow aan dat kostenstijging leidt tot marge verlies op het eindproduct omdat deze niet door te berekenen zijn aan de eindklant. Voor de grondstoffen die Dow levert aan derden op de site geldt dat de mogelijkheid om kosten door te geven afhankelijk is van de gemaakte commerciële afspraken. Tot slot is gezien het relatief hoge marktaandeel voor Polyether Polyolen kostendoorgifte op klanten niet geheel uit te sluiten					
 <b>Prijzen</b>						

### Gehanteerde aannames

- Het is aannemelijk dat Dow Terneuzen een zeer beperkte doorgiftemogelijkheid heeft van nationale kosten aangezien zij opereert op internationale markten met een beperkt marktaandeel
- Op bepaalde producten is er mogelijke wel een mate van doorgifte van EU ETS aangezien de markt is afgebakend als EER of kleiner



0%



50%

1) Management informatie Dow; 2) Lineair lagedichtheidpolyethyleen; 3) Lagedichtheidpolyetheen; 4) EC M.1671; 5) EC M.1796; 6) EC M.2345; 7) EC M.2345; 8) Marktaandelen zijn berekend op basis van aangesloten capaciteit; 9) Max. marktaandeel berekend o.b.v. capaciteit NL t.o.v. productie EU15 + NOR (Petrochemicals Europe, 2018); 10) Van alle PE die in Terneuzen geproduceerd wordt, gaat slechts 10% naar NL – marktaandeel is daarom gecorrigeerd met een factor ~0,1x; 11) Polyolen capaciteit NL t.o.v. EU consumptie polyether polyolen, ondergrens: alleen Dow produceert polyether polyolen, overige capaciteit wordt gebruikt voor polyester polyolen, bovengrens; capaciteit NL 100% voor polyether polyolen (0% voor polyester polyolen);

# Verduurzamingsopties bieden perspectief CO<sub>2</sub>-uitstoot te reduceren en hiermee heffing in EU en NL voor te blijven

## Verduurzamingsopties

Opties tot 2030	Beschrijving	Jaarlijkse impact t.o.v. huidige situatie		
		Emissie	Gas	Elektriciteit
<b>Waterstofproductie uit restgassen i.c.m. CCS</b>	Generatie 1; Dow kan uitstoot verlagen door waterstof en CO <sub>2</sub> te produceren uit restgassen, de waterstof in te zetten voor de kraker en CO <sub>2</sub> , af te vangen en op te slaan	-1,4 Mt (-36%)	(+6%)	(+97%)
<b>Vervanging gasturbines van krakers met e-drives</b>	Generatie 2: Als 1e stap in de elektrificatie van de krakers kan Dow de huidige gas turbines vervangen met e-drives	-0,2 Mt (-5%)	(-6%)	(+49%)
<b>Opties na 2030</b>				
<b>Elektrificatie van de kraker</b>	Generatie 3; Op termijn (na 2030) wil Dow de gehele kraker elektrificeren, echter deze technologie is nog in ontwikkeling	-0,7 Mt per kraker <sup>1</sup> (-18%)	(-21% per kraker)	(+485% per kraker)
<b>Inzet H<sub>2</sub> op ELSTA</b>	Na realisatie van generatie 1 en 3 kan de waterstof ingezet worden voor ELSTA-hiermee kan Dow de eigen emissie verder reduceren	-0,8 Mt (-21%)	Minimaal	n.v.t.
		Impact op EU ETS (& NL heffing)		Impact op de energiebelasting

Bron: Bedrijfsinformatie Dow; 1) In totaal -2,1Mton (-53%), dit overlapt wel met de emissiereductie van generatie 1. Met een deel van de H<sub>2</sub> die nu voor 1,4 Mt reductie in de krakers zorgt zouden de emissies van ELSTA na 2030 gereduceerd kunnen worden;

# Om te verduurzamen heeft Dow financiële ondersteuning nodig en stabiliteit in beleid – met name m.b.t. vrijstellingen

## Benodigheden verduurzaming

### Benodigheden verduurzaming

1

#### Financiële ondersteuning



- Volgens Dow hebben haar verduurzamingsplannen financiële ondersteuning nodig om de business cases rond te krijgen

2

#### Stabiel en voorspelbaar klimaatbeleid



- Voor de uitvoering van zowel CCS als elektrificatieprojecten is volgens Dow lange termijn voorspelbaarheid en stabiliteit in het klimaatbeleid nodig om investeringsbeslissingen te kunnen nemen
- Het afschaffen van zowel de vrijstelling op niet-energetisch verbruik van gas als de vrijstelling op het gebruik van industriële restgassen zou volgens Dow haar verduurzamingsplannen onderuit halen omdat ze van plan zijn waterstof te produceren uit restgassen

### Toereikendheid huidig beleid

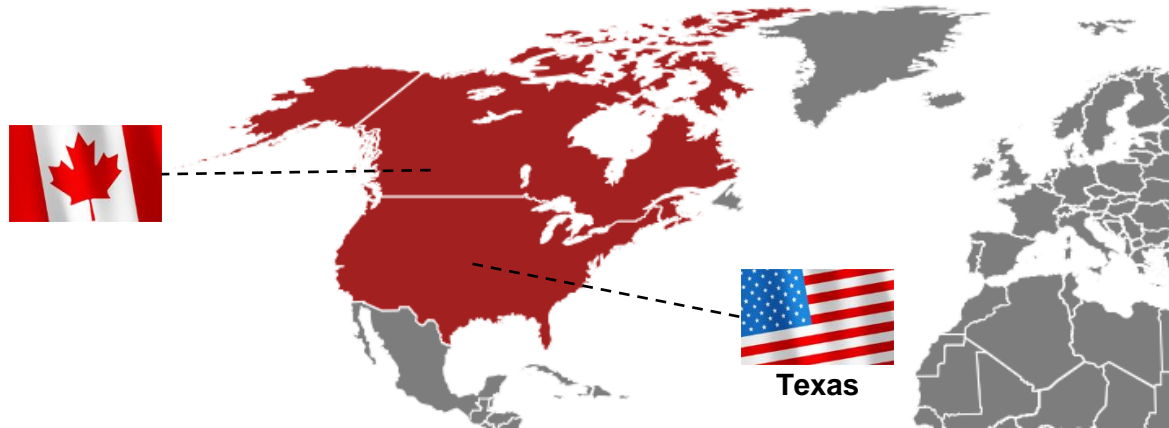
- Volgens Dow dekt de SDE++ categorie voor pre-combustion CCS de financiële ondersteuningsbehoefte onvoldoende
- Maatwerk wordt door Dow gezien als een mogelijkheid om de rest van de financiële ondersteuning te verkrijgen; aangezien deze gesprekken momenteel lopen is het voorsnog onduidelijk of dit inderdaad het geval zal zijn
- De business case van elektrificatie is sinds 2021 verslechterd doordat de subsector van Dow geen recht meer heeft op IKC – bovendien maakt Nederland hier sinds 2023 geen geld voor vrij

- Onzekerheid rondom stikstofvergunningen en energiebelasting-vrijstellingen belemmert Dow in het nemen van investeringsbeslissingen; met name behoud van vrijstellingen op niet-energetisch verbruik en industriële restgassen zijn volgens Dow essentieel
- De invoering van een RFNBO-afnameverplichting waarbij waterstof uit restgassen niet zijn vrijgesteld kan Dow's Path2Zero-project tegenwerken omdat het de hoeveelheid circulaire H2 die kan worden toegepast reduceert. Dit is de reden dat in RED III waterstof als bijproduct en waterstof uit decarbonisering van industriële gassen is vrijgesteld

# Dow investeert in de VS en Canada vanwege aanwezige CO<sub>2</sub>-infrastructuur, lage energieprijzen en gunstig klimaatbeleid

## Strategische alternatieven (exit)

### Meest interessante alternatieve investeringslocaties voor Dow



#### Klimaatbeleid

- Dow geeft aan dat kosten en subsidies gerelateerd aan klimaatbeleid een steeds belangrijkere factor zijn bij investeringsbeslissingen
- De VS (Texas) vormt met de IRA een aantrekkelijk alternatief t.o.v. NL met name voor blauwe waterstofprojecten



#### Infrastructuur

- Voor de verduurzamingsplannen van Dow is toegang tot CCS-infrastructuur benodigd waardoor dit een belangrijk component is in de besluitvorming



#### Energieprijzen

- De lagere energiekosten in de Verenigde Staten maken het relatief aantrekkelijk daar te investeren in plaats van in de Europese Unie

### Toelichting






- Dow is een internationaal concern met 106 productielocaties verspreid over de gehele wereld waardoor Dow Terneuzen met vele locaties moet concurreren om investeringen van het moederbedrijf
- Dow geeft aan dat er de afgelopen jaren aanzienlijk meer investeringen zijn gedaan in productiefaciliteiten in de Verenigde Staten en Canada in vergelijking met Terneuzen, met name gedreven door de lagere energieprijzen
- Investerings in duurzaamheid zijn in de VS en Canada volgens Dow relatief aantrekkelijk vergeleken met NL vanwege de gemakkelijke toegang tot financiële ondersteuning en de aanwezigheid van CO<sub>2</sub>-infrastructuur
- Dow heeft bijvoorbeeld recentelijk een investering in Canada aangekondigd voor een nieuwe zero emissions cracker, WKK en derivative plants; volgens Dow speelde hierbij de reeds bestaande CO<sub>2</sub>-pijplijn en de lage energieprijzen aldaar met name mee in de beslissing



# Een exit gaat voor Dow gepaard met hoge kosten; geleidelijke afschaling over enkele jaren is een meer aannemelijk scenario

## Exit kosten

### Overzicht exit kosten

Type exit kosten	Toelichting
1  Arbeidsgerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dow zegt dat een volledige productiestop in Terneuzen grote gevolgen heeft voor de werkgelegenheid; volgens Dow is het niet aannemelijk dat bij een volledige productiestop personeel kan worden overgeplaatst naar locaties in het buitenland</li> </ul>
2  Regelgeving-gerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> <li>Volgens Dow gelden strenge milieueisen waardoor bij een productiestop grote kosten gepaard gaan met saneren van het terrein</li> <li>Een voorbeeld hiervan is de sanering van de bodem welke volgens Dow een hoge eenmalige kostenpost van minimaal tientallen miljoenen met zich meebrengt</li> <li>Volgens Dow zullen de kosten van de afbraak van productiefaciliteiten daarbij wel ongeveer gelijk zijn aan de opbrengsten (o.a. van staal)</li> </ul>
3  Lange termijn contracten	<ul style="list-style-type: none"> <li>Er zijn volgens Dow lange termijnovereenkomsten met op de Terneuzen site geïntegreerde partijen voor o.a. de afname van grondstoffen en energie</li> <li>De verplichting aan deze partijen kent volgens Dow een opzegtermijn van enkele jaren</li> <li>Door deze verplichting is het volgens Dow aannemelijk dat de productie over de bovengenoemde tijdsspanne zal moeten worden afgebouwd in plaats van direct volledig stopgezet</li> </ul>
4  Verzonken kosten	<ul style="list-style-type: none"> <li>Er zijn volgens Dow assets die versneld zullen moeten worden afgeschreven bij een acute volledige productiestop</li> <li>Een voorbeeld hiervan zijn de kosten van de "turnaround" van de krakers, welke voor elke kraker om de 8 jaar plaatsvindt; de ordegrrootte van deze kosten is in de honderden miljoenen</li> </ul>
5  Overig	N.v.t.

### Toelichting

- Dow geeft aan dat er hoge kosten gepaard gaan met een complete productiestop, met name in de vorm van ontslagvergoedingen, de sanering van het terrein en een versnelde afschrijving van assets
- Bovendien zegt Dow gebonden te zijn aan verplichtingen jegens geïntegreerde partijen, wat een acute productiestop bemoeilijkt
- Het is dan ook waarschijnlijker dat Dow de productie geleidelijk zal afschalen i.p.v. een directe complete exit, bijv. door het sluiten van 1 van de krakers

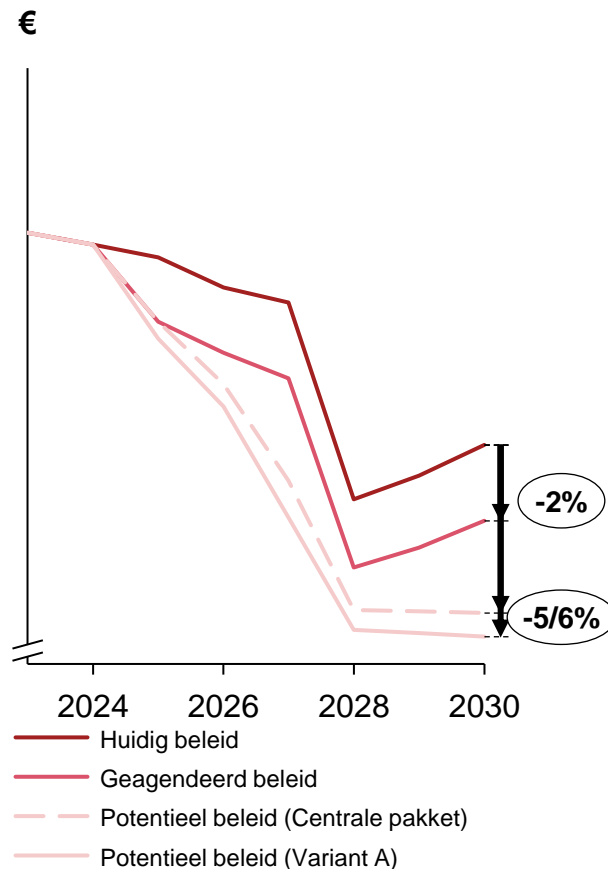
#### Mogelijkheid tot afschaling productie

- Volgens Dow zijn er mogelijkheden tot afschalen door het uitschakelen van 1 of meerdere van de in totaal 3 aanwezige krakers. Hierdoor kunnen de overgebleven krakers op volle capaciteit draaien wat efficiënter is
- Volgens Dow wordt het bij het sluiten van meerdere installaties minder aantrekkelijk om te investeren in Dow Terneuzen, omdat dan de procesintegratie verslechtert

# Dow kan de impact van klimaatbeleid mitigeren door te verduurzamen mits aan randvoorwaarden wordt voldaan

## Conclusies

### Impact klimaatbeleid



### Mitigatiemaatregelen

<b>Doorgifte upstream</b> 	Zeer beperkt
<b>Doorgifte downstream</b> 	Nationale kosten zeer beperkt; mogelijk enige mate van EU ETS
<b>Verduurzaming</b> 	Dow kan de impact van klimaatbeleid mitigeren door verduurzaming mits aan randvoorwaarden wordt voldaan
<b>Exit</b> 	Dow concurreert internationaal om investeringen; een totale exit is voorsnog niet waarschijnlijk

### Randvoorwaarden

#### Financiële ondersteuning



#### Stabiel en voorspelbaar klimaatbeleid



### Conclusie

- Dow's EBITDA zal naar verwachting richting 2030 ook bij huidig beleid afnemen; met name gedreven doordat in ons model de baten van verduurzaming onvoldoende opwegen tegen de kosten<sup>1</sup>
- Bij geagendeerd en potentieel beleid zakt Dow's EBITDA verder met resp. 2% en 5/6%
- Dow kan verduurzamen maar heeft wel extra financiële ondersteuning nodig voor de onrendabele top
- Daarnaast is het volgens Dow om door te produceren vereist dat de vrijstellingen op niet-energetisch verbruik en op het gebruik van in de eigen installatie opgewekte gassen behouden blijven
- Doordat Dow vele productielocaties in het buitenland heeft, is geleidelijke productieverplaatsing als gevolg van investeringen elders een reëel scenario

# 5.2

## Casestudie: Yara Sluiskil

---

Sector: Kunstmest

# Vanuit Sluiskil bedient Yara klanten binnen en buiten Europa met de productie van o.a. ammoniak, nitraat, ureum, AdBlue en vloeibare CO<sub>2</sub>

## Algemene informatie

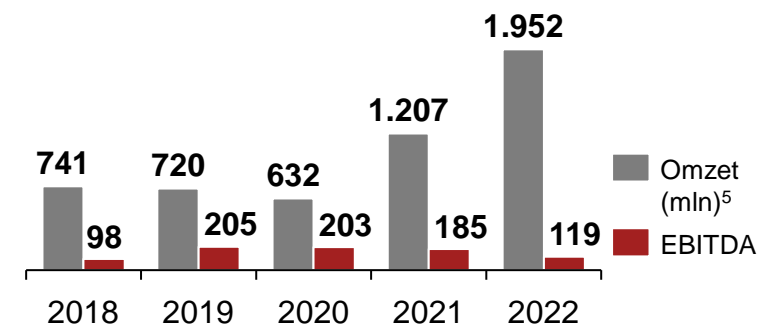
### Bedrijfsinformatie

Naam:	Yara Sluiskil B.V
Sector:	Kunstmest
Werknemers:	712 <sup>1</sup>
Locaties (NL):	Sluiskil
Naam moederbedrijf:	Yara International ASA
Locatie hoofdkantoor:	Oslo, Noorwegen



### Omschrijving activiteiten

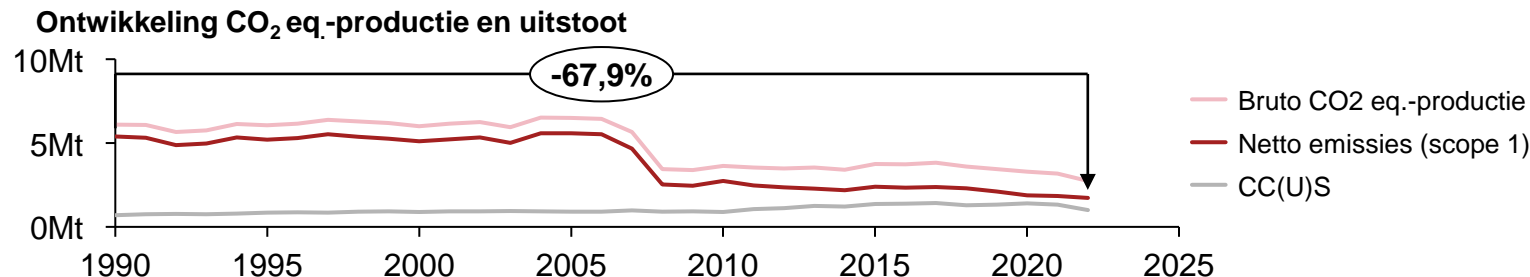
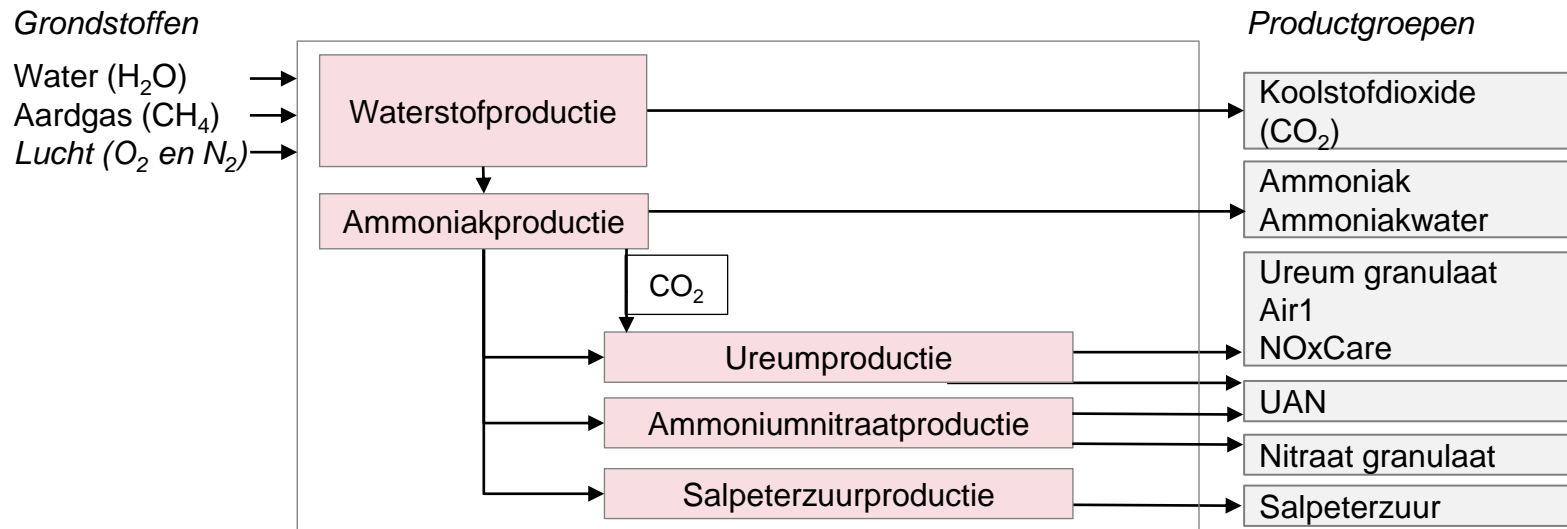
- De productielocatie in Sluiskil is de grootste kunstmestfabriek van Noordwest-Europa<sup>2</sup>
- In 2021 was de totale productie in Sluiskil 4,9 miljoen ton, waarvan 3 miljoen ton kunstmest en 1,9 miljoen ton industriële producten<sup>1</sup>; 2022 was een afwijkend jaar door de tijdelijke productievermindering vanwege de hoge gasprijzen
- De aanvoer van grondstoffen (met name van aardgas en water) vindt voor >95% plaats via buisleidingen<sup>1</sup>
- Het transport van de eindproducten van Yara Sluiskil vindt voornamelijk plaats over water (~80%), weg (~15%), spoor en buisleidingen (<5%)<sup>3</sup>
- De producten worden getransporteerd naar markten binnen en buiten Europa – 95% van de AdBlue productie wordt geëxporteerd binnen de EU, van de meststoffen wordt ~60% geëxporteerd naar landen buiten de EU
- Europa op zich is netto-importeur van meststoffen<sup>4</sup>, waarbij ca. 40% van de 3,9Mt geïmporteerde stikstofmeststoffen afkomstig zijn uit (Wit-)Rusland



# Yara Sluiskil produceert momenteel 3,2Mt CO<sub>2</sub> per jaar, waarvan 1,8Mt op locatie wordt uitgestoten (scope 1)

## Procesbeschrijving

### Schematisch overzicht productieproces



### Toelichting

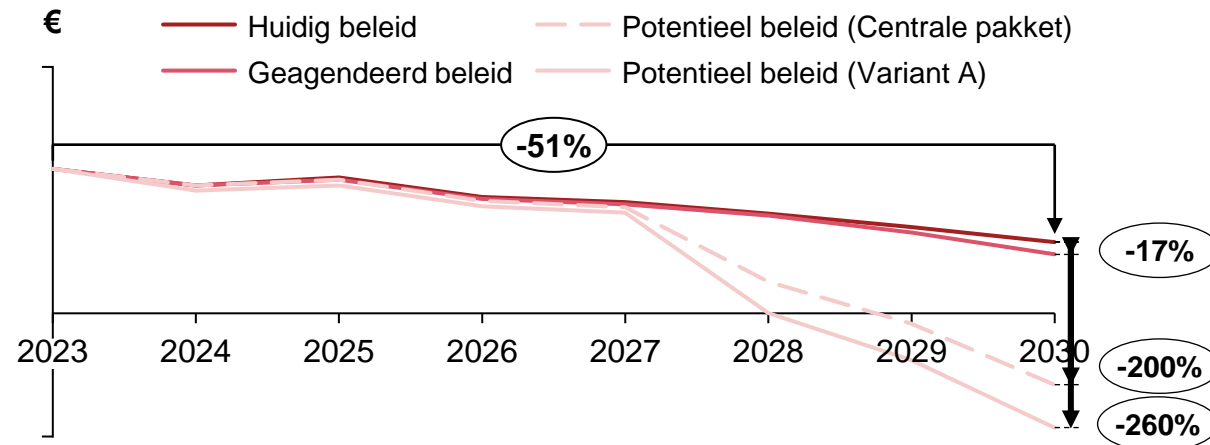
- In Sluiskil produceert Yara ammoniak, ureum, salpeterzuur en ammoniumnitraat, welke worden opgewerkt tot verschillende productgroepen
- Ammoniak is de backbone voor alle productgroepen van Yara, productie hiervan is energie-intensief (~90% van totale emissies en gasverbruik<sup>1</sup>) omdat het aardgas voornamelijk als waterstofrijke grondstof dient
- Sluiskils ammoniakproductie is energie-efficiënt – 2 van de 3 plants behoren tot de 10% meest energie-efficiënte plants volgens het IFA 2019-2020 rapport, de derde plant bij top 25%<sup>1</sup>
- In 1990 stootte Yara op locatie ('netto-emissie') 5,4Mt uit, deze is inmiddels teruggebracht tot 1,8Mt (-67,9%) en zal na CCS 1,0Mt bedragen (zie grafiek links)
- Naast de netto-emissie wordt 1,4Mt CO<sub>2</sub> ingezet als grondstof voor o.a. ureumproductie en verkoop aan derden (CCU)<sup>1,2</sup>; deze CO<sub>2</sub> komt pas bij eindgebruik vrij (scope 3) maar wordt wel meegeteld bij EU ETS en NL'se heffing

1) Management informatie Yara; 2) Yara Climate Roadmap 2030 (2022); 3) Emissies die vrijkomen stroomafwaarts in de keten (e.g. gebruik van kunstmest, consumptie van koolzuurhoudende dranken) worden door de Nea gezien als scope 1 emissies voor Yara, RIVM calculaties gebruiken een andere methodiek waarbij het CO<sub>2</sub>-verbruik voor ureum niet wordt meegerekend

# Geagendeerd beleid leidt ceteris paribus tot een 17% lager EBITDA in '30, de IBO-beleidspakketten 200-260% lager

## Financiële impact klimaatbeleid

### Impact klimaatbeleid op EBITDA



### Impact beleidsmutaties op EBITDA t.o.v. huidig beleid (2030)

			Totaal
Geagendeerd beleid	Vervallen WKK-vrijstelling	- 3,1%	- 17,3%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	- 14,2%	
Potentieel (IBO): 'Centrale pakket'	Aanpassingen in energiebelasting	- 125,6%	- 199,9%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 74,3%	
Potentieel (IBO): 'Variant A'	Aanpassingen in energiebelasting	- 159,2%	- 260,2%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 101,0%	

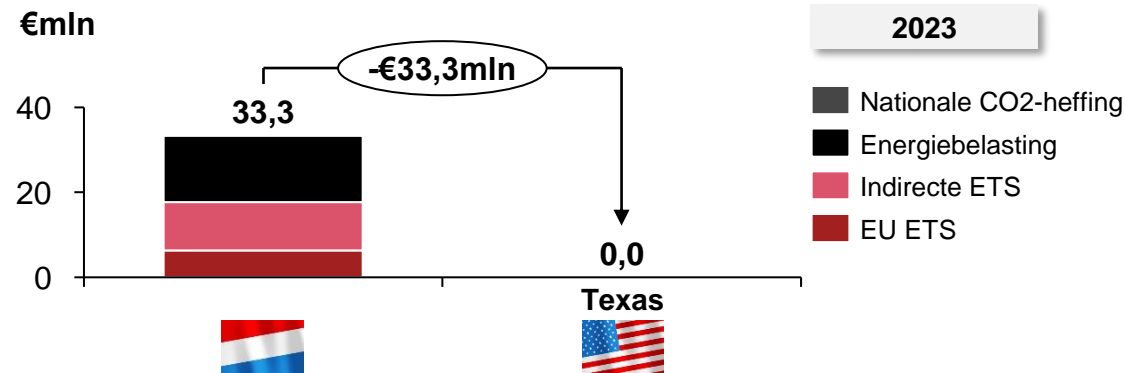
### Toelichting

- Bij huidig beleid daalt de EBITDA met 51% in 2030, voornamelijk gedreven door CBAM (uitfasering vrije ETS rechten) en CCS<sup>1</sup>, ceteris paribus
- Bij geagendeerd beleid reduceert de EBITDA additioneel met 17% door het afschaffen van de WKK-vrijstelling en de verhoging van het NL'se CO<sub>2</sub>-heffingstarief
- De IBO-pakketten leiden ceteris paribus tot EBITDA-reducties van 200 en 260% vanwege een combinatie van beleidsmaatregelen:
  - Het verhoogde CO<sub>2</sub>-heffingstarief en de gelijktijdige aanscherping van de reductiefactor
  - Het vervallen van de EB-vrijstelling op niet-energetisch verbruik van aardgas en aanscherping van de EB-tarieven
- We hanteren bij deze berekeningen een doorgiftemogelijkheid van 0% van nationale kosten en 50% voor EU ETS, welke geleidelijk oploopt d.m.v. CBAM<sup>2</sup>

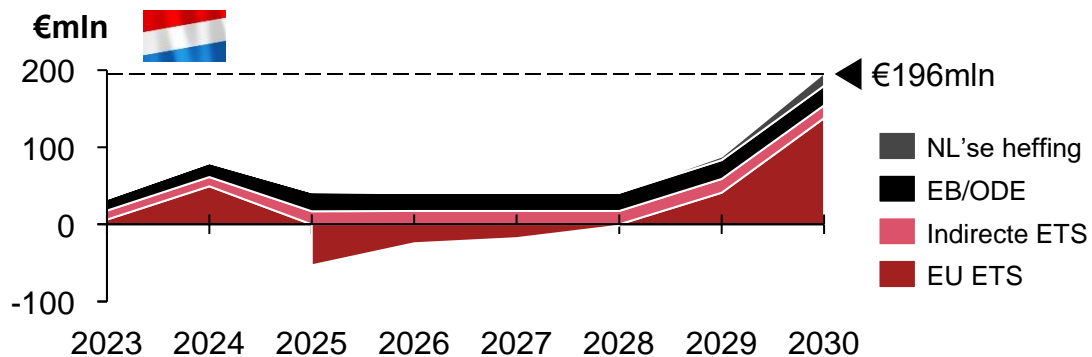
# De klimaatkosten zijn aanzienlijk hoger dan in de VS en lopen op tot €196mln waarvan een deel kan worden doorgegeven

## Ontwikkeling kosten klimaatbeleid

### Kosten klimaatbeleid in 2023



### Kostenontwikkeling in NL (geagendeerd beleid)<sup>2</sup>



### Toelichting

- Yara Sluiskil concurreert wereldwijd met kunstmestproducenten, waaronder met Yara's faciliteit in Freeport, Texas (VS) waar ammoniak wordt geproduceerd<sup>1</sup>
- Aangezien er in Texas geen energiebelasting en CO<sub>2</sub>-beprijzing is, zouden Yara Sluiskil's klimaatbeleidgerelateerde kosten hier in 2023 €0 bedragen, €33,3mln minder dan in Nederland
- Bij geagendeerd beleid lopen Yara Sluiskil's verwachte klimaatkosten op naar €196mln in 2030, voornamelijk gedreven door toenemende ETS-kosten door de uitfasering van vrijstellingen met de intrede van CBAM
- CBAM zal daarbij wel de doorgiftemogelijkheid van ETS binnen Europa verhogen, waardoor naar verwachting €111mln (72%) van de (in)directe ETS-kosten downstream kan worden doorgerekend in 2030<sup>2</sup>
- Vanaf 2025 behaalt Yara vanwege de CO<sub>2</sub>-reductie van CCS een overschot aan ETS-rechten, maar deze omzet neemt in 2026 weer snel af doordat Yara's vrijstellingen uit worden gefaseerd met CBAM en de efficiëntiebenchmarks in de berekening van het aantal vrije ETS-rechten worden aangescherpt

# Het is niet aannemelijk dat Yara Sluiskil kosten kan afwentelen op toeleveranciers op de internationale aardgasmarkt

## Doorgiftemogelijkheden upstream

 Grondstof	Aardgas <sup>1</sup>
 Geografische markt	Aardgas is een commodity en wordt verhandeld op gasbeurzen (e.g. TTF in NL). De gasmarkten in Noordwest-Europa zijn goed verbonden waardoor leveranciers niet gebonden zijn aan één land <sup>2</sup> voor afzet
 Aandeel Yara	Yara International ASA heeft met <1% een relatief klein aandeel in het totale Europese aardgasverbruik. Het is daardoor aannemelijk dat Yara's inkoopmacht zeer beperkt is
 Leverancier(s)	Aardgas wordt verhandeld op gasbeurzen (e.g. TTF in NL). Leveranciers zijn daardoor niet verbonden aan één partij
 Alternatieve afzetmogelijkheden leverancier(s)	Door de goede verbinding tussen gasmarkten in Noordwest-Europa is het aannemelijk is dat leveranciers hun gas ook aan andere partijen (in het buitenland) kunnen leveren
 Reactie leverancier(s) bij 5-10% prijsverlaging	Gezien Yara's relatief kleine marktaandeel is het aannemelijk dat leveranciers succesvol andere klanten kunnen bedienen tegen hogere tarieven in de hypothetische situatie waarin Yara een prijsverlaging van 5 – 10% kan afdwingen. Yara acht het niet aannemelijk dat leveranciers bereid zijn om tegen lagere prijzen gas te leveren

*De mogelijkheid om de kosten af te wentelen op werknemers is niet onderzocht.*

Bron: Management informatie Yara en Strategy& analyse; 1) Feitelijk gezien geen grondstof maar energiedrager; 2) Binnen Nederland wordt o.a. gas geïmporteerd vanuit Noorwegen en het VK. Ook wordt LNG aangeland via Zeebrugge



# Het is aannemelijk dat Yara's marktmacht en daarmee door- giftemogelijkheid van additionele kosten op klanten beperkt is

## Doorgiftemogelijkheden downstream

Factoren	Situatie
 <b>Producten</b>	Stikstof gebaseerde kunstmest genereert ~75% van Yara's omzet <sup>1</sup> . Stikstof gebaseerde meststoffen zijn homogeen en mogelijkheden om te differentiëren zijn beperkt <sup>2</sup> . De EC heeft een aparte markt afgebakend voor op stikstof ('N') gebaseerde kunstmest <sup>3</sup>
 <b>Geografische markten</b>	De geografische markt voor stikstofgebaseerde kunstmest is door de EC afgebakend als <u>ten minste</u> de Europese Economische Ruimte (EER) <sup>4</sup> . Gezien deze afbakening is het niet onaannemelijk dat de markt wereldwijd is. Yara behaalt ongeveer 50% van haar omzet buiten de EER <sup>1</sup>
 <b>Marktaandeel</b>	In 2019 produceerde Yara Sluiskil ~5% van het totale aanbod op stikstof gebaseerde meststoffen in Europa. Wereldwijd was dit ~1%. Gelet op het beperkte marktaandeel is het onaannemelijk dat Yara over marktmacht beschikt
 <b>Klanten</b>	Er zijn geen kunstmestafnemers die aan Yara gebonden zijn, bijvoorbeeld vanwege infrastructurele transportmogelijkheden <sup>1</sup>
 <b>Prijzen</b>	Prijzen worden bepaald op internationale markten <sup>5</sup> . De recente gasprijs ontwikkeling heeft zowel prijs als risico verhoogd (verkooprijzen worden wereldwijd bepaald op commodity markten terwijl inkooprijzen lokaal bepaald wordt). Dit bevestigt het beeld dat Yara's marktmacht beperkt is

### Gehanteerde aannames

- Op stikstof gebaseerde kunstmest is een homogeen product in een internationale markt
- Gezien Yara Sluiskil's beperkte marktaandeel is het aannemelijk dat de mogelijkheid tot doorgifte van NL'se beleidskosten zeer beperkt is
- Indien de markt groter is dan de EER lijkt ook de doorgifte van EU ETS beperkt
- Aangezien concurrenten van buiten de EER dankzij CBAM ook CO<sub>2</sub>-kosten gaan betalen, verhoogt dit de doorgiftemogelijkheid binnen de EER
- Buiten de EER zal Yara echter alsnog moeten concurreren met vervuilende producenten zonder (hoge) CO<sub>2</sub>-kosten, waardoor de doorgifte voor deze verkopen onveranderd blijft
- Bovendien corrigeert CBAM niet voor kostenverschillen door NL'se CO<sub>2</sub>-heffing waardoor de doorgiftemogelijkheid van deze heffing binnen EER beperkt is



0%



50%<sup>6</sup>

1) Management informatie Yara; 2) Copenhagen Economics (2015); 3) EC, COMP/M.6695 - AZOTY TARNÓW/ ZAKŁADY AZOTOWE PUŁAWY; 4) 4 EC, M.7784 - CF INDUSTRIES HOLDINGS / OCI BUSINESS; 5) Yara baseert de verkooprijzen van producten op internationale marktprijzen van Ureum, Nitraat en Ammoniak, plus transportkosten, e.g. prijs Ureum wordt gebaseerd op koers Ureum, zwarte zee, bulk, spot 'free-on-board' koersprijs; 6) Het huidige doorgiftepercentage van Europese kosten betreft 50%, dit loopt geleidelijk op met de intrede van CBAM

# Yara heeft richting 2030 CCS als grote verduurzamingsoptie; groene waterstof kan tot 20-25% worden bijgemengd

## Verduurzamingsopties

Optie	Beschrijving	Jaarlijkse impact t.o.v. huidige situatie <sup>1</sup>		
		Emissie	Gas	Elektriciteit
<b>CO<sub>2</sub>-compressie voor CCS</b>	In Yara's productieproces wordt reeds 2,2 Mton zuivere proces CO <sub>2</sub> afgevangen; naar verwachting zal vanaf 2025 58% van de afgevangen zuivere CO <sub>2</sub> worden opgeslagen in lege gasvelden in de Noordzee (Northern Lights) <sup>1</sup>	-0,8 Mt (-25%)	n.v.t.	+98 GWh (+19%)
<b>Groene waterstof importeren<sup>2</sup></b>	Yara kan momenteel tot 20-25% van de geproduceerde grijze waterstof technisch vervangen door groene waterstof zonder dat hier grote technische aanpassingen in het productieproces voor nodig zijn	n.t.b.	n.t.b.	n.v.t.
<b>Lachgasreductie</b>	Yara investeert in nieuwe branders voor het salpeterzuurproductieproces en reduceert daarmee haar broeikasgassen	-0,14 Mt (-4,4%)	n.v.t.	n.v.t.
<b>Terugwinning onzuivere CO<sub>2</sub></b>	Naast de zuivere CO <sub>2</sub> die reeds wordt afgevangen kan Yara in de toekomst ook een gedeelte van de de onzuivere proces CO <sub>2</sub> terugwinnen, er blijft dan alleen nog onzuivere rookgas CO <sub>2</sub> over bij het maken van ammoniak	-0,14 Mt (-4,4%)	n.v.t.	n.v.t.
<b>Energie-efficiëntie</b>	Yara heeft verschillende energiebesparingsprojecten in de pijplijn waaronder optimalisatie van compressoren, elektrificatie, etc.– met een lagere CO <sub>2</sub> -uitstoot en energieverbruik tot gevolg	-0,15 Mt (-4,7%)	n.t.b.	+70-150 GWh (+14-29%)
		<b>-1,34 Mt (-42%)</b>		<b>~+208 GWh (~+40%)</b>

# Yara's CCS-project wacht nog op een internationaal akkoord; voor groene waterstof is aansluiting op de H2 backbone vereist

## Benodigheden verduurzaming



### Benodigheden verduurzaming

- Bij huidig beleid verwachtte Yara dat het CCS-project zou worden uitgevoerd, bij aanscherping van het klimaatbeleid kan dit onzeker worden
- Yara wacht daarnaast nog op een bilateraal akkoord tussen Nederland en Noorwegen over de lange termijn verantwoordelijkheid voor de opgeslagen CO<sub>2</sub>



### Toereikendheid huidig beleid

- Volgens Yara zijn Nederland en Noorwegen sinds 2020 in gesprek over het benodigde bilaterale akkoord
- Yara is hoopvol over het bereiken van dit akkoord maar zou graag op korte termijn het definitieve oordeel ontvangen zodat zij over kunnen gaan tot de finale investeringsbeslissing
- In dat geval komt de start van het CCS-project in 2025 niet in gevaar, mits nieuw klimaatbeleid investeren in Nederland niet (te) onaantrekkelijk maakt



- Yara kan 20 tot 25% van de momenteel toegepaste grijze waterstof technisch gezien relatief eenvoudig vervangen door groene waterstof
- Aangezien Yara Sluiskil zelf geen groene waterstof wil produceren, wil zij deze van buitenaf gaan importeren
- Hiervoor zien zij momenteel echter 2 obstakels:
  1. Infrastructurele aankoppeling op de H2 backbone<sup>1</sup>
  2. Beschikbaarheid van voldoende groene waterstof

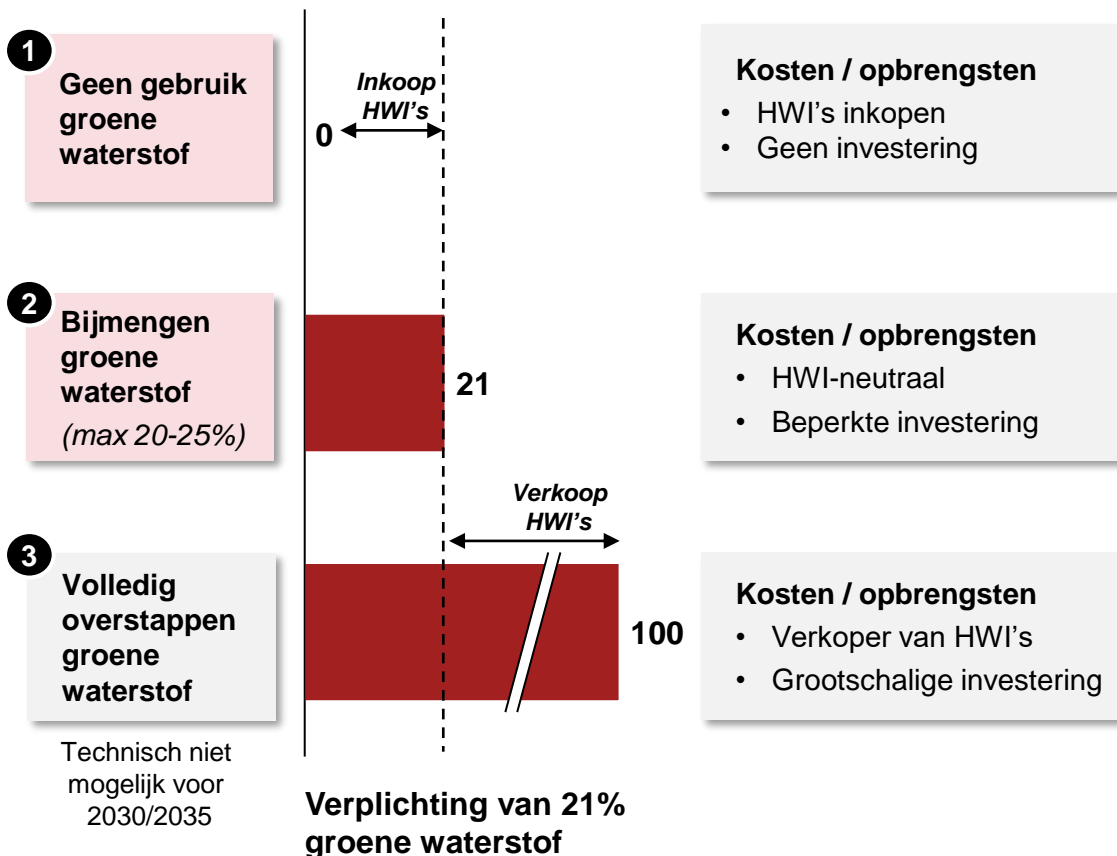


- Industrieel cluster 4 (Zeeland) zal naar verwachting in 2026/27 verbonden worden op de H2 backbone<sup>1</sup>, waardoor Yara een aankoppeling kan krijgen op het waterstofnetwerk
- Yara geeft aan dat er vooralsnog in beperkte mate groene waterstofprojecten in ontwikkeling zijn, waardoor zij het onrealistisch achten dat er tijdig voldoende aanbod zal zijn
- Ze verwacht dat de groene waterstofprijs voorlopig hoog zal blijven, waardoor financiële ondersteuning benodigd is

# De RFNBO-afnameverplichting heeft grote impact op Yara; afhankelijk van de verplichting heeft zij hiervoor 3 opties

## RFNBO-afnameverplichting (1/2)

### Yara's opties om aan RFNBO-afnameverplichting te voldoen



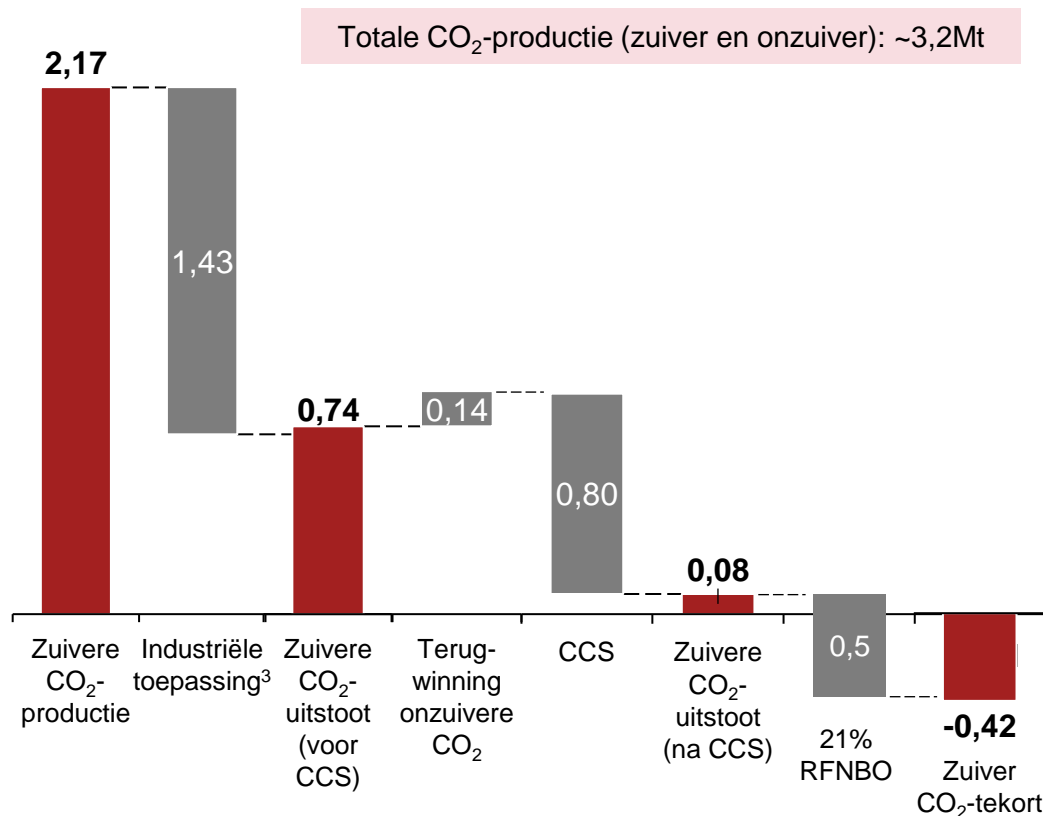
### Toelichting

- Yara is een grootverbruiker en -producent van waterstof (ca. 40PJ), waardoor de RFNBO-afnameverplichting waarschijnlijk een grote impact heeft op kosten
- Er kan worden betwijfeld of er überhaupt sprake kan zijn van gezonde marktwerking voor HWI's, aangezien twee partijen (OCI en Yara) verantwoordelijk zijn voor tweederde van het waterstofverbruik onder de RFNBO-afnameverplichting<sup>1,2</sup>
- Bovendien is het de vraag of er voldoende aanbod van betaalbare groene waterstof zal zijn
- Yara heeft in theorie drie opties om met de RFNBO-afnameverplichting om te gaan:
  1. Geen groene waterstof toepassen:
    - Yara zal HWI's moeten kopen van andere bedrijven
  2. Groene waterstof toepassen tot 20-25%:
    - Yara's kan tot 20-25% groene waterstof technisch eenvoudig bijmengen, wel vergt aansluiting op de backbone kleinschalige investeringen
    - Dit bijmengen leidt tot een stijging in de operationele kosten gelijk aan het prijsverschil tussen grijze en groene waterstof
    - Afhankelijk van de verplichting moeten er HWI's worden bijgekocht of verkocht
  3. Volledige toepassing van groene waterstof (niet mogelijk voor 2030/2035):
    - Vergt grootschalige ombouw van huidige productiefaciliteit tegen hoge kosten en is volgens Yara technisch onmogelijk voor 2030/2035
    - Operationele kosten stijgen gelijk aan het prijsverschil tussen grijze en groene H<sub>2</sub>
    - De verkoop van HWI's leidt tot extra inkomsten, maar het is onwaarschijnlijk dat dit de business case rond zal maken omdat de HWI-prijs gelimiteerd wordt door de hoogte van de financiële sanctie
- Alle opties leiden waarschijnlijk tot hogere kosten, die beperkt doorgerekend kunnen worden naar klanten omdat Yara opereert op een internationale markt
- Als alternatief kan Yara direct hernieuwbare ammoniak importeren, wel betekent dit dat relatief minder HWI's worden verkregen vanwege conversieverliezen

# Aangezien Yara een groot deel van haar zuivere CO<sub>2</sub> afvangt (en gebruikt) is er weinig ruimte voor additionele reductie

## RFNBO-afnameverplichting (2/2)

### Zuivere CO<sub>2</sub>-productie en -uitstoot in Yara Sluiskil (Mton)<sup>1</sup>



### Toelichting

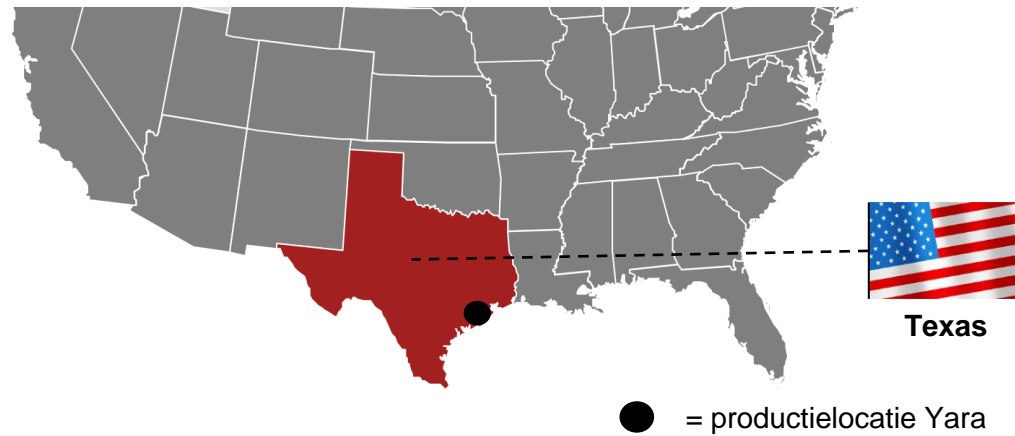
- Als Yara Sluiskil toegang krijgt tot voldoende groene waterstof, kan zij technisch gezien voldoen aan een RFNBO-afnameverplichting tot 20-25% met beperkte technische aanpassingen aan het productieproces, waarbij met een groene waterstof toepassing van 21% Yara ~0,5Mton minder zuivere CO<sub>2</sub> zal produceren<sup>2</sup>
- Momenteel produceert Yara zo'n 2,2Mton aan zuivere CO<sub>2</sub> per jaar, 1,4Mt daarvan wordt gebruik in ureumproductie of als product verkocht (o.a. frisdrankproductie, glastuinbouw en farmacie), in beide gevallen komt deze CO<sub>2</sub> pas vrij bij eindgebruik
- Aangezien CCS ongeveer 0,8Mton van de zuivere CO<sub>2</sub> zal afvangen, zal een combinatie van CCS en de RFNBO-afnameverplichting waarschijnlijk leiden tot een tekort aan zuivere CO<sub>2</sub> voor de huidige industriële vraag (zie figuur links)
- Omdat het CCS project gaat gepaard met een leveringsverplichting van 15 jaar voor de opslag van CO<sub>2</sub> leidt de onzekerheid rond de beschikbaarheid van voldoende CO<sub>2</sub> mogelijk tot uitstel of zelfs afstel van deze investering in Nederland
- Indien ureumproductie of het verkopen van CO<sub>2</sub> winstgeverder blijkt dan het voorkomen van CO<sub>2</sub>-kosten, kan Yara besluiten de CCS-capaciteit onder te benutten
- Aangezien kunstmestfabrikanten de enige industriële producenten zijn die op deze schaal zuivere CO<sub>2</sub>-produceren is het niet ondenkbaar dat een RFNBO-afnameverplichting de verkoopprijs van zuivere CO<sub>2</sub> sterk zal doen stijgen en CCS wordt onderbenut waardoor meer CO<sub>2</sub> uiteindelijk in de atmosfeer belandt of dat andere productieprocessen moeten afschalen vanwege een tekort aan zuivere CO<sub>2</sub>

Bron: Management informatie Yara; 1) O.b.v. de productiegegevens van 2017; 2) Naast zuivere CO<sub>2</sub> stoot Yara Sluiskil ook niet-zuivere CO<sub>2</sub> uit (~1,2Mt) welke vrijwel hetzelfde blijft bij CCS en toepassing van groene waterstof (in het huidige productieproces) en veel duurder is om te reduceren; 3) Industriële toepassing is onderverdeeld in ureumproductie (1Mton), Nippon (voeding, pharma, etc.) (0,38Mton) en kastuinbouw (0,05Mton)

# Met de IRA biedt de VS een subsidie voor CCS, wat het voor Yara Int. interessanter maakt om te investeren in Texas

## Strategische alternatieven (exit)

### Interessantste alternatieve investeringsoptie Yara



#### IRA



- De IRA biedt een directe tax credit voor de opslag van CO<sub>2</sub>
- Dit subsidieinstrument biedt investeerders in CCS zekerheid van steun, waardoor de business case sneller rond is
- In Nederland is minder ondersteuning voor blauwe waterstof, zo is er geen SDE++ beschikbaar voor CO<sub>2</sub>-opslag in het buitenland

#### Gaskosten



- Texas kent lagere energiekosten dan Europa door de aanwezigheid van goedkoop schaliegas en het ontbreken van energiebelasting<sup>2</sup>
- Aangezien aardgas goed is voor >80% van Yara Sluiskil's kosten, hebben kleine tariefverschillen al een grote impact op het rendement





### Toelichting

- Yara heeft is wereldwijd actief met 28 productielocaties verspreid over vijf continenten
- Aangezien kunstmest globaal wordt verhandeld, behoort het verplaatsen van de productie vanuit Sluiskil naar buiten Europa tot de mogelijkheden; Texas (VS) is hierbij met name interessant vanwege de lage energieprijzen en –belastingen<sup>3</sup>
- Met toenemende klimaatbeleidkosten kan het met name interessant zijn om in Sluiskil enkel nog voor de EER te produceren en de productie bestemd voor niet-EER te verplaatsen naar buiten de EER
- Daarnaast is ook het importeren van groene/blauwe ammoniak een optie mits er voldoende aanbod is, maar in dat geval zal in Sluiskil vanwege een gebrek aan CO<sub>2</sub> ook de ureumproductie moeten worden gestopt
- Grijs produceren voor de Europese markt vanaf buiten de EER is minder interessant vanwege CBAM maar is bij fors lagere aardgaskosten elders wel een optie
- Als alternatieve investeringslocatie kijkt Yara met name naar hun fabriek in Texas vanwege twee redenen:
  - De IRA biedt een directe en simpele subsidie op CCS waardoor investeren aantrekkelijker is
  - De kosten van gas (incl. belastingen) zijn hier lager

# Hoewel een volledige exit niet waarschijnlijk is, is er volgens Yara een risico dat ammoniakproductie wordt stilgelegd

## Exit kosten

### Overzicht exit kosten

Type exit kosten	Toelichting
1  Arbeidsgerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> <li>Yara acht het niet aannemelijk dat veel van haar werknemers in Sluiskil zullen kunnen worden overgeplaatst naar alternatieve productielocaties</li> </ul>
2  Regelgeving-gerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bij een complete productiestop zegt Yara Sluiskil te maken te krijgen met een schoonmaakverplichting van de productiesite waar flinke kosten mee gepaard gaan</li> </ul>
3  Lange termijn contracten	<ul style="list-style-type: none"> <li>Yara verwacht geen grote kosten ten aanzien van het opbreken van lange termijn verplichtingen (zowel upstream als downstream)</li> </ul>
4  Verzonken kosten	<ul style="list-style-type: none"> <li>Yara's ammoniak assets zijn gebouwd in de jaren 70-80 en inmiddels grotendeels afgeschreven; de ureum assets zijn nog niet afgeschreven maar minder waardevol dan de ammoniak assets</li> <li>De kosten vanwege een versnelde afschrijving zijn hierdoor naar verwachting beperkt</li> </ul>
5  Overig	N.v.t.

### Toelichting

- Een volledige exit, waarbij de productielocatie wordt ontmanteld of gereed gemaakt voor een alternatieve aanwending, is volgens Yara niet waarschijnlijk. Met name de ammoniakproductie is energie- en uitstootintensief, het vervaardigen van nitraten uit ammoniak kan wel doorgaan. Bovendien zijn er bij een volledige exit aanzienlijke kosten voor het ontmantelen van de locatie
- In bepaalde scenario's met een zeer ongelijk internationaal speelveld, is het denkbaar dat de ammoniakproductie worden stopgezet of grotendeels afgeschaald. Dit zal het geval zijn als dit proces niet meer winstgevend is en dat naar verwachting ook niet meer wordt
- Voor Yara heeft het stopzetten van ammoniakproductie verstrekkende gevolgen omdat een groot deel van de omzet en activiteiten hiermee verloren gaan. Daarnaast wijst Yara er op dat er grote hoeveelheden ammoniak geïmporteerd zullen moeten worden, waarschijnlijk van buiten de EU (voornamelijk Rusland, Noord-Afrika en het Midden Oosten) en van faciliteiten die minder efficiënt zijn dan die in Sluiskil<sup>2</sup>

#### Mogelijkheid tot afschaling productie

- Bij te hoge kosten kan Yara besluiten de ammoniakproductie in Sluiskil (gedeeltelijk) te stoppen. Dit gebeurde in 2022 ook al tijdelijk in reactie op de hoge gasprijzen<sup>1</sup>. In dit geval moet ook de productie van ureum en vloeibare CO<sub>2</sub> worden stilgelegd
- Het gevolg is dat Yara aanzienlijke hoeveelheden ammoniak moet importeren. In dit geval zijn grote investeringen nodig voor het aanleggen van de benodigde ammoniak opslag infrastructuur. Het is volgens Yara onzeker of er wereldwijd voldoende ammoniak verhandeld wordt om aan haar vraag te voldoen (750.000 ton). Bovendien hebben ze nu geen vergunning om deze hoeveelheden ammoniak over de Westerschelde en het Kanaal te vervoeren

# Huidig en geagendeerd beleid leiden mogelijk tot productieafschaling; IBO-pakketten mogelijk tot een stop van ammoniakproductie

## Conclusies



Bron: Management informatie Yara 1) bij het huidige en geagendeerde beleid is een totale productiestop niet reëel, maar kan productie voor buiten Europa mogelijk verlieslijdend zijn door de uitfasering van ETS-vrijstellingen. Bij de IBO-pakketten wordt een negatieve EBITDA bereikt, wat zou kunnen leiden tot een algehele productiestop; 2) Daarnaast daalt de EBITDA door het gebruik van CCS, wat in onze berekeningen onrendabel is



# 5.3

## Casestudie: Smurfit Kappa Roermond Papier

---

Sector: Papier

# SKRP produceert gerecycled papier van oud papier en behoort tot de meest energie-efficiënte papierfabrieken van Europa

## Algemene informatie

### Bedrijfsinformatie

Naam:	Smurfit Kappa Roermond Papier B.V.
Sector:	Papier
Werknemers:	285 <sup>1</sup>
Locaties (NL):	Roermond
Naam moederbedrijf:	Smurfit Kappa Group
Omzet:	3% van de totale Smurfit Kappa groep
Locatie hoofdkantoor:	Dublin, Ierland
CO <sub>2</sub> -emissies:	153kt CO <sub>2</sub>



### Omschrijving activiteiten

- Smurfit Kappa Roermond Papier (SKRP) produceert voornamelijk testliner en golfblad voor golfkartonnen verpakkingen. Zij doet dit op basis van 100% gerecyclede vezels zogenaamd oud papier. Daarnaast wordt een deel van de reststromen (kunststof, touw en hout) omgezet tot hoogwaardige brandstof pellets (Rofire)
- Het geproduceerde papier wordt voornamelijk geleverd aan andere vestigingen binnen de Smurfit Kappa Group waar het wordt verwerkt tot verpakkingen. Slechts een zeer klein deel wordt verkocht aan derden. 40 procent van het geproduceerde papier wordt geleverd binnen Nederland
- Papierproductie is energie-intensief, maar SKRP is vergeleken met andere papierfabrieken binnen EU ETS zeer efficiënt<sup>2,3</sup>

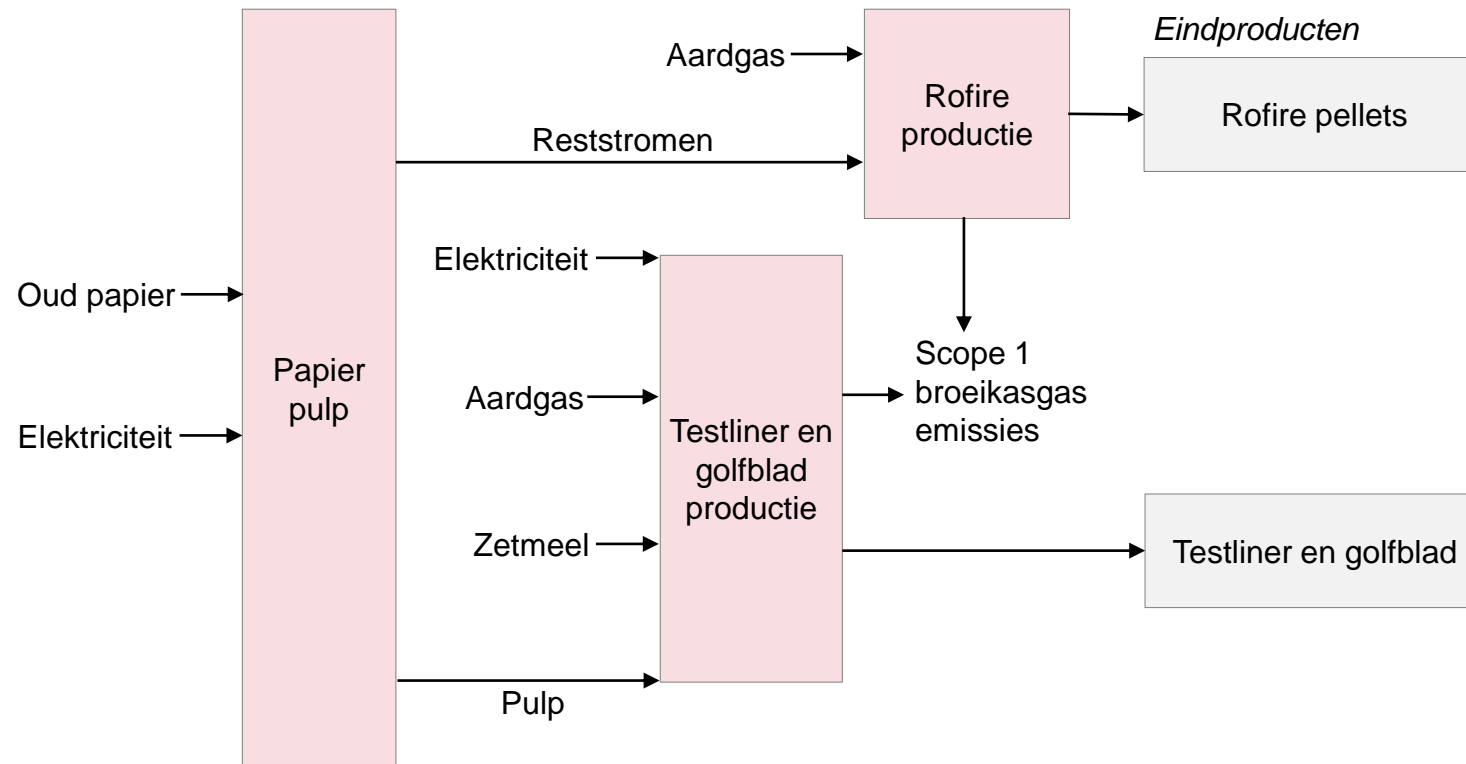


Bron: Managementinformatie SKRP; 1) Website Smurfit Kappa, geraadpleegd in april 2023; 2) Laurijssen 2013; SKRP; 3) Fefco 2022

# SKRP produceert testliner en golfblad uit oud papier met behulp van hulpstoffen en energiebronnen

## Procesbeschrijving

### Schematisch overzicht productieproces



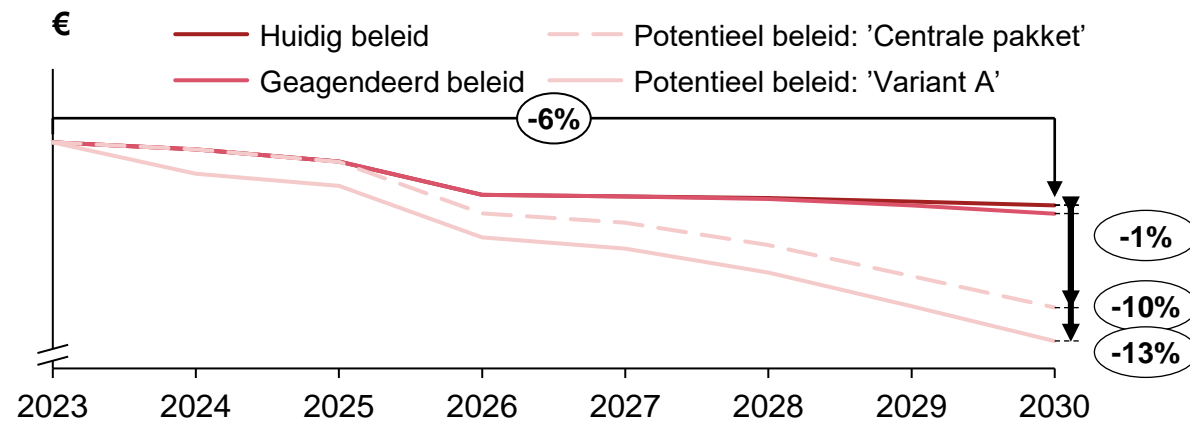
### Toelichting

- In Roermond produceert Smurfit Kappa testliner, golfblad en Rofire-pellets
- Hiervoor gebruikt het bedrijf oud papier, zetmeel, aardgas, biogas (afkomstig uit eigen biologische waterzuivering) en elektriciteit als inputfactoren
- Testliner en golfblad worden vervolgens op andere productielocaties van SKG verwerkt tot golfkarton (CCM)
- Bij de productie van testliner en golfblad, maar ook bij de productie van Rofire pellets komen CO<sub>2</sub>-emissies vrij
- In de productie van pulp komen geen (scope 1) CO<sub>2</sub>-emissies vrij, omdat hier alleen geïmporteerde elektriciteit wordt verbruikt

# Geagendeerd beleid leidt ceteris paribus tot een 1% lagere EBITDA in 2030, de IBO-pakketten tot 10 en 13% lager

## Financiële impact klimaatbeleid

### Impact klimaatbeleid op EBITDA



#### Impact beleidsmutaties op EBITDA t.o.v. huidig beleid (2030)

			Totaal
Geagendeerd beleid	Aanpassing WKK-vrijstelling	+ 0,01%	- 0,8%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	- 0,8%	
Potentieel (IBO): 'Centrale pakket'	Verhoogde EB-tarieven	- 6,2%	- 9,6%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 3,4%	
Potentieel (IBO): 'Variant A'	Verhoogde EB-tarieven	- 8,4%	- 12,7%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 4,4%	

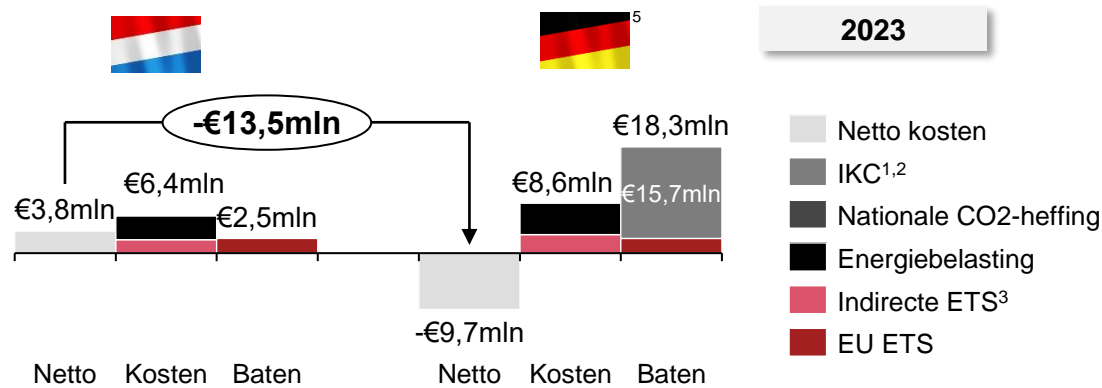
### Toelichting

- Ook bij huidig beleid daalt SKRP's EBITDA naar verwachting tot 2030 met 6% ceteris paribus, voornamelijk gedreven door oplopende CO<sub>2</sub>-kosten (EU ETS en Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing)
- Het geagendeerde beleid zal ceteris paribus leiden tot een additioneel EBITDA-verlies van 1%, wat voortkomt uit het aangescherpte CO<sub>2</sub>-heffingstarief – wat een relatief beperkte impact kent doordat SKRP's uitstoot grotendeels zal zijn vrijgesteld
- De beperking van WKK-vrijstelling benadeelt SKRP niet aangezien hun WKK niet in aanmerking komt voor deze vrijstelling (er wordt niet voldaan aan de 30%-rendements eis); sterker nog, doordat deze eis komt te vervallen profiteren ze juist lichtelijk van deze wijziging (+0,01% in 2030) aangezien ze nu geen EB hoeven te betalen over de elektriciteit geleverd aan het net
- De IBO-pakketten leiden tot een daling van de EBITDA van 10% tot 13% t.o.v. huidig beleid, wat voornamelijk gedreven wordt door een toename in de EB-tarieven
- We hanteren bij deze berekeningen een doorgiftemogelijkheid van 50% voor EU ETS en 0% van de NL'se CO<sub>2</sub>-heffing en energiebelastingen

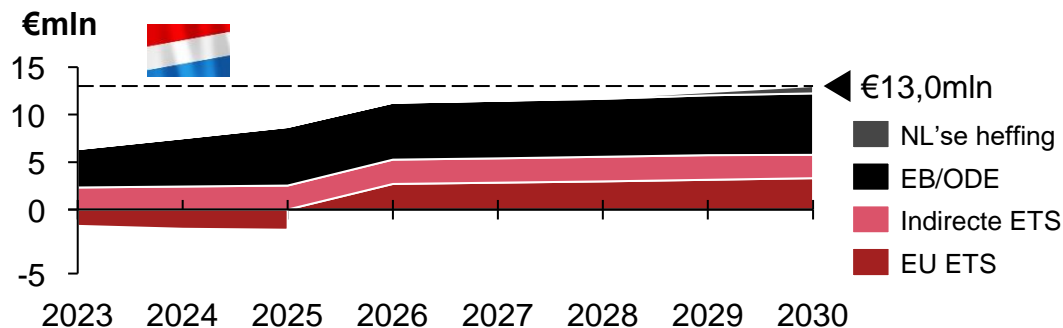
# Door het scheve IKC-speelveld heeft SKRP in NL netto €13mln meer kosten dan het zou hebben in Duitsland

## Ontwikkeling kosten klimaatbeleid

### Kosten klimaatbeleid in 2023



### Kostenontwikkeling in NL (geagendeerd beleid)









### Toelichting

- Lidstaten hebben volgens de Europese Commissie recht om bepaalde industrieën, zoals papierindustrie, te compenseren voor hoge indirecte ETS-kosten (ETS-kosten van elektriciteitsproducenten die worden doorgerekend in de elektriciteitsprijs)
- Deze 'indirecte ETS kosten' bedragen voor SKRP ongeveer €2,5mln per jaar tussen 2023 en 2030
- SKRP wekt een groot gedeelte van haar stroomverbruik zelf op, waardoor hierover geen indirecte ETS wordt betaald. De IKC-methodiek houdt hier echter geen rekening mee, waardoor zou worden overgecompenseerd (€15,7mln in Duitsland)<sup>4</sup>
- Aangezien bepaalde lidstaten wel IKC uitkeren en anderen niet bestaat een scheef speelveld, waarbij SKRP in 2023 in Nederland netto €3,8m (kosten minus baten) betaalt aan klimaatbeleidskosten, terwijl zij in Duitsland juist netto €9,3mln (Indirecte kosten – IKC) zou ontvangen
- SKRP's klimaatbeleid kosten lopen bij geagendeerd beleid naar verwachting op tot €13,0mln in 2030, met name gedreven door toenemende EU ETS-kosten

Bron: Bedrijfsinformatie SKRP en Strategy& analyse; 1) De berekende IKC geldt voor de indirecte kosten die gemaakt worden in 2023. In de praktijk zou dit pas in 2024 worden uitgekeerd; 2) We hanteren voor de IKC-berekening een steunintensiteit van 75%; 3) De indirecte ETS kosten zijn voor Nederland berekend met een emissiefactor van 0,48 t/CO<sub>2</sub> en voor Duitsland van 0,64 t/CO<sub>2</sub> (Compass Lexecon 2021); 4) SKRP wekt haar elektriciteit op d.m.v. gas waarmee CO<sub>2</sub>-emissies gepaard zijn waardoor hier wel directe ETS wordt betaald 5) Indien een identieke faciliteit als in NL onder het Duitse beleid zou vallen

# Het is niet aannemelijk dat Smurfit Kappa Roermond Papier kosten kan doorgeven op toeleveranciers op de papiermarkt







## Doorgiftemogelijkheden upstream (1/2)

 Grondstof	Teruggewonnen papier	Aardgas <sup>1</sup>
 Markt	De EC laat de geografische marktafbakening van teruggewonnen papier open <sup>2</sup> ; Volgens SKRP wordt teruggewonnen papier wereldwijd verhandeld en concurreert zij hierom o.a. met papierfabrieken uit China en de Verenigde Staten	Aardgas is een commodity. De gasmarkten in Noordwest-Europa zijn goed verbonden waardoor leveranciers voor afzet niet gebonden zijn aan één land
 Aandeel SKRP	Smurfit Kappa Recycling koopt op groepsniveau teruggewonnen papier in en is daarmee goed voor minder dan 5% van de Europese inkoopmarkt <sup>3</sup> . Het is hierdoor zeer onaannemelijk dat SKRP beschikt over marktmacht	Ondanks het energie-intensieve productieproces is SKRP's verbruik met <1% <sup>3</sup> van het totale aandeel in NL relatief klein, en in Europa nog kleiner. Hierdoor is het aannemelijk dat de inkoopmacht beperkt is
 Leverancier(s)	Teruggewonnen papier wordt verkregen van Smurfit Kappa Recycling	SKRP sluit contracten af op de geliberaliseerde gasmarkt en is voor de duur van een contract gebonden aan een afnemer, daarnaast wordt een gedeelte ingekocht op de spotmarkt
 Alternatieve afzetmogelijkheid en leverancier(s)	Teruggewonnen papier kan ook aan andere papierfabrieken binnen de groep worden geleverd of buiten de groep worden verkocht	Door de goede verbinding tussen gasmarkten in Noordwest-Europa is het aannemelijk is dat leveranciers hun gas ook aan andere partijen (in het buitenland) kunnen leveren
 Reactie leverancier(s) bij 5-10% prijsverlaging	Het afdwingen van een prijsreductie bij een zusterbedrijf verbetert, vanuit Smurfit Kappa Group bezien, de financiële positie van SKRP niet	Vanwege de lage marge (<0,5% <sup>3</sup> ) van aardgasleveranciers is het aannemelijk dat de leverancier een prijsverlaging niet zal accepteren en zal overstappen naar een andere partij

Bron: Management informatie SKRP en Strategy& analyses; 1) Feitelijk gezien geen grondstof maar energiedrager; 2) Case M.8915 - DS SMITH / EUROPAC; 3) ACM (2014); 3) Management informatie SKRP

# Het is niet aannemelijk dat Smurfit Kappa Roermond Papier kosten kan afwentelen op toeleveranciers op de papiermarkt

## Doorgiftemogelijkheden upstream (2/2)

 Grondstof	Elektriciteit <sup>1</sup>	Zetmeel <sup>1</sup>
 Markt	<p>Elektriciteit is een commodity. De ACM gaat uit van een nationale markt voor levering aan elektriciteit voor vrije afnemers<sup>2</sup></p>	<p>De EC laat open of zetmeel een Europese markt betreft of een nationale markt<sup>5</sup>. Aangezien de leveranciers van SKRP leveren op meerdere plekken in Europa is het niet onwaarschijnlijk dat dit een Europese markt betreft<sup>4,5</sup>. Volgens SKRP wordt de prijs wereldwijd bepaald</p>
 Aandeel SKRP	<p>Ondanks het energie-intensieve productieproces is SKRP's verbruik met &lt;1%<sup>3,4</sup> van het totale verbruik in Nederland relatief klein, waardoor het aannemelijk is dat inkoopmacht beperkt is</p>	<p>SKRP koopt minder dan 1% in van de in Europa verhandelde zetmeel<sup>4</sup></p>
 Leverancier(s)	<p>SKRP koopt elektriciteit in bij één partij</p>	<p>Zetmeel wordt ingekocht bij meerdere partijen</p>
 Alternatieve afzetmogelijkheid en leverancier(s)	<p>Het is aannemelijk dat leveranciers ook aan andere partijen kunnen leveren</p>	<p>Er zijn vele potentiële klanten die zetmeel zouden willen afnemen, waaronder in de voedingsindustrie</p>
 Reactie leverancier(s) bij 5-10% prijsverlaging	<p>Vanwege de lage marge (&lt;0,5%<sup>6</sup>) van elektriciteitsleveranciers, verwacht SKRP niet dat zij een prijsverlaging kan afdwingen</p>	<p>SKRP acht het aannemelijk dat de leveranciers zetmeel aan een andere partij zullen verkopen bij de genoemde prijsverlaging<sup>6</sup></p>

1) Feitelijk gezien geen grondstof maar energiedrager; 2) ACM Zaaknummer 1235; 3) ACM (2014); 4) Analyse S& mede op basis management informatie SKRP<sup>5</sup>; 5) Case No COMP/M.2029 Tate & Lyle/ Amylum; 6) Management informatie SKRP

# Mits voldoende vraag kan SKRP Europese kosten doorberekenen aan zusterbedrijven; voor NL'se kosten geldt dit niet

## Doorgiftemogelijkheden downstream

Factoren	Situatie
 <b>Producten</b>	SKRP produceert voornamelijk testliner en golfblad. De EC stelt dat testliner en golfblad behoren tot twee aparte relevante productmarkten <sup>1</sup>
 <b>Geografische markten</b>	De relevante markt van testliners en golfblad wordt in fusiebesluiten bepaald als minstens de EER <sup>1</sup> . Daarnaast staan pulp-, papier- en kartonproductie op de carbon leakage lijst van de EC, wat duidt op een markt groter dan de EER
 <b>Marktaandeel</b>	In deze internationale markten lijken de Nederlandse spelers een beperkt marktaandeel te hebben. Bij de fusie in 2005 had SKG een EER-marktaandeel van minder dan 10% (geen recentere schatting beschikbaar)
 <b>Klanten</b>	SKRP levert de producten voornamelijk aan andere SK fabrieken (40% in NL). Hiervan worden golfkartonnen dozen gemaakt. Golfkarton wordt gezien als een homogeen product met beperkte consumentenloyaliteit. <sup>2</sup> De markt van dit eindproduct golfkarton is regionaal van aard met een radius van circa 300 km <sup>3,4</sup>
 <b>Prijzen</b>	Mits de vraag naar papier groter is dan het aanbod kan SKRP haar kosten doorberekenen aan zusterbedrijven. Er is een Europese papierprijs die gevolgd wordt door SKRP waardoor Europese kosten mogelijk kunnen worden doorgerekend. Dit is niet aannemelijk voor Nederlandse kosten

### Gehanteerde aannames

- SKRP concurreert op markten die ten minste even groot zijn als de EER
- Het is hierdoor slechts in beperkte mate mogelijk om nationale kosten downstream door te rekenen
- Er zijn goede aanwijzingen dat de markt zelfs breder is dan EER, waardoor ook Europese kosten waarschijnlijk ook beperkt kunnen worden doorgerekend
- SKRP's zusterbedrijven zijn in principe verplicht om bij SKRP in te kopen tenzij het SK concern als gevolg van de hoge prijzen verlies zou lijden



0%



50%

1) Case M.8915 - DS SMITH EUROPAC; 2) EC M.3935, Jefferson Smurfit/Kappa, 2005. 3) 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). 4) EC M.7558, DS Smith/Duropack, 2015



# SKRP kan haar productieproces met name verduurzamen door te elektrificeren

## Verduurzamingsopties<sup>1</sup>

Optie	Beschrijving	Jaarlijkse impact t.o.v. huidige situatie		
		Emissie	Gas	Elektriciteit
<b>Thermocompressoren</b>	SKRP kan thermocompressoren inzetten in drooggroepen. Deze worden gefaseerd ingevoerd, waarbij de eerste stappen het meest efficiënt zijn	-7,3 kt (-6,2%)	-4,1 mln m <sup>3</sup> (-4,7%)	+0,2 GWh (+0,1%)
<b>Stoomcompressoren</b>	SKRP kan stoomcompressoren inzetten in drooggroepen. Dit kan nadat de thermocompressoren zijn gerealiseerd en er genoeg besparingspotentieel is voor stoomcompressoren	-0,3 kt (-0,3%)	0,6 mln m <sup>3</sup> (-0,7%)	+1,5 GWh (+0,9%)
<b>Rejectconversieinstallatie</b>	De Rofire-installatie wordt vervangen door een energieconversie-installatie voor de productie van stoom	-5,0 kt (-4,2%)	-14 mln m <sup>3</sup> (-16,1%)	n.v.t
<b>Filmpers</b>	De lijmpers vervangen door een filmpers bij de productie van hogere gramgewichten, hiermee wordt minder water in het papier gebracht waardoor minder droogenergie nodig is	-8,0 kt (-6,8%)	-4,6 mln m <sup>3</sup> (-5,3%)	n.v.t
<b>Condenserende economizer</b>	Een condenserende economizer installeren op een biogasketel	-1,2 kt (-1,0%)	-0,7 mln m <sup>3</sup> (-0,8%)	+0,1 GWh (+0,1%)
<b>Centrale koelinstallatie</b>	De huidige losse koelinstallaties/airco's vervangen door een centrale koelinstallatie (in twee fases)	-2,5 kt (scope 2)	-1,4 mln m <sup>3</sup> (-1,6%)	-4,2 GWh (-2,5%)
<b>Elektrificatie (na 2030)</b>	Het vervangen van de WKK door elektrische boilers en/of warmtepompen, daardoor wordt er zelf geen elektriciteit meer opgewekt, maar alle elektriciteit wordt dan geïmporteerd van het net	-60 kt (-51%)	-34 mln m <sup>3</sup> (-39,2%)	+126 GWh (+76,4%)
<b>Totaal</b>		<b>-84,3 Kt</b> (-71,6%)	<b>-59,4 mln m<sup>3</sup></b> (-68,5%)	<b>+ 123,6 GWh</b> (+74,9%)

Bron: Interview en managementinformatie SKRP 1) Dit betreft alle potentiële reductieopties; in de kwantitatieve analyse zijn enkel de zekere reductieopties meegenomen namelijk: thermocompressoren voor 2 papiermachines en een rendementsverhoging van een biogasketel

# Vanwege de regelgeving rondom subsidies krijgt SKRP niet altijd de financiële ondersteuning die het nodig heeft

## Benodigheden verduurzaming

**1**  
**Proces-  
optimalisatie**  
(voor 2030)



### Benodigheden verduurzaming


- SKRP kan op korte termijn verschillende verduurzamingsopties doorvoeren gericht op het reduceren van gasverbruik
- Voor enkele van deze opties is financiële ondersteuning nodig om de business case rond te krijgen (zoals voor de rejectboiler, filmpers en stoomcompressoren)



### Toereikendheid huidig beleid

- In principe ziet SKRP in SDE++ een goed instrument voor de financiële ondersteuning van hun verduurzamingsopties
- Deze schiet echter om twee redenen momenteel te kort:
  1. Implementatiekosten worden niet meegewogen bij de SDE++ terwijl deze significant kunnen zijn
  2. De verduurzamingsopties vallen soms niet binnen de bestaande categorieën (zoals rejectboiler)

**2**  
**Elektrificatie**  
(na 2030)



- Op de middellange termijn kan SKRP haar productieproces flink verduurzamen door over te stappen van WKK's naar e-boilers
- Hiervoor is wel financiële ondersteuning vereist om de business case rond te krijgen
- Daarnaast zal deze stap leiden tot een grote toename in de elektriciteitsvraag, waardoor een uitbreiding van de elektriciteitscapaciteit vereist is



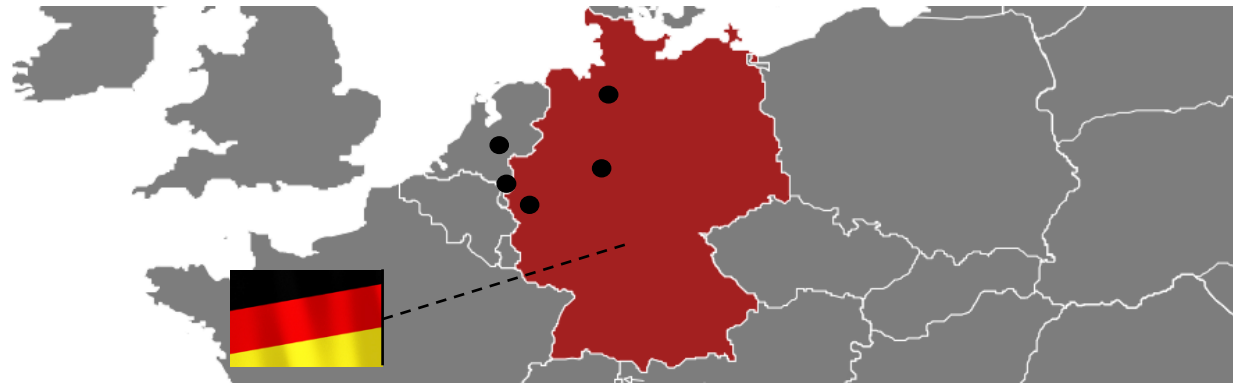
- Volgens de regelgeving van EU ETS raak je bij de heat benchmark vrijstellingen kwijt bij in gebruikname van e-boilers. Het idee hierbij is dat bedrijven al gecompenseerd zullen worden voor de hogere kosten via de IKC
- De SDE++ gaat er echter vanuit dat deze vrijstellingen behouden blijven waardoor de kosten worden onderschat
- Aangezien NL geen IKC meer toekent levert dit enkel extra lasten op, waardoor financiële ondersteuning benodigd is
- SKRP verwacht geen problemen bij de uitbreiding van de elektriciteitscapaciteit

# SKRP concurreert met name met SK Zülpich (DE) om investeringen van het moederbedrijf

## Strategische alternatieven (exit)

### SKRP concurreert om investeringen met zusterfabrieken

### Toelichting



● = Productielocatie Smurfit Kappa

**Energie-efficiëntie**

- SK Roermond is vooralsnog de meest energie-efficiënte SK fabriek in Europa
- Een gelijk speelveld maakt hierdoor investeren in NL relatief interessant

**Type product**

- De SK fabrieken maken verschillende soorten papier
- Bij uitbreiding of afschaling is het van belang om te zorgen dat de productmix in stand blijft

**Technische vereisten**

- Technisch is het vereist dat de fabrieken af en toe draaien<sup>1</sup>
- Daarom worden (tijdelijke) productieverminderingen gelijk verdeeld over de Europese fabrieken

**Klimaat-beleid**

- De impact van nationale klimaatbeleid wordt steeds groter
- Met name doordat lidstaten wel en andere geen IKC uitkeren bestaat momenteel een scheef speelveld



- Smurfit Kappa produceert wereldwijd op 35 verschillende locaties papier
- Bij investeringsbeslissingen over het uitbreiden van productielocaties wordt o.a. gekeken naar:
  - Energie-efficiëntie van de fabriek
  - Impact van (klimaat)beleid
  - Producttype(n) die worden geproduceerd
  - Technische vereisten
- SKRP concurreert met name met SK Zülpich om investeringen van het moederbedrijf; deze fabriek is minder energie-efficiënt, maar maakt vergelijkbare producten en ontvangt bij het Duitse beleid nog IKC
- Indien het kostenvoordeel van het efficiëntere productieproces niet langer opweegt tegen de verschillende kosten en baten van het klimaatbeleid, wordt het aannemelijk dat SKG meer zal investeren in de Duitse productielocatie
- Vooralsnog worden (tijdelijke) productieverminderingen gelijk verdeeld over de fabrieken om de lasten te delen, bij te grote verschillen zou ook dit kunnen veranderen

Bron: Interview SKRP; 1) Het microbiologische waterzuivering systeem moet af en toe draaien om het zuurstofgehalte op peil te houden 2) Kostprijs per ton papier is lager in Roermond Papier t.o.v. SK Zülpich.

# SKRP geeft aan dat een volledige exit met relatief beperkte kosten mogelijk is; afschalen kan maar heeft niet de voorkeur

## Exit kosten<sup>1</sup>

### Overzicht exit kosten

Type exit kosten	Toelichting
<b>1</b>  <b>Arbeidsgerelateerd</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>SKRP zegt bij een volledige productiestop ~285 mensen te moeten ontslaan</li> <li>Volgens SKRP ligt de gemiddelde leeftijd van werknemers rond de 50 jaar en zijn de meeste mensen vrij lang in dienst waardoor er relatief hoge ontslagvergoedingen moeten worden betaald</li> <li>Overplaatsing van technisch personeel naar andere locaties van de SK groep is volgens SKRP beperkt mogelijk vanwege de afstand naar andere faciliteiten</li> </ul>
<b>2</b>  <b>Regelgeving-gerelateerd</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>SKRP geeft aan geen wettelijke verplichtingen te hebben die bij een exit tot hoge kosten zouden kunnen leiden</li> <li>Indien er geen koper wordt gevonden van de fabriek moet de grond wel bouwklaar worden gemaakt; SKRP schat de afbreekkosten van de productiefaciliteit op zo'n €10mln</li> </ul>
<b>3</b>  <b>Lange termijn contracten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>SKRP geeft aan geen contractuele verplichtingen te hebben die bij een exit tot hoge kosten zouden leiden</li> </ul>
<b>4</b>  <b>Verzonken kosten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>SKRP zegt bij een volledige stop een deel van het productie materiaal versneld te moeten afschrijven</li> <li>Een deel van het productiemateriaal kan volgens SKRP wel worden verkocht; papiermachines bijvoorbeeld naar landen buiten Europa</li> </ul>
<b>5</b>  <b>Overig</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>N.v.t.</li> </ul>

### Toelichting

- Volgens SKRP worden bij een volledige exit de hoogste kosten veroorzaakt door het ontslag van personeel en het opleveren van de productielocatie
- Volgens SKRP is afschalen tot zo'n 40% mogelijk, echter bij ongunstig beleid is het volgens hen op de lange termijn logischer om de productie volledig stil te leggen; immers zou er in dat geval al een groot deel van de arbeidsgerelateerde kosten moeten worden gemaakt om een deel van het personeel te ontslaan
- In dit geval zou volgens hen het gat in de productie van het concern worden opgevangen door een overname of productie opschaling d.m.v. het ombouwen of uitbreiden van andere locaties

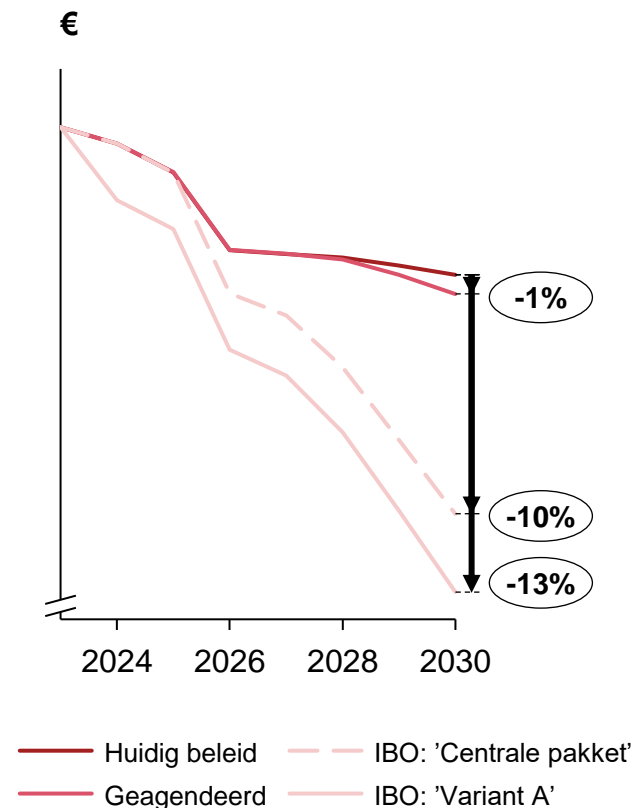
#### Mogelijkheid tot afschaling productie

- SKRP kan 2 v/d 3 papiermachines in theorie sluiten, daarmee kan productie tot 40% worden teruggebracht
- Wel zal dit gepaard moeten gaan met ontslagen en versnelde afschrijving van materiaal

# Het is nu niet aannemelijk dat productie in SKRP wordt afgeschaald; het scheve IKC-speelveld kan dit veranderen

## Conclusies

### Impact klimaatbeleid



### Mitigatiemaatregelen

<b>Doorgifte upstream</b> 	Zeer beperkt
<b>Doorgifte downstream</b> 	Mogelijk, maar vormt voor SKG geen financiële verbetering
<b>Verduurzaming</b> 	D.m.v. elektrificatie kan de winstimpact van het klimaatbeleid flink worden gemitigeerd
<b>Exit</b> 	Vooralsnog is productieafschaling niet waarschijnlijk, op termijn kan dit veranderen

### Randvoorwaarden

Gelijk speelveld m.b.t. indirecte ETS kosten



Meer financiële ondersteuning d.m.v. subsidies



### Conclusie

- Het geagendeerde beleid heeft een relatief beperkte impact op de EBITDA van SKRP in 2030 (-1%),
- Dit komt doordat het energie-efficiënte SKRP door verder te verduurzamen de impact van CO<sub>2</sub>-beprijzing kan beperken<sup>1</sup>
- De IBO-pakketten hebben een grotere impact, met name door verhoging van de EB-tarieven
- Gezien de beperkte impact van het geagendeerde beleid en de inherent energie-efficiënte fabriek in Roermond, is het momenteel niet waarschijnlijk dat SK productie zal afschalen
- Afhankelijk van de ontwikkeling in het Europese IKC-speelveld, zou hier op een gegeven moment wel voor kunnen worden gekozen

# 5.4

## Casestudie: Nyrstar Budel

---

Sector: Metallurgie (Zink)

# Nyrstar Budel produceert zink en zink legeringen en is de enige zinkfabriek in Nederland

## Algemene informatie

### Bedrijfsinformatie

---

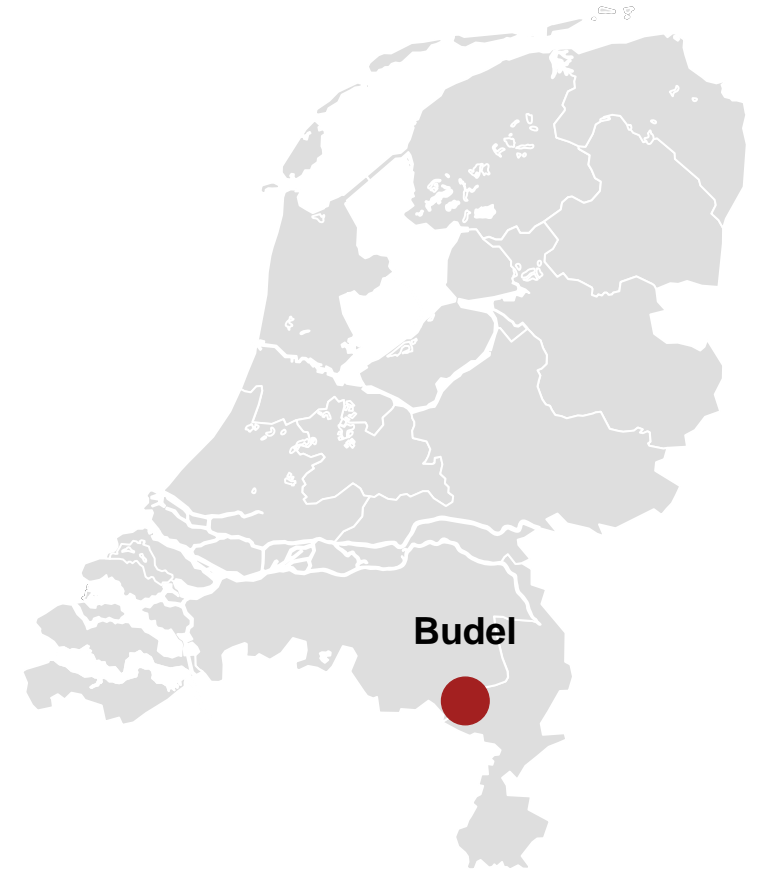
Naam:	Nyrstar Budel B.V.
Sector:	Metallurgie
Werknemers:	475
Locaties (NL):	Budel-Dorplein
Naam moederbedrijf:	Nyrstar Netherlands (Holdings) B.V. (Trafigura)
Locatie hoofdkantoor:	Budel, Nederland
CO <sub>2</sub> -emissies:	23,8kt <sup>1</sup>



### Omschrijving activiteiten

---

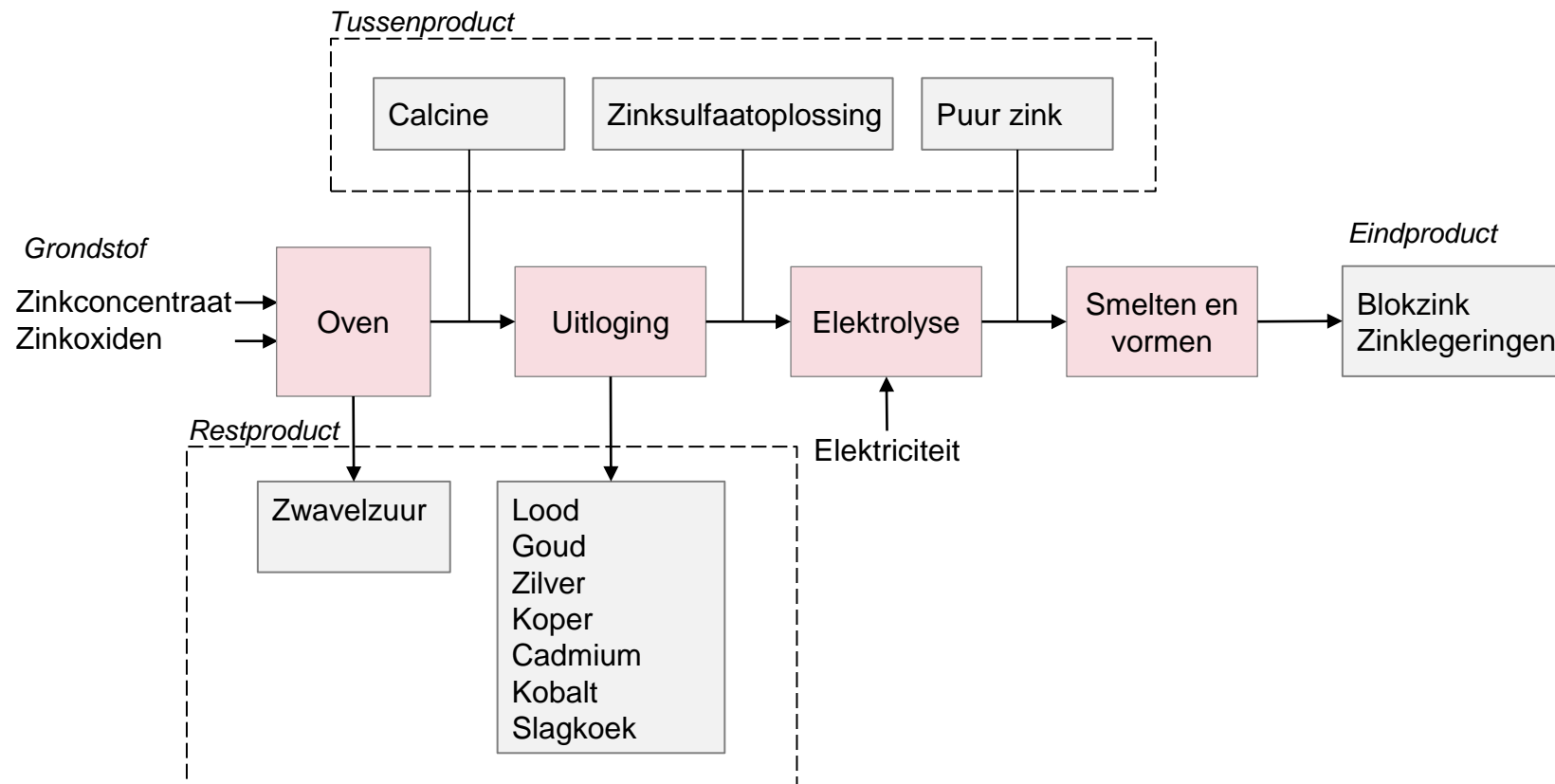
- Nyrstar Budel produceert zink en zink legeringen en is de enige zinkfabriek in Nederland
- Op volle capaciteit wordt er jaarlijks 300 kiloton zink geproduceerd. Daarnaast vindt er productie plaats van cadmium, koper, kobalt, zwavelzuur en logingsproduct als bijproducten van de zinkproductie
- De huidige – geëlektrificeerde - fabriek bestaat sinds 1973. In 1892 is de oorspronkelijke - thermische - zinkfabriek gesticht
- De zinkproducten worden verkocht aan en via Trafigura (het moederbedrijf van Nyrstar), die deze producten vervolgens verkoopt aan klanten in Europa (waaronder de staalindustrie).
- De bijproducten (zoals zwavelzuur en minor metals) worden direct door Nyrstar verkocht
- Nyrstar Budel heeft de hoogste kostenbasis van de vijf zinkproductielocaties van Nyrstar in België, Frankrijk, Australië en de VS



# Nyrstar Budel produceert blokszink en zinklegeringen uit zinkoxide en zinkconcentraat

## Procesbeschrijving

### Schematisch overzicht productieproces



### Toelichting

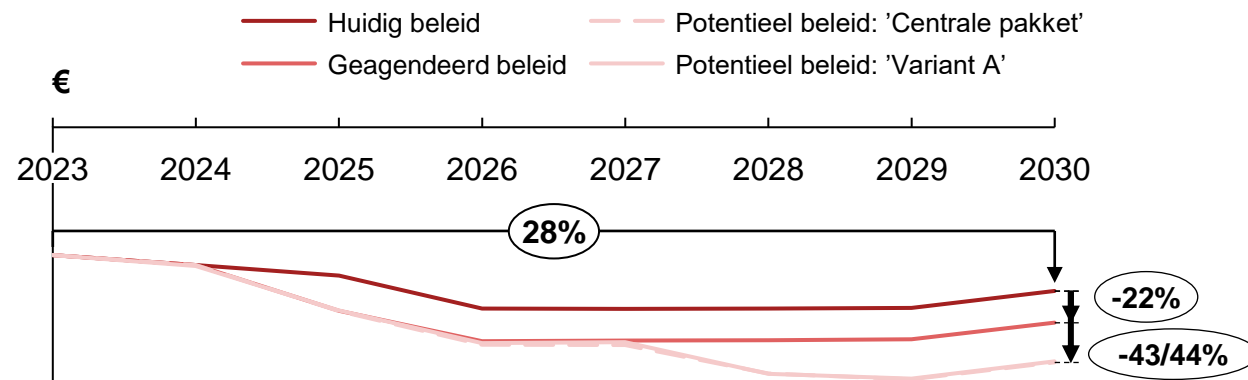
- In Budel produceert Nyrstar zeer zuiver blokszink, zinklegeringen en verschillende restproducten
- Het eindproduct wordt vooral gebruikt als roestbeschermende laag bij staal, waardoor de levensduur van staalproducten wordt verlengd
- Nyrstars zinkproductie in Budel is één van de meest energie-efficiënte productielocaties van zink wereldwijd<sup>1</sup>; daarnaast is al het elektrisch energieverbruik groen aangekocht
- Nyrstar in Budel recycleert ook veel zinkoxiden (afkomstig van gerecycled zink) als input in hun productieproces ten opzichte van het aandeel zinkconcentraat (dat direct uit zinkmijnen komt)



# Nyrstars EBITDA zal ceteris paribus bij geagendeerd beleid met 22% zakken; bij de IBO-pakketten 43-44%

## Financiële impact klimaatbeleid

### Impact klimaatbeleid op EBITDA



### Impact beleidsmutaties op EBITDA t.o.v. huidig beleid (2030)

Geagendeerd beleid	Vervallen metall. vrijstelling	19,3% (-€3mln)	22,4%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	0%	
Potentieel (IBO): 'Centrale pakket'	Aanpassingen in EB	43,6% (-€6,8mln)	43,6%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	0%	
Potentieel (IBO): 'Variant A'	Aanpassingen in EB	43,0% (-€6,7mln)	43,0%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	0%	

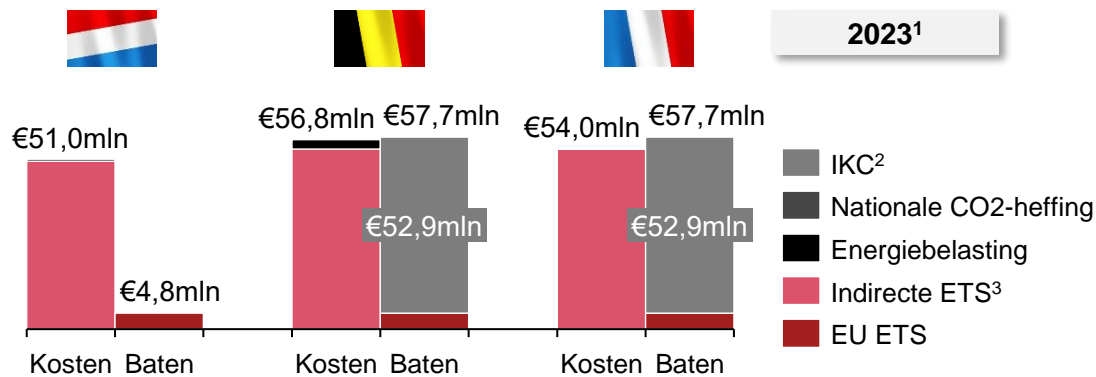
### Toelichting

- Voor 2022 behaalt Nyrstar nog een positieve EBITDA, naar verwachting zal deze vanaf 2023 sterk negatief beïnvloed worden door de beëindiging van de IKC
- Het huidige beleid zal in de toekomst een negatieve impact hebben op Nyrstar, waardoor de EBITDA over tijd met 28% verder zakt
- Wanneer het geagendeerde beleid wordt ingevoerd vermindert de EBITDA additioneel met 22% in 2030 vanwege het vervallen van de metallurgische vrijstelling
- Bij de IBO-pakketten betreft deze vermindering in 2030 43 tot 44% doordat niet alleen de vrijstelling vervalt maar ook de EB-tarieven verder worden aangescherpt
- We hanteren bij deze berekeningen een doorgiftemogelijkheid van 50% voor EU ETS en 0% van de NL'se CO<sub>2</sub>-heffing
- Voor Nyrstar is een 0% doorgifte van EU ETS niet uitgesloten, zie de appendix voor een sensitiviteitsanalyse met een dergelijke aanname

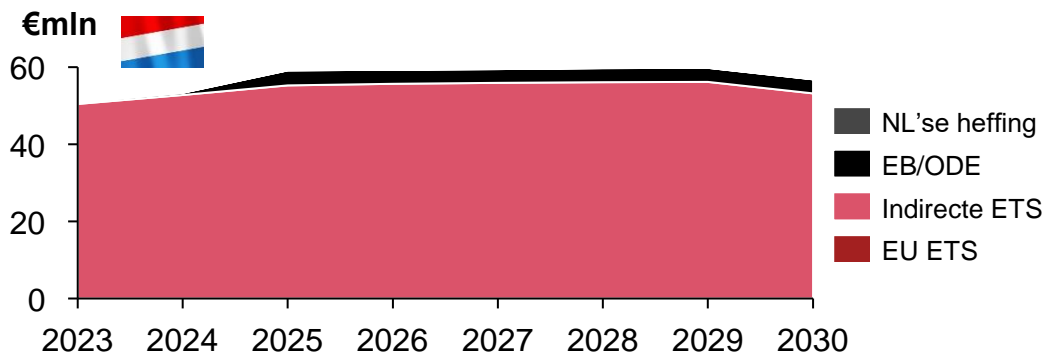
# Nyrstars kosten lopen voornamelijk op door indirecte ETS, in Frankrijk en België wordt hier nog voor gecompenseerd

## Ontwikkeling kosten klimaatbeleid

### Indirecte ETS-kosten en compensatie



### Kostenontwikkeling in NL (geagendeerd beleid)







### Toelichting

- Elektriciteitsproducenten rekenen hun EU ETS-kosten door in de elektriciteitsprijs, waardoor Europese bedrijven hogere elektriciteitskosten hebben dan concurrenten buiten Europa<sup>4</sup>
- Deze 'indirecte ETS-kosten' zitten in de elektriciteitsprijs verwerkt en bedragen voor het elektriciteitsintensieve Nyrstar tussen de €50 en 60mln per jaar tussen 2023 en 2030, t.o.v. een jaarlijks betaalbare CAPEX uitgave van €25-30mln<sup>5</sup>
- Om de impact hiervan te mitigeren staat de EC lidstaten toe om energie-intensieve sectoren met een hoog risico op carbon leakage te compenseren voor deze indirecte ETS-kosten
- Nederland maakt hier sinds 2022 echter geen budget meer voor vrij, in tegenstelling tot de onderzochte andere lidstaten (Frankrijk en België)
- Er is hierdoor een scheef IKC-speelveld ontstaan in Europa: Nyrstar Budel zou over 2023 in België en Frankrijk netto (kosten – compensatie) €1,1mln indirecte ETS kosten incasseren en in Nederland €50,4mln
- Nyrstar is relatief emissie-efficiënt waardoor ze naar verwachting geen EU ETS of Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing hoeft te betalen tot en met 2030

Bron: Bedrijfsinformatie Nyrstar 1) De berekende IKC geldt voor de indirecte kosten die gemaakt worden in 2023. In de praktijk zou dit pas in 2024 worden uitgekeerd.; 2) We hanteren voor de IKC-berekening in Frankrijk en België een steunintensiteit van 95%; 3) De indirecte ETS kosten zijn voor Nederland berekend met een emissiefactor van 0,48 t/CO<sub>2</sub> en voor België en Frankrijk van 0,51 t/CO<sub>2</sub> (Compass Lexecon 2021); 4) EC richtlijnen IKC ([link](#)); 5) Informatie Nyrstar

# Het is niet aannemelijk dat Nyrstar kosten kan afwentelen op toeleveranciers op de zinkconcentraat en zinkoxiden







## Doorgiftemogelijkheden upstream

 Grondstof	Zinkconcentraat	Zinkoxiden (gerecycled zink)
 Geografische markt <sup>1</sup>	Zinkconcentraat wordt overal op de wereld gedolven en wereldwijd verhandeld. De EC definieert de geografische markt dan ook als wereldwijd. Nyrstar Budel betaalt voor zinkconcentraat 85% van de pure zinkprijs, welke naar beneden wordt bijgesteld met de gebenchmarkte 'treatment charge' o.b.v. wereldwijde vraag en aanbod <sup>3</sup>	Ook de markt voor zinkoxiden wordt gedefinieerd als wereldwijd. De prijs wordt bepaald aan de hand van de London Metal Exchange (LME) o.b.v. het percentage zink in het oxidisch materiaal. De EC laat open of zinkconcentraat en zinkoxiden tot dezelfde markt behoren <sup>1</sup>
 Aandeel Nyrstar Budel	Nyrstar Budel koopt ongeveer 2 procent van het wereldwijde marktvolume in	Nyrstar Budel is de zinksmelter in Europa die het meeste gerecyclede zink kan toepassen in haar productieproces <sup>2</sup>
 Leverancier(s)	Nyrstar koopt via lange termijn contracten van verschillende leveranciers, o.a. van haar moederbedrijf Trafigura	Nyrstar Budel koopt haar zinkoxiden met name in vanuit West-Europa en Turkije
 Alternatieve afzetmogelijkheden leverancier(s)	Er zijn wereldwijd voldoende alternatieve afnemers van zinkconcentraat	Er is sprake van concurrentie om zinkoxiden, ondanks dat de verwerking hiervan lastiger is, waardoor er naar verwachting voldoende alternatieve afnemers zijn
 Reactie leverancier(s) bij 5-10% prijsverlaging	Aangezien de prijs van zink wereldwijd op de London Metal Exchange (LME) wordt bepaald is er geen prijsverlaging specifiek voor Nyrstar Budel mogelijk	

Bron: Managementinformatie Nyrstar; 1) Case No COMP/M.4450 - UMICORE / ZINIFEX / NEPTUNE; 2) Het is onbekend welk percentage Budel inkoop van het beschikbare marktvolume; 3) De treatment charge wordt jaarlijks mondiaal bepaald op basis van een benchmark en is afhankelijk van vraag en aanbod naar zinkconcentraten

# Aangezien de gas- en elektriciteitsprijs wordt bepaald op de grondstoffenmarkt is upstream kostendoorgifte niet mogelijk



## Doorgiftemogelijkheden upstream

 Grondstof	Aardgas <sup>1</sup>	Elektriciteit <sup>1</sup>
 Geografische markt	<p>Aardgas is een commodity. De gasmarkten in Noordwest-Europa zijn goed verbonden waardoor leveranciers voor afzet niet gebonden zijn aan één land</p>	<p>Elektriciteit is een commodity. De ACM gaat uit van een nationale markt voor levering aan elektriciteit voor vrije afnemers<sup>2</sup></p>
 Aandeel Nyrstar Budel	<p>Nyrstar Budel heeft met &lt;0,1% een zeer klein aandeel in het totale Noordwest-Europese aardgasverbruik</p>	<p>Nyrstar Budel's elektriciteitsintensieve productieproces is verantwoordelijk voor ~1% van het totale verbruik in Nederland</p>
 Leverancier(s)	<p>Leveranciers zijn niet verbonden aan één partij, omdat er concurrentie is op de markt</p>	
 Alternatieve afzetmogelijkheden leverancier(s)	<p>Gezien de constante vraag naar aardgas en elektriciteit kunnen leveranciers gemakkelijk alternatieve afnemers vinden</p>	
 Reactie leverancier(s) bij 5-10% prijsverlaging	<p>Aangezien de prijs van gas en elektriciteit wordt bepaald op grondstoffenmarkten kan Nyrstar geen lagere prijzen vragen</p>	

1) Feitelijk gezien geen grondstof maar energiedrager; 2) ACM Zaaknummer 1235

# De zinkprijs wordt globaal bepaald waardoor de downstream doorgiftemogelijkheid waarschijnlijk zeer beperkt is

## Doorgiftemogelijkheden downstream

Factoren	Situatie
 <b>Product</b>	Nyrstar produceert zink, wat een beperkte mate van heterogeniteit kent o.b.v. het puurheidsgehalte. De EC laat open of er aparte relevante markten bestaan voor deze verschillende puurheidsgehaltenes
 <b>Geografische markt</b>	Zink is door de EEC afgebakend als ten minste EER <sup>1</sup> , waardoor niet kan worden uitgesloten dat dit een wereldwijde markt betreft. De EC heeft zinkproductie opgenomen op de carbon leakage lijst, wat dit des te aannemelijker maakt
 <b>Marktaandeel</b>	Nyrstar als geheel produceert 10-12% van de globale markt voor zink, waarvan ongeveer een kwart in Budel <sup>2</sup> . Nyrstar Budel is daarmee goed voor zo'n 2,5-4% van de wereldmarkt
 <b>Klanten</b>	Nyrstar verkoopt haar zinkproductie volledig door aan moederbedrijf Trafigura tegen de zinkprijs plus de van toepassing zijnde premie. Trafigura verkoopt dit vervolgens door aan industriële klanten en regelt het transport
 <b>Prijzen</b>	De prijs is afhankelijk van de zinkprijs die wereldwijd wordt vastgesteld op de LME. Hierbovenop geldt een premium op basis van o.a. product en regionale vraag en aanbod <sup>3</sup>

### Gehanteerde aannames

- Nyrstar Budel verkoopt haar zinkproductie volledig door aan moederbedrijf Trafigura voor de zinkprijs die geldt op de LME
- Omdat deze prijs globaal wordt bepaald is hier geen doorgifte mogelijk voor zowel Nederlandse als Europese kosten
- Bovenop deze prijs betalen eindklanten een premie o.a. o.b.v. regionale vraag en aanbod<sup>3</sup>; we kunnen niet uitsluiten dat Europese kosten hier deels in worden doorgerekend<sup>4</sup>
- Wij hanteren een doorgiftepercentage van 50% voor EU ETS en 0% van Nederlandse heffingen



0%



50%

1) Case No COMP/M.4450 - UMICORE / ZINIFEX / NEPTUNE 2) Management informatie Nyrstar; 3) 'Nyrstar - Introduction to Zinc and Lead Smelting Business' (25 nov 2009); 4) Nyrstar zelf stelt dat geen mate van doorgifte mogelijk is zolang het Europese speelveld wordt scheef getrokken door de IKC: zie appendix voor sensitiviteitsanalyse met 0% doorgifte van Europese kosten

# Nyrstars elektrolytische en flexibele productieproces kan efficiënter worden en helpen netcongestie tegen te gaan

## Verduurzamingsopties

Optie	Beschrijving	Jaarlijkse impact t.o.v. huidige situatie		
		Emissie	Gas	Elektriciteit
Energieopslag in het primaire productieproces	Nyrstar Budel kan het elektrolyseproces uitbreiden zodat een hogere mate van flexibilisering mogelijk is. De stroomconsumptie wordt dan aangepast aan de beschikbaarheid van groene energie. Dit levert jaarlijks een indirecte CO <sub>2</sub> -besparing op van 200kton en zorgt voor verminderde congestie op het elektriciteitsnetwerk	n.v.t.	n.v.t.	-86 GWh <sup>1</sup> (-8,7%)
Stoomturbine	Proces gegenereerde stoom wordt momenteel gebruikt voor opwarming van de procesbaden maar kan d.m.v. een stoomturbine ook worden omgezet in elektriciteit. Dit verlaagt weliswaar het elektriciteitsverbruik niet, maar er dient wel minder te worden gebruikt van het net	n.v.t.	n.v.t.	-28 GWh <sup>2</sup> (-2,5%)
Procesgerelateerde optimalisatie en innovatie	Nyrstar Budel heeft verschillende mogelijkheden om haar productieproces energie-efficiënter te maken (o.a. het vervangen van de gelijkrichters, het schoonmaken van de anodes en het installeren van een mangaanfilter)	n.v.t.	n.v.t.	-65 GWh (-5,8%)
		<b>n.v.t.</b>	<b>n.v.t.</b>	<b>-179 GWh</b> <b>(-15,9%)</b>

Bron: Management informatie Nyrstar; 1) Door gedeeltelijke uitbreiding van het zinkelectrolyseproces, kan zink gemaakt worden met een lagere stroomdichtheid, waardoor minder energieverliezen in het elektrolytische proces optreden. Hierdoor kan een ton zink met minder elektrisch vermogen geproduceerd worden; 2) De afname is in het elektriciteitsverbruik van het net, maar totaal elektriciteitsverbruik daalt niet

# Nyrstar heeft CAPEX-ondersteuning nodig om energiebesparingsprojecten rendabel te maken

## Benodigheden verduurzaming

### 1 Energieopslag in het primaire productieproces



- Het energieopslag project heeft potentieel een grote maatschappelijke waarde door te helpen netcongestie te verminderen
- Om het project te realiseren heeft Nyrstar op 3 punten ondersteuning nodig van de overheid:
  1. Financiële ondersteuning in de vorm van gerichte subsidies voor CAPEX
  2. Verzwaring van het hoogspanningsnet
  3. Snellere doorlooptijd vergunningen

### 2 Energiebesparingsopties



- De overige verduurzamingsopties zijn technologisch beschikbaar en te implementeren maar hebben financiële ondersteuning in de vorm van subsidies nodig om de business case rond te krijgen

## Toereikendheid huidig beleid

- Volgens Nyrstar is er momenteel geen toereikend subsidie-instrument beschikbaar gericht op CAPEX van het energieopslag project (m.u.v. de EIA maar deze biedt onvoldoende steun)
- De SDE++ is een geëigend instrument, maar energieopslag valt momenteel niet binnen de SDE++ categorieën waardoor ze niet voor deze subsidie in aanmerking komen
- Nyrstar verwacht geen problemen bij de uitbreiding van het elektriciteitsnet en het verkrijgen van vergunningen

- Volgens Nyrstar sluiten de huidige subsidies met hun scope en budget onvoldoende aan bij de voor Nyrstar relevante en technologisch beschikbare opties voor elektriciteitsefficiëntie
- Nyrstar kan direct beginnen met het doorvoeren van verduurzamingsopties maar heeft hier wel aanvullende financiële ondersteuning in de vorm van subsidies voor nodig
- Nyrstars meest relevante verduurzamingsopties vallen niet binnen de huidige SDE++ categorieën; ook NIKI is onwaarschijnlijk voor technologisch beschikbare opties

# Nyrstar kan technisch gezien voldoen aan de RFNBO-afnameverplichting; onzeker is in welke mate dit leidt tot CO<sub>2</sub>-reductie

## RFNBO-afnameverplichting

### Toepassing van (groene) waterstof

H<sub>2</sub> + CO<sub>2</sub> → Biologische waterzuivering



- CO<sub>2</sub> wordt geproduceerd als **bijproduct bij opwekking grijze waterstof** in huidige proces
- Bij gebruik groene waterstof dient **CO<sub>2</sub> additioneel te worden geproduceerd**, waarschijnlijk vanuit fossiele brandstoffen

#### Opties gebruik H<sub>2</sub>

#### Overweging

**1** H<sub>2</sub> elektrolyse op eigen terrein (3MW)

- 3MW elektrolyser technisch haalbaar
- Afhankelijk van voldoende beschikbaarheid groen opgewekte elektriciteit als input voor elektrolyse

**2** Invoer van groene waterstof via pijpleiding

- Aansluiting van Budel op H<sub>2</sub> backbone niet waarschijnlijk (geen industrieel cluster)

**3** Invoer van groene waterstof via trucks

- Technisch gezien haalbaar via waterstoftrailers
- Dieselgedreven trucks voor aanlevering H<sub>2</sub> leidt tot extra CO<sub>2</sub> uitstoot

### Toelichting

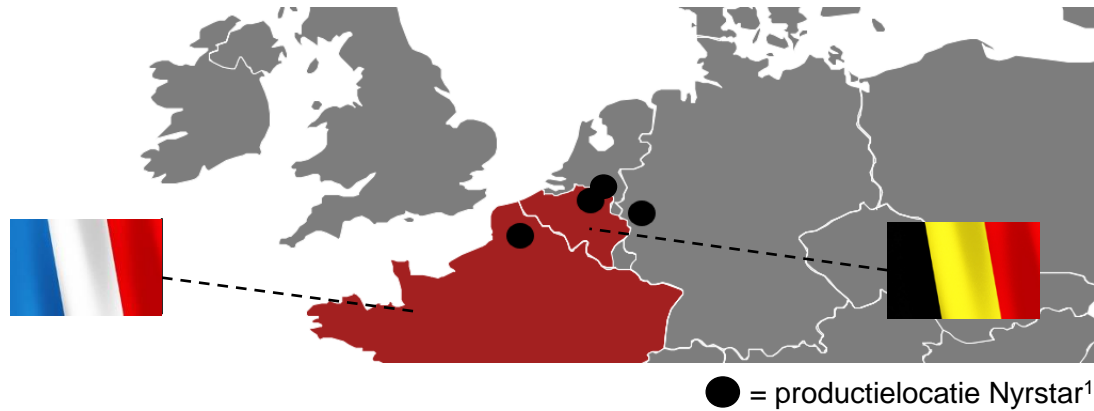
- Nyrstar Budel produceert ongeveer 200 ton grijze waterstof op eigen terrein per jaar via *steam reforming*
- Deze waterstof dient als grondstof voor de bacteriën in de biologische waterzuivering, die naast H<sub>2</sub> ook CO<sub>2</sub> nodig hebben
- De CO<sub>2</sub> ontstaat momenteel als bijreactie in de *reformer*, bij een overstap op groene waterstof zal CO<sub>2</sub> additioneel moeten worden aangevoerd via gascylinders
- Naast aanvoer van CO<sub>2</sub> zijn geen aanpassingen in Nyrstars productieproces vereist voor de overstap op groene waterstof
- Nyrstar ziet 3 opties om aan de benodigde groene waterstof te komen, ieder met eigen overwegingen
- Gezien Nyrstars beperkte waterstofverbruik en de noodzaak om CO<sub>2</sub>, vaak opgewekt met fossiele brandstof, bij te mengen voor de biologische waterzuivering is het de vraag of de RFNBO-afnameverplichting leidt tot een vermindering van CO<sub>2</sub>-uitstoot bij Nyrstar



# Nyrstar Budel concurreert voornamelijk met productielocaties in Frankrijk en België om investeringen van het moederbedrijf

## Strategische alternatieven (exit)

### Alternatieve investeringsopties Nyrstar



#### IKC



- België en Frankrijk bieden in de praktijk een hogere IKC-steunintensiteit (>95%<sup>2</sup>) dan Nederland (75%)
- Bovendien alloceert Nederland sinds 2022 geen budget meer voor IKC, terwijl België en Frankrijk hier naar verwachting voorlopig nog mee door gaan

#### Efficiënte productie



- Aangezien Nyrstar Budel haar verkoopprijs niet kan bepalen concurreert zij puur op kostenefficiëntie
- Doordat Auby (FR) en Balen/Pelt (BE) gebruik maken van residubekken en Budel niet, zijn de productieprocessen daar kostenefficiënter waardoor uitbreiden inherent aantrekkelijker is<sup>3</sup>

### Toelichting



- Nyrstar heeft 5 zinkfabrieken verspreid over de wereld: Nederland, België, Frankrijk, de Verenigde Staten en Australië
- Vanwege de hoge investeringskosten van een nieuwe zinkfabriek, is het 1-op-1 verplaatsen van productie vrijwel uitgesloten
- Wel concurreert Budel om investeringen van het moederbedrijf waarbij desinvestering leidt tot de-industrialisatie en daarmee een geleidelijke exit
- Budel concurreert voornamelijk met Nyrstars productielocaties in Frankrijk (Auby) en België (Balen/Pelt), aangezien de transportkosten naar eindklanten hier vrijwel gelijk zijn
- Deze locaties zijn met name interessant omdat:
  - Hier de aankomende jaren naar verwachting nog indirecte kostencompensatie (IKC) zal worden verschaft
  - Er in Nederland überhaupt een lagere steunintensiteit geldt bij de IKC, mocht hier nog budget voor komen
  - Het productieproces inherent efficiënter is omdat er gebruik wordt gemaakt van residubekken (i.t.t. NL)<sup>3</sup>
- Zolang het IKC-speelveld der mate scheef is, bestaat de kans dat Nyrstar geen toekomst meer ziet in Budel
- Daarnaast concurreert Nyrstar met andere zinkproducenten zoals Boliden (Noorwegen en Finland) en Glencore (Spanje), welke allen soortgelijke of alternatieve kosten compenserende maatregelen toepassen in het kader van het klimaatbeleid zoals bijv. in België, Frankrijk<sup>4</sup>

Bron: Interview Nyrstar; 1) Nyrstar produceert ook in Duitsland maar deze fabriek laat zich qua productieproces niet goed vergelijken met Budel; 2) In principe geldt een maximale steunintensiteit in de EU van 75% maar lidstaten mogen hier over heen gaan om de indirecte ETS-kosten te beperken tot max 1,5% van de bruto toegevoegde waarde van een bedrijf. Voor de elektriciteitsintensieve zinksmelters leidt dit in de praktijk tot een steunintensiteit van >95%; 3) Dit efficiëntienadeel is op zichzelf niet groot genoeg voor Nyrstar om niet meer te investeren in Budel; 4) Informatie Nyrstar;

# Ondanks dat Nyrstars exit kosten aanzienlijk zijn is langdurige productieafschaling uitgesloten

## Exit kosten<sup>1</sup>

### Overzicht exit kosten

Type exit kosten	Toelichting
<b>1</b>  <b>Arbeidsgerelateerd</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nyrstar denkt bij een complete en permanente productiestop ~500 mensen te moeten ontslaan tegen een hoge ontslagvergoeding aangezien de meeste werknemers al lang in dienst zijn</li> <li>Nyrstar schat deze eenmalige kosten op tientallen miljoenen (waarschijnlijk &gt;~50 mln)</li> </ul>
<b>2</b>  <b>Regelgeving-gerelateerd</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Volgens Nyrstar is er een wettelijke verplichting om de ponds te onderhouden tot 2025 om de gevolgen van lekkage tegen te gaan; bij een productiestop kost dit volgens Nyrstar ongeveer een paar miljoen per jaar</li> <li>Volgens Nyrstar dragen zij een lange termijn verantwoordelijk voor de GHBS. Momenteel lopen deze mee in productiestromen maar bij productiestop kost deze verantwoordelijkheid volgens Nyrstar waarschijnlijk een paar miljoen per jaar</li> </ul>
<b>3</b>  <b>Lange termijn contracten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nyrstar zegt utiliteiten te leveren aan NedZink dat gevestigd is op dezelfde locatie</li> <li>Indien Nyrstar de productie stopt zegt zij deze utiliteiten te moeten blijven leveren tot een redelijke termijn; dit zou volgens Nyrstar ongeveer een paar miljoen per jaar kosten</li> </ul>
<b>4</b>  <b>Verzonken kosten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nyrstar zegt elk jaar zo'n €25-30 mln in Budel te investeren om de productielocatie op peil te houden</li> <li>Aangezien een groot deel van deze apparatuur en faciliteiten niet goed te vervoeren zijn zou een groot deel van dit bedrag versneld moeten worden afgeschreven bij een volledige exit volgens Nyrstar</li> </ul>
<b>5</b>  <b>Overig</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>N.v.t.</li> </ul>

### Toelichting

- Volgens Nyrstar zijn de kosten van permanent stoppen vrij substantieel; de faciliteit zelf zal naar alle waarschijnlijkheid niet worden gesloopt, echter zijn er wel enkele verplichtingen die hoge kosten met zich meebrengen
- Een relevant voorbeeld van een volledige exit is volgens Nyrstar de sluiting van Aldel (een aluminiumproducent); het terrein van de gesloten productiefaciliteit van dit bedrijf wordt nu gebruikt voor de huisvesting van batterijcapaciteit

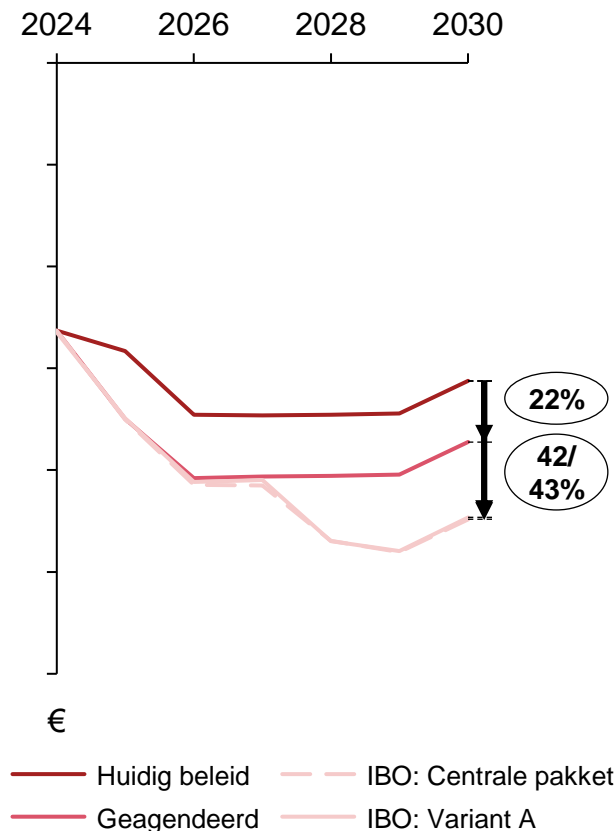
#### Mogelijkheid tot afschaling productie

- Zinkproductie is volgens Nyrstar zeer gebaat bij schaalvoordelen waardoor langdurige productieafschaling niet rendabel is
- Volgens Nyrstar is het haalbaar in een uitzonderlijk geval om 1-2 jaar op minimaal 80% te produceren, echter verdere afschaling is volgens hen niet rendabel
- Hiernaast is voor 1 of 2 maanden stoppen volgens Nyrstar mogelijk, echter in het geval van een langere stop zou er moeten worden gekeken naar het permanent stil leggen van de productie; met name het verlies van personeel is hierbij een groot probleem

# Vanwege het ongelijke IKC-speelveld is investeren in Budel nu niet aantrekkelijk, mogelijk leidt dit tot productieafname

## Conclusies

### Impact klimaatbeleid



### Mitigatiemaatregelen

<b>Doorgifte upstream</b> 	Geen
<b>Doorgifte downstream</b> 	Zeer beperkte mogelijkheid tot kostendoorgifte
<b>Verduurzaming</b> 	Nyrstar kan haar elektriciteitsverbruik reduceren door m.n. het energieopslagproject
<b>Exit</b> 	Nyrstar international kiest er momenteel al voor om in Frankrijk en België te investeren i.p.v. in Budel

### Randvoorwaarden

Gelijk speelveld m.b.t. indirecte ETS-kosten



Financiële ondersteuning



### Conclusie

- Nyrstar Budel's positieve EBITDA in 2022 zal naar verwachting ook bij huidig beleid sterk negatief worden beïnvloed
- Dit komt met name doordat Nederland geen compensatie meer biedt voor indirecte EU ETS-kosten, terwijl dit in de rest van Europa nog wel gebeurt
- Zo lang dit IKC-speelveld der mate scheef is, is investeren in Nyrstar Budel niet aantrekkelijk en kan productie op termijn afnemen
- Nyrstar kan een gezonde toekomst in Nederland hebben bij een gelijk EU-speelveld, in dat geval kan Nyrstar Budel met financiële ondersteuning verduurzamingsinvesteringen uitvoeren om tevens gezond te blijven na 2030

A photograph of a factory interior. In the foreground, a worker wearing a blue cap and a green and blue uniform is focused on a production line. The background shows another worker in similar attire and various industrial equipment, including pipes and machinery, under bright overhead lights.

5.5

# Casestudie: Vreugdenhil

---

Sector: Zuivelindustrie

# Vreugdenhil is een Nederlandse producent van melkpoeder en exporteert producten naar ~130 landen wereldwijd

## Algemene informatie

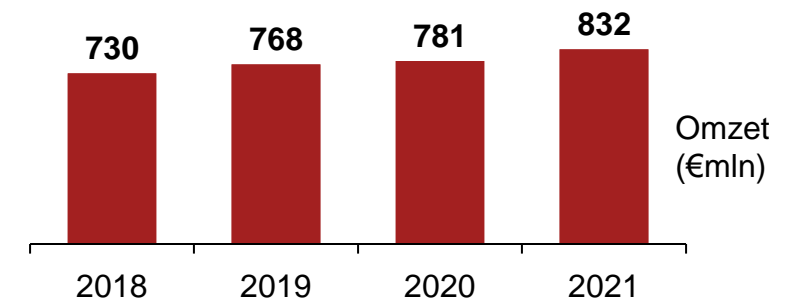
### Bedrijfsinformatie

Naam:	Vreugdenhil Dairy Foods
Sector:	Zuivelindustrie
Werknemers:	508
Locaties (NL):	Nijkerk, Barneveld, Putten, Gorinchem en Scharsterbrug
Naam moederbedrijf:	Industrie- en Handelsonderneming Vreugdenhil BV
Locatie hoofdkantoor:	Nijkerk
CO <sub>2</sub> -emissies:	54 kt <sup>1</sup> (Gorinchem)



### Omschrijving activiteiten

- Vreugdenhil is een familiebedrijf actief in de zuivelindustrie en gespecialiseerd in melkpoeder
- Vreugdenhil heeft productielocaties in Putten, Gorinchem, Barneveld en Scharsterbrug, Gorinchem is de grootste productielocatie, welke ongeveer 65% van de totale omzet genereert<sup>2</sup>
- De productielocaties van Vreugdenhil maken melkpoeders van rauwe melk en verwerken bestaande melkpoeders tot hoogwaardigere melkpoeders; de leveranciers zijn dus zowel melkveehouders als andere bedrijven binnen de zuivelindustrie terwijl het melkpoederassortiment zowel voor B2B als B2C is
- 55% van het geproduceerde melkpoeder wordt direct geëxporteerd en komt terecht in 130 landen over de hele wereld o.a. in Afrika, het Midden-Oosten, Azië en Zuid-Amerika

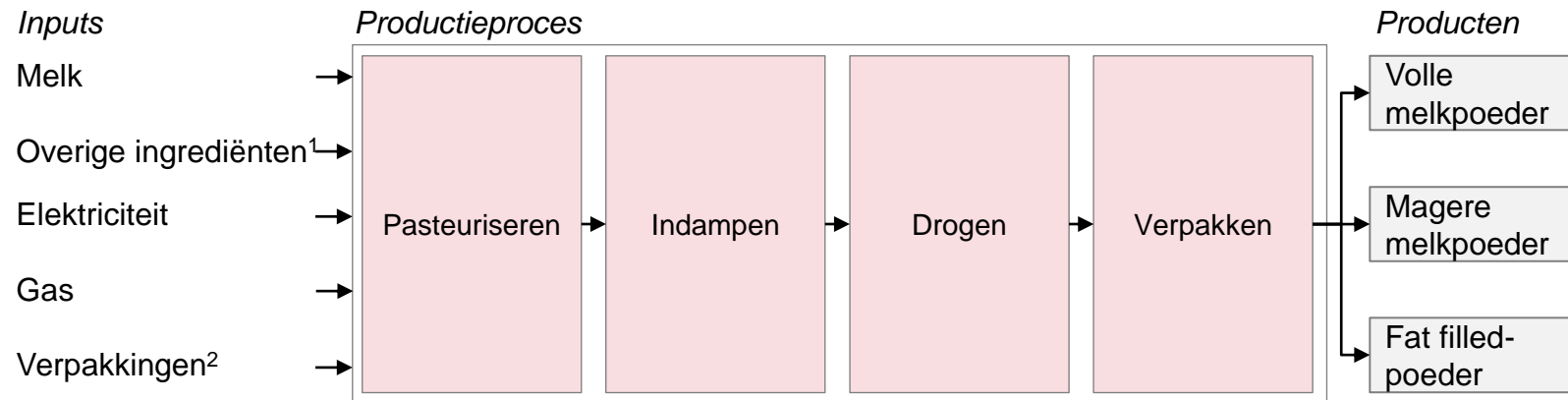


Bron: Management informatie Vreugdenhil; 1) Nea 2022

# Vreugdenhils productieproces is relatief energie-intensief, met name door het drogen van de melk

## Procesbeschrijving

### Schematisch overzicht melkpoeder productieproces



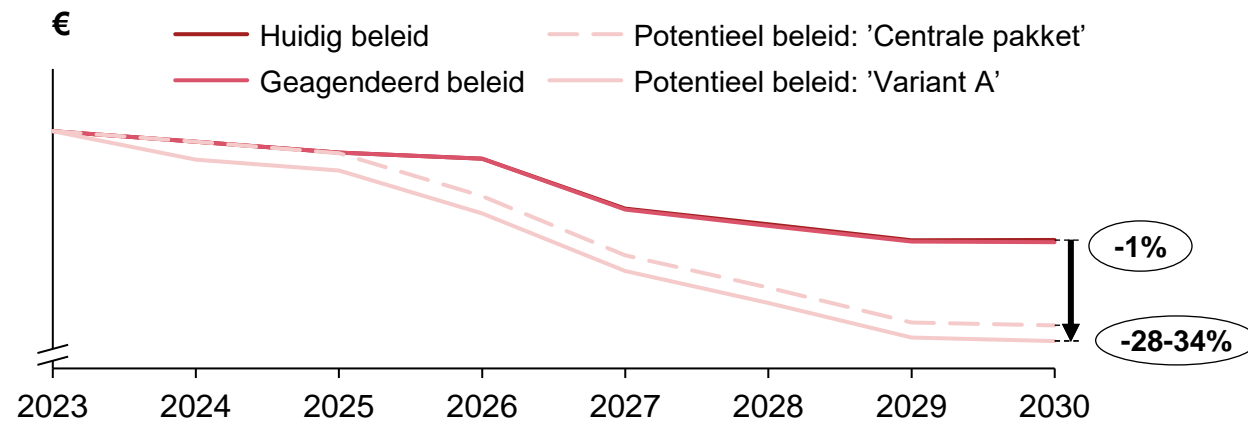
### Toelichting

- De belangrijkste producten die Vreugdenhil produceert zijn volle melkpoeder, magere melkpoeder, fat filledpoeder en overige poeders<sup>3</sup>
- Melk, overige ingrediënten<sup>1</sup>, gas, elektriciteit en verpakkingen zijn de belangrijkste grondstoffen voor productie<sup>4</sup>
- Verse melk wordt eerst gepasteuriseerd om houdbaarheid te verlengen, vervolgens wordt de melk ingedampt, gedroogd en verpakt
- Vreugdenhils productieproces is relatief energie-intensief en afhankelijk van gas, dit geldt met name voor het droogproces
- Met een CO<sub>2</sub>-uitstoot van 76kt<sup>4</sup> per jaar heeft Vreugdenhil een relatief kleine uitstoot in vergelijking met de grootste Nederlandse uitstoters, maar wel een voldoende grote uitstoot om onder EU ETS te vallen

# Geagendeerd beleid leidt ceteris paribus tot een 1% lagere EBITDA dan huidig beleid, de IBO-pakketten 28 tot 34% lager

## Financiële impact klimaatbeleid – verhoging EB-tarieven in lijn met IBO valt onder ‘potentieel beleid’

### Impact klimaatbeleid op EBITDA



### Impact beleidsmutaties op EBITDA t.o.v. huidig beleid (2030)

			Totaal
Geagendeerd beleid	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	-0,7%	- 0,7%
	Potentieel (IBO): 'Centrale pakket'		
Potentieel (IBO): 'Centrale pakket'	Verhoogde EB-tarieven	-24,9%	- 28,3%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	-3,4%	
Potentieel (IBO): 'Variant A'	Verhoogde EB-tarieven	-29,1%	- 33,5%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	-4,4%	

### Toelichting

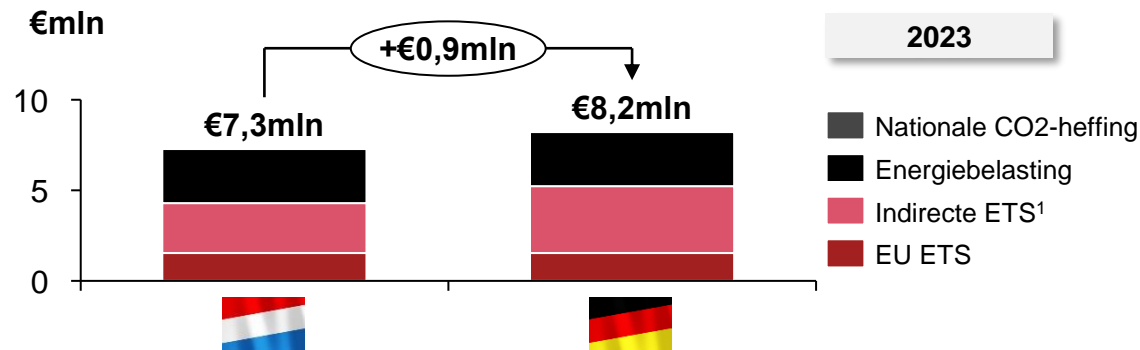
- Bij huidig beleid daalt Vreugdenhils EBITDA tot 2030 met 26,5% ceteris paribus, voornamelijk gedreven door verhoogde energiekosten van de zekere verduurzamingsinvesteringen (e-boiler en MVR)<sup>1</sup>
- Het geagendeerde beleid zal tot een additioneel EBITDA-verlies van 1% leiden, waarbij de impact van het aangescherpte CO<sub>2</sub>-heffingstarief beperkt is doordat Vreugdenhil naar verwachting haar CO<sub>2</sub>-emissies flink zal hebben gereduceerd
- Het vervallen van vrijstellingen in de energiebelasting bij het geagendeerde beleidsszenario hebben voor Vreugdenhil geen impact omdat haar energieverbruik al niet is vrijgesteld
- De IBO-pakketten leiden tot een daling van de EBITDA van 28% tot 34% t.o.v. huidig beleid, wat voornamelijk gedreven wordt door een toename in de EB-tarieven
- We hanteren bij deze berekeningen een doorgiftmogelijkheid van 50% voor EU ETS en 0% van de NL'se CO<sub>2</sub>-heffing en energiebelastingen
- NOOT: Gezien de de voorjaarsnota lijkt het kabinet voornemens de energiebelastingstarieven op gas aanzienlijk te verhogen. De impact op Vreugdenhil komt hierdoor waarschijnlijk dichterbij de buurt van de IBO-pakketten (-28/34%) dan van het geagendeerde beleid (-1%). Zie voor een overzicht van de onderzochte scenario's pagina 7

1) In ons model leidt de implementatie van de E-boiler en MVR's tot een daling van de EBITDA doordat de hogere elektriciteitskosten zwaarder wegen dan de baten van het verminderde gasverbruik en CO<sub>2</sub>-uitstoot. In werkelijkheid zouden deze investeringen juist kunnen leiden tot een hogere EBITDA, afhankelijk van de verwachte productieniveaus, toekomstige energieprijzen en overige factoren waarmee ons model geen rekening houdt.

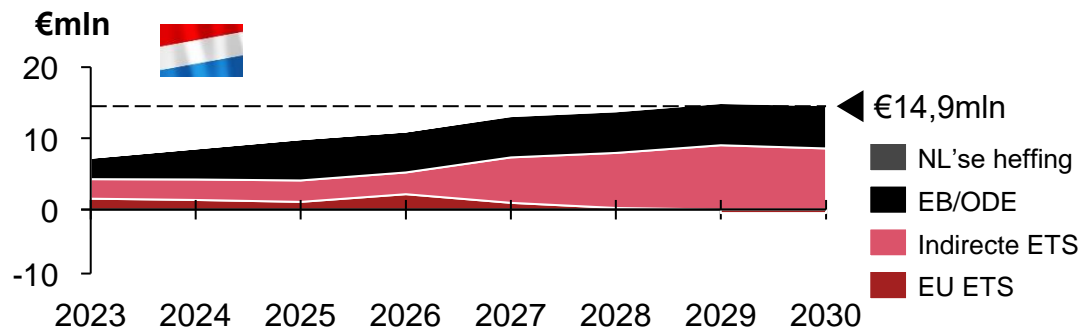
# Vreugdenhil zou nu €0,9mln meer aan klimaatbeleid kosten betalen in DE; in NL lopen kosten op tot €14,9mln in 2030

## Ontwikkeling kosten klimaatbeleid

### Kosten klimaatbeleid in 2023



### Kostenontwikkeling in NL (geagendeerd beleid)



### Toelichting

- Vreugdenhil heeft momenteel geen productielocaties in het buitenland, maar ondervinden wel concurrentie vanuit de hele wereld (o.a. Nieuw-Zeeland, Duitsland, België)
- Wanneer Vreugdenhil hetzelfde productie- en verbruiksniveau zou behalen in Duitsland zouden de klimaatbeleidgerelateerde kosten in 2023 €0,9mln hoger liggen dan in Nederland, grotendeels vanwege hogere indirecte ETS-kosten in de elektriciteitsprijs
- De directe en indirecte kosten van het Nederlandse geagendeerde klimaatbeleid lopen voor Vreugdenhil op van €7,3mln in 2023 tot €14,9mln in 2030
- Deze stijging wordt met name gedreven door hogere energiekosten, zowel door stijgende EB-tarieven als door toenemende indirecte ETS-kosten
- Belangrijke nuance hierbij is dat hier enkel de kosten van klimaatbeleid zijn weergegeven, beschikbaarheid van subsidies kunnen een ander beeld schetsen



# Gezien het competitieve niveau in de markt lijkt er beperkte ruimte voor een verdere prijsverlaging op melkleveranciers

## Doorgiftemogelijkheden upstream (1/2)







 <b>Grondstof</b>	<b>Melk</b> (verantwoordelijk voor ~80% van kostprijs <sup>1</sup> )
 <b>Geografische markt</b>	De ACM definieert twee aparte relevante markten voor rauwe reguliere en rauwe biologische melk – beide markten worden geografisch afgebakend als regionaal <sup>1</sup>
 <b>Aandeel Vreugdenhil</b>	Vreugdenhil koopt 90% van haar melk in binnen Nederland. De Vreugdenhil Holding koopt <10% <sup>2</sup> in van de Nederlandse melkproductie en heeft daarmee een beperkt aandeel in NL
 <b>Alternatieve afzetmogelijkheden leverancier(s)</b>	890 melkveehouders <sup>2</sup> leveren verse melk direct aan Vreugdenhil. Melkveehouders hebben de mogelijkheid het contract te beëindigen en over te stappen naar één van Vreugdenhils concurrenten net over de grens of naar producenten van minder energie-intensieve producten als melk of yoghurt
 <b>Reactie leverancier(s) bij 5-10% prijsverlaging</b>	Vreugdenhil acht het waarschijnlijk dat melkveehouders hun lidmaatschap opzeggen indien prijzen te veel verlaagd worden t.o.v. hun concurrenten. Gezien de regionale marktafbakening kunnen melkveehouders in het geval van toegenomen kosten door Nederlands klimaatbeleid mogelijk overstappen naar producenten net over de grens (e.g. Duitsland, België) of naar minder energie-intensieve afnemers. Het is hierdoor aannemelijk dat Vreugdenhil slechts een beperkte doorgiftemogelijkheid heeft

*De mogelijkheid om de kosten af te wentelen op werknemers is niet in detail onderzocht. Het is aannemelijk dat deze mogelijkheid beperkt is aangezien medewerkers werkzaam in de fabriek onder de Zuivel CAO vallen. De overige medewerkers werkzaam op kantoor vallen onder een eigen arbeidsvoorwaardenregeling*

1) ACM Zaaknummer 1173; 2) Management informatie Vreugdenhil

# Het is ook niet aannemelijk dat kosten doorgegeven kunnen worden op de toeleveranciers van elektriciteit en aardgas

## Doorgiftemogelijkheden upstream (2/2)

 Grondstof	Elektriciteit <sup>1</sup>	Aardgas <sup>1</sup>
 Markt	Elektriciteit is een commodity. De ACM gaat uit van een nationale markt voor levering aan elektriciteit voor vrije afnemers <sup>2</sup>	Aardgas is een commodity. De gasmarkten in Noordwest-Europa zijn goed verbonden waardoor leveranciers voor afzet niet gebonden zijn aan één land <sup>3</sup>
 Aandeel Vreugdenhil	Ondanks het energie-intensieve productieproces is Vreugdenhils verbruik met <0,1% <sup>4,5</sup> van het totale aandeel in NL relatief klein, waardoor het aannemelijk is dat inkoopmacht beperkt is	Ondanks het energie-intensieve productieproces is Vreugdenhils verbruik met <0,1% <sup>4,5</sup> van het totale aandeel in NL relatief klein, en in Europa nog kleiner. Hierdoor is het aannemelijk dat de inkoopmacht beperkt is
 Leverancier(s)	Vreugdenhil koopt het grootste gedeelte van haar elektriciteit momenteel in via jaarcontracten maar wil overstappen op meer flexibele contracten om te kunnen profiteren van lagere prijzen bij momenten van overaanbod (zoals bij sterke wind en zon)	Vreugdenhil sluit contracten af op de geliberaliseerde gasmarkt en is voor de duur van een contract gebonden aan een afnemer, daarnaast wordt een gedeelte ingekocht op de spotmarkt <sup>4</sup>
 Alternatieve afzetmogelijkheid en leverancier(s)	Het is aannemelijk dat leveranciers ook aan andere partijen kunnen leveren	Door de goede verbinding tussen gasmarkten in Noordwest-Europa is het aannemelijk is dat leveranciers hun gas ook aan andere partijen (in het buitenland) kunnen leveren
 Reactie leverancier(s) bij 5-10% prijsverlaging	Gezien Vreugdenhils relatief kleine marktaandeel is het aannemelijk dat leveranciers succesvol andere klanten kunnen bedienen tegen hogere tarieven in de hypothetische situatie waarin Vreugdenhil een prijsverlaging van 5 – 10% kan afdwingen	

1) Feitelijk gezien geen grondstof maar energiedrager; 2) ACM Zaaknummer 1235; 3) Binnen Nederland wordt gas geïmporteerd vanuit o.a. Noorwegen; 4) Management informatie Vreugdenhil; 5) CBS

# Het is aannemelijk dat Vreugdenhil nationale en Europese kosten slechts in beperkte mate kan doorrekenen aan klanten

## Doorgiftemogelijkheden downstream

Factoren	Situatie
 <b>Producten</b>	Vreugdenhil produceert volle, magere en fat-filled melkpoeder
 <b>Geografische markten</b>	Vreugdenhils producten eindigen in ~130 landen (soms direct geëxporteerd en soms via handelaren). Vreugdenhil zelf verkoopt ~45% binnen Europa en ~55% daarbuiten <sup>1</sup> . De EC laat de geografische afbakening van de melkpoedermarkt open <sup>2</sup> , gezien Vreugdenhils exportcijfers is het niet onaannemelijk dat deze wereldwijd is
 <b>Marktaandeel</b>	Het aandeel van Vreugdenhil van de totale productie in Europese markt is met <10% <sup>2,3</sup> relatief laag. Het aandeel op de wereldwijde markt is lager. Het is daardoor aannemelijk dat Vreugdenhils marktaandeel haar geen marktmacht verschaft
 <b>Klanten</b>	Vreugdenhil levert aan multinationals met een groot internationaal distributienetwerk en aan lokale marktleiders. Hoewel ze streven naar langdurige partnerships geven ze aan dat afnemers niet gebonden zijn aan leveranciers en hevige concurrentie te ervaren
 <b>Prijzen</b>	Melkpoeder wordt verkocht op continentale grondstoffenmarkten tegen de daar geldende marktprijs. Vreugdenhil kan daarnaast individuele contracten sluiten met afnemers en een kwaliteitspremium rekenen. Gezien de onderlinge verbondenheid van de melkpoedermarkten wereldwijd <sup>4</sup> , is doorgiftemogelijkheid van nationale kosten waarschijnlijk zeer beperkt en ook die van Europese kosten beperkt

### Gehanteerde aannames

- Vreugdenhil verkoopt melkpoeder tegen Europese melkpoedermarktprijzen
- Daarnaast kan Vreugdenhil bij individuele contracten in sommige gevallen een premium rekenen
- De verkoopprijs volgt daarmee in principe de Europese melkpoederprijs, waardoor de doorgiftemogelijkheid van nationale kosten waarschijnlijk zeer beperkt is
- De verschillende melkpoederprijzen zijn wereldwijd sterk met elkaar verweven, waardoor ook de doorgiftemogelijkheid van Europese kosten waarschijnlijk beperkt is



0%



50%

1) Management informatie Vreugdenhil; 2) Case No COMP/M.6119 - ARLA/ HANSA; 3) Uitgaande van een Europese productie van 1.432 ton magere melkpoeder en 751 ton volle melkpoeder in 2021 in de EU (EU-27), marktonderzoek CLAL (geraadpleegd juli '22); 4) CLAL (2023) ([link](#))

# Vreugdenhils verduurzamingsinvesteringen zijn met name gericht op elektrificatie

## Verduurzamingsopties

Optie	Beschrijving	Jaarlijkse impact t.o.v. huidige situatie		
		Emissie	Gas	Elektriciteit
<b>E-boilers</b>	Stoom is een belangrijke energiedrager voor Vreugdenhil - door elektrische opwekking van stoom kan de gasboiler worden vervangen en CO <sub>2</sub> -uitstoot verlaagd worden	-11,6 Kt (-21,9%)	-6,5 mln m <sup>3</sup> (-22,0%)	+67 GWh (+140,4%)
<b>Elektrificatie d.m.v. MVR's<sup>2</sup></b>	Met het vervangen van Thermal Vapor Recompessors met Mechanical VR's kan Vreugdenhil gas besparen en CO <sub>2</sub> -uitstoot reduceren tijdens het indampproces	-18,6 Kt (-35,2%)	-10,5 mln m <sup>3</sup> (-35,6%)	+80 GWh (+167,7%)
<b>Warmtepomp voor pasteuriseren</b>	Met de installatie van een warmtepomp kan Vreugdenhil gas besparen benodigd voor het pasteuriseerproces	-1,4 kt (-2,6%)	-0,75 mln m <sup>3</sup> (-2,5%)	+1,6 GWh (+3,4%)
<b>Warmteterugwinning stoomketel</b>	Vreugdenhil kan warmteterugwinning toepassen op de stoomketel en deze elders inzetten. Hiermee kan gasverbruik gereduceerd worden	-1,3 kt (-2,5%)	-0,75 mln m <sup>3</sup> (-2,5%)	n.v.t.
<b>Warmtepomp voor luchtverhitter</b>	Met de installatie van een warmtepomp kan Vreugdenhil gas besparen benodigd voor verhitting van lucht	-3,0 kt (-5,7%)	-1,20 mln m <sup>3</sup> (-4,1%)	+2,5 GWh (+5,2%)
<b>Overige opties – langere termijn</b>	E.g. buffer voor thermale energie, elektrische verwarmers voor droogproces, warmtewinning voor droogproces, hergebruik thermische energie voor gebouwventilatie	Onbekend	Onbekend	Onbekend
		-35,9 Kt (-67,9%)	-32,7 mln m <sup>3</sup> (-66,8%)	+151,1 GWh (+316,5%)

# Vreugdenhil heeft uitzicht op de benodigde uitbreiding van het netcapaciteit, maar moet deze wel zelf financieren

## Benodigheden verduurzaming

### Benodigheden verduurzaming

#### 1 Elektrificatie



- Vreugdenhils verduurzamingsplannen (o.a. de e-boilers en MVR's) vergen een uitbreiding van de elektriciteitscapaciteit met 550%
- Zonder deze uitbreiding kan Vreugdenhil haar CO<sub>2</sub>-emissies en gasverbruik niet terugdringen



### Toereikendheid huidig beleid

- Vreugdenhil heeft toezegging gekregen van de netbeheerder over uitbreiding van de elektriciteitscapaciteit vanaf 2027
- Vreugdenhil moet deze uitbreiding zelf financieren, zeker omdat het een versneld traject betreft
- Indien nieuw klimaatbeleid leidt tot een flinke afname van de winstgevendheid (bijv. door hoge EB-tarieven op gas) schaadt dit de financieringsruimte voor een dergelijke uitbreiding – mogelijk met gevolgen voor Vreugdenhils verduurzaming

#### 2 Technisch personeel



- Voor de verduurzaming van Vreugdenhils productieproces is extra technisch personeel nodig
- Momenteel komt Vreugdenhil moeilijk aan het juiste personeel vanwege de krapte op de arbeidsmarkt
- Met name toeleverende bedrijven hebben last van krapte (bijv. installateurs van technologie)



*Out of scope*

# Vreugdenhil is vooralsnog niet van plan om buiten Nederland te produceren; bij verplaatsing zijn BE en DE interessant

## Strategische alternatieven (exit)

### Interessantste exit opties voor Vreugdenhil



#### Melkveehouders

- Vreugdenhil is voor haar productie afhankelijk van melkleveranciers, met welke zij lang termijn relaties heeft
- Een vertrek net over de grens is daarbij aantrekkelijk(er) omdat ze haar huidige melkleveranciers kan behouden



#### Kwaliteit melkvee

- Melkvee gedijt het best in twee globale stroken; de noordelijke strook reikt over Noord-Amerika en Europa en de ander over Nieuw-Zeeland; dit maakt Afrika bijv. minder interessant



#### Kosten (klimaat)beleid

- Aangezien de melkpoederprijs internationaal wordt bepaald kunnen nationale kosten zeer beperkt worden doorgerekend
- Landen met lagere nationale kosten zijn daardoor interessanter


### Toelichting

- Vreugdenhil produceert vooralsnog enkel in Nederland, maar ze sluiten niet uit ooit in het buitenland te gaan produceren indien dit commercieel interessanter wordt
- Ondanks dat melkpoeder wereldwijd wordt verhandeld, kijken ze hierbij met name naar Duitsland en België
- Bij een dergelijke exit-overweging spelen met name 3 factoren een belangrijke rol:
  - Toegang tot melkveehouders:  
Vreugdenhil heeft langlopende relaties met melkleveranciers die moeilijk te vervangen zijn bij een verplaatsing ver van Nederland. Bij verplaatsing naar België of Duitsland hoeven bestaande melkleveranciers niet te worden vervangen
  - Kwaliteit van het melkvee:  
Koeien gedijen het best in Europees, Noord-Amerikaans en Nieuw-Zeelandse klimaat
  - Kosten van nationaal (klimaat)beleid:  
Productiekosten worden in toenemende mate gedreven door nationaal klimaatbeleid dat niet kan worden doorgegeven in de internationale verkoopprijs

# Vanwege contractuele verplichtingen en afschrijvingskosten is geleidelijke afschaling waarschijnlijker dan een abrupte stop

## Exit kosten

### Overzicht exit kosten

Type exit kosten	Toelichting
1  Arbeidsgerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vreugdenhil geeft aan dat arbeidsgerelateerde kosten vergeleken met andere bedrijven relatief laag zullen zijn ondanks de hoge gemiddelde diensttijd (vaak &gt;20j)</li> <li>Dit komt volgens hen met name doordat het productieproces niet arbeidsintensief is</li> </ul>
2  Regelgeving-gerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> <li>De kosten om de productiefaciliteit te slopen/ontmantelen zijn volgens Vreugdenhil ook niet bijzonder hoog vergeleken met andere exit kosten</li> </ul>
3  Lange termijn contracten	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vreugdenhil geeft aan bij een abrupte volledige productiestop relatief hoge kosten te ondervinden vanwege contractuele verplichtingen richting boeren voor het afnemen van verse melk</li> <li>Hiernaast zegt Vreugdenhil voor een deel van zijn energieleveranties een prijs te hebben vastgezet; bij een exit zouden deze contracten moeten worden afgekocht</li> </ul>
4  Verzonken kosten	<ul style="list-style-type: none"> <li>Volgens Vreugdenhil komen veruit de grootste kosten voort uit de versnelde afschrijving van productiefaciliteiten; verhuizing of verkoop zijn hiervoor grotendeels geen aantrekkelijke oplossingen</li> <li>De afschrijving van productiefaciliteiten zou volgens Vreugdenhil rond de 200 miljoen kosten bij een abrupte stop; om deze versnelde afschrijving te voorkomen is het volgens Vreugdenhil aannemelijk dat de productie langzaam zal worden afgeschaald</li> </ul>
5  Overig	n.v.t.

### Toelichting

- Volgens Vreugdenhil zijn de arbeidsgerelateerde kosten bij een exit beperkt; de grootste kosten komen volgens hen voort uit de contractuele afnameverplichting tegenover melkboeren en de versnelde afschrijving van de productiefaciliteit
- Om bovenstaande exit kosten grotendeels te voorkomen is het volgens Vreugdenhil reëler dat productie langzaam wordt afgeschaald; zo kunnen de contracten binnen een redelijk termijn worden afgebroken en de productiefaciliteiten geleidelijk worden afgeschreven

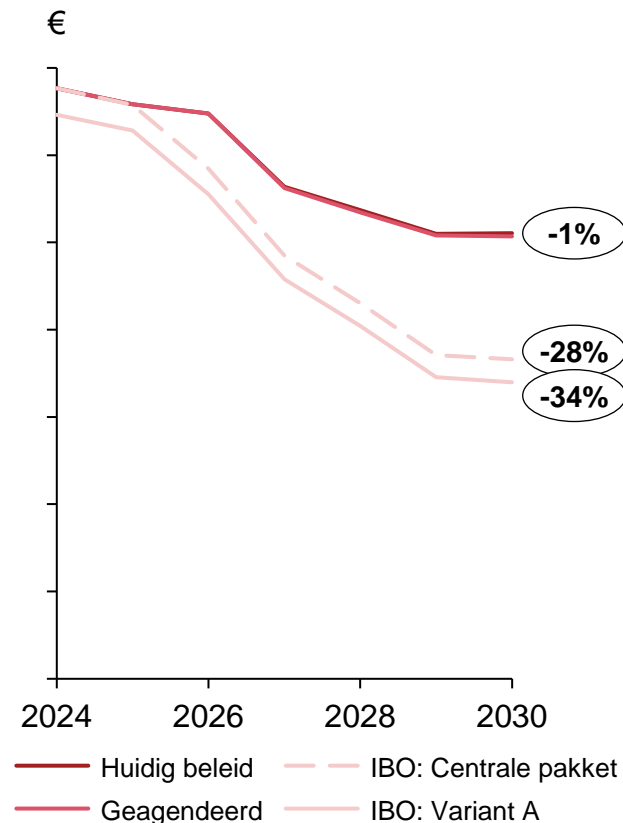
#### Mogelijkheid tot afschaling productie

- Vreugdenhil zegt de productie relatief gemakkelijk af te kunnen schalen tot een relatief laag niveau vergeleken met andere bedrijven
- Bij een te grote afschaling gaan volgens Vreugdenhil wel zodanig schaalvoordelen verloren dat sluiting aantrekkelijker zou zijn ondanks de resterende verzonken kosten

# Geagendeerd beleid kan grotendeels worden gemitigeerd; een verhoging in EB-tarieven heeft mogelijk wel een flinke impact

## Conclusies

### Impact klimaatbeleid



### Mitigatiemaatregelen

<b>Doorgifte upstream</b> 	Beperkt
<b>Doorgifte downstream</b> 	Zeer beperkt
<b>Verduurzaming</b> 	Vreugdenhil kan haar CO <sub>2</sub> -emissies richting 2030 flink reduceren d.m.v. e-boilers en MVR's
<b>Exit</b> 	Vreugdenhil is vooralsnog niet van plan om buiten Nederland te produceren

### Randvoorwaarden

<b>Uitbreiding elektriciteitscapaciteit</b> 
<b>Technisch personeel</b> 

### Conclusie

- De additionele impact op Vreugdenhils EBITDA van het geagendeerde beleid is beperkt t.o.v. huidig beleid (-1%)
- Dit komt doordat de verhoging in het CO<sub>2</sub>-heffingstarief beperkte impact zal hebben door behaalde emissiereducties
- Voor deze verduurzamingsplannen heeft Vreugdenhil voldoende technisch personeel nodig en een uitbreiding van de elektriciteitscapaciteit, welke zij zelf moet financieren
- Het potentiële beleid heeft daarentegen wel een aanzienlijk EBITDA-impact (-28/34%), met name vanwege de verhoogde EB-tarieven op gas
- Indien de EB-tarieven worden verhoogd kan dit een flinke impact hebben op de winstgevendheid van Vreugdenhil. Dit kan druk zetten op hun verduurzamingsplannen en de kans op een (gedeeltelijke) exit vergroten





# 5.6













## Sektorstudie: Raffinage

---

# Nederland telt 6 raffinaderijen waarvan er 5 zijn gevestigd in Rotterdam en 1 in Vlissingen

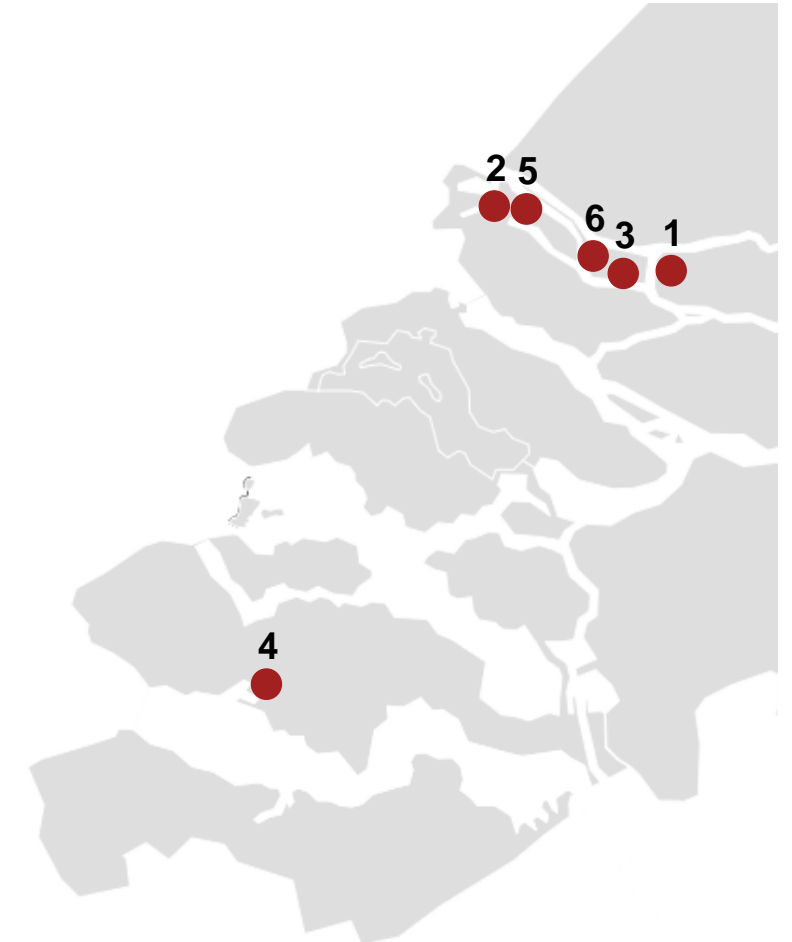
## Algemene informatie

### Sectorinformatie

Raffinaderij	Capaciteit (KBPD <sup>3</sup> )	Type raffinaderij	Aantal werknemers	CO <sub>2</sub> -eq uitstoot <sup>1</sup> (Mt)
1  Shell	 425	Kraker	ca. 1,900 (Pernis)	4,1
2  bp Raffinaderij Rotterdam	 377	Hydroskimmer, incl.FCC	ca. 730 (Europoort)	1,9
3  ExxonMobil	 201	Kraker	ca. 570 (Botlek)	2,4
4  zeeland REFINERY	 149	Kraker	ca. 400 (Vlissingen)	1,6
5  GULINOR ENERGY ROTTERDAM	 88	Hydroskimmer	ca. 360 (Europoort)	0,2
6  Vitol	 80	Condensaat verwerker	ca. 30 (Europoort)	0,12

### Raffinage karakteristieken Nederland

- Raffinagesector wordt gekenmerkt door homogene producten, kapitaalintensief, procesintegratie (e.g. raffinage levert grondstoffen voor chemische bedrijven), clustering (e.g. onderdeel ARRR<sup>2</sup>) met pijpleidingen naar Duitsland en België en tijdsgebonden (e.g. geplande 5-jaarlijkse onderhoudstops)
- Veel raffinaderijen opererend in Nederland zijn verticaal geïntegreerd (upstream en downstream)
- Nederlandse raffinaderijen hebben een strategisch interessante ligging vanwege toegang tot haven, pijpinfrastructuur, en de integratiemogelijkheden met de industrie

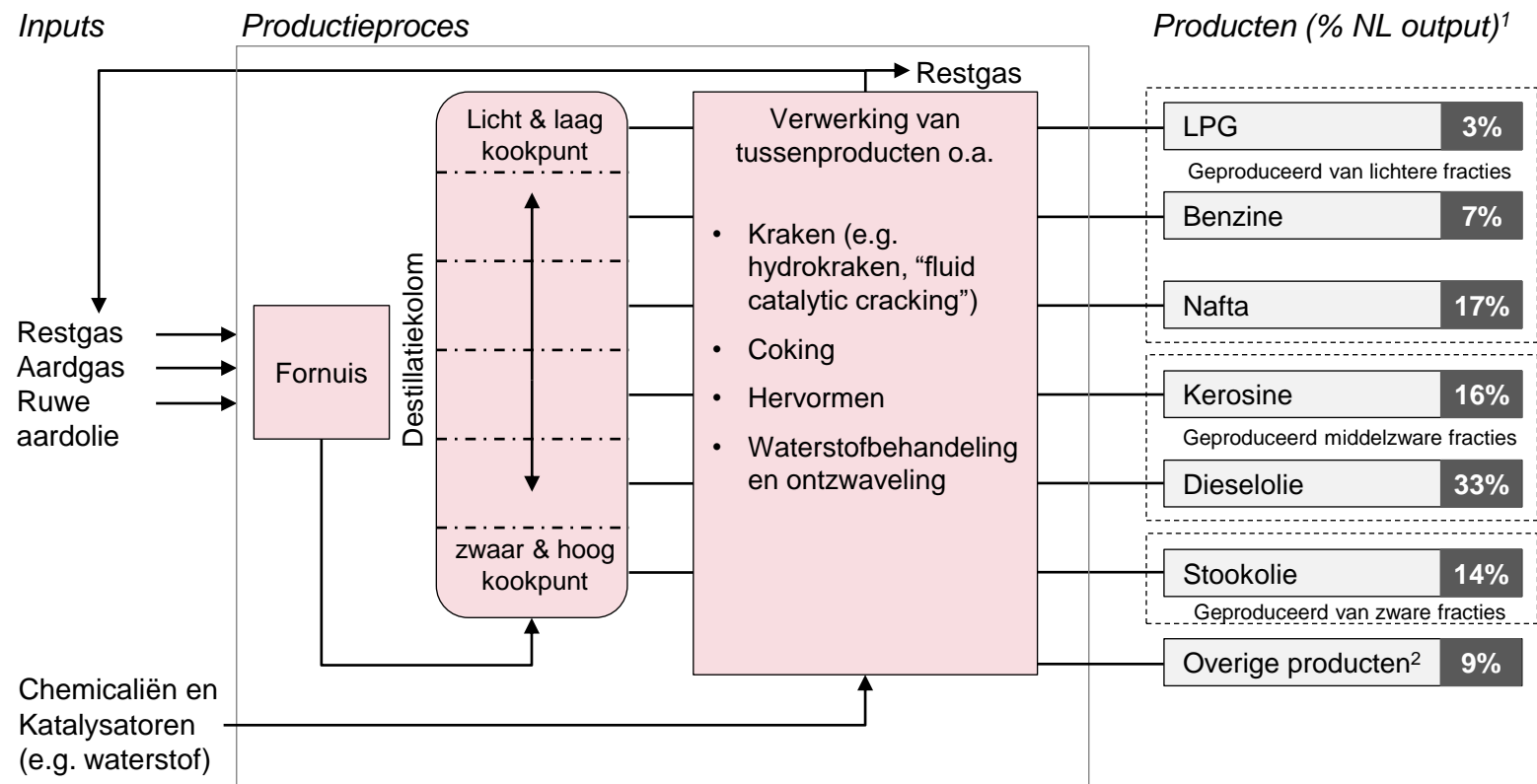


1) Nea 2022 2) Antwerp-Rotterdam-Rhine-Ruhr cluster) 3) Kilo Barrels Per Day

# Raffinaderijen verwerken ruwe olie tot eindproducten – jaarlijkse uitstoot van raffinage is ca. 10 Mton CO<sub>2</sub>-equivalent

## Algemene informatie: productieproces raffinaderijen

### Schematisch overzicht productieproces



### Toelichting

- Ruwe aardolie is de belangrijkste grondstof voor raffinaderijen; via destillatie (e.g. atmosferische destillatie, vacuümdestillatie) worden fracties met verschillende kookpunten weggevoerd
- Verwerking van tussenproducten vindt plaats om:
  - Lichtere producten te maken met kortere koolstofketens; dit vindt plaats via bijvoorbeeld coking en kraken
  - Aan kwaliteitseisen te voldoen; dit vindt bijvoorbeeld plaats via waterstofbehandeling en -ontzwaveling
- Totale CO<sub>2</sub> uitstoot van raffinaderijen is ca 10Mt per jaar<sup>3</sup>, ca. 15% van de totale uitstoot van de Nederlandse industrie; belangrijkste bron van uitstoot zijn fornuizen (51%), gevolgd door waterstofproductie (21%), WKK en boilers (18%) en krakers (9%)<sup>1</sup>

# Nederlandse raffinaderijen kopen voornamelijk ruwe olie en aardgas in waarbij kostendoorgifte niet aannemelijk is






## Doorgiftemogelijkheden upstream

Grondstof	Ruwe aardolie <sup>1</sup>	Aardgas <sup>1</sup>
Geografische markt	Ruwe aardolie in de Rotterdamse haven komt voor het overgrote deel uit het Midden-Oosten en het Noordzeegebied <sup>2</sup> . De EC definieert de markt voor <i>upstream wholesale</i> van ruwe aardolie als wereldwijd <sup>4</sup>	Aardgas is een commodity. De gasmarkten in Noordwest-Europa zijn goed verbonden waardoor leveranciers voor afzet niet gebonden zijn aan één land <sup>2</sup>
Aandeel	De totale import van ruwe aardolie in de raffinagesector in Nederland is 63,5 Mt/j, ofwel 10% van de Europese productie <sup>5</sup> . Het wereldwijde aandeel ligt een stuk lager. Het is aannemelijk dat de inkoopmacht van Nederlandse raffinaderijen daardoor beperkt is	Het totale gasverbruik voor de raffinagesector is met <5% <sup>3</sup> van het totale aandeel in NL relatief klein, en in Europa nog kleiner. Voor individuele bedrijven ligt dit aandeel nog veel lager. Hierdoor is het aannemelijk dat de inkoopmacht beperkt is
Leverancier(s)	Raffinaderijen kopen ruwe aardolie in op internationale markten vanuit meerdere leveranciers. Doordat Nederlandse raffinaderijen worden bevoorrad via havens is er geen sprake van logistieke afhankelijkheid van bepaalde afnemers (bijv. via specifieke pijpleidingen)	Raffinaderijen sluiten contracten af op de geliberaliseerde gasmarkt en zijn voor de duur van het contract gebonden aan een leverancier
Alternatieve afzetmogelijkheid en leverancier(s)	Ruwe aardolie wordt op een internationale markt ingekocht. Het is aannemelijk dat de leveranciers andere afnemers kunnen vinden	Door de verbinding tussen gasmarkten in Noordwest-Europa is het aannemelijk dat leveranciers hun gas ook aan andere partijen (in het buitenland) kunnen leveren
Reactie leverancier(s) bij 5-10% prijsverlaging	Raffinaderijen zijn prijsnemer. Prijzen worden gevormd op internationale grondstofmarkten. Het is niet aannemelijk dat leveranciers bereid zijn tegen lagere prijzen ruwe aardolie te leveren	Gezien het relatief kleine marktaandeel van raffinaderijen is het aannemelijk dat leveranciers succesvol andere klanten kunnen bedienen. Het is niet aannemelijk dat leveranciers bereid zijn om tegen lagere prijzen gas te leveren

1) Feitelijk gezien geen grondstof maar energiedrager; 2) POR ([Link](#)) bezocht maart 2023, 3) CBS (2023), 4) EC Case M.9175 5) VNPI, ECORYS (2019)

# Raffinaderijen zijn prijsnemers op internationale afzetmarkten waardoor kostendoorgifte niet aannemelijk is

## Doorgiftemogelijkheden downstream

Factoren	Situatie												
 <b>Producten</b>	Raffinaderijen produceren LPG, benzine, Nafta, kerosine, dieselolie, stookolie en overige producten. Raffinaderijen maken nagenoeg identieke producten. De producten bevinden zich op een <i>commodity</i> markt												
 <b>Geografische markten<sup>1</sup></b>	<p>De markt voor raffinageproducten is veelal de EER, al wordt er ook afgezet buiten de EU. De producten worden veelal vervoerd via treinverbindingen, schepen, vrachtwagens en pijpleidingen<sup>4</sup>. Er is een mogelijkheid om brandstof te importeren van buiten de EU<sup>5</sup></p> <table border="1"> <tr> <td>LPG</td> <td>&gt;EER</td> <td>Nafta</td> <td>W-Europa</td> <td>Dieselolie</td> <td>EER</td> </tr> <tr> <td>Benzine</td> <td>EER</td> <td>Kerosine</td> <td>EER</td> <td>Stookolie</td> <td>EER</td> </tr> </table>	LPG	>EER	Nafta	W-Europa	Dieselolie	EER	Benzine	EER	Kerosine	EER	Stookolie	EER
LPG	>EER	Nafta	W-Europa	Dieselolie	EER								
Benzine	EER	Kerosine	EER	Stookolie	EER								
 <b>Marktaandeel</b>	De Nederlandse raffinaderijen vertegenwoordigen ca. 10% van de totale Europese productie van raffinageproducten, en ca. 1% van de wereldwijde productie												
 <b>Klanten</b>	Raffinaderijen leveren o.a. aan klanten in de chemie, mobiliteitssector (bijvoorbeeld luchthavens of tankstations) en internationale handelaren. Klanten zijn niet gebonden aan bepaalde leveranciers, en het komt voor dat ook eigen tankstations, die als separaat bedrijf opereren, bij andere raffinaderijen inkopen. Producenten bedienen hun klanten via dezelfde pijpleidingen (capaciteit op basis van tenders) en daarnaast zijn alternatieven beschikbaar in de vorm van trein- en vrachtverkeer, waardoor marktmacht beperkt is. NL'se raffinaderijen zijn sterk export-georiënteerd, waar ca. 70% van de omzet buiten Nederland wordt behaald												
 <b>Prijzen</b>	Prijzen van raffinageproducten worden bepaald door de internationale grondstofmarkten. Contracten met afnemers, bijvoorbeeld tankstation, op basis van volume. Raffinaderijen zijn prijsnemer												

### Oordeel

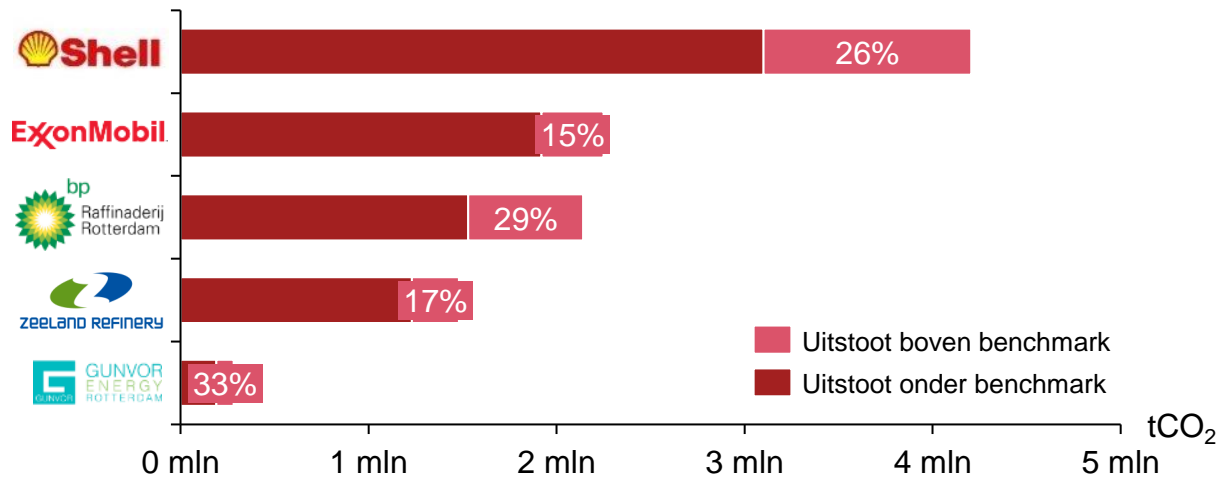
- Raffinageproducten zijn veelal homogene commodityproducten op een veelal Europese markt
- Raffinaderijen hebben een beperkt marktaandeel in Europa waarmee hun marktmacht klein is en het aannemelijk is dat doorgiftemogelijkheid van Nederlandse kosten zeer beperkt is
- Het is goed mogelijk dat voor bepaalde producten, zoals LPG, de markt breder is dan alleen Europa, waardoor ook de doorgifte van EU ETS-kosten beperkt is

1) EC M.7649 voor LPG. En EC M. 727 voor de overige ex-refinery sales; 4) Zie PwC (2019a) en de marktaandelen op basis van UNData (2018). EC M.7649 voor LPG; EC M.727 voor de overige ex-refinery sales. 5) Eurostat 2021 (NRG\_BAL\_C); de EU is met name netto importeur van diesel

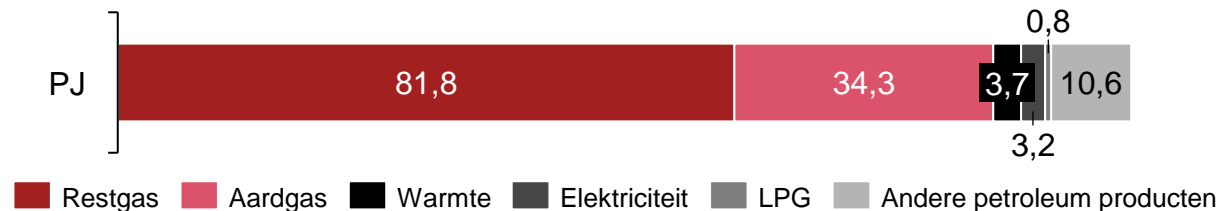
# Door het energie- en emissie-intensieve productieproces hebben raffinaderijen relatief hoge klimaatbeleid kosten

## Kwalitatieve reflectie op financiële impact klimaatbeleid

### Uitstoot raffinaderijen t.o.v. EU ETS-benchmark (2018-2021)<sup>1</sup>



### Energieverbruik raffinagesector Nederland (2018)<sup>2,3</sup>

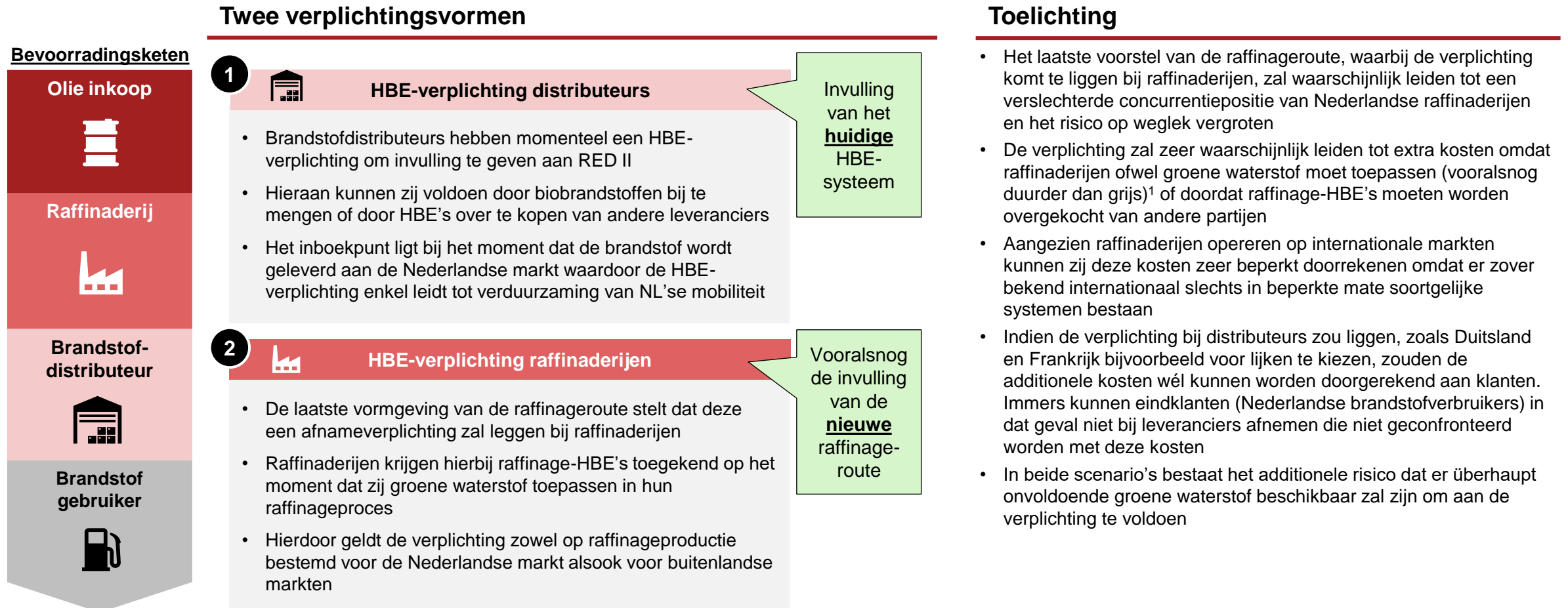


### Toelichting

- We doen voor de sectorstudie raffinage geen kwantitatieve doorrekening van de impact van de beleidsscenario's maar aangezien raffinage een energie- en emissie-intensief productieproces is hebben zij bij strikt klimaatbeleid waarschijnlijk relatief veel kosten t.o.v. andere industrieën
- Aangezien raffinaderijen veelal opereren op internationale markten (zie vorige pagina's) kunnen de kosten van nationaal klimaatbeleid waarschijnlijk zeer beperkt worden doorgerekend
- Het is hierdoor aannemelijk dat de Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing een grote impact zal hebben op de winstgevendheid en concurrentiepositie van de Nederlandse raffinaderijen – indien deze de ETS-prijs overstijgt en de CO<sub>2</sub>-emissies niet zijn terug gebracht tot het niveau van de het bedrijf verleende dispensatierechten
- Hetzelfde geldt wanneer er vrijstellingen in de energiebelasting vervallen die in andere landen behouden blijven (zoals bijv. de WKK-vrijstelling)
- Indien de geografische scope van de raffinagemarkt groter is dan de EU is ook de doorgifte mogelijkheid van EU ETS-kosten beperkt

# Een HBE-verplichting voor raffinaderijen kan tot additionele kosten leiden die beperkt kunnen worden doorgerekend

## Toelichting van de verplichtingsvormen in de raffinageroute



# CCS en alternatieve energiebronnen en grondstoffen zijn de belangrijkste verduurzamingsopties voor 2030

## Verduurzamingsopties raffinaderijen

Optie	Beschrijving <sup>1</sup>	Cijfers zijn mogelijk verouderd			
		Reductie-potentieel <sup>1</sup>	Opex <sup>1,2</sup>	Capex <sup>1,2</sup>	Subsidie-intensiteit <sup>12</sup>
CCS	<ol style="list-style-type: none"> <li>Ongeveer 90% van de CO<sub>2</sub> kan worden afgevangen <u>na de verbranding</u> uit de schoorstenen van procesinstallaties</li> <li>Hiernaast is afvangen <u>vóór verbranding</u> van CO<sub>2</sub> uit restgassen in het proces mogelijk waarbij CO<sub>2</sub> en H<sub>2</sub> ontstaat; dit wordt blauwe waterstof genoemd</li> </ol>	++++	14-19 <sup>3</sup> [€/t CO <sub>2</sub> /j]	28-45 <sup>3</sup> [€/t CO <sub>2</sub> ]	1. 65-121 <sup>4</sup> 2. ~35 <sup>4</sup> [€/t CO <sub>2</sub> ]
Alternatieve energiebronnen	<ol style="list-style-type: none"> <li>Elektrificatie van de gasgestookte productieprocessen zoals een boiler/turbine/fornuis kan de CO<sub>2</sub>-uitstoot verlagen tegen lagere kosten dan groene H<sub>2</sub> indien er voldoende stroom beschikbaar is</li> <li>Groene/blauwe waterstof kan aardgas in het productieproces vervangen in processen zoals destillatie, kraken en hervormen</li> </ol>	++	1. 0,7-1 <sup>5</sup> 2. 5-15 <sup>7</sup> [mln€/j]	1. 20-50 <sup>5</sup> 2. ? [mln€]	1. Hoog <sup>13</sup> 2. 155-285 <sup>7</sup> [€/t CO <sub>2</sub> ]
Alternatieve grondstoffen	<ol style="list-style-type: none"> <li>Groene waterstof kan voor hydrokrakers en waterstofbehandelingen als grondstof dienen</li> <li>Blauwe waterstof kan voor dezelfde processen gebruikt worden als groene waterstof tegen relatief lagere kosten</li> </ol>	++		1. 4,4-6,5 [€/kg] <sup>8</sup> 2. 1,9-2,9 [€/kg] <sup>8</sup>	1. ~800 2. 35-121 [€/t CO <sub>2</sub> ]
Restwarmte	<ol style="list-style-type: none"> <li>Restwarmte gegenereerd in het raffinageproces wordt opgevangen en gebruikt als stadsverwarming of voor elektriciteitsopwekking</li> </ol>	+	<1 [€/t CO <sub>2</sub> /j] <sup>9</sup>	20-40 [mln€/j] <sup>9</sup>	0
Alternatieve processen	<ol style="list-style-type: none"> <li>Biobrandstoffen kunnen worden geproduceerd via biomassavergassing en de toepassing van een Fischer-Tropsch proces; deze brandstoffen zijn momenteel nog ongeveer 2 tot 3 keer zo duur als fossiele brandstoffen<sup>11</sup>; investeringen worden vooral tegengehouden door een te hoge CAPEX</li> <li>Een deel bio-olie kan worden verwerkt in een Fluid Catalytic Cracker (momenteel TRL 5/6)</li> </ol>	0	1. 5-8 <sup>10</sup> 2. ? [€/GJ/j]	1. 10-17 <sup>10</sup> 2. ? [€/GJ/j]	n.t.b.

1) PBL midden 2020 ([Link](#)) 2) Mogelijke CO<sub>2</sub> reductie tot 2030; VNPI 2018 ([Link](#)) 3) Voor het afvangen na verbranding 4) Enkel voor SMR 5) Voor het elektrificeren van de fornuizen met een 10 MW fornuis 6) Voor turbines of fornuizen 7) Voor een fornuis op H<sub>2</sub> 8) TNO projectie 2025 ([Link](#)) 9) 10 MW 10) Voor een green field project (2015); 11) IEA 2020; 12) CE Delft (2023) Zeef study ([link](#)); 13) Elektrificatie vereist zeer hoge subsidies kwam naar voren uit interviews met raffinaderijen,



# Lange termijn beleidszekerheid en toereikende financiering zijn belangrijke randvoorwaarden voor verduurzaming

## Randvoorwaarden

### Benodigheden verduurzaming



- CCS is voor de raffinagesector een belangrijke reductieoptie in de nabije toekomst met name om 2 redenen:
  1. CCS biedt een oplossing om restgassen inherent aan het raffinageproces te scheiden in H<sub>2</sub> en CO<sub>2</sub>
  2. Zonder CCS is het voor raffinaderijen erg lastig zo niet onmogelijk om de 2030 doelen te halen
- Directe benodigheden om CCS toe te passen zijn: infrastructuur (met name voor CO<sub>2</sub> en elektriciteit), technisch personeel en financiering



### Toereikendheid huidig beleid

- Initieel was de SDE++ een van de breedste financieringsmiddelen voor CCS waardoor Nederland relatief aantrekkelijk was voor investeringen; met name de vangnetfunctie voor een dalende ETS-prijs is waardevol
- Het IRA beleid in Amerika is nu in veel gevallen aantrekkelijker dan de SDE++; dit komt met name doordat de IRA een premie toekent voor CCS als “up front” tax credit met laagdrempelige voorwaarden
- De huidige CO<sub>2</sub>-prijs geeft een impuls om bijv. CCS toe te passen echter er is een vrees dat een te hoge CO<sub>2</sub>-prijs concurrentie op de internationale markt bemoeilijkt
- Voor het implementeren van CCS is nu vaak onvoldoende zekerheid w.b.t. o.a. stikstofbeleid en de ondersteuning groene/blauwe waterstof



- De grootste uitdagingen wat betreft elektriciteit als alternatieve energiebron zijn de netcapaciteit en de beschikbare infrastructuur
- De benodigheden voor groene H<sub>2</sub>-productie of -import zijn:
  1. Infrastructuur voor H<sub>2</sub> en elektriciteit
  2. Voldoende aanbod van groene H<sub>2</sub> ofwel van import ofwel van productie
  3. Lange termijn zekerheid m.b.t. beleid en marktvraag van groene H<sub>2</sub> om een business case door te kunnen rekenen

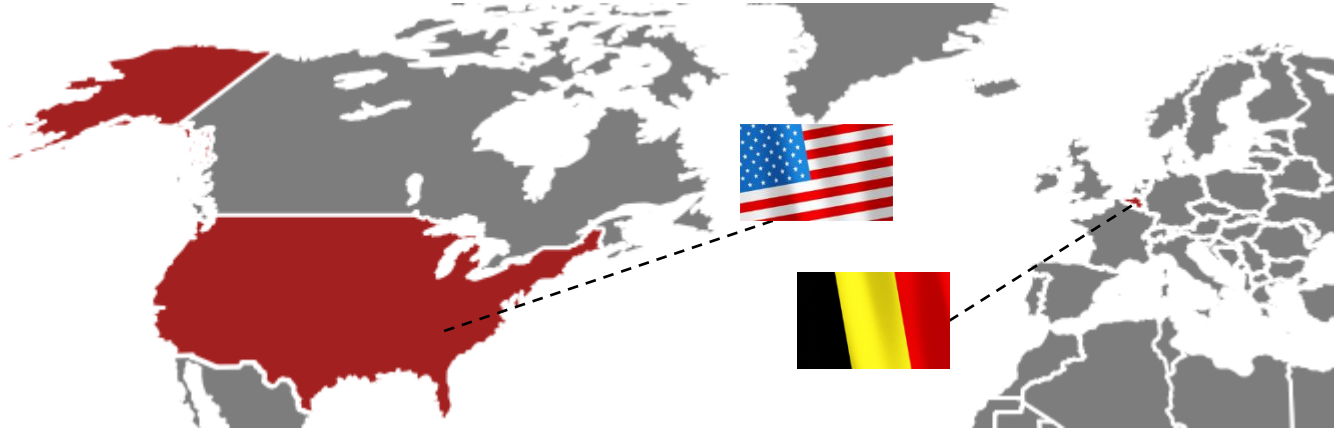


- Elektrificatie kan worden geholpen door de toepassing van flexibele elektriciteitstarieven
- Ontwikkeling van elektrolyzers vereist financiële ondersteuning (met name OPEX). Een stabiele HBE-markt met een verplichting bij de brandstof-distributeurs zou een uitkomst kunnen bieden
- Lange termijn zekerheid (>2030) over het waterstofbeleid is belangrijk om een business case voor elektrolyzers rond te krijgen

# Nederlandse raffinaderijen concurreren met name om investeringen met raffinaderijen in België en de VS

## Strategische alternatieven (exit)

### Interessantste opties voor productieverplaatsing de raffinagesector



#### Klimaat-beleid

- De kosten van klimaatbeleid en de beschikbaarheid van subsidies; vanwege de IRA en ontbrekende sticks is met name VS aantrekkelijk
- Zekerheid in het beleid voor en na 2030 vanwege de vaak hoge CAPEX en OPEX van verduurzamingsinvesteringen



#### Infrastructuur

- Keuze in leveranciers en afnemers worden gefaciliteerd door goede transportmogelijkheden (met name schepen/pijpleidingen)
- Aanwezige infrastructuur voor elektriciteit, waterstof en CO<sub>2</sub>-opslag



#### Cluster voordelen

- Collectieve investeringen in verduurzaming kunnen een kostenbesparend effect hebben
- Nabijheid van industriële afnemers en integratiemogelijkheden

### Toelichting

- Raffinaderijen zijn meestal deel van een multinationale onderneming en concurreren hierdoor intern om investeringen waarbij kapitaal wordt gealloceerd bij de locatie waar dit het meeste oplevert
- De verwachting is dat door de dalende vraag naar raffinageproducten in de toekomst de totale raffinage capaciteit in Europa af zal nemen
- NL'se raffinaderijen zijn goed gepositioneerd om na deze capaciteitsvermindering te blijven bestaan binnen de EU en investeringen aan te trekken vanwege de ligging in een industrieel cluster aan de Rotterdamse haven en de integratie, mits het klimaatbeleid tevens accommoderend is
- Bij een groot verschil in klimaatbeleid tussen NL en de rest van de EU is het aannemelijk dat de investeringen in de raffinaderijen in andere EU landen toeneemt (e.g. Antwerpen)
- Dit geldt ook voor investeren buiten de EU; de IRA maakt het met name interessant om in de Verenigde Staten te investeren vanwege de beschikbare directe tax credits voor blauwe waterstof (zie ook pagina 45)

# Sluiten van raffinaderijen leidt tot hoge kosten, waardoor het aannemelijker is dat deze een alternatieve aanwending krijgt

## Exit kosten

### Overzicht exit kosten

Type exit kosten	Toelichting
1  Arbeidsgerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> <li>In totaal zijn er in de Nederlandse raffinagesector ca. 4000 mensen werkzaam</li> <li>Het is aannemelijk dat het ontslaan van deze mensen gepaard gaat met hoge kosten</li> </ul>
2  Regelgeving-gerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> <li>Raffinaderijen hebben een wettelijke verplichting om de grond schoon achter te laten; volgens de raffinaderijen zijn de hieraan gerelateerde kosten zeer hoog</li> </ul>
3  Lange termijn contracten	<ul style="list-style-type: none"> <li>Het is mogelijk dat raffinaderijen verplichtingen hebben om het proces van industrieel geïntegreerde partijen te faciliteren (e.g. een chemiefabriek); het verbreken van dergelijke contracten kan bij een volledige exit kosten met zich meebrengen</li> </ul>
4  Verzonken kosten	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mede door de relatief aantrekkelijke locatie van NL'se raffinaderijen in Europa vanwege de Rotterdamse haven zijn er recent grote investeringen gedaan door meerdere olie- en gasbedrijven in Nederland</li> <li>In het geval van sluiting van een raffinaderij zullen deze investeringen (gedeeltelijk) moeten worden afgeschreven aangezien niet alles kan worden verkocht</li> </ul>
5  Overig	<ul style="list-style-type: none"> <li>n.v.t.</li> </ul>

### Toelichting

- Raffinaderijen zijn bij een volledige exit geconfronteerd met hoge kosten
- Aangezien de raffinagelocatie volgens de industrie veel kansen biedt voor alternatieve aanwendungen (bijv. als importhub), is dit een aannemelijker scenario dan een complete exit
- De vraag naar raffinageproducten zal namelijk naar verwachting in ieder geval tot 2050 blijven bestaan
- De raffinageproductie zal zich daarbij naar buiten Nederland kunnen verplaatsen om vervolgens de producten hierheen te exporteren

#### Mogelijkheid tot afschaling productie

- Raffinaderijen kunnen hun productie gedeeltelijk afschalen maar de delen van de raffinaderijen die niet zijn gesloten moeten dichtbij volle capaciteit (>~80%) draaien om voldoende marge te behouden
- Daarnaast kunnen de raffinaderijen besluiten tot een volledige productiestop en hun raffinaderij voor een alternatieve aanwending benutten
- Zo zouden deze bijvoorbeeld als importhub kunnen functioneren, aangezien de vraag naar brandstoffen in Europa voorlopig zal blijven bestaan

# 6


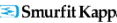


## Appendix

---



# Financiële steun is nodig voor veel verduurzamingsopties; met name voor de CAPEX is er nu soms geen passende subsidie

## Overzicht financieringsbenodigheden per bedrijf

Bedrijf	Toelichting
<p>1</p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Volgens Dow dekt de SDE++ categorie voor pre-combustion CCS de financiële ondersteuningsbehoefte onvoldoende</li> <li>Maatwerk wordt door Dow gezien als een mogelijkheid om de rest van de financiële ondersteuning voor CCS te verkrijgen; dit is echter vooralsnog onduidelijk</li> <li>De business case van elektrificatie is sinds 2021 verslechterd omdat de chemische sector geen recht meer heeft op IKC – ook maakt Nederland hier sinds 2023 geen geld voor vrij</li> </ul>
<p>2</p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Yara verwacht dat de groene waterstofprijs hoog zal blijven, waardoor financiële ondersteuning benodigd is voor de toepassing van groene waterstof</li> </ul>
<p>3</p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>In principe ziet SKRP in SDE++ een goed instrument voor de financiële ondersteuning van hun verduurzamingsopties. Deze schiet echter om twee redenen momenteel tekort: 1) Implementatiekosten worden niet meegewogen bij de SDE++ terwijl deze significant kunnen zijn; 2) De verduurzamingsopties vallen soms niet binnen de bestaande categorieën (zoals een rejectboiler)</li> <li>Bij het in gebruik nemen van een e-boiler gaat de SDE++ ervanuit dat de EU ETS-vrijstellingen behouden blijven terwijl dit niet zo is waardoor de werkelijke kosten worden onderschat</li> <li>Aangezien NL geen IKC meer toekent levert elektrificatie voor SKRP enkel additionele lasten op, waardoor extra financiële ondersteuning benodigd is</li> </ul>
<p>4</p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Volgens Nyrstar is er momenteel geen subsidieinstrument beschikbaar voor een <b>CAPEX-subsidie</b> van het energieopslag project, m.u.v. de EIA maar deze biedt onvoldoende steun</li> <li>De SDE++ zou hierbij kunnen helpen maar aangezien het energieopslagproject niet binnen de SDE++ categorieën valt, komen ze hier niet voor in aanmerking</li> <li>Volgens Nyrstar zijn er onvoldoende subsidies beschikbaar voor technologisch beschikbare opties voor elektriciteitsefficiëntie</li> <li>Nyrstar kan direct beginnen met het doorvoeren van verduurzamingsopties maar heeft hier financiële ondersteuning voor nodig, op de EIA na komen ze hier nu niet voor in aanmerking</li> <li>Nyrstars energiebesparingsopties vallen momenteel niet binnen de huidige SDE++ categorieën</li> </ul>
<p>5</p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vreugdenhil heeft toezegging gekregen van de netbeheerder over uitbreiding van de elektriciteitscapaciteit vanaf 2027</li> <li>Vreugdenhil moet deze uitbreiding zelf financieren, zeker omdat het een versneld traject betreft</li> </ul>
<p>6</p>   	<ul style="list-style-type: none"> <li>Initieel was de SDE++ een van de breedste financieringsmiddelen voor CCS waardoor Nederland relatief aantrekkelijk was voor investeringen</li> <li>Het IRA beleid is nu in veel gevallen aantrekkelijker dan de SDE++; met name doordat de IRA een premie toekent voor CCS als “up front” tax credit met weinig voorwaarden</li> <li>De huidige CO<sub>2</sub> prijs geeft een impuls om e.g. CCS toe te passen echter er is een vrees dat een te hoge CO<sub>2</sub> prijs concurrentie op de internationale markt bemoeilijkt</li> <li>Elektrificatie kan worden geholpen door de toepassing van flexibele elektriciteitstarieven</li> <li>Ontwikkeling van elektrolyzers vereist financiële ondersteuning (met name OPEX), een stabiele HBE-markt met een verplichting bij de brandstof distributeurs kan een uitkomst bieden</li> <li>Lange termijn zekerheid (&gt;2030) over het waterstofbeleid is belangrijk om een business case voor elektrolyzers rond te krijgen</li> </ul>

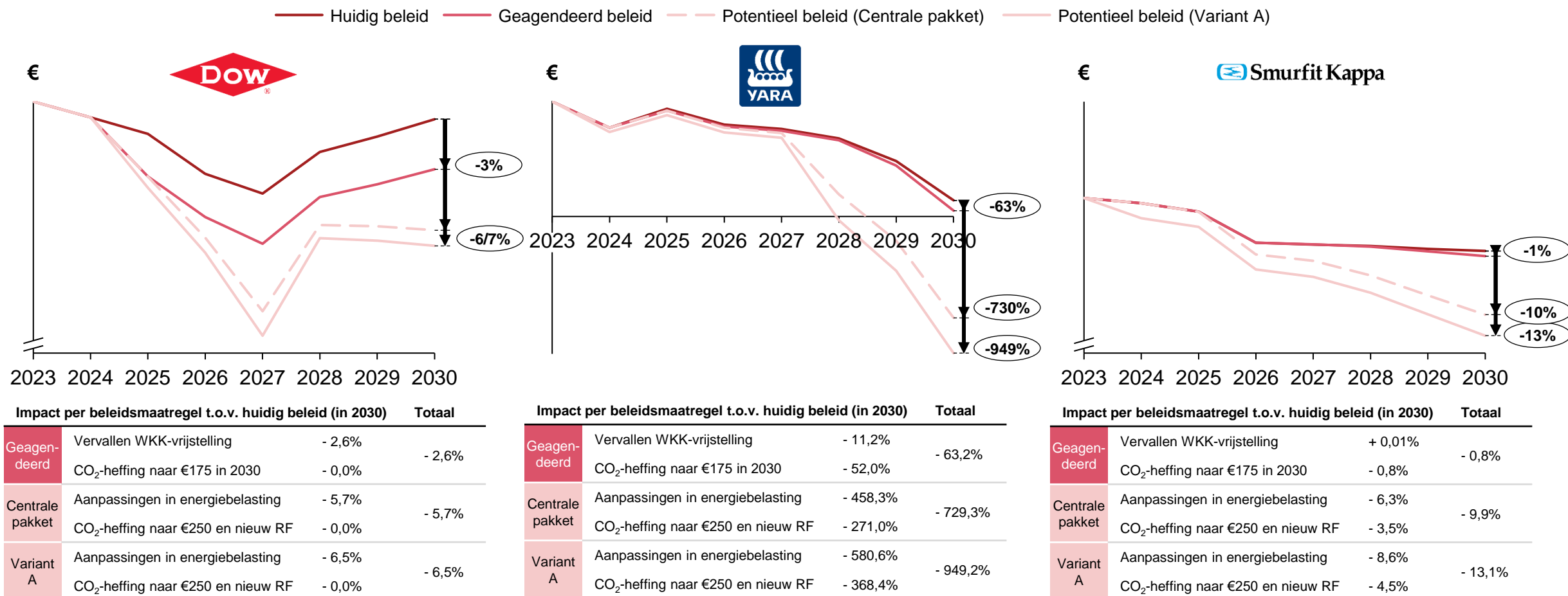
# 6.1

## Sensitivitätsanalysen

---

# Sensitiviteitsanalyse: 0% doorgifte van EU ETS en Nederlandse heffing (1/2)

## Impact klimaatbeleid op EBITDA bij 0% doorgifte van NL'se heffing en EU ETS<sup>1</sup> (1/2)

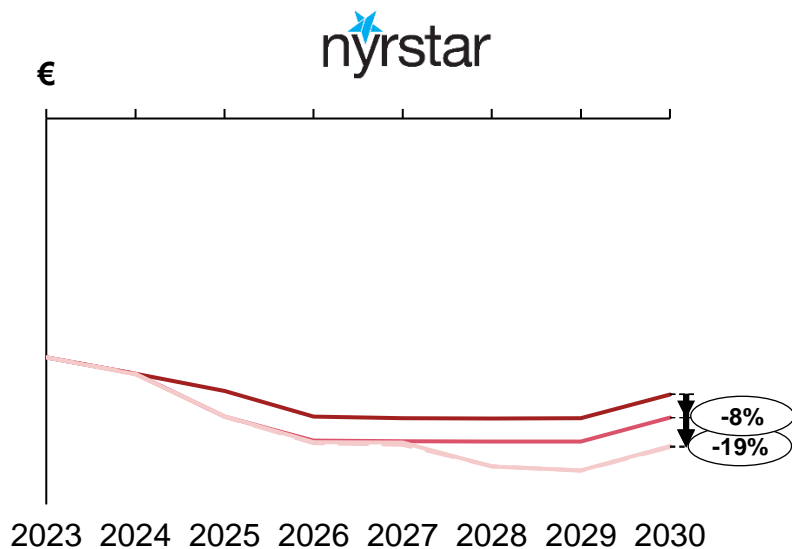


1) Dit betreft het 'start' doorgiftepercentage van EU ETS exclusief CBAM. De introductie van CBAM verhoogt deze doorgiftemogelijkheid ook bij deze berekeningen (binnen deze studie enkel voor Yara), echter enkel voor de verkopen binnen Europa aangezien CBAM niet corrigeert bij exports

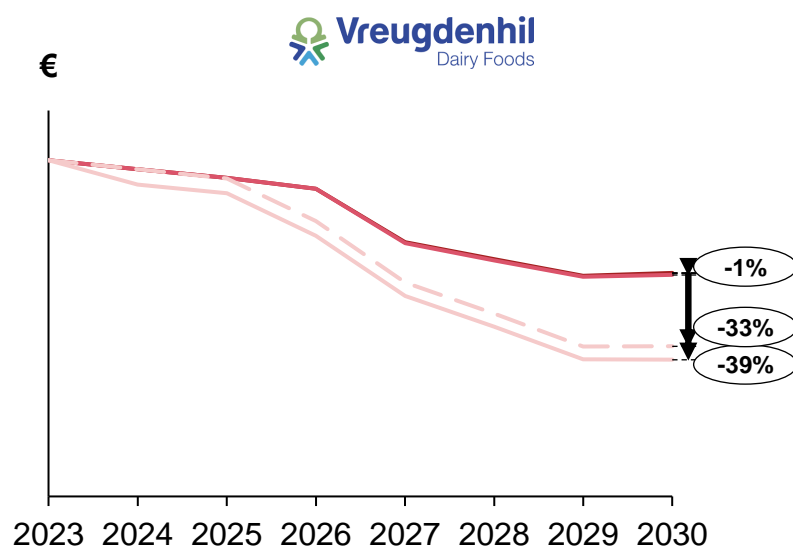
# Sensitiviteitsanalyse: 0% doorgifte van EU ETS en Nederlandse heffing (2/2)

## Impact klimaatbeleid op EBITDA bij 0% doorgifte van NL'se heffing en EU ETS<sup>1</sup> (2/2)

— Huidig beleid — Geagendeerd beleid — Potentieel beleid (Centrale pakket) — Potentieel beleid (Variant A)



Impact per beleidsmaatregel t.o.v. huidig beleid (in 2030)		Totaal
Geagendeerd	Vervallen EB-vrijstellingen	- 8,4%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	- 0,0%
Centrale pakket	Aanpassingen in energiebelasting	- 19,0%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 0,0%
Variant A	Aanpassingen in energiebelasting	- 18,8%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 0,0%



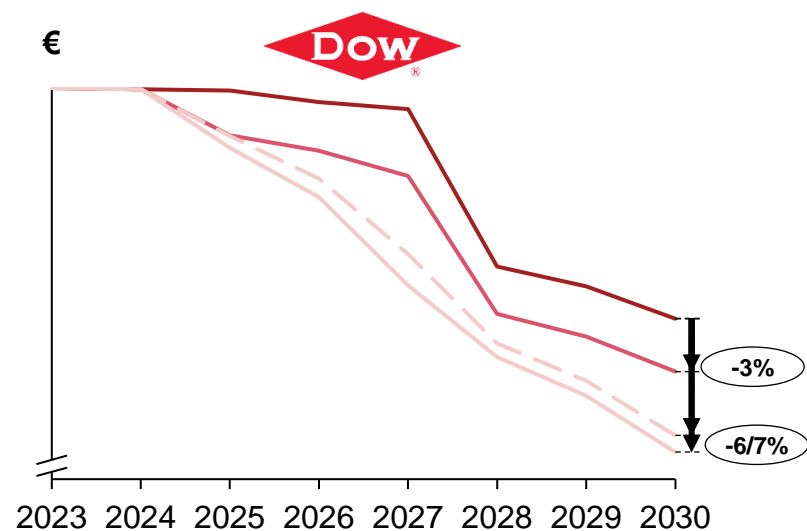
Impact per beleidsmaatregel t.o.v. huidig beleid (in 2030)		Totaal
Geagendeerd	Vervallen WKK-vrijstelling	- 0,0%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	- 0,9%
Centrale pakket	Aanpassingen in energiebelasting	- 28,9%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 3,9%
Variant A	Aanpassingen in energiebelasting	- 33,8%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 5,1%

1) Dit betreft het 'start' doorgiftepercentage van EU ETS exclusief CBAM. De introductie van CBAM verhoogt deze doorgiftemogelijkheid ook bij deze berekeningen (binnen deze studie enkel voor Yara), echter enkel voor de verkopen binnen Europa aangezien CBAM niet corrigeert bij exports

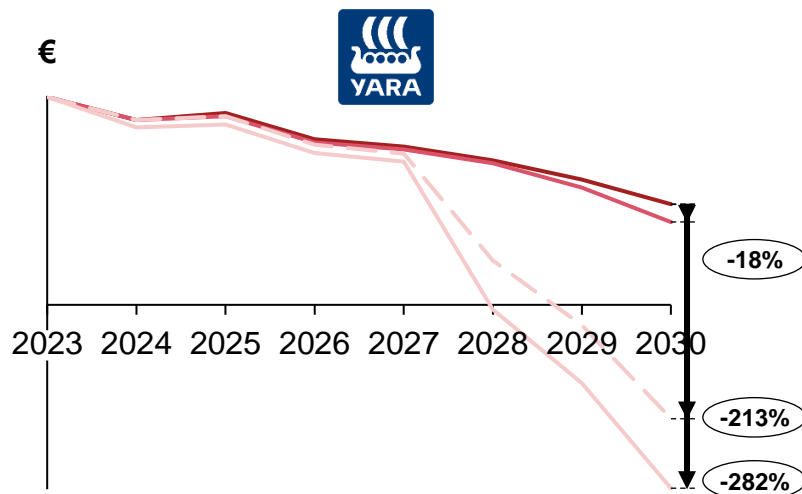


# Sensitiviteitsanalyse: Laag ETS-prijs scenario (KEV 2022)

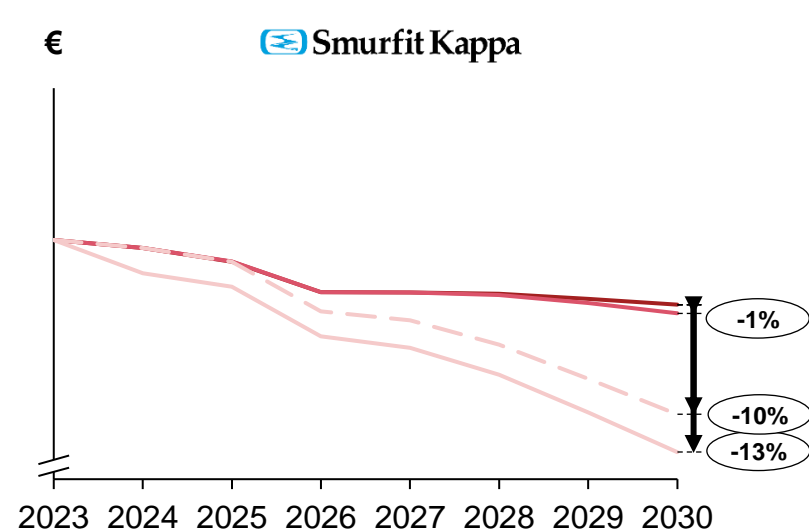
## Impact klimaatbeleid op EBITDA bij laag ETS-prijsscenario (1/2)<sup>1</sup>



	Impact per beleidsmaatregel t.o.v. huidig beleid (in 2030)	Totaal
Geagendeerd	Vervallen WKK-vrijstelling	- 2,6%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	- 0,0%
Centraal pakket	Aanpassingen in energiebelasting	- 5,8%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 0,0%
Variant A	Aanpassingen in energiebelasting	- 6,7%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 0,0%



	Impact per beleidsmaatregel t.o.v. huidig beleid (in 2030)	Totaal
Geagendeerd	Vervallen WKK-vrijstelling	- 3,1%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	- 14,5%
Centraal pakket	Aanpassingen in energiebelasting	- 128,0%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 85,0%
Variant A	Aanpassingen in energiebelasting	- 162,2%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 120,0%

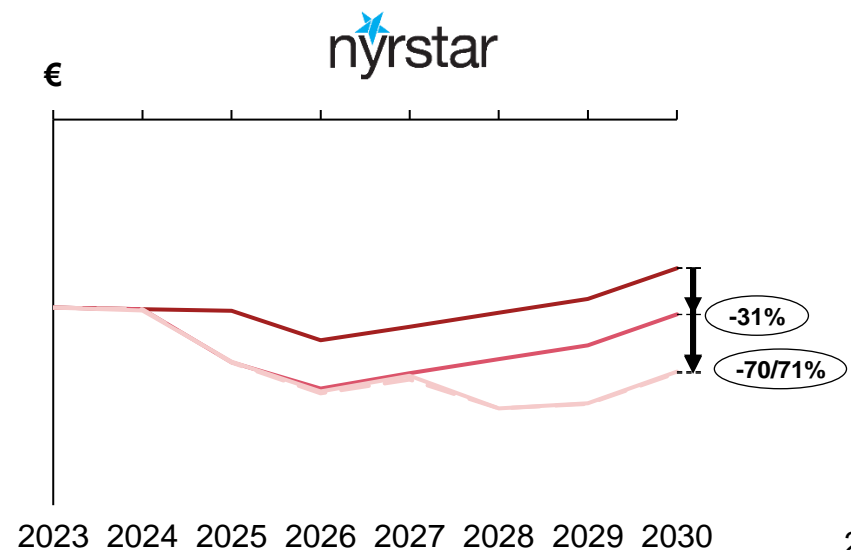


	Impact per beleidsmaatregel t.o.v. huidig beleid (in 2030)	Totaal
Geagendeerd	Vervallen WKK-vrijstelling	+ 0,01%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	- 0,8%
Centraal pakket	Aanpassingen in energiebelasting	- 6,2%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 3,7%
Variant A	Aanpassingen in energiebelasting	- 8,4%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 4,9%

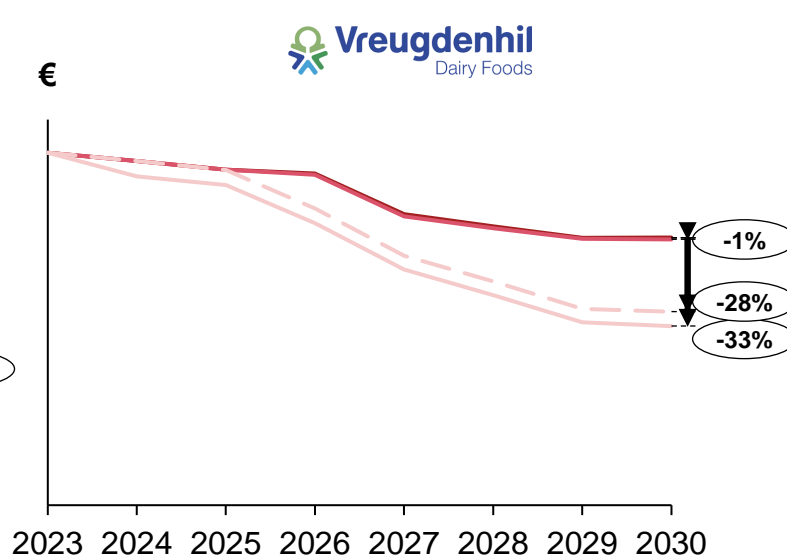
# Sensitiviteitsanalyse: Laag ETS-prijs scenario (KEV 2022)

## Impact klimaatbeleid op EBITDA bij laag ETS-prijsscenario (2/2)<sup>1</sup>

— Huidig beleid — Geagendeerd beleid — Potentieel beleid (Centrale pakket) — Potentieel beleid (Variant A)



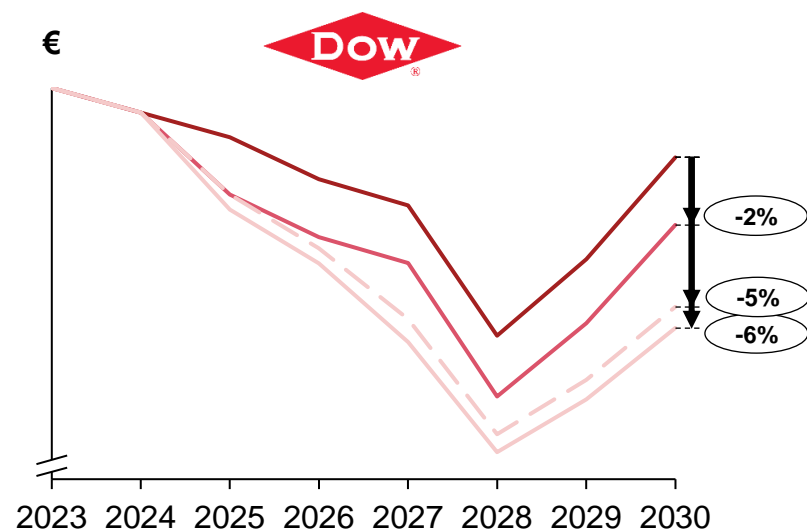
	Impact per beleidsmaatregel t.o.v. huidig beleid (in 2030)	Totaal
Geagendeerd	Vervallen EB-vrijstellingen	- 31,2%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	- 0,0%
Centrale pakket	Aanpassingen in energiebelasting	- 70,7%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 0,0%
Variant A	Aanpassingen in energiebelasting	- 69,7%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 0,0%



	Impact per beleidsmaatregel t.o.v. huidig beleid (in 2030)	Totaal
Geagendeerd	Vervallen WKK-vrijstelling	- 0,0%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	- 0,7%
Centrale pakket	Aanpassingen in energiebelasting	- 24,1%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 3,6%
Variant A	Aanpassingen in energiebelasting	- 28,2%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 4,9%

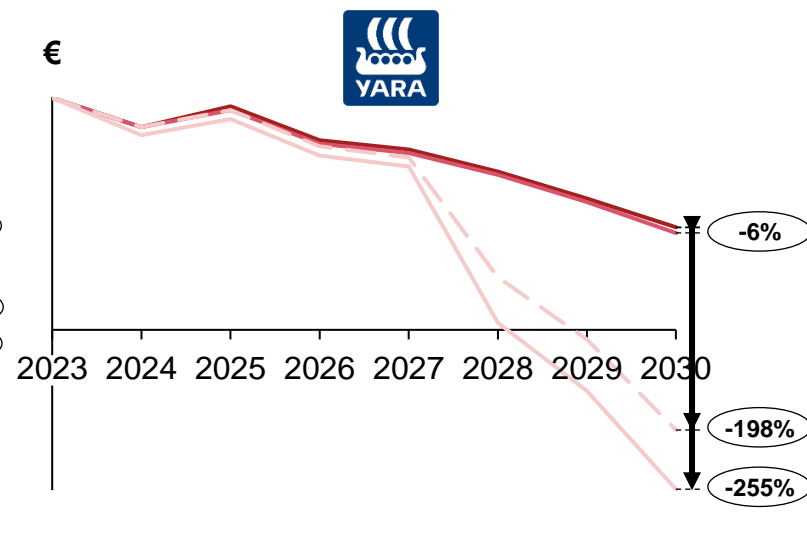
# Sensitiviteitsanalyse: Hoog ETS-prijs scenario (KEV 2022)

## Impact klimaatbeleid op EBITDA bij hoog ETS-prijsscenario (1/2)<sup>1</sup>



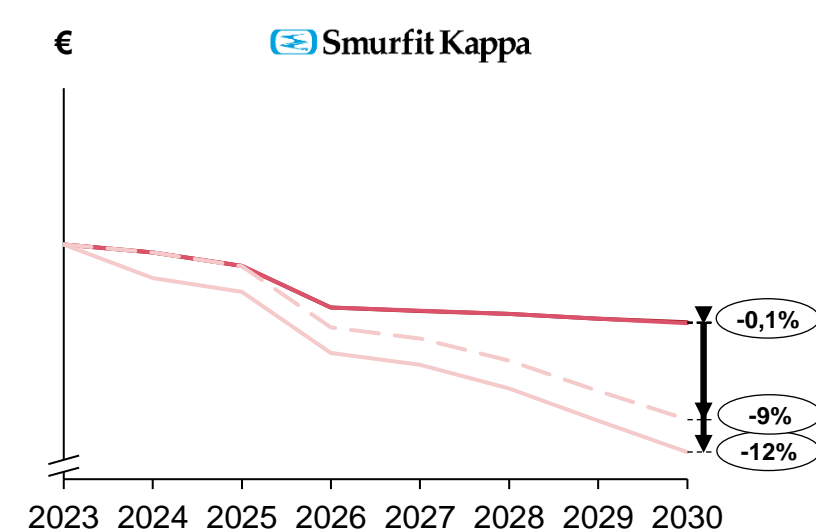
Impact per beleidsmaatregel t.o.v. huidig beleid (in 2030)

Geagendeerd	Vervallen WKK-vrijstelling	- 2,4%	- 2,4%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	- 0,0%	
Centrale pakket	Aanpassingen in energiebelasting	- 5,4%	- 5,4%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 0,0%	
Variant A	Aanpassingen in energiebelasting	- 6,1%	- 6,1%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 0,0%	



Impact per beleidsmaatregel t.o.v. huidig beleid (in 2030)

Geagendeerd	Vervallen WKK-vrijstelling	- 3,4%	- 5,5%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	- 2,6%	
Centrale pakket	Aanpassingen in energiebelasting	- 140,0%	- 197,6%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 57,6%	
Variant A	Aanpassingen in energiebelasting	- 177,4%	- 255,3%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 77,9%	



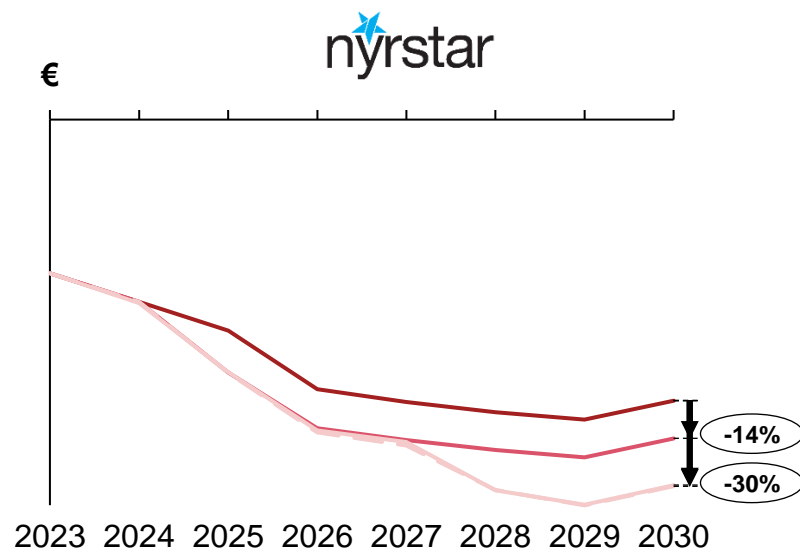
Impact per beleidsmaatregel t.o.v. huidig beleid (in 2030)

Geagendeerd	Vervallen WKK-vrijstelling	+ 0,01%	- 0,1%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	- 0,1%	
Centrale pakket	Aanpassingen in energiebelasting	- 6,2%	- 8,6%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 2,4%	
Variant A	Aanpassingen in energiebelasting	- 8,4%	- 11,5%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 3,1%	

# Sensitiviteitsanalyse: Hoog ETS-prijs scenario (KEV 2022)

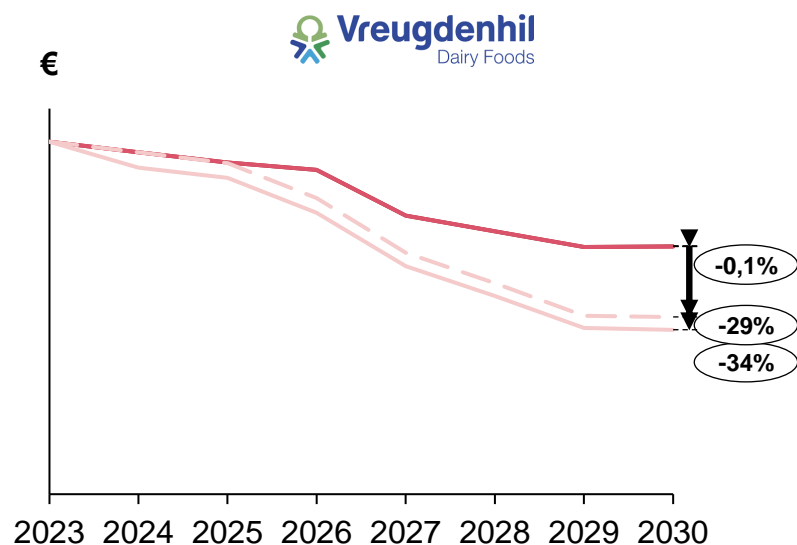
## Impact klimaatbeleid op EBITDA bij hoog ETS-prijsscenario (2/2)<sup>1</sup>

— Huidig beleid — Geagendeerd beleid — Potentieel beleid (Centrale pakket) — Potentieel beleid (Variant A)



Impact per beleidsmaatregel t.o.v. huidig beleid (in 2030)

Geagendeerd	Vervallen EB-vrijstellingen	- 13,5%	- 13,5%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	- 0,0%	
Centrale pakket	Aanpassingen in energiebelasting	- 30,5%	- 30,5%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 0,0%	
Variant A	Aanpassingen in energiebelasting	- 30,1%	- 30,1%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 0,0%	



Impact per beleidsmaatregel t.o.v. huidig beleid (in 2030)

Geagendeerd	Vervallen WKK-vrijstelling	- 0,0%	- 0,1%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €175 in 2030	- 0,1%	
Centrale pakket	Aanpassingen in energiebelasting	- 26,0%	- 28,5%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 2,5%	
Variant A	Aanpassingen in energiebelasting	- 30,4%	- 33,6%
	CO <sub>2</sub> -heffing naar €250 en nieuw RF	- 3,2%	

# 6.2

## Inputs kwantitatieve analyse

---

# Inputs: EU ETS-prijsscenario's en tariefpaden van Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing

## Gehanteerde CO<sub>2</sub>-prijzen

		Tarieven in constante 2023 prijzen							
Prijs <sup>1</sup>	Unit	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
EU ETS (KEV '22) (laag)	€/tCO <sub>2</sub>	94,32	95,02	95,72	96,42	97,12	97,82	98,52	99,22
EU ETS (KEV '22) (midden)	€/tCO <sub>2</sub>	94,32	98,99	103,89	109,14	114,62	120,32	126,36	132,63
EU ETS (KEV '22) (hoog)	€/tCO <sub>2</sub>	94,32	105,12	115,92	126,72	137,52	148,32	159,13	169,93
NL'se heffing Huidig beleid	€/tCO <sub>2</sub>	55,94	67,49	79,04	90,59	102,14	113,69	125,24	136,79
NL'se heffing Geagendeerd beleid	€/tCO <sub>2</sub>	55,94	67,49	85,41	103,33	121,25	139,16	157,08	175,00
NL'se heffing Potentieel beleid	€/tCO <sub>2</sub>	55,94	67,49	97,91	128,33	158,75	189,16	219,58	250,00

# Inputs: Factoren bij EU ETS-berekeningen

## Gehanteerde factoren

Factor	Unit	Factoren																	
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Reductiefactor NL'se heffing - Huidige en geagendeerd beleid										1,20	1,143	1,213	1,135	1,057	0,979	0,901	0,823	0,745	0,667
Reductiefactor NL'se heffing - Potentieel Beleid Centrale pakket										1,20	1,143	1,213	1,135	1,041	0,947	0,853	0,759	0,665	0,571
Reductiefactor NL'se heffing - Potentieel Beleid Variant A										1,20	1,143	1,213	1,135	1,028	0,920	0,813	0,705	0,598	0,491
CBAM-factor (ETS)	%									100%	100%	100%	100%	100%	98%	95%	90%	78%	51,5%
CLEF (hoog) (ETS)	%									100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
CLEF (laag) (ETS)	%									30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	22,5%	15,0%	7,5%	0,0%
CSCF (ETS)	%									100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Fossiele emissiefactor elektriciteit NL	tCO <sub>2</sub> /kWh	0,76	0,714	0,667	0,621	0,575	0,528	0,482	0,481	0,479	0,478	0,476	0,475	0,473	0,454	0,434	0,415	0,396	0,357
Inflatiecorrectie ('23€)	%	126,1%	125,7%	125,4%	125,3%	123,7%	121,7%	118,6%	117,3%	114,0%	102,2%	100,0%							

# Inputs: EU ETS-Benchmarks

## Gehanteerde EU ETS-benchmarks

Type	Benchmark	Unit	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Product	Ethylene oxide	Allowances/ton product	0,389	0,389	0,389	0,389	0,389	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256
Product	Aromatics	Allowances/ton product	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Product	Steam cracking	Allowances/ton product	0,681	0,681	0,681	0,681	0,681	0,674	0,674	0,674	0,674	0,674
Product	Nitric Acid	Allowances/ton product	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151
Product	Ammonia	Allowances/ton product	1,570	1,570	1,570	1,570	1,570	1,554	1,554	1,554	1,554	1,554
Product	Testliner and fluting	Allowances/ton product	0,188	0,188	0,188	0,188	0,188	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
Product	Recovered paper pulp	Allowances/ton product	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
Product	Hydrogen	Allowances/ton product	6,840	6,840	6,840	6,840	6,840	6,177	6,177	6,177	6,177	6,177
Product	Spray dried powder	Allowances/ton product	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038
Heat	Consumed heat	Allowances/TJ	47,300	47,300	47,300	47,300	47,300	31,150	31,150	31,150	31,150	31,150
Fuel	Consumed fuel	Allowances/TJ	42,600	42,600	42,600	42,600	42,600	28,050	28,050	28,050	28,050	28,050



# Inputs: Tarievenpaden energielasting

## Inputs: Gehanteerde EB-tarieven (constante 2023€)

Scenario	Categ.	Schaal	Unit	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Huidig en geagendeerd beleid</b>	Elektriteit	Schaal 1 (0 - 10 MWh)	cent/kWh	12,60	9,90	9,08	7,90	7,36	6,96	6,49	6,59
		Schaal 2 (10 - 50 MWh)	cent/kWh	10,05	8,22	6,12	5,69	5,63	5,65	6,01	6,28
		Schaal 3 (50 MWh - 10 GWh)	cent/kWh	3,94	3,59	3,47	3,25	3,20	3,17	3,32	3,41
		Schaal 4 (>10 GWh)	cent/kWh	0,12	0,17	0,30	0,28	0,27	0,27	0,27	0,27
	Gas	Schaal 1 (0 - 170.000 m3)	cent/m3	48,98	53,05	54,65	55,12	55,37	55,71	56,86	57,12
		Schaal 2 (170.000 - 1 mln m3)	cent/m3	9,62	20,36	28,88	29,43	30,38	31,14	31,98	32,98
		Schaal 3 (1 mln - 10 mln m3)	cent/m3	5,11	11,70	18,70	19,06	19,84	20,37	20,99	21,81
		Schaal 4 (>10 mln m3)	cent/m3	3,92	4,45	4,87	4,64	4,63	4,63	4,79	4,90
<b>Potentieel beleid: 'Centrale Pakket'</b>	Elektriteit	Schaal 1 (0 - 10 MWh)	cent/kWh	12,60	9,90	6,12	5,69	3,00	3,00	3,00	3,00
		Schaal 2 (10 - 50 MWh)	cent/kWh	10,05	8,22	6,12	5,69	3,00	3,00	3,00	3,00
		Schaal 3 (50 MWh - 10 GWh)	cent/kWh	3,94	3,59	3,47	3,25	3,00	3,00	3,00	3,00
		Schaal 4 (>10 GWh)	cent/kWh	0,12	0,17	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
	Gas	Schaal 1 (0 - 170.000 m3)	cent/m3	48,98	53,05	67,18	67,65	67,90	68,24	69,39	69,65
		Schaal 2 (170.000 - 1 mln m3)	cent/m3	9,62	20,36	28,88	45,40	49,68	56,94	66,07	66,07
		Schaal 3 (1 mln - 10 mln m3)	cent/m3	5,11	11,70	18,70	32,37	36,48	43,66	53,36	53,36
		Schaal 4 (>10 mln m3)	cent/m3	3,92	4,45	4,87	4,87	5,20	5,80	6,50	8,00
<b>Potentieel beleid: 'Variant A'</b>	Elektriteit	Schaal 1 (0 - 10 MWh)	cent/kWh	12,60	9,54	5,59	5,03	2,21	2,11	2,02	1,86
		Schaal 2 (10 - 50 MWh)	cent/kWh	10,05	9,20	7,07	6,55	3,76	3,66	3,52	3,36
		Schaal 3 (50 MWh - 10 GWh)	cent/kWh	3,94	4,02	3,83	3,56	3,25	3,19	3,11	3,04
		Schaal 4 (>10 GWh)	cent/kWh	0,12	0,16	0,29	0,28	0,27	0,27	0,26	0,26
	Gas	Schaal 1 (0 - 170.000 m3)	cent/m3	48,98	53,05	67,18	67,65	67,90	68,24	69,39	69,65
		Schaal 2 (170.000 - 1 mln m3)	cent/m3	9,62	28,58	37,09	53,61	57,90	65,15	74,29	74,29
		Schaal 3 (1 mln - 10 mln m3)	cent/m3	5,11	16,77	23,77	37,45	41,56	48,74	58,44	58,44
		Schaal 4 (>10 mln m3)	cent/m3	3,92	6,37	6,79	6,80	7,12	7,72	8,42	9,92

# 6.3

## Internationaal overzicht energiebelastingtarieven

---

# Tarieven en uitzonderingen van de energiebelasting gebruikt voor de internationale vergelijking

## Belgie – Elektriciteit (1/3)

Tax	Tariff (2018)	Exemptions (2018)	Tariff (2023)	Exemptions (2023)	Sources
Special federal excise duty (Replaces green certificates, federal contribution and offshore contribution)	0	N/A	Regressive excise duty per tranches: 1st tranche: 0 to 20 MWh: 14,21 euros per MW 2nd tranche: 20 to 50 MWh: 12,09 euros per MWh 3rd tranche: 50 to 1 000 MWh: 11,39 euros per MWh 4th tranche: 1 000 à 25 000 MWh: 10,69 euros par MWh 5th tranche: 25 000 à 100 000 MWh: 2,73 euros par MWh 6th tranche: above 100 000 MWh: 0,50 euro par MWh	Exemptions apply if the energy product is used for other purposes than a fuel or if the energy product is used twice e.g. chemical reduction and electrolysis or metallurgical process like the use in: coking, steel industry, certain precious metal production companies and certain other metallurgy processes. Also for own use (not withdrawn from the grid) in an installation of mixed production of heat and energy, solar, wind and hydrological power.	Article 419 of the Loi-programme du 27 décembre 2004 (Tariff) Article 429 of the Loi-programme du 27 décembre 2004 (Exemptions)
Energy contribution	0,0019261 €/kWh	Professional end-users with a connection > 1kV are exempted.  Exemptions also exist for: development of low emission products, for own use in an installation of mixed production of heat and energy, for mineralogical process, for chemical reduction and electrolysis, for production of electricity, for own use.	0,0019261 €/kWh	Professional end-users with a connection > 1kV are exempted.	Article 419 of the Loi-programme du 27 décembre 2004 (Tariff)
Financing of Strategic Reserves	0,0004298 €/kWh	No exemptions	0	N/A	Elia
Levy for the taxes “pylons” and “trenches” (only Flanders)	0,000116 €/kWh	No exemptions	0,0004162 €/kWh	No exemptions	Elia/CREG: Tarifs pour obligations de service public et taxes et surcharges Période régulatoire 2020-2023 - Tarifs d'application à partir du 1er janvier 2023

# Tarieven en uitzonderingen van de energielasting gebruikt voor de internationale vergelijking

## Belgie – Elektriciteit (2/3)

Tax	Tariff (2018)	Exemptions (2018)	Tariff (2023)	Exemptions (2023)	Sources
Tariff for public service obligations for the financing of measures support for renewable energies and cogeneration in Flanders (only Flanders)			1,4655 EUR/MWh	A sliding scale discount applies (but not to distribution system operators): <ul style="list-style-type: none"> <li>• 0-1.000 MWh/year: 0%</li> <li>• 1.000-20.000 MWh/year: -47%</li> <li>• 20.000-100.000 MWh/year: -80%</li> <li>• 100.000-250.000 MWh/year: -80%</li> <li>• &gt;250.000 MWh/year: -98%</li> </ul>	Elia/CREG: Tarifs pour obligations de service public et taxes et surcharges Période régulatoire 2020-2023 - Tarifs d'application à partir du 1er janvier 2023
Tariff for public service obligations for the financing of measures promoting the rational use of energy in Flanders (only Flanders)			0,0392 EUR/MWh		Elia/CREG: Tarifs pour obligations de service public et taxes et surcharges Période régulatoire 2020-2023 - Tarifs d'application à partir du 1er janvier 2023
Tariff for public service obligations for the financing of measures support for renewable energies in Wallonia (only Wallonia)			10,3761 EUR/MWh		Elia/CREG: Tarifs pour obligations de service public et taxes et surcharges Période régulatoire 2020-2023 - Tarifs d'application à partir du 1er janvier 2023
Surcharge for occupation of the public domain in Wallonia (only Wallonia)			0,4018 EUR/MWh		Elia/CREG: Tarifs pour obligations de service public et taxes et surcharges Période régulatoire 2020-2023 - Tarifs d'application à partir du 1er janvier 2023

# Tarieven en uitzonderingen van de energiebelasting gebruikt voor de internationale vergelijking

## Belgie – Elektriciteit (3/3)

Tax	Tariff (2018)	Exemptions (2018)	Tariff (2023)	Exemptions (2023)	Sources
Green certificate obligation (only Walonia)			REQUIRES FURTHER RESEARCH	REQUIRES FURTHER RESEARCH	REQUIRES FURTHER RESEARCH
Green certificate obligation (only Flanders)	Quota: 11.2% Market price per certificate: 0,019824 €/kWh (Penalty is 38€/missing certificate)	Digressive reduction on quota computed based on annual electricity consumption (Flanders): 1 GWh - 5 GWh : quota reduction of 47% (specific industrial sectors) 5 GWh - 20 GWh : quota reduction of 47% (specific industrial sectors) 20 GWh - 100 GWh : quota reduction of 50% (all sectors) 100 GWh - 500 GWh : quota reduction of 80% (all sectors) 500 GWh : quota reduction of 85% (all sectors)	Quota: 11.2% Market price per certificate: 0,019824 €/kWh (Penalty is 38€/missing certificate)	Digressive reduction on quota computed based on annual electricity consumption (Flanders): 1 GWh - 5 GWh : quota reduction of 47% (specific industrial sectors) 5 GWh - 20 GWh : quota reduction of 47% (specific industrial sectors) 20 GWh - 100 GWh : quota reduction of 50% (all sectors) 100 GWh - 500 GWh : quota reduction of 80% (all sectors) 500 GWh : quota reduction of 85% (all sectors)	Art. 7.1.11. van het Energiedecreet

# Tarieven en uitzonderingen van de energiebelasting gebruikt voor de internationale vergelijking

## Belgie – Gas

Tax	Tariff (2018)	Exemptions (2018)	Tariff (2023)	Exemptions (2023)	Sources
<b>Energy contribution</b>	0,0009978 €/kWh (0,009749 €/m3)	Reduced rate of 0,00054€/kWh upon application of Long-term Energy programmes for energy-intensive industries) (applied in Flanders & Wallonia). Analysis shows that many companies in the sectors have such an agreement.	0,0009978 €/kWh (0,009749 €/m3)	Reduced rate of 0,00054€/kWh upon application of Long-term Energy programmes for energy-intensive industries) (applied in Flanders & Wallonia). Analysis shows that many companies in the sectors have such an agreement.	Article 419 of the Loi-programme du 27 décembre 2004 (Tariff) Article 429 of the Loi-programme du 27 décembre 2004 (Exemptions)
<b>Special federal excise duty (formerly Federal contribution)</b>	0,0005684 €/kWh (0,00188 €/m3)  Professional end-users pay a reduced rate when electricity supplied exceeds 20 MWh/year, the following rates apply. With a cap of total costs of 750.000 €/year.  20 MWh - 50 MWh: -15% 50 MWh - 250.000 MWh: -20% 250.001 MWh – 1 mln MWh: -25% >1 mln MWh: -45%	Quantities of natural gas withdrawn by end-user exclusively for the production of electricity are exempted of the federal contribution.  All quantities of natural gas withdrawn by a facility with sole intention to generate electricity are exempted of the federal contribution.  When natural gas withdrawn is intended to supply a combined production facility of electricity and heat, exemption is granted only to high-efficiency cogeneration installations, by proportion of the quantities of natural gas used to produce electricity.	0,66 €/MWh  20 MWh - 50 MWh: 56 euro par MWh 50 MWh - 250.000 MWh: 0,54 euro par MWh 250.001 MWh – 1 mln MWh: 0,42 euro par MWh 1 mln MWh - 2.5 mln MWh: 0,22 euro par MWh > 2.5 mln MWh: 0,15 euro par MWh	Exemptions apply if the energy product is used for other purposes than a fuel or if the energy product is used twice e.g. chemical reduction and electrolysis or metallurgical process like the use in: coking, steel industry, certain precious metal production companies and certain other metallurgy processes.	Article 419 of the Loi-programme du 27 décembre 2004 (Tariff) Article 429 of the Loi-programme du 27 décembre 2004 (Exemptions)

# Tarieven en uitzonderingen van de energielasting gebruikt voor de internationale vergelijking

## Duitsland – Elektriciteit (1/3)

Tax	Tariff (2018)	Exemptions (2018)	Tariff (2023)	Exemptions (2023)	Source
EEG Umlage (renewables levy)	0,0688 €/kWh	<p>For the companies under analysis i.e., with energy intensive production processes, the EEG Umlage can be limited to 15% or 20% (15%: 0,01032 €/kWh or 20%: 0,01376 €/kWh) for the electricity purchased above 1000000 kWh (or 0,5 % of the gross-value-added if electro-intensity is greater than 20%).</p> <p>According to Article 64 of EEG law, for the share of electricity above 1GWh, the EEG surcharge shall be limited to;</p> <p>A) 15% of the EEG surcharge determined pursuant to Section 60 subsection 1 for the undertakings which;</p> <p>are allocated to a sector pursuant to List 1 of Annex 4 as long as the electricity cost intensity has amounted to at least 17%, or</p> <p>are allocated to a sector pursuant to List 2 of Annex 4 as long as the electricity cost intensity has amounted to at least 20 percent.</p> <p>B) 20% of the EEG surcharge determined pursuant to Section 60 subsection 1 for the undertakings which are allocated to a sector pursuant to List 1 of Annex 4 as long as the electricity cost intensity has amounted to at least 14% and less than 17%.</p>	Expired as of Jan. 2023.	Expired as of Jan. 2023.	Renewable Energy Sources Act
KWKG Umlage	0,00438 €/kWh	Same exceptions as the EEG umlage apply.	0,00357 €/kWh	<p>EEG umlage expired.</p> <p>If electricity costs are &gt;17% of Gross Value Added (GVA) and electricity use is &gt;1GWh/y in the sectors specified in the EEAG annex 31 an 85% reduction capped2 at 0,5% of gross value added for consumers with an electricity cost &gt;20% of GVA is applied.</p> <p>If electricity costs are &gt;17% of Gross Value Added (GVA) ) (and &gt;1GWh/y) in the sectors specified in the EEAG annex 51 an 85% reduction capped2 at 4% of GVA is applied.</p> <p>If electricity costs are between 14% and 17% of Gross Value Added (GVA) ) (and &gt;1GWh/y) in the sectors specified in the EEAG annex 31 an 80% reduction capped2 at 4% (if electricity cost &lt;20% of GVA) or 0,5% (if electricity cost &gt;20% of GVA) of GVA is applied.</p>	Renewable Energy Sources Act BAFA

# Tarieven en uitzonderingen van de energiebelasting gebruikt voor de internationale vergelijking

## Duitsland – Elektriciteit (2/3)

Tax	Tariff (2018)	Exemptions (2018)	Tariff (2023)	Exemptions (2023)	Sources
Stromsteuer (general electricity tax)	0,0205 €/kWh	<p>Tax relief from Electricity Tax Act §9a: A full tax relief will be granted for taxed electricity if consumed by a company of the manufacturing industry for certain special production processes (e.g. electrolysis; production of glass, ceramics, bricks, concrete etc.; metal production and processing; chemical reduction processes). Rest of the amount are subject to §9b and 10.</p> <p>Tax relief from Electricity Tax Act §9b: A tax relief of 0,00513 €/kWh will be granted for regularly taxed electricity if consumed by a company of the manufacturing industry for operational purposes (Industrial company).</p> <p>Tax relief from Electricity Tax Act §9c: A tax relief of 0,00908 €/kWh will be granted for regularly taxed electricity if consumed for certain kinds of public transportation. (Not relevant for our sectors).</p> <p>Tax relief from Electricity Tax Act §10: A tax relief of up to 95% of the electricity tax paid (in combination with refund re 20F) will be granted for energy intensive companies of the manufacturing industry in certain special cases (i.e. when the amount of electricity tax paid is high in comparison to pension fund contributions paid by the company).</p>	0,0205 €/kWh  (0,01537 for specific industrial manufacturers)	<p>Tax exemptions from Electricity Tax Act §9 (1): A full tax exemptions will be granted as an example for:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Electricity generated from renewable energy sources in installations with a rated electrical output of more than two megawatts and taken for self-consumption by the operator of the installation at the place of generation;</li> <li>2. Electricity for electricity production;</li> <li>3. Electricity generated from renewable energy sources in installations with a rated electrical output of up to two megawatts or in high-efficiency cogeneration installations with a rated electrical output of up to two megawatts and which is               <ol style="list-style-type: none"> <li>a) is taken for self-consumption by the operator of the installation as an autoproducer in the spatial context of the installation; or</li> <li>b) is supplied by the person operating the installation or having it operated to final consumers who draw the electricity in the spatial context of the installation;</li> </ol> </li> <li>4. Electricity generated emergency power installations; (...)</li> </ol> <p>Tax relief from Electricity Tax Act §9a: A full tax relief will be granted for taxed electricity if consumed by a company of the manufacturing industry for certain special production processes (e.g. electrolysis; production of glass, ceramics, bricks, concrete etc.; metal production and processing; chemical reduction processes). Rest of the amount are subject to §9b and 10.</p> <p>Tax relief from Electricity Tax Act §9b: A tax relief of 0,00513 €/kWh will be granted for regularly taxed electricity if consumed by a company of the manufacturing industry for operational purposes.</p> <p>Tax relief from Electricity Tax Act §9c: A tax relief of 0,00908 €/kWh will be granted for regularly taxed electricity if consumed for certain kinds of public transportation. (Not relevant for our sectors).</p> <p>Tax relief from Electricity Tax Act §10: A tax relief of up to 90% of the electricity tax paid will be granted for energy intensive companies of the manufacturing industry in certain special cases (i.e. when the amount of electricity tax paid is high in comparison to pension fund contributions paid by the company or if certain energy or environmental goals are achieved).</p>	<p>§ 3 Electricity Tax Act</p> <p>§ 9 Electricity Tax Act</p> <p>§ 9a Electricity Tax Act</p> <p>§ 9b Electricity Tax Act</p> <p>§ 10 Electricity Tax Act</p>



# Tarieven en uitzonderingen van de energiebelasting gebruikt voor de internationale vergelijking

## Duitsland – Elektriciteit (3/3)

Tax	Tariff (2018)	Exemptions (2018)	Tariff (2023)	Exemptions (2023)	Sources
<b>Konzessionsabgabe</b>	<p>If consumption is between 0 - 30.000 kWh/year flat rate of: 0,0132-0,0239 €/kWh (depending on the municipality)</p> <p>If consumption is above 30.000 kWh/year flat rate: 0,0011 €/kWh</p>	No exemptions	<p>If consumption is between 0 - 30.000 kWh/year flat rate of: 0,0132-0,0239 €/kWh (depending on the municipality)</p> <p>If consumption is above 30.000 kWh/year flat rate: 0,0011 €/kWh</p>	Certain consumers paying a price below a certain threshold including all taxes and grid fees are exempted from the Konzessionsabgabe.	KAV (§ 2)
<b>Offshore-Haftung Umlage</b>	<p>Over the consumption between 0 – 1.000.000 kWh LV A is paid:</p> <p>LV A: 0,0037 €/kWh</p> <p>Over the consumption above 1.000.000 kWh LV B or LV C is paid:</p> <p>LV B: 0,00049 €/kWh</p> <p>LV C: 0,00024 €/kWh</p>	LV C applies for companies whose electricity costs exceed 4% of their annual sales. For the companies under analysis, it is assumed that this is the case.	0,00591 €/kWh	Similar reductions as with the KWKG umlage apply.	§ 19 Abs. 2 StromNEV  Electricity Tax Act

# Tarieven en uitzonderingen van de energielasting gebruikt voor de internationale vergelijking

## Duitsland – Gas

Tax	Tariff (2018)	Exemptions (2018)	Tariff (2023)	Exemptions (2023)	Sources
Energy tax	13.90 €/MWh  (0,136 €/m3)  If the gas is used for heating purposes on in favoured plants (e.g. combined production of heat and energy), the tax rate is 5.50 €/MWh.	<p>Tax relief: A full tax relief will be granted for taxed gas if consumed by a company of the manufacturing industry for certain special production processes (e.g. electrolysis; production of glass, ceramics, bricks, concrete, etc.; metal production and processing; chemical reduction processes). For the rest § 54 and 55 might be applicable.</p> <p>Tax exemption: A full tax exemption will be granted for self-produced gas if used on the premises of a gas producing company for production purposes.</p> <p>Tax relief: A tax relief of 1.38 €/MWh will be granted for gas if used by a company of the manufacturing industry for heating purposes or in favoured plants. This relief is granted in addition the reduced tax rate of 5.50 €/MWh.</p> <p>Tax relief: A tax relief of up to 95% (in combination with § 54) will be granted for gas if used by an energy intensive company of the manufacturing industry for heating purposes or in favoured plants in certain special cases (i.e. when the amount of electricity tax paid is high in comparison to pension fund contributions paid by the company).</p> <p>Tax relief: A tax relief of 1.00 €/MWh (2018) will be granted for gas if used for some kinds of public transportation. The tax relief will incrementally rise until 2027 to a level of 2.36 €/MWh.</p> <p>Tax relief: A tax relief of 4.42 €/MWh will be granted for the combined generation of power and heat in highly efficient fixed installations with an efficiency level of at least 70 percent. This relief is granted in addition the reduced tax rate of 5.50 €/MWh.</p>	<p>13.90 €/MWh until 31. December 2023 from 1. January 2024 - 31. December 2024: 18,38 €/MWh from 1. January 2025 - 31. December 2025: 22,85 €/MWh from 1. January 2026 - 31. December 2026: 27,33 €/MWh After that time periode: 31,80 €/MWh</p> <p>(0,136 €/m3)</p> <p>If the gas is used for heating purposes on in favoured plants (e.g. combined production of heat and energy), the tax rate is 5.50 €/MWh.</p>	<p>Tax relief: A full tax relief will be granted for taxed gas if consumed by a company of the manufacturing industry for certain special production processes (e.g. electrolysis; production of glass, ceramics, bricks, concrete, etc.; metal production and processing; chemical reduction processes). For the rest § 54 and 55 might be applicable.</p> <p>Tax exemption: A full tax exemption will be granted for self-produced gas if used on the premises of a gas producing company for production purposes.</p> <p>Tax relief: A full tax relief will be granted for gas if used by a company for other purpose than fuel or heating fuel or production of fuels.</p> <p>Tax relief: A tax relief of 1.38 €/MWh will be granted for gas if used by a company of the manufacturing industry for heating purposes or in favoured plants. This relief is granted in addition the reduced tax rate of 5.50 €/MWh.</p> <p>Tax relief: A tax relief of up to 95% (in combination with § 54) will be granted for gas if used by an energy intensive company of the manufacturing industry for heating purposes or in favoured plants in certain special cases (i.e. when the amount of electricity tax paid is high in comparison to pension fund contributions paid by the company).</p> <p>Tax relief: A tax relief of 1.00 €/MWh (until 31. December 2023) will be granted for gas if used for some kinds of public transportation. The tax relief will incrementally rise until 2027 to a level of 2.36 €/MWh (from 1. January 2024 - 31. December 2024: 1,32 €/MWh from 1. January 2025 - 31. December 2025: 1,64 €/MWh from 1. January 2026 - 31. December 2026: 1,97 €/MWh from 1. Januar 2027: 2,36 €/MWh).</p> <p>Tax relief: A tax relief of 4.42 €/MWh will be granted for the combined generation of power and heat in highly efficient fixed installations with an efficiency level of at least 70 percent. This relief is granted in addition the reduced tax rate of 5.50 €/MWh.</p> <p>Tax relief: A full tax relief will be granted for using gas of producing of electricity if no electricity tax exemption is applicable.</p>	<p>§ 2 Energy Tax Act</p> <p>§ 44 Energy Tax Act</p> <p>§ 47 Energy Tax Act</p> <p>§ 51 Energy Tax Act</p> <p>§ 53 Energy Tax Act</p> <p>§ 53a Energy Tax Act</p> <p>§ 54 Energy Tax Act</p> <p>§ 55 Energy Tax Act</p> <p>§ 56 Energy Tax Act</p>

# Tarieven en uitzonderingen van de energielasting gebruikt voor de internationale vergelijking

## Frankrijk - Elektriciteit

Tax	Tariff (2023)	Exemptions and Reduced rates (2023)	Sources	
<p>Fraction levied on electricity ("fraction d'accise perçue sur l'électricité" formerly CSPE/TICFE)</p>	<p>0,0225 €/kWh (&gt; 250 kVA)                      0,0256875 €/kWh (between 36 and 250 kVA)                      0,032065 €/kWh (&lt;36 kVA)</p> <p>Note that tariffs are provided in MWh and not in kWh in France</p>	<p>Reduced rates are provided for :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- companies with industrial activity (electro intensity): 0,0075 €/kWh (&gt;0,5%); 0,005 €/kWh (&gt;3.375%); 0,002 €/kWh (&gt;6.75%);</li> <li>- companies with industrial activity in sectors exposed to certain international competition (electro intensity): 0,0055 €/kWh (&gt;0,5%); 0,0025 €/kWh (&gt;3.375%); 0,001 €/kWh (&gt;6.75%); 0,0005 €/kWh (&gt;13.5%).</li> </ul> <p>Examples of the abovementioned sectors are companies involved in metallurgy, nitrogenous products production, production of chemical base products, production of certain plastics, spinning of cotton and production of paper.</p> <p>The minimum tariff of 0,0005 €/kWh is applicable for: collective road transport of people, guided passenger and freight transport, port handling and shore power for floating equipment used for commercial purposes or for the needs of public authorities, certain companies where their activity belongs to a sector with high trade intensity with third world countries (&gt;25%) and they have a high risk of carbon leakage.</p> <p>Totally exempt from these taxes are: electricity from renewable sources, electricity that is double used, production of non-ferrous mineral product, electricity to make products where the electricity costs are more than 50% of the product price and electricity produced on boats.</p> <p>The energy intensity is calculated as a ratio in the following way:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>In the numerator, the total amount of excise duty on the products used, applying the normal tariff. For electricity, the normal rate for high power consumption is used;</li> <li>In the denominator, the total turnover subject to value added tax less all purchases subject to value added tax</li> </ol> <p>Other reduced rates exist for specific situations.</p> <p>Please note that a "tariff shield" was introduced by the Article 29 of Law No. 2021-1900 of 30 December 2021 on finance for 2022. Therefore, the excise duty on electricity is limited to 0,0005 €/kWh for professionals and 0,001 €/kWh for households in 2023.</p>	<p><a href="#">Link</a></p>	<p>Codes des impositions sur les biens et services livre III, titre I chapitre II</p>

# Tarieven en uitzonderingen van de energielasting gebruikt voor de internationale vergelijking

## Frankrijk - Gas

Tax	Tariff (2023)	Exemptions and Reduced rates (2023)	Sources	
<p><b>Fraction levied on natural gas (fraction d'accise perçue sur le gaz naturel)</b></p> <p>This excise is considered as an environmental tax by the French government.</p>	<p>0,00845 €/kWh</p> <p>Please note that tariffs are provided in MWh and not in kWh in France</p>	<p>For gas that is subject to double use (L312-64 chapter II) as well as gas used for the flight and marine sector for specific use (L312-55 et L312-58 chapitre II) a tariff of 0 is applied.</p> <p>Reduced rates apply for companies:</p> <p>That are energy intensive (&gt;3% energy intensity in product value or &gt;0,5% added value) and subject to the EU-ETS (0,00152 €/kWh &gt; L312-76 chapter II)</p> <p>That are energy intensive (same definition as 1.) and are not subject to the EU-ETS and one or more activities are subject to the EU-ETS system according to 2014/746/EU with a risk of carbon leakage (0,00160 €/kWh &gt; L312-77 chapter II)</p>	<p><a href="#">Link</a></p>	<p>Condes des impositions sur les biens et services livre III, chapitre II</p>

# Tarieven en uitzonderingen van de energielasting gebruikt voor de internationale vergelijking

## Italië - Elektriciteit

Tax	Tariff (2023)	Exemptions (2023)	Sources
<b>Excise duty on electricity</b>	<p>Electricity consumption for <b>industrial purposes</b>, depending on monthly consumption:</p> <p>For monthly consumption <b>up to</b> 1.200.000 kWh:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- For the first 200.000 kWh: EUR 0,0125 per kWh</li> <li>- For additional consumption up to 1.200.000 kWh: EUR 0,0075 per kWh</li> </ul> <p>For monthly consumption <b>above</b> 1.200.000 kWh:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- For the first 200.000 kWh: EUR 0,0125 per kWh;</li> <li>- For additional consumption: EUR 4.820 per month</li> </ul> <p><b>Household</b> electricity consumption:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- EUR 0,0227 per kWh</li> </ul>	<p>Electricity it is not subject to excise duty when:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- it is generated with installations for production of renewable energy with a power lower than 20 kW;</li> <li>- it is produced with biological methane gas-powered generator groups;</li> <li>- it is employed in aircraft, ships, motor vehicles, provided that it is produced on board by its own means;</li> <li>- it is produced by small generator systems, provided that their available power does not exceed 1 kW, as well as electricity produced in electric workshops consisting of emergency generator groups having a total available power lower than 200 kW;</li> <li>- it is employed in the direct use of electricity for chemical reduction, electrolytic mineralogic process and metallurgical processes;</li> <li>- it is used in production of goods for which electricity is the main costs (electricity costs is at least 50 % of the entire costs of the product).</li> </ul> <p>Electricity is exempt from excise duty when:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- it is employed for the activity of electricity production and to maintain the capacity to produce electricity;</li> <li>- it is produced by facilities operated from renewable sources with available power exceeding 20 kW, consumed by the self-generation companies into to the locals and spaces other than residential;</li> <li>- it is used for the installation and operation of railway lines used for the transport of goods and passengers;</li> <li>- it is employed for the installation and operation of urban and intercity service transport lines;</li> <li>- it is consumed for any application in the homes of registered residence of consumers with employed power up to 3 kw up to a monthly consumption of 150 kwh.</li> </ul> <p>Electricity is exempt from the payment of excise duty when:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- it is supplied within the framework of diplomatic or consular relations;</li> <li>- it is supplied to recognized international organizations and to members of such organizations;</li> <li>- it is supplied to the Armed Forces of any other EU-member states to the extent that such Forces participate in a defense effort under the common security and defense policy, excluding National Armed Forces;</li> <li>- it supplied to the Armed Forces of any other EU- member states that is party to the Nord Atlantic Treaty, excluding the National Armed Forces;</li> <li>- it is consumed within the framework of an agreement stipulated with non-EU countries or international organizations.</li> </ul>	<p>Italian Excise duty Law (Legislative Decree no. 504/1995)</p> <p>Article 52 of Italian Excise duty Law.</p> <p>Article 21 of Italian Excise duty Law.</p> <p>Article 17 of Italian Excise duty Law.</p>

# Tarieven en uitzonderingen van de energiebelasting gebruikt voor de internationale vergelijking

## Italië - Gas

Tax	Tariff (2023)	Exemptions (2023)	Sources
<b>Excise duty on natural gas</b>	<p>Two different flat rates can be charged for natural gas for business use:</p> <p>If total usage between 0 – 1.200.000 m3/year: 0,012498 €/m3</p> <p>If total usage higher than 1.200.000 m3/year the rate paid for total consumption is 40% reduced: 0,0074988 €/m3</p> <p>Natural gas for civil use:</p> <p>Northern regions:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- annual consumption up to 120 m<sup>3</sup>: EUR 0,044 per m<sup>3</sup></li> <li>- annual consumption between 120 m<sup>3</sup> and 480 m<sup>3</sup>: EUR 0,175 per m<sup>3</sup></li> <li>- annual consumption between 480 m<sup>3</sup> and 1560 m<sup>3</sup>: EUR 0,170 per m<sup>3</sup></li> <li>- annual consumption higher than 1.560 m<sup>3</sup>: EUR 0,186 per m<sup>3</sup></li> </ul> <p>Southern regions:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- annual consumption up to 120 m<sup>3</sup>: EUR 0,038 per m<sup>3</sup></li> <li>- annual consumption between 120 m<sup>3</sup> and 480 m<sup>3</sup>: EUR 0,135 per m<sup>3</sup></li> <li>- annual consumption between 480 m<sup>3</sup> and 1.560 m<sup>3</sup>: EUR 0,120 per m<sup>3</sup></li> <li>- annual consumption higher than 1.560 m<sup>3</sup>: EUR 0,150 per m<sup>3</sup></li> </ul> <p>The rate for natural gas used for automotive: € 0,00331 m<sup>3</sup></p> <p>The rate for natural gas employed on energy production: € 0,45 per 1.000 m<sup>3</sup></p>	<p>Natural gas is exempt from the payment of excise duty when:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- it is supplied within the framework of diplomatic or consular relations;</li> <li>- it is supplied to recognized international organizations and to members of such organizations;</li> <li>- it is supplied to the Armed Forces of any other EU-member states to the extent that such Forces participate in a defense effort under the common security and defense policy, excluding National Armed Forces;</li> <li>- it supplied to the Armed Forces of any other EU- member states that is party to the Nord Atlantic Treaty, excluding the National Armed Forces;</li> <li>- it is consumed within the framework of an agreement stipulated with non-EU countries or international organizations.</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Is not due the excise duty on the energy products used for chemical reduction, electrolytic mineralogic process and metallurgical processes;</li> <li>• exemption for use of natural gas employed as motor fuel from the National Armed forces;</li> <li>• is not due the excise duty for the use of natural gas within an establishment that produces energy products manufactured both inside and outside the establishment;</li> <li>• in the case of self-generation of electricity, the rate is € 0,135 per 1000 m<sup>3</sup>.</li> </ul>	<p>Italian Excise duty Law (Legislative Decree no. 504/1995) Article 17 of the Excise duty Law Article 21 of the excise duty law Table A of the Excise duty Law Article 22 of the Excise duty Law Article 26 of the Excise duty Law</p>
<b>Regional surtax on natural gas</b>	<p>The Regional tax on natural gas consumption is fixed locally. The most applied tax rate for industrial use higher than 1.200.000 m3/year is 0,0052 €/m3</p>	<p>The same exemptions provided for excise duty on natural Gas.</p>	<p>Legislative decree n. 398/1990</p> <p>Italian Excise duty Law (Legislative Decree no. 504/1995)</p>

# Tarieven en uitzonderingen van de energielasting gebruikt voor de internationale vergelijking

## United Kingdom - Elektriciteit

Tax	Tariff (2018)	Exemptions (2018)	Tariff (2023)	Exemptions (2023)	Sources
<b>Climate Change levy (CCL)</b>	0,00583 £/kWh (0,0067045 €/kWh)  (rate for period 01/04/2018- 01/04/2019)  (EUR/GBP 0,8691 per 14/02/2019)	The following processes/uses are exempt from CCL on electricity subject to requirements being met and administrative conditions being met: a) mineralogical and metallurgical processes b) electricity not used as fuel, for example electricity used in electrolytic processes. c) use of electricity to produce other commodities which are subject to CCL or hydrocarbon oil duties - Electricity that is generated (output) with a Combined Heat and Power (CHP) installation and is used again by the operator of these installations is under certain conditions of efficiency exempt from CCL. - Input exemption applies for the electricity that is used for the production of electricity with a Combined Heat and Power (CHP) installation if the installation has a certain efficiency level. - Note: Self consumption of renewable electricity by the person the produced it on site is outside the scope of CCL and no tax is due. - Supplies of electricity generated from renewable sources are exempt provided the electricity was generated before 1 August 2015 and supplied before or on 31 March 2018. - Energy Intensive businesses may apply for a Climate Change Agreement under a sector level Umbrella Agreement with the Environment Agency, which specifies conditions and targets to be met in respect of energy efficiency. In return for compliance with the agreement the energy intensive company may claim a discount on the CCL applied to their electricity. The CCL discount that can be claimed for qualifying activities is 92%.	0,00775 £/kWh (0,00881 €/kWh)  (rate for period 01/04/2023- 01/04/2024)  (EUR/GBP 0,88 per 20/03/2023)	The following processes/uses are exempt from CCL on electricity subject to requirements being met and administrative conditions being met: a) mineralogical and metallurgical processes b) electricity not used as fuel, for example electricity used in electrolytic processes. c) use of electricity to produce other commodities which are subject to CCL or hydrocarbon oil duties d) use of electricity in some forms of transport. The most relevant to the manufacturing industry is in a railway vehicle transporting goods. - Electricity that is generated (output) with a Combined Heat and Power (CHP) installation and is used again by the operator of these installations is under certain conditions of efficiency exempt from CCL. - Input exemption applies for the electricity that is used for the production of electricity with a Combined Heat and Power (CHP) installation if the installation has a certain efficiency level. - Supplies to electricity producers (other than CHP, small generating stations and stand-by generating stations) is exempt provided it is not deemed to be a self-supply of electricity and the generating capacity doesn't exceed 2MWs - Note: Self consumption of renewable electricity by the person the produced it on site is outside the scope of CCL and no tax is due. - Energy Intensive businesses may apply for a Climate Change Agreement under a sector level Umbrella Agreement with the Environment Agency, which specifies conditions and targets to be met in respect of energy efficiency. In return for compliance with the agreement the energy intensive company may claim a discount on the CCL applied to their electricity. The CCL discount that can be claimed for qualifying activities is 92%.	Finance Act 2000, Sch. 6 para. 4-5 Finance Act 2000, Table in Sch. 6 para. 42(1) Finance Act 2000, Sch. 6 para. 12, 18 and 13(b)(i) Finance Act 2000, Sch. 6 para. 17 Finance Act 2000, Sch. 6 para. 15 Finance Act 2000, Sch. 6 para. 19-20 Finance Act 2000, Sch. 6 para. 46-61 Finance Act 2000, Sch. 6 para. 48  <a href="#">Link</a>

# Tarieven en uitzonderingen van de energiebelasting gebruikt voor de internationale vergelijking

## United Kingdom - Gas

Tax	Tariff (2018)	Exemptions (2018)	Tariff (2023)	Exemptions (2023)	Sources
<b>Climate Change levy (CCL)</b>	0,00203 £/kWh (0,0228 €/m3)  (rate for period 01/04/2018-01/04/2019)  (EUR/GBP 0,8691 per 14/02/2019)	The following processes/uses are exempt from CCL on gas subject to requirements being met and administrative conditions being met: a) mineralogical and metallurgical processes b) gas not used as fuel, for example natural gas and propane used in steam reformers to produce a mixture of hydrogen and carbon monoxide in the production of fertilizers and ammonia. c) use of gas to produce other commodities which are subject to CCL or hydrocarbon oil duties	0,00568 £/kWh (0,00645 €/kWh) - rate for the period 01/04/2022 to 01/04/2023  0,00672 £/kWh from 01/04/2023 to 01/04/2024  (EUR/GBP 0,88 per 20/03/2023)	The following processes/uses are exempt from CCL on gas subject to requirements being met and administrative conditions being met: a) mineralogical and metallurgical processes b) gas not used as fuel, for example natural gas and propane used in steam reformers to produce a mixture of hydrogen and carbon monoxide in the production of fertilizers and ammonia. c) use of gas to produce other commodities which are subject to CCL or hydrocarbon oil duties d) supplies not for burning or consumption in the UK, provided there is documentary evidence to confirm the commodities were removed from the UK - Supplies to electricity producers (other than CHP, small generating stations and stand-by generating stations) is exempt provided it is not deemed to be a self-supply of electricity and the generating capacity doesn't exceed 2MWs - Energy Intensive companies businesses may apply for a Climate Change Agreement under a sector level Umbrella Agreement with the Environment Agency, which specifies conditions and targets to be met in respect of energy efficiency. In return for compliance with the agreement the energy intensive company may claim a discount on the CCL applied to their electricity. The CCL discount that can be claimed for qualifying activities is 88% from 01/04/2023, increasing to 89% from 01/04/2024. If the targets are not met the company will have to pay a buy-out fee of £14/tonne emissions in excess of target. In addition, if both it and it's sector as a whole fails to meet target then the Climate Change Agreement comes to an end and the CCL discount received is clawed back for the period of non-compliance.	Finance Act 2000, Sch. 6 para. 6 Finance Act 2000, Table in Sch. 6 para. 42(1) Finance Act 2000, Sch. 6 para. 12 and 18 Finance Act 2000, Sch. 6 para. 46-61 Finance Act 2000, Sch. 6 para. 48
<b>Energy Profits Levy</b>  Charged on oil and gas producers	N/A	N/A	35% tax on UK oil and gas profits on top of the existing 40% headline rate of tax		Finance Act 2023, s. 1



# Disclaimer

In januari 2023 is PricewaterhouseCoopers Advisory N.V. h.o.d.n. Strategy& (hierna: 'PwC', 'wij' of 'ons') door Het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (hierna: 'cliënt') verzocht om de opdracht uit te voeren conform de opdrachtbrief getekend op 26 januari 2023.

Op verzoek van cliënt is door PwC dit publieke rapport opgesteld met als titel 'Speelveldtoets', dat is gedateerd op 13-6-2023 (hierna: het 'rapport').

PwC heeft zich bij het opstellen van het rapport (mede) gebaseerd op documenten en informatie zoals PwC die van verschillende partijen (inclusief de cliënt) heeft ontvangen (hierna: 'informatie van derden'). PwC heeft de informatie van derden gebruikt met de aanname dat deze informatie juist, volledig en niet misleidend is. De betrouwbaarheid van de informatie van derden is door PwC niet geverifieerd of vastgesteld. PwC heeft geen accountantscontrole uitgevoerd met betrekking tot de informatie van derden, noch een beoordeling gericht op het vaststellen van volledigheid en juistheid daarvan conform internationale audit- of reviewstandaarden. PwC verstrekt geen enkele expliciete of impliciete verklaring of garantie ten aanzien van de juistheid of volledigheid van de informatie van derden of de daaraan gerelateerde referenties in het rapport.

In het rapport zijn het kader en de beperkingen van de uitgevoerde werkzaamheden expliciet vermeld. Het rapport is uitsluitend ten behoeve van de belangen van de cliënt uitgebracht en kan niet voor andere doeleinden dan de daarin genoemde, worden gebruikt. Op het rapport kan niet door anderen dan de cliënt worden gesteund. PwC aanvaardt geen enkele verantwoordelijkheid, zorgplicht of aansprakelijkheid - contractueel, op basis van onrechtmatige daad of anderszins, jegens enig ander (rechts)persoon dan cliënt. Eenieder aan wie dit verslag (op rechtmatige wijze) wordt bekendgemaakt, dient zelf te beoordelen of dit rapport en het daaraan ten grondslag liggende onderzoek toereikend zijn voor het doel waarvoor hij dit verslag eventueel gebruikt.

Het rapport alsmede enig geschil voortvloeiende uit of verband houdend met (de inhoud van) het rapport worden uitsluitend beheerst door Nederlands recht.

[www.pwc.nl](http://www.pwc.nl)

© 2023 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](https://www.pwc.nl/nl/onze-organisatie/legal-disclaimer.html).