

# Impactanalyse belastingmaatregelen basisindustrie

*Impactanalyse van de gevolgen van het opheffen van twee fossiele vrijstellingen en het instellen van twee nieuwe heffingen aangaande de Nederlandse basisindustrie*



In opdracht van het Ministerie van Financiën

30-08-2023

Naomi Hanemaaijer & John Kerkhoven

# Inhoudsopgave

Voorwoord	3
Samenvatting	4
Introductie	11
Methodiek	12
Impactanalyse	14
1. <u>Vrijstelling kolenbelasting</u>	14
2. <u>Vrijstelling energiebelasting non-energetisch gebruik van aardgas</u>	30
2.1 Kunstmest	36
2.2 Industriële gassen	48
2.3 BioMCN	60
3. <u>Heffing non-energetisch gebruik minerale olie</u>	70
4. <u>Energiebelasting op gassen ontstaan op eigen productielocatie die kunnen worden ingezet als aardgas</u>	87
4.1 Raffinaderijen	88
4.2 Stoomkraakbedrijven	102
4.3 Staalsector	113
5. <u>Interactie maatregelen</u>	128

# Voorwoord

Dit rapport is tot stand gekomen in opdracht van het Ministerie van Financiën. Het Ministerie van Financiën heeft een begeleidingscommissie gevormd voor ondersteuning bij de uitvoering van deze opdracht met daarin vertegenwoordigers van de volgende ministeries: Financiën, Economische Zaken & Klimaat en Infrastructuur & Waterstaat. Tevens waren er vertegenwoordigers van het Centraal Plan Bureau aanwezig in de commissie. De begeleidingscommissie is wekelijks bijeengewees in de periode 6 juni – 4 juli.

De impact van vier belastingmaatregelen is onderzocht, waaronder het afschaffen van vrijstellingen en het instellen van nieuwe heffingen.

Kalavasta heeft zelf een eerste analyse gemaakt van de impact die de maatregelen kunnen hebben op diverse grote bedrijven in de basisindustrie. Het gaat dan om de sectoren Staal, Raffinaderijen, Industriële gassen, Kunstmest, Methanolproductie en Stoomkraken. Vervolgens is deze impactanalyse besproken met de begeleidingscommissie en in één of meerdere gesprekken met dertien betrokken bedrijven.

Bij het doorrekenen van de financiële gevolgen van de impact van het komen te vervallen van een vrijstelling of een nieuwe heffing hebben we gebruik gemaakt van een rekenmodel dat in de voorgaande jaren samen met een groot aantal van de bedrijven uit de Nederlandse basisindustrie is ontwikkeld; het Carbon Transition Model. Dit CTM is openbaar en gratis te gebruiken voor eenieder via [www.carbontransitionmodel.com](http://www.carbontransitionmodel.com). Hiermee is het mogelijk de materiaal-, energie- en warmtebalans van de betrokken bedrijven door te rekenen voor diverse toekomstbeelden. Vervolgens kunnen met de gegevens over bijvoorbeeld broeikasgasemissies of het gebruik van bepaalde fossiele energiedragers en/of grondstoffen en de bijbehorende belastingen worden bepaald.

De hoofdstukken per maatregel zijn zo geschreven dat ze individueel te lezen zijn. In sommige gevallen, wanneer meerdere maatregelen dezelfde sector raken, staan delen van de tekst dubbel in het rapport.

Vanwege de relatief korte tijd die we hadden voor dit complexe onderwerp willen we expliciet aangeven dat dit rapport het resultaat is van een “best effort” aanpak, waarbij Kalavasta, ondanks de validatie door de bedrijven, de feedback van de begeleidingscommissie en het gebruik van een grotendeels gevalideerd rekenmodel (CTM) niet volledig kan garanderen dat alle kwantitatieve uitkomsten volledig correct zijn.

Verder willen we de lezer meegeven dat Kalavasta een niche strategieconsultancy is die streeft naar een toekomst, op zo'n kort mogelijke termijn, die volhoudbaar, goed en gezond is voor de mens en de natuurlijke omgeving. Momenteel werken wij aan projecten die betrekking hebben op de energietransitie, de industriële transitie, de landbouw- en voedseltransitie en het thema rechtvaardig klimaatbeleid.

Wij werken ieder jaar voor zowel de Rijksoverheid, de Bedrijven, NGO's als de Netbeheerders. Dit jaar zijn de NGO's onze grootste opdrachtgever, vorig jaar waren dit de Netbeheerders en het jaar daarvoor de Bedrijven. Wij spreiden bewust de aangenomen opdrachten en onze omzet om onze onafhankelijkheid te kunnen behouden. Kenmerk van ons werk is dat we vaak gebruik maken van rekenmodellen die met de betrokken sectoren zijn opgesteld en gevalideerd, openbaar zijn gemaakt en gratis te gebruiken zijn voor een ieder. De kennis die we opdoen in iedere opdracht proberen we steeds ten goede te laten komen aan de kwaliteit van de verschillende modellen, zodat we een volgende opdracht nog beter kwantitatief en objectief kunnen uitvoeren voor de betrokken stakeholders.

# Samenvatting

Deze impactanalyse gaat om de volgende vier maatregelen en de volgende 13 bedrijven:

- Het afschaffen van de vrijstelling van kolenbelasting voor duaal gebruik van kolen (Tata Steel IJmuiden)
- Het afschaffen van de vrijstelling van energiebelasting voor het non-energetische gebruik van aardgas door:
  - De kunstmestsector (Yara Terneuzen en OCI Geleen)
  - De industriële gassen sector (Air Liquide en Air Products in Rotterdam)
  - De productie van methanol (BioMCN)
- Het heffen van belasting op het non-energetisch gebruik van minerale oliën (Shell Moerdijk, Sabic Geleen, Dow Terneuzen)
- Het heffen van energiebelasting op het gebruik van gassen die op de eigen productielocatie zijn ontstaan en worden ingezet als aardgas (Shell Pernis, BP, ExxonMobil, Zeeland Refinery, Shell Moerdijk, Sabic Geleen, Dow Terneuzen, Tata Steel IJmuiden)

## *De onderzochte maatregelen treffen wereldspelers uit de basisindustrie.*

Nederland lijkt voornamelijk het enige land te zijn dat deze maatregelen overweegt. De onderzochte bedrijven betreffen allen spelers uit de Nederlandse basisindustrie (staal, raffinage, chemie). Deze bedrijven in de basisindustrie produceren 'commodities': productie in hoge volumes met lage brutomarges. De producten kunnen over het algemeen overal in de wereld worden gemaakt, de producten worden afgezet in Europa of op de wereldmarkt. De Nederlandse markt vertegenwoordigt over het algemeen slechts een klein deel van de omzet. Een grote financiële verstoring van de concurrentieverhoudingen tussen bedrijven in de EU en op de wereldmarkt door extra heffingen in Nederland zal een groot effect hebben op de continuïteit van de Nederlandse basisindustrie.

## *Scope 1 emissiereductie plannen en maatregelen zijn al bekend*

Over het algemeen kan ook gesteld worden met betrekking tot de reductie van broeikasgassen (scope 1) dat de afbouw van de vrije rechten voor CBAM sectoren binnen het ETS tot 0 in 2035 en de afbouw van het aantal beschikbare rechten tot 0 in 2040 al een sterke financiële prikkel geven tot scope 1 emissiereductie in de periode 2030-2040 (zie Tabel 1 en 2). Zeker indien beschouwd in samenhang met de CO<sub>2</sub>-heffing en de verhogingen van de energiebelasting in de hoogste schijf. Deze conclusie is gebaseerd op de toename van de lasten indien bedrijven de huidige bedrijfsvoering zouden continueren (zie Methodiek, pagina 12).

De plannen voor vergaande emissiereductie (scope 1 en eventueel scope 3) van de Nederlandse basisindustrie zijn er en kunnen via de maatwerkafspraken voor 2030 worden geconcretiseerd tussen de bedrijven en Rijksoverheid<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Zie "Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's", Netbeheer Nederland, vanaf p. 91 en "Aanvullend klimaatbeleid voor 2030", CE Delft, Berenschot en Kalavasta, vanaf pagina 60

### *Alternatieve energiedragers en grondstoffen zijn schaars tot 2035.*

De bedrijven kunnen proberen de vier heffingen te vermijden door inzet van o.a. groene elektriciteit, blauwe of groene waterstof, groene ammoniak, biogene moleculen, gerecyclede moleculen, synthetische moleculen en groene halffabricaten. Echter de realiteit is voorlopig dat:

- Deze alternatieven (met uitzondering van blauwe waterstof) schaars zullen zijn in Nederland, in de EU en de wereldmarkt in de periode 2030-2035 in vergelijking met de beschikbaarheid van fossiele brand- en grondstoffen.
- Door schaarste de prijzen van de alternatieven waarschijnlijk hoger zullen liggen dan fossiele brand- en grondstoffen.
- Er grotere onzekerheden over leveringszekerheid zijn, evenals extra risico's voor de bedrijven door de toepassing van deze "nieuwe" alternatieven en bijbehorende technologieën in productieprocessen.

Het volledig invoeren van de vier onderzochte maatregelen in 2030 zal leiden tot extra lasten voor de betrokken bedrijven en een significante lastenverzwaring indien gezien in combinatie met al staand beleid:

- CO<sub>2</sub> uitstoot wordt in Europa belast onder het Emission Trade System (ETS).
- CO<sub>2</sub> uitstoot wordt nationaal belast door de CO<sub>2</sub>-heffing, welke werkt als een minimumprijs voor de ETS prijs.
- Energiedragers (elektriciteit, aardgas, waterstof, kolen) worden nationaal belast onder de energiebelasting.
- Eindproducten van de raffinaderijen en de stoomkraakbedrijven worden belast onder de wet op de accijns.

In deze impactanalyse zijn vier extra maatregelen, additioneel aan het ETS, de CO<sub>2</sub>-heffing en de energiebelasting, onderzocht onder één of twee tarieven. We maken hierbij een onderscheid tussen de lasten bij ongewijzigde bedrijfsvoering of bij gewijzigde bedrijfsvoering, zoals door de bedrijven is aangekondigd voor 2030. De onderzochte extra heffingen voor 2030 variëren van enkele tientallen miljoenen tot enkele miljarden bij ongewijzigde of gewijzigde bedrijfsvoering per onderzocht bedrijf en onder aanname dat de heffing volledig zou worden ingevoerd (zie Tabel 1).

In Tabel 1 en Tabel 2 vergelijken we de belastingen op energie en emissies door staand Europees en Nederlands beleid en de onderzochte maatregel in 2030 (Tabel 1) en 2035 en 2040 (Tabel 2) voor een klein aantal bedrijven met het historisch bedrijfsresultaat van de desbetreffende sector. Voor inschatting van de hoogte van de CO<sub>2</sub>-prijs hebben we gebruik gemaakt van de tabellenbijlage van de KEV2022. Na publicatie van de KEV2022 is bekend geworden dat het aantal beschikbare rechten onder het ETS sneller wordt afgebouwd en in 2039 op nul zal uitkomen. De ETS prijs in 2040 (volgens KEV 2022 179 €/ton) zal dus niet als ETS rechten worden betaald. Bedrijven die in 2040 nog CO<sub>2</sub> uitstoten, zullen dat óf moeten compenseren met negatieve emissies óf een boete van €100,- moeten betalen en alsnog een ETS recht inleveren. We hebben aangenomen dat beide opties per ton CO<sub>2</sub> minimaal hetzelfde kosten als de inmiddels verouderde inschatting van de ETS prijs in 2040 en rekenen in de analyse daarom met die CO<sub>2</sub>-prijs.

De vergelijking met het historisch bedrijfsresultaat in deze studie verdient enige kanttekeningen. Het bedrijfsresultaat van individuele bedrijven is meestal niet publiek en hoe het bedrijfsresultaat zich zal ontwikkelen is onbekend. De ETS lastenverzwaring, investeringen in verduurzaming en gestegen energieprijzen worden door verschillende bedrijven genoemd als oorzaken van prijsstijgingen, mogelijk gevolgd door een terugval van de vraag, indien deze (volledig) worden doorberekend aan de klant. In het hoofdstuk Methodiek gaan we hier verder op in.

Tabel 1. De belastingen op energiedragers, grondstoffen en emissies in 2019 en 2030 onder Europees beleid, staand Nederlands beleid en de onderzochte heffing. Dit gaat om 1 tot 4 bedrijven per sector. Europees beleid: ETS (ETS niet exact vast te stellen, omdat deze o.a. afhangen van de prestatie van andere bedrijven en de cross-sectorial correction factor, die nog onbekend is). NL staand beleid: CO<sub>2</sub>-heffing (dispensatierechten niet meegenomen in analyse) en energiebelasting op elektriciteit en energetisch gebruik van aardgas. Het gemiddeld bedrijfsresultaat is getoond voor de sector, het aantal bedrijven in die sector is aangegeven in de laatste kolom. Een aantal bedrijven wordt geraakt door meerdere onderzochte heffingen. De hoogte van die heffingen is afzonderlijk getoond per heffing. De totale cumulatieve heffingen per bedrijf kunnen dus hoger worden dan in de tabel getoond, indien meerdere onderzochte heffingen tegelijk geëffectueerd zouden worden.

Maatregel	Sector	Bedrijven	Variant	Lasten Europees en NL beleid 2019	Europees beleid 2030	NL staand beleid 2030	Onderzochte heffing		Totaal zonder heffing 2030	Totaal min incl. heffing 2030	Totaal max incl. heffing 2030	Gemiddeld bedrijfsresultaat sector '17-'21 (CBS <sup>2</sup> )	Aantal bedrijven in sector (Q1 2019, CBS <sup>3</sup> )
				m€ per jaar	m€ per jaar	m€ per jaar	Tarief 1	Tarief 2	m€ per jaar	m€ per jaar	m€ per jaar		
							m€ per jaar	m€ per jaar					
1. Kolenbelasting	Staal	Tata Steel	Ongewijzigd proces	59	792	198	71	279	990	1,061	1,269	339	365
			Publiek plan		480	238	33	128	718	750	846		
2. Energiebelasting non-energetisch aardgas	Kunstmest	OCI, Yara	Ongewijzigd proces	46	385	235	137		549	687		205	40
			Publiek plan		108	159	85		228	313			
	Industriële gassen	Air Liquide, Air Products	Ongewijzigd proces	10	112	87	66		199	265		269	50
			Publiek plan		25	95	94		120	214			
BioMCN	BioMCN	Ongewijzigd proces	3	-9	34	41		25	66				
3. Grondstofheffing minerale olie	Minerale olie	Dow, Sabic, Shell Moerdijk	Ongewijzigd proces	22	86	179	14,211	1,162	265	1,427	14,476	683	30
			Publiek plan		-268	54	9,539	780	-214	565	9,325		
4. Energiebelasting eigen geproduceerde gassen	Raffinaderijen	BP, ExxonMobil, Shell Pernis, Zeeland Refinery	Ongewijzigd proces	72	456	345	223		801	1,024		-23	20
			Post-combustion CCS		-219	181	223		-38	184			
			Pre-combustion CCS deel van restgassen		-541	246	163		-295	-132			
			Pre-combustion CCS alle restgassen		-667	307	98		-360	-262			
	Minerale olie	Dow, Sabic, Shell Moerdijk	Ongewijzigd proces	22	86	179	197		265	462		683	30
			Publiek plan		-268	54	101		-214	-160			
Staal	Tata Steel	Ongewijzigd proces	59	792	198	141		990	1,131		339	365	
		Publiek plan		480	238	62		718	780				

<sup>2</sup> CBS tabel *Bedrijfsleven; arbeids- en financiële gegevens, per branche, SBI 2008*

<sup>3</sup> CBS tabel *Bedrijven; bedrijfstak*

Tabel 2. De belastingen op energiedragers, grondstoffen en emissies in 2019 en 2035 en 2040 onder Europees beleid en de onderzochte heffing. Dit gaat om 1 tot 4 bedrijven per sector. Europees beleid: ETS (ETS is in 2040 afgebouwd, aangenomen dat lasten voor resterende uitstoot beboet of gecompenseerd worden tegen een tarief wat minimaal gelijk is aan eerdere inschatting van de ETS prijs in 2040, gratis rechten ETS zijn in 2035 afgebouwd voor CBAM sectoren). NL staand beleid: energiebelasting op elektriciteit en energetisch gebruik van aardgas. Het gemiddeld bedrijfsresultaat is getoond voor de sector, het aantal bedrijven in die sector is aangegeven in de laatste kolom. Een aantal bedrijven wordt geraakt door meerdere onderzochte heffingen. De hoogte van die heffingen is afzonderlijk getoond per heffing. De totale cumulatieve heffingen per bedrijf kunnen dus hoger worden dan in de tabel getoond, indien meerdere onderzochte heffingen tegelijk geëffectueerd zouden worden. We tonen hier de heffingen die in 2035 en 2040 geheven zouden worden wanneer de bedrijven hun huidige proces zouden voortzetten (ongewijzigd proces) of wanneer zij het productieproces draaien zoals dat nu is aangekondigd voor 2030 (publiek plan 2030). Het Europees beleid stimuleert verdere emissiereductie na 2030 wanneer deze plannen niet meer dan 60% emissiereductie realiseren.

Maatregel	Sector	Bedrijven	Variant	Lasten Europees en NL beleid 2019	Europees beleid 2035	Europees beleid 2040	NL staand beleid 2040	Onderzochte heffing		Totaal zonder heffing 2040	Totaal min incl. heffing 2040 Tarief 1	Totaal max incl. heffing 2040 Tarief 2	Gemiddeld bedrijfsresultaat sector '17-'21 (CBS <sup>4</sup> )	Aantal bedrijven in sector (Q1 2019, CBS <sup>5</sup> )
				m€ per jaar	m€ per jaar	m€ per jaar	m€ per jaar	Tarief 1	Tarief 2	m€ per jaar	m€ per jaar	m€ per jaar	m€ per jaar	m€ per jaar
1. Kolenbelasting	Staal	Tata Steel	Ongewijzigd proces	59	1,722	2,133	38	71	279	2,171	2,241	2,450	339	365
			Publiek plan 2030		966	1,196	97	33	128	1,294	1,326	1,422		
2. Energiebelasting non-energetisch aardgas	Kunstmest	OCI, Yara	Ongewijzigd proces	46	838	1,038	79	137	0	1,118	1,255		205	40
			Publiek plan 2030		464	574	73	85		647	732			
	Industriële gassen	Air Liquide, Air Products	Ongewijzigd proces	10	261	324	39	66	0	362	428		269	50
			Publiek plan 2030		221	274	54	94		328	422			
	BioMCN	BioMCN	Ongewijzigd proces	3	-8	79	22	41		101	142			
3. Grondstofheffing minerale olie	Minerale olie	Dow, Sabic, Shell Moerdijk	Ongewijzigd proces	22	109	951	37	14,211	1,162	988	2,150	15,199	683	30
			Publiek plan 2030		-248	32	16	9,539	780	48	2,150	15,199		
4. Energiebelasting eigen geproduceerde gassen	Raffinaderijen	BP, ExxonMobil, Shell Pernis, Zeeland Refinery	Ongewijzigd proces	66	640	1,831	71	223		1,902	2,124		-23	20
			Post-combustion CCS		-247	732	71	223		804	1,026			
			Pre-combustion CCS deel van restgassen		-649	732	58	159		790	949			
			Pre-combustion CCS alle restgassen		-807	732	113	98		845	943			
	Minerale olie	Dow, Sabic, Shell Moerdijk	Ongewijzigd proces	22	109	951	37	197		988	1,185		683	30
			Publiek plan 2030		-248	32	16	101		48	103			
Staal	Tata Steel	Ongewijzigd proces	59	1,722	2,133	38	141		2,171	2,312		339	365	
		Publiek plan 2030		966	1,196	97	62		1,294	1,356				

<sup>4</sup> CBS tabel *Bedrijfsleven; arbeids- en financiële gegevens, per branche, SBI 2008*

<sup>5</sup> CBS tabel *Bedrijven; bedrijfstak*

### *Staan beleid voor de onderzochte bedrijven leidt in 2030 al tot een sterke lastenstijging bij ongewijzigde bedrijfsvoering.*

Staan beleid voor ETS, de nationale CO<sub>2</sub>-heffing en nationale energiebelasting leidt al tot een lastenverzwaring in 2030 die door de bedrijven maar deels kan worden vermeden in de huidige plannen. Invoering van de onderzochte maatregelen voegt daar afhankelijk van de sector enkele tientallen miljoenen tot één of enkele miljarden euro's per bedrijf per jaar aan toe. In bijna alle gevallen wordt met de som van belastingen op energie en emissies, wanneer de extra heffing vanaf 2030 wordt geheven, het gemiddelde bedrijfsresultaat<sup>6</sup> van een industriesector over de afgelopen vijf jaar overschreden. Omdat in een sector meer bedrijven zijn meegenomen door het CBS dan de hier onderzochte grote bedrijven, is het aannemelijk dat het bedrijfsresultaat van de onderzochte bedrijven gemiddeld genomen lager ligt dan het sector bedrijfsresultaat.

### *De nieuwe heffingen of afschaffing van de vrijstellingen dragen voor vrijwel alle bedrijven niet bij aan extra scope 1 of 3 emissiereductie.*

Hoofdzakelijk het ETS, en daarnaast ook de CO<sub>2</sub>-heffing<sup>7</sup> en de energiebelasting, vormen financiële prikkels om scope 1 emissies te reduceren. De voorgestelde maatregelen dienen als additionele prikkel tot verduurzaming, bijvoorbeeld omdat het de businesscase voor verduurzaming verbetert. Toch dragen de onderzochte heffingen voor vrijwel alle bedrijven niet bij aan extra scope 1 emissiereductie en de heffing op minerale olie draagt bij volledige invoering niet bij aan scope 3 emissiereductie, omdat emissiereductie niet beperkt wordt door afwezigheid van financiële prikkels, maar door beschikbare alternatieven (zie Tabel 3 en Tabel 4).

Hierop dient wel een kanttekening te worden gemaakt. In sommige varianten van de onderzochte heffingen is de lastenverzwaring zo groot dat het aannemelijk is dat de betrokken bedrijven structureel verliesgevend worden wanneer deze in 2030 volledig wordt ingevoerd. In dat geval zou er dus wel extra emissiereductie plaatsvinden, omdat het dan aannemelijk wordt dat het bedrijf wordt gesloten en productie wordt verplaatst naar het buitenland. De exacte hoogtes van deze *tipping points* zijn niet vast te stellen, maar deze correleren met de beschikbaarheid van alternatieve energiedragers en grondstoffen en de snelheid waarmee verduurzamingstrategieën uitgevoerd kunnen worden. Het onbedoeld bereiken van deze tipping points lijkt echter strijdig met het kabinetsbeleid tot op heden om een groene basisindustrie in Nederland te ontwikkelen.

### *Het onderzoek naar deze maatregelen heeft nu al effect op de investeringsbeslissingen van een aantal bedrijven.*

Dreiging van deze maatregelen is al voldoende om voor een aantal bedrijven de FIDs (*Final Investment Decisions*) voor scope 1 emissiereductie maatregelen, die gepland stonden voor 2023, uit te stellen totdat bekend is wat het beleid van de overheid op dit terrein wordt. Door de val van het kabinet kan de besluitvorming op dit dossier naar verwachting pas na de vorming van een nieuw kabinet plaatsvinden. Dit betekent vertraging tot in 2024. Dit uitstel geeft een extra en substantieel risico op het niet behalen van de klimaatdoelen voor 2030.

---

<sup>6</sup> Het bedrijfsresultaat (CBS definitie) is met uitzondering van Tata Steel IJmuiden niet publiek beschikbaar. Vandaar dat we terugvallen op het bedrijfsresultaat voor een sector zoals het CBS die publiceert.

<sup>7</sup> Het ETS vormt een absoluut emissieplafond en borgt de emissiereductie in de Europese industrie. De Nederlandse CO<sub>2</sub>-heffing voegt zekerheid over de CO<sub>2</sub>-prijs voor bedrijven toe. Afhankelijk van de hoogte van de Europese CO<sub>2</sub>-prijs treedt de CO<sub>2</sub>-heffing wel of niet in werking. De toegevoegde waarde van de CO<sub>2</sub>-heffing is ons inziens niet de daadwerkelijke financiële prikkel, maar de zekerheid over een minimale ETS-prijs. We analyseren in dit rapport over het algemeen het gecombineerde effect van deze maatregelen.



Tabel 3. Een uitsplitsing per maatregel of deze bijdraagt aan scope 1 emissiereductie.

	Gaat de onderzochte heffing bijdragen aan extra scope 1 emissiereductie?	
	in 2030	in 2035
<p><i>Vrijstelling op duaal gebruik van kolen vervalt vanaf 2028</i> Tata Steel IJmuiden</p>	<p>Nee. De stimulans van ETS en de CO<sub>2</sub>-heffing op scope 1 emissiereductie is al vele malen groter dan die van de heffing en energiebelasting. De belangrijkste rem op de overstap is de beperkte beschikbaarheid van groene waterstof. Alleen deze heffing draagt dus niet bij aan extra scope 1 emissiereductie. De heffing stimuleert wel, anders dan het ETS en de CO<sub>2</sub>-heffing, specifiek op het afstappen van kolen.</p>	<p>Mogelijk beperkt. De stimulans van ETS en de CO<sub>2</sub>-heffing op scope 1 emissiereductie is al vele malen groter dan die van de heffing en energiebelasting. De belangrijkste rem op de overstap is de beperkte beschikbaarheid van groene waterstof, mogelijk is dit voldoende beschikbaar in 2035. Alleen deze heffing draagt dus niet of slechts beperkt bij aan extra scope 1 emissiereductie, omdat de heffing beperkt is in vergelijking met de ETS lasten. De heffing stimuleert wel, anders dan het ETS, specifiek op het afstappen van kolen.</p>
<p><i>Het afschaffen van de vrijstelling van energiebelasting voor non-energetisch gebruik van aardgas</i> OCI, Yara, Air Liquide, Air Products, BioMCN</p>	<p>Nee. De heffing maakt aardgas-vrije alternatieven financieel aantrekkelijker, maar deze zijn niet of zeer beperkt beschikbaar in 2030. Bovendien wordt CCS, waarvan op korte termijn de grootste emissiereductie kan worden verwacht, door de heffing minder aantrekkelijk. De heffing stimuleert waarschijnlijk de import van grijze waterstof of ammoniak in plaats van lokale toepassing van CCS. Mondiaal nemen de emissies dan toe.</p>	<p>De heffing maakt sommige alternatieven financieel aantrekkelijker, deze zijn mogelijk beperkt beschikbaar in 2035. Bij ruime beschikbaarheid van de alternatieven zou de onderzochte heffing een stimulans tot overstap op sommige duurzame alternatieven kunnen leveren. Sommige duurzame alternatieven, zoals groengas, zouden ook onder de heffing vallen en worden daardoor juist niet gestimuleerd.</p>
<p><i>Een nieuw te introduceren heffing op het gebruik van fossiele grondstoffen, waaronder LPG, aardgascondensaat en nafta</i> Dow, Sabic, Shell Moerdijk</p>	<p>Nee. De maatregel betreft het gebruik van grondstoffen (scope 3).</p>	<p>Nee. De maatregel betreft het gebruik van grondstoffen (scope 3).</p>
<p><i>Energiebelasting gassen ontstaan op productielocatie</i> BP, ExxonMobil, Shell Pernis, Zeeland Refinery, Dow, Sabic, Shell Moerdijk, Tata Steel</p>	<p>Nee. Voor alle betreffende sectoren geldt dat overige maatregelen (ETS, CO<sub>2</sub>-heffing) al genoeg financiële prikkel geeft om de verduurzaming. De heffing stuurt actief op de decarbonisatie van alle restgassen bij de raffinage en stoomkraaksector, maar dit leidt niet per sé tot meer emissiereductie omdat vanaf een gegeven percentage er extra brandstof moet worden ingekocht. Bovendien wordt post-combustion CCS gedestimuleerd, wat geen Nederlands beleid is.</p>	

Tabel 4. Een uitsplitsing per maatregel of deze bijdraagt aan scope 3 emissiereductie.

	Gaat de onderzochte heffing bijdragen aan extra scope 3 emissiereductie?	
	in 2030	in 2035
<i>Vrijstelling op duaal gebruik van kolen vervalt vanaf 2028</i> Tata Steel IJmuiden	Nee. De maatregel oefent geen invloed uit op de noodzakelijke aanwezigheid van koolstof in staal.	Nee. De maatregel oefent geen invloed uit op noodzakelijke aanwezigheid van koolstof in staal.
<i>Het afschaffen van de vrijstelling van energiebelasting voor non-energetisch gebruik van aardgas</i> OCI, Yara, Air Liquide, Air Products, BioMCN	Nee. De maatregel op zich heeft geen invloed uit op de aanwezigheid van koolstof in kunstmest, methanol of syngas.	Nee. De maatregel op zich heeft geen invloed uit op de aanwezigheid van koolstof in kunstmest, methanol of syngas.
<i>Een nieuw te introduceren heffing op het gebruik van fossiele grondstoffen, waaronder LPG, aardgascondensaat en nafta</i> Dow, Sabic, Shell Moerdijk	Nee. De heffing maakt fossiele grondstof duurder dan niet-fossiele alternatieven. Echter zijn deze beperkt beschikbaar in 2030 en een financiële prikkel lost dit tekort niet op. Deze heffing in alleen Nederland zou kunnen leiden tot een herverdeling van beschikbare duurzame grondstoffen naar Nederland en fossiele grondstoffen in overige Europese installaties: mondiaal is er geen effect op emissies.	Nee. De heffing maakt fossiele grondstof duurder dan niet-fossiele alternatieven. Echter zijn deze beperkt beschikbaar in 2035 en een financiële prikkel lost dit tekort niet op. Deze heffing in alleen Nederland zou kunnen leiden tot een herverdeling van beschikbare duurzame grondstoffen naar Nederland en fossiele grondstoffen in overige Europese installaties: mondiaal is er geen effect op emissies.
<i>Energiebelasting gassen ontstaan op productielocatie</i> BP, ExxonMobil, Shell Pernis, Zeeland Refinery, Dow, Sabic, Shell Moerdijk, Tata Steel	Nee. De maatregel heeft geen invloed op de samenstelling van de eindproducten.	Nee. De maatregel heeft geen invloed op de samenstelling van de eindproducten.

# Introductie

De afgelopen tijd is er meer en meer maatschappelijke discussie over het tempo waarin de broeikasgassen worden verminderd; hiervoor zijn doelen vastgesteld voor de periode tot 2050. Het kabinet is daarom gestart met een inventarisatie van alle fossiele vrijstellingen, kortingen en aangepaste belastingtarieven. Dit onderzoek is één van de onderzoeken in het kader van die inventarisatie. In dit onderzoek wil het Ministerie van Financiën in samenwerking met Ministerie van EZK en het Ministerie van IenW, het kabinet en de Tweede Kamer meer inzicht geven in de omvang en de effecten van een viertal maatregelen, namelijk het afschaffen van twee vrijstellingen en het introduceren van twee nieuwe heffingen voor de basisindustrie.

Deze impactanalyse beoogt voor dertien bedrijven in de basisindustrie de handelingsperspectieven en belastingimplicaties voor de bedrijven in kaart te brengen. Het gaat in deze impactanalyse om de volgende maatregelen:

- Het afschaffen van de vrijstelling van kolenbelasting voor duaal gebruik van kolen (Tata Steel IJmuiden)
- Het afschaffen van de vrijstelling van energiebelasting voor het non-energetische gebruik van aardgas door:
  - De kunstmestsector (Yara Terneuzen en OCI Geleen)
  - De industriële gassen sector (Air Liquide en Air Products in Rotterdam)
  - De productie van methanol (BioMCN)
- Het heffen van belasting op het non-energetisch gebruik van minerale oliën (Shell Moerdijk, Sabic Geleen, Dow Terneuzen)
- Het heffen van energiebelasting op het gebruik van gassen die op de eigen productielocatie zijn ontstaan en worden ingezet als aardgas (Shell Pernis, BP, ExxonMobil, Zeeland Refinery, Shell Moerdijk, Sabic Geleen, Dow Terneuzen, Tata Steel)

Een impactanalyse per bedrijf van de interactie van meerdere maatregelen is in kaart gebracht (vanaf pagina 128). Eventuele keteneffecten wanneer meerdere maatregelen tegelijk worden ingevoerd zijn in deze impactanalyse niet in kaart gebracht, maar zullen wel optreden. Zoals bijvoorbeeld in de keten raffinaderijen, industriële gassen en stoomkrakers. Eerdere publicaties van Copper8, Berenschot en PWC gaven al een indruk van de implicaties van het eventueel afschaffen van een aantal van deze vrijstellingen<sup>8</sup>. Dit rapport beoogt daaraan toe te voegen voor de verschillende handelingsperspectieven:

- Een kwantitatieve analyse van energievraag.
- Een kwantificatie van de emissies.
- Een kwantificatie van de financiële gevolgen van het wegvallen van de vrijstelling of de invoer van een nieuwe heffing in combinatie met energiebelastingen, accijnzen, ETS heffingen en CO<sub>2</sub>-heffing in 2030 en 2040.

Dreiging van deze maatregelen is nu al voldoende om voor een aantal bedrijven de FIDs (*Final Investment Decisions*) voor scope 1 emissiereductie maatregelen, die gepland stonden voor 2023, uit te stellen totdat bekend is wat het beleid van de overheid op dit terrein wordt. Door de val van het kabinet kan de besluitvorming op dit dossier naar verwachting pas na de vorming van een nieuw kabinet plaatsvinden. Dit betekent vertraging tot in 2024. Dit uitstel geeft een extra en substantieel risico op het niet behalen van de klimaatdoelen voor 2030.

---

<sup>8</sup> Copper8: Verkenning primaire fossiele grondstofheffing (april 2023), Berenschot: Verduurzaming feedstock in de chemie (juni 2023), PWC: Speelveldtoets 2023 (juni 2023).

# Methodiek

In deze impactanalyse doen we een poging om de gevolgen voor de belasting op energie en fossiele grondstoffen en emissies voor de verschillende bedrijfssectoren in te schatten voor de periode 2030 – 2040.

Er zijn vier separate analyses, één voor iedere vrijstelling. We richten ons voor de berekeningen op het jaar 2019 als referentiejaar (vóór corona en vóór de oorlog in Oekraïne) en de jaren 2030 en 2035 of 2040. We gebruiken voor de berekeningen het Carbon Transition Model (CTM, openbaar en gratis te gebruiken via [www.carbontransitionmodel.com](http://www.carbontransitionmodel.com)) dat samen met een groot aantal bedrijven uit de basisindustrie en de netbeheerders is ontwikkeld in de periode 2019-2022.

Bij iedere analyse volgen we dezelfde methodiek:

- Beschrijving van het productieproces van de betrokken bedrijven
- Beschrijving van de vrijstelling of nieuwe heffing
- Beschrijving van de handelingsperspectieven, waarbij we onderscheid maken tussen een verandering van non-energetische drager, verandering van energetische drager en verandering van productieproces
- Selectie van relevante handelingsperspectieven: varianten
- Berekening van het energiegebruik per variant
- Berekening van de emissies per variant
- Beschrijving van het bedrijfsresultaat in de laatste vijf jaar (2017-2021)
- Berekening van de belastingen op energie en emissies indien de vrijstelling vervalt of de nieuwe heffing wordt ingevoerd, inclusief energiebelastingen, de ETS heffing<sup>9</sup> en de CO<sub>2</sub>-heffing, waarbij we 2019 vergelijken met 2030 en 2035 of 2040
- Vervolgens beantwoorden we 20 vragen die kunnen opkomen bij de besluitvorming met betrekking tot het al dan niet afschaffen van de vrijstelling op basis van deze analyse.

De berekeningen voor het non-energetisch gebruik van minerale olie en aardgas zijn deels gebaseerd op de CTM scenario's uit het II3050 industrie traject (2022), waar nodig aangepast o.b.v. recente publieke aankondigingen van de bedrijven<sup>10</sup>. Voor de overige berekeningen hebben we gebruik gemaakt van het CTM met scenario's ontwikkeld op basis van de vastgestelde handelingsperspectieven. Een eerste versie van de analyse is met alle bedrijven individueel besproken, om te borgen dat de kwantificatie van energievraag en emissies niet sterk afwijkt van hun eigen inschatting.

## *Impactanalyse financiële prikkels*

Om de impact van een belastingmaatregel op de verduurzaming van een bedrijf exact vast te stellen, moet worden bepaald wat een verduurzamingsproject het bedrijf kost en oplevert ten opzichte van de huidige situatie. Deze inschatting is niet nauwkeurig te maken, omdat zowel de kosten als de baten van deze investering zeer onzeker zijn. Dit betekent dat ook de onrendabele top momenteel niet goed is vast te stellen.

---

<sup>9</sup> Momenteel loopt een herziening van de toewijzingsregels. We hebben gerekend met de toewijzingsregels zoals die nu gelden, maar het is mogelijk dat deze op verschillende punten worden aangepast en dat onze inschattingen na wijziging niet meer accuraat zijn.

<sup>10</sup> De scenario's die met het CTM zijn gemaakt in het kader van II3050 industrie (2022) zijn vertrouwelijk. De resultaten hiervan kunnen wel op sectorniveau worden ingezien via het Energietransitiemodel dat een koppeling heeft met het CTM. Zie "Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's", Netbeheer Nederland, vanaf pagina 91 (Industrie) en pagina 152 (scenario links).

De onzekerheid van de kosten wordt veroorzaakt door:

- De CAPEX en OPEX zijn nog zeer onzeker, omdat naast de investering in de nieuwe installaties, ook integratie op de site gerealiseerd moet worden. De kosten hiervan zijn significant.
- De kosten van (alternatieve) energiedragers zijn onzeker. Bijvoorbeeld de aardgasprijs is de afgelopen periode zeer volatiel gebleken. De aardgasprijs zal naar verwachting de komende jaren structureel hoger liggen dan in het verleden, omdat de prijs gezet wordt door LNG in plaats van Russisch of Gronings pijpleidinggas. Ook de prijs voor (groene) waterstof, groene elektriciteit en niet-fossiele grondstoffen in 2030 en 2040 is niet met zekerheid vast te stellen. Ook de beschikbaarheid van alternatieve energiedragers is onzeker. Groene waterstof is zeker tot 2030 beperkt beschikbaar<sup>11</sup> en datzelfde geldt voor niet-fossiele grondstoffen.

De onzekerheid van de opbrengsten wordt veroorzaakt door:

- Een 'green premium' op duurzaam geproduceerde producten is (nog) niet vast te stellen voor 2030 en 2040.
- De ETS kosten zullen voor CBAM sectoren na invoering van CBAM in toenemende mate kunnen worden doorberekend aan Europese klanten. Echter tot die tijd geldt de bescherming van CBAM gedeeltelijk en buiten de Europese markt geldt de bescherming van CBAM niet. Dit betekent dat niet alle ETS kosten kunnen worden doorberekend, of dat bedrijven die momenteel een groot deel van de productie buiten Europa afzetten, na invoering van CBAM zullen pogen hun marktaandeel in Europa te vergroten.
- CBAM zal in 2034 volledig zijn ingevoerd voor de sectoren ijzer en staal, cement, meststoffen, aluminium, elektriciteit en waterstof. Het is onzeker of uitbreiding naar andere sectoren waarin bedrijven als Raffinaderijen, Stoomkraakbedrijven en Chemie actief zijn volgt.

Door de onzekerheid van de kosten en opbrengsten van verduurzamingsprojecten is de bijdrage van dergelijke projecten aan het bedrijfsresultaat niet in te schatten. In deze impactanalyse is ervoor gekozen om aan te nemen dat kosten en inkomsten in dezelfde verhouding stijgen. Deze aanname is een sterke versimpeling van de situatie per bedrijf, waarin de impact van CBAM wordt onderschat. In de duiding per maatregel gaan we hier dieper op in.

Vervolgens is onderzocht in welke mate de belastingen op energie en emissies toenemen naar 2030 en 2040. Wanneer de belastingen stijgen tot een niveau dat het bedrijfsresultaat negatief zal worden bij ongewijzigde bedrijfsvoering, is aangenomen dat een bedrijf op deze prikkel zal reageren.

---

<sup>11</sup> Zie bijvoorbeeld Integrale Infrastructuurverkenning 2030 – 2050: in 2030 is er zo'n 10-20 TWh groene waterstof beschikbaar in heel NL.

# Impactanalyse

## 1. Vrijstelling kolenbelasting

In deze impactanalyse onderzoeken we de gevolgen van het opheffen van de vrijstelling op de kolenbelasting.

In de wet belastingen op milieugrondslag<sup>12</sup> kan een bedrijf vrijstelling krijgen van de kolenbelasting:

- Vrijstelling voor elektriciteitsopwekking
- Vrijstelling voor gebruik anders dan als brandstof<sup>13</sup>  
*In artikel 44, lid 1, van de wet staat de vrijstelling voor gebruik van kolen die zodanig worden ingezet dat andere functies dan de brandstoffunctie aan de orde zijn. Bij andere functies kan gedacht worden aan de grondstoffunctie, zoals bij de productie van actieve kool, en de reductiefunctie, zoals bij de staalproductie en ijzergieterijen.*
- Vrijstelling voor duaal gebruik (als brandstof én voor een ander doel)<sup>14</sup>  
*In artikel 44, lid 3, van de wet staat de vrijstelling voor duaal gebruik van kolen. Van duaal gebruik is ook sprake als kolen worden gebruikt als verwarmingsbrandstof in het productieproces en daarnaast het bij de verbranding ontstane kooldioxide (CO<sub>2</sub>) in het kader van hetzelfde productieproces wordt gebruikt. Het moet daarbij wel vaststaan dat het productieproces niet tot een goed einde kan worden gebracht zonder het gebruik van het door de verbranding van kolen ontstane kooldioxide. Deze laatste vrijstelling wordt per 1 januari 2028 afgeschaft<sup>15</sup>.*

De grootste gebruiker van kolen in de industrie is momenteel Tata Steel en deze gebruikt de kolen voornamelijk voor duaal gebruik. Tata Steel gebruikt kolen om staal te produceren.

We hebben de volgende aannames gedaan voor de analyse:

- Het volledige kolengebruik van Tata Steel is momenteel vrijgesteld.
- In het Belastingplan 2028 is alleen de vrijstelling voor duaal gebruik van kolen genoemd. Wanneer de vrijstelling voor gebruik anders dan als brandstof intact blijft, zou Tata Steel via deze vrijstelling nog steeds een deel van de kolenbelasting kunnen vermijden. In overleg met de opdrachtgever hebben we aangenomen dat zowel de vrijstelling voor duaal gebruik als de vrijstelling voor gebruik anders dan als brandstof komen te vervallen, zodat het volledige kolenverbruik van Tata Steel IJmuiden in deze analyse onder de kolenbelasting wordt belast.

*De vierde onderzochte maatregel, een heffing op het non-energetisch gebruik van minerale olie, treft ook Tata Steel. In het rapport zijn een aantal paragrafen dubbel getoond, zodat de hoofdstukken over de maatregelen onafhankelijk van elkaar gelezen kunnen worden.*

---

<sup>12</sup> Handboek Milieubelastingen 2023

<sup>13</sup> Handboek Milieubelastingen 2023: "Het begrip brandstof moet ruim worden uitgelegd. Het is niet van belang, of de stof volgens het normale spraakgebruik als brandstof wordt beschouwd. Het is voldoende dat de stof wordt verbrand en dat de energie die daarbij vrijkomt, wordt benut."

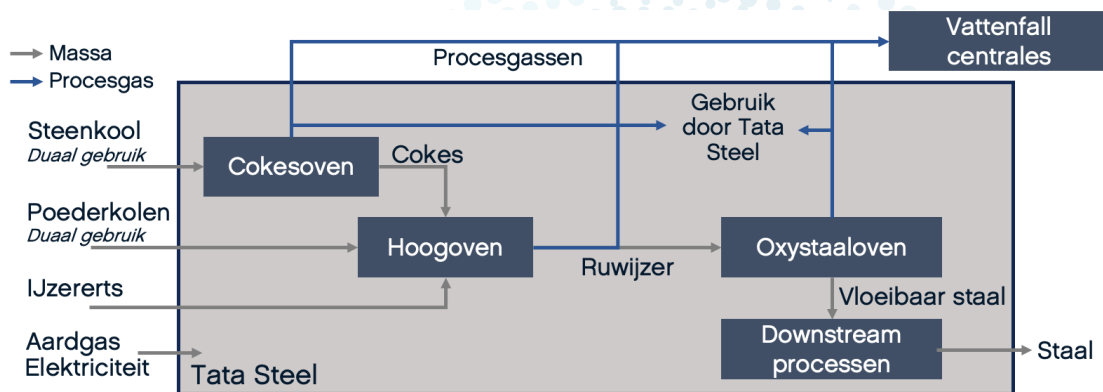
<sup>14</sup> Handboek Milieubelastingen 2023: "Bij duaal gebruik hebben de kolen de functie van brandstof én tegelijk 1 of meer andere functies. Dit is bijvoorbeeld zo bij chemische reductie en in metallurgische procedés"

<sup>15</sup> Belastingplan 2024

## Huidig productieproces

Tata Steel gebruikt momenteel steenkool en poederkolen om ijzererts te verwerken tot staal (zie Figuur 1). Steenkool wordt omgezet in cokes, dit is een energie-intensief proces. Cokes en poederkolen vervullen in de hoogoven twee functies: als brandstof (ter verwarming) en als reductiemiddel (om ijzererts/ijzeroxide om te zetten in ruwijzer). Beide soorten kolen worden dus dual gebruik. Daarnaast dienen cokes als dragermateriaal in de hoogoven, een functie die poederkolen niet kan vervullen. Daarom zijn beide soorten kool nodig bij de productie van staal in een hoogoven.

In de hoogoven wordt ijzererts gereduceerd tot ruwijzer, waarvan in de oxystaaloven vloeibaar staal wordt gemaakt. De combinatie van cokesoven, hoogoven en oxystaaloven wordt in het vervolg de 'hoogovenroute' genoemd.

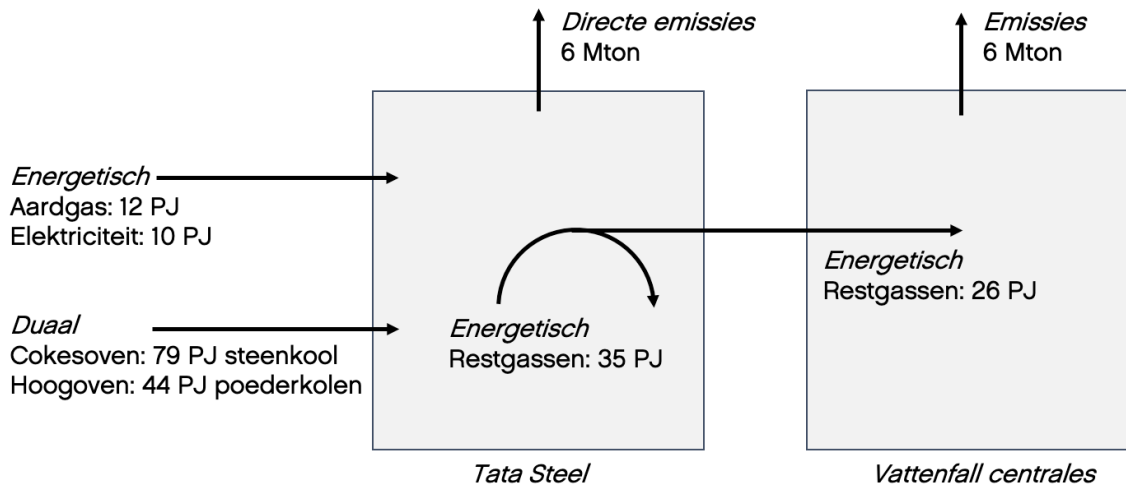


*Figuur 1. Een schematische weergave van de massa- en procesgasstromen gedurende het staalproductieproces bij Tata Steel IJmuiden. Let op: dit is een sterke versimpeling van de processen bij Tata Steel. Dit schema geeft slechts een fractie van de daadwerkelijke activiteiten, massa- en energiestromen weer.*

De verwerking van kolen leidt in de hoogovenroute tot het ontstaan van procesgassen (zie Figuur 1). De samenstelling van de procesgassen verschilt per fabriek. Ze bevatten altijd koolstofatomen. Bij de verbranding van procesgassen komt CO<sub>2</sub> vrij. De procesgassen bevatten energie. Het grootste deel wordt door Tata Steel zelf gebruikt voor de verwarming van verschillende processen en om elektriciteit op te wekken. Het restant van de procesgassen gaat naar de Vattenfall centrales, waar deze energie gebruikt wordt om elektriciteit op te wekken, welke door Tata Steel wordt gebruikt. Bij de verbranding van procesgas komt tot 5 keer meer CO<sub>2</sub> vrij dan bij aardgas. Tata Steel veroorzaakt de emissies van de Vattenfall centrales en betaalt de ETS rechten voor deze emissies.

De procesgassen zomaar vrij laten komen zou een verspilling van energie zijn én is ongunstig voor het klimaat, omdat de procesgassen o.a. methaan bevatten, een zeer sterk broeikasgas en omdat de procesgassen verontreiniging bevatten, die bij vrijlaten in het milieu terecht komen. Door de procesgassen te verbranden kan de energie benut worden, komt geen methaan vrij, maar CO<sub>2</sub>, en belandt de verontreiniging hoofdzakelijk in de as.

In Figuur 2 is van de belangrijkste massa- en procesgasstromen een indicatief volume weergegeven.



*Figuur 2. Een schematisch overzicht van de massa- en procesgasstromen met indicatieve energievolumes op jaarbasis. Dit is een sterke versimpeling van de processen bij Tata Steel IJmuiden. Dit schema geeft slechts een fractie van de daadwerkelijke activiteiten, massa- en energiestromen weer.*

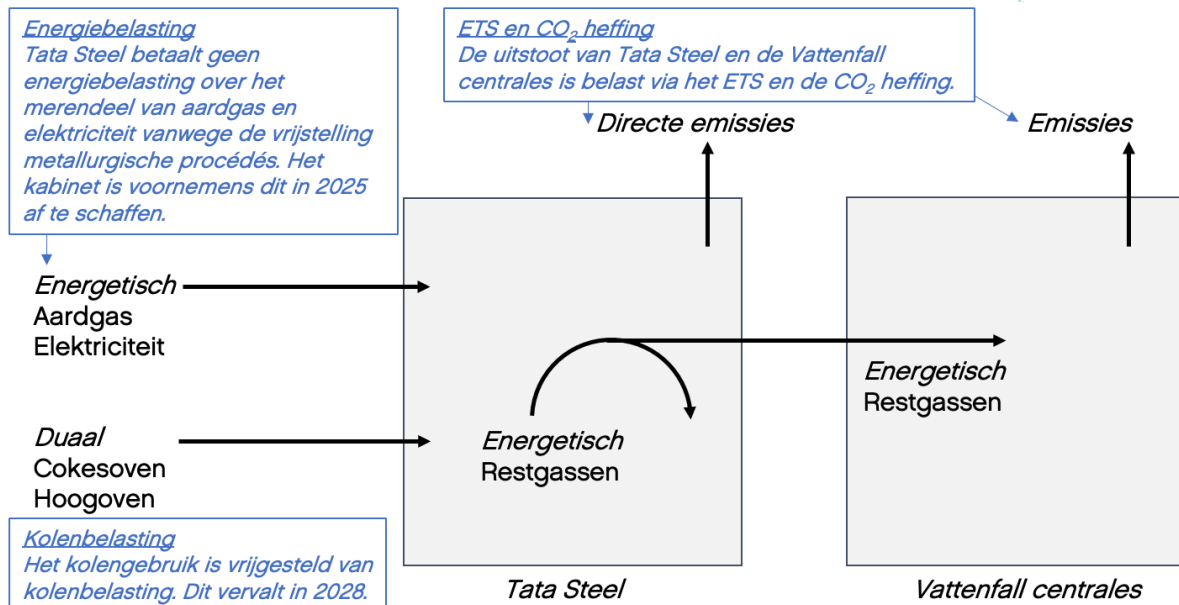
## Huidige belasting op energie en emissies en inzet vrijstelling

Het energieverbruik en de emissies van Tata Steel worden op verschillende manieren belast (zie Figuur 3).

- Het aardgas en elektriciteitsverbruik van Tata Steel wordt belast onder de energiebelasting. Hiervan is momenteel een deel vrijgesteld, vanwege de vrijstelling van energiebelasting op metallurgische procedés. Een deel van het energiegebruik (zo'n 10% van het aardgas- en 40% van het elektriciteitsverbruik<sup>16</sup>) wordt gezien als niet-metallurgisch en wordt belast onder de energiebelasting. Het kabinet is voornemens deze vrijstelling vanaf 2025 af te schaffen, waarna het volledig aardgas- en elektriciteitsverbruik van Tata Steel onder de energiebelasting zal worden belast onder de energiebelasting.
- Het kolenverbruik van Tata Steel wordt momenteel niet belast onder de kolenbelasting, vanwege de vrijstelling van kolenbelasting voor duaal gebruik van kolen. Deze vrijstelling vervalt vanaf 2028 en wordt in deze impactanalyse nader onderzocht.
- De scope 1 emissies die Tata Steel veroorzaakt op de eigen site en bij de Vattenfall centrales worden belast onder het ETS en de CO<sub>2</sub>-heffing. Beide instrumenten beprijsen dus de scope 1 emissies op de site en bij de Vattenfall centrales.

<sup>16</sup> Correspondentie Tata Steel IJmuiden

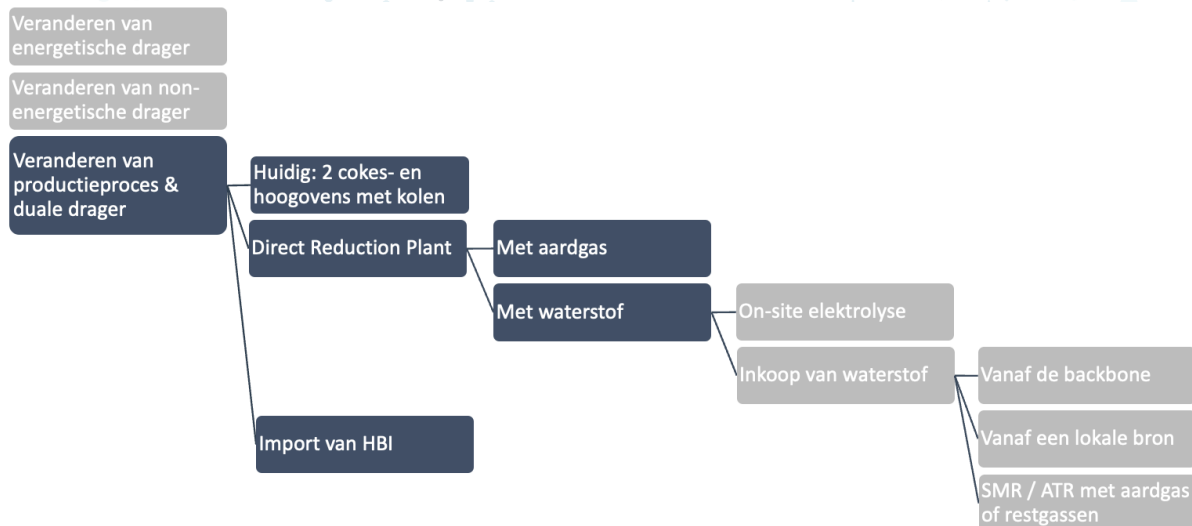




Figuur 3. Een schematisch overzicht van de massa- en procesgasstromen, waarin de belastingen op energie en emissies zijn aangeduid. Dit is een sterke versimpeling van de processen bij Tata Steel IJmuiden. Dit schema geeft slechts een fractie van de daadwerkelijke activiteiten, massa- en energiestromen weer.

## Handelingsperspectieven

Om scope 1 emissies te reduceren heeft Tata Steel verschillende handelingsperspectieven (zie Figuur 4).

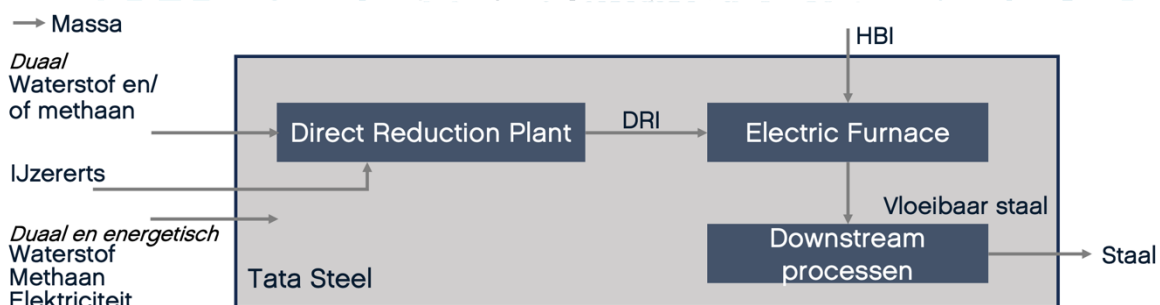


Figuur 4. Een schema van onderzochte handelingsperspectieven voor Tata Steel IJmuiden. Indien een deel van het schema voor Tata Steel niet relevant is, of de geheven belastingen niet verschillen, zijn deze onderdelen grijs gemaakt.

- Momenteel gebruikt Tata Steel de hoogovenroute om staal te produceren. Tata Steel gebruikt 2 cokesoven- en 2 hoogovenfabrieken.
- Een alternatieve methode om staal te produceren is ijzererts direct te reduceren met methaan of waterstof (zie Figuur 5). In een Direct Reduction Plant (DRP) wordt ijzererts gereduceerd tot Direct Reduced Iron (DRI) met behulp van waterstof en/of methaan.

Waterstof en methaan worden dan dual gebruikt. Een klein deel methaan (minimaal 20%) is nodig in de DRP, omdat staal koolstofatomen bevat welke niet uit waterstof kunnen komen. DRI kan in een Electric Furnace (EF) in vloeibaar staal worden omgezet. De hoogovenroute wordt dan vervangen door de DRP – EF route.

- Tata Steel heeft aangekondigd vóór 2030 1 hoogovenroute te vervangen door DRI – EF, op basis van de CES2.0 draait de DRP deels op aardgas en deels op waterstof<sup>17</sup>. We gebruiken deze aankondiging als het publiek gemaakte plan voor 2030, maar het is allerm minst zeker dat dit publiek gemaakte plan op de aangekondigde manier tot uitvoer komt (zie ook kader).
- Tussen 2032 en 2037 wil Tata Steel volledig over op DRP met maximaal waterstof. Voor 2030 is er nog niet voldoende waterstof om de vraag van Tata Steel in te vullen.
- Een ander alternatief voor de hoogovenroute is het importeren van HBI (zie Figuur 5). Hot Briquetted Iron (HBI) is een compacte vorm van DRI welke geschikt is voor transport. HBI kan, net als DRI, in een EF worden verwerkt. In dit handelingsperspectief verplaatsen een deel van de energie-intensieve activiteiten naar een andere locatie. Het is technisch realiseerbaar dat Tata Steel Hot Briquetted Iron importeert en alleen de downstream processen in IJmuiden uitvoert, maar het is niet genoemd door Tata Steel in publieke plannen tot 2040.



Figuur 5. Een schematische weergave van een alternatieve staalproductiemethode met behulp van directe reductie van ijzererts of met de import van HBI. Naast het duale gebruik van waterstof en methaan in de DRP is er op de site ook dual en puur energetisch gebruik van elektriciteit en waterstof en/of methaan bij andere processen (net als momenteel het geval is).

#### Aankondiging Tata Steel IJmuiden juli 2023

In juli van dit jaar kondigde Tata Steel aan haar toekomstplannen te heroverwegen. Eén van de opties die wordt overwogen is het recyclen van staalproducten in een elektrische oven. Recyclebaar staal kan het productieproces in worden geleid in de Oxystaaloven of de Electric Furnace. Dit leidt tot een verlaging of eliminatie van voorafgaande processen (Cokesoven, hoogoven en DRP) en dus een significante afname in energievraag. Een andere heroverweging die wordt genomen is welk type elektrische oven en welk aantal zou worden geïnstalleerd. Vanwege het doorlopen tijdsfad in dit onderzoek was het niet mogelijk om dit als een variant mee te nemen in de analyse. Welke strategie Tata Steel IJmuiden zal volgen is op dit moment onzeker.

<sup>17</sup> Gebaseerd op de CES2.0 Noordzeekanaalgebied

## Kwantificatie varianten

Op basis van de handelingsperspectieven zijn zes varianten geselecteerd (zie Tabel 5), waarvoor de energievraag, emissies en de belastingen op energie en emissies zijn gekwantificeerd.

Tabel 5. De onderzochte varianten voor Tata Steel IJmuiden.

Onderzochte varianten	technisch mogelijk / beschikbaar	
	2030 – 2034	2035 - 2040
A. Huidig productieproces onaangepast	Ja	Ja
B. 1 Hoogoven-route vervangen met DRP, volledig aardgas	Ja	Ja
C. 1 Hoogoven-route vervangen met DRP, 2/3 aardgas 1/3 waterstof (publiek gemaakt plan voor 2030 <sup>1</sup> )	Ja	Ja
D. Hoogoven-routes volledig vervangen door DRP, welke maximaal waterstof (80% H <sub>2</sub> , aanvullend 20% methaan) gebruikt (publiek gemaakt plan na 2035)	Nee	Ja
E. 100% import van HBI geproduceerd met DRP waterstof	Nee	Ja
F. 100% import van HBI geproduceerd met DRP methaan	Nee	Ja

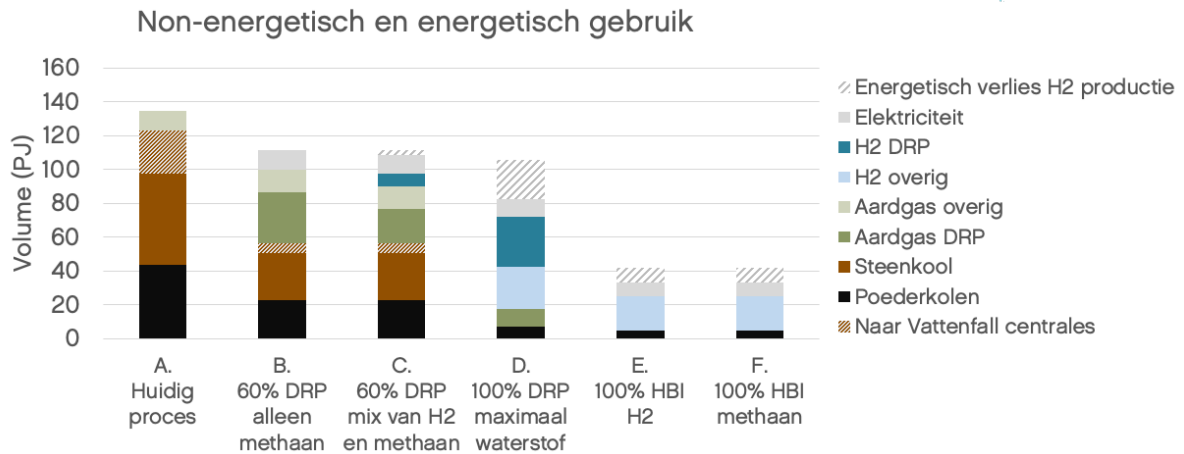
- Tata Steel heeft bekend gemaakt dat het de grootste hoogoven eerst sluit. De verhouding tussen de grote en kleine hoogoven is ongeveer 60/40<sup>18</sup>. In B en C nemen we daarom aan dat 40% van het staal via de cokesoven, hoogoven, oxystaalovenroute wordt gemaakt en 60% via de DRP – EF route.
- Variant C correspondeert met de aangekondigde strategie van Tata Steel IJmuiden voor 2030. Het is niet zeker of deze ook gevolgd zal worden.
- Variant D correspondeert met de aangekondigde strategie van Tata Steel IJmuiden voor de lange termijn (2032-2037). Het is niet zeker of deze ook gevolgd zal worden.
- Voor de situatie waarin Tata Steel HBI importeert (E en F), is aangenomen dat in Nederland de downstream processen met waterstof en elektriciteit als energiedragers plaatsvinden.

## Energieverbruik en emissies

In Figuur 6 wordt de energievraag van Tata Steel in de zes onderzochte varianten getoond. Wanneer (deels) van de hoogovenroute wordt overgestapt op de DRP-EF route (B, C, D) neemt de totale energievraag af. Dit wordt grotendeels verklaart doordat er minder of geen energierijke procesgassen ontstaan die naar de Vattenfall centrales worden gestuurd.

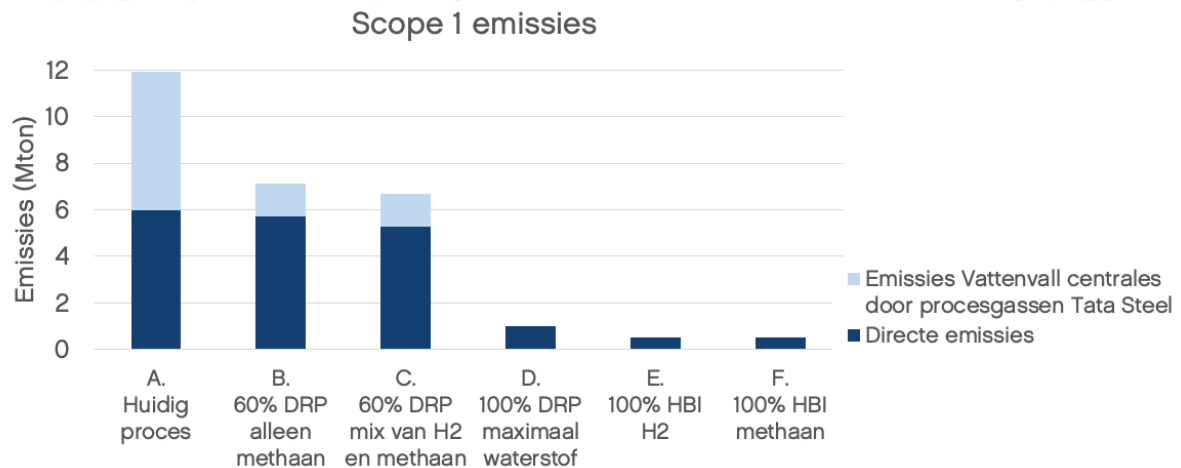
Bij de import van HBI (E, F) verplaatsen energie-intensieve activiteiten naar het buitenland en neemt de energievraag van de site daardoor sterk af.

<sup>18</sup> <https://petrochem.nl/2023/03/23/hoogoven-6-tata-steel-ijmuiden-binnenkort-voor-het-laastst-in-onderhoud/>



*Figuur 6. De energievraag van Tata Steel IJmuiden in de zes onderzochte varianten. De bruin gearceerde delen zijn procesgassen die ontstaan bij de verwerking van kolen en overlappen qua energie-inhoud dus met kolen, daarom wordt dit volume energie gearceerd binnen het aandeel kolen getoond. Voor het overzicht worden de procesgassen alleen in de steenkolen gearceerd, in werkelijkheid ontstaan ze uit beide soorten kolen. In het huidig proces wordt ook elektriciteit verbruikt, maar omdat dit wordt afgenomen van de Vattenfall centrales en dus indirect geproduceerd wordt uit de kolen, is het in deze figuur niet getoond.*

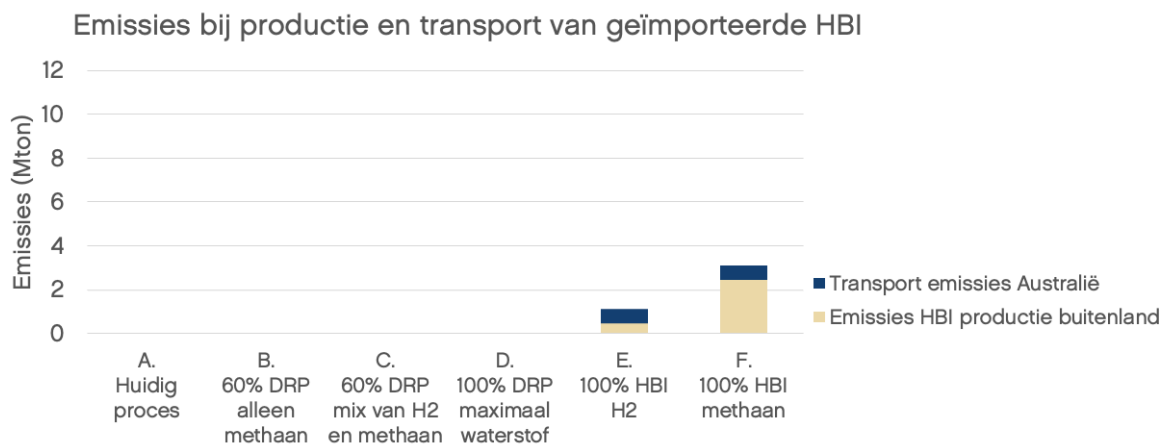
De emissies nemen in alle varianten af ten opzichte van het huidige proces, omdat kolengebruik wordt afgebouwd of (vrijwel) verdwijnt (zie Figuur 7). Er blijven emissies vrijkomen in de 100% DRP en HBI perspectieven (D, E, F), door de inzet van een relatief klein volume methaan (DRP) en kolen (EF). Hier zijn fossielvrije of emissievrije alternatieven voor (groengas, biochar, CCS) zodat de emissies in theorie volledig naar nul kunnen worden gebracht. Omdat de strategie hiervoor onbekend is, is dit in deze analyse niet meegenomen.



*Figuur 7. De scope 1 emissies veroorzaakt door Tata Steel IJmuiden in de zes onderzochte varianten. We nemen aan dat een 3/4<sup>e</sup> afname van de beschikbare restgassen ertoe zal leiden dat de Vattenfall centrales op een lager vermogen gaan draaien in de 60% DRP perspectieven (B en C). De restgassen hoeven daarom niet vervangen te worden door aardgas*

Wanneer HBI wordt geïmporteerd en in het buitenland met DRI met methaan wordt geproduceerd, vinden in het buitenland CO<sub>2</sub>-emissies plaats (zie Figuur 8). Om de emissies die vrijkomen bij het transport van HBI te bepalen, is hier een extreem voorbeeld aangenomen waarbij de HBI vanuit Australië wordt geïmporteerd. De emissies zouden aanzienlijk lager uitkomen bij een transport over een kortere afstand. Het transport van ijzererts, wat nodig is in

huidig proces en DRP, leidt ook tot CO<sub>2</sub>-emissies. Dat is hier niet meegenomen. Het is aannemelijk dat ijzererts voor een bepaalde hoeveelheid staal lichter is dan HBI voor dezelfde hoeveelheid staal, waarschijnlijk zijn de CO<sub>2</sub>-emissies bij het vervoer van ijzererts daarom hoger dan van HBI, mits eenzelfde aanstand geldt. De transportemissies van HBI zijn alleen getoond ter informatie.



Figuur 8. De emissies veroorzaakt bij de productie en het transport van geïmporteerde HBI in de zes onderzochte varianten. De transportemissies zijn gebaseerd op 5.6 g CO<sub>2</sub>/(ton HBI\* km) emissies van dry bulk transport. Bij het transport van ijzererts komen ook emissies vrij, deze zijn in de figuur niet getoond.

## Belasting op energie en emissies

In deze impactanalyse onderzoeken we de gevolgen van de maatregel op de hoogte van de belastingen op energie en emissies die door de bedrijven worden betaald. We beperken ons tot deze kwantificatie, omdat het niet mogelijk is om met zekerheid vast te stellen wat de onrendabele top is van de alternatieve handelingsperspectieven, omdat de lasteneffecten van een verandering in productieproces worden veroorzaakt door:

- De CAPEX en OPEX zijn nog zeer onzeker, omdat naast de investering in de nieuwe installaties, ook integratie op de site gerealiseerd moet worden. De kosten hiervan zijn significant en kunnen hoger zijn dan de investering in de materialen en de apparaten die nodig zijn om nieuwe technieken zoals DRP toe te kunnen passen.
- De kosten van alternatieve energiedragers (methaan en waterstof) zijn onzeker. De aardgasprijs is de afgelopen periode zeer volatiel gebleken. De aardgasprijs zal naar verwachting de komende jaren structureel hoger liggen dan in het verleden, omdat de prijs gezet wordt door LNG in plaats van Russisch of Gronings pijpleidinggas. Ook de prijs voor (groene) waterstof in 2030 en 2040 is niet met zekerheid vast te stellen.
- De beschikbaarheid van alternatieve energiedragers is onzeker. Groene waterstof is zeker tot 2030 beperkt beschikbaar<sup>19</sup> en groene HBI is ook tot zeker 2030 beperkt beschikbaar.
- Een 'green premium' op duurzaam geproduceerd staal is aannemelijk voor een deel van de productie, omdat bijvoorbeeld autofabrikanten steeds meer CO<sub>2</sub>-eisen stellen aan hun grondstoffen, maar de hoogte hiervan is (nog) niet vast te stellen voor 2030 en 2040.

De belastingen op energie en emissies in 2030 en 2040 voor de zes varianten worden bepaald volgens de aannames in Tabel 6. De kolenbelasting wordt in twee tarieven doorgerekend.

<sup>19</sup> Zie bijvoorbeeld Integrale Infrastructuurverkenning 2030 – 2050: in 2030 is er zo'n 10-20 TWh groene waterstof beschikbaar in heel NL.

Tabel 6. De tariefaannames voor de kwantificatie van de belastingen op energie en emissies voor Tata Steel

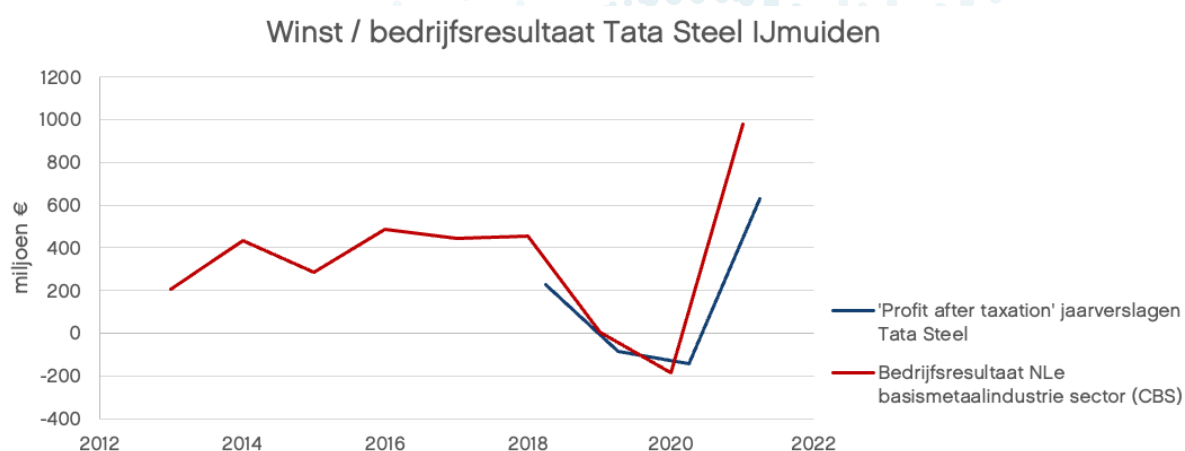
	Tarief	Toelichting
ETS CO <sub>2</sub> prijs 2030	110 €/ton	<p>Bron: KEV 2022</p> <p>Om het aandeel gratis rechten per variant in te schatten is de volgende methode aangehouden gebaseerd op de <i>Guidances</i> 1 – 9 toewijzing emissierechten van NEa<sup>20</sup>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De afbouw van gratis rechten is 48.5% in 2030 voor sectoren die koolstoflekkagegevoelig zijn aangemerkt en waar CBAM wordt ingevoerd: hieronder valt ijzer en staal. In 2035 zijn de gratis rechten afgebouwd.</li> <li>- Het aantal gratis rechten wordt bepaald door benchmarks. Deze benchmarks staan voor een gratis emissies per ton product. De gratis rechten worden verstrekt op basis van historische activiteitsniveaus van de volgende producten: 'hot metal', 'EAF carbon steel', 'sinter' en 'coke'. De benchmarkwaarde voor de relevante activiteiten is opgezocht voor de periode 2021-2025. De benchmarkwaarde neemt jaarlijks af met minimaal 0.2% en maximaal 1.6% en wordt opnieuw vastgesteld voor de periode 2026-2030, deze ligt dus 1% tot 8% lager dan de periode daarvoor. In de figuren is het gemiddelde (4.5%) hiervan getoond en in de beschrijving bij de figuren benoemen we de onzekerheidsmarge.</li> </ul>
ETS CO <sub>2</sub> prijs 2040	179 €/ton	<p>Bron: KEV 2022</p> <p>Na publicatie van de KEV is bekend geworden dat de ETS rechten in 2040 zijn afgebouwd, bij resterende uitstoot moet alsnog een ETS recht worden ingeleverd en een boete betaald of óf negatieve emissies worden gerealiseerd danwel ingekocht. We hebben aangenomen dat de kosten minimaal gelijk zijn dan de eerdere inschatting van de ETS prijs in 2040 en rekenen met deze inschatting.</p>
CO <sub>2</sub> -heffing 2030	Verschil ETS termijnkoers en 136.79 €/ton	<p>Bron: emissieautoriteit</p> <p>Dispensatierechten niet meegenomen in de berekening, daarom moet bij de berekening van de CO<sub>2</sub>-heffing rekening gehouden worden met een onzekerheidsmarge.</p>
Energiebelasting	Dragers- en schijfafhankelijk	<p>Bron: tarieven in Voorjaarsbesluitvorming Klimaat</p> <p>We nemen aan dat het volledig aardgas en waterstofverbruik wordt belast onder de energiebelasting, omdat de vrijstelling metallurgische procedés in 2025 vervalt en aardgas en waterstof door Tata Steel energetisch of dual wordt gebruikt. De vrijstelling op non-energetisch gebruik is daarom irrelevant.</p>
Kolenbelasting - tarief 1	€16,47 per 1000 kg, dus 0.58 €/GJ	<p>Bron: wet belastingen op milieugrondslag</p>
Kolenbelasting - tarief 2	2.27 €/GJ	<p>Alle energiedragers worden gelijk belast naar energetische inhoud, volgens het tarief voor aardgas in de energiebelasting in schijf 5 in 2030</p>

<sup>20</sup> <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/toewijzing-2021-2025/templates-en-guidances>

De hoogte van de belastingen op energie en emissies wordt vergeleken met het netto bedrijfsresultaat van de sector van de afgelopen vijf jaar (zie ook Methodiek, pagina 12). We maken hiervoor gebruik van de publieke datasets van het CBS, omdat dit voorhanden is voor alle Nederlandse industriële sectoren en een uniforme vergelijking mogelijk maakt. De daadwerkelijke winst van de bedrijven is niet te achterhalen en zou kunnen afwijken van de getallen die bij het CBS bekend zijn.

Het netto bedrijfsresultaat van Tata Steel IJmuiden schommelde tussen 2017 en 2021 tussen de - € 200 miljoen en + € 1000 miljoen per jaar<sup>21</sup> (zie Figuur 9). In het eerste kwartaal van 2019 kende deze sector 365 bedrijven<sup>22</sup>. De ontwikkeling van het bedrijfsresultaat is onzeker. Door 'green premiums' zou het bedrijfsresultaat kunnen stijgen, maar niet-fossiele alternatieven zijn (nog) duurder en de investeringen risicovol, hierdoor zou het bedrijfsresultaat kunnen dalen.

We maken in de volgende kwantificatie een vergelijking met het gemiddelde bedrijfsresultaat '17-'21 volgens CBS: ongeveer € 340 miljoen per jaar.



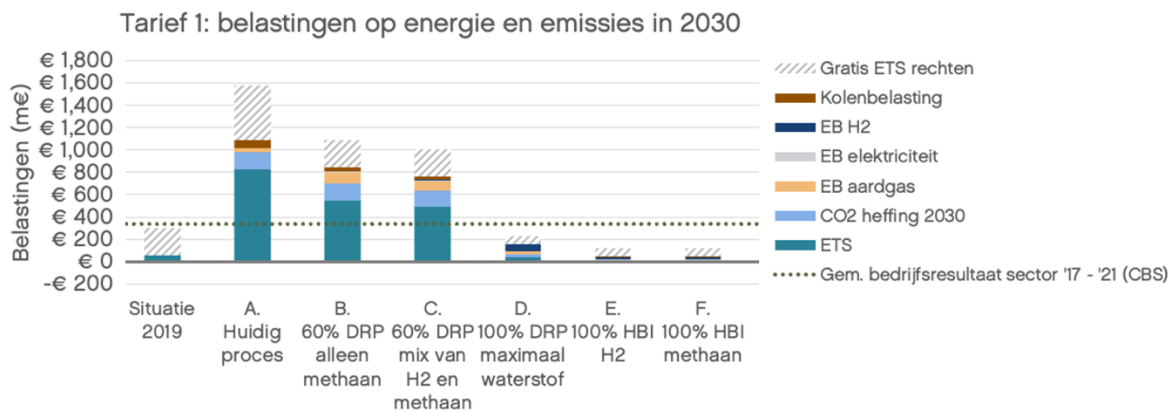
*Figuur 9. Het netto bedrijfsresultaat van Tata Steel IJmuiden tussen 2012 en 2021, gebaseerd op de integrated annual reports Tata Steel (blauwe lijn) en op data van het CBS (bedrijfsresultaat van Basismetaalindustrie sector). De jaarverslagen van Tata Steel lopen niet gelijk met kalenderjaren (maar van april tot maart het jaar erop), vandaar de verschuiving op de x-as van de twee grafieken.*

Op basis van de kwantificatie van de belastingen op energie en emissies concluderen we dat de ETS prijs en de CO<sub>2</sub>-heffing voldoende zijn om Tata Steel te bewegen in de richting van één van de handelingsperspectieven voor 2030. We lichten dit nu toe.

Figuur 10 toont de belastingen op energie en emissies voor de situatie in 2019 en voor de zes doorgerekende varianten in 2030, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 1 (huidig tarief kolenbelasting) is aangehouden. De belastingen in 2030 zijn voor alle perspectieven gekwantificeerd, maar 100% DRP of 100% import zijn in 2030 niet realistisch.

<sup>21</sup> CBS tabel *Bedrijfsleven; arbeids- en financiële gegevens, per branche, SBI 2008*

<sup>22</sup> CBS tabel *Bedrijven; bedrijfstak*



Figuur 10. De belastingen op energie en emissies voor Tata Steel IJmuiden voor de situatie in 2019 en de zes onderzochte varianten in 2030. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van kolenbelasting onder tarief 1 (getoond in bruin). De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 19 m€.

We bespreken eerst het stand Europees en Nederlands beleid en vervolgens de hier onderzochte heffing. In 2019 ontving Tata Steel grotendeels vrijstelling van de energiebelasting vanwege de vrijstelling voor metallurgische procedés en het grootste deel van de ETS emissierechten werden gratis verstrekt. Sindsdien is de ETS prijs gestegen en wordt het aandeel gratis rechten jaarlijks afgebouwd, waardoor Tata Steel bij continuering van het huidige proces bijna € 800 miljoen aan ETS rechten zou betalen. Tata Steel kan in 2030 een deel van de ETS kosten doorberekenen aan klanten vanwege de gedeeltelijke bescherming van CBAM, welke tussen 2026 en 2034 wordt opgebouwd. Echter levert Tata Steel nu ook een substantieel deel van haar producten aan klanten buiten Europa, waar deze bescherming niet geldt

De ETS kosten dalen wanneer op emissiearmere productiemethodes wordt overgestapt. Het aantal gratis rechten daalt ook, omdat dit afhangt van de productiemethodes en per ton product minder gratis rechten worden verstrekt wanneer die in een Electric Furnace zijn geproduceerd dan via de hoogovenroute.

In combinatie met de CO<sub>2</sub>-heffing lopen de kosten voor Tata Steel sterk op in 2030, tot 1 miljard € bij continuering van het huidige proces, waarvan een deel door CBAM kan worden doorberekend aan klanten. We concluderen daarom dat het ETS in combinatie met de CO<sub>2</sub>-heffing al een sterke stimulans is om Tata Steel te bewegen richting verduurzaming. Het vervangen van één hoogovenroute voor één DRP – EF route is eerder door Tata Steel aangekondigd als mogelijk te volgen strategie en komt grofweg overeen met variant B of C.

Om al voor 100% over te stappen op DRP in 2030 met maximaal waterstof (variant D) zou zo'n 15 TWh aan groene waterstof nodig zijn. Dit is in 2030 niet voor Tata Steel beschikbaar<sup>1</sup>.

Ook een alternatieve route om voor import van groene HBI te gaan (variant E) loopt stuk op de beperkte beschikbaarheid van groene HBI in de periode 2030-2035<sup>23</sup>. Bij de import van HBI geproduceerd met methaan van buiten Europa zou CBAM geheven worden om de ETS prijs te compenseren.

De kolenbelasting wordt geheven vanaf 2028. Dit voegt in tarief 1 € 70 miljoen toe aan de bijna € 1 miljard ETS en CO<sub>2</sub>-heffing bij ongewijzigde bedrijfsvoering. Wanneer de hoogovenroute deels wordt vervangen door de DRP route neemt de kolenbelasting af. Tata Steel zou de

<sup>23</sup> "Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's", Netbeheer Nederland (2023)

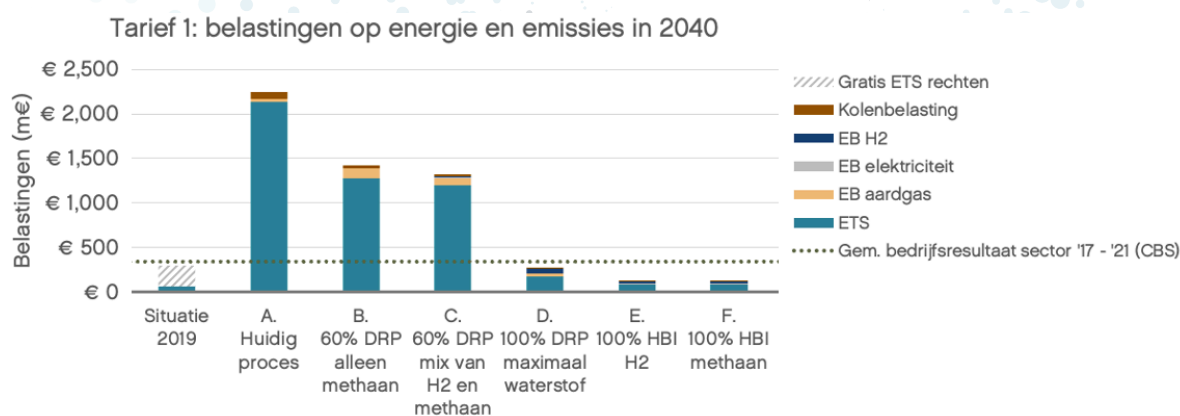


kolenbelasting op langere termijn volledig kunnen vermijden door de inzet van DRP. De kolenbelasting is wel een extra stimulans om kolen uit te faseren, en geen andere emissiereductie techniek te hanteren waar het kolengebruik gelijk blijft (zoals CCS). De kolenbelasting is een nationale maatregel en zal niet aan klanten kunnen worden doorgerekend, omdat Tata Steel op de Europese en wereldmarkt opereert en de concurrenten deze belasting niet betalen.

De totale energiebelasting (kolenbelasting + energiebelasting op gas) in de 60% DRP scenario's neemt toe ten opzichte van de energiebelasting die betaald zou worden tijdens voortzetting van het huidige proces, omdat per energie-eenheid het tarief voor gas hoger is dan voor kolen (zie tarieven in Tabel 6). Echter geldt dit in de huidige situatie al: de kolenbelasting maakt het verschil in energiebelasting tussen de huidige situatie en de 60% DRP situatie juist kleiner.

Tussen de twee 60% DRP varianten (B en C) zien we een afname van de energiebelasting wanneer het aandeel waterstof toeneemt, omdat er een verlaagd tarief voor waterstof in de energiebelasting is aangekondigd in de Voorjaarsbesluitvorming 2023. Bij de bepaling van de energiebelasting is aangenomen dat duaal aardgasverbruik van Tata Steel onder de energiebelasting valt en niet is aangemerkt als non-energetisch gebruik en daardoor is vrijgesteld.

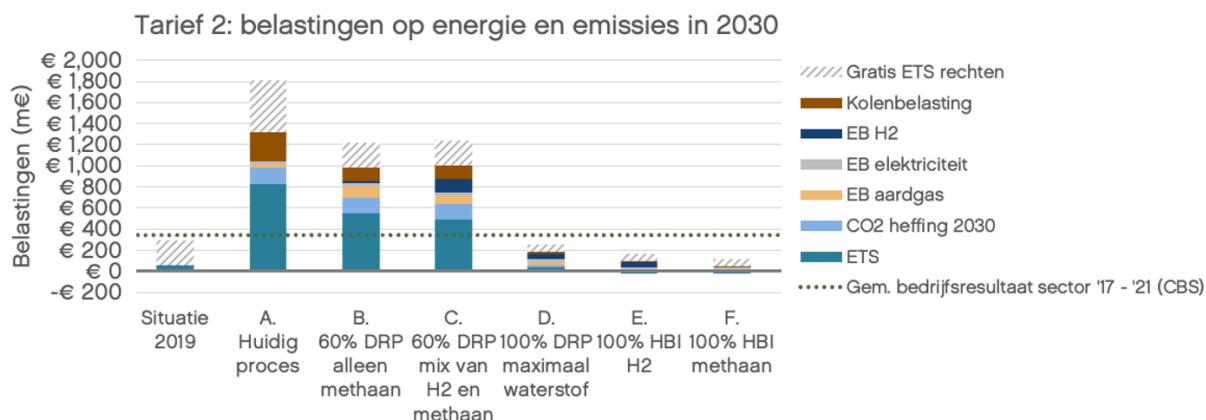
Figuur 11 toont de belastingen op energie en emissies voor de situatie in 2019 en voor de zes doorgerekende varianten in 2040, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 1 (huidig tarief kolenbelasting) is aangehouden. In 2040 zijn de ETS rechten volledig afgebouwd, zie toelichting in Tabel 6. CBAM is na 2034 volledig ingevoerd, zodat de ETS kosten kunnen worden doorberekend aan Europese klanten. De prijs voor staal zal in Europa hoogstwaarschijnlijk stijgen. Ondanks de bescherming van CBAM zal ETS Tata Steel IJmuiden stimuleren te verduurzamen, omdat het bedrijf de hoge ETS kosten dan kan vermijden en wel een hogere prijs voor staal zal ontvangen. Bovendien kunnen de ETS kosten buiten Europa niet worden doorberekend aan klanten, terwijl Tata Steel momenteel een substantieel deel van haar producten aan klanten buiten Europa verkoopt. Het ETS maakt het daarom onvermijdelijk dat Tata Steel zijn productieproces aanpast.



Figuur 11. De belastingen op energie en emissies voor Tata Steel IJmuiden voor de situatie in 2019 en de zes onderzochte varianten in 2040. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van kolenbelasting onder tarief 1 (getoond in bruin).

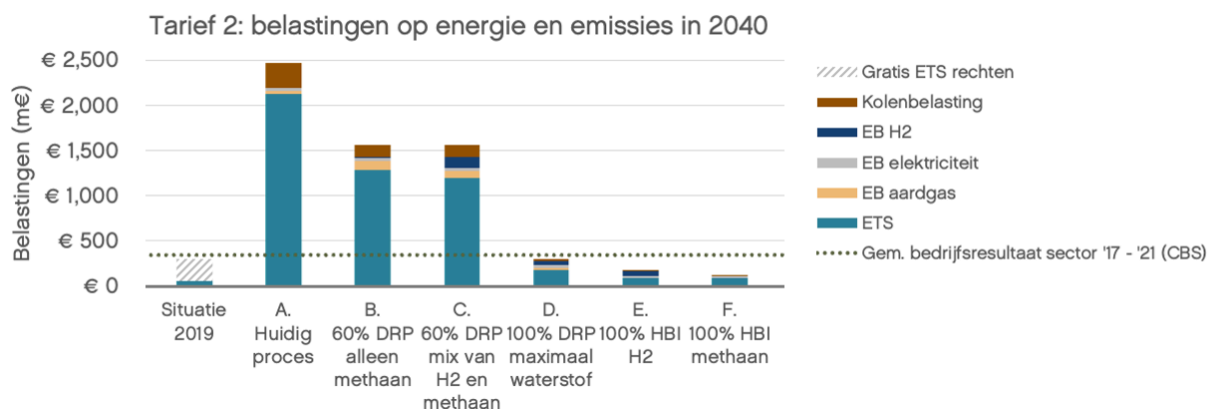
Figuur 12 toont de belastingen op energie en emissies voor de situatie in 2019 en voor de zes doorgerekende varianten in 2030, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 2 (tarief aardgas in schijf 5 in 2030) is aangehouden. De belastingen in 2030 zijn voor alle perspectieven gekwantificeerd, maar 100% DRP of 100% import zijn in 2030 niet realistisch.

Onder tarief 2 stijgt de kolenbelasting ten opzichte van tarief 1. De totale energiebelasting (kolenbelasting plus energiebelasting op aardgas en waterstof) neemt dan af wanneer de hoogovenroute deels wordt vervangen door de DRP route. Ongeacht tarief 1 of 2, zijn het ETS en de CO<sub>2</sub>-heffing voldoende om Tata te stimuleren richting alternatieven, zie bovenstaande analyse.



Figuur 12. De belastingen op energie en emissies voor Tata Steel IJmuiden voor de situatie in 2019 en de zes onderzochte varianten in 2030. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van kolenbelasting onder tarief 2 (getoond in bruin). De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 19 m€.

Figuur 13 toont de belastingen op energie en emissies voor de situatie in 2019 en voor de zes doorgerekende varianten in 2040, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 2 (tarief aardgas in schijf 5 in 2030) is aangehouden. Onder tarief 2 stijgt de kolenbelasting ten opzichte van tarief 1. Ongeacht tarief 1 of 2, zijn het ETS en de CO<sub>2</sub>-heffing voldoende om Tata te stimuleren richting alternatieven, zie bovenstaande analyse.



Figuur 13. De belastingen op energie en emissies voor Tata Steel IJmuiden voor de situatie in 2019 en de zes onderzochte varianten in 2040. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van kolenbelasting onder tarief 1 (getoond in bruin).

## Duiding

Met behulp van een twintigtal vragen (in Tabel 7) pogen we de impact van de onderzochte maatregel te duiden. Op basis van deze duiding concluderen wij dat het ETS in combinatie met de CO<sub>2</sub>-heffing al sterk sturen op scope 1 emissiereductie. Het opheffen van de vrijstelling in

aanvulling op dit staande beleid zal Tata Steel IJmuiden meer verliesgevend maken rond 2030, zonder een duidelijk additioneel effect op het reduceren van scope 1 emissiereductie. De kolenbelasting stuurt wel actief op het reduceren van koleninname en maakt de inzet van kolen in combinatie met CCS minder aantrekkelijk. De beperkende factor in het realiseren van de emissie reductieplannen van Tata Steel is niet de afwezigheid van financiële prikkels, maar onzekerheid over onder andere de beperkte beschikbaarheid van groene waterstof (veroorzaakt door beperkte beschikbaarheid van groene elektriciteit en elektrolyse capaciteit) en groene HBI (halffabrikaat) in 2030-2035. De overstap op DRP met methaan is wel eerder mogelijk en wordt overwogen vóór 2030.

Tabel 7. De duiding voor de onderzochte maatregel voor Tata Steel.

Vraag	Antwoord
<i>Hoeveel extra aan heffingen (EB, ETS, CO<sub>2</sub> en afschaffen vrijstelling) wordt er betaald in 2030 t.o.v. 2019 onder de aannames van de analyse bij ongewijzigde bedrijfsvoering?</i>	Meer dan € 1 miljard per jaar. € 800 miljoen van deze kosten zijn ETS rechten, waarvan in 2030 door de gedeeltelijke invoering van CBAM een deel zou kunnen worden doorberekend aan Europese klanten. Dit beleid is al vastgesteld. Het is niet bekend welk deel van de producten buiten Europa wordt afgezet en of dit constant zou blijven na invoering van CBAM. Het afschaffen van de vrijstelling in de kolenbelasting voor dual verbruik zou € 70 - € 280 miljoen per jaar (tarief 1 – 2) zijn bij ongewijzigde bedrijfsvoering en € 30 – € 130 miljoen per jaar bij overstap op 60% DRP.
<i>Hoeveel extra aan heffingen (EB, ETS, CO<sub>2</sub> en afschaffen vrijstelling) wordt er betaald in 2040 t.o.v. 2019 onder de aannames van de analyse bij ongewijzigde bedrijfsvoering?</i>	Meer dan € 2 miljard per jaar. Het overgrote deel van deze kosten zijn ETS rechten, welke in 2040 door de invoering van CBAM kunnen worden doorberekend aan Europese klanten. Het is niet bekend welk deel van de producten momenteel buiten Europa wordt afgezet en of dit constant zou blijven na invoering van CBAM.
<i>Wat was het bedrijfsresultaat van de sector in de laatste 5 jaar (CBS definitie)?</i>	Ongeveer € 340 miljoen per jaar.
<i>Hoeveel zijn de extra opbrengsten voor het Rijk door het opheffen van de vrijstelling indien het bedrijf zijn huidige plannen voor 2030 zou uitvoeren?</i>	Tariefafhankelijk. € 30 – € 130 miljoen per jaar bij overstap op 60% DRP (variant B en C).
<i>Is Nederland het enige land dat momenteel in de EU overweegt om deze vrijstelling op te heffen?</i>	Ja.
<i>Zijn de bestaande heffingen van EB, ETS en CO<sub>2</sub>-heffing, maar zonder opheffing vrijstelling, voldoende voor het aanzetten tot actie om scope 1 emissies te reduceren in 2030?</i>	Het ETS in combinatie met de CO <sub>2</sub> -heffing leidt tot een sterke stijging van de jaarlijkse lasten, die in 2030 voor een deel van de productie gedeeltelijk kunnen worden doorberekend aan klanten. Dit is een sterke stimulans om te verduurzamen. De publiek aangekondigde plannen (o.a. in de CES 2022) zouden leiden tot ongeveer 5 Mton CO <sub>2</sub> besparing t.o.v. 2019. Het afschaffen van de vrijstelling in de kolenbelasting

Vraag	Antwoord
	voor dual verbruik stimuleert, anders dan het ETS en de CO <sub>2</sub> -heffing, wel specifiek de afstap van kolen.
<i>Zijn de bestaande heffingen (zonder opheffing vrijstelling) voldoende voor het aanzetten tot verdere actie om scope 1 emissies te reduceren in 2035?</i>	Ja, de lastenstijging veroorzaakt door ETS is dermate hoog (ruim € 2 miljard per jaar in 2040) en deze kan alleen op de Europese markt worden doorberekend aan klanten, dat dit een sterke stimulans voor verduurzaming vormt. Bij uitvoering van de publiek gemaakte plannen uit 2021 wordt in 2035 of kort daarna een emissiereductie verwacht van 10-11 Mton CO <sub>2</sub> t.o.v. 2019. Of de plannen op die manier ten uitvoer komen is onzeker. Het afschaffen van de vrijstelling in de kolenbelasting voor dual verbruik stimuleert, anders dan het ETS en de CO <sub>2</sub> -heffing, wel specifiek de afstap van kolen.
<i>Maakt het opheffen van de vrijstelling het aannemelijk dat scope 1 emissies sneller worden gerealiseerd?</i>	Nee, de hogere ETS lasten in combinatie met de CO <sub>2</sub> -heffing maken het al financieel onvermijdelijk dat Tata Steel IJmuiden in 2030 zijn scope 1 emissies terugbrengt. Het afschaffen van de vrijstelling in de kolenbelasting voor dual verbruik stimuleert, anders dan het ETS en de CO <sub>2</sub> -heffing, wel specifiek de afstap van kolen.
<i>Worden investeringen ten behoeve van scope 1 emissiereductie uitgesteld of stopgezet onder dreiging van het opheffen van de vrijstelling?</i>	Niet bekend.
<i>Brengt het opheffen van de vrijstelling de slagingskans van de maatwerkafspraken in gevaar?</i>	Voor zover wij weten niet.
<i>Zijn er handeling-perspectieven om de heffing voortkomend uit het opheffen van de vrijstelling te voorkomen in 2030 en indien ja hoeveel kan dan worden vermeden?</i>	Deels overschakelen op DRI met aardgas en groene waterstof. Ongeveer 60% van de kolenbelasting kan dan worden vermeden.
<i>Zijn er handelings-perspectieven om de heffing voortkomend uit het opheffen van de vrijstelling te voorkomen in 2035 of 2040 en indien ja, hoeveel kan dan worden vermeden?</i>	In 2035 kunnen heffingen beter worden vermeden indien er meer groene waterstof beschikbaar is of door import van groene HBI. Indien er voldoende alternatieven zijn kan vrijwel 100% van de kolenbelasting worden vermeden. Dit is afhankelijk van de beschikbaarheid van groene waterstof (op zijn beurt afhankelijk van de beschikbaarheid van groene elektriciteit en elektrolyse capaciteit) en/of groene HBI. Het is niet met zekerheid te zeggen in welke mate dit beschikbaar is in 2030 of 2035.
<i>In welke mate doen de handelingsperspectieven een beroep op</i>	De plannen doen een flexibel beroep op de beschikbare groene waterstof in Nederland, doordat

Vraag	Antwoord
<i>schaarse biogene, synthetische en gerecyclede moleculen in 2030?</i>	ook aardgas wordt ingezet. Bij een tekort aan groene waterstof kan meer aardgas worden ingezet.
<i>In welke mate doen de handelingsperspectieven een beroep op schaarse biogene, synthetische en gerecyclede moleculen uit Nederland in 2035?</i>	De plannen doen een groot beroep op de beschikbaarheid van groene elektriciteit en groene waterstof uit Nederland of import daarvan, tenzij gekozen wordt voor import van groene HBI.
<i>Is er een reëel handelingsperspectief waarin het bedrijf scope 1 en 3 emissies zodanig kan vermijden dat het bedrijfsresultaat in 2030 niet richting 0 of negatief gaat?</i>	Door overstap op DRP met methaan kunnen scope 1 emissies gereduceerd worden. De ETS lasten en CO <sub>2</sub> -heffing zijn wel hoog in vergelijking met het historisch bedrijfsresultaat.
<i>Zijn de reële handelingsperspectieven in 2030 duurder en meer risicovol voor de bedrijven dan de huidige bedrijfsvoering?</i>	Ja, zowel DRP met groene waterstof als import van groene HBI kent hogere kosten en een groter risicoprofiel.
<i>Kunnen CBAM en "green premiums" zorgen voor hogere inkomsten?</i>	Deels. Maar Tata Steel IJmuiden zal een deel van haar afzet buiten Europa kunnen verliezen na vervallen ETS vrijstellingen. De hoogte van "green premiums" zijn nog onbekend.
<i>In welke mate kan het betrokken bedrijf de heffing voortvloeiend uit de vrijstelling doorberekenen aan klanten?</i>	Niet of nauwelijks, omdat het afschaffen van de vrijstelling in de kolenbelasting voor duaal verbruik alleen in Nederland wordt overwogen en maar een klein deel van de afzetmarkt zich in Nederland bevindt.
<i>Hoe groot wordt de kans op extra weglek effecten geacht?</i>	Door alleen deze maatregel gering.
<i>Brengt het opheffen van de vrijstelling onder de aannames in de analyse de continuïteit van het bedrijf in gevaar in 2030?</i>	Het effect van alleen deze maatregel is beperkt vergeleken met het ETS en de CO <sub>2</sub> -heffing, maar de maatregel maakt het bedrijf wel meer verliesgevend (in aanvulling de ETS en CO <sub>2</sub> -heffing), zonder dat de kolenbelasting volledig kan worden vermeden in 2030.

## 2. Vrijstelling energiebelasting non-energetisch gebruik van aardgas

In de impactanalyse onderzoeken we de gevolgen van het opheffen van de vrijstelling op het non-energetisch gebruik van aardgas. Het non-energetisch gebruik van aardgas is niet belast onder de energiebelasting. Het gaat om het volgende wetsartikel uit de wet belastingen op milieugrondslag:

*Artikel 64 lid 5: “Vrijstelling van belasting wordt verleend ter zake van de levering of het verbruik van aardgas dat wordt gebruikt anders dan als brandstof dan wel aardgas dat wordt gebruikt als additief of als vulstof in producten die direct of indirect zijn bestemd voor verbruik, worden aangeboden voor verkoop of worden verbruikt als aardgas.”*

In de wet belastingen op milieugrondslag staat ook gespecificeerd dat alle gassen die worden ingezet als aardgas onder deze wet vallen<sup>24</sup>.

Aardgas wordt non-energetisch (als grondstof) gebruikt om waterstof te maken, dit is momenteel met name relevant voor een drietal sectoren. In de toekomst zou waterstof (of daarvan afgeleide moleculen) in verschillende sectoren ook als brandstof kunnen worden ingezet.

- Kunstmest. In de kunstmestindustrie is waterstof een grondstof voor ammoniak (NH<sub>3</sub>), wat als eindproduct wordt verkocht én grondstof voor verschillende andere producten is. Naast kunstmest worden er diverse andere producten verkocht en in de toekomst zou ammoniak op grote schaal als brandstof kunnen worden ingezet, maar in dit rapport zullen naar de sector refereren als ‘kunstmest’.
- Industriële gassen. Er zijn twee bedrijven (Air Liquide en Air Products) in Nederland die op grote schaal waterstof produceren, onder andere voor de raffinagesector (zie kader). Hiervoor wordt aardgas als grondstof gebruikt.
- Organische basischemie. Waterstof is een grondstof voor de productie van methanol door BioMCN, wat kan worden ingezet als brandstof of als grondstof voor tal van chemische producten.

### *Niet-energetisch gebruik van gassen in de raffinagesector*

In de raffinagesector worden gassen op twee manieren non-energetisch gebruikt.

Ten eerste wordt waterstof o.a. als grondstof gebruikt om onzuiverheden, zoals zwavel, uit de koolwaterstoffen te verwijderen. De meeste waterstof ontstaat als bijproduct bij de verwerking van aardolie op de productielocatie zelf en wordt daarom niet belast onder de energiebelasting. We gaan hier verder op in de behandeling energiebelasting op het energetisch gebruik van eigen geproduceerde gassen (vanaf pagina 87). Daarnaast wordt waterstof geproduceerd (hier komen we in de volgende alinea op terug) en ingekocht. Als de vrijstelling van energiebelasting op het non-energetisch gebruik van gassen komt te vervallen, zou er energiebelasting alléén geheven worden op het ingekochte deel H<sub>2</sub>. Op dit moment wordt zo’n 5 PJ waterstof in de raffinaderijsector ingekocht. In 2030 zou dit tot ongeveer € 6 miljoen per jaar extra energiebelasting leiden voor de gehele sector. Omdat dit bedrag beperkt is vergeleken met de andere belastingen die de raffinaderijen betalen, is dit volume waterstof niet meegenomen in deze analyse. Wanneer naast de afschaffing van deze vrijstelling ook zou worden ingevoerd dat

<sup>24</sup> Wet belastingen op milieugrondslag, artikel 48, lid 2: “Voor de toepassing van dit hoofdstuk en de daarop berustende bepalingen wordt als aardgas mede aangemerkt elk product dat direct of indirect is bestemd voor gebruik, wordt aangeboden voor verkoop of wordt gebruikt als aardgas.”

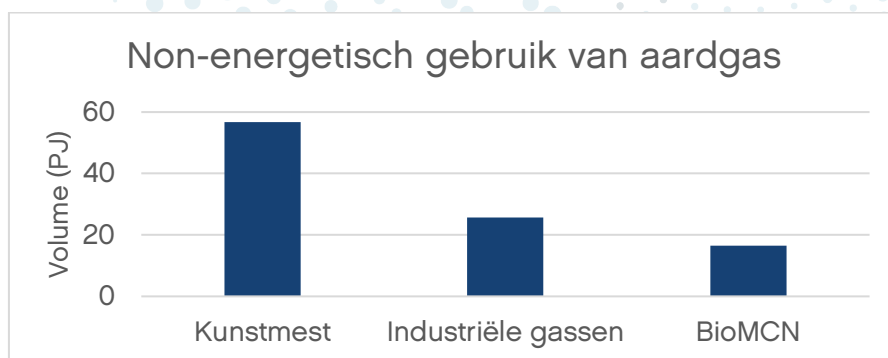
eigen geproduceerde gassen onder de energiebelasting gaan vallen, zou de situatie anders zijn. Hier gaan we verder op in onder Interactie maatregelen (pagina 128).

Ten tweede wordt een deel van de benodigde waterstof geproduceerd op raffinaderijen, waarvoor aardgas en restgassen als grondstof worden gebruikt. In totaal gaat het om een volume van zo'n 15 PJ. Het is niet bekend in welke verhouding aardgas en restgassen als grondstof voor de productie van waterstof worden gebruikt. In het geval dat alleen ingekochte aardgas als grondstof wordt gebruikt en de geheven energiebelasting dus maximaal is, gaat het in 2030 om een bedrag van € 38 miljoen verdeeld over vier raffinaderijen. In verhouding met de overige belastingen op energie en emissies van de raffinaderijen (zie voor een uitgebreide analyse hiervan pagina 87 en verder) schatten we de impact hiervan beperkt in en nemen we dit dus niet apart mee in de impactanalyse. Wanneer naast de afschaffing van deze vrijstelling ook zou worden ingevoerd dat eigen geproduceerde gassen onder de energiebelasting gaan vallen, zou de situatie anders zijn. Hier gaan we verder op in onder interactie maatregelen (pagina 128).

OCI en Yara produceren ongeveer 20% van de kunstmest in Europa. Nederland is door deze bedrijven de grootste Europese producent in de sector. Rusland is de grootste exporteur van kunstmest naar Europa. Wegvallen van de twee Nederlandse producenten zou de Russische kunstmest export naar Europa kunnen doen toenemen. De Nederlandse kunstmestproducenten leveren naast kunstmest aan de landbouwindustrie, ook bijproducten aan de glastuinbouw en producten voor transport (AdBlue). Daarnaast wordt bij de productie van waterstof veel CO<sub>2</sub> afgevangen, welke wordt ingezet voor o.a. medische en laboratoriumkoeling, kunststofproductie, koolzuur in dranken en glastuinbouw. Om deze redenen concludeert Berenschot in een analyse van de voorgestelde heffing dat de kunstmestindustrie geopolitiek en strategisch belangrijk is<sup>25</sup>:

## Huidig productieproces en werking vrijstelling

Aardgas wordt als grondstof gebruikt om waterstof te maken. Het grootste volume non-energetisch aardgas wordt in de kunstmestsector gebruikt. Figuur 14 toont de volumes aardgas die non-energetisch werden gebruikt in 2019 door de twee grootste kunstmestproducenten (OCI en Yara), bijna 60 PJ), door de twee grote industriële gassen producenten (Air Products en Air Liquide, zo'n 25 PJ) en BioMCN (ongeveer 17 PJ).

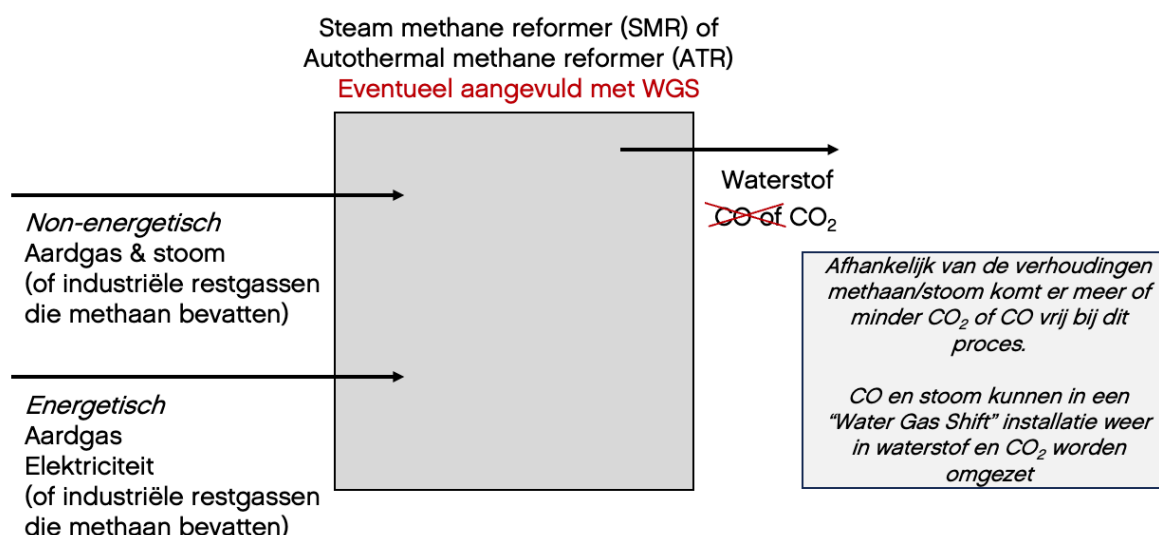


Figuur 14. De volumes van non-energetisch aardgasgebruik in 2019 door de twee grootste kunstmestbedrijven (OCI en Yara), de twee grootste industriële gassen producenten (Air Liquide en Air Products) en BioMCN, actief in de organische chemie.

<sup>25</sup> Berenschot: *Verduurzaming grondstoffen in de chemie* (juni 2023)

We gaan eerst in op de manier waarop waterstof momenteel geproduceerd wordt, dit komt grofweg overeen in de kunstmest-, industriële gassen- en methanolproductie. Daarna behandelen we hoe de individuele sectoren waterstof gebruiken of verkopen.

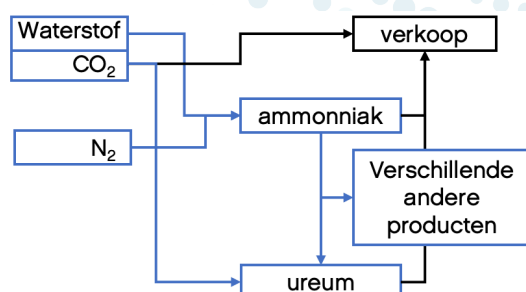
Aardgas wordt momenteel als grondstof voor de productie van (grijze) waterstof gebruikt, zie Figuur 15. Er ontstaat ook CO en/of CO<sub>2</sub>. Aardgas wordt momenteel als grondstof voor de productie van (grijze) waterstof gebruikt. Na de Water Gas Shift zijn er enkel H<sub>2</sub> en CO<sub>2</sub> als eindproduct. CO<sub>2</sub> kan deels worden afgevangen en dit gebeurt momenteel al. In geval van opslag is de geproduceerde waterstof blauw.



Figuur 15. Een schematische weergave van de manier waarop aardgas energetisch en als grondstof wordt gebruikt om waterstof te produceren. Let op: dit is een sterke versimpeling en laat alleen de aspecten zien die voor dit rapport belangrijk zijn.

In alle drie de behandelde sectoren is CO of CO<sub>2</sub> net als H<sub>2</sub> een waardevol product.

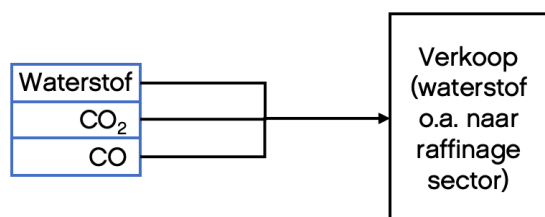
Door de kunstmestindustrie wordt de eigen geproduceerde waterstof samen met stikstof (N<sub>2</sub>) gebruikt om ammoniak te maken, zie Figuur 16. Voor de productie van ureum, één van de eind- en tussenproducten van de sector, is naast ammoniak ook CO<sub>2</sub> nodig. De CO<sub>2</sub> die vrijkomt uit de SMR wordt hier gebruikt. Bovendien wordt CO<sub>2</sub> doorverkocht aan de tuinbouw, frisdrank industrie, etc. De industrie produceert verschillende producten, zoals ammoniak, ammonium nitraat en melamine. Melamine is geen kunstmest maar een grondstof in de chemie.



Figuur 16. In de kunstmestsector wordt waterstof gebruikt om ammoniak te maken, wat wordt verkocht en als grondstof voor andere producten dient.

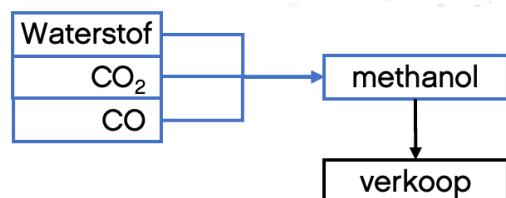


In de industriële gassen sector wordt naast waterstof de CO, CO<sub>2</sub> of syngas (een mix van waterstof en CO) doorverkocht aan andere chemiebedrijven en daar als grondstof gebruikt, zie Figuur 17.



Figuur 17. In de industriële gassen sector wordt waterstof, CO<sub>2</sub> en syngas (H<sub>2</sub> en CO) verkocht. Syngas is een waardevolle grondstof in de chemie.

BioMCN produceert methanol. Methanol wordt opgebouwd vanaf waterstof en CO of CO<sub>2</sub>, zie Figuur 18. De afgevangen CO<sub>2</sub> wordt dus gelijk ingezet.

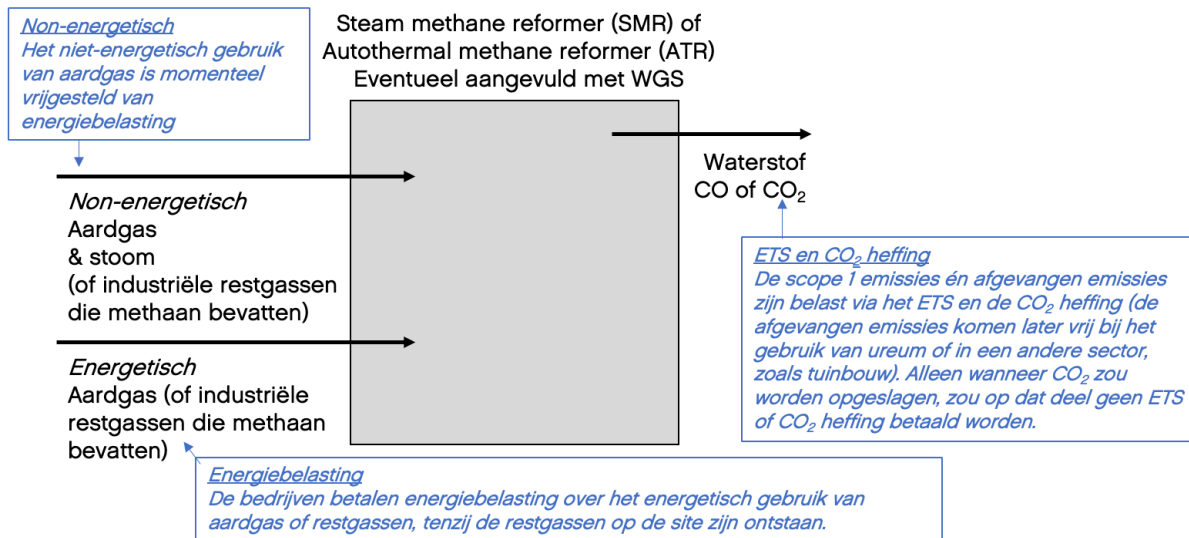


Figuur 18. Bij BioMCN wordt waterstof en CO of CO<sub>2</sub> omgezet in methanol.

## Huidige belasting op energie en emissies en inzet vrijstelling

Het energieverbruik en de emissies van de waterstof producerende bedrijven worden op verschillende manieren belast (zie Figuur 19).

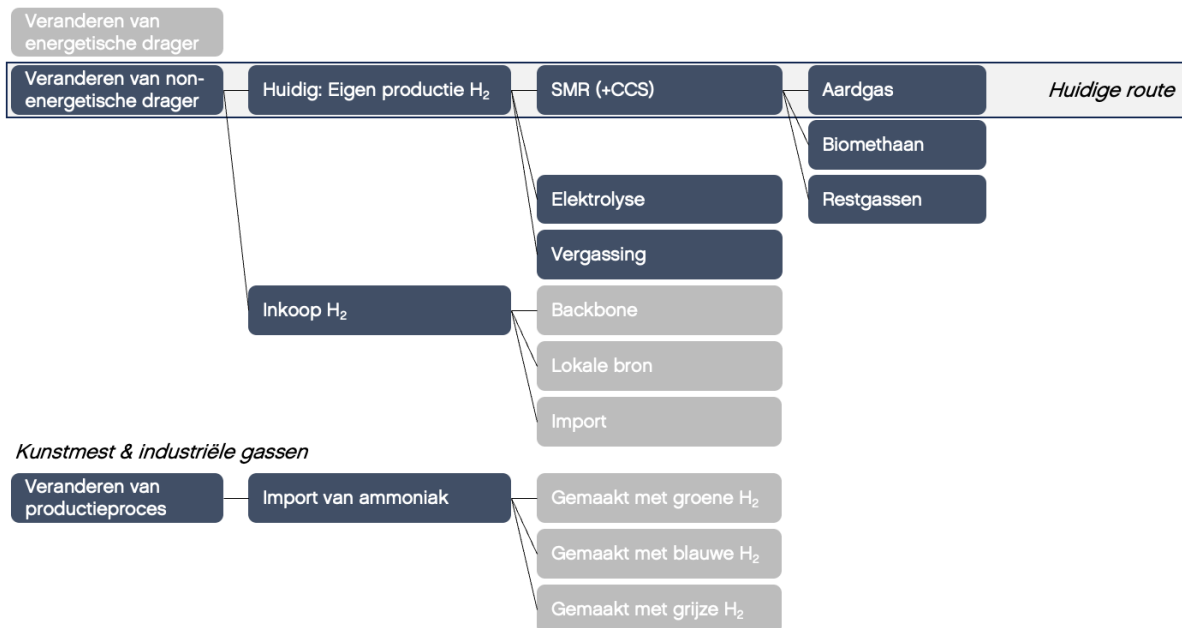
- Het (energetisch gebruik van) aardgas en elektriciteitsverbruik wordt belast onder de energiebelasting.
- De scope 1 emissies die worden veroorzaakt op de eigen site worden belast onder het ETS en de CO<sub>2</sub>-heffing. Alle CO<sub>2</sub>-emissies die niet voor zeer lange tijd worden vastgelegd (>100 jaar) worden onder het ETS belast. Dus ook wanneer CO<sub>2</sub> wordt afgevangen en aan een andere partij geleverd of in bijvoorbeeld ureum wordt gebruikt, wordt het belast onder het ETS. Op dit moment levert de verkoop van CO<sub>2</sub> meer op dan de opslag van CO<sub>2</sub>.
- De non-energetische input van de bedrijven is vrijgesteld van energiebelasting. Een eventuele afschaffing van deze vrijstelling wordt hier onderzocht.



Figuur 19. Belastingen op energie en emissies bij de productie van (grijze) waterstof. Dit is een sterke versimpeling van de processen bij de bedrijven.

## Handelingsperspectieven

Om emissies te reduceren, hebben de bedrijven verschillende handelingsperspectieven (zie Figuur 20). Sommige van deze handelingsperspectieven zijn niet geschikt als 100% alternatief voor het huidige proces en zouden gedeeltelijk of gecombineerd met andere technieken ingezet kunnen worden. Hier gaan we verder op in bij de beschrijving van de varianten.



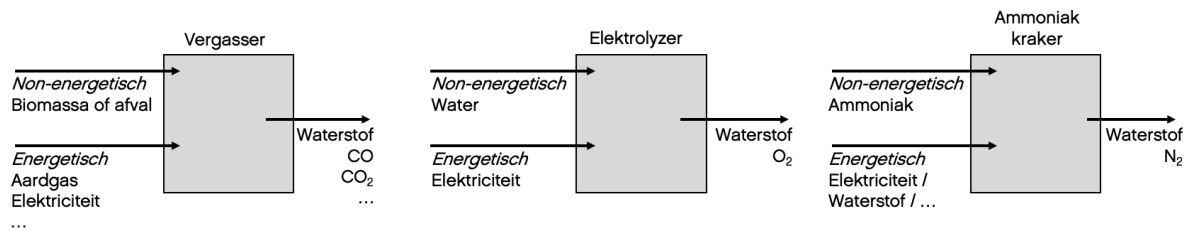
Figuur 20. Een schema van onderzochte handelingsperspectieven voor de bedrijven die aardgas non-energetisch gebruiken om waterstof te maken. Indien een deel van het schema voor de bedrijven niet relevant is, of de gegeven belastingen niet verschillen, zijn deze onderdelen grijs gemaakt.

- Momenteel wordt waterstof geproduceerd in Steam Methane Reformers (SMRs), waarbij CO<sub>2</sub> soms deels wordt afgevangen. Een klein deel wordt geproduceerd in Autothermal Steam Reformers (ATRs).

- Een alternatief voor aardgas is de inzet van biomethaan in een SMR of ATR. Dit levert biogene emissies op of negatieve emissies indien opslag plaatsvindt<sup>26</sup>. Onder de definitie van de Europese Commissie is waterstof geproduceerd met biomethaan geen groene waterstof, omdat dit predicaat alleen voor hernieuwbare brandstof van niet-biologische oorsprong mag worden gebruikt. Restgassen (b.v. van stoomkrakers wanneer zij elektrisch kraken) kunnen ook als grondstof dienen, echter blijven de emissies dan vrijwel gelijk.
- Een volledig andere techniek om waterstof te maken is elektrolyse, waarbij water met behulp van elektriciteit wordt gesplitst in waterstof en zuurstof. Als hernieuwbare elektriciteit wordt gebruikt is de H<sub>2</sub> groen (zie Figuur 21).
- Een andere techniek om waterstof te produceren is de vergassing van biomassa of afval. Bij vergassing van biomassa of afval ontstaat naast waterstof ook CO of CO<sub>2</sub>, dit kan gunstig zijn wanneer een koolstofatoom nodig is in het eindproduct, zoals bij de productie van ureum of methanol (zie Figuur 21).
- In plaats van zelf waterstof produceren, kunnen bedrijven er ook voor kiezen om waterstof in te kopen, bijvoorbeeld via de nog voor 2030 aan te leggen waterstof backbone, van een lokale producent of vanuit het buitenland.
- Tot slot kunnen bedrijven ervoor kiezen om ammoniak in plaats van waterstof in te kopen. Dit zou dan om geïmporteerde ammoniak gaan. Deze optie is relevant voor de kunstmestbedrijven en de industriële gassen en niet aannemelijk voor BioMCN.
  - Een kunstmestproducent kiest er in dit geval voor om een deel van de activiteiten te verplaatsen en lokaal alleen de verwerking van ammoniak naar andere eindproducten uit te voeren. Een nadeel van de inkoop van ammoniak is dat de CO<sub>2</sub>, die momenteel ontstaat bij de productie van waterstof in een SMR en nodig is om ureum te produceren, niet meer op de site wordt gemaakt, maar zou moeten worden ingekocht.
  - Overige bedrijven zouden ervoor kunnen kiezen om ammoniak te kopen en dat lokaal te kraken tot H<sub>2</sub> en N<sub>2</sub> (zie Figuur 21). Ammoniak transport is goedkoper dan waterstof, maar door conversies is het energetisch inefficiënt. De primaire energievraag neemt toe wanneer het in NL zou worden gekraakt tot waterstof, omdat je tweemaal energie verliest bij de conversies van waterstof naar ammoniak en van ammoniak naar waterstof. De totale energievraag is minimaal 20% hoger dan wanneer waterstof in NL wordt geproduceerd. Tegelijkertijd hoeft dit geen sterke belemmering te vormen, omdat de productie kan plaatsvinden waar hernieuwbare energie meer uren per jaar beschikbaar is. Hetzelfde opgestelde vermogen elektrolyser kan op zo'n locatie *meer* waterstof produceren dan in NL. Hierbij is het wel van belang dat de elektriciteit die hernieuwbaar lokaal wordt opgewekt ook echt beschikbaar kan komen voor export zonder de emissiereductie van de lokale economie in gevaar te brengen.

---

<sup>26</sup> Onder de Renewable Energy Directive III worden lidstaten verplicht om 42% hernieuwbare brandstof van niet-biologische oorsprong (*renewable fuels of non-biological origin* of RFNBOs) in de industrie te gebruiken, waterstof geproduceerd uit groengas valt hier niet onder.



Figuur 21. Drie alternatieve waterstofproductiemethodes.

Niet opgenomen als handelingsperspectief is de opwaardering van dierlijke mest tot kunstmestvervanging. Ten eerste verschilt dit zó sterk van de beschreven productieprocessen dat het niet aannemelijk is dat de bedrijven hierop over zullen stappen. Bovendien is dierlijke mest ook inzetbaar voor de productie van groengas en de capaciteit hiervan is op korte termijn beperkt. Op basis van stikstofmassa produceert Nederland zo'n 3-4 keer meer kunstmest (OCI en Yara ruim 2 mton N, een deel hiervan eindigt niet in kunstmest) dan dierlijke mest (450 kton N). Een verschil tussen deze twee mestsoorten is dat dierlijk mest grotendeels in Nederland wordt gebruikt, terwijl het grootste deel van de kunstmest wordt geëxporteerd.

We behandelen hierna apart de kwantificatie van het energieverbruik, de emissies en de belastingen hierop voor de drie sectoren.

## 2.1 Kunstmest

### Kwantificatie varianten

Voor de kunstmestsector onderzoeken we elf varianten. In de eerste variant blijft het huidige productieproces in stand. In de volgende 9 varianten wordt volledig voor één strategie gekozen, welke op verschillende manieren emissies reduceren. Tot slot baseren we een variant op I13050.

Voor de varianten C - J moet de kanttekening gemaakt worden dat, als bedrijven een gelijkblijvend productportfolio en volume zullen draaien, deze varianten niet als volledig alternatief kunnen gelden in 2030. Het gebrek aan CO en/of CO<sub>2</sub> productie maakt meerdere perspectieven geen volledig dekkend alternatief voor het huidige productportfolio. De bedrijven zouden wel kunnen kiezen voor een combinatie van deze technieken om de nadelen per techniek op te heffen. Vanwege de grote hoeveelheid mogelijk combinaties is er in de kwantificatie voor gekozen om juist de extreme varianten te laten zien. Echter zouden de bedrijven dit kunnen vermijden door hun productportfolio aan te passen. Zij zouden dan geen ureum en daarvan afgeleide producten (melamine en UAN) kunnen produceren, wat momenteel 36% (op basis van massa) van hun gezamenlijke portfolio inneemt.

Bij 5 van de 9 perspectieven komt geen CO of CO<sub>2</sub> vrij (C, F, G, H, I). Bij een constant productportfolio zouden de bedrijven CO<sub>2</sub> moeten inkopen (waarbij de verkopende partij mogelijk meer fossiele bronnen moet gebruiken) of uit de lucht moeten vangen (Direct Air Capture, energie-intensief en mede daardoor nog duur).

Voor veel handelingsperspectieven geldt schaarste in 2030 en mogelijk daarna. Dat betekent dat de alternatieven niet beschikbaar zijn, of veel duurder.

- Groengas is beperkt beschikbaar tot zeker 2035 en bovendien zijn er ook andere sectoren, zoals de gebouwde omgeving, die hier aanspraak op doen.
- Groene waterstof en elektrolysecapaciteit is zeker tot 2030 beperkt beschikbaar.

- Import van waterstof en groene ammoniak is zeker tot 2030 beperkt beschikbaar.
- Afval is een inefficiënte energiebron, er zouden gigantische hoeveelheden afval nodig zijn om voor deze sector voldoende H<sub>2</sub> te produceren.

In Tabel 8 geven we aan of een perspectief een 100% alternatief vormt voor het huidige productportfolio. Een 'nee' betekent dat de techniek mogelijk wel in combinatie met een andere techniek kan worden ingezet, mits er voldoende beschikbaarheid is.

Tabel 8. De onderzochte varianten voor de kunstmestbedrijven.

Onderzochte varianten voor de kunstmestsector	100% alternatief 2030
A. Huidig productieproces	Ja
B. Huidig productieproces, meer CO <sub>2</sub> afvang	Ja
C. Volledig elektrolyse	Nee, mist CO <sub>2</sub>
D. Volledig groengas	Nee, beperkt beschikbaar
E. Volledig groengas, meer CO <sub>2</sub> afvang	Nee, beperkt beschikbaar
F. Import van groene waterstof	Nee, mist CO <sub>2</sub> en beperkt beschikbaar
G. Import van grijze waterstof	Nee, mist CO <sub>2</sub> en beperkt beschikbaar
H. Import van groene ammoniak	Nee, beperkt beschikbaar
I. Import van grijze ammoniak	Mogelijk deels
J. Volledig vergassing	Nee, beperkt beschikbaar
K. Publiek scenario gebaseerd op I13050 (2030KA)	Ja

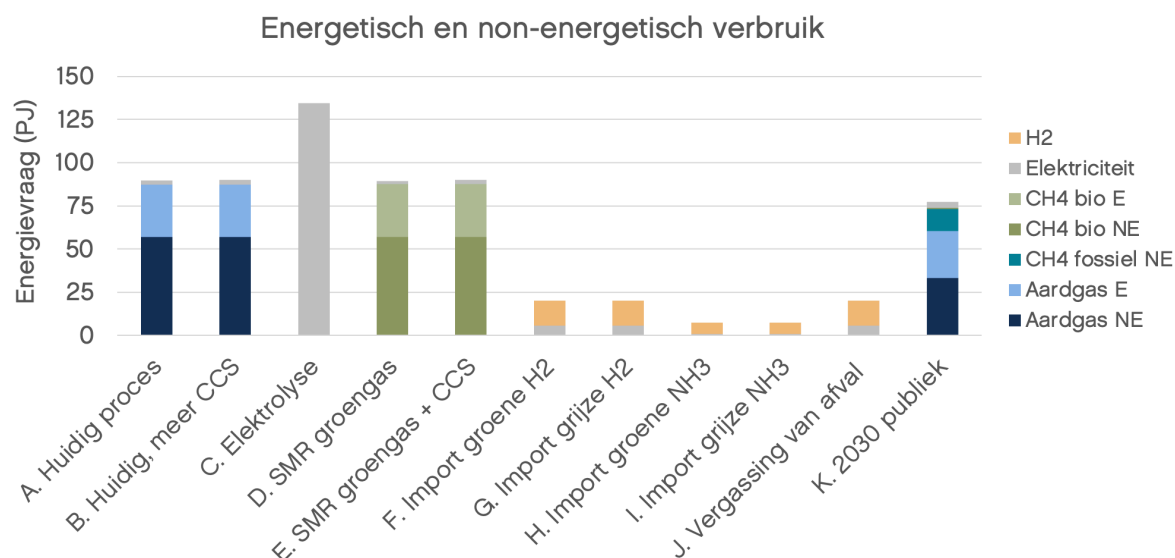
- In de varianten A – J is aangenomen dat het huidig productportfolio en volume constant blijft.
- In de groengas varianten (D en E) wordt groengas ook als brandstof ingezet, in de niet-groengas varianten (C, F – J) wordt waterstof als brandstof ingezet. Ook wordt aangenomen dat biogene CO<sub>2</sub> wordt ingekocht, als er geen CO<sub>2</sub> onsite wordt geproduceerd.
- We rekenen deze uithoeken door, maar het is belangrijk om te realiseren dat perspectief C-J (met mogelijke uitzondering van I) in 2030 en mogelijk ook 2035 niet als volledig alternatief inzetbaar zijn. Het is daarom aannemelijk dat de bedrijven combinaties van deze handelingsperspectieven zullen kiezen.
- In variant K gaan we uit van plannen zoals die tijdens I13050 op sectorniveau publiek zijn gemaakt. Het is niet zeker dat deze ook op die manier uitgevoerd zullen worden.

## Energie en emissies

In Figuur 22 wordt de energievraag van de twee grote kunstmestproducenten in de elf onderzochte varianten getoond. Het energieverbruik op de site kan veranderen van drager (elektriciteit, groengas, waterstof) of sterk afnemen door verplaatsing van activiteiten.

- Wanneer volledig voor elektrolyse (variant C) wordt gekozen, neemt de energievraag sterk toe, doordat elektrolyse energetisch minder efficiënt is dan waterstofproductie met een SMR. Daarnaast wordt in deze variant ook waterstof gebruikt voor de verwarming van downstream processen (zoals de synthese van ammoniak of ammonium nitraat), welke ook moet worden geproduceerd door middel van elektrolyse.

- De benodigde hoeveelheid groengas (85 PJ) in variant E en F zou raken aan de verwachte productie in NL in 2035: 96 PJ<sup>27</sup>.
- In de import- en vergassingvarianten (variant F – J) zien we een verplaatsing van energie-intensieve activiteit naar het buitenland of een andere site.
- Voor de vergassing van afval (J) zou 7 megaton afval nodig zijn. In 2020 werd in NL 9 megaton huishoudelijk afval verzameld<sup>28</sup>.



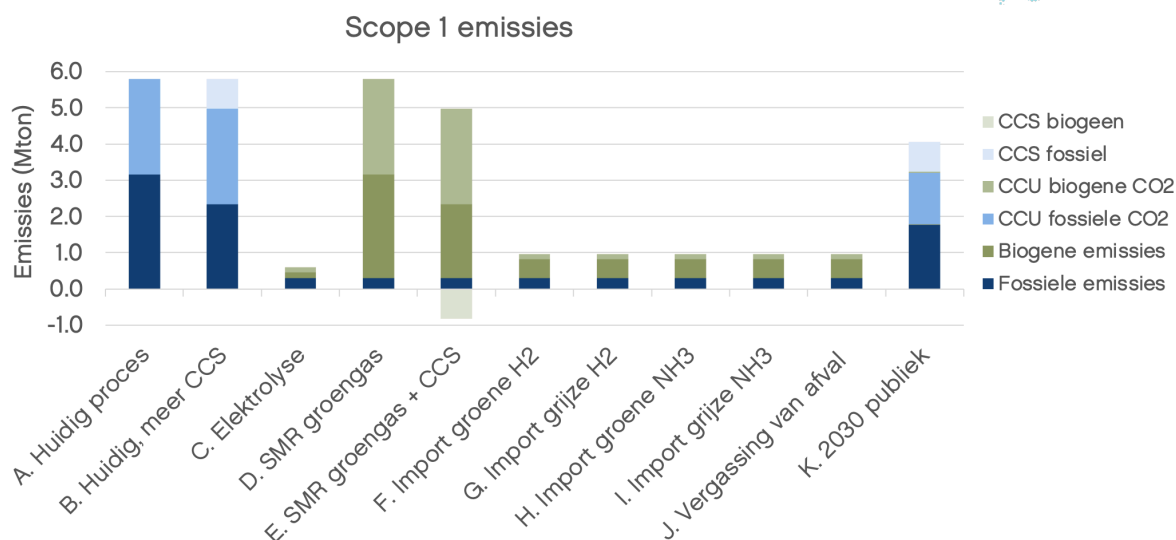
*Figuur 22. Het energetisch en non-energetisch gebruik van de twee onderzochte kunstmestbedrijven in de elf varianten. Bij de elektrolyse variant is de aanname gedaan dat de waterstof die als brandstof wordt ingezet wordt óók gemaakt met elektrolyse. In de vergassingvariant is de aanname gedaan dat de vergasser offsite staat, zoals de situatie zou zijn bij OCI en FUREC. In het elektrolyse (C) en de import situaties (G – I) zou CO<sub>2</sub> ook moeten worden gekocht. Dit kost energie en er komen mogelijk emissies bij vrij. Dat is in deze analyse niet meegenomen.*

In Figuur 23 worden de scope 1 emissies van de twee grote kunstmestproducenten in de elf doorgerekende varianten getoond. De fossiele scope 1 emissies nemen in de meeste perspectieven sterk af.

- De afgevangen en gebruikte emissies (CCU, variant A, B, D, E, K) komen later vrij, bijvoorbeeld omdat de CO<sub>2</sub> in het eindproduct vrijkomt of wordt geleverd aan een andere partij.
- Bij de import van grijze H<sub>2</sub> of ammoniak (varianten F – I) nemen de emissies enorm af, omdat de energie-intensieve activiteiten verplaatsen naar het buitenland. In sommige gevallen nemen de emissies in het buitenland sterk toe, zie ook Figuur 24.
- Volgens de verduurzamingsplannen zoals gedefinieerd in publieke bronnen (variant K) nemen de emissies met 1/3<sup>e</sup> af. De verduurzamingsstrategie achterliggend aan deze emissiereductie kan niet gedeeld worden.

<sup>27</sup> I13050 Netbeheer Nederlands. 2035KA scenario, groengas productie in heel NL 96 PJ.

<sup>28</sup> CBS

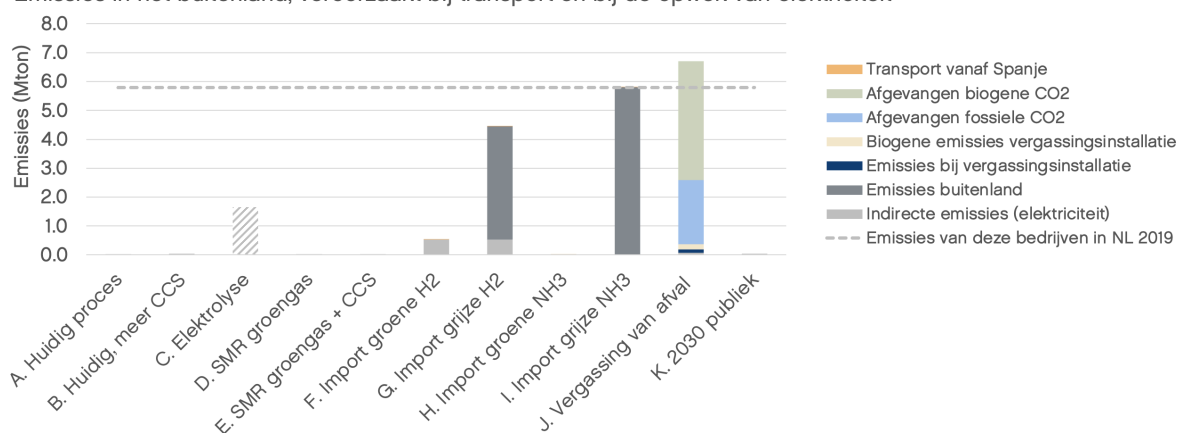


Figuur 23. De scope 1 emissies van de kunstmestbedrijven veroorzaakt in de elf onderzochte varianten.

In Figuur 24 worden overige emissies van de twee grote kunstmestproducenten in de elf doorgerekende varianten getoond, dit zijn de emissies die vrijkomen in het buitenland, bij het transport van producten naar Nederland en bij de opwek van elektriciteit en bij de offsite vergassing van afval.

- Voor de emissies veroorzaakt tijdens de productie van elektriciteit is gerekend met een emissiefactor van 50.2 kg CO<sub>2</sub> / MWh, gebaseerd op het 2030KA scenario van I13050.
- Elektrolyzers (variant C) gaan mogelijk alleen draaien wanneer er een overschot aan hernieuwbare elektriciteit is. De indirecte emissies zijn dan 0.
- Bij de import van grijze waterstof (variant G) en ammoniak (variant I) hebben we aangenomen dat de processen in het buitenland evenveel uitstoot veroorzaken als momenteel in NL. Echter is de kunstmestproductie in Nederland bovengemiddeld efficiënt qua energieverbruik, dus mogelijk ligt de uitstoot in het buitenland hoger.
- Bij de vergassing van afval kan veel CO<sub>2</sub> worden afgevangen en eventueel worden opgeslagen (variant J). Echter is dan ook een zeer groot volume afval nodig, waarvan de beschikbaarheid schaars is.

Emissies in het buitenland, veroorzaakt bij transport en bij de opwek van elektriciteit



Figuur 24. Emissies in het buitenland, veroorzaakt tijdens transport of de opwek van elektriciteit voor de elf onderzochte varianten voor de kunstmestsector.

## Belasting op energie en emissies

In deze impactanalyse onderzoeken we de gevolgen van de maatregel op de hoogte van de belastingen op energie en emissies die door de kunstmestbedrijven worden betaald. We beperken ons tot deze kwantificatie, omdat het niet mogelijk is om met zekerheid vast te stellen wat de onrendabele top is van de alternatieve handelingsperspectieven, omdat de lasteneffecten van een verandering in grondstofinname worden veroorzaakt door:

- De CAPEX en OPEX zijn nog zeer onzeker, omdat naast de investering in de nieuwe installaties, ook integratie op de site gerealiseerd moet worden. De kosten hiervan zijn significant en kunnen hoger zijn dan de investering in de materialen en de apparaten die nodig zijn om nieuwe technieken zoals elektrolyse toe te kunnen passen.
- De kosten van alternatieve energiedragers (biogas, waterstof of ammoniak) zijn onzeker.
- De beschikbaarheid van alternatieve energiedragers is onzeker. Voor groengas geldt zeker schaarste<sup>29</sup>. Groene waterstof is zeker tot 2030 beperkt beschikbaar<sup>30</sup> en groene ammoniak is ook tot zeker 2030 beperkt beschikbaar.
- Een 'green premium' op eindproducten is (nog) niet vast te stellen voor 2030 en 2040.

De belastingen op energie en emissies in 2030 en 2040 voor de varianten worden bepaald volgens de aannames in Tabel 9. De belastingen op energie en emissies worden bepaald voor in twee tarieven. Daarnaast hanteren we twee scenario's, welke zijn vastgesteld door de opdrachtgever:

- Scenario 1: de energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas wordt geheven vanaf 2030
- Scenario 2: de energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas wordt geheven vanaf 2040

Tabel 9. De tariefaannames voor de kwantificatie van de belastingen op energie en emissies voor de kunstmestbedrijven.

	Tarief	Toelichting
ETS CO <sub>2</sub> prijs 2030	110 €/ton	<p>Bron: KEV 2022</p> <p>Om het aandeel gratis rechten in te schatten is de volgende methode aangehouden gebaseerd op de <i>Guidances 1 – 9</i> toewijzing emissierechten van NEa<sup>31</sup>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De afbouw van gratis rechten is 48.5% in 2030 voor sectoren die koolstoflekkagegevoelig zijn aangemerkt en waar CBAM wordt ingevoerd: hieronder valt kunstmest. In 2035 zijn de gratis rechten afgebouwd.</li> <li>- Het aantal gratis rechten wordt bepaald door benchmarks. Deze benchmarks staan voor een gratis emissies per ton product. De gratis rechten worden in de kunstmestsector verstrekt op basis van historische activiteitsniveaus van de volgende producten: voor kunstmest 'ammonia' en 'nitric acid'. De benchmarkwaarde voor de relevante activiteiten is opgezocht voor de periode 2021-2025. De benchmarkwaarde neemt jaarlijks af met minimaal 0.2% en maximaal 1.6% en wordt opnieuw vastgesteld voor de periode 2026-2030, deze ligt dus 1% tot 8% lager dan de periode daarvoor. In de</li> </ul>

<sup>29</sup> I13050 Netbeheer Nederlands. 2035KA scenario, groengas productie in heel NL 96 PJ.

<sup>30</sup> Zie bijvoorbeeld Integrale Infrastructuurverkenning 2030 – 2050: in 2030 is er zo'n 10-20 TWh groene waterstof beschikbaar in heel NL.

<sup>31</sup> <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/toewijzing-2021-2025/templates-en-guidances>



		figuren is het gemiddelde (4.5%) hiervan getoond en in de beschrijving bij de figuren de onzekerheidsmarge.
ETS CO <sub>2</sub> prijs 2035	144,50 €/ton	Het gemiddelde van de ETS prijs is 2030 en 2040 volgens de KEV 2022
CO <sub>2</sub> -heffing 2030	Verschil ETS termijnkoers en 136.79 €/ton	Bron: emissieautoriteit Dispensatierechten niet meegenomen in de berekening, daarom moet bij de berekening van de CO <sub>2</sub> -heffing rekening gehouden worden met een onzekerheidsmarge.
Energiebelasting	Drager- en schijfafhankelijk	Bron: tarieven in Voorjaarsbesluitvorming Klimaat
Energiebelasting op non-energetisch gebruik - tarief 1	Drager- en schijfafhankelijk	Bron: tarieven in Voorjaarsbesluitvorming Klimaat
Energiebelasting op non-energetisch gebruik - tarief 2	2.27 €/GJ	Alle energiedragers worden gelijk belast zoals aardgas in de energiebelasting in 2030. Dit tarief beïnvloedt dus de energiebelasting op elektriciteit en waterstof en niet op aardgas. We tonen de resultaten hiervan, maar nemen dit niet mee in de duiding van de maatregel, omdat het strikt genomen niet gerelateerd is aan de onderzochte maatregel.

De hoogte van de belastingen op energie en emissies wordt vergeleken met het netto bedrijfsresultaat van de sector in de afgelopen vijf jaar (zie ook Methodiek, pagina 12). We maken hiervoor gebruik van de publieke datasets van het CBS, omdat dit voorhanden is voor alle Nederlandse industriële sectoren en een uniforme vergelijking mogelijk maakt. De daadwerkelijke winst van de bedrijven in Nederland is niet te achterhalen en zou kunnen afwijken van de getallen die bij het CBS bekend zijn.

In de kunstmestsector was het gemiddelde bedrijfsresultaat<sup>32</sup> tussen 2017 en 2021 zo'n 200 m€ (zie Figuur 25). Dit is het bedrijfsresultaat in de sector 2015 "Kunstmestindustrie", welke totaal 40 bedrijven telde in 2019<sup>33</sup>. Het bedrijfsresultaat van de twee onderzochte bedrijven ligt dus zeer waarschijnlijk lager. De ontwikkeling van het bedrijfsresultaat is onzeker. Door 'green premiums' zou het bedrijfsresultaat kunnen stijgen, maar niet-fossiele alternatieven zijn (nog) duurder en de investeringen risicovol, hierdoor zou het bedrijfsresultaat kunnen dalen.

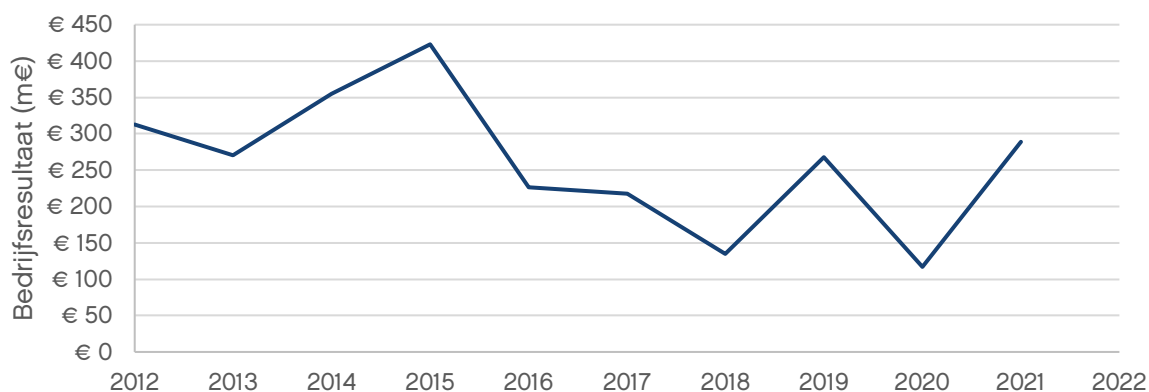
Volgens de Speelveldtoets van 2023<sup>34</sup> is het niet aannemelijk dat de kunstmestsector nationale klimaatkosten aan klanten kan doorberekenen. In de Speelveldtoets wordt duidelijk dat Yara een relatief klein marktaandeel heeft, dus dat het niet aannemelijk is dat Yara een lagere prijs voor aardgas kan afdwingen bij leveranciers. Voor OCI geldt zeer waarschijnlijk hetzelfde. Yara gebruikt meer aardgas, dus het marktaandeel van OCI is kleiner. Het is ook niet aannemelijk dat nationale heffingen downstream kunnen worden doorberekend, omdat verkoopprijzen worden bepaald op de internationale markt.

<sup>32</sup> CBS tabel *Bedrijfsleven; arbeids- en financiële gegevens, per branche, SBI 2008*

<sup>33</sup> CBS tabel *Bedrijven; bedrijfstak*

<sup>34</sup> Strategy& (Part of PWC network), Speelveldtoets 2023, juni 2023

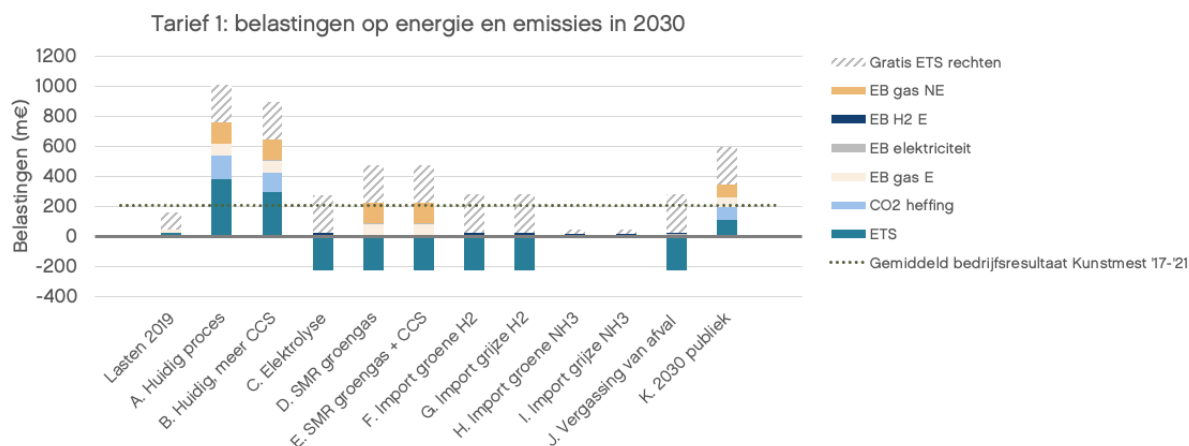
## Bedrijfsresultaat kunstmestsector



Figuur 25. Het bedrijfsresultaat in de sector 2015 “Kunstmestindustrie”.

Op basis van de kwantificatie van de belastingen op energie en emissies concluderen we dat de ETS prijs, de CO<sub>2</sub>-heffing en de energiebelasting voldoende zijn om de kunstmestsector te bewegen in de richting van één van de handelingsperspectieven. In onderstaande figuren is getoond dat deze drie middelen al een sterke stimulans zijn voor de sector om emissies te reduceren, omdat de extra belastingen hoger zijn dan het historisch bedrijfsresultaat. We lichten dit nu toe.

Figuur 26 toont de belastingen op energie en emissies voor de twee kunstmestproducenten voor de situatie in 2019 en voor de elf doorgerekende varianten in 2030, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 1 (energiebelasting tarief per drager) is aangehouden. De belastingen in 2030 zijn voor alle perspectieven gekwantificeerd, maar vanwege schaarste van energiedragers of grondstoffen zijn variant E – J niet realistisch als 100% handelingsperspectief in 2030. Deze technieken zouden gedeeltelijk of gecombineerd kunnen worden toegepast, zie toelichting in Tabel 8.



Figuur 26. De belastingen op energie en emissies voor de twee onderzochte kunstmestbedrijven voor de situatie in 2019 en de elf onderzochte varianten in 2030. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas onder tarief 1 (getoond in oranje). De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 9 m€.

We bespreken eerst het stand Europees en Nederlands beleid en vervolgens de hier onderzochte heffing. In 2019 werden aan de bedrijven het grootste deel van de ETS emissierechten gratis verstrekt. Sindsdien is de ETS prijs gestegen en wordt het aandeel gratis rechten jaarlijks afgebouwd, waardoor de bedrijven bij continuering van het huidige proces zo'n € 400 miljoen aan ETS rechten zou betalen. De bedrijven kunnen in 2030 een deel van de ETS kosten doorberekenen aan klanten vanwege de gedeeltelijke bescherming van CBAM, die tussen 2026 en 2034 wordt opgebouwd. Echter levert de sector nu ook een substantieel deel van haar producten aan klanten buiten Europa, waar deze bescherming niet geldt. Ook zullen initieel energiedragers, grondstoffen en technologie voor DRI ook duurder zijn.

De ETS kosten kunnen vermeden worden door over te stappen emissievrije productiemethodes, zoals te zien is in variant C – G en J. Dit kan zelfs leiden tot de situatie dat er meer gratis rechten aan de bedrijven worden verstrekt dan ze uitstoten. Dit overschot aan gratis rechten kan verhandeld worden. De gratis verstrekte ETS rechten dalen wanneer ammoniak wordt geïmporteerd, omdat de gratis rechten per ton geproduceerde ammoniak worden verstrekt. Hierbij is het belangrijk om nogmaals te realiseren dat deze varianten niet realistisch zijn als 100% productieproces in 2030 vanwege schaarste van energiedragers of grondstoffen. We concluderen daarom dat het ETS in combinatie met de CO<sub>2</sub>-heffing al een sterke financiële stimulans is om de sector te bewegen richting verduurzaming en dat de belemmering voor uitvoer van verduurzamingsplannen veroorzaakt wordt door schaarste.

De hier onderzochte maatregel wordt in scenario 1 geheven vanaf 2030. De maatregel zou alleen in Nederland gelden. Dit voegt in tarief 1 € 137 miljoen toe aan de € 550 miljoen ETS en CO<sub>2</sub>-heffing lasten bij ongewijzigde bedrijfsvoering. De energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas zou vermeden kunnen worden met verschillende alternatieven, maar deze zijn grotendeels niet beschikbaar in 2030. De groengas varianten worden door de maatregel financieel minder aantrekkelijk. Het is waarschijnlijk dat de sector deze lasten in ieder geval gedeeltelijk moet betalen, totdat alternatieven op grote schaal beschikbaar zijn, zonder dat deze lasten te vermijden zijn. Volgens de Speelveldtoets van 2023<sup>35</sup> is het niet aannemelijk dat de kunstmestsector nationale klimaatkosten aan klanten kan doorberekenen.

De hier onderzochte maatregel maakt de toepassing van CCS financieel minder aantrekkelijk, omdat CCS de belasting niet vermijdt. Dit past in een wereldbeeld waarin fossiele energiedragers en grondstoffen worden uitgefaseerd, maar tegelijkertijd is deze techniek volgens de sector op korte termijn inzetbaar en verwacht de sector met CCS vóór 2030 emissies te reduceren. De invoering van deze maatregel zou de investeringsbeslissingen voor deze techniek kunnen remmen.

De hier onderzochte maatregel maakt de toepassing van groengas financieel minder aantrekkelijk, omdat de inzet van groengas de belasting niet vermijdt, terwijl groengas wel een geschikt alternatief zou zijn om het productieproces redelijk ongewijzigd voort te zetten en de emissies te reduceren, onder de voorwaarde dat voldoende groengas beschikbaar is. Het is voor zover wij weten geen bewust besluit om groengas voor de productie van waterstof te destimuleren. De invoering van deze maatregel zou de investeringsbeslissingen voor deze techniek kunnen remmen.

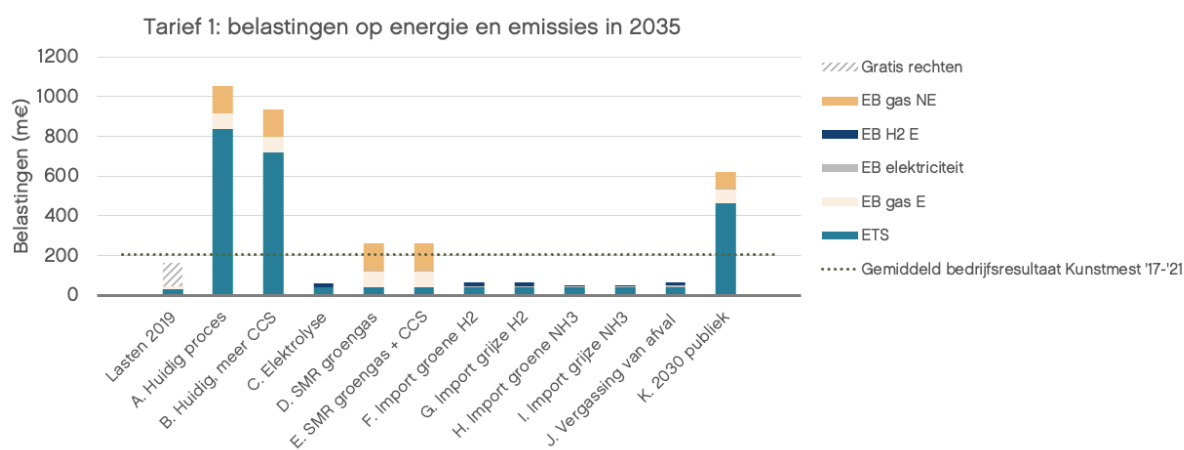
Figuur 27 toont de belastingen op energie en emissies voor de situatie in 2019 en voor de elf doorgerekende varianten in 2035, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 1 (energiebelasting tarief per drager) is aangehouden. In 2035 zijn de gratis ETS rechten volledig afgebouwd en is CBAM volledig ingevoerd. CBAM biedt een bescherming tegen goedkope import op de Europese markt, maar niet daarbuiten. De sector zet een substantieel deel van de

---

<sup>35</sup> Strategy& (Part of PWC network), Speelveldtoets 2023, juni 2023

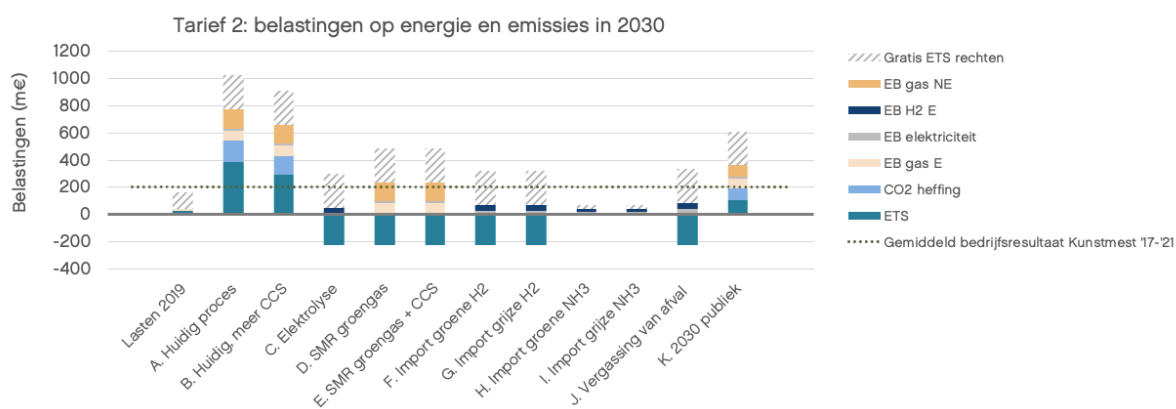
producten buiten Europa af en kan de ETS lasten hier niet doorberekenen. Het ETS maakt het daarom onvermijdelijk dat de sector zijn productieproces aanpast.

In scenario 2 wordt de vrijstelling afgeschaft in 2040. Waar we voor 2030 aangaven dat niet alle handelingsperspectieven aannemelijk zijn vanwege schaarste, zijn de meeste handelingsperspectieven in 2040 waarschijnlijker. Zo zal er meer groene elektriciteit voor elektrolyse beschikbaar zijn en zal de import van groene waterstof en/of ammoniak ook op grotere schaal mogelijk zijn.



Figuur 27. De belastingen op energie en emissies voor de twee kunstmestproducenten voor de situatie in 2019 en de elf onderzochte varianten in 2035. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas onder tarief 1 (getoond in oranje).

Figuur 28 toont de belastingen op energie en emissies voor de situatie in 2019 en voor de elf doorgerekende varianten in 2030, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 2 (energiebelasting gelijk tarief voor alle dragers) is aangehouden. Onder tarief 2 is de energiebelasting op elektriciteit en waterstof hoger dan onder tarief 1. De impact op de varianten is beperkt, gezien het relatief kleine aandeel van de energiebelasting op elektriciteit en waterstof. De elektriciteit voor elektrolyse is vrijgesteld van energiebelasting vanwege de vrijstelling elektrolytische procedés.

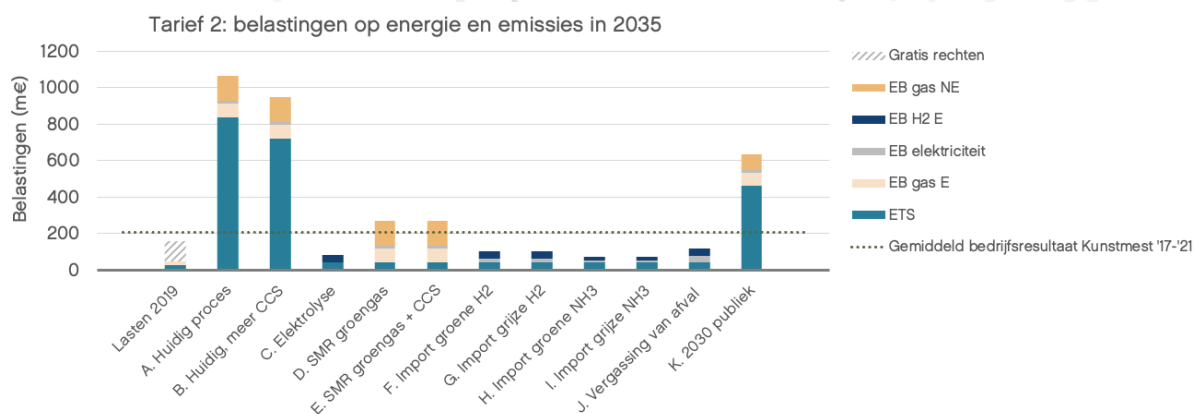


Figuur 28. De belastingen op energie en emissies voor de twee onderzochte kunstmestbedrijven voor de situatie in 2019 en de elf onderzochte varianten in 2030. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas onder tarief 2 (getoond in

oranje). De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 9 m€.

Figuur 29 toont de belastingen op energie en emissies voor de situatie in 2019 en voor de elf doorgerekende varianten in 2035, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 2 (energiebelasting gelijk tarief voor alle dragers) is aangehouden. Onder tarief 2 is de energiebelasting op elektriciteit en waterstof hoger dan onder tarief 1. De impact op de varianten is beperkt, gezien het relatief kleine aandeel van de energiebelasting op elektriciteit en waterstof. In 2035 zijn de gratis ETS rechten volledig afgebouwd en is CBAM volledig ingevoerd. CBAM biedt een bescherming tegen goedkope import op de Europese markt, maar niet daarbuiten. De sector zet een substantieel deel van de producten buiten Europa af en kan de ETS lasten hier niet doorberekenen. Het ETS maakt het daarom onvermijdelijk dat de sector zijn productieproces aanpast.

In scenario 2 wordt de vrijstelling afschaft in 2040. Op dat moment zijn meerdere handelingsperspectieven aannemelijker. De groengas varianten worden door de maatregel financieel minder aantrekkelijk.



Figuur 29. De belastingen op energie en emissies voor de twee kunstmestproducenten voor de situatie in 2019 en de elf onderzochte varianten in 2035. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas onder tarief 2 (getoond in oranje).

## Duiding

Met behulp van een twintigtal vragen (in Tabel 10) pogen we de impact van de onderzochte maatregel te duiden. Op basis van deze duiding concluderen wij dat het opheffen van de vrijstelling de kunstmestproducenten meer verliesgevend maakt rond 2030. Het ETS en de CO<sub>2</sub>-heffing sturen op scope 1 emissiereductie. Het is al onvermijdelijk dat OCI en Yara overschakelen op andere emissieloze productiemethodes voor de productie van kunstmest, daarvoor is de afschaffing van de vrijstelling niet nodig. De emissiereductie plannen van de bedrijven kunnen niet sneller worden uitgevoerd, o.a. door beperkte beschikbaarheid van groene waterstof, elektriciteit en/of ammoniak in 2030. Indien OCI en Yara geen toegang vinden tot “competitief” geprijsde groene elektriciteit, groene waterstof of groene ammoniak zal de heffing niet vermeden kunnen worden en wordt geen extra emissiereductie gerealiseerd.

Tabel 10. De duiding voor de onderzochte maatregel voor de kunstmestproducenten.

Vraag	Antwoord
<i>Hoeveel extra aan heffingen (EB, ETS, CO<sub>2</sub> en afschaffen vrijstelling) wordt er betaald in 2030 t.o.v. 2019 onder de aannames van de analyse bij ongewijzigde bedrijfsvoering?</i>	Bij tarief 1 en scenario 1 bijna dan € 800 miljoen per jaar bij voorzetting huidige bedrijfsvoering of inzet van meer CCS. Ongeveer de helft hiervan zijn ETS lasten (€385 miljoen), waarvan in 2030 een gedeelte aan klanten kan worden doorberekend dankzij CBAM. ETS en CO <sub>2</sub> -heffing samen zorgen voor bijna €550 miljoen euro per jaar aan lasten. Dit is stand beleid. De hier onderzochte maatregel zou daar bijna €140 miljoen per jaar aan toevoegen bij voortzetting van het huidige productieproces.
<i>Hoeveel extra aan heffingen (EB, ETS, CO<sub>2</sub> en afschaffen vrijstelling) wordt er betaald in 2035 t.o.v. 2019 onder de aannames van de analyse bij ongewijzigde bedrijfsvoering?</i>	Bij tarief 1 en scenario 1 meer dan € 1 miljard per jaar bij voortzetting huidige bedrijfsvoering of inzet van meer CCS. Het grootste deel hiervan zijn ETS lasten, die aan Europese klanten kunnen worden doorberekend, maar niet buiten Europa.
<i>Wat was het bedrijfsresultaat van de sector in de laatste 5 jaar (CBS definitie)?</i>	Minder dan € 200 miljoen per jaar. In de gehele sector zitten 40 bedrijven, het bedrijfsresultaat van OCI en Yara samen ligt dus volgens de data van CBS lager.
<i>Hoeveel zijn de extra opbrengsten voor het Rijk door het opheffen van de vrijstelling indien het bedrijf zijn huidige plannen voor 2030 zou uitvoeren?</i>	Ongeveer € 85 miljoen per jaar.
<i>Is Nederland het enige land dat momenteel in de EU overweegt om deze vrijstelling op te heffen?</i>	Ja.
<i>Zijn de bestaande heffingen van EB, ETS en CO<sub>2</sub>-heffing, maar zonder opheffing vrijstelling, voldoende voor het aanzetten tot actie om scope 1 emissies te reduceren in 2030?</i>	Ja, zonder enige twijfel. Bovendien zou deze heffing CCS minder aantrekkelijk maken, terwijl dit op korte termijn de grootste scope 1 emissiereductie belooft, en ook groengas, terwijl dit op de lange termijn een handelingsperspectief kan zijn. De heffing zou wel een extra financiële prikkel zijn voor de andere verduurzamingstechnieken, maar tot zeker 2030 geldt schaarste als grootste belemmering om hierop over te stappen.
<i>Zijn de bestaande heffingen (zonder opheffing vrijstelling) voldoende voor het aanzetten tot verdere actie om scope 1 emissies te reduceren in 2035?</i>	Ja, dat is zeker. Heffingen zijn vele malen hoger dan het historisch bedrijfsresultaat van de sector. Zelfs na invoering van CBAM, waardoor de ETS kosten kunnen worden doorberekend en de kunstmestprijs in Europa zal stijgen, geldt het ETS als financiële stimulans om te verduurzamen omdat de niet-Europese markt onbeschermd is.
<i>Maakt het opheffen van de vrijstelling het aannemelijk dat scope 1 emissies sneller worden gerealiseerd?</i>	Nee. De heffing is een financiële prikkel voor een gedeelte van de verduurzaming strategieën, maar niet voor alle. De sector heeft aangekondigd dat 800 kton emissies voor 2030 bespaard kunnen worden met

Vraag	Antwoord
	<p>behulp van CCS, maar CCS (en groengas) worden door de heffing financieel minder aantrekkelijk gemaakt. Deze maatregel zal investeringsbeslissingen voor verduurzaming op de korte termijn kunnen remmen. Tenzij de heffing zo veel impact op de bedrijven heeft dat ze vertrekken, in dat geval reduceren de scope 1 emissies in Nederland, maar niet mondiaal.</p>
<p><i>Worden investeringen ten behoeve van scope 1 emissiereductie uitgesteld of stopgezet onder dreiging van het opheffen van de vrijstelling?</i></p>	<p>Ja, dat is zeker, we kennen 1 concreet voorbeeld waar de <i>final investment decision</i> is uitgesteld als gevolg van de discussie over de vrijstelling.</p>
<p><i>Brengt het opheffen van de vrijstelling de slagingskans van de maatwerkafspraken in gevaar?</i></p>	<p>Ja. Maar indien er een extra ondersteuning in de vorm van investeringssubsidies tegenover staan t.b.v. duurzame investeringen van OCI en Yara mogelijk niet.</p>
<p><i>Zijn er handelings-perspectieven om de heffing voortkomend uit het opheffen van de vrijstelling te voorkomen in 2030 en indien ja hoeveel kan dan worden vermeden?</i></p>	<p>Ja, maar schaarste aan groene elektriciteit, groene waterstof en groene ammoniak zal kunnen leiden tot hoge prijzen van de grondstoffen.</p>
<p><i>Zijn er handelings-perspectieven om de heffing voortkomend uit het opheffen van de vrijstelling te voorkomen in 2035 of 2040 en indien ja, hoeveel kan dan worden vermeden?</i></p>	<p>Ja, groene elektriciteit, groene waterstof en groene ammoniak zullen op lange termijn voldoende beschikbaar zijn. In welk jaartal exact is niet te voorspellen.</p>
<p><i>In welke mate doen de handelingsperspectieven een beroep op schaarse biogene, synthetische en gerecyclede moleculen in 2030?</i></p>	<p>Kan groot beroep doen op NL groene elektriciteit indien de prijs competitief is t.o.v. aardgas en geïmporteerde ammoniak.</p>
<p><i>In welke mate doen de handelingsperspectieven een beroep op schaarse biogene, synthetische en gerecyclede moleculen uit Nederland in 2035?</i></p>	<p>In hoge mate indien er voornamelijk groene elektriciteit, groene waterstof of groene ammoniak uit Nederland wordt gebruikt. Minder bij import.</p>
<p><i>Is er een reëel handelingsperspectief waarin het bedrijf scope 1 en 3 emissies zodanig kan vermijden dat het bedrijfsresultaat in 2030 niet richting 0 of negatief gaat?</i></p>	<p>De import van grijze ammoniak is mogelijk, maar niet wenselijk. Overige perspectieven zijn technisch wel (deels) mogelijk, maar economisch niet of onbekend. Het hangt af van de prijs van elektriciteit, waterstof of ammoniak en of het daarmee mogelijk is kunstmest te maken tegen een prijs die concurrerend is t.o.v. kunstmest gemaakt met aardgas.</p>
<p><i>Zijn de reële handelings-perspectieven in 2030 duurder en meer risicovol voor de bedrijven dan de huidige bedrijfsvoering?</i></p>	<p>Ja, het lijkt waarschijnlijk dat kunstmest maken met elektriciteit en waterstof duurder zal zijn in 2030 dan geïmporteerde ammoniak of aardgas. Risico's zijn voornamelijk marktgedreven en die zijn nu ook al hoog.</p>

Vraag	Antwoord
<i>Kunnen CBAM en “green premiums” zorgen voor hogere inkomsten?</i>	Ja, (een deel van de) ETS heffing kan worden gecompenseerd. Verschilt voor Yara en OCI. Het ene bedrijf exporteert meer buiten Europa dan het andere. Hoogte “green premiums” is onbekend.
<i>In welke mate kan het betrokken bedrijf de heffing voortvloeiend uit de vrijstelling doorberekenen aan klanten?</i>	Niet, omdat de heffing alleen in Nederland zou worden geheven en deze bedrijven op de wereldmarkt concurreren.
<i>Hoe groot wordt de kans op extra weglek effecten geacht?</i>	Door de heffing zou de import van grijze ammoniak gestimuleerd kunnen worden. De kans wordt verkleind als de heffing gecompenseerd wordt door bijvoorbeeld investeringssubsidies t.b.v. investeringen in scope 1 emissiereductie maatregelen.
<i>Brengt het opheffen van de vrijstelling onder de aannames in de analyse de continuïteit van het bedrijf in gevaar in 2030?</i>	Onder de aannames van deze analyse, inclusief de CBS als bron voor het bedrijfsresultaat: ja, omdat de handelingsperspectieven om de heffingen te vermijden nog niet voldoende voorhanden zijn in 2030 en hierdoor beide bedrijven verliesgevend kunnen worden.

## 2.2 Industriële gassen

### Kwantificatie varianten

Voor de industriële gassen sector onderzoeken we elf varianten. In de eerste variant blijft het huidige productieproces in stand. In de volgende 9 varianten wordt volledig voor één strategie gekozen, welke op verschillende manieren emissies reduceren. Tot slot baseren we een variant op I3050.

Voor de varianten C – J moet de kanttekening gemaakt worden dat, als bedrijven een gelijkblijvend productportfolio en volume zullen draaien, deze varianten niet als volledig alternatief kunnen gelden in 2030. Het gebrek aan CO en/of CO<sub>2</sub> productie maakt meerdere perspectieven geen volledig dekkend alternatief voor het huidige productportfolio. Bij 5 van de 9 perspectieven komt geen CO of CO<sub>2</sub> vrij (C, F, G, H, I). Bij een constant productportfolio zouden de bedrijven CO<sub>2</sub> moeten inkopen (waarbij de verkopende partij mogelijk meer fossiele bronnen moet gebruiken) of uit de lucht moeten vangen (Direct Air Capture, zeer energie-intensief). Echter zouden de bedrijven dit kunnen vermijden door hun productportfolio aan te passen door geen CO, CO<sub>2</sub> of syngas meer te verkopen.

De bedrijven zouden wel kunnen kiezen voor een combinatie van deze technieken om de nadelen per techniek op te heffen. Vanwege de grote hoeveelheid mogelijke combinaties is er in de kwantificatie voor gekozen om juist de extreme varianten te laten zien.

Voor veel handelingsperspectieven geldt schaarste in 2030 en mogelijk daarna. Dat betekent dat de alternatieven niet beschikbaar zijn, of veel duurder.



- Groengas is beperkt beschikbaar tot zeker 2035 en bovendien zijn er ook andere sectoren, zoals de gebouwde omgeving, die hier aanspraak op doen.
- Groene waterstof en elektrolysecapaciteit is zeker tot 2030 beperkt beschikbaar.
- Import van waterstof en groene ammoniak is zeker tot 2030 beperkt beschikbaar.
- Afval is een inefficiënte energiebron, er zouden gigantische hoeveelheden afval nodig zijn om voor deze sector voldoende H<sub>2</sub> te produceren.

In Tabel 11 geven we aan of een perspectief een 100% alternatief vormt voor het huidige productportfolio. Een ‘nee’ betekent dat de techniek mogelijk wel in combinatie met een andere techniek kan worden ingezet, mits er voldoende beschikbaarheid is.

Tabel 11. De onderzochte varianten voor de industriële gassen bedrijven.

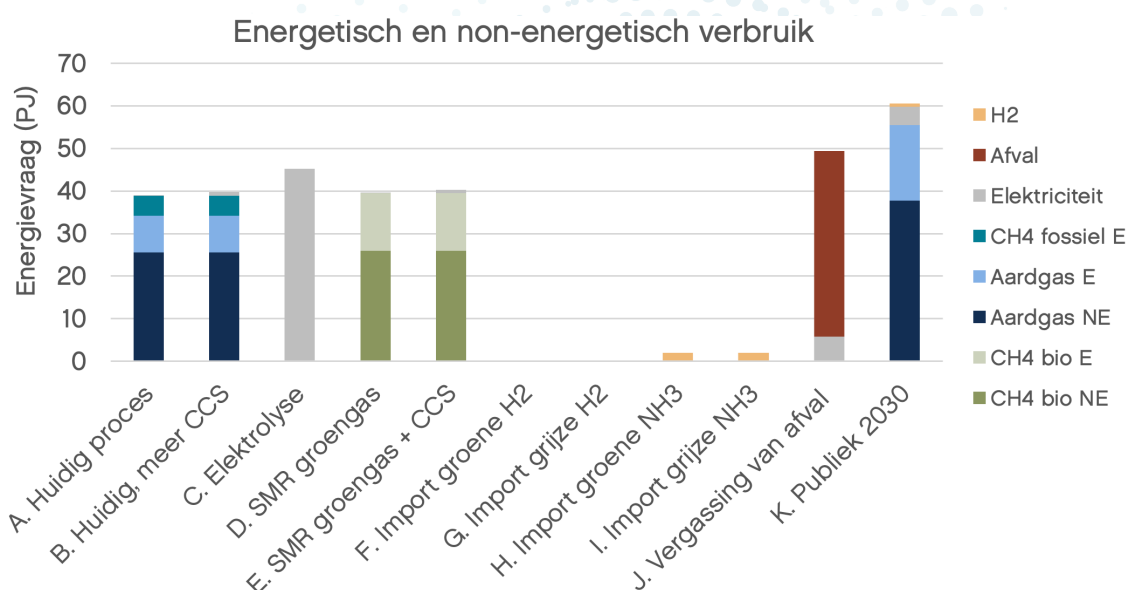
Onderzochte varianten voor industriële gassen sector	100% alternatief 2030
A. Huidig productieproces	Ja
B. Huidig productieproces, meer CO <sub>2</sub> afvang	Ja
C. Volledig elektrolyse	Nee, mist CO <sub>2</sub>
D. Volledig groengas	Nee, beperkt beschikbaar
E. Volledig groengas, meer CO <sub>2</sub> afvang	Nee, beperkt beschikbaar
F. Import van groene waterstof	Nee, mist CO <sub>2</sub> en beperkt beschikbaar
G. Import van grijze waterstof	Nee, mist CO <sub>2</sub> en beperkt beschikbaar
H. Import van groene ammoniak	Nee, beperkt beschikbaar
I. Import van grijze ammoniak	Mogelijk deels
J. Volledig vergassing	Nee, beperkt beschikbaar
K. Publiek scenario gebaseerd op I13050 (2030KA)	Ja

- In de varianten A – J is aangenomen dat het huidig productportfolio en volume constant blijft.
- In de groengas varianten (D en E) wordt groengas ook als brandstof ingezet, in de niet-groengas varianten (C, F – J) wordt waterstof als brandstof ingezet. Ook wordt aangenomen dat biogene CO<sub>2</sub> wordt ingekocht, als er geen CO<sub>2</sub> onsite wordt geproduceerd.
- We rekenen deze uithoeken door, maar het is belangrijk om te realiseren dat perspectief C-J (met mogelijke uitzondering van I) in 2030 en mogelijk ook 2035 niet als volledig alternatief inzetbaar zijn. Het is daarom aannemelijk dat de bedrijven combinaties van deze handelingsperspectieven zullen kiezen.
- In variant K gaan we uit van plannen zoals die tijdens I13050 op sectorniveau publiek zijn gemaakt. Het is niet zeker dat deze ook op die manier uitgevoerd zullen worden.

## Energie en emissies

In Figuur 30 wordt de energievraag van de twee grote industriële gassen producenten in de elf onderzochte varianten getoond. Het energieverbruik op de site kan veranderen van drager (elektriciteit, groengas, afval) of sterk afnemen door verplaatsing van activiteiten.

- De totale energievraag neemt toe wanneer volledig voor elektrolyse (variant C) wordt gekozen, omdat dit een energetisch minder efficiënte techniek is dan waterstofproductie in een SMR.
- De benodigde hoeveelheid groengas wanneer beide industriële gassen producten volledig voor waterstofproductie vanuit groengas zouden kiezen (variant D en E, 39 PJ) is bijna 40% van de verwachte productie in NL in 2035: 96 PJ<sup>36</sup>.
- In de importvarianten (F – I) zien we een verplaatsing van energie-intensieve activiteit naar het buitenland.
- Voor de vergassing van afval (variant J) zou 3,5 megaton afval nodig zijn. In 2020 werd in NL 9 megaton huishoudelijk afval verzameld<sup>37</sup>.
- In de vergassingvariant (J) hebben we de aanname gedaan dat de vergasser onsite staat.
- Volgens publieke informatie (o.a. IJ3050) gaat de sector groeien en neemt de energievraag in 2030 daarom toe.



*Figuur 30. Het energetisch en non-energetisch gebruik van de twee onderzochte industriële gassen producenten in de elf varianten. In de vergassingvariant is de aanname gedaan dat de vergasser onsite staat.*

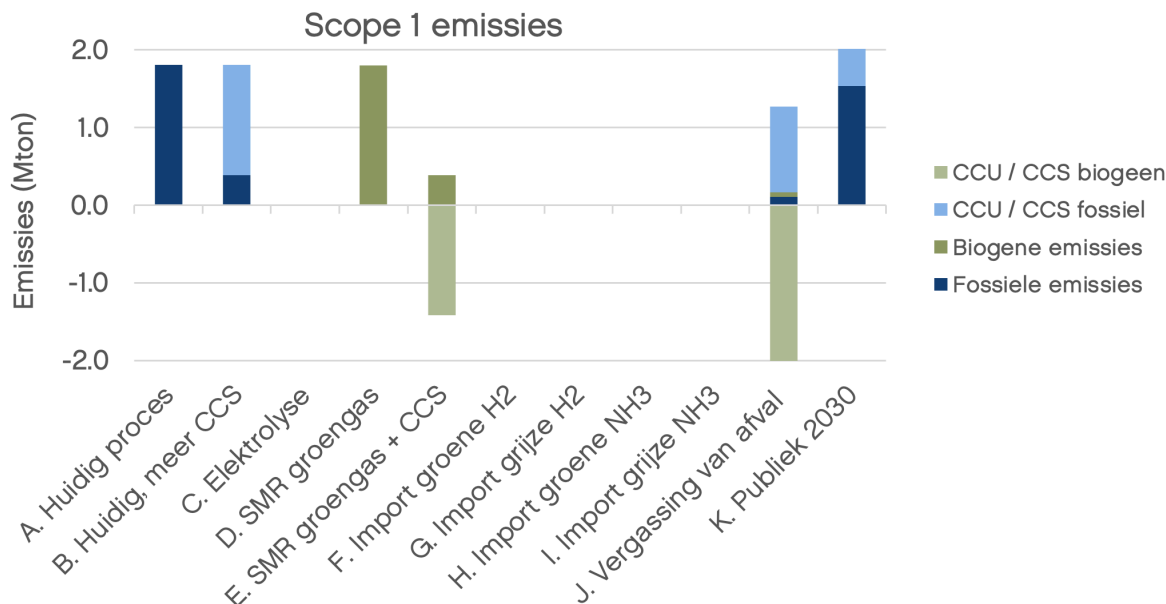
Figuur 31 toont de scope 1 emissies van de twee industriële gassen producenten in de elf doorgerekende varianten. In de meeste nemen de emissies sterk af.

- De sector zou afgevangen CO<sub>2</sub> kunnen opslaan (variant B en D), bijvoorbeeld om de ETS kosten te vermijden. Echter wordt CO en CO<sub>2</sub> momenteel al afgevangen en verkocht als product
- Negatieve emissies *kunnen* gerealiseerd worden bij de inzet van groengas (variant B). Dit volume negatieve emissies kan alleen gerealiseerd worden indien alle CO<sub>2</sub> wordt opgeslagen. Momenteel wordt een groot deel verkocht.
- Bij de import van waterstof of ammoniak verdwijnen de scope 1 emissies, echter verplaatsen deze mogelijk naar het buitenland, zie Figuur 32.

<sup>36</sup> IJ3050 Netbeheer Nederlands. 2035KA scenario, groengas productie in heel NL 96 PJ.

<sup>37</sup> CBS

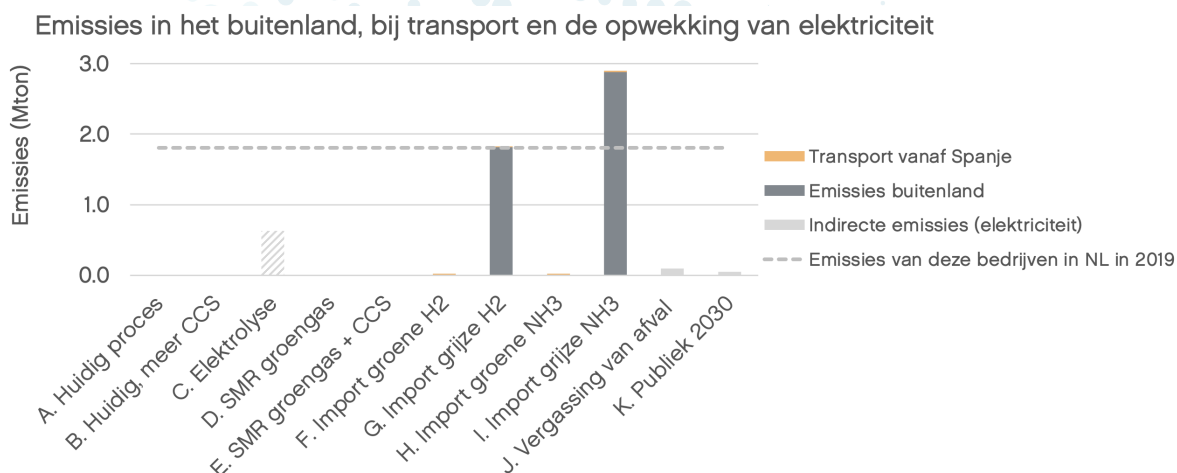
- Bij de vergassing van afval kan veel CO<sub>2</sub> worden afgevangen en eventueel worden opgeslagen (variant J). Echter is dan ook een zeer groot volume afval nodig, waarvan de beschikbaarheid schaars is.
- Volgens publiek gemaakte plannen zal de sector groeien en een deel van de afgevangen CO<sub>2</sub> opslaan (variant K).



Figuur 31. De scope 1 emissies van de industriële gassen producenten veroorzaakt in de elf onderzochte varianten.

In Figuur 32 worden overige emissies van de twee grote industriële gassen producenten in de elf doorgerekende varianten getoond, dit zijn de emissies die vrijkomen in het buitenland, bij het transport van producten naar Nederland en bij de opwek van elektriciteit.

- Voor de emissies veroorzaakt tijdens de productie van elektriciteit is gerekend met een emissiefactor van 50.2 kg CO<sub>2</sub> / MWh, gebaseerd op het 2030KA scenario van II3050.
- Elektrolyzers gaan mogelijk alleen draaien wanneer er een overschot aan hernieuwbare elektriciteit is (variant C). De indirecte emissies zijn dan 0.
- Bij de import van grijze H<sub>2</sub> of ammoniak verplaatsen emissies naar het buitenland (variant G en I).



Figuur 32. Emissies in het buitenland, veroorzaakt tijdens transport of de opwek van elektriciteit voor de elf onderzochte varianten voor de industriële gassen producenten.

## Belasting op energie en emissies

In deze impactanalyse onderzoeken we de gevolgen van de maatregel op de hoogte van de belastingen op energie en emissies die door de kunstmestbedrijven worden betaald. We beperken ons tot deze kwantificatie, omdat het niet mogelijk is om met zekerheid vast te stellen wat de onrendabele top is van de alternatieve handelingsperspectieven, omdat de lasteneffecten van een verandering in grondstofinname worden veroorzaakt door:

- De CAPEX en OPEX zijn nog zeer onzeker, omdat naast de investering in de nieuwe installaties, ook integratie op de site gerealiseerd moet worden. De kosten hiervan zijn significant en kunnen hoger zijn dan de investering in de materialen en de apparaten die nodig zijn om nieuwe technieken zoals elektrolyse toe te kunnen passen.
- De kosten van alternatieve energiedragers (biogas, waterstof of ammoniak) zijn onzeker.
- De beschikbaarheid van alternatieve energiedragers is onzeker. Voor groengas geldt zeker schaarste<sup>38</sup>. Groene waterstof is zeker tot 2030 beperkt beschikbaar<sup>39</sup> en groene ammoniak is ook tot zeker 2030 beperkt beschikbaar.
- Een 'green premium' op eindproducten is (nog) niet vast te stellen voor 2030 en 2040.

De belastingen op energie en emissies in 2030 en 2040 voor de varianten worden bepaald volgens de aannames in Tabel 12. De belastingen op energie en emissies worden bepaald voor in twee tarieven. Daarnaast hanteren we twee scenario's, welke zijn vastgesteld door de opdrachtgever:

- Scenario 1: de energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas wordt geheven vanaf 2030
- Scenario 2: de energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas wordt geheven vanaf 2040

Tabel 12. De tariefaannames voor de kwantificatie van de belastingen op energie en emissies voor de industriële gassen bedrijven.

	Tarief	Toelichting
ETS CO <sub>2</sub> prijs 2030	110 €/ton	<p>Bron: KEV 2022</p> <p>Om het aandeel gratis rechten in te schatten is de volgende methode aangehouden gebaseerd op de <i>Guidances</i> 1 – 9 toewijzing emissierechten van NEa<sup>40</sup>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De afbouw van gratis rechten is 48.5% in 2030 voor sectoren die koolstoflekkagegevoelig zijn aangemerkt en waar CBAM wordt ingevoerd: hieronder valt waterstof. In 2035 zijn de gratis rechten afgebouwd.</li> <li>- Het aantal gratis rechten wordt bepaald door benchmarks. Deze benchmarks staan voor een gratis emissies per ton product. De gratis rechten worden voor de industriële gassen sector verstrekt op basis van historische activiteitsniveaus van de volgende producten: 'hydrogen' en 'synthesis gas'. De benchmarkwaarde voor de relevante activiteiten is opgezocht voor de periode 2021-2025. De benchmarkwaarde neemt jaarlijks af met minimaal 0.2% en maximaal 1.6% en</li> </ul>

<sup>38</sup> IJ3050 Netbeheer Nederlands. 2035KA scenario, groengas productie in heel NL 96 PJ.

<sup>39</sup> Zie bijvoorbeeld Integrale Infrastructuurverkenning 2030 – 2050: in 2030 is er zo'n 10-20 TWh groene waterstof beschikbaar in heel NL.

<sup>40</sup> <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/toewijzing-2021-2025/templates-en-guidances>

		wordt opnieuw vastgesteld voor de periode 2026-2030, deze ligt dus 1% tot 8% lager dan de periode daarvoor. In de figuren is het gemiddelde (4.5%) hiervan getoond en in de beschrijving bij de figuren de onzekerheidsmarge.
ETS CO <sub>2</sub> prijs 2035	144,50 €/ton	Het gemiddelde van de ETS prijs is 2030 en 2040 volgens de KEV 2022
CO <sub>2</sub> -heffing 2030	Verschil ETS termijnkoers en 136.79 €/ton	Bron: emissieautoriteit Dispensatierechten niet meegenomen in de berekening, daarom moet bij de berekening van de CO <sub>2</sub> -heffing rekening gehouden worden met een onzekerheidsmarge.
Energiebelasting	Drager- en schijfafhankelijk	Bron: tarieven in Voorjaarsbesluitvorming Klimaat
Energiebelasting op non-energetisch gebruik - tarief 1	Drager- en schijfafhankelijk	Bron: tarieven in Voorjaarsbesluitvorming Klimaat
Energiebelasting op non-energetisch gebruik - tarief 2	2.27 €/GJ	Alle energiedragers worden gelijk belast zoals aardgas in de energiebelasting in 2030. Dit tarief beïnvloedt dus de energiebelasting op elektriciteit en waterstof en niet op aardgas. We tonen de resultaten hiervan, maar nemen dit niet mee in de duiding van de maatregel, omdat het strikt genomen niet gerelateerd is aan de onderzochte maatregel.

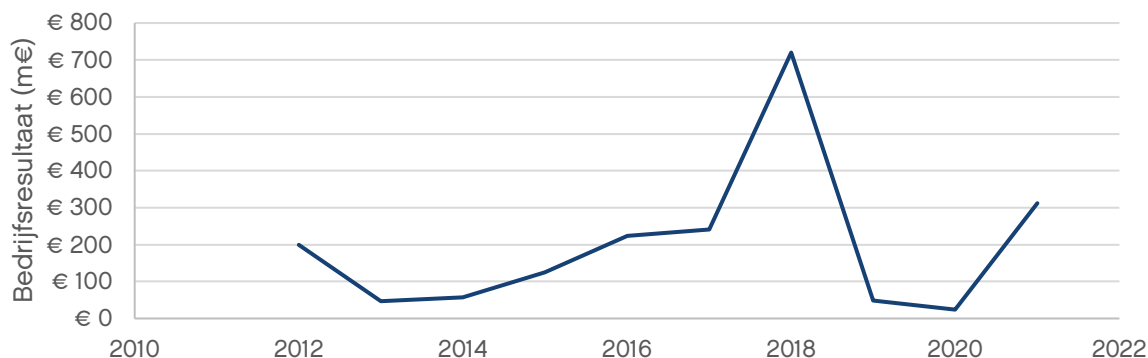
De hoogte van de belastingen op energie en emissies wordt vergeleken met het netto bedrijfsresultaat van de sector in de afgelopen vijf jaar (zie ook Methodiek, pagina 12). We maken hiervoor gebruik van de publieke datasets van het CBS, omdat dit voorhanden is voor alle Nederlandse industriële sectoren en een uniforme vergelijking mogelijk maakt. De daadwerkelijke winst van de bedrijven is niet te achterhalen en zou kunnen afwijken van de getallen die bij het CBS bekend zijn.

Het bedrijfsresultaat van de industriële gassen sector is niet apart gespecificeerd door het CBS, maar verkregen door de overkoepelde sector Basischemie (201) te corrigeren voor gespecificeerde subsectoren: 2013 (anorganische basischemie), 2014 (organische basischemie), 2015 (kunstmest), 2016 (kunststof). In de basischemie met correcties voor andere sectoren was het gemiddelde bedrijfsresultaat<sup>41</sup> tussen 2017 en 2021 € 269 miljoen (zie Figuur 33). De op de beschreven wijze gecorrigeerde Basischemie telde in 2019 50 bedrijven<sup>42</sup>. De ontwikkeling van het bedrijfsresultaat is onzeker. Door 'green premiums' zou het bedrijfsresultaat kunnen stijgen, maar niet-fossiele alternatieven zijn (nog) duurder en de investeringen risicovol, hierdoor zou het bedrijfsresultaat kunnen dalen.

<sup>41</sup> CBS tabel *Bedrijfsleven; arbeids- en financiële gegevens, per branche, SBI 2008*

<sup>42</sup> CBS tabel *Bedrijven; bedrijfstak*

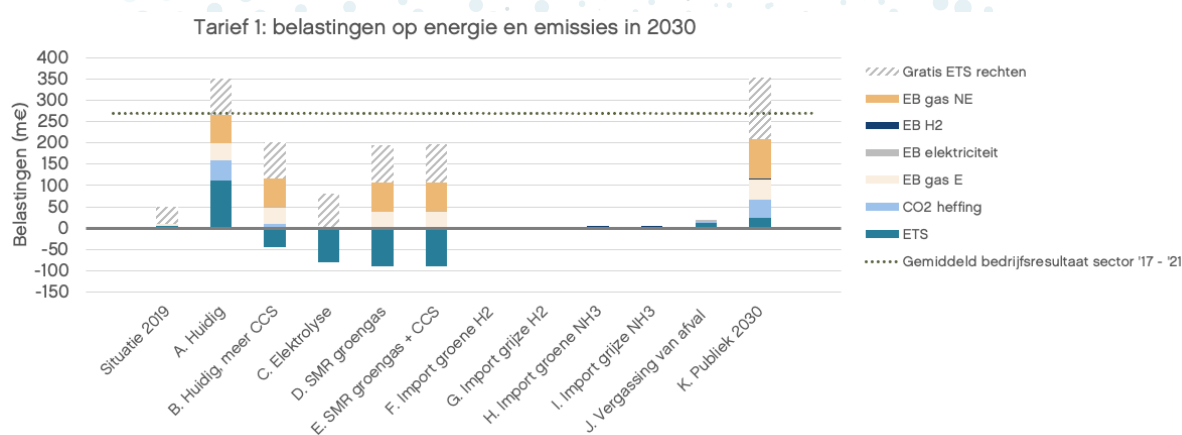
### Bedrijfsresultaat in Basischemie, gecorrigeerd voor de in CBS bekende subsectoren



Figuur 33. Het bedrijfsresultaat in de Basischemie. Let op: dit is een grove indicatie van een sector. Het bedrijfsresultaat van de industriële gassen sector is niet voorhanden. Deze grafiek toont het bedrijfsresultaat in de sector Basischemie (201), minus de subsectoren 2013 (anorganische basischemie), 2014 (organische basischemie), 2015 (kunstmest), 2016 (kunststof).

Op basis van de kwantificatie van de belastingen op energie en emissies concluderen we dat de ETS prijs, de CO<sub>2</sub>-heffing en de energiebelasting voldoende zijn om de industriële gassen sector te bewegen in de richting van één van de handelingsperspectieven. In onderstaande figuren is getoond dat deze drie middelen al een sterke stimulans zijn voor de sector om emissies te reduceren, omdat de extra belastingen hoger zijn dan het historisch bedrijfsresultaat. We lichten dit nu toe.

Figuur 34 toont de belastingen op energie en emissies voor de twee kunstmestproducenten voor de situatie in 2019 en voor de elf doorgerekende varianten in 2030, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 1 (energiebelasting tarief per drager) is aangehouden. De belastingen in 2030 zijn voor alle perspectieven gekwantificeerd, maar vanwege schaarste van energiedragers of grondstoffen zijn variant E – J niet realistisch als 100% productieproces in 2030.



Figuur 34. De belastingen op energie en emissies voor de twee onderzochte industriële gassen producenten voor de situatie in 2019 en de elf onderzochte varianten in 2030. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas onder tarief 1 (getoond in oranje). De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 3 m€.

We bespreken eerst het stand Europees en Nederlands beleid en vervolgens de hier onderzochte heffing. In 2019 werden aan de bedrijven het grootste deel van de ETS emissierechten gratis verstrekt. Sindsdien is de ETS prijs gestegen en wordt het aandeel gratis rechten jaarlijks afgebouwd, waardoor de bedrijven bij continuering van het huidige proces zo'n € 110 miljoen aan ETS rechten zou betalen. Een deel van de ETS kosten kan in 2030 worden doorberekend aan klanten, vanwege de gedeeltelijke bescherming van CBAM, die tussen 2026 en 2034 wordt opgebouwd. De CO<sub>2</sub>-heffing voegt nog zo'n €50 miljoen per jaar aan lasten toe. De ETS rechten, die niet volledig doorberekend kunnen worden, in combinatie met de CO<sub>2</sub>-heffing gelden in 2030 als een sterke stimulans om emissies te reduceren.

De ETS kosten dalen wanneer op emissiearmere productiemethodes wordt overgestapt. In sommige varianten leidt tot zelfs tot de situatie dat er meer gratis rechten aan de bedrijven worden verstrekt dan ze uitstoten. Dit overschot aan gratis rechten kan verhandeld worden. De gratis ETS rechten dalen wanneer ammoniak of waterstof wordt geïmporteerd, omdat de gratis rechten per ton geproduceerde waterstof worden verstrekt. Hierbij is het belangrijk om nogmaals te realiseren dat deze varianten niet realistisch zijn als 100% alternatief in 2030 vanwege schaarste van energiedragers of grondstoffen. De belemmering voor verduurzaming is deze schaarste en niet het gebrek aan financiële prikkel.

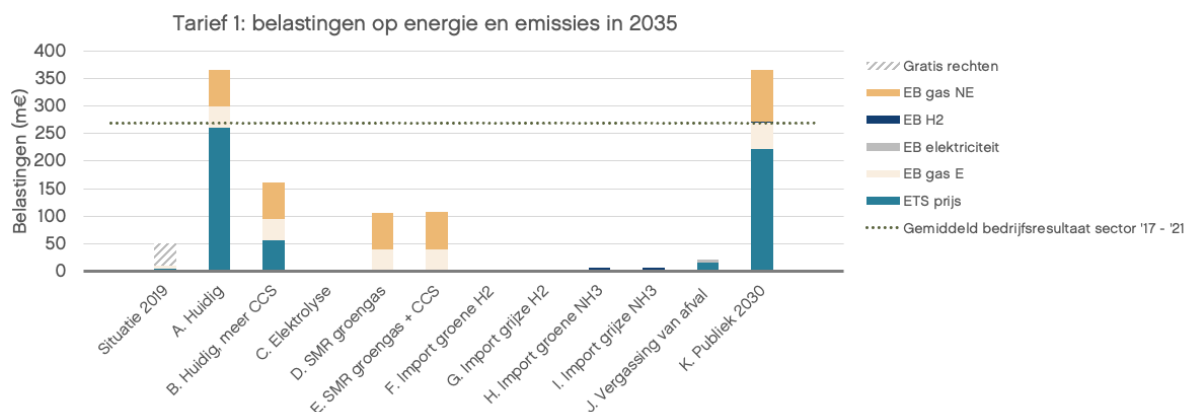
De hier onderzochte maatregel wordt in scenario 1 geheven vanaf 2030. Dit voegt in tarief 1 € 66 miljoen toe aan de € 160 miljoen ETS en CO<sub>2</sub>-heffing lasten bij ongewijzigde bedrijfsvoering. De energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas zou vermeden kunnen worden met verschillende alternatieven, maar deze zijn grotendeels niet beschikbaar in 2030. Bovendien zou deze maatregel alleen in Nederland gaan gelden en wordt waterstof in dit decennium via de te ontwikkelen backbone uit het buitenland verkrijgbaar. De Nederlandse producenten kunnen de extra lasten dus niet doorberekenen aan klanten.

De sector verwacht te groeien voor 2030, omdat de rol van (blauwe) waterstof in de toekomst zal toenemen. De sector verwacht met name CCS en import toe te passen. De emissies van de sector dalen licht, maar het volume verkochte waterstof neemt wel sterk toe. De hier onderzochte maatregel maakt de toepassing van CCS financieel minder aantrekkelijk, omdat CCS de belasting niet vermijdt. Dit past in een wereldbeeld waarin fossiele energiedragers en grondstoffen worden uitgefaseerd, maar tegelijkertijd is deze techniek volgens de sector op korte termijn inzetbaar en verwacht de sector met CCS vóór 2030 emissies te reduceren (zie Figuur 31). De invoering van deze maatregel zou de investeringsbeslissingen voor deze techniek kunnen remmen.

De hier onderzochte maatregel maakt de toepassing van groengas financieel minder aantrekkelijk, omdat de inzet van groengas de belasting niet vermijdt, terwijl groengas wel een geschikt alternatief zou zijn om het productieproces redelijk ongewijzigd voort te zetten en de emissies te reduceren, onder de voorwaarde dat voldoende groengas beschikbaar is. Het is voor zover wij weten geen bewust besluit om groengas voor de productie van waterstof te destimuleren. De invoering van deze maatregel zou de investeringsbeslissingen voor deze techniek kunnen remmen.

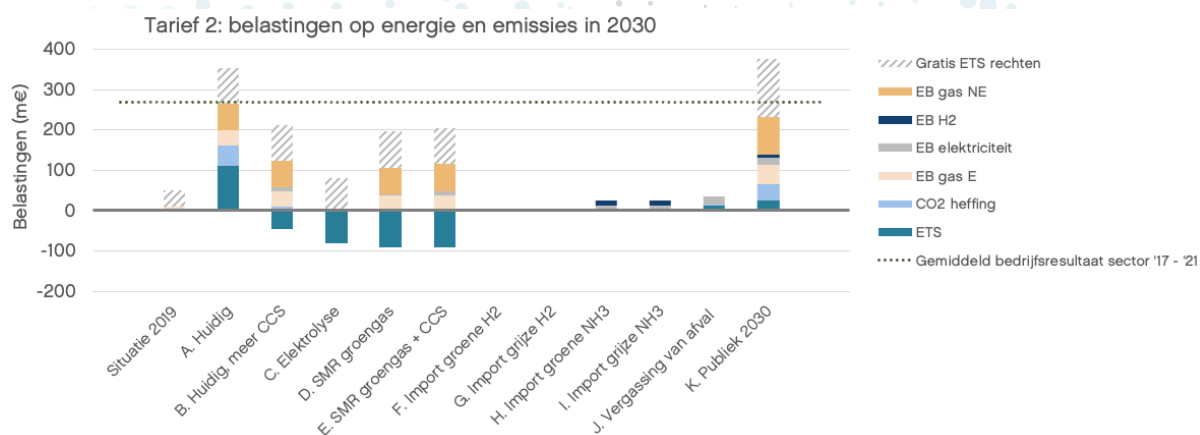
Figuur 35 toont de belastingen op energie en emissies voor de situatie in 2019 en voor de elf doorgerekende varianten in 2035, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 1 (energiebelasting tarief per drager) is aangehouden. In 2035 zijn de gratis ETS rechten volledig afgebouwd en is CBAM volledig ingevoerd. De alternatieve grondstoffen en energiedragers zijn in deze periode waarschijnlijk op grotere schaal voorhanden, waardoor de heffing vermeden kan worden. De CCS en groengas varianten worden door de maatregel financieel minder aantrekkelijk.

In scenario 2 wordt de vrijstelling afgeschaft in 2040. Waar we voor 2030 aangaven dat niet alle handelingsperspectieven aannemelijk zijn vanwege schaarste, zijn de meeste handelingsperspectieven in 2040 waarschijnlijker. Zo zal er meer groene elektriciteit voor elektrolyse beschikbaar zijn en zal de import van groene waterstof en/of ammoniak ook op grotere schaal mogelijk zijn.



Figuur 35. De belastingen op energie en emissies voor de twee industriële gassen producenten voor de situatie in 2019 en de elf onderzochte varianten in 2035. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas onder tarief 1 (getoond in oranje).

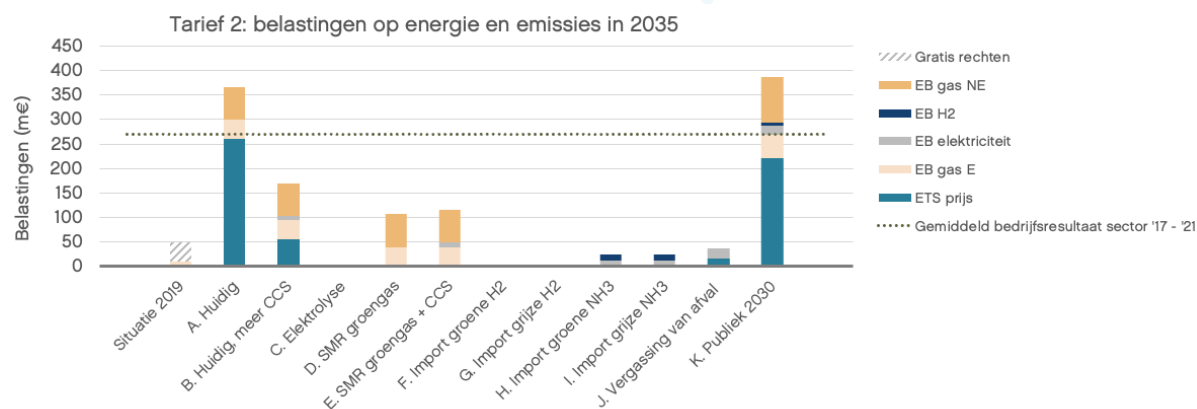
Figuur 36 toont de belastingen op energie en emissies voor de situatie in 2019 en voor de elf doorgerekende varianten in 2030, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 2 (energiebelasting gelijk tarief voor alle dragers) is aangehouden. Onder tarief 2 is de energiebelasting op elektriciteit en waterstof hoger dan onder tarief 1. De impact op de varianten is beperkt, gezien het relatief kleine aandeel van de energiebelasting op elektriciteit en waterstof. De elektriciteit voor elektrolyse is vrijgesteld van energiebelasting vanwege de vrijstelling elektrolytische procedés.



Figuur 36. De belastingen op energie en emissies voor de twee onderzochte industriële gassen producenten voor de situatie in 2019 en de elf onderzochte varianten in 2030. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas onder tarief 2 (getoond in oranje). De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 3 m€.



Figuur 37 toont de belastingen op energie en emissies voor de situatie in 2019 en voor de elf doorgerekende varianten in 2035, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 2 (energiebelasting gelijk tarief voor alle dragers) is aangehouden. Onder tarief 2 is de energiebelasting op elektriciteit en waterstof hoger dan onder tarief 1. De impact op de varianten is beperkt, gezien het relatief kleine aandeel van de energiebelasting op elektriciteit en waterstof. In 2035 zijn de gratis ETS rechten volledig afgebouwd en is CBAM volledig ingevoerd. De alternatieve grondstoffen en energiedragers zijn in deze periode waarschijnlijk op grotere schaal voorhanden, waardoor de heffing vermeden kan worden. In scenario 2 wordt de vrijstelling afschaft in 2040. Op dat moment zijn meerdere handelingsperspectieven aannemelijker. De CCS en groengas varianten worden door de maatregel financieel minder aantrekkelijk.



Figuur 37. De belastingen op energie en emissies voor de twee industriële gassen producenten voor de situatie in 2019 en de elf onderzochte varianten in 2035. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas onder tarief 2 (getoond in oranje).

## Duiding

Met behulp van een twintigtal vragen (in Tabel 13) pogen we de impact van de onderzochte maatregel op Air Products en Air Liquide te duiden. Op basis van deze duiding concluderen wij dat bij afschaffing van deze vrijstelling de industriële gassen bedrijven aanzienlijk minder winstgevend worden bij continuering van de huidige bedrijfsvoering. Het gekozen handelingsperspectief door deze bedrijven om rond 2030 CCS toe te passen is niet toereikend om de heffing die voorkomt uit het opheffen van de vrijstelling te vermijden. Dit remt de beschikbaarheid van blauwe waterstof, een belangrijke energiedrager in de transitie zolang groene waterstof niet op grote schaal beschikbaar is. Alternatieve handelingsperspectieven zijn niet reëel voor 2030.

Tabel 13. De duiding voor de onderzochte maatregel voor de industriële gassen producenten.

Vraag	Antwoord
Hoeveel extra aan heffingen (EB, ETS, CO <sub>2</sub> en afschaffen vrijstelling) wordt er betaald in 2030 t.o.v. 2019 onder de aannames van de analyse bij ongewijzigde bedrijfsvoering?	Ruim € 250 miljoen per jaar. Hiervan is € 110 miljoen per jaar ETS, welke deels doorberekend kunnen worden aan klanten door de invoering van CBAM. De CO <sub>2</sub> -heffing voegt daar € 50 miljoen aan toe. Dit is staand beleid. Het afschaffen van de vrijstelling zou €65 miljoen per jaar aan extra lasten veroorzaken, welke niet doorberekend kan worden.

Vraag	Antwoord
<i>Hoeveel extra aan heffingen (EB, ETS, CO<sub>2</sub> en afschaffen vrijstelling) wordt er betaald in 2035 t.o.v. 2019 onder de aannames van de analyse bij ongewijzigde bedrijfsvoering?</i>	Ongeveer € 350 miljoen per jaar, waarvan het grootste deel (€ 250 miljoen) ETS, welke in 2035 doorberekend kan worden aan Europese klanten. Het afschaffen van de vrijstelling zou €65 miljoen per jaar aan extra lasten veroorzaken, welke niet doorberekend kan worden.
<i>Wat was het bedrijfsresultaat van de sector in de laatste 5 jaar (CBS definitie)?</i>	Ongeveer € 250 miljoen per jaar. In deze sector zitten echter 50 bedrijven en het opgetelde bedrijfsresultaat van Air Products en Air Liquide in Nederland is dus waarschijnlijk lager.
<i>Hoeveel zijn de extra opbrengsten voor het Rijk door het opheffen van de vrijstelling indien het bedrijf zijn huidige plannen voor 2030 zou uitvoeren?</i>	Ongeveer € 100 miljoen per jaar.
<i>Is Nederland het enige land dat momenteel in de EU overweegt om deze vrijstelling op te heffen?</i>	Ja.
<i>Zijn de bestaande heffingen van EB, ETS en CO<sub>2</sub>-heffing, maar zonder opheffing vrijstelling, voldoende voor het aanzetten tot actie om scope 1 emissies te reduceren in 2030?</i>	Ja. De ETS kosten kunnen na 2034 volledig worden doorberekend aan Europese klanten, maar tot die tijd niet of gedeeltelijk. Bovendien geeft de CO <sub>2</sub> -heffing in combinatie met het ETS een bodemprijs. Gezamenlijk vormt dit staande beleid een sterke stimulans om te verduurzamen, omdat het bedrijfsresultaat van de bedrijven anders sterk zou afnemen. De actie die de bedrijven op korte termijn willen inzetten om emissies te reduceren (CCS) wordt door deze maatregel minder aantrekkelijk gemaakt en investeringen in deze techniek worden geremd.
<i>Zijn de bestaande heffingen (zonder opheffing vrijstelling) voldoende voor het aanzetten tot verdere actie om scope 1 emissies te reduceren in 2035?</i>	Ja, omdat de heffingen vele malen hoger zijn dan het historisch bedrijfsresultaat van de gehele sector.
<i>Maakt het opheffen van de vrijstelling het aannemelijk dat scope 1 emissies sneller worden gerealiseerd?</i>	Nee, want realisatie hangt af van juridische procedures gerelateerd aan stikstof voor CCS projecten zoals Porthos. Bovendien maakt de heffing investeringen in blauwe waterstof juist minder aantrekkelijk, terwijl deze energiedrager belangrijk is voor de energietransitie zolang groene waterstof niet op grote schaal beschikbaar is. Als de heffing zo veel impact op de bedrijven heeft dat ze vertrekken, reduceren de scope 1 emissies in Nederland, maar niet mondiaal.
<i>Worden investeringen ten behoeve van scope 1 emissiereductie uitgesteld of stopgezet onder dreiging van het opheffen van de vrijstelling?</i>	Ja, investeren in CCS in NL wordt minder aantrekkelijk. Het lijkt logisch dat bedrijven hun activiteiten dan deels zullen verplaatsen naar België en Duitsland. Zeker daar waar er al pijplijn verbindingen bestaan.

Vraag	Antwoord
<i>Brengt het opheffen van de vrijstelling de slagingskans van de maatwerkafspraken in gevaar?</i>	Ja, omdat de NL overheid het speelveld met de omringende landen verstoort. Indien hier extra ondersteuning in de vorm van investeringssubsidies tegenover staan voor duurzame investeringen mogelijk niet.
<i>Zijn er handeling-perspectieven om de heffing voortkomend uit het opheffen van de vrijstelling te voorkomen in 2030 en indien ja hoeveel kan dan worden vermeden?</i>	De heffing kan niet worden vermeden door schaarste aan alternatieve grondstoffen of energiedragers.
<i>Zijn er handelings-perspectieven om de heffing voortkomend uit het opheffen van de vrijstelling te voorkomen in 2035 of 2040 en indien ja, hoeveel kan dan worden vermeden?</i>	Bij ruimere beschikking van groene elektriciteit en afval voor het produceren van waterstof, of groene waterstof in de wereldmarkt, kan de heffing worden vermeden.
<i>In welke mate doen de handelingsperspectieven een beroep op schaarse biogene, synthetische en gerecyclede moleculen in 2030?</i>	Kan potentieel een groot beroep doen om de beschikbare groene elektriciteit voor de productie van groene waterstof.
<i>In welke mate doen de handelingsperspectieven een beroep op schaarse biogene, synthetische en gerecyclede moleculen uit Nederland in 2035?</i>	Zal een groot beroep doen op de beschikbare groene elektriciteit in NL tenzij er gekozen wordt voor een hoge mate van import.
<i>Is er een reëel handelingsperspectief waarin het bedrijf scope 1 en 3 emissies zodanig kan vermijden dat het bedrijfsresultaat in 2030 niet richting 0 of negatief gaat?</i>	CCS is de voorkeursoptie om scope 1 emissies te reduceren. Realisatie hiervan hangt af van juridische procedures gerelateerd aan stikstof voor CCS projecten zoals Porthos.
<i>Zijn de reële handelings- perspectieven in 2030 duurder en meer risicovol voor de bedrijven dan de huidige bedrijfsvoering?</i>	Nee. De voorkeursoptie van CCS is duurder dan hetzelfde productieproces zonder CCS, daarmee kunnen echter wel ETS en CO <sub>2</sub> -heffingen worden voorkomen. Maar CCS is niet geschikt om de heffing voortkomend uit het opheffen van de vrijstelling te vermijden.
<i>Kunnen CBAM en "green premiums" zorgen voor hogere inkomsten?</i>	Green premiums zullen hogere kosten deels af kunnen dekken. CBAM corrigeert de ETS prijs gedeeltelijk, maar omdat veel producten waar waterstof in gebruikt wordt niet onder CBAM vallen, zijn bedrijven verderop in de keten zijn niet beschermd.
<i>In welke mate kan het betrokken bedrijf de heffing voortvloeiend uit de vrijstelling doorberekenen aan klanten?</i>	Zeer beperkt. Als de Europese backbone in stand is kan waterstof worden ingekocht vanuit buurlanden waar de heffing niet in stand is.

Vraag	Antwoord
<i>Hoe groot wordt de kans op extra weglek effecten geacht?</i>	Heel hoog, omdat er mogelijkheden zijn om ook waterstof via pijpleidingen uit omringende landen te betrekken. Dit is nu al mogelijk voor 1 bedrijf (pijpleiding naar Antwerpen) en dat neemt toe met de ontwikkeling van de backbone.
<i>Brengt het opheffen van de vrijstelling onder de aannames in de analyse de continuïteit van het bedrijf in gevaar in 2030?</i>	Ja. De winstgevendheid daalt sterk en nieuwe investeringen zullen worden gedaan in andere delen van Europa.

## 2.3 BioMCN

### Kwantificatie varianten

Voor BioMCN onderzoeken we vijf varianten. In de eerste variant blijft het huidige productieproces in stand. In de volgende vier varianten wordt volledig voor één strategie gekozen, welke op verschillende manieren emissies reduceren.

Voor veel handelingsperspectieven geldt schaarste in 2030 en mogelijk daarna. Dat betekent dat de alternatieven niet beschikbaar zijn, of veel duurder.

- Groengas is beperkt beschikbaar tot zeker 2035 en bovendien zijn er ook andere sectoren, zoals de gebouwde omgeving, die hier aanspraak op doen.
- Afval is een inefficiënte energiebron, er zouden gigantische hoeveelheden afval nodig zijn om voor BioMCN voldoende H<sub>2</sub> te produceren.
- Groene waterstof is zeker tot 2030 beperkt beschikbaar.

In Tabel 14 geven we aan of een perspectief een 100% alternatief vormt voor het huidige productportfolio. Een 'nee' betekent dat de techniek mogelijk wel in combinatie met een andere techniek kan worden ingezet, mits er voldoende beschikbaarheid is.

Tabel 14. De onderzochte varianten voor BioMCN.

Onderzochte varianten voor BioMCN	100% alternatief 2030
A. Huidig productieproces	Ja
B. Volledig groengas	Nee, beperkt beschikbaar
C. Volledig groengas, meer CO <sub>2</sub> afvang	Nee, beperkt beschikbaar
D. Vergassingsinstallatie on-site	Nee, beperkt beschikbaar
E. Groene waterstof inkoop en CO <sub>2</sub> via inkoop of Direct Air Capture.	Nee, beperkt beschikbaar

- BioMCN heeft publiek gemaakt dat een combinatie van perspectief D en E waarschijnlijk zal worden gevolgd in de toekomst.
- In varianten B en C gaan we uit van groengas als energiedrager voor de productie van methanol.

- In varianten D en E gaan we uit van waterstof als energiedrager voor de productie van methanol.

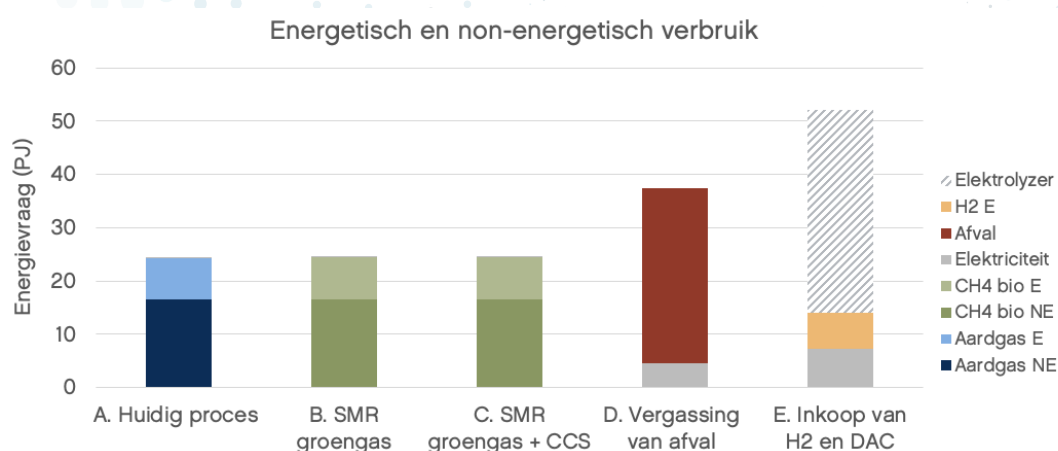
We vergelijken twee scenario's, waarin de energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas op een ander moment wordt ingevoerd.

- Scenario 1: de energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas wordt geheven vanaf 2030
- Scenario 2: de energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas wordt geheven vanaf 2040

## Energieverbruik en emissies

Figuur 38 toont de energievraag van BioMCN in de vijf varianten. Het energieverbruik op de site kan veranderen van drager (elektriciteit, groengas, afval) en volume.

- De benodigde hoeveelheid groengas (variant B en C, 24 PJ) is bijna een kwart van de verwachte productie in NL in 2035: 96 PJ<sup>43</sup>.
- De vergasser produceert ook waterstof die als energiedrager wordt ingezet (variant D). Deze wordt in Figuur 38 niet getoond om een dubbeltelling van energie te voorkomen. We hebben hier de aanname gedaan dat de vergasser onsite staat.
- In variant E wordt CO<sub>2</sub> afgevangen uit de lucht, dit kost elektriciteit. Daarnaast wordt groene waterstof ingekocht (variant E), zowel de grondstof voor methanol als de waterstof die als brandstof wordt ingezet. Hier is aangenomen dat de elektrolyzer offsite staat.

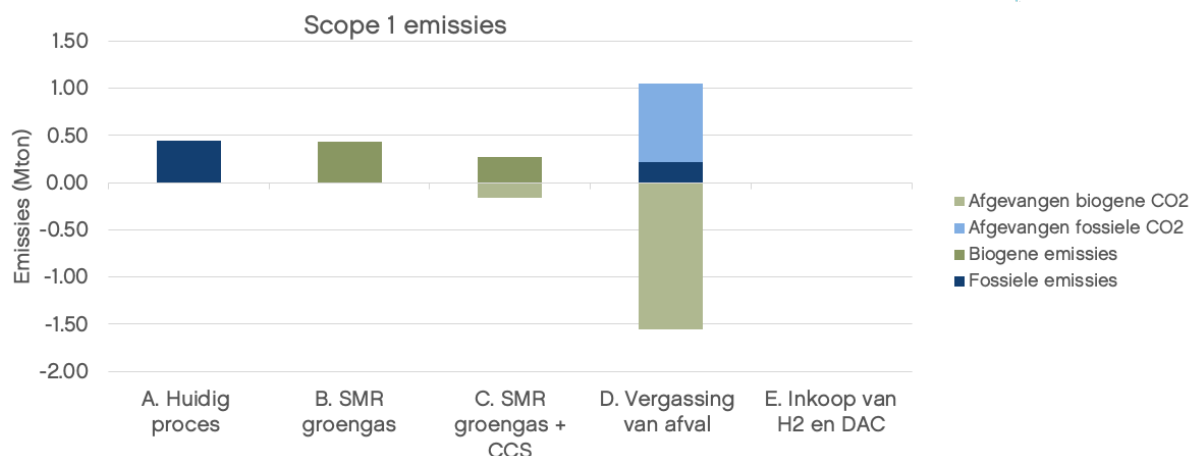


Figuur 38. Het energetisch en non-energetisch gebruik van BioMCN in de vijf varianten. In de vergassingvariant is de aanname gedaan dat de vergasser onsite staat.

Figuur 39 toont de scope 1 emissies van BioMCN voor de vijf varianten. De scope 1 emissies nemen in de meeste perspectieven sterk af. Negatieve emissies *kunnen* gerealiseerd worden bij de inzet van groengas, maar de benodigde hoeveelheid groengas (24 PJ) is bijna een kwart van de verwachte productie in NL in 2035: 96 PJ<sup>43</sup>. Bij de vergassing van afval zou fossiele en biogene CO<sub>2</sub> kunnen worden afgevangen, maar deze variant vergt ook een groot volume afval: 3 Mton per jaar. In 2020 werd in NL 9 megaton huishoudelijk afval verzameld<sup>44</sup>.

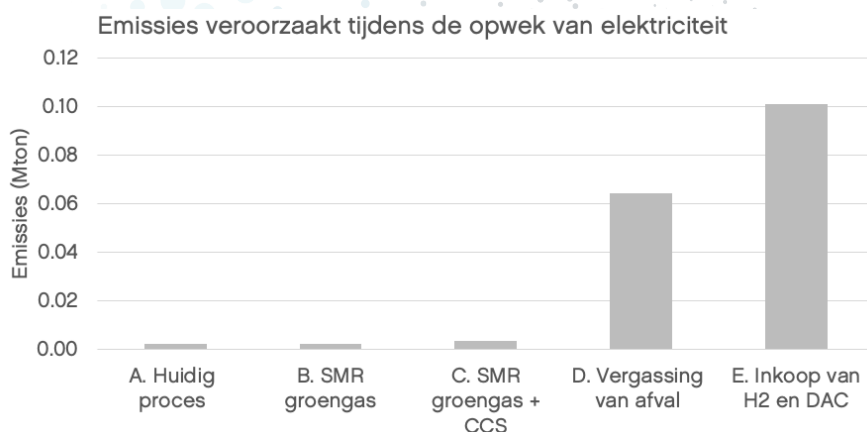
<sup>43</sup> IJ3050 Netbeheer Nederlands. 2035KA scenario, groengas productie in heel NL 96 PJ.

<sup>44</sup> CBS



Figuur 39. De scope 1 emissies van BioMCN in de vijf onderzochte varianten.

Voor BioMCN zijn de indirecte emissies beperkt tot de emissies die veroorzaakt worden bij de opwekking van elektriciteit (Figuur 40). Voor de emissies veroorzaakt tijdens de productie van elektriciteit is gerekend met een emissiefactor van 50.2 kg CO<sub>2</sub> / MWh, gebaseerd op het 2030KA scenario van II3050. Elektrolyzers gaan mogelijk alleen draaien wanneer er een overschot aan hernieuwbare elektriciteit is (variant E). De indirecte emissies zijn dan 0.



Figuur 40. De emissies veroorzaakt tijdens de opwek van elektriciteit die BioMCN in de vijf varianten onsite gebruikt. Er is aangenomen dat de elektrolyser offsite staat, dus de elektriciteitsvraag van de elektrolyser is niet meegenomen.

## Belasting op energie en emissies

In deze impactanalyse onderzoeken we de gevolgen van de maatregel op de hoogte van de belastingen op energie en emissies die door de bedrijven worden betaald. We beperken ons tot deze kwantificatie, omdat het niet mogelijk is om met zekerheid vast te stellen wat de onrendabele top is van de alternatieve handelingsperspectieven, omdat de lasteneffecten van een verandering in grondstofinname worden veroorzaakt door:

- De CAPEX en OPEX zijn nog zeer onzeker, omdat naast de investering in de nieuwe installaties, ook integratie op de site gerealiseerd moet worden. De kosten hiervan zijn significant en kunnen hoger zijn dan de investering in de materialen en de apparaten die nodig zijn om nieuwe technieken toe te kunnen passen.
- De kosten van alternatieve energiedragers (biogas, waterstof of ammoniak) zijn onzeker.

- De beschikbaarheid van alternatieve energiedragers is onzeker. Voor groengas geldt zeker schaarste<sup>45</sup>. Groene waterstof is zeker tot 2030 beperkt beschikbaar<sup>46</sup> en groene ammoniak is ook tot zeker 2030 beperkt beschikbaar.
- Een 'green premium' op eindproducten is (nog) niet vast te stellen voor 2030 en 2040.

De belastingen op energie en emissies in 2030 en 2040 voor de varianten worden bepaald volgens de aannames in Tabel 15. De belastingen op energie en emissies worden bepaald voor in twee tarieven. Daarnaast hanteren we twee scenario's, welke zijn vastgesteld door de opdrachtgever:

- Scenario 1: de energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas wordt geheven vanaf 2030
- Scenario 2: de energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas wordt geheven vanaf 2040

Tabel 15. De tariefaannames voor de kwantificatie van de belastingen op energie en emissies voor de BioMCN.

	Tarief	Toelichting
ETS CO <sub>2</sub> prijs 2030	110 €/ton	Bron: KEV 2022 Om het aandeel gratis rechten in te schatten is de volgende methode aangehouden gebaseerd op de <i>Guidances 1 – 9</i> toewijzing emissierechten van NEa <sup>47</sup> : <ul style="list-style-type: none"> <li>- Methanolproductie valt niet onder CBAM, dus er is geen afbouw van gratis rechten gerelateerd aan de invoer van CBAM.</li> <li>- Het aantal gratis rechten wordt bepaald door benchmarks. Methanol valt niet onder een product benchmark en daar wordt gebruik gemaakt van een heat benchmark, waarbij emissies worden verstrekt per TJ warmte. De benchmarkwaarde voor de relevante activiteiten is opgezocht voor de periode 2021-2025. De benchmarkwaarde neemt jaarlijks af met minimaal 0.2% en maximaal 1.6% en wordt opnieuw vastgesteld voor de periode 2026-2030, deze ligt dus 1% tot 8% lager dan de periode daarvoor. In de figuren is het gemiddelde hiervan (4.5%) getoond en in de beschrijving bij de figuren de onzekerheidsmarge.</li> </ul>
ETS CO <sub>2</sub> prijs 2035	144,50 €/ton	Het gemiddelde van de ETS prijs is 2030 en 2040 volgens de KEV 2022
CO <sub>2</sub> -heffing 2030	Verschil ETS termijnkoers en 136.79 €/ton	Bron: emissieautoriteit Dispensatierechten niet meegenomen in de berekening, daarom moet bij de berekening van de CO <sub>2</sub> -heffing rekening gehouden worden met een onzekerheidsmarge.
Energiebelasting	Drager- en schijfafhankelijk	Bron: tarieven in Voorjaarsbesluitvorming Klimaat
Energiebelasting op non-energetisch	Drager- en schijfafhankelijk	Bron: tarieven in Voorjaarsbesluitvorming Klimaat

<sup>45</sup> I13050 Netbeheer Nederlands. 2035KA scenario, groengas productie in heel NL 96 PJ.

<sup>46</sup> Zie bijvoorbeeld Integrale Infrastructuurverkenning 2030 – 2050: in 2030 is er zo'n 10-20 TWh groene waterstof beschikbaar in heel NL.

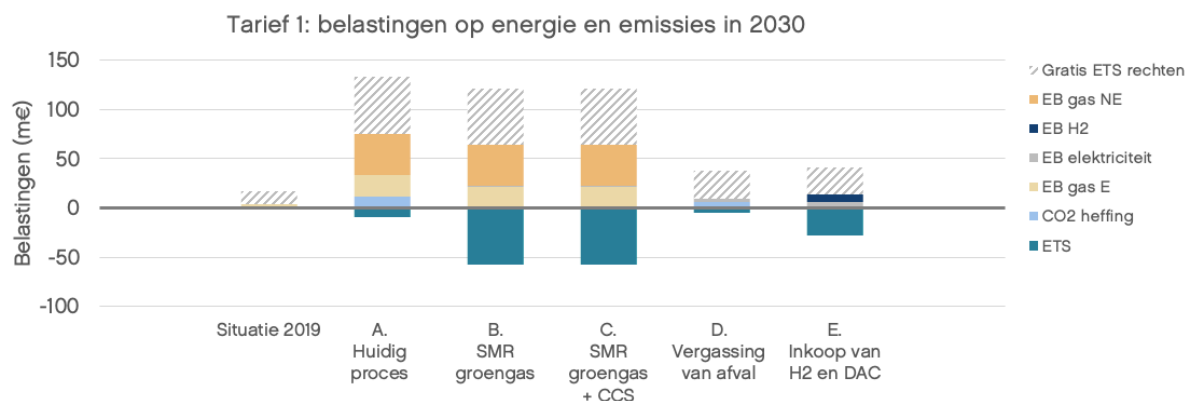
<sup>47</sup> <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/toewijzing-2021-2025/templates-en-guidances>

gebruik - tarief 1	
Energiebelasting op non-energetisch gebruik - tarief 2	2.27 €/GJ Alle energiedragers worden gelijk belast zoals aardgas in de energiebelasting in 2030. Dit tarief beïnvloedt dus de energiebelasting op elektriciteit en waterstof en niet op aardgas. We tonen de resultaten hiervan, maar nemen dit niet mee in de duiding van de maatregel, omdat het strikt genomen niet gerelateerd is aan de onderzochte maatregel.

Voor BioMCN laten we niet het CBS bedrijfsresultaat zien, aangezien er nog 89 bedrijven in dezelfde sector zitten (2014 Organische basischemie<sup>48</sup>). Wel is bekend dat de situatie bij BioMCN al verliesgevend was gedurende in ieder geval een deel van 2021, door de hoge gasprijs<sup>49</sup>.

Op basis van de kwantificatie van de belastingen op energie en emissies concluderen we dat de ETS prijs, de CO<sub>2</sub>-heffing en de energiebelasting voldoende zijn om BioMCN te bewegen in de richting van één van de handelingsperspectieven. In onderstaande figuren is getoond dat deze drie middelen al een sterke stimulans zijn voor de sector om emissies te reduceren, omdat de extra belastingen zonder de onderzochte maatregel al leiden tot ruim € 35 miljoen per jaar aan extra belastingen bij continuering van het huidige proces. We lichten dit nu verder toe.

Figuur 41 toont de belastingen op energie en emissies voor BioMCN voor de situatie in 2019 en voor de elf doorgerekende varianten in 2030, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 1 (energiebelasting tarief per drager) is aangehouden. De belastingen in 2030 zijn voor alle varianten gekwantificeerd, maar vanwege schaarste van energiedragers of grondstoffen zijn variant B – E niet realistisch als een 100% alternatief voor BioMCN in 2030. Waarschijnlijker is dat een combinatie van varianten wordt ingezet.



*Figuur 41. De belastingen op energie en emissies voor BioMCN voor de situatie in 2019 en de vijf onderzochte varianten in 2030. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas onder tarief 1 (getoond in oranje, tarief beïnvloedt alleen de energiebelasting op waterstof en elektriciteit). De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 2 m€.*

<sup>48</sup> CBS tabel *Bedrijven; bedrijfstak*

<sup>49</sup> Jaarverslag OCI 2022: "Over the course of Q3 and Q4 '21, European gas prices reached historically high price levels, which has a significantly negative impact on the financial performance of BioMCN. In response to the high gas price environment, management decided to temporarily shut down the production facilities at BioMCN from June 2021 onwards."



We bespreken eerst het staand Europees en Nederlands beleid en vervolgens de hier onderzochte heffing. In 2019 werden aan BioMCN meer ETS emissierechten gratis verstrekt dan het bedrijf nodig had om de uitstoot te compenseren<sup>50</sup>. Bij continuering van het huidige proces in 2030 zou BioMCN meer gratis rechten ontvangen dan nodig. De ETS opbrengsten stijgen in de groengas varianten, omdat de emissies sterk dalen maar de activiteiten op de site nog vergelijkbaar zijn. Bij de inzet van groengas leidt dit zelfs tot de situatie dat er aanzienlijk meer gratis rechten aan BioMCN worden verstrekt dan BioMCN aan emissies uitstoot. Dit overschot aan gratis rechten kan verhandeld worden. Dit is vanuit het ETS een sterke financiële prikkel om groengas in te zetten als emissiereductietechniek. Echter is groengas in 2030 nog beperkt beschikbaar. Dit is een tijdelijke situatie, omdat de gratis verstrekking van rechten wordt afgebouwd en in 2040 niet meer bestaat.

Wanneer wordt overgestapt op de vergassing van afval en/of de inkoop van groene waterstof, nemen de activiteiten en emissies op de site af. De ETS lasten dalen, maar ook het aantal gratis verstrekte rechten. Ook deze varianten zijn niet voor 100% realistisch in 2030 vanwege schaarste van energiedragers of grondstoffen.

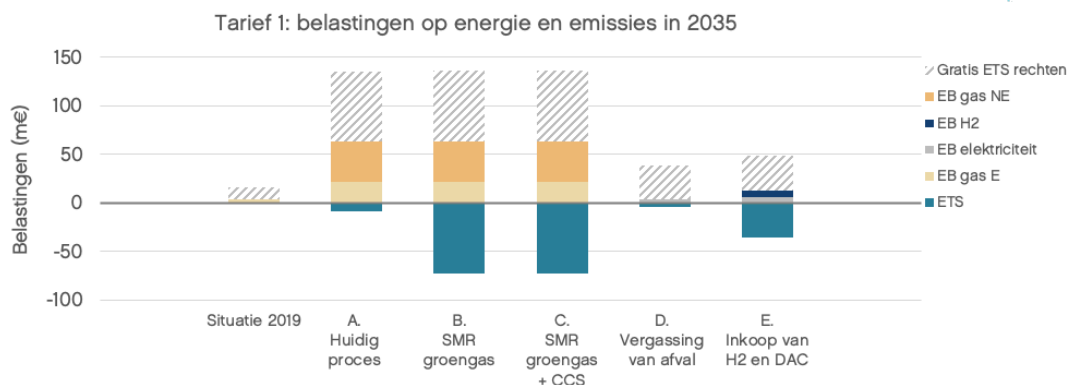
De energiebelasting op het energetisch gebruik van aardgas leidt bij continuering van het huidige proces tot € 22 miljoen euro per jaar aan extra lasten. De energiebelasting wordt ook geheven wanneer wordt overgestapt op groengas als energiedrager en groenstof.

De hier onderzochte maatregel wordt in scenario 1 geheven vanaf 2030. Dit voegt in tarief 1 € 41 miljoen toe aan de € 34 miljoen CO<sub>2</sub>-heffing en energiebelasting bij ongewijzigde bedrijfsvoering. De energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas zou alleen vermeden kunnen worden door waterstof in te kopen of met behulp van afval te produceren, maar deze alternatieven zijn grotendeels niet beschikbaar in 2030 waardoor de heffing in 2030 niet vermeden kan worden. Deze maatregel is dus een sterke stimulans tegen de inzet van groengas en voor de inzet van vergassing en/of inkoop van groene waterstof. Voor zover wij weten is dit geen Nederlands beleid.

Figuur 42 toont de belastingen op energie en emissies voor de situatie in 2019 en voor de vijf doorgerekende varianten in 2035, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 1 (energiebelasting tarief per drager) is aangehouden. De ETS prijs is gestegen. Hoewel BioMCN minder gratis rechten ontvangt door de afbouw van de benchmarkwaarde, is het effect door de gestegen ETS prijs nog vergelijkbaar en voldoende om de uitstoot te compenseren. Een verschil met 2030 is dat de beschikbaarheid van sommige alternatieve energiedragers en grondstoffen in 2035 mogelijk beter is dan in 2030, zoals bijvoorbeeld groene waterstof. Dit maakt variant E realistischer voor 2035 dan 2030.

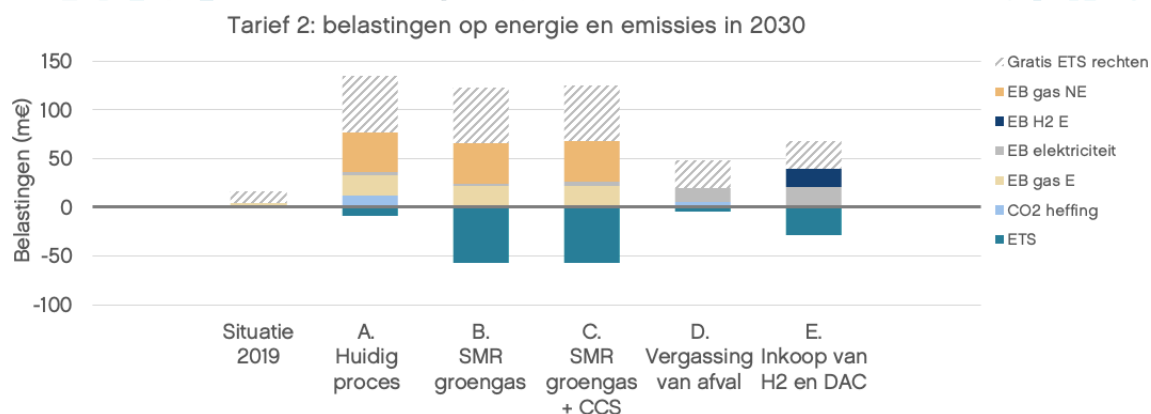
---

<sup>50</sup> BioMCN had in 2021 een CO<sub>2</sub>-efficiëntie van 122% ten opzichte van de Europese benchmark. Bron: NEa.



Figuur 42. De belastingen op energie en emissies voor BioMCN voor de situatie in 2019 en de elf onderzochte varianten in 2035. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas onder tarief 1 (getoond in oranje, tarief beïnvloedt alleen de energiebelasting op waterstof en elektriciteit).

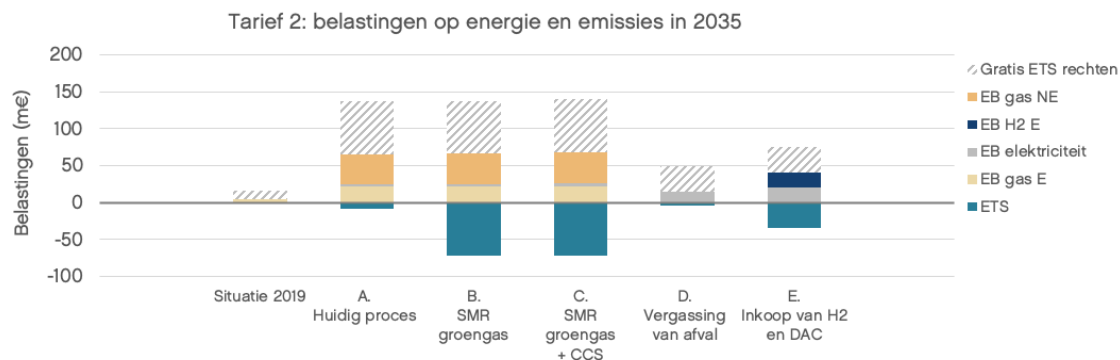
Figuur 43 toont de belastingen op energie en emissies voor de situatie in 2019 en voor de elf doorgerekende varianten in 2030, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 2 (energiebelasting gelijk tarief voor alle dragers) is aangehouden. Onder tarief 2 is de energiebelasting op elektriciteit en waterstof hoger dan onder tarief 1. Dit heeft met name invloed op varianten D en E. In variant D, waarin waterstof wordt geproduceerd met behulp van de vergassing van afval, neemt de energiebelasting toe omdat de elektriciteitsvraag hier toeneemt. In deze variant wordt ook waterstof gebruikt als energiedrager, maar omdat deze op eigen productielocatie wordt geproduceerd is deze vrijgesteld van energiebelasting. In variant E, waarin CO<sub>2</sub> uit de lucht wordt gewonnen met Direct Air Capture, neemt de energiebelasting toe omdat er in deze variant meer elektriciteit en (ingekochte) waterstof wordt gebruikt.



Figuur 43. De belastingen op energie en emissies voor BioMCN voor de situatie in 2019 en de vijf onderzochte varianten in 2030. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas onder tarief 2 (getoond in oranje, tarief beïnvloedt alleen de energiebelasting op waterstof en elektriciteit). De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 2 m€.

Figuur 44 toont de belastingen op energie en emissies voor de situatie in 2019 en voor de vijf doorgerekende varianten in 2035, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 2 (energiebelasting gelijk tarief voor alle dragers) is aangehouden. Onder tarief 2 is de

energiebelasting op elektriciteit en waterstof hoger dan onder tarief 1. De impact op de varianten D en E is hierboven beschreven.



Figuur 44. De belastingen op energie en emissies voor BioMCN voor de situatie in 2019 en de elf onderzochte varianten in 2035. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van energiebelasting op het non-energetisch gebruik van aardgas onder tarief 2 (getoond in oranje, tarief beïnvloedt alleen de energiebelasting op waterstof en elektriciteit).

## Duiding

Met behulp van een twintigtal vragen (in Tabel 16) pogen we de impact van de onderzochte maatregel op BioMCN te duiden. BioMCN is in de afgelopen twee jaar een matig tot slecht renderend bedrijf is geweest, de extra energiebelasting maakt het nog moeilijker om het bedrijf weer winstgevend te krijgen. Alternatieve handelingsperspectieven doen een beroep op schaarse middelen.

Tabel 16. De duiding voor de onderzochte maatregel voor BioMCN.

Vraag	Antwoord
Hoeveel extra aan heffingen (EB, ETS, CO <sub>2</sub> en afschaffen vrijstelling) wordt er betaald in 2030 t.o.v. 2019 onder de aannames van de analyse bij ongewijzigde bedrijfsvoering?	BioMCN ontvangt meer ETS rechten dan nodig om de uitstoot te compenseren, dit levert ongeveer € 9 miljoen per jaar op. De CO <sub>2</sub> -heffing en de energiebelasting op het energetisch gebruik van aardgas leiden tot ongeveer € 35 miljoen kosten per jaar. De afschaffing van de vrijstelling zou leiden tot een extra € 40 miljoen euro per jaar.
Hoeveel extra aan heffingen (EB, ETS, CO <sub>2</sub> en afschaffen vrijstelling) wordt er betaald in 2035 t.o.v. 2019 onder de aannames van de analyse bij ongewijzigde bedrijfsvoering?	BioMCN ontvangt meer ETS rechten dan nodig om de uitstoot te compenseren, dit levert ongeveer € 8 miljoen per jaar op. De energiebelasting op het energetisch gebruik van aardgas leiden tot ongeveer € 20 miljoen kosten per jaar. De afschaffing van de vrijstelling zou leiden tot een extra € 40 miljoen euro per jaar.
Wat was het bedrijfsresultaat van BioMCN in de laatste 5 jaar (CBS definitie)?	We kennen de bedrijfswinst van BioMCN niet. Maar we weten dat de plant een groot deel van 2021 en 2022 heeft stilgestaan vanwege de hoge gasprijzen en op dat moment verliesgevend was.
Hoeveel zijn de extra opbrengsten voor het Rijk door het opheffen van de vrijstelling indien het bedrijf zijn huidige plannen voor 2030 zou uitvoeren?	Voor BioMCN weten we niet welke strategie gevolgd zal worden. Bij continuering van het huidige productieproces of overstap op groengas zou het gaan om ongeveer € 40 miljoen per jaar. De heffing kan

Vraag	Antwoord
	vermeden worden door groene waterstof in te kopen of door afval te vergassen, beide opties leunen op schaarse middelen in 2030.
<i>Is Nederland het enige land dat momenteel in de EU overweegt om deze vrijstelling op te heffen?</i>	Ja.
<i>Zijn de bestaande heffingen van EB, ETS en CO<sub>2</sub>-heffing, maar zonder opheffing vrijstelling, voldoende voor het aanzetten tot actie om scope 1 emissies te reduceren in 2030?</i>	Op basis van de plannen die we kennen voor BioMCN uit de gesprekken met de directie van OCI en BioMCN denken we wel. Ook al omdat de site met de hogere EU-gasprijzen niet of slechts matig winstgevend is.
<i>Zijn de bestaande heffingen (zonder opheffing vrijstelling) voldoende voor het aanzetten tot verdere actie om scope 1 emissies te reduceren in 2035?</i>	De extra heffing zal op lange termijn werken als een stimulans om groene waterstof in te kopen of zelf emissievrije waterstof te produceren, mits het bedrijf de tijd totdat dit mogelijk is kan overbruggen.
<i>Maakt het opheffen van de vrijstelling het aannemelijk dat scope 1 emissies sneller worden gerealiseerd?</i>	Bij invoering op korte termijn niet. De site wordt eerder verliesgevend en minder competitief binnen de EU, omdat de heffing betaald zal moeten worden totdat de vergassing van afval en/of inkoop van waterstof gerealiseerd kunnen worden. Tenzij de heffing zo veel impact op BioMCN heeft dat het vertrekt, in dat geval reduceren de scope 1 emissies in Nederland, maar niet mondiaal.
<i>Worden investeringen ten behoeve van scope 1 emissiereductie uitgesteld of stopgezet onder dreiging van het opheffen van de vrijstelling?</i>	Geen concrete voorbeelden.
<i>Brengt het opheffen van de vrijstelling de slagingskansen van de maatwerkafspraken in gevaar?</i>	Ja, het lijkt ons waarschijnlijk dat de Maatwerkafspraken met BioMCN alleen nog zinvol zijn als er extra ondersteuning in de vorm van investeringssubsidies tegenover staan.
<i>Zijn er handelings-perspectieven om de heffing voortkomend uit het opheffen van de vrijstelling te voorkomen in 2030 en indien ja hoeveel kan dan worden vermeden?</i>	Ja, door vergassing en inkoop van groene waterstof kan aardgas of groengas als grondstof vermeden worden. Maar dit doet wel een beroep op schaarse middelen.
<i>Zijn er handelings-perspectieven om de heffing voortkomend uit het opheffen van de vrijstelling te voorkomen in 2035 of 2040 en indien ja, hoeveel kan dan worden vermeden?</i>	Ja, door vergassing en inkoop van groene waterstof kan aardgas of groengas als grondstof vermeden worden. Maar dit doet wel een beroep op schaarse middelen.
<i>In welke mate doen de handelingsperspectieven een beroep op schaarse biogene, synthetische en gerecyclede moleculen in 2030?</i>	De handelingsperspectieven doen een beroep op groengas, afval en/of op groene waterstof, allen schaars in 2030.

Vraag	Antwoord
<i>In welke mate doen de handelingsperspectieven een beroep op schaarse biogene, synthetische en gerecyclede moleculen uit Nederland in 2035?</i>	De handelingsperspectieven doen een beroep op groengas, afval en/of op groene waterstof.
<i>Is er een reëel handelingsperspectief waarin het bedrijf scope 1 en 3 emissies zodanig kan vermijden dat het bedrijfsresultaat in 2030 niet richting 0 of negatief gaat?</i>	Zelfs als aardgas volledig wordt vermeden zijn de belastingen zo'n € 35 miljoen per jaar. Het bedrijfsresultaat is onbekend.
<i>Zijn de reële handelings- perspectieven in 2030 duurder en meer risicovol voor de bedrijven dan de huidige bedrijfsvoering?</i>	Groene waterstof is in 2030 zeer waarschijnlijk duurder dan grijze waterstof.
<i>Kunnen CBAM en "green premiums" zorgen voor hogere inkomsten?</i>	De klanten van BioMCN kunnen methanol inkopen op de wereldmarkt en CBAM biedt daar voorlopig geen bescherming tegen. De prijs van eventuele "green premiums" is onbekend.
<i>In welke mate kan het betrokken bedrijf de heffing voortvloeiend uit de vrijstelling doorberekenen aan klanten?</i>	Niet. De klanten van BioMCN kunnen methanol inkopen op de wereldmarkt.
<i>Hoe groot wordt de kans op extra weglek effecten geacht?</i>	Deze is al groot bij de huidige aardgasprijzen, deze wordt verder vergroot door het opheffen van de vrijstelling.
<i>Brengt het opheffen van de vrijstelling onder de aannames in de analyse de continuïteit van het bedrijf in gevaar in 2030?</i>	Wij denken van wel, omdat het onzeker is wanneer de verduurzamingsplannen gerealiseerd kunnen worden en deze extra heffing het vermogen tot investeren vermindert.

### 3. Heffing non-energetisch gebruik minerale olie

In deze impactanalyse onderzoeken de gevolgen een nieuw te introduceren heffing op het gebruik van minerale oliën als grondstof.

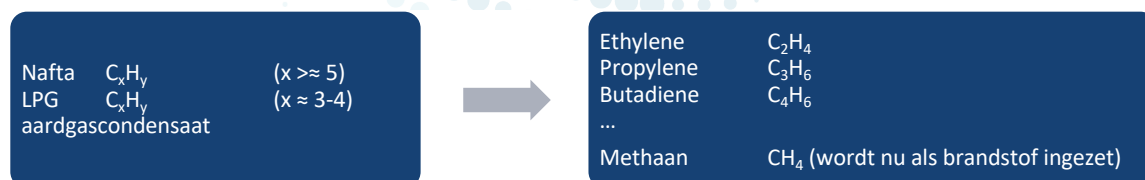
Het grootste gebruik van minerale oliën betreft het gebruik van nafta in bedrijven met stoomkrakers ter vervaardiging van moleculen. Die moleculen worden o.a. gebruikt voor de productie van kunststoffen. Minerale olie die als grondstof wordt ingezet, wordt momenteel niet belast onder de wet op accijns. De wet op accijns belast in principe eindproducten en geen grondstoffen. We onderzoeken hier de impact van een eventueel nieuw te introduceren heffing op het non-energetisch gebruik van minerale olie<sup>51</sup>. Hierbij is aangenomen dat alleen fossiele grondstoffen onder deze nieuwe heffing zullen vallen en niet-fossiele alternatieven niet onder de nieuwe heffing vallen.

Deze impactanalyse onderzoekt de impact van de maatregel op de drie grote stoomkraakbedrijven in Nederland: Shell Moerdijk, Dow Terneuzen en Sabc Geleen. Minimaal één ander bedrijf in Nederland gebruikt ook nafta als grondstof: Gunvor. Bij Gunvor wordt nafta gebruikt als grondstof om benzine, een brandstof, te produceren. Dit volume nafta is niet meegenomen in deze analyse, maar dit bedrijf zou wel getroffen kunnen worden door deze maatregel. Daarnaast zouden er mogelijk nog meer bedrijven in Nederland kunnen zijn waar nafta als grondstof wordt gebruikt. Om dit volledig in kaart te brengen zou extra onderzoek nodig zijn.

*De vierde onderzochte maatregel, een heffing op het energetisch gebruik van eigen geproduceerde gassen, treft ook de stoomkraakbedrijven. In het rapport zijn een aantal paragrafen dubbel getoond, zodat de hoofdstukken over de maatregelen onafhankelijk van elkaar gelezen kunnen worden.*

#### Huidig productieproces

In stoomkrakers worden lange koolwaterstofketens afgebroken tot kortere ketens, welke als grondstof dienen voor tal van chemische producten. De essentie van een stoomkraker is dat er moleculen met een dubbele binding worden geproduceerd: deze zijn chemisch actief en daardoor geschikt als bouwsteen. Daarnaast wordt ook een deel brandstoffen (zo'n 15% van alle producten) gevormd. Tot slot komt er methaan vrij, een restgas dat nu in de stoomkrakers als brandstof wordt ingezet.



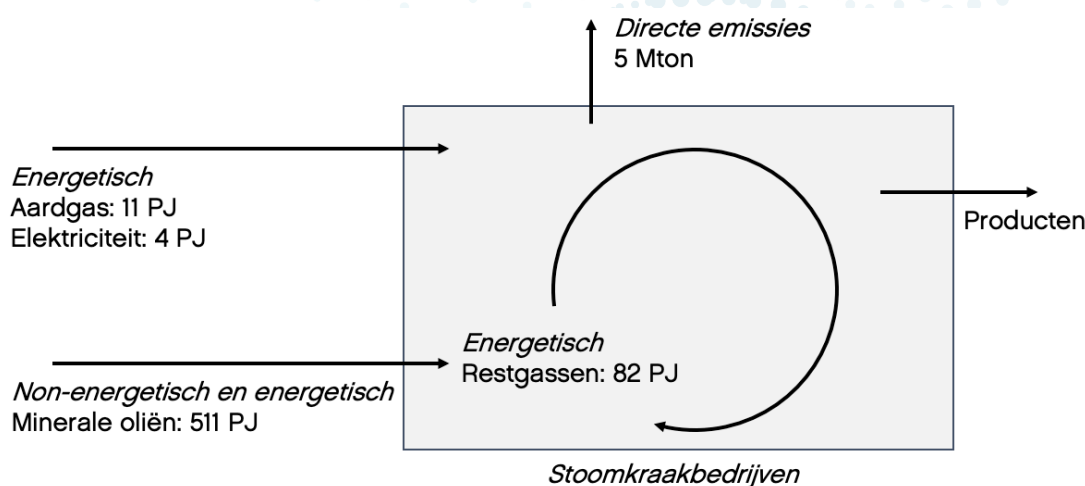
De grondstoffen voor stoomkrakers zijn voornamelijk nafta, aangevuld met LPG en aardgascondensaat. De grondstoffen voor stoomkrakers wordt door raffinaderijen geproduceerd uit ruwe olie. Stoomkrakers bevinden zich dus een stap verderop in de verwerkingsketen na de

<sup>51</sup> Een deel van de ingenomen minerale olie wordt na verwerking als restgas energetisch ingezet (toelichting volgt). We hebben nu de aanname gedaan dat het volledig ingenomen volume minerale olie onder de heffing zou gaan vallen en dat er geen uitzondering wordt gemaakt voor het deel wat na verwerking wordt verbrand.

raffinaderijen, zie daarvoor ook het hoofdstuk over het heffen van energiebelasting op het energetisch gebruik van raffinaderijgas (vanaf pagina 87).

In Nederland staan drie stoomkraakbedrijven, die gezamenlijk zes stoomkrakers in functie hebben: Sabc in Geleen, Dow in Terneuzen en Shell in Moerdijk. In Figuur 45 is een overzicht getoond van het (non-)energetisch verbruik van de drie stoomkraakbedrijven, inclusief emissies en indicatieve volumes. Deze cijfers zijn gebaseerd op de MIDDEN rapporten en de Nea registratie en gevalideerd met de drie bedrijven. Het totale volume minerale oliën in deze sector is volgens het CBS zo'n 15% lager. We kwantificeren alleen het stoomkraakproces en niet de downstream processen van deze bedrijven.

Directe emissies worden veroorzaakt door het energetisch gebruik van aardgas en restgassen. Het fossiele deel van de non-energetische input beïnvloedt de directe emissies alleen gedeeltelijk bij energetisch gebruik van restgassen. De meeste emissies komen vrij bij gebruik of verbranding van producten.



*Figuur 45. Een schematisch overzicht van de energiestromen met indicatieve energievolumes op jaarbasis van de drie stoomkraakbedrijven. Dit is een sterke versimpeling van de processen. Dit schema geeft slechts een fractie van de daadwerkelijke activiteiten, massa- en energiestromen weer.*

Stoomkrakers hebben een centrale rol in drie Nederlandse chemische clusters en zijn nauw verbonden met downstream bedrijven. In een analyse van de voorgestelde heffing toont Berenschot<sup>52</sup> aan dat stoomkrakers een belangrijke rol vervullen in de industriële clusters:

- Drie chemische clusters in Nederland zijn gepositioneerd rondom stoomkraaker(s): Chemelot, Rotterdam Moerdijk en Smart Delta Resources (in Zeeland).
- Om de stoomkrakers zijn tal van bedrijven gevestigd die zich bezig houden met de verwerking, transport en opslag van de grondstoffen en producten van stoomkrakers.
- Daarnaast wordt op deze clusters ook onderzoek verricht.

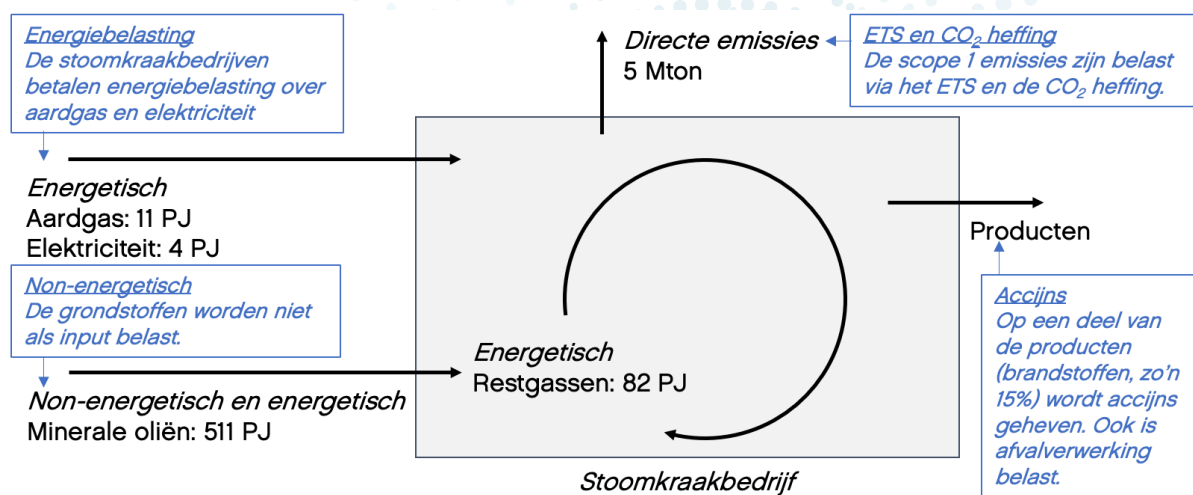
Deze sectoren zijn nauw verbonden met de stoomkrakers. Soms letterlijk door middel van pijpleidingen, soms indirect door middel van samenwerkingscontracten. Dit betekent dat uitval van de stoomkrakers gevolgen zal hebben voor veel downstream bedrijven in de clusters.

<sup>52</sup> Berenschot: *Verduurzaming grondstoffen in de chemie* (juni 2023)

## Huidige belasting op energie en emissies en inzet onderzochte heffing

Het energieverbruik en de emissies van de stoomkraakbedrijven worden op verschillende manieren belast (zie Figuur 46).

- Het aardgas en elektriciteitsverbruik van de stoomkraakbedrijven wordt belast onder de energiebelasting. Restgassen die in dezelfde inrichting zijn ontstaan zijn vrijgesteld van energiebelasting. De eventuele afschaffing van deze maatregel wordt verder toegelicht in “Energiebelasting aardgas ontstaan op eigen productielocatie” vanaf pagina 87.
- De scope 1 emissies die worden veroorzaakt op de eigen site worden belast onder het ETS en de CO<sub>2</sub>-heffing.
- Op een deel van de producten van stoomkrakers, met name brandstoffen, wordt accijns geheven. Bovendien is de afvalverwerking in Nederland belast.
- De non-energetische input van stoomkraakbedrijven is niet belast. Deze eventueel in te voeren maatregel wordt hier onderzocht.



Figuur 46. Belastingen op energie en emissies bij de drie stoomkraakbedrijven. Dit is een sterke versimpeling van de processen bij de bedrijven.

De onderzochte heffing betreft een heffing op de grondstoffen van stoomkraakbedrijven, welke leiden tot emissies wanneer ze worden verbrand. De emissies die dan vrijkomen gelden als scope 3 emissies van de stoomkraakbedrijven. De heffing heeft dus geen invloed op scope 1 emissies van de bedrijven. Omdat scope 1 emissiereductie wel onderdeel is van de toekomstplannen van de stoomkraakbedrijven is Nederland, benoemen we de emissiereductiemethodes wel.

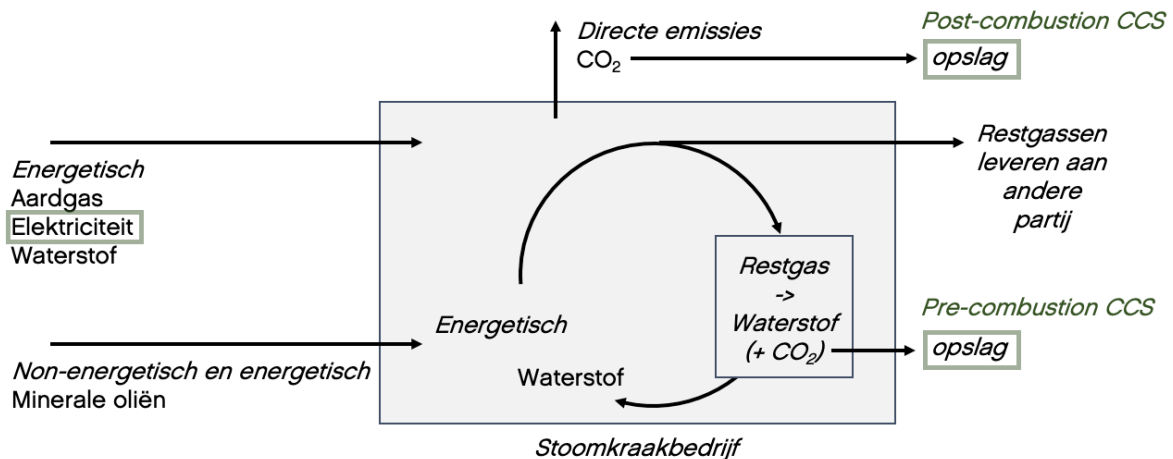
Om de ETS en CO<sub>2</sub>-heffing te vermijden, zullen de bedrijven hun scope 1 emissies moeten reduceren. Hiervoor zijn verschillende manieren denkbaar, waarvan we er drie uitlichten (zie Figuur 47).

- De restgassen of aardgas dat verbrand worden leidt tot CO<sub>2</sub>-emissies. Om scope 1 emissies te reduceren, kan CO<sub>2</sub> worden afgevangen en opgeslagen: post-combustion CCS. Om emissies af te vangen is energie nodig. In sommige gevallen kan restwarmte hiervoor worden gebruikt, in andere gevallen wordt extra brandstof of elektriciteit verbruikt. Het percentage CO<sub>2</sub> dat van de afgassen kan worden afgevangen verschilt per installatie en hangt mede af van het percentage CO<sub>2</sub> in de afgassen.
- Restgassen kunnen als grondstof dienen voor waterstof in een SMR/ATR, waarbij de CO<sub>2</sub> kan worden afgevangen en opgeslagen. De blauwe waterstof die hierbij ontstaan kan bij



het stoomkraakbedrijf worden ingezet als brandstof. Bij de verbranding van waterstof komt geen CO<sub>2</sub> vrij. Er kunnen ook restgassen worden uitgewisseld met een andere partij, zoals een kunstmestproducent. In dat geval kan het stoomkraakbedrijf een emissievrije brandstof inkopen, zoals groengas of waterstof.

- Tot slot wordt er momenteel onderzoek gedaan naar elektrisch kraken. In dit geval levert elektriciteit de energie die nodig is om de minerale olie te kraken en is er geen andere brandstof nodig. In dit geval blijven de restgassen wel ontstaan. Deze zouden dan aan een andere partij kunnen worden geleverd.



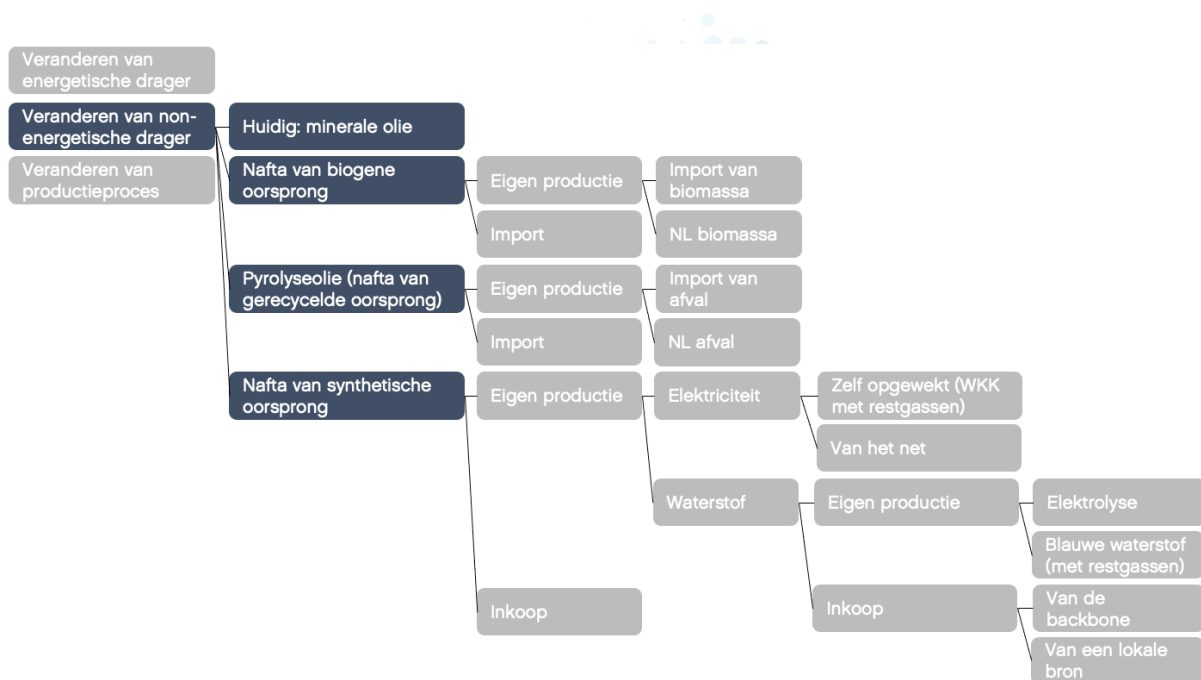
Figuur 47. Een schematische weergave van verschillende scope 1 emissiereductie strategieën bij een stoomkraakbedrijf.

## Handelingsperspectieven

Om de hier onderzochte heffing te vermijden, hebben de stoomkraakbedrijven verschillende handelingsperspectieven (zie Figuur 48).

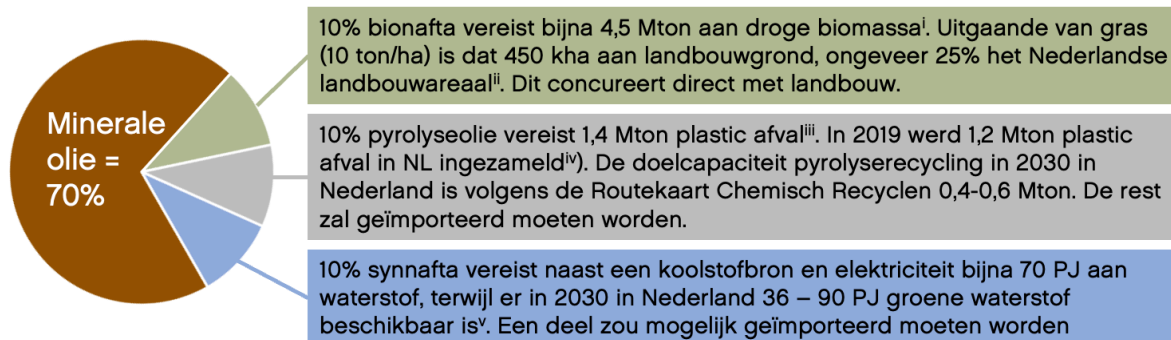
- Momenteel worden nafta, LPG en aardgascondensaat gebruikt als grondstof in stoomkrakers.
- Biogene nafta is een alternatief voor minerale olie, maar de benodigde biomassa om bionafta te maken is schaars.
  - Het Nederlandse landbouwareaal is niet voldoende om te voorzien in de volumes bio-nafta die nodig zouden zijn om het huidige productievolume biogeen in te vullen. We komen hier later op terug.
  - Om biomassa om te zetten naar bionafta is energie nodig, dat is in deze analyse niet meegenomen.
  - Voor de betaalde belastingen maakt het niet uit of bionafta wordt geproduceerd of geïmporteerd.
- Pyrolyseolie, gemaakt van plastic afval, is een alternatief voor minerale olie, maar vergt grote volumes afval en energie.
  - Nederland exporteert plastic en zal dus plastic afval of pyrolyseolie moeten importeren om in de benodigde pyrolyseolie te voorzien. We komen hier later op terug.
  - De energie die nodig is om pyrolyseolie te maken uit afval is in deze studie niet meegeteld.
  - Voor de betaalde belastingen maakt het niet uit of afval / pyrolyseolie wordt geproduceerd of geïmporteerd.

- Het synthetiseren van nafta is een energie-intensief proces. Naast een koolstofbron (CO of CO<sub>2</sub>) is er veel waterstof nodig.
  - Het produceren van synthetische nafta is een energie-intensief proces. Als grondstoffen heb je waterstof en een koolstofbron (zoals CO<sub>2</sub> of CO) nodig. Als energiedrager kun je elektriciteit of waterstof gebruiken.
  - De keuze tussen zelfgeproduceerde of ingekochte waterstof of elektriciteit heeft geen invloed op de betaalde belastingen.
  - De benodigde energie om synthetische nafta te produceren is in deze analyse niet meegenomen.



*Figuur 48. Een schema van onderzochte handelingsperspectieven voor stoomkraakbedrijven. Indien een deel van het schema voor stoomkraakbedrijven niet relevant is, of de geheven belastingen niet verschillen, zijn deze onderdelen grijs gemaakt.*

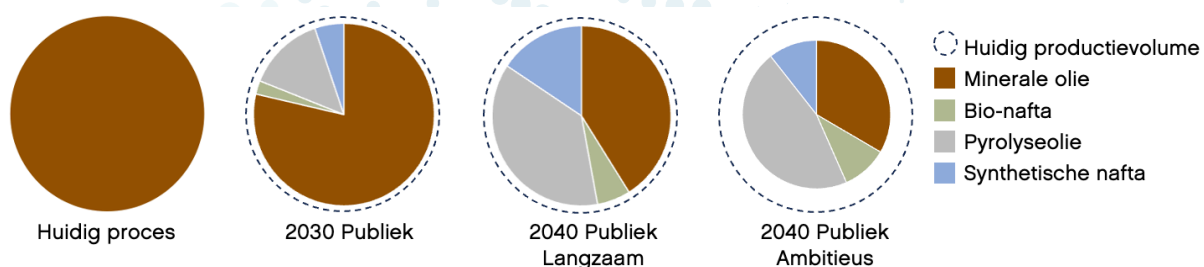
Voor bionafta, pyrolyseolie en synthetische nafta geldt schaarste, respectievelijk van biomassa, plastic afval / recyclingcapaciteit en energie in de periode 2030 – 2040, zie Figuur 49. Wanneer de huidige input van minerale olie wordt vervangen met 10% bionafta, 10% pyrolyseolie en 10% synthetische nafta, gelden verschillende (Nederlandse) beperkingen. De keuze voor 10% per alternatief voor fossiele nafta is theoretisch en puur als voorbeeld hier gehanteerd om de mogelijke schaarste te illustreren.



*Figuur 49. Een indicatie van de schaarste die kan optreden wanneer een deel van de fossiele nafta wordt vervangen door niet-fossiele alternatieven. Verwijzingen figuur: <sup>i</sup> Door een lage selectiviteit van de reactie ontstaat ook een groot volume andere producten (44% bio-nafta, 54% overig) <sup>ii</sup> Huidig Nederlands Landbouwareaal 1800 kha <sup>iii</sup> Verhouding afval / pyrolyseolie 1,2 <sup>iv</sup> CBS <sup>v</sup> Uitgaande van Fischer Tropsch synthese, hierbij komt door aspecificiteit van de reactie ook een volume andere producten uit (60% nafta, 40% overig). Daarnaast is mogelijk energie nodig om CO te produceren uit CO<sub>2</sub>. De berekeningen onderliggend aan deze figuur zijn gemaakt in het Carbon Transition Model.*

## Kwantificatie varianten

We hebben vier varianten onderzocht, waarvoor de energievraag, emissies en de belastingen op energie en emissies zijn gekwantificeerd. De doorgerekende varianten zijn allereerst het huidige proces, onaangepast, en daarnaast een variant voor 2030 en twee voor 2040 gebaseerd op publiek gemaakte scenario's uit II3050. We hebben in deze sector voor publieke varianten gekozen in plaats van varianten waarin 100% voor een bepaalde strategie wordt gekozen, omdat dit beter aansluit bij de grote schaarste. Deze II3050 scenario's zijn in de eerste helft van 2022 in overleg met de bedrijven tot stand zijn gekomen<sup>53</sup>. Wanneer relevant hebben we ook later publiek gemaakte informatie van bedrijven meegenomen, zoals de sluiting van één van de stoomkrakers van Sabc. Zo hebben we de grondstoffenverhouding en het productievolume in 2030 en 2040 bepaald (zie Figuur 50). Daarnaast zijn ook geplande scope 1 emissiereductieplannen meegenomen, omdat deze invloed hebben op de totale energievraag, emissies en de bijbehorende belastingen.



*Figuur 50. De grootte van de cirkel indiceert de relatieve volumes grondstoffen in de vier doorgerekende varianten. De verhoudingen van verschillende grondstoffen wordt aangegeven door de kleurvlakken.*

In Figuur 50 en Tabel 17 tonen we voor de vier varianten welk percentage van het totale grondstoffengebruik niet-fossiel is: het aandeel bionafta, pyrolyseolie en synthetische nafta. In

<sup>53</sup> "Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's", Netbeheer Nederland (2023)

combinatie met de analyse weergegeven in Figuur 49 suggereren deze percentages dat in ieder geval een deel van de niet-fossiele grondstoffen voor de Nederlandse stoomkraakbedrijven wordt geïmporteerd.

Tijdens de validatiegesprekken hebben (sommige) bedrijven aangegeven de percentages niet-fossiele grondstoffen, die ze gedurende het II3050 traject voor 2030 en 2040 hebben aangenomen, zeer ambitieus zijn. Hun verwachting voor het percentage niet-fossiele grondstoffen in 2030 en 2040 ligt inmiddels lager. De tijdens II3050 editie twee doorgegeven percentages niet-fossiele grondstoffen waren aspiraties, maar geen *commitments* voor de toekomst.

Ook zijn de scope 1 emissiereductieplannen in sommige gevallen aangepast.

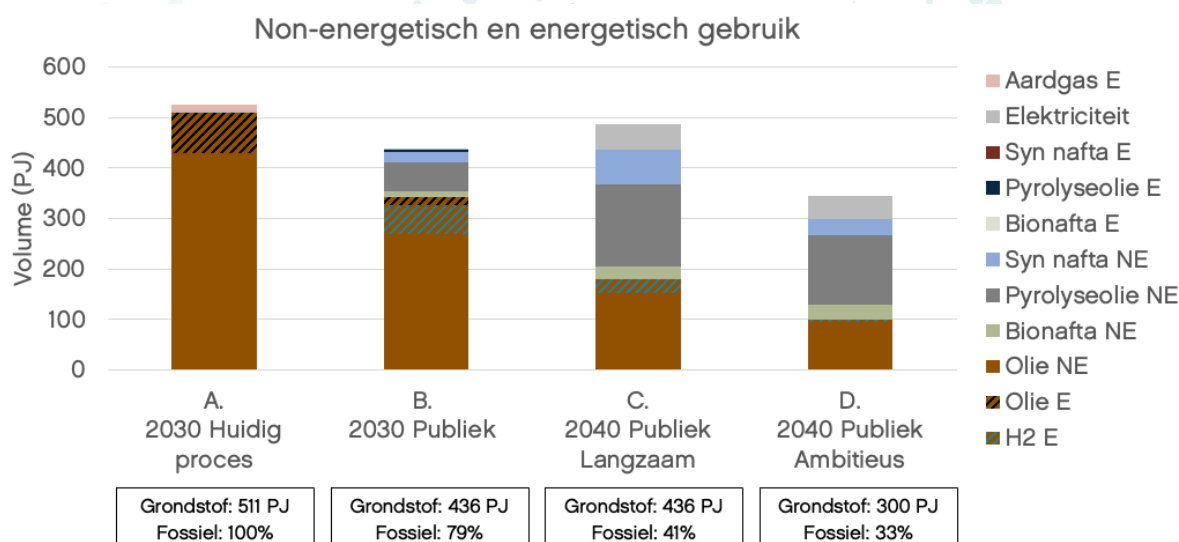
Tabel 17. De onderzochte varianten voor de stoomkraakbedrijven bevatten een gedeeltelijke vervanging van de fossiele nafta voor alternatieve grondstoffen.

Stoomkraakbedrijven varianten	% niet-fossiele grondstof
Huidig productieproces onangepast	0%
2030 – publieke bronnen	21%
2040 – publieke bronnen: langzaam transitiepad	59%
2040 – publieke bronnen: ambitieus transitiepad	67%

## Energieverbruik en emissies

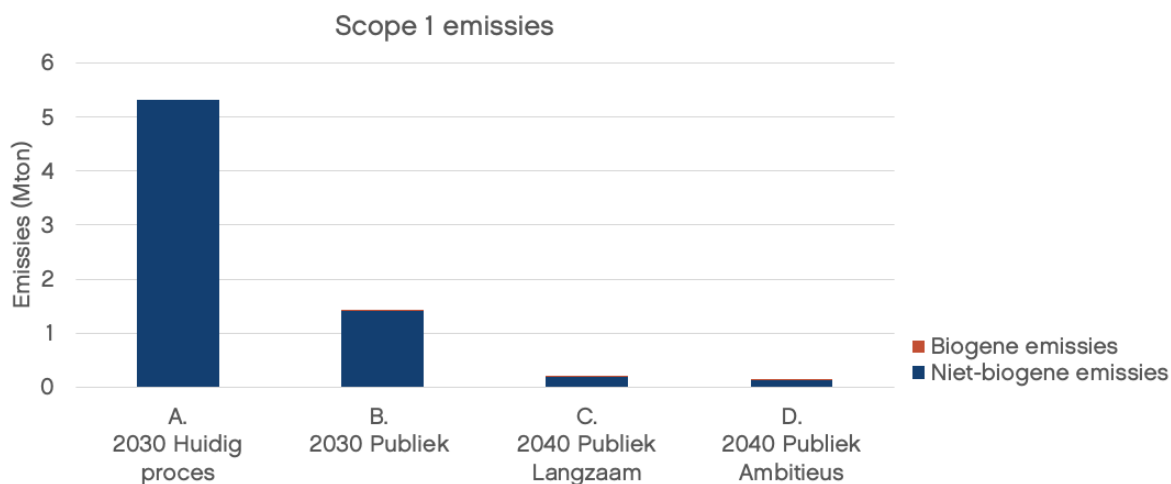
In Figuur 51 is de totale energievraag van de drie stoomkraakbedrijven getoond. Het aandeel niet-fossiele grondstoffen neemt naar 2030 en 2040 toe. Het totaal grondstofvolume neemt af, met name in 2040 ambitieus.

Door de sluiting van 1 kraker van Sabic neemt het totaal productievolume in 2030 in Nederland af. In 2040 ambitieus neemt het volume verder af vanwege krimp van de sector in Nederland.



Figuur 51. De energie- en grondstoffenvraag van de drie stoomkraakbedrijven in de vier onderzochte varianten. Een deel van de restgassen en uit waterstof geproduceerd uit restgassen (pre-combustion CCS) dubbelt qua energie-inhoud met de non-energetische input, daarom is dat volume gearceerd binnen het NE gebruik van olie. Voor het overzicht is het gearceerde deel alleen in minerale olie weergegeven, in werkelijkheid zou het naar ratio verdeeld worden over alle NE inputs.

De scope 1 emissies nemen in 2030 en 2040 sterk af, zie Figuur 52. Tussen het huidig proces en de 2030 publiek variant is de afname voornamelijk toe te wijzen aan pre-combustion CCS waterstof\* (zo'n 80% van de emissiereductie) en daarnaast aan de sluiting van 1 stoomkraker van Sabic (zo'n 20% van emissiereductie). Van 2030 naar 2040 is de verdere emissiereductie toe te wijzen aan elektrificatie en import van halffabricaten. Deze informatie is vanwege vertrouwelijkheid niet op bedrijfsniveau te delen.



*Figuur 52. De scope 1 emissies veroorzaakt door de drie stoomkraakbedrijven in de vier onderzochte varianten. In deze figuur zijn alleen de scope 1 emissies veroorzaakt tijdens het stoomkraakproces meegenomen, en niet de emissies veroorzaakt door eventuele downstream processen.*

## Belasting op energie en emissies

In deze impactanalyse onderzoeken we de gevolgen van de maatregel op de hoogte van de belastingen op energie en emissies die door de bedrijven worden betaald. We beperken ons tot deze kwantificatie, omdat het niet mogelijk is om met zekerheid vast te stellen wat de onrendabele top is van de alternatieve handelingsperspectieven, omdat de lasteneffecten van een verandering in grondstofinname worden veroorzaakt door:

- De CAPEX en OPEX wanneer niet-fossiele grondstoffen onsite worden geproduceerd. Deze is nog zeer onzeker, omdat naast de investering in de nieuwe installaties, ook integratie op de site gerealiseerd moet worden.
- De kosten van alternatieve grondstoffen. Het is geheel onzeker wat de prijs van biomassa/bionafta, plastic afval/pyrolyseolie en groene waterstof/synnafta in 2030 en 2040 zal zijn, maar zonder twijfel zijn deze in 2030 nog duurder en waarschijnlijk in 2040 ook.
- De beschikbaarheid van alternatieve energiedragers. Voor de drie niet-fossiele grondstoffen geldt schaarste, zie Figuur 49.
- Een 'green premium' op eindproducten met een niet-fossiele oorsprong is (nog) niet vast te stellen voor 2030 en 2040.

De belastingen op energie en emissies in 2030 en 2040 voor de vier varianten worden bepaald volgens de aannames in Tabel 18. De belastingen op energie en emissies worden bepaald voor de vier varianten in twee tarieven. Daarnaast hanteren we drie scenario's, welke zijn vastgesteld door de opdrachtgever:

- Scenario 1: de belasting op het non-energetisch gebruik van minerale oliën wordt geheven vanaf 2030

- Scenario 2: de belasting op het non-energetisch gebruik van minerale oliën wordt geheven vanaf 2040
- Scenario 3: de belasting wordt in 2030 geheven op fossiele input tot maximaal 20% van de input en in 2040 op maximaal 40%. Indien de bedrijven 20% en 40% niet-fossiele input innemen betalen ze de heffing niet. De percentages zijn indicatief. De opdrachtgever heeft aangegeven dat er verder vooronderzoek kan volgen om een eventueel ingroeiscenario vast te stellen.

Tabel 18. De tariefaannames voor de kwantificatie van de belastingen op energie en emissies voor de stoomkraakbedrijven

	Tarief	Toelichting
ETS CO <sub>2</sub> prijs 2030	110 €/ton	<p>Bron: KEV 2022</p> <p>Om het aandeel gratis rechten in te schatten is de volgende methode aangehouden gebaseerd op de <i>Guidances</i> 1 – 9 toewijzing emissierechten van NEa<sup>54</sup>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De producten van de stoomkrakers vallen niet onder CBAM, er is geen afbouw van gratis rechten in deze sector gerelateerd aan de invoer van CBAM.</li> <li>- Het aantal gratis rechten wordt bepaald door benchmarks. Deze benchmarks staan voor een gratis emissies per ton product. De gratis rechten worden verstrekt op basis van historische activiteitsniveaus van de ‘steam cracking’. De benchmarkwaarde voor de relevante activiteiten is opgezocht voor de periode 2021-2025. De benchmarkwaarde neemt jaarlijks af met minimaal 0.2% en maximaal 1.6% en wordt opnieuw vastgesteld voor de periode 2026-2030, deze ligt dus 1% tot 8% lager dan de periode daarvoor. In de figuren is het gemiddelde (4.5%) hiervan getoond en in de beschrijving bij de figuren de onzekerheidsmarge.</li> </ul>
ETS CO <sub>2</sub> prijs 2040	179 €/ton	<p>Bron: KEV 2022</p> <p>Na publicatie van de KEV is bekend geworden dat de ETS rechten in 2040 zijn afgebouwd, bij resterende uitstoot moet alsnog een ETS recht worden ingeleverd en een boete betaald of óf negatieve emissies worden gerealiseerd danwel ingekocht. We hebben aangenomen dat de kosten minimaal gelijk zijn dan de eerdere inschatting van de ETS prijs in 2040 en rekenen met deze inschatting.</p>
CO <sub>2</sub> -heffing 2030	Verschil ETS termijnkoers en 136.79 €/ton	<p>Bron: emissieautoriteit</p> <p>Dispensatierechten niet meegenomen in de berekening, daarom moet bij de berekening van de CO<sub>2</sub>-heffing rekening gehouden worden met een onzekerheidsmarge.</p>
Energiebelasting	Drager- en schijfafhankelijk	<p>Bron: tarieven in Voorjaarsbesluitvorming Klimaat</p> <p>Energetisch gebruik van eigen geproduceerde restgassen is momenteel vrijgesteld van energiebelasting. Een impactanalyse van een eventuele aanpassing hiervan wordt behandeld onder “Energiebelasting aardgas ontstaan op eigen productielocatie” vanaf pagina 87.</p>

<sup>54</sup> <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/toewijzing-2021-2025/templates-en-guidances>

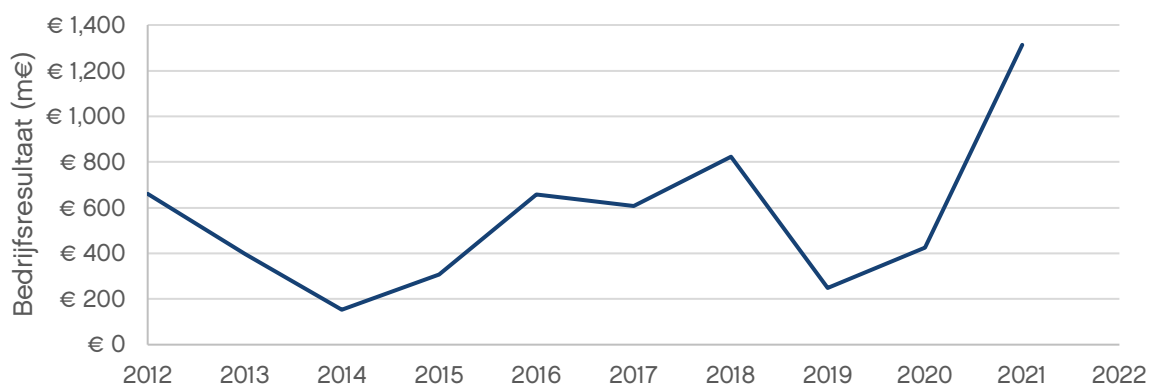
Heffing minerale olie - tarief 1	€27.83 €/GJ	Bron: opdrachtgever We doen de aanname dat de niet-fossiele alternatieven (bionafta, pyrolyseolie, synnafta) niet belast worden.
Heffing minerale olie - tarief 2	2.27 €/GJ	Alle energiedragers worden gelijk belast naar energetische inhoud, volgens het tarief voor aardgas in de energiebelasting in schijf 5 in 2030

De hoogte van de belastingen op energie en emissies wordt vergeleken met het netto bedrijfsresultaat van de sector van de afgelopen vijf jaar (zie ook Methodiek, pagina 12). We maken hiervoor gebruik van de publieke datasets van het CBS, omdat dit voorhanden is voor alle Nederlandse industriële sectoren en een uniforme vergelijking mogelijk maakt. De daadwerkelijke winst van de bedrijven is niet te achterhalen en zou kunnen afwijken van de getallen die bij het CBS bekend zijn.

Tussen 2017 en 2021 was het gemiddelde bedrijfsresultaat<sup>1</sup> van de sector 'vervaardiging van petrochemische producten' € 700 miljoen per jaar (zie Figuur 53). In deze sector zaten in 2019, naast de 3 bedrijven met stoomkrakers, nog 27 bedrijven. De winst van de drie bedrijven met stoomkrakers ligt dus lager.

Hoe het bedrijfsresultaat zich zal ontwikkelen is onzeker. Door het ETS worden de bedrijven minder competitief op de wereldmarkt. Bovendien zijn niet-fossiele alternatieven (nog) duurder en de investeringen risicovol, hierdoor zou het bedrijfsresultaat kunnen dalen. Daarnaast wordt de sector geraakt door de hogere energieprijzen. Ook is krimp van de sector voorzien. Het historisch resultaat is dus geen voorspelling voor de toekomst. Tegelijkertijd zouden *green premiums* het bedrijfsresultaat kunnen verbeteren. Tot slot is het belangrijk om te realiseren dat nationale heffingen niet aan klanten kunnen worden doorberekend, omdat deze sector concurreert op de wereldmarkt.

### Bedrijfsresultaat petrochemische industrie

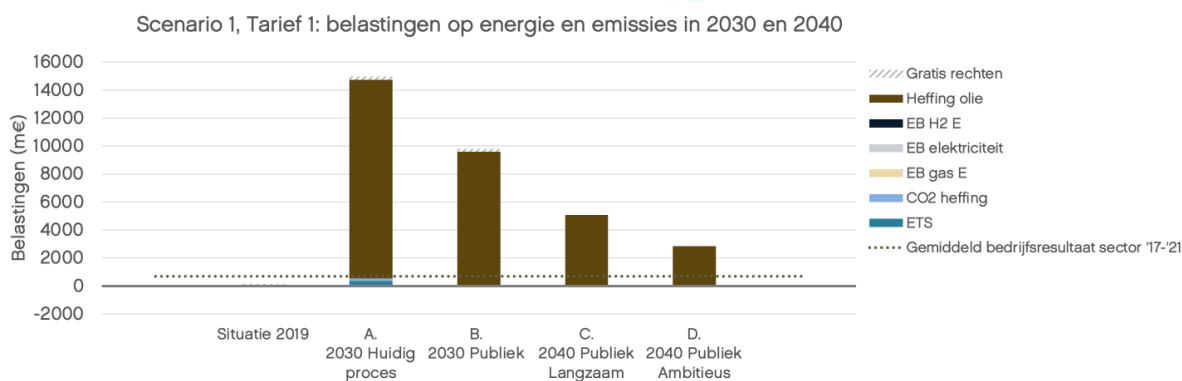


Figuur 53. Het bedrijfsresultaat tussen 2012 en 2021 van de sector 'petrochemische industrie' (SBI code 20141), waar de stoomkraakbedrijven onder vallen.

Op basis van de kwantificatie van de belastingen op energie en emissies concluderen we dat de onderzochte heffing een zeer hoge lastenstijging zou veroorzaken bij de bedrijven onder tarief 1. De lastenstijging is dermate hoog dat we de kans groot achten dat de bedrijven sluiten. Onder tarief 2 is de lastenstijging lager. Toch concluderen we hier dat de lastenstijging weinig zal bijdragen aan het verminderen van scope 3 emissiereductie, omdat die vooral afhangt van de

beschikbaarheid van alternatieve grondstoffen. We gaan hier nu nader op in. We behandelen de maatregel per scenario.

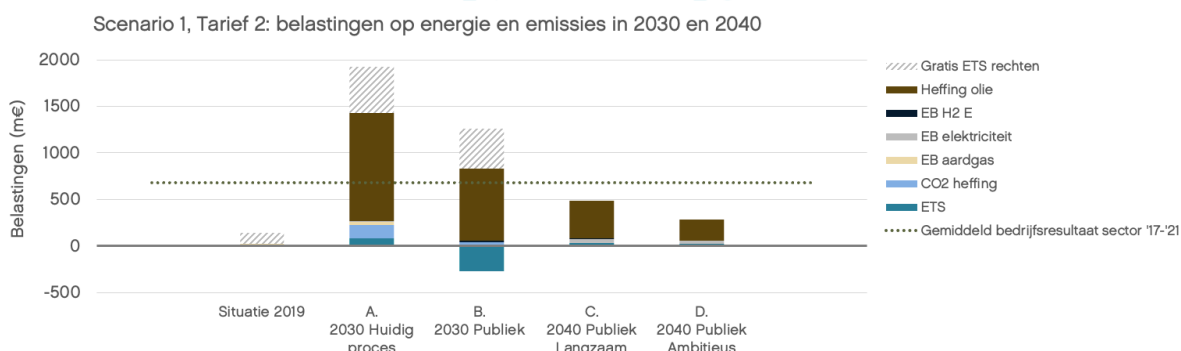
Figuur 54 toont de belastingen op energie en emissies voor de drie stoomkraakbedrijven voor de situatie in 2019 en voor de vier doorgerekende varianten in 2030 en 2040 in scenario 1 en tarief 1. Door de hoogte van tarief 1 zou de heffing in tarief 1 en scenario 1 een lastenstijging veroorzaken die de bedrijven verliesmakend maakt zodra deze wordt geheven. De kostenstijging kan niet worden doorberekend aan klanten, omdat deze bedrijven op de wereldmarkt concurreren. Sluiting is vrijwel zeker.



Figuur 54. De belastingen op energie en emissies voor de drie onderzochte stoomkraakbedrijven voor de situatie in 2019 en de vier onderzochte varianten in 2030 en 2040. In scenario 1 geldt de maatregel vanaf 2030. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van een heffing op het non-energetisch gebruik van minerale olie (getoond in bruin). De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 18 m€.

Figuur 55 toont de belastingen op energie en emissies voor de drie stoomkraakbedrijven voor de situatie in 2019 en voor de vier doorgerekende varianten in 2030 en 2040 in scenario 1 en tarief 2. Deze heffing zou in 2030 een lastenstijging veroorzaken die boven het historisch bedrijfsresultaat van de sector uitstijgt. De heffing kan niet aan klanten worden doorberekend, omdat deze bedrijven op de wereldmarkt concurreren. Sluiting is vrijwel zeker.

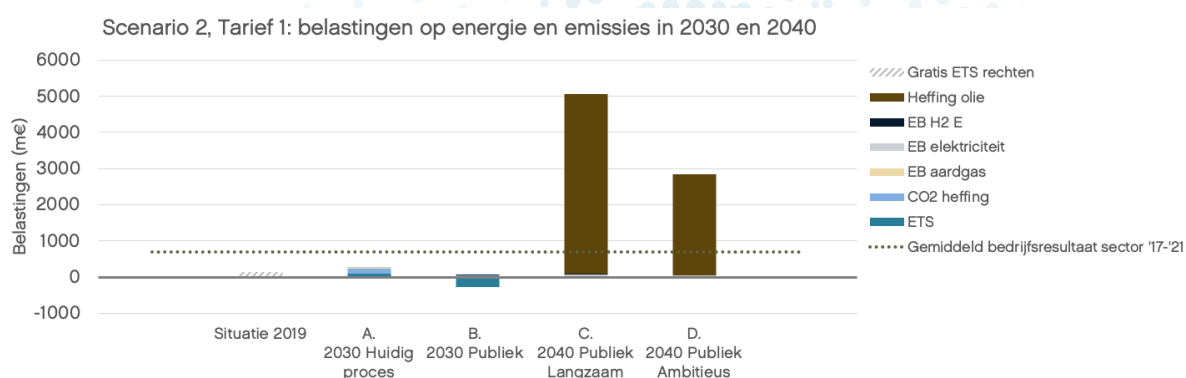
Het staand beleid: ETS, CO<sub>2</sub>-heffing en de energiebelasting, zijn aanzienlijk lager dan de onderzochte heffing. De gratis verstrekte ETS rechten hangen af van de activiteitsniveaus. Bij een sterke afname van scope 1 emissies, zoals in 2030 publiek is verondersteld, leidt dit tot de situatie dat er meer gratis rechten worden ontvangen dan nodig zijn om de uitstoot te compenseren. Deze kunnen worden verhandeld. Het ETS is dus een sterke stimulans om scope 1 emissies te reduceren.





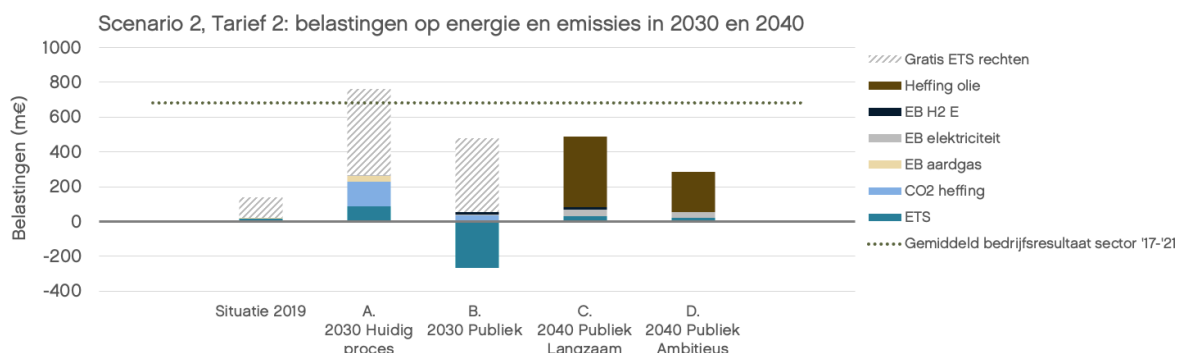
Figuur 55. De belastingen op energie en emissies voor de drie onderzochte stoomkraakbedrijven voor de situatie in 2019 en de vier onderzochte varianten in 2030 en 2040. In scenario 1 geldt de maatregel vanaf 2030. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van een heffing op het non-energetisch gebruik van minerale olie (getoond in bruin). De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 18 m€.

Figuur 56 toont de belastingen op energie en emissies voor de drie stoomkraakbedrijven voor de situatie in 2019 en voor de vier doorgerekende varianten in 2030 en 2040 in scenario 2 en tarief 1. In scenario 2 zou de heffing geheven worden vanaf 2040. Door de hoogte van dit tarief zou de heffing in tarief 1 en scenario 2 een lastenstijging veroorzaken die de bedrijven verliesmakend maakt zodra deze wordt geheven vanaf 2040. De percentages niet-fossiele grondstoffen zijn in “2040 ambitieus” zeer hoog. Een verhoging hiervan is niet aannemelijk in 2040 en de heffing kan dus niet vermeden worden. Het vooruitzicht van deze heffing zal een directe stop op investeringen in Nederland veroorzaken. Sluiting is vrijwel zeker.



Figuur 56. De belastingen op energie en emissies voor de drie onderzochte stoomkraakbedrijven voor de situatie in 2019 en de vier onderzochte varianten in 2030 en 2040. In scenario 2 geldt de maatregel vanaf 2040. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van een heffing op het non-energetisch gebruik van minerale olie (getoond in bruin). De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 18 m€.

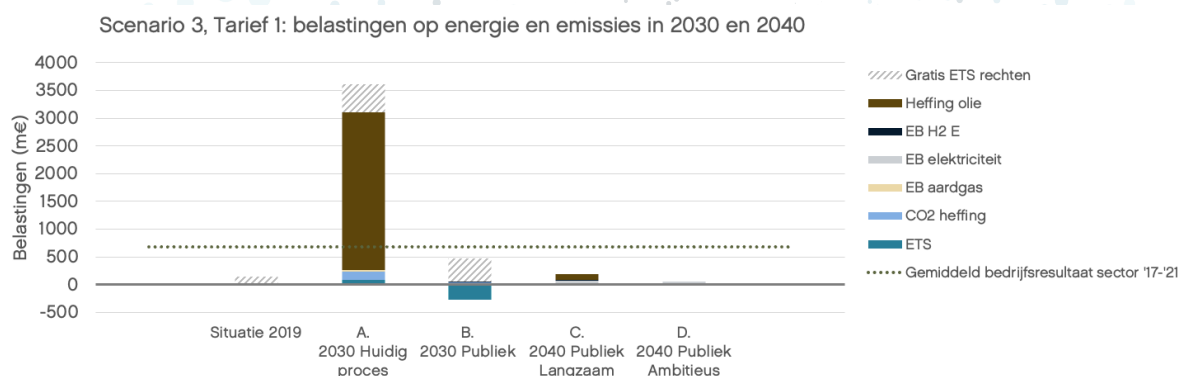
Figuur 57 toont de belastingen op energie en emissies voor de drie stoomkraakbedrijven voor de situatie in 2019 en voor de vier doorgerekende varianten in 2030 en 2040 in scenario 2 en tarief 2. In scenario 2 geldt de heffing vanaf 2040. Zelfs wanneer de bedrijven hun ambitieuze plannen voor het reduceren van scope 1 emissies tot uitvoer brengen, leidt dit tot extra lasten van € 200 miljoen per jaar. Het vooruitzicht van deze heffing zal mogelijk een rem op investeringen in Nederland veroorzaken.



Figuur 57. De belastingen op energie en emissies voor de drie onderzochte stoomkraakbedrijven voor de situatie in 2019 en de vier onderzochte varianten in 2030 en 2040. In scenario 2 geldt de maatregel vanaf

2040. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van een heffing op het non-energetisch gebruik van minerale olie (getoond in bruin). De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 18 m€.

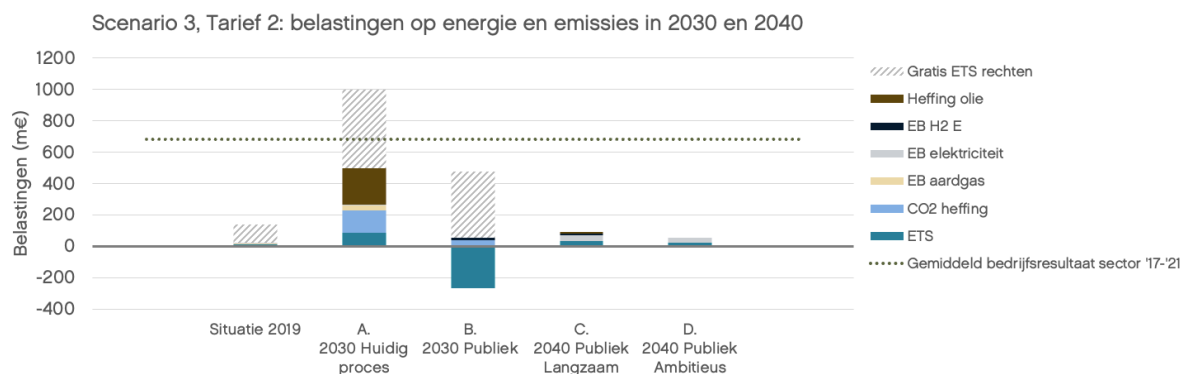
Figuur 58 toont de belastingen op energie en emissies voor de drie stoomkraakbedrijven voor de situatie in 2019 en voor de vier doorgerekende varianten in 2030 en 2040 in scenario 3 en tarief 1. In scenario 3 wordt de heffing geheven op een deel van de ingenomen minerale oliën. Volgens de publiek gemaakte plannen van bedrijven zou de heffing in 2030 kunnen worden vermeden, en wanneer ambitieuze plannen richting 2040 gerealiseerd kunnen worden, zou de heffing ook in 2040 vermeden kunnen worden. In scenario 3 geldt de maatregel op 20% van de fossiele input in 2030 en op 40% in 2040. Gemiddeld voldoen de bedrijven in 2040 langzaam aan het gewenste percentage niet-fossiele input, maar dat geldt niet voor ieder bedrijf individueel, vandaar dat de heffing wel telt. Tijdens de validatiegesprekken hebben de bedrijven aangegeven niet zeker te zijn of de publieke plannen gerealiseerd kunnen worden vanwege de hoge ambitieniveaus. De heffing zou als een financiële prikkel voor het realiseren van deze plannen gezien kunnen worden, maar de realisatie van deze plannen hangt niet af van het tekort aan financiële prikkels, maar van de beschikbaarheid van grondstoffen, zie ook Figuur 49. De kans op deze heffing zal mogelijk een rem op investeringen in Nederland veroorzaken.



Figuur 58. De belastingen op energie en emissies voor de drie onderzochte stoomkraakbedrijven voor de situatie in 2019 en de vier onderzochte varianten in 2030 en 2040. In scenario 3 geldt de maatregel op 20% van de fossiele input in 2030 en op 40% in 2040. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van een heffing op het non-energetisch gebruik van minerale olie (getoond in bruin). De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 18 m€.

Figuur 59 toont de belastingen op energie en emissies voor de drie stoomkraakbedrijven voor de situatie in 2019 en voor de vier doorgerekende varianten in 2030 en 2040 in scenario 3 en tarief 2. In scenario 3 wordt de heffing geheven op een deel van de ingenomen minerale oliën. Volgens de publiek gemaakte plannen van bedrijven zou de heffing in 2030 kunnen worden vermeden, en wanneer ambitieuze plannen richting 2040 gerealiseerd kunnen worden, zou de heffing ook in 2040 vermeden kunnen worden. In scenario 3 geldt de maatregel op 20% van de fossiele input in 2030 en op 40% in 2040. Gemiddeld voldoen de bedrijven in 2040 langzaam aan het gewenste percentage niet-fossiele input, maar dat geldt niet voor ieder bedrijf individueel, vandaar dat de heffing wel telt. Tijdens de validatiegesprekken hebben de bedrijven aangegeven niet zeker te zijn of de publieke plannen gerealiseerd kunnen worden vanwege de hoge ambitieniveaus. De heffing zou als een financiële prikkel voor het realiseren van deze plannen gezien kunnen worden, maar de realisatie van deze plannen hangt niet af van het tekort aan financiële prikkels,

maar van de beschikbaarheid van grondstoffen, zie ook Figuur 49. De kans op deze heffing zal mogelijk een rem op investeringen in Nederland veroorzaken.



Figuur 59. De belastingen op energie en emissies voor de drie onderzochte stoomkraakbedrijven voor de situatie in 2019 en de vier onderzochte varianten in 2030 en 2040. In scenario 3 geldt de maatregel op 20% van de fossiele input in 2030 en op 40% in 2040. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van een heffing op het non-energetisch gebruik van minerale olie (getoond in bruin). De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 18 m€.

## Duiding

Met behulp van een twintigtal vragen (in Tabel 19) pogen we de impact van de onderzochte maatregel te duiden. Op basis van deze duiding concluderen wij dat, het introduceren van deze heffing op het volledig gebruik van minerale oliën leidt bij tarief 1 tot heffingen die ver boven het gemiddelde bedrijfsresultaat van de laatste vijf jaar uitstijgen en de stoomkraakbedrijven in Nederland. De alternatieven voor fossiele nafta zullen in de periode tot 2035 slechts in (zeer) beperkte mate aanwezig zijn, de kosten daarvan zullen hoog zijn, evenals de investeringsrisico's. Ook wanneer een invoerpad voor deze heffing wordt gevolgd, zoals beschreven in scenario 3, is een bijdrage aan een reductie in scope 3 emissies niet geborgd, omdat alleen een financiële prikkel geen oplossing is voor schaarste van de benodigde grondstoffen. We schatten in dat de heffing niet bijdraagt aan het reduceren van scope 3 emissies, aangezien deze voornamelijk afhangen van zeer schaarse alternatieven.

Tabel 19. De duiding voor de onderzochte maatregel voor de stoomkraakbedrijven.

Vraag	Antwoord
Hoeveel extra aan heffingen (EB, ETS, CO <sub>2</sub> en introductie heffing) wordt er betaald in 2030 t.o.v. 2019 onder de aannames van de analyse bij ongewijzigde bedrijfsvoering?	Zeer sterk tarief- en scenarioafhankelijk. De onderzochte belasting telt bij tarief 1 en scenario 1 € 14 miljard per jaar indien huidig proces wordt voortgezet. En € 9,5 miljard indien de bedrijven hun publieke gemaakt plannen doorvoeren. Bij tarief 2 en scenario 3 gaat het om € 200 miljoen per jaar bij voortzetting van het huidig proces en is er geen belasting wanneer de publiek gemaakte plannen worden uitgevoerd. Ter vergelijking: het staand beleid: ETS, CO <sub>2</sub> -heffing en energiebelasting zijn samen zo'n € 250 miljoen per jaar.

Vraag	Antwoord
<i>Hoeveel extra aan heffingen (EB, ETS, CO<sub>2</sub> en introductie heffing) wordt er betaald in 2040 t.o.v. 2019 onder de aannames van de analyse bij ongewijzigde bedrijfsvoering?</i>	Tarief- en scenarioafhankelijk. Bij ongewijzigde bedrijfsvoering en tarief 1 in scenario 1 en 2 bijna € 1 miljard per jaar (let op: ongewijzigde bedrijfsvoering in 2040 is niet in de figuren getoond). Bij tarief 1 en scenario 1 of 2 ongeveer € 2,5 miljard per jaar bij een snelle transitie en € 5 miljard per jaar bij een langzamere transitie. In scenario 3 gaat het om € 0 tot € 225 miljoen per jaar, afhankelijk van een snelle of langzame transitie. Ter vergelijking: het staand beleid: ETS, CO <sub>2</sub> -heffing en energiebelasting zijn samen zo'n € 100 miljoen per jaar.
<i>Wat was het bedrijfsresultaat van de sector in de laatste 5 jaar (CBS definitie)?</i>	Minder dan € 700 miljoen per jaar.
<i>Hoeveel zijn de extra opbrengsten voor het Rijk door de nieuwe heffing indien het bedrijf zijn huidige plannen voor 2030 zou uitvoeren?</i>	Sterk tariefafhankelijk en scenarioafhankelijk, bij tarief 1 en scenario 1 in 2030 zou het € 9,5 tot € 14 miljard per jaar opleveren indien de bedrijven verliesgevend zouden door produceren. Maar in de praktijk zal dat niet gebeuren en zullen de bedrijven hun productie in Nederland stilleggen. Bij tarief 2 en scenario 3 gaat het om € 200 miljoen per jaar bij voortzetting van het huidige proces en is er geen belasting wanneer de publiek gemaakte plannen worden uitgevoerd.
<i>Is Nederland het enige land dat momenteel in de EU dat de introductie van deze heffing overweegt?</i>	Ja.
<i>Zijn de bestaande heffingen van EB, ETS en CO<sub>2</sub>-heffing, maar zonder de nieuwe heffing, voldoende voor het aanzetten tot actie om scope 1 emissies te reduceren in 2030?</i>	Ja, het vervallen van de vrije rechten voor het ETS en de CO <sub>2</sub> -heffing geeft al een enorme stimulans om scope 1 emissies te reduceren. De heffing op minerale oliën beïnvloedt scope 3 emissies.
<i>Zijn de bestaande heffingen (zonder nieuwe heffing) voldoende voor het aanzetten tot verdere actie om scope 1 emissies te reduceren in 2035?</i>	Ja, dat is zeker.
<i>Maakt het introduceren van de heffing het aannemelijk dat scope 1 emissies sneller worden gerealiseerd?</i>	Bij volledige invoer (scenario 1 of 2) verwachten we een reductie van scope 1 emissies, omdat de bedrijven verdwijnen uit Nederland en met hen mogelijk meerdere chemische bedrijven in de clusters. De heffing heeft mogelijk een effect op scope 3 emissies, omdat niet-fossiele grondstoffen ermee worden gestimuleerd. Echter schatten we in dat het effect beperkt is, omdat niet-fossiele grondstoffen schaars zijn en

Vraag	Antwoord
	een financiële prikkel alleen geen oplossing vormt voor schaarste.
<i>Worden investeringen ten behoeve van scope 1 emissiereductie uitgesteld of stopgezet onder dreiging van de nieuwe heffing?</i>	Ja, dat is bij sommige bedrijven nu al aan de orde.
<i>Brengt de introductie van deze heffing de slagingskans van de maatwerkafspraken in gevaar?</i>	Ja. Maatwerkafspraken worden irrelevant indien de bedrijven sluiten.
<i>Zijn er handelings-perspectieven om de heffing te vermijden in 2030 en indien ja, hoeveel kan dan worden vermeden?</i>	Ja, maar er is nog zeer grote schaarste van biogene nafta, synthetische nafta en gerecyclede nafta in 2030. Volgens ambitieuze plannen zou 20% kunnen worden vermeden in 2030.
<i>Zijn er handelings-perspectieven om de heffing te vermijden in 2035 of 2040 en indien ja, hoeveel kan dan worden vermeden?</i>	Ja, maar de schaarste in niet-fossiele grondstoffen als alternatief voor nafta zal ook in 2040 nog groot zijn. Volgens de (mogelijk zeer ambitieuze) plannen van bedrijven zou 60-70% kunnen worden vermeden.
<i>In welke mate doen de handelingsperspectieven een beroep op schaarse biogene, synthetische en gerecyclede moleculen in 2030?</i>	Een zeer groot beroep.
<i>In welke mate doen de handelingsperspectieven een beroep op schaarse biogene, synthetische en gerecyclede moleculen uit Nederland in 2035?</i>	Een zeer groot beroep.
<i>Is er een reëel handelingsperspectief waarin het bedrijf scope 1 en 3 emissies zodanig kan vermijden dat het bedrijfsresultaat in 2030 niet richting 0 of negatief gaat?</i>	Technisch wel. Maar economisch niet. De verwachte schaarste aan biogene, synthetische en gerecyclede moleculen is en blijft groot. Een vervanging van het volledig volume aan grondstoffen door niet-fossiele alternatieven zal voor 2040 niet mogelijk zijn.
<i>Zijn de reële handelings- perspectieven in 2030 duurder en meer risicovol voor de bedrijven dan de huidige bedrijfsvoering?</i>	Ja. De ketens voor de alternatieven van fossiele Nafta moeten nog helemaal worden ontwikkeld en opgeschaald. Dit brengt hoge kosten en grote onzekerheden met zich mee.
<i>Kunnen CBAM en "green premiums" zorgen voor hogere inkomsten?</i>	Green premiums wel, maar dit is niet meer relevant gegeven de hoogte van de heffing op minerale oliën. En minerale oliën vallen (voorlopig) niet onder CBAM.
<i>In welke mate kan het betrokken bedrijf de heffing doorberekenen aan klanten?</i>	Mogelijk deels, als niet-fossiele producten voor een hogere prijs kunnen worden verkocht.

Vraag	Antwoord
<i>Hoe groot wordt de kans op extra weglek effecten geacht?</i>	Bij volledige invoering onder tarief 1 is 100% weglek zeker.
<i>Brengt de introductie van de heffing onder de aannames in de analyse de continuïteit van het bedrijf in gevaar in 2030?</i>	Ja. Deze heffing kan slechts deels door de bedrijven vermeden worden omdat de handelingsperspectieven om de heffingen te vermijden nog niet voldoende voorhanden zijn in 2030 en 2035. Effect op andere bedrijven in de chemische clusters zal zeer groot zijn.



## 4. Energiebelasting op gassen ontstaan op eigen productielocatie die kunnen worden ingezet als aardgas

In deze impactanalyse onderzoeken we de gevolgen van het eventueel afschaffen van de bepaling dat aardgas, wanneer dat is ontstaan op de eigen productielocatie, niet als aardgas onder de energiebelasting worden aangemerkt en dus niet onder de energiebelasting, of tegen een nihil tarief, wordt belast. Hieronder valt niet alleen aardgas, maar elk product dat wordt gebruikt als aardgas<sup>55</sup>. Het gaat hier om de volgende wetsartikelen:

Artikel 51, lid 1: *“Onder bij algemene maatregel van bestuur te stellen voorwaarden en beperkingen wordt als verbruik in de zin van artikel 50, derde lid, onderdeel d, niet aangemerkt het verbruik van aardgas voor de vervaardiging van aardgas en minerale oliën als bedoeld in artikel 25, eerste lid, van de Wet op de accijns, in dezelfde inrichting waarin dat aardgas is ontstaan.”*

Artikel 59, lid 4: *“In afwijking van het eerste lid, onderdeel a, bedragen de tarieven nihil voor in artikel 48, tweede lid, als aardgas aangemerkte producten voor zover deze als brandstof worden gebruikt in de inrichting waarin zij zijn ontstaan.”*

We behandelen hier twee soorten gassen die op een productielocatie kunnen ontstaan en worden ingezet als brandstof of grondstof: restgassen en waterstof.

- Restgassen ontstaan bij de verwerking van olie- of kolenproducten. Het energetisch gebruik van eigen geproduceerde restgassen vindt op dit moment grootschalig plaats in drie sectoren: de raffinagesector, de stoomkraakbedrijven en de staalsector. We gaan hier apart op in per sector onder 'Huidig productieproces'.  
*Er zijn andere bedrijven waar restgassen ook energetisch worden ingezet, waaronder ESD\_SIC in Delfzijl. Bovendien kan bij plastic recycling tot pyrolyseolie ook restgas energetisch worden ingezet. Dat komt momenteel nog nauwelijks voor, maar zou in de toekomst op grotere schaal kunnen gebeuren. In deze impactanalyse is alleen de impact op de huidige grote gebruikers onderzocht. De impact op andere bedrijven of op toekomstige processen dient apart te worden onderzocht.*
- Waterstof wordt momenteel weinig ingezet als brandstof, maar zou in de toekomst een grote rol kunnen gaan spelen. Bedrijven kunnen om emissies te reduceren hun methaanrijke restgassen decarboniseren, de CO<sub>2</sub> afvangen en de ontstane waterstof verbranden: pre-combustion CCS. Wanneer de precombustion CCS-installatie op de eigen locatie staat, is de geproduceerde waterstof dus op dit moment niet belast onder de energiebelasting. Bij het afschaffen van deze maatregel zou eigen geproduceerd waterstof wel onder de energiebelasting vallen. Pre-combustion CCS zou op grote schaal ingezet kunnen worden in twee sectoren: de raffinagesector en de stoomkraakbedrijven.  
*In 2019 gebruikte BioMCN eigen geproduceerd waterstof (zo'n 5 PJ). Omdat dit volume relatief klein is vergeleken met de overige drie sectoren die we hier behandelen, is dit niet meegenomen in deze impactanalyse.*

---

<sup>55</sup> Wet belastingen op milieugrondslag, artikel 48, lid 2: “Voor de toepassing van dit hoofdstuk en de daarop berustende bepalingen wordt als aardgas mede aangemerkt elk product dat direct of indirect is bestemd voor gebruik, wordt aangeboden voor verkoop of wordt gebruikt als aardgas.”

Tot slot onderzoeken we voor de raffinagesector ook de eventuele afschaffing van een tweede maatregel. In de Wet op de accijns wordt minerale olie die wordt gebruikt als brandstof voor de productie van minerale olie niet belast onder accijns:

*Artikel 2, lid 9: “Als uitslag tot verbruik wordt niet aangemerkt het, met inachtneming van bij algemene maatregel van bestuur te stellen voorwaarden en beperkingen, verbruik van minerale oliën als brandstof voor het produceren of verwerken van minerale oliën in een accijnsgoederenplaats.”*

Het gaat om een relatief klein volume aan aardolieproducten welke in de raffinaderij ontstaat en als brandstof wordt ingezet. Dit nemen we ook mee in de impactanalyse voor de raffinagesector.

Hier behandelen we eerst de impactanalyse voor de raffinagesector, vervolgens voor de stoomkrakers en tot slot voor de staalsector.

## 4.1 Raffinaderijen

### Huidig productieproces

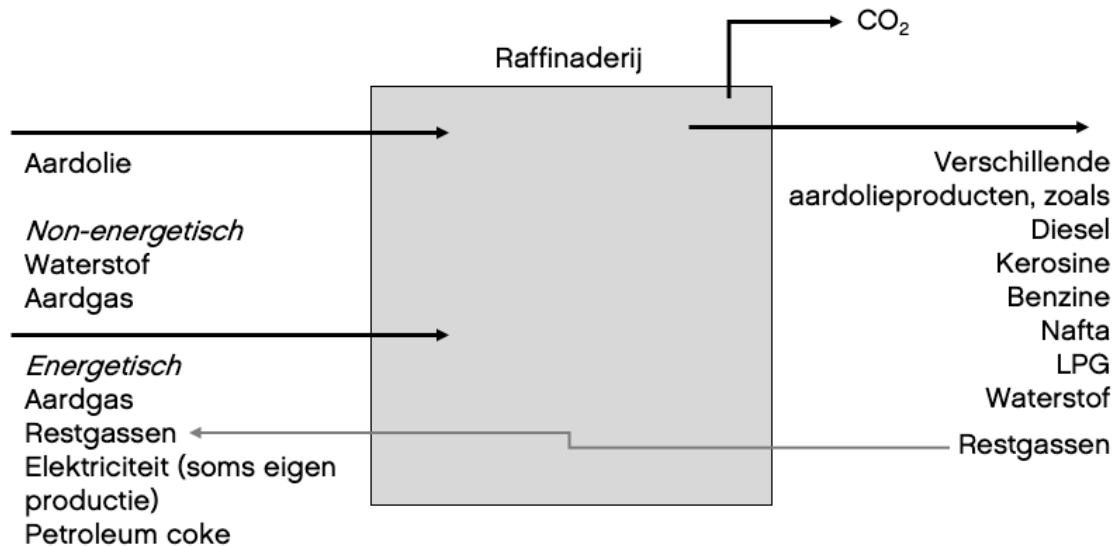
In Nederland staan vier grote raffinaderijen, waar totaal ruim 2300 PJ aan aardolie werd verwerkt in 2019. De vier grootste raffinaderijen in Nederland zijn Shell Pernis, BP, ExxonMobil en Zeeland Refinery. Daarnaast zijn er nog twee raffinaderijen: VPR Energy en Gunvor. Gunvor raffineert sinds 2021 geen ruwe olie meer<sup>56</sup>, maar koopt verwerkte aardolieproducten, zoals nafta en zure gasolie, in om brandstoffen, zoals benzine en diesel te produceren. Beide raffinaderijen gebruiken een aanzienlijk kleiner volume raffinaderijgas dan de vier grote bedrijven en zijn daarom nu niet meegenomen in de analyse, maar zouden wel door de maatregel getroffen worden.

In een raffinaderij wordt ruwe aardolie gescheiden, getransformeerd en opgewaardeerd tot verschillende eindproducten. Raffinaderijen produceren brandstoffen, zoals diesel, benzine en kerosine, maar ook chemische grondstoffen, zoals nafta, smeerolie, bitumen, etc. Een raffinaderij bestaat uit vele verschillende installaties, die allemaal verschillend zijn qua functies, en dus in- en output. Grofweg kun je de functies indelen in scheiden, opwaarden en transformeren. Figuur 60 toont een sterke versimpeling van de activiteiten in een raffinaderij.

---

<sup>56</sup> <https://www.argusmedia.com/en/news/2206072-gunvor-confirms-permanent-closure-of-europoort-cdus>





Figuur 60. Een schematische weergave van de belangrijkste energiestromen die een raffinaderij inkomen en verlaten. Dit is een sterke versimpeling van de stromen die op een raffinaderij plaatsvinden.

Raffinaderijen gebruiken momenteel waterstof om fracties te zuiveren (opwaarderen) en bij sommige transformaties. Dit is non-energetisch gebruik van waterstof. Waterstof komt vrij bij sommige processen, maar dit is niet genoeg om in de vraag te voorzien. De resterende waterstofvraag wordt ingekocht en/of wordt geproduceerd op de site met behulp van een SMR. Momenteel wordt door de raffinaderijen grijze waterstof geproduceerd, hiervoor gebruiken ze aardgas of raffinaderijgas als grondstof.

Iedere raffinaderij krijgt raffinaderijgassen of restgassen als “bijproduct” van het raffinaderij proces. Het ontstaan van restgassen in raffinaderijen is onvermijdelijk, maar het volume kan wel enigszins beïnvloed worden. Na de oorlog in Oekraïne en de daaropvolgende energiecrisis zijn de raffinaderijen juist gevraagd om het volume restgassen te verhogen, zodat de aardgasvraag verminderd kon worden.

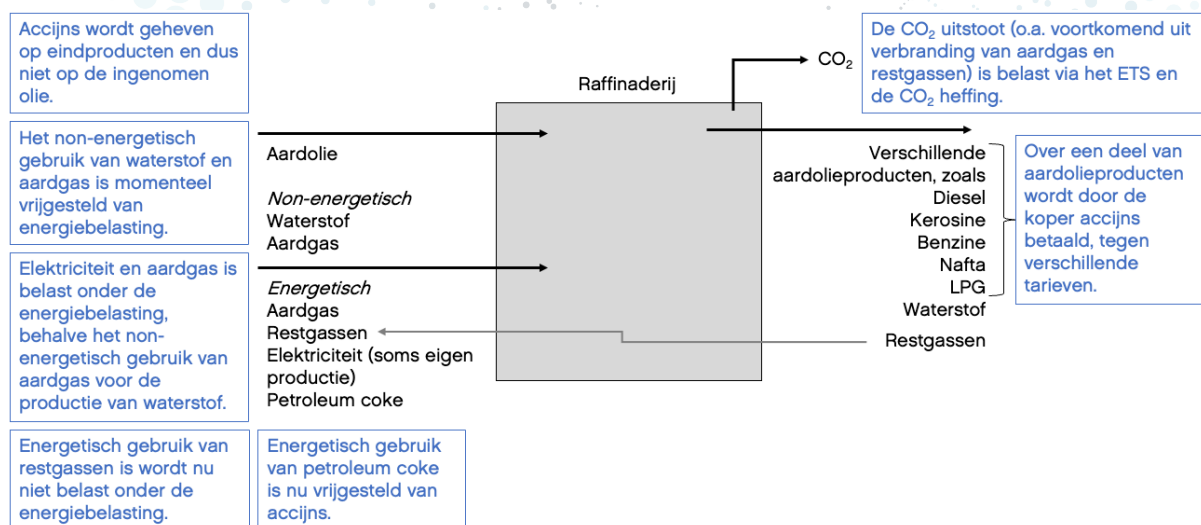
De warmte die nodig is om aardolie te raffineren wordt momenteel grotendeels ingevuld door restgassen te verbranden. Bij meerdere installaties op een raffinaderij komen restgassen vrij. Deze verschillen van samenstelling en energetische inhoud. Naast restgassen wordt ook aardgas en/of elektriciteit gebruikt in een raffinaderij. Emissies komen vrij door verbranding van energiedragers (aardgas en restgassen, grofweg 2/3 van de emissies) en daarnaast zijn er procesemissies: CO<sub>2</sub> die vrijkomt bij het verwerken van de aardolie.

Tot slot wordt in raffinaderijen ook warmte gewonnen uit de verbranding van petroleum coke. In sommige van de installaties van een raffinaderij (voornamelijk de *fluid catalytic cracker*, FCC) vormt tijdens het kraakproces een koolstoflaag op de katalysatoren. Katalysatoren zijn stoffen die een bepaalde chemische omzetting versnellen, maar daarbij niet verbruikt wordt. De werking van de katalysator en daarmee de gewenste omzetting wordt dus beperkt wanneer er een koolstoflaag komt. Van tijd tot tijd wordt deze laag afgebrand om de katalysatoren weer te regenereren. Bij de verbranding van deze laag komt warmte en CO<sub>2</sub> vrij, en deze warmte wordt ingezet voor de chemische omzettingen (kraakreacties).

## Huidige belasting op energie en emissies en inzet onderzochte heffing

Het energieverbruik en de emissies van de raffinaderijen worden op verschillende manieren belast (zie Figuur 61).

- De aardolie aan de input valt niet onder de wet op de accijns, omdat deze geldt voor eindproducten. De ingenomen aardolie is dus niet belast.
- Het non-energetisch gebruik van aardgas en waterstof is momenteel vrijgesteld van energiebelasting, hierop is ingegaan in Vrijstelling energiebelasting non-energetisch gebruik van aardgas vanaf pagina 30 en in Interactie maatregelen vanaf pagina 128.
- Het energetisch gebruik van aardgas en elektriciteitsverbruik (tenzij het eigen productie betreft) van de raffinaderijen wordt belast onder de energiebelasting.
- Restgassen die in dezelfde inrichting zijn ontstaan worden nu niet belast onder de energiebelasting van energiebelasting. De eventuele afschaffing van deze maatregel is hier onderzocht.
- De verbranding van petroleum coke is nu niet belast onder de wet op accijns. De eventuele afschaffing van deze maatregel is hier onderzocht.
- De scope 1 emissies die worden veroorzaakt op de eigen site worden belast onder het ETS en de CO<sub>2</sub>-heffing.
- Op een deel van de producten van raffinaderijen, waaronder diesel, kerosine en benzine, belangrijke aardolieproducten, wordt accijns geheven.



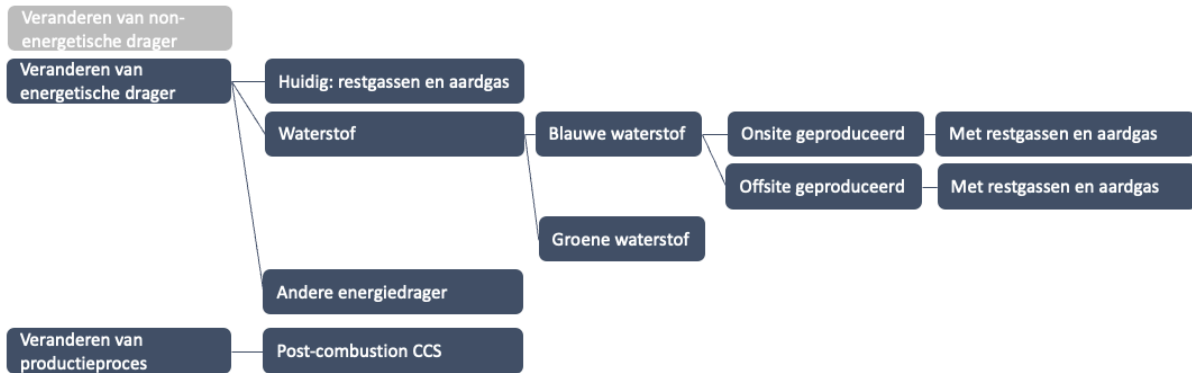
Figuur 61. Een schematische weergave van de stromen in en uit een raffinaderij, inclusief geheven belastingen op energie en emissies. Let op: dit is een sterke versimpeling van de processen die op een raffinaderij plaatsvinden. In blauw staan de belastingen op energie en emissies aangegeven.

Hier wordt onderzocht wat de impact zou zijn wanneer gassen die in raffinaderijen ontstaan en energetisch worden ingezet, zouden worden belast onder de energiebelasting en wanneer het energetisch gebruik van petroleum coke door accijns zou worden belast.

## Handelingsperspectieven

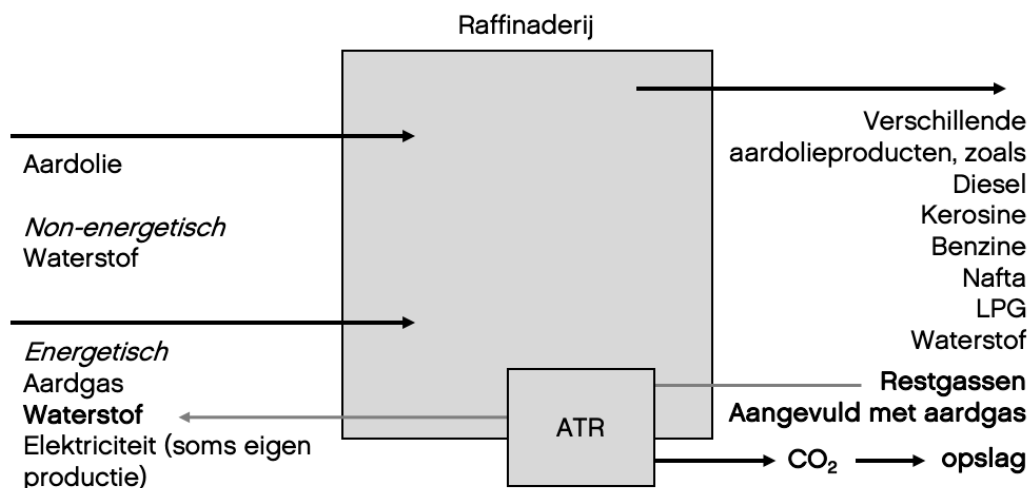
Om emissies te reduceren hebben de bedrijven verschillende handelingsperspectieven (zie Figuur 62). Bij sommige handelingsperspectieven zal energiebelasting op waterstof in plaats van restgassen worden betaald (toelichting volgt). Voor waterstof geldt een lager tarief en binnen de

energiebelasting is de inzet van waterstof dus financieel aantrekkelijker. Het afbranden van petroleum coke is essentieel om de katalysatoren te regenereren en kan dus niet worden vermeden.



Figuur 62. Een schema van onderzochte handelingsperspectieven voor raffinaderijen.

- Op dit moment gebruiken de raffinaderijen voornamelijk restgassen, aangevuld met aardgas, als energiedrager op hun site. Bij de verbranding komt CO<sub>2</sub> vrij.
- Blauwe waterstof zou een emissiearmere alternatief kunnen zijn voor de directe verbranding van restgassen. Blauwe waterstof kan geproduceerd worden door restgassen te decarboniseren, waterstof te verbranden en de CO<sub>2</sub> op te slaan: pre-combustion CCS, zie Figuur 63. Dit gebeurt bijvoorbeeld in een *Steam Methane Reformer* (SMR) of *Autothermal Methane Reformer* (ATR). Bij de conversie van aardgas naar waterstof verlies je energie, het is energetisch dus minder efficiënt dan de directe verbranding van restgassen. Om dezelfde hoeveelheid warmte te genereren moet er daarom extra aardgas worden ingekocht of gedecarboniseerd.
  - Partijen kunnen er ook voor kiezen de decarbonisatie ieder op hun eigen site uit te voeren, of in een combinatie hiervan.
  - H-vision is een project in de Rotterdamse haven waar restgassen van verschillende partijen centraal kunnen worden gedecarboniseerd.



Figuur 63. Een schematische weergave van pre-combustion CCS op de raffinaderijgassen, waarna de CO<sub>2</sub> wordt opgeslagen en de waterstof als energiedrager wordt ingezet op de raffinaderij. In deze analyse wordt gerekend met een *Autothermal Reformer* (ATR), maar dit zou ook een andere techniek, zoals een *Steam Methane Reformer* kunnen zijn.

- Groene waterstof zou een emissievrij alternatief zijn voor de verbranding van restgassen, maar kan niet als enige energiedrager worden ingezet. Groene waterstof is emissievrij, maar in 2030 beperkt beschikbaar. Bovendien blijven de restgassen van de raffinaderijen dan ongebruikt. Het is dus geen alternatief voor de volledige energievraag van raffinaderijen.
- Alternatieve energiedragers (bijvoorbeeld aardgas, groengas of elektriciteit) zouden ook als energiedrager kunnen worden ingezet, maar vanwege het grote volume aan restgassen wat dan ongebruikt blijft is het niet aannemelijk dat deze alternatieven de volledige energievraag van de raffinaderijen invullen.
- Daarnaast zouden de raffinaderijen ervoor kunnen kiezen om CO<sub>2</sub>-emissies te reduceren met behulp van post-combustion CCS: na de verbranding van restgassen en/of aardgas CO<sub>2</sub> worden afgevangen en opgeslagen. We nemen post-combustion CCS mee in de analyse, maar de energievraag van dit proces is onzeker. In het meest gunstige geval kan 100% restwarmte worden ingezet, in het meest ongunstige geval moet alle warmte worden gegenereerd, wat leidt tot een brandstofvraag en mogelijk emissies. In de analyse nemen we de onzekerheid hieromtrent mee.

## Kwantificatie varianten

Voor de raffinagesector onderzoeken we zes varianten (zie Tabel 20). In alle gevallen worden restgassen direct of indirect benut, omdat het ontstaan van restgassen onvermijdelijk is.

Tabel 20. De zes onderzochte varianten voor de raffinagesector.

Raffinage:	60% emissiereductie in 2030 behaald?
A. Huidig productieproces	Nee.
B. Post-combustion CCS van 60%	Ja.
C. Decarbonisatie van 70% van restgassen tot emissiereductie van 60% (extra H <sub>2</sub> ingekocht)	Ja.
D. Decarbonisatie van 100% van restgassen, aanvullend aardgas	Ja.
E. Decarbonisatie van 100% van restgassen offsite, brandstofvraag 100% H <sub>2</sub>	Ja, de emissiereductie is meer dan 60%. Deze variant daarom niet aannemelijk voor 2030.
F. Decarbonisatie van 100% van restgassen onsite, brandstofvraag 100% H <sub>2</sub>	Ja, de emissiereductie is meer dan 60%. Deze variant daarom niet aannemelijk voor 2030.

- Om drie emissiereductie strategieën te vergelijken, nemen we in de varianten B tot D we een scope 1 emissiereductie van 60% aan:
  - In B nemen we aan dat 60% van de CO<sub>2</sub>-emissies worden afgevangen. De energievraag hiervoor is onzeker: in de analyse geven we de marge aan.
  - In C nemen we aan dat zó veel restgassen direct worden verbrand dat de emissies met 60% reduceren. Het resterend volume restgassen wordt gedecarboniseerd. De rest van de brandstofvraag wordt ingevuld met waterstof (pre-combustion onsite en aanvullend gekocht).

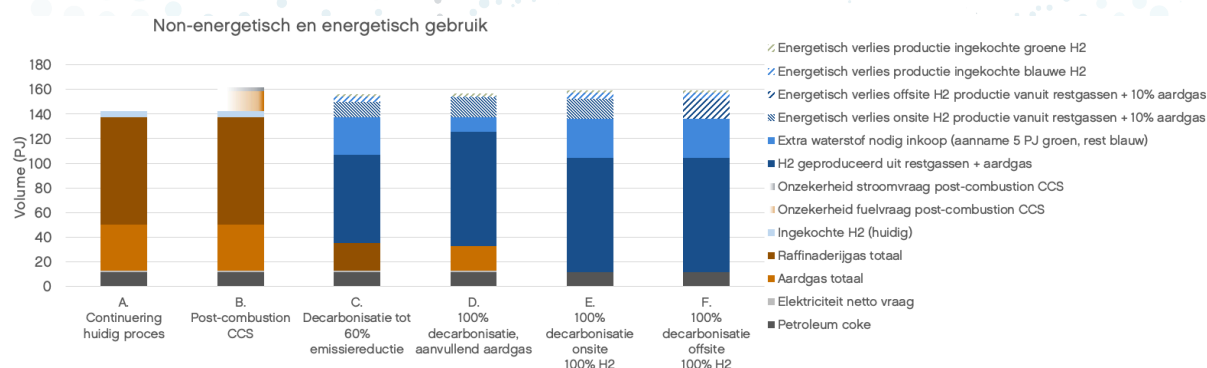
- In D worden alle restgassen gedecarboniseerd onsite en nemen we aan dat de resterende brandstofvraag van de sites wordt ingevuld met aardgas.
- De scope 1 emissiereductie in varianten E en F gaat verder dan 60%. Het doel onder de CO<sub>2</sub>-heffing is een emissiereductie van 60% in 2030. Deze perspectieven zijn daarom niet waarschijnlijk in 2030. In 5 en 6 worden alle restgassen gedecarboniseerd (onsite en offsite, respectievelijk) en de volledige brandstofvraag ingevuld met waterstof.
- Voor decarbonisatie rekenen we met een ATR + WGS met 85% energetische efficiency en 98% CO<sub>2</sub> afvang.
- Ingekochte waterstof is 5 PJ groen (gelijk aan het huidige ingekochte volume waterstof), aangevuld met blauw, onder de aanname dat blauwe waterstof eerder als brandstof wordt ingezet dan groene waterstof.

We vergelijken twee scenario's, waarin de maatregel vanaf een verschillend jaar zal gelden.

- Scenario 1: de maatregel wordt geïntroduceerd vanaf 2030.
- Scenario 2: de maatregel wordt geïntroduceerd vanaf 2040.

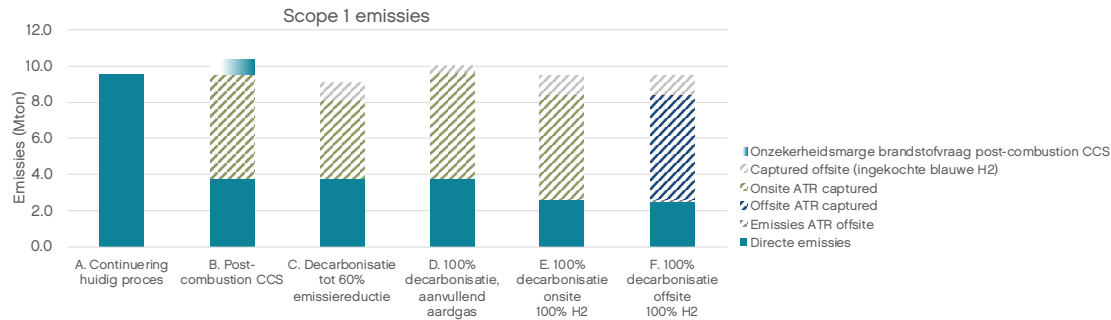
## Energie en emissies

Figuur 64 toont de energievraag van de vier raffinaderijen in de zes onderzochte varianten. De extra energievraag van post-combustion CCS (B) is onzeker en in het gunstigste geval zeer beperkt, vandaar dat deze als een onzekerheidsmarge wordt getoond. De primaire energievraag groeit bij pre-combustion CCS (variant C – F), vanwege conversieverliezen. Hoe meer restgassen worden gedecarboniseerd, hoe groter het energetisch verlies onsite.



Figuur 64. De energievraag van de raffinaderijen in de zes onderzochte varianten. We kunnen de brandstofvraag van post-combustion CCS niet vaststellen omdat deze afhangt van integratie op de site, vandaar dat we een onzekerheidsmarge aangeven. Let op dat er voor het energieverlies voor de productie van waterstof zowel restgassen als extra aardgas gebruikt kunnen worden. In de grafiek is geen onderscheid daartussen gemaakt

Figuur 65 toont de emissies en afgevangen CO<sub>2</sub> van de vier raffinaderijen in de varianten. In alle varianten, behalve het huidige proces, wordt CO<sub>2</sub> afgevangen en opgeslagen. De afvang vindt plaats onsite (pre of post-combustion) of op een centrale locatie.



Figuur 65. De emissies en het volume afgevangen CO<sub>2</sub> in de zes onderzochte varianten.

In variant B – D wordt 60% emissiereductie gerealiseerd, zoals het doel is in 2030 onder de CO<sub>2</sub>-heffing. De manier waarop verschilt, en daardoor verschilt ook het volume afgevangen CO<sub>2</sub> per variant. Decarbonisatie van een deel van de restgassen geeft relatief het kleinste volume, decarbonisatie van alle restgassen relatief het grootste volume. Het is belangrijk om te realiseren dat CO<sub>2</sub> opslag gelimiteerd is. De emissies veroorzaakt door de extra brandstofvraag van post-combustion CCS (variant B) zijn ook afhankelijk van de invulling van de energievraag en daarom als een onzekerheidsmarge aangegeven.

De varianten E en F gaan qua emissiereductie verder dan 60%. De enige emissies die resteren zijn proces emissies: CO<sub>2</sub> die vrijkomt bij de transformatie en opwerking van aardolie. Deze emissies zouden mogelijk in de toekomst kunnen worden afgevangen. In deze analyse is voor geen van de varianten een emissiereductie strategie toegepast, dit volume is dus gelijk in alle varianten.

De indirecte emissies, die veroorzaakt worden bij de opwek van elektriciteit en de productie van blauwe waterstof, zijn zeer beperkt (minder dan 3%) in vergelijking met de scope 1 emissies. Daarom tonen we ze in deze analyse niet.

## Belasting op energie en emissies

In deze impactanalyse onderzoeken we de gevolgen van de maatregel op de hoogte van de belastingen op energie en emissies die door de bedrijven worden betaald. We beperken ons tot deze kwantificatie, omdat het niet mogelijk is om met zekerheid vast te stellen wat de onrendabele top is van de alternatieve handelingsperspectieven, omdat de lasteneffecten van een verandering in grondstofinname worden veroorzaakt door meerdere onzekere factoren.

- De CAPEX en OPEX zijn nog zeer onzeker, omdat naast de investering in de nieuwe installaties, ook integratie op de site gerealiseerd moet worden. De kosten hiervan zijn significant en kunnen hoger zijn dan de investering in de materialen en de apparaten die nodig zijn om nieuwe technieken, zoals pre-combustion CCS, toe te kunnen passen.
- De kosten van alternatieve energiedragers zoals groene waterstof zijn onzeker.
- De beschikbaarheid van alternatieve energiedragers is onzeker. Groene waterstof is zeker tot 2030 beperkt beschikbaar<sup>57</sup>.
- Een 'green premium' op eindproducten is (nog) niet vast te stellen voor 2030 en 2040.

<sup>57</sup> Zie bijvoorbeeld Integrale Infrastructuurverkenning 2030 – 2050: in 2030 is er zo'n 10-20 TWh groene waterstof beschikbaar in heel NL.

De belastingen op energie en emissies in 2030 en 2040 voor de varianten worden bepaald volgens de aannames in Tabel 21. Daarnaast hanteren we twee scenario's, welke zijn vastgesteld door de opdrachtgever:

- Scenario 1: de energiebelasting op het energetisch gebruik van als aardgas gebruikte gassen die in de eigen productielocatie zijn ontstaan wordt geheven vanaf 2030.
- Scenario 2: de energiebelasting op het energetisch gebruik van als aardgas gebruikte gassen die in de eigen productielocatie zijn ontstaan wordt geheven vanaf 2040.

Tabel 21. De tariefaannames voor de kwantificatie van de belastingen op energie en emissies voor de raffinaderijen.

	Tarief	Toelichting
ETS CO <sub>2</sub> prijs 2030	110 €/ton	<p>Bron: KEV 2022</p> <p>Om het aandeel gratis rechten per variant in te schatten is de volgende methode aangehouden gebaseerd op de <i>Guidances</i> 1 – 9 toewijzing emissierechten van NEa<sup>58</sup>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De producten van de raffinaderijen vallen niet onder CBAM, er is geen afbouw van gratis rechten in deze sector gerelateerd aan de invoer van CBAM.</li> <li>- Het aantal gratis rechten wordt bepaald door benchmarks. Deze benchmarks staan voor een gratis emissies per ton product. De gratis rechten worden verstrekt op basis van historische activiteitsniveaus van de volgende 'refinery products'. Deze activiteitsniveaus worden gedefinieerd als 'CO<sub>2</sub> weighted tonne' (CWT): Voor alle activiteiten die op een raffinaderij plaatsvinden, zoals crude distillation, hydrocracking of hydrogen production (totaal tientallen activiteiten), bepaald het productieniveau maal een CWT factor de CWT. Zo krijgen bepaalde activiteiten, die CO<sub>2</sub> intensiever zijn, een groter aandeel in de bepaling van het aantal gratis rechten dan anderen. Onder de activiteit 'hydrogen production' valt waterstof die is geproduceerd o.a. met gebruik van stoom. In overleg met de Nederlandse Emissieautoriteit hebben we hebben in de analyse aangenomen dat waterstof die met pre-combustion CCS wordt geproduceerd hieronder zou vallen en dat deze activiteit dus het aantal verstrekte gratis rechten verhoogt. Voor elke raffinaderij kan per jaar de CWT worden bepaald. Vervolgens wordt de 'refinery products' benchmark (x ton CO<sub>2</sub>/CWT) hoeveel gratis rechten er worden verstrekt. Voor alle varianten is de CWT berekend en zijn het aantal gratis rechten ingeschat. De benchmarkwaarde voor de relevante activiteiten is opgezocht voor de periode 2021-2025. De benchmarkwaarde neemt jaarlijks af met minimaal 0.2% en maximaal 1.6% en wordt opnieuw vastgesteld voor de periode 2026-2030, deze ligt dus 1% tot 8% lager dan de periode daarvoor. In de figuren is het</li> </ul>

<sup>58</sup> <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/toewijzing-2021-2025/templates-en-guidances>

		gemiddelde (4.5%) hiervan getoond en in de beschrijving bij de figuren de onzekerheidsmarge.
ETS CO <sub>2</sub> prijs 2040	179 €/ton	Bron: KEV 2022 Na publicatie van de KEV is bekend geworden dat de ETS rechten in 2040 zijn afgebouwd, bij resterende uitstoot moet alsnog een ETS recht worden ingeleverd en een boete betaald of óf negatieve emissies worden gerealiseerd danwel ingekocht. We hebben aangenomen dat de kosten minimaal gelijk zijn dan de eerdere inschatting van de ETS prijs in 2040 en rekenen met deze inschatting.
CO <sub>2</sub> -heffing 2030	Verschil ETS termijnkoers en 136.79 €/ton	Bron: emissieautoriteit Dispensatierechten niet meegenomen in de berekening, daarom moet bij de berekening van de CO <sub>2</sub> -heffing rekening gehouden worden met een onzekerheidsmarge.
Energiebelasting	Dragers- en schijffafhankelijk	Bron: tarieven in Voorjaarsbesluitvorming Klimaat
Energiebelasting op eigen geproduceerde gasen die als aardgas worden ingezet	Dragers- en schijffafhankelijk	Bron: tarieven in Voorjaarsbesluitvorming Klimaat Voor restgasen, ongeacht hun samenstelling, is het aardgastarief per GJ aangenomen. De raffinaderijgasen verschillen van samenstelling en zijn in sommige gevallen waterstofrijk. Of hier een apart tarief voor zou moeten komen is niet onderzocht.
Accijns op petroleum coke	Tarief zware stookolie: 1.17 €/GJ	Bron: wet op de accijns Toewijzing tarief zware stookolie aan deze energiedrager ontvangen van opdrachtgever

De hoogte van de belastingen op energie en emissies wordt vergeleken met het netto bedrijfsresultaat van de sector van de afgelopen vijf jaar (zie ook Methodiek, pagina 12). We maken hiervoor gebruik van de publieke datasets van het CBS, omdat dit voorhanden is voor alle Nederlandse industriële sectoren en een uniforme vergelijking mogelijk maakt. De daadwerkelijke winst van de bedrijven is niet te achterhalen en zou kunnen afwijken van de getallen die bij het CBS bekend zijn.

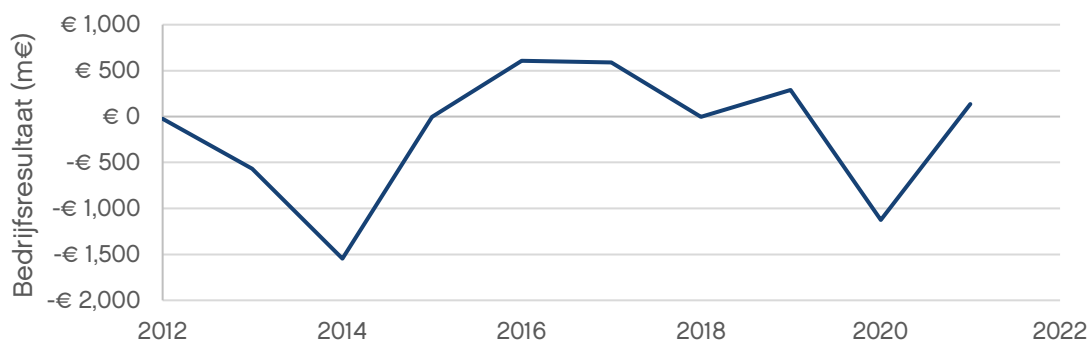
Volgens het CBS was het bedrijfsresultaat tussen 2017 en 2021 bij de raffinaderijen -23 miljoen € per jaar<sup>59</sup>, zie Figuur 66. Dit is het bedrijfsresultaat in de sector 19201 "Raffinaderijen", welke totaal 20 bedrijven telde in 2019<sup>60</sup>. De winst in de aardolie sector wordt upstream en/of downstream gemaakt en niet primair in raffinaderijen. De ontwikkeling van het bedrijfsresultaat is onzeker. Door 'green premiums' zou het bedrijfsresultaat kunnen stijgen, maar niet-fossiele alternatieven zijn (nog) duurder en de investeringen risicovol, hierdoor zou het bedrijfsresultaat kunnen dalen.

<sup>59</sup> CBS tabel *Bedrijfsleven; arbeids- en financiële gegevens, per branche, SBI 2008*

<sup>60</sup> CBS tabel *Bedrijven; bedrijfstak*



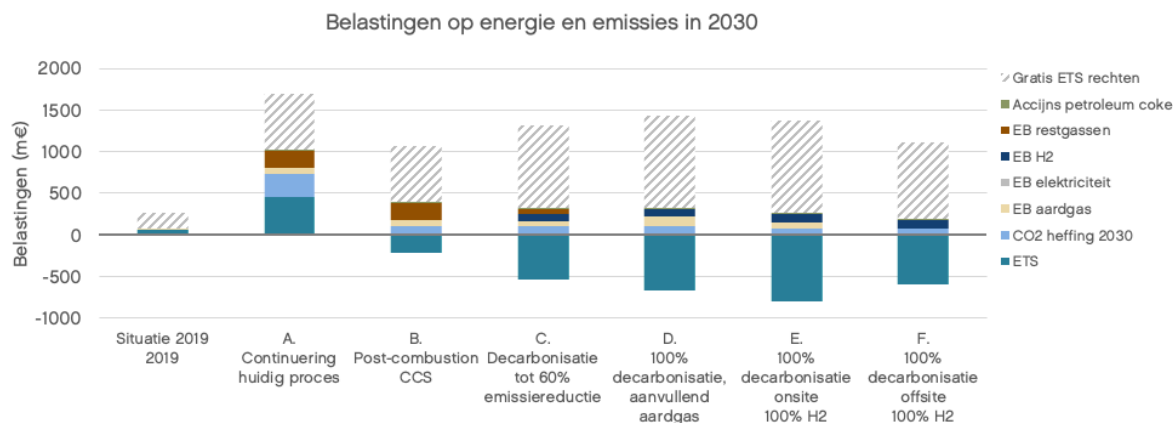
## Bedrijfsresultaat raffinagesector



Figuur 66. Het bedrijfsresultaat tussen 2012 en 2021 van de sector 19201 "Raffinaderijen", welke totaal 20 bedrijven telde in 2019.

Op basis van de kwantificatie van de belastingen op energie en emissies concluderen we dat de ETS prijs en de CO<sub>2</sub>-heffing voldoende zijn om de raffinaderijen te bewegen in de richting van één van de handelingsperspectieven. In onderstaande figuren is getoond dat deze middelen al een sterke stimulans zijn voor de sector om emissies te reduceren, omdat alleen deze belastingen op emissies al boven € 700 miljoen uitkomen bij continuering van het huidige productieproces voor de onderzochte vier raffinaderijen. We lichten dit nu toe.

Figuur 67 toont de belastingen op energie en emissies voor de vier raffinaderijen voor de situatie in 2019 en voor de zes doorgerekende varianten in 2030 in scenario 1. De belastingen in 2030 zijn voor alle perspectieven gekwantificeerd, maar vanwege de verregaande emissiereductie zijn variant E en F niet realistisch in 2030.



Figuur 67. De belastingen op energie en emissies voor de vier onderzochte raffinaderijen voor de situatie in 2019 en de zes onderzochte varianten in 2030. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van energiebelasting op het energetisch gebruik van eigen geproduceerde gassen (energiebelasting restgassen getoond in bruin, energiebelasting waterstof blauw). De heffing van accijns op het energetisch gebruik van petroleum coke is getoond in groen. De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 25 m€.

We bespreken eerst het stand Europees en Nederlands beleid en vervolgens de hier onderzochte heffing. In 2019 werd aan de bedrijven het grootste deel van de ETS emissierechten

gratis verstrekt. Sindsdien is de ETS prijs gestegen en wordt de benchmark voor de toewijzing van rechten jaarlijks afgebouwd, waardoor de bedrijven bij continuering van het huidige proces zo'n € 450 miljoen aan ETS rechten zou betalen in 2030. Omdat de raffinagesector niet onder CBAM valt, is de sector niet beschermd tegen de import van producten van buiten de EU waar geen CO<sub>2</sub> belasting geldt. Dit betekent dat de ETS lasten niet kunnen worden doorberekend aan klanten.

De ETS kosten dalen wanneer op emissiearmere productiemethodes wordt overgestapt, omdat de emissies sterk afnemen. Omdat het aantal gratis rechten afhangt van de activiteiten op de productielocatie, waaronder de waterstofproductie, verschilt het aantal gratis verstrekte rechten per variant. In sommige varianten leidt tot zelfs tot de situatie dat er meer gratis rechten aan de bedrijven worden verstrekt dan ze uitstoten. Dit overschot aan gratis rechten kan verhandeld worden. Het ETS vormt dus een sterke stimulans om scope 1 emissies te reduceren.

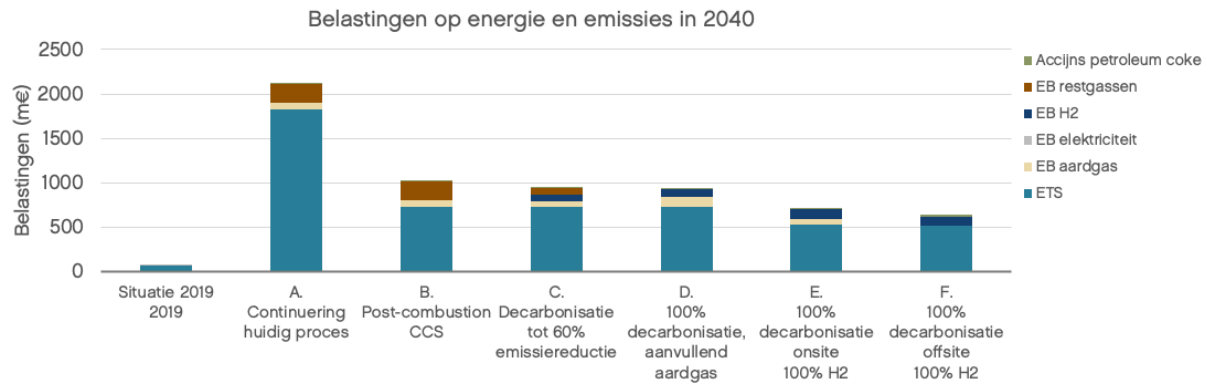
De onderzochte heffing, de energiebelasting op restgassen, wordt in scenario 1 geheven vanaf 2030. Dit voegt € 200 miljoen toe aan de bijna € 700 miljoen ETS en CO<sub>2</sub>-heffing lasten bij continuering van het huidige proces. Wanneer post-combustion CCS wordt toegepast blijft het volume restgassen gelijk en dus ook de energiebelasting. Wanneer pre-combustion CCS wordt toegepast, verschuift de energiebelasting van de restgassen naar waterstof. Omdat voor waterstof een lager tarief geldt, dalen de lasten van de energiebelasting. Deze maatregel stimuleert dus pre-combustion CCS.

De energiebelasting op het energetisch gebruik van waterstof wordt in deze figuren als één blok getoond. Echter zou zonder de onderzochte maatregel een deel van de waterstof al onder de energiebelasting vallen, namelijk het deel wat wordt ingekocht. In de meeste varianten is dit deel aanzienlijk kleiner dan de eigen productie, zie Figuur 64. Als we sec naar deze maatregel kijken zou de energiebelasting dus apart moeten worden geteld voor ingekochte waterstof en geproduceerde waterstof. Omdat het verder opdelen van dit blok leidt tot een andere verdeling over de vijf schijven van de energiebelasting zou de hoogte niet exact kloppen. Daarom is het toch als één geheel getoond.

Het heffen van accijns op petroleum coke leidt tot een lastenverzwaring van € 14 miljoen per jaar voor de vier onderzochte raffinaderijen. Deze kosten kunnen niet vermeden worden.

In scenario 2 wordt geldt de maatregel vanaf 2040. Waarschijnlijk kiezen de raffinaderijen dan voor variant E, F of B met een hoger percentage afvang. Ook op deze termijn geldt dat deze maatregel een actieve stimulans voor pre-combustion CCS over post-combustion CCS zou zijn.

Figuur 68 toont de belastingen op energie en emissies voor de situatie in 2019 en voor de zes doorgerekende varianten in 2040. In 2040 zijn de ETS rechten volledig afgebouwd, zie toelichting in Tabel 21. Deze analyse focust op energetische emissies en procesemissies zijn niet onderzocht. Ongeveer 1/3<sup>e</sup> van de emissies van raffinage zijn procesemissies en deze zijn constant in de zes varianten. Vandaar dat er in deze analyse in 2040 nog significante ETS lasten zijn (zie aannames in Tabel 21). Het ETS maakt het onvermijdelijk dat de raffinaderijen hun productieprocessen aanpassen.



*Figuur 68. De belastingen op energie en emissies voor de vier onderzochte raffinaderijen voor de situatie in 2019 en de zes onderzochte varianten in 2040. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van energiebelasting op het energetisch gebruik van eigen geproduceerde gassen (energiebelasting restgassen getoond in bruin, energiebelasting waterstof blauw). De heffing van accijns op het energetisch gebruik van petroleum coke is getoond in groen.*

## Duiding

Met behulp van een twintigtal vragen (in Tabel 22) pogen we de impact van de onderzochte maatregel te duiden. Op basis van deze duiding concluderen wij dat, indien we sec naar het bedrijfsresultaat van de raffinagesector kijken en niet naar de winsten die upstream of downstream worden gemaakt, het belasten van eigen geproduceerde gassen voor energetisch gebruik op de raffinaderij, in combinatie met de belastingen op emissies, leidt tot structureel verlies van de Nederlandse raffinaderijen bij ongewijzigde bedrijfsvoering. Zonder de nieuwe heffing zijn de belastingen al zeer hoog als de bedrijfsvoering niet wijzigt. Er zijn geen handelingsperspectieven voor 2030 en later die kunnen voorkomen dat de energiebelasting op eigen gassen geheven wordt, echter kan door de inzet van pre-combustion CCS wel een lager tarief binnen de energiebelasting gezocht worden. Het invoeren van de heffing stimuleert dus pre-combustion CCS boven post-combustion CCS. Het vermijden van de heffing hangt af van de bouw van CCS installaties, welke mogelijk door juridische procedures rondom het stikstofdossier niet op tijd gerealiseerd zijn.

*Tabel 22. De duiding voor de onderzochte maatregel voor de raffinaderijen.*

Vraag	Antwoord
<i>Hoeveel extra aan heffingen (EB, ETS, CO<sub>2</sub> en introductie heffing) wordt er betaald in 2030 t.o.v. 2019 onder de aannames van de analyse bij ongewijzigde bedrijfsvoering?</i>	Ongeveer € 1 miljard per jaar. Hiervan is € 450 miljoen ETS lasten, die niet door CBAM is beschermd, en € 275 miljoen de CO <sub>2</sub> -heffing en zo'n € 70 miljoen energiebelasting. Dit is staand Nederlands beleid. De onderzochte heffing, de energiebelasting op restgassen, zou hier ruim € 200 miljoen per jaar aan toevoegen.
<i>Hoeveel extra aan heffingen (EB, ETS, CO<sub>2</sub> en introductie heffing) wordt er betaald in 2040 t.o.v. 2019 onder de aannames van de analyse bij ongewijzigde bedrijfsvoering?</i>	Ruim € 2 miljard per jaar, waarvan het grootste deel, € 1,8 miljard, ETS lasten zijn.
<i>Wat was het bedrijfsresultaat van de sector in de laatste 5 jaar (CBS definitie)?</i>	De sector als geheel had een bedrijfsresultaat van ongeveer negatief € 20 miljoen per jaar: dit gaat om

Vraag	Antwoord
	25 bedrijven. De winst van de individuele raffinaderijen kennen we niet.
<i>Hoeveel zijn de extra opbrengsten voor het Rijk door de nieuwe heffing indien het bedrijf zijn huidige plannen voor 2030 zou uitvoeren?</i>	Afhankelijk van de strategie die de bedrijven kiezen. De heffing kan verlaagd worden door alle restgassen te decarboniseren, omdat het waterstof tarief lager is dan het aardgastarief. Bij maximale decarbonisatie zou de heffing € 80 miljoen per jaar en bij de inzet van post-combustion CCS zou de heffing € 220 miljoen per jaar aan energiebelasting zijn. Ongeacht de varianten wordt er € 14 miljoen per jaar aan accijns op petroleum coke geheven.
<i>Is Nederland het enige land dat momenteel in de EU dat de introductie van deze heffing overweegt?</i>	Ja.
<i>Zijn de bestaande heffingen van EB, ETS en CO<sub>2</sub>-heffing, maar zonder de nieuwe heffing, voldoende voor het aanzetten tot actie om scope 1 emissies te reduceren in 2030?</i>	Ja. De ETS en CO <sub>2</sub> -heffing zijn dan al ongeveer € 700 miljoen per jaar bij ongewijzigde bedrijfsvoering voor de vier bedrijven.
<i>Zijn de bestaande heffingen (zonder nieuwe heffing) voldoende voor het aanzetten tot verdere actie om scope 1 emissies te reduceren in 2035?</i>	Ja, de ETS lasten zijn bij ongewijzigde bedrijfsvoering anders al meer dan € 1.5 miljard voor de vier bedrijven.
<i>Maakt het introduceren van de heffing het aannemelijk dat scope 1 emissies sneller worden gerealiseerd?</i>	Nee, want de plannen om deze restgassen te decarboniseren, de afgevangen CO <sub>2</sub> op te slaan onder de Noordzee en blauwe waterstof te verbranden zijn er al. Het tempo van de emissiereductie hangt af van het stikstofdossier (Porthos beslissing Raad van State) en niet van de opheffing. Afhankelijk van de uitvoering zou door de heffing post-combustion CCS minder aantrekkelijk gemaakt, voor zover wij weten is dit geen NL beleid.
<i>Worden investeringen ten behoeve van scope 1 emissiereductie uitgesteld of stopgezet onder dreiging van de nieuwe heffing?</i>	Niet bekend. <i>Final Investment Decisions</i> lijken meer gecorreleerd aan het stikstofdossier.
<i>Brengt de introductie van deze heffing de slagingskans van de maatwerkafspraken in gevaar?</i>	Mogelijk. Want de Rijksoverheid creëert een ongelijk speelveld voor de bedrijven tussen Nederland en de rest van Europa.
<i>Zijn er handeling-perspectieven om de heffing te vermijden in 2030 en indien ja, hoeveel kan dan worden vermeden?</i>	Nee, er zal in elk handelingsperspectief energiebelasting op eigen geproduceerde gassen betaald worden. Wel kan door de inzet van precombustion-CCS een lager tarief gezocht worden. Maar dan neemt de totale fossiele vraag juist toe, omdat er meer aardgas nodig is en meer CO <sub>2</sub> opslag. Bovendien afhankelijk toestemming bouw CCS

Vraag	Antwoord
	installaties in relatie tot stikstofdossier. En post-combustion CCS wordt hiermee ontmoedigd. De heffing op petroleum coke kan niet worden vermeden.
<i>Zijn er handelings-perspectieven om de heffing te vermijden in 2035 of 2040 en indien ja, hoeveel kan dan worden vermeden?</i>	Nee, er zal in elke handelingsperspectief energiebelasting op eigen geproduceerde gassen betaald worden. Wel kan door de inzet van precombustion-CCS een lager tarief gezocht worden. Maar dan neemt de totale fossiele vraag juist toe, omdat er meer aardgas nodig is en meer CO <sub>2</sub> opslag. Bovendien afhankelijk toestemming bouw CCS installaties in relatie tot stikstofdossier. En post-combustion CCS wordt hiermee ontmoedigd. De heffing op petroleum coke kan niet worden vermeden.
<i>In welke mate doen de handelingsperspectieven een beroep op schaarse biogene, synthetische en gerecyclede moleculen in 2030?</i>	Alleen het vermijden van de heffing doet geen beroep op schaarse middelen. Het energetisch verlies als gevolg van decarbonisatie van restgassen zorgt voor een stijgende aardgasvraag of om ongeveer 20 PJ blauwe (niet schaars) of groene waterstof (wel schaars).
<i>In welke mate doen de handelingsperspectieven een beroep op schaarse biogene, synthetische en gerecyclede moleculen uit Nederland in 2035?</i>	Volgens de analyse van de netbeheerders is er in 2040 70 tot 290 PJ groene waterstofproductie in Nederland <sup>61</sup> . Mogelijk is 20 PJ vraag in 2035 van de raffinaderijen dus een aanzienlijk aandeel hiervan.
<i>Is er een reëel handelingsperspectief waarin het bedrijf scope 1 en 3 emissies zodanig kan vermijden dat het bedrijfsresultaat in 2030 niet richting 0 of negatief gaat?</i>	Nee, maar de raffinaderijen waren de afgelopen jaren al verliesgevend: de winst wordt upstream en downstream gemaakt. Alleen al de ETS kosten leiden tot een sterke lastenstijging. Scope 3 emissies worden door de onderzochte maatregelen niet beïnvloed.
<i>Zijn de reële handelingsperspectieven in 2030 duurder en meer risicovol voor de bedrijven dan de huidige bedrijfsvoering?</i>	De risico's nemen beperkt toe. Het handelingsperspectief is duurder door de toepassing van post-combustion CCS, maar daarmee kunnen hogere ETS en CO <sub>2</sub> -heffingen worden vermeden.
<i>Kunnen CBAM en "green premiums" zorgen voor hogere inkomsten?</i>	Waarschijnlijk niet.
<i>In welke mate kan het betrokken bedrijf de heffing doorberekenen aan klanten?</i>	Niet, aangezien deze bedrijven op de wereldmarkt opereren en de klanten ook op de wereldmarkt inkopen.
<i>Hoe groot wordt de kans op extra weglek effecten geacht?</i>	De raffinaderijen zijn in NL goed gepositioneerd. Als de bouw van CCS installaties doorgang kan vinden, zijn er handelingsperspectieven om de heffing te vermijden en is het extra weglek effect niet heel hoog.

<sup>61</sup> "Het energiesysteem van de toekomst: de I13050-scenario's", Netbeheer Nederland (2023)

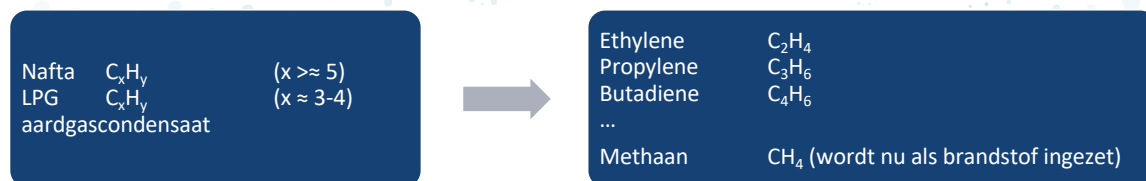
Vraag	Antwoord
	Indien deze scope 1 emissiereductie plannen geen uitvoer kunnen vinden, neemt de kans op weglek toe.
<i>Brengt de introductie van de heffing onder de aannames in de analyse de continuïteit van het bedrijf in gevaar in 2030?</i>	Tariefafhankelijk. De kans bestaat, omdat de handelingsperspectieven door juridische procedures niet op tijd gerealiseerd kunnen worden.

## 4.2 Stoomkraakbedrijven

*De derde onderzochte maatregel, een heffing op het non-energetisch gebruik van minerale olie, treft ook de stoomkraakbedrijven. In het rapport zijn een aantal paragrafen dubbel getoond, zodat de hoofdstukken over de maatregelen onafhankelijk van elkaar gelezen kunnen worden.*

### Huidig productieproces

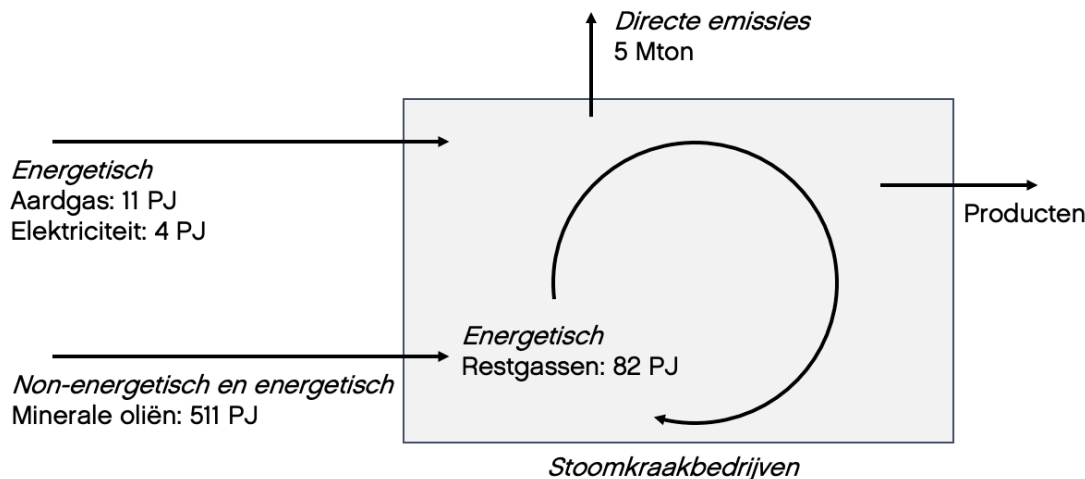
In stoomkrakers worden lange koolwaterstofketens afgebroken tot kortere ketens, welke als grondstof dienen voor tal van chemische producten. De essentie van een stoomkraker is dat er moleculen met een dubbele binding worden geproduceerd: deze zijn chemisch actief en daardoor geschikt als bouwsteen. Daarnaast wordt ook een deel brandstoffen (zo'n 15% van alle producten) gevormd. Tot slot komt er methaan vrij, een restgas dat nu in de stoomkrakers als brandstof wordt ingezet.



De grondstoffen voor stoomkrakers zijn voornamelijk nafta, aangevuld met LPG en aardgascondensaat. De grondstoffen voor stoomkrakers wordt door raffinaderijen geproduceerd uit ruwe olie. Stoomkrakers bevinden zich dus een stap verderop in de verwerkingsketen na de raffinaderijen.

In Nederland staan drie stoomkraakbedrijven, die gezamenlijk zes stoomkrakers in functie hebben: Sabc in Geleen, Dow in Terneuzen en Shell in Moerdijk. In Figuur 69 is een overzicht getoond van het (non-)energetisch verbruik van de drie stoomkraakbedrijven, inclusief emissies en indicatieve volumes. Deze cijfers zijn gebaseerd op de MIDDEN rapporten en de NEa registratie en gevalideerd met de drie bedrijven. Het totale volume minerale oliën in deze sector is volgens het CBS zo'n 15% lager. We kwantificeren alleen het stoomkraakproces en niet de downstream processen van deze bedrijven.

Directe emissies worden veroorzaakt door het energetisch gebruik van aardgas en restgassen. Het fossiele deel van de non-energetische input beïnvloedt de directe emissies alleen gedeeltelijk bij energetisch gebruik van restgassen. De meeste emissies komen vrij bij gebruik of verbranding van producten.



*Figuur 69. Een schematisch overzicht van de energiestromen met indicatieve energievolumes op jaarbasis van de drie stoomkraakbedrijven. Dit is een sterke versimpeling van de processen. Dit schema geeft slechts een fractie van de daadwerkelijke activiteiten, massa- en energiestromen weer.*

Stoomkrakers hebben een centrale rol in drie Nederlandse chemische clusters en zijn nauw verbonden met downstream bedrijven. In een analyse van de voorgestelde heffing toont Berenschot<sup>62</sup> aan dat stoomkrakers een belangrijke rol vervullen in de industriële clusters:

- Drie chemische clusters in Nederland zijn gepositioneerd rondom stoomkraker(s): Chemelot, Rotterdam Moerdijk en Smart Delta Resources (in Zeeland).
- Om de stoomkrakers zijn tal van bedrijven gevestigd die zich bezig houden met de verwerking, transport en opslag van de grondstoffen en producten van stoomkrakers.
- Daarnaast wordt op deze clusters ook onderzoek verricht.

Deze sectoren zijn nauw verbonden met de stoomkrakers. Soms letterlijk door middel van pijpleidingen, soms indirect door middel van samenwerkingscontracten. Dit betekent dat uitval van de stoomkrakers gevolgen zal hebben voor veel downstream bedrijven in de clusters.

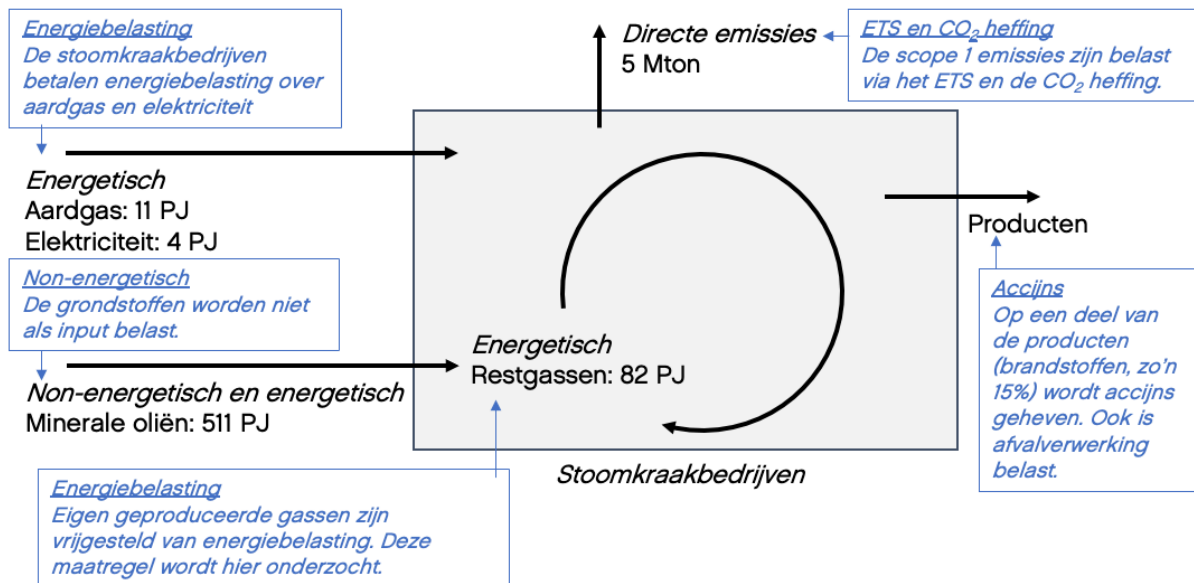
## Huidige belasting op energie en emissies en inzet onderzochte heffing

Het energieverbruik en de emissies van de stoomkraakbedrijven worden op verschillende manieren belast (zie Figuur 70).

- Het aardgas en elektriciteitsverbruik van de stoomkraakbedrijven wordt belast onder de energiebelasting. Restgassen die in dezelfde inrichting zijn ontstaan zijn vrijgesteld van energiebelasting. De eventuele afschaffing van deze maatregel wordt hier onderzocht.
- De non-energetische input van stoomkraakbedrijven is niet belast. Deze eventueel in te voeren maatregel wordt onderzocht als heffing non-energetisch gebruik minerale olie vanaf pagina 70.
- Restgassen die in dezelfde inrichting zijn ontstaan worden nu niet belast onder de energiebelasting. De eventuele afschaffing van deze maatregel is hier onderzocht.
- De scope 1 emissies die worden veroorzaakt op de eigen site worden belast onder het ETS en de CO<sub>2</sub>-heffing.

<sup>62</sup> Berenschot: *Verduurzaming grondstoffen in de chemie* (juni 2023)

- Op een deel van de producten van stoomkrakers, met name brandstoffen (zo'n 15% van de producten), wordt accijns geheven. Bovendien is de afvalverwerking in Nederland belast.



Figuur 70. Belastingen op energie en emissies bij de drie stoomkraakbedrijven. Dit is een sterke versimpeling van de processen bij de bedrijven.

Hier wordt onderzocht wat de impact zou zijn wanneer gassen die in stoomkrakers ontstaan en energetisch worden ingezet, zouden worden belast onder de energiebelasting.

## Handelingsperspectieven

Om emissies te reduceren hebben de bedrijven verschillende handelingsperspectieven (zie Figuur 71). Bij sommige handelingsperspectieven zal energiebelasting op waterstof in plaats van restgassen worden betaald (toelichting volgt). Voor waterstof geldt een lager tarief en binnen de energiebelasting is de inzet van waterstof dus financieel aantrekkelijker.



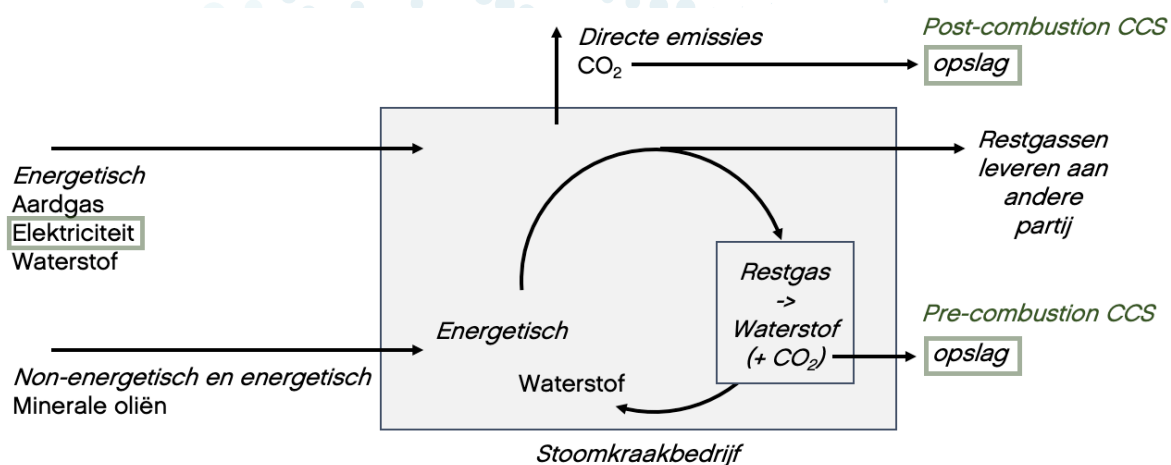
Figuur 71. Een schema van de onderzochte handelingsperspectieven voor stoomkraakbedrijven om emissies te reduceren.

- Op dit moment gebruiken de bedrijven voornamelijk restgassen, aangevuld met aardgas, als energiedrager op hun site. Bij de verbranding komt CO<sub>2</sub> vrij.



- Blauwe waterstof zou een emissiearmere alternatief kunnen zijn voor de directe verbranding van restgassen. Blauwe waterstof kan geproduceerd worden door restgassen te decarboniseren, waterstof te verbranden en de CO<sub>2</sub> op te slaan: pre-combustion CCS, zie Figuur 72. Dit gebeurt bijvoorbeeld in een Steam Methane Reformer (SMR) of Autothermal Methane Reformer (ATR). Bij de conversie van aardgas naar waterstof verlies je energie, het is energetisch dus minder efficiënt dan de directe verbranding van restgassen. Om dezelfde hoeveelheid warmte te genereren moet er daarom extra aardgas worden ingekocht of gedecarboniseerd. De geproduceerde waterstof zou bij invoering van de hier onderzochte maatregel onder de energiebelasting worden belast. Er kunnen ook restgassen worden uitgewisseld met een andere partij, zoals een kunstmestproducent. In dat geval kan het stoomkraakbedrijf een emissievrije brandstof inkopen, zoals groengas of waterstof.
- Groene waterstof zou een emissievrij alternatief zijn voor de verbranding van restgassen, maar kan niet als enige energiedrager worden ingezet. Groene waterstof is emissievrij, maar in 2030 beperkt beschikbaar. Bovendien blijven de restgassen van de stoomkraakbedrijven dan ongebruikt. Het is dus geen alternatief voor de volledige energievraag van bedrijven.
- Alternatieve energiedragers (bijvoorbeeld aardgas, groengas of elektriciteit) zouden ook als energiedrager kunnen worden ingezet, maar vanwege het grote volume aan restgassen wat dan ongebruikt blijft is het niet aannemelijk dat deze alternatieven de volledige energievraag van de stoomkraakbedrijven invullen.
- Tot slot wordt er momenteel onderzoek gedaan naar elektrisch kraken (zie Figuur 72). In dit geval levert elektriciteit de energie die nodig is om de minerale olie te kraken en is er geen andere brandstof nodig. In dit geval blijven de restgassen wel ontstaan. Deze zouden dan aan een andere partij kunnen worden geleverd, bijvoorbeeld als grondstof in de kunstmestsector.

Daarnaast benoemen we post-combustion CCS (zie Figuur 72). Wanneer deze techniek wordt toegepast, worden restgassen nog steeds energetisch ingezet. De publiek gemaakte verduurzamingstrategieën van de drie bedrijven bevatten geen post-combustion CCS, daarom nemen we het niet mee in deze analyse. Wel kan het een emissiereductiestrategie van de stoomkraakbedrijven zijn en daarom vermelden we het wel. Om emissies af te vangen is energie nodig. In sommige gevallen kan restwarmte hiervoor worden gebruikt, in andere gevallen wordt extra brandstof of elektriciteit verbruikt. Het percentage CO<sub>2</sub> dat van de afgassen kan worden afgevangen verschilt per installatie en hangt mede af van het percentage CO<sub>2</sub> in de afgassen.



Figuur 72. Een schematische weergave van verschillende scope 1 emissiereductie strategieën bij een stoomkraakbedrijf.

## Kwantificatie varianten

We hebben vier varianten onderzocht, waarvoor de energievraag, emissies en de belastingen op energie en emissies zijn gekwantificeerd. De doorgerekende varianten zijn allereerst het huidige proces, onaangepast, en daarnaast een variant voor 2030 en twee voor 2040 gebaseerd op publiek gemaakte scenario's uit I13050<sup>63</sup>. Deze I13050 scenario's zijn in de eerste helft van 2022 in overleg met de bedrijven tot stand zijn gekomen<sup>64</sup>. Wanneer relevant hebben we ook later publiek gemaakte informatie van bedrijven meegenomen, zoals de sluiting van één van de stoomkrakers van Sabic.

In Tabel 23 tonen we de vier varianten welke we gekwantificeerd hebben voor de stoomkraakbedrijven. Tijdens de validatiegesprekken hebben (sommige) bedrijven aangegeven dat de scope 1 emissiereductieplannen in sommige gevallen zijn aangepast, maar de nieuwe plannen zijn niet publiek en konden daarom niet worden meegenomen.

Tabel 23. De onderzochte varianten voor de stoomkraakbedrijven.

Stoomkraakbedrijven varianten	60% emissiereductie in 2030 behaald?
Huidig productieproces onaangepast	Nee
2030 – publieke bronnen	Ja
2040 – publieke bronnen: langzaam transitiepad	Ja
2040 – publieke bronnen: ambitieus transitiepad	Ja

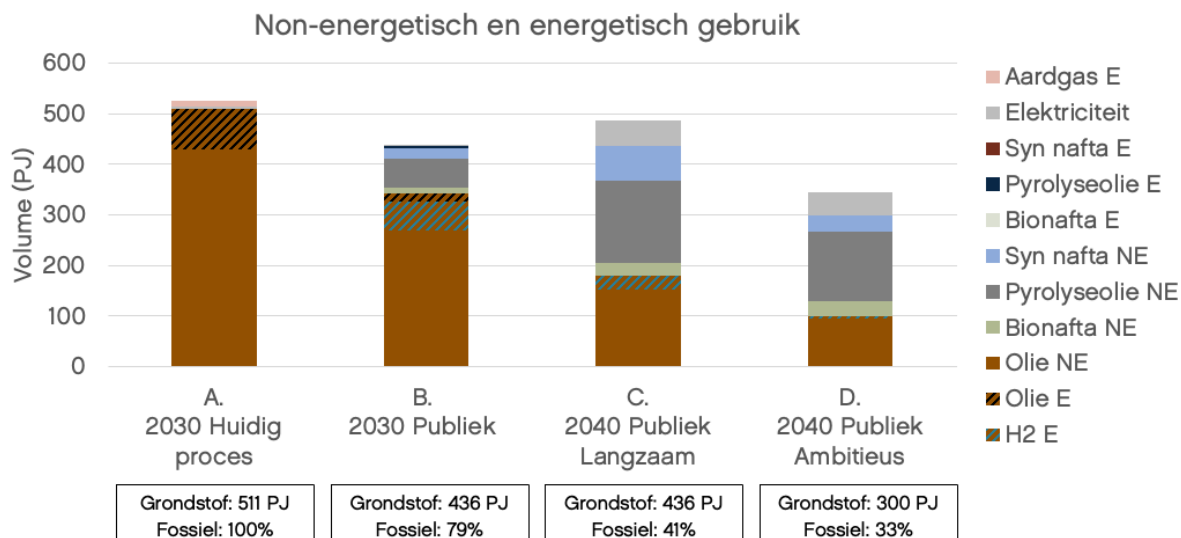
## Energieverbruik en emissies

In Figuur 73 is de totale energievraag van de drie stoomkraakbedrijven getoond. De energetisch ingezette restgassen zijn zwart gearceerd in het volume olie en bedragen in variant A zo'n 82 PJ. In variant B is dit sterk afgenomen vanwege pre-combustion CCS en wordt in plaats daarvan meer waterstof energetisch gebruikt (blauw gearceerd binnen het volume olie). In variant C en D worden restgassen niet energetisch ingezet, maar wordt overgestapt op elektrisch kraken of import.

Het volume non-energetisch gebruik wordt ook getoond in de figuur, maar is voor deze maatregel niet erg relevant.

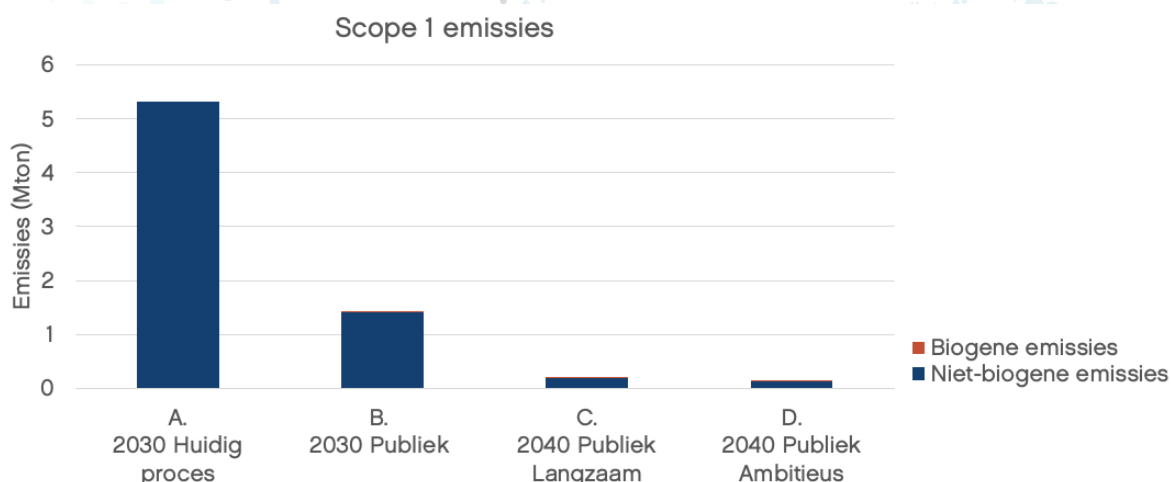
<sup>63</sup> We hebben in deze sector voor publieke varianten gekozen in plaats van varianten waarin 100% voor een bepaalde strategie wordt gekozen, omdat dit voor de heffing op het non-energetisch gebruik door stoomkraakbedrijven beter aansluit bij de grote schaarste. Voor deze maatregel hebben we voor dezelfde varianten gekozen.

<sup>64</sup> "Het energiesysteem van de toekomst: de I13050-scenario's", Netbeheer Nederland (2023)



*Figuur 73. De energie- en grondstoffenvraag van de drie stoomkraakbedrijven in de vier onderzochte varianten. Een deel van de restgassen en uit waterstof geproduceerd uit restgassen (pre-combustion CCS) dubbelt qua energie-inhoud met de non-energetische input, daarom is dat volume gearceerd binnen het NE gebruik van olie. Voor het overzicht is het gearceerde deel alleen in minerale olie weergegeven, in werkelijkheid zou het naar ratio verdeeld worden over alle NE inputs.*

De scope 1 emissies nemen in 2030 en 2040 sterk af, zie Figuur 74. Tussen het huidig proces en de 2030 publiek variant is de afname voornamelijk toe te wijzen aan pre-combustion CCS (zo'n 80% van de emissiereductie) en daarnaast aan de sluiting van 1 stoomkraker van Sabic (zo'n 20% van emissiereductie). Van 2030 naar 2040 is de verdere emissiereductie toe te wijzen aan elektrificatie en import van halffabricaten. Deze informatie is vanwege vertrouwelijkheid niet op bedrijfsniveau te delen.



*Figuur 74. De scope 1 emissies veroorzaakt door de drie stoomkraakbedrijven in de vier onderzochte varianten. In deze figuur zijn alleen de scope 1 emissies veroorzaakt tijdens het stoomkraakproces meegenomen, en niet de emissies veroorzaakt door eventuele downstream processen.*

## Belasting op energie en emissies

De belastingen op energie en emissies in 2030 en 2040 voor de varianten worden bepaald volgens de aannames in Tabel 24. Daarnaast hanteren we twee scenario's, welke zijn vastgesteld door de opdrachtgever:

- Scenario 1: de energiebelasting op het energetisch gebruik van als aardgas gebruikte gassen die in de eigen productielocatie zijn ontstaan wordt geheven vanaf 2030.
- Scenario 2: de energiebelasting op het energetisch gebruik van als aardgas gebruikte gassen die in de eigen productielocatie zijn ontstaan wordt geheven vanaf 2040.

Tabel 24. De tariefaannames voor de kwantificatie van de belastingen op energie en emissies voor de stoomkraakbedrijven.

	Tarief	Toelichting
ETS CO <sub>2</sub> prijs 2030	110 €/ton	<p>Bron: KEV 2022</p> <p>Om het aandeel gratis rechten in te schatten is de volgende methode aangehouden gebaseerd op de <i>Guidances</i> 1 – 9 toewijzing emissierechten van NEa<sup>65</sup>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De producten van de stoomkrakers vallen niet onder CBAM, er is geen afbouw van gratis rechten in deze sector gerelateerd aan de invoer van CBAM.</li> <li>- Het aantal gratis rechten wordt bepaald door benchmarks. Deze benchmarks staan voor een gratis emissies per ton product. De gratis rechten worden verstrekt op basis van historische activiteitsniveaus van de 'steam cracking'. De benchmarkwaarde voor de relevante activiteiten is opgezocht voor de periode 2021-2025. De benchmarkwaarde neemt jaarlijks af met minimaal 0.2% en maximaal 1.6% en wordt opnieuw vastgesteld voor de periode 2026-2030, deze ligt dus 1% tot 8% lager dan de periode daarvoor. In de figuur is het gemiddelde (4.5%) hiervan getoond en in de beschrijving bij de figuur de onzekerheidsmarge.</li> </ul>
ETS CO <sub>2</sub> prijs 2040	179 €/ton	<p>Bron: KEV 2022</p> <p>Na publicatie van de KEV is bekend geworden dat de ETS rechten in 2040 zijn afgebouwd, bij resterende uitstoot moet alsnog een ETS recht worden ingeleverd en een boete betaald of óf negatieve emissies worden gerealiseerd danwel ingekocht. We hebben aangenomen dat de kosten minimaal gelijk zijn dan de eerdere inschatting van de ETS prijs in 2040 en rekenen met deze inschatting.</p>
CO <sub>2</sub> -heffing 2030	Verschil ETS termijntoers en 136.79 €/ton	<p>Bron: emissieautoriteit</p> <p>Dispensatierechten niet meegenomen in de berekening, daarom moet bij de berekening van de CO<sub>2</sub>-heffing rekening gehouden worden met een onzekerheidsmarge.</p>
Energiebelasting	Drager- en schijfafhankelijk	<p>Bron: tarieven in Voorjaarsbesluitvorming Klimaat</p>

<sup>65</sup> <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/toewijzing-2021-2025/templates-en-guidances>

Energiebelasting op eigen geproduceerde gassen die als aardgas worden ingezet

Drager- en schijffafhankelijk

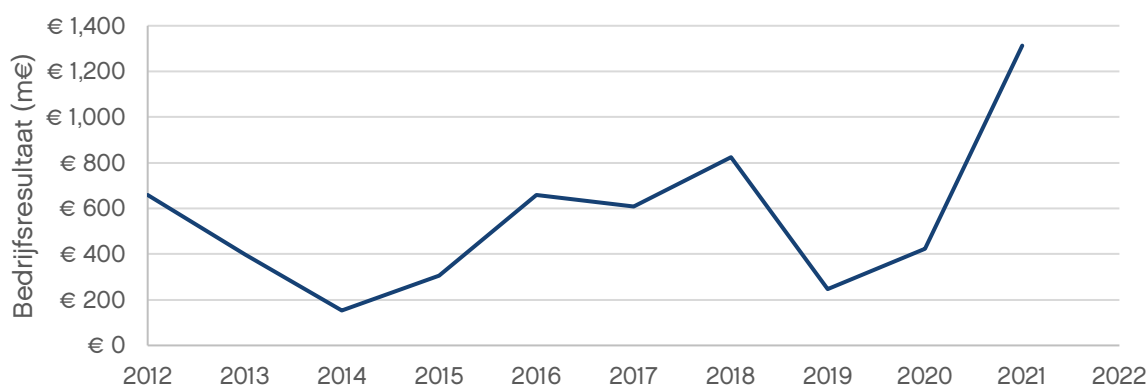
Bron: tarieven in Voorjaarsbesluitvorming Klimaat  
Voor restgassen is het aardgastarief per GJ aangenomen.

De hoogte van de belastingen op energie en emissies wordt vergeleken met het netto bedrijfsresultaat van de sector van de afgelopen vijf jaar (zie ook Methodiek, pagina 12). We maken hiervoor gebruik van de publieke datasets van het CBS, omdat dit voorhanden is voor alle Nederlandse industriesectoren en een uniforme vergelijking mogelijk maakt. De daadwerkelijke winst van de bedrijven is niet te achterhalen en zou kunnen afwijken van de getallen die bij het CBS bekend zijn.

Tussen 2017 en 2021 was het gemiddelde bedrijfsresultaat<sup>1</sup> van de sector ‘vervaardiging van petrochemische producten’ € 700 miljoen per jaar (zie Figuur 75). In deze sector zaten in 2019, naast de 3 bedrijven met stoomkrakers, nog 27 bedrijven. De winst van de drie stoomkraakbedrijven ligt dus lager.

Hoe het bedrijfsresultaat zich zal ontwikkelen is onzeker. Door het ETS worden de bedrijven minder competitief op de wereldmarkt. Bovendien zijn niet-fossiele alternatieven (nog) duurder en de investeringen risicovol, hierdoor zou het bedrijfsresultaat kunnen dalen. Daarnaast is krimp van de sector voorzien. Tegelijkertijd zouden *green premiums* het bedrijfsresultaat kunnen verbeteren. Tot slot is het belangrijk om te realiseren dat nationale heffingen niet aan klanten kunnen worden doorberekend, omdat deze sector concurreert op de wereldmarkt.

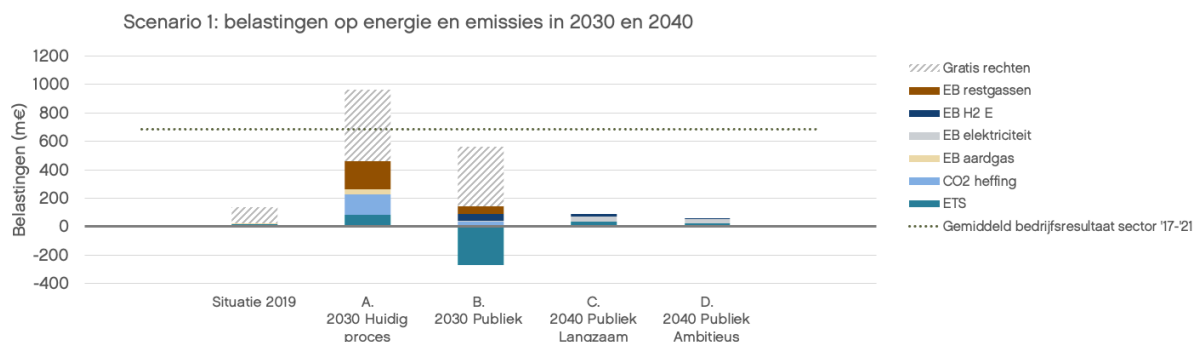
### Bedrijfsresultaat petrochemische industrie



Figuur 75. Het bedrijfsresultaat tussen 2012 en 2021 van de sector ‘petrochemische industrie’ (SBI code 20141), waar de stoomkraakbedrijven onder vallen.

Op basis van de kwantificatie van de belastingen op energie en emissies concluderen we dat de ETS prijs en de CO<sub>2</sub>-heffing voldoende zijn om de stoomkraakbedrijven te bewegen in de richting van het decarboniseren van restgassen. In Figuur 76 is getoond dat deze middelen al een sterke stimulans zijn voor de sector om emissies te reduceren, omdat de extra belastingen zeer hoog zijn in vergelijking met het historisch bedrijfsresultaat van de gehele sector. We lichten dit nu toe.

Figuur 76 toont de belastingen op energie en emissies voor de drie stoomkraakbedrijven voor de situatie in 2019 en voor de vier doorgerekende varianten in 2030 en 2040 in scenario 1.



Figuur 76. De belastingen op energie en emissies voor de drie stoomkraakbedrijven voor de situatie in 2019 en de vier onderzochte varianten in 2030 en 2040. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van energiebelasting op het energetisch gebruik van eigen geproduceerde gassen (getoond in bruin). De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 18 m€.

We bespreken eerst het stand Europees en Nederlands beleid en vervolgens de hier onderzochte heffing. In 2019 werden aan de bedrijven het grootste deel van de ETS emissierechten gratis verstrekt. Sindsdien is de ETS prijs gestegen en wordt het aandeel gratis rechten jaarlijks afgebouwd, waardoor de bedrijven bij continuering van het huidige proces bijna € 100 miljoen aan ETS rechten zouden betalen in 2030. De sector wordt niet beschermd door CBAM en kan de ETS kosten dus niet doorberekenen aan klanten.

De ETS kosten dalen wanneer op emissiearmere productiemethodes wordt overgestapt, omdat de emissies sterk afnemen. In variant B leidt tot zelfs tot de situatie dat er meer gratis rechten aan de bedrijven worden verstrekt dan ze uitstoten. Dit overschot aan gratis rechten kan verhandeld worden. Het ETS is dus een sterke stimulans om te verduurzamen.

De CO<sub>2</sub>-heffing voegt in 2030 zo'n € 150 miljoen euro per jaar aan lasten toe. De energiebelasting op het energetisch gebruik van aardgas is ongeveer € 30 miljoen per jaar. Stand Europees en Nederlands beleid leiden dus tot extra lasten van € 250 miljoen per jaar als de bedrijven hun productieprocessen niet aanpassen.

De hier onderzochte maatregel wordt in scenario 1 geheven vanaf 2030. Dit voegt in tarief 1 € 200 miljoen toe aan de ETS en CO<sub>2</sub>-heffing lasten bij ongewijzigde bedrijfsvoering. Wanneer de publiek gemaakte plannen voor 2030 tot uitvoer zouden komen, zou een groot deel van de restgassen gedecarboniseerd worden door middel van pre-combustion CCS. De energiebelasting zou dan geheven worden op waterstof in plaats van restgassen, waarvoor een lager tarief geldt. In totaal zou er dan ongeveer € 100 miljoen aan energiebelasting geheven worden, op een deel restgassen en een deel waterstof. Het is onzeker of deze publiek gemaakte plannen daadwerkelijk tot uitvoer komen.

In scenario 2 zou de maatregel pas in 2040 gelden en indien de publieke plannen van bedrijven op die manier tot uitvoering komen geen impact hebben. Daarom is dit niet in een aparte figuur getoond.

## Duiding

Met behulp van een twintigtal vragen (in Tabel 25) pogen we de impact van de onderzochte maatregel te duiden. Op basis van deze duiding concluderen wij dat als de maatregel wordt doorgevoerd, de inzet van pre-combustion CCS door het verschil in tarief tussen aardgas en waterstof onder de energiebelasting financieel aantrekkelijker wordt dan de directe verbranding

van restgassen. Echter leidt het invoeren van de maatregel tot onvermijdbare hogere lasten, zelfs wanneer de ambitieuze verduurzamingsplannen (die binnen het ETS zouden worden beloofd) worden uitgevoerd. In combinatie met maatregel 3 leidt tot mogelijk tot verminderde investeringen in de Nederlandse vestigingen.

Tabel 25. De duiding voor de onderzochte maatregel voor de stoomkraakbedrijven.

Vraag	Antwoord
<i>Hoeveel extra aan heffingen (EB, ETS, CO<sub>2</sub> en introductie heffing) wordt er betaald in 2030 t.o.v. 2019 onder de aannames van de analyse bij ongewijzigde bedrijfsvoering?</i>	Ongeveer € 450 miljoen per jaar. De ETS lasten zijn bijna € 100 miljoen per jaar en de CO <sub>2</sub> -heffing bijna € 150 miljoen per jaar. De hier onderzochte maatregel zou leiden tot een kostenstijging van € 200 miljoen per jaar.
<i>Hoeveel extra aan heffingen (EB, ETS, CO<sub>2</sub> en introductie heffing) wordt er betaald in 2040 t.o.v. 2019 onder de aannames van de analyse bij ongewijzigde bedrijfsvoering?</i>	Ruim € 1 miljard per jaar. Let op: ongewijzigde bedrijfsvoering in 2040 is niet in Figuur 76 doorgerekend. Dit is grotendeels toe te wijzen aan ETS kosten, die stijgen tot € 950 miljoen per jaar in 2040 als de bedrijven het huidige productieproces zouden inzetten.
<i>Wat was het bedrijfsresultaat van de sector in de laatste 5 jaar (CBS definitie)?</i>	Minder dan € 700 miljoen per jaar.
<i>Hoeveel zijn de extra opbrengsten voor het Rijk door de nieuwe heffing indien het bedrijf zijn huidige plannen voor 2030 zou uitvoeren?</i>	Ongeveer € 100 miljoen per jaar bij uitvoer van de publieke plannen en € 200 miljoen bij continuering van het huidige proces.
<i>Is Nederland het enige land dat momenteel in de EU dat de introductie van deze heffing overweegt?</i>	Ja.
<i>Zijn de bestaande heffingen van EB, ETS en CO<sub>2</sub>-heffing, maar zonder de nieuwe heffing, voldoende voor het aanzetten tot actie om scope 1 emissies te reduceren in 2030?</i>	Ja, het ETS en de CO <sub>2</sub> -heffing geven al een enorme stimulans om scope 1 emissies te reduceren.
<i>Zijn de bestaande heffingen (zonder nieuwe heffing) voldoende voor het aanzetten tot verdere actie om scope 1 emissies te reduceren in 2035?</i>	Ja, het ETS geeft al een enorme stimulans om scope 1 emissies te reduceren.
<i>Maakt het introduceren van de heffing het aannemelijk dat scope 1 emissies sneller worden gerealiseerd?</i>	Binnen de heffing wordt pre-combustion CCS gestimuleerd, vanwege het lagere tarief voor waterstof. Echter zou de maatregel leiden tot hogere lasten, zelfs wanneer de bedrijven hun ambitieuze verduurzamingsplannen uitvoeren, wat grote investeringen vergt. Alleen een ETS en de CO <sub>2</sub> -heffing vormen al een sterke stimulans om emissies te reduceren.
<i>Worden investeringen ten behoeve van scope 1 emissiereductie uitgesteld of stopgezet onder dreiging van de nieuwe heffing?</i>	Voor zover wij weten is het idee van deze maatregel nog niet bij de bedrijven bekend. De dreiging van de heffing op het non-energetisch gebruik van minerale olie is voor de sector zeer groot. Een extra heffing,

Vraag	Antwoord
	hoewel misschien aanzienlijk lager, zal de kans op investeringen niet groter maken.
<i>Brengt de introductie van deze heffing de slagingskans van de maatwerkafspraken in gevaar?</i>	Voor zover wij weten is het idee van deze maatregel nog niet bij de bedrijven bekend.
<i>Zijn er handelings-perspectieven om de heffing te vermijden in 2030 en indien ja, hoeveel kan dan worden vermeden?</i>	Nee, er zal in elke handelingsperspectief energiebelasting op eigen geproduceerde gassen betaald worden. Wel kan door de inzet van precombustion-CCS een lager tarief gezocht worden. En post-combustion CCS wordt hiermee ontmoedigd.
<i>Zijn er handelings-perspectieven om de heffing te vermijden in 2035 of 2040 en indien ja, hoeveel kan dan worden vermeden?</i>	Nee, er zal in elk handelingsperspectief energiebelasting op eigen geproduceerde gassen betaald worden. Wel kan door de inzet van precombustion-CCS een lager tarief gezocht worden. Wanneer de restgassen met een andere partij worden uitgewisseld, zal de energiebelasting daar betaald worden (tenzij ze non-energetisch worden ingezet en maatregel 2 niet wordt ingevoerd). Post-combustion CCS wordt door de heffing ontmoedigd.
<i>In welke mate doen de handelingsperspectieven een beroep op schaarse biogene, synthetische en gerecyclede moleculen in 2030?</i>	Alleen het vermijden van de heffing doet geen beroep op schaarse middelen.
<i>In welke mate doen de handelingsperspectieven een beroep op schaarse biogene, synthetische en gerecyclede moleculen uit Nederland in 2035?</i>	Alleen het vermijden van de heffing doet geen beroep op schaarse middelen.
<i>Is er een reëel handelingsperspectief waarin het bedrijf scope 1 en 3 emissies zodanig kan vermijden dat het bedrijfsresultaat in 2030 niet richting 0 of negatief gaat?</i>	Scope 1 emissies wel, scope 3 emissies eigenlijk niet, zie daarvoor de analyse van de heffing op het non-energetisch gebruik van minerale olie vanaf pagina 70.
<i>Zijn de reële handelings-perspectieven in 2030 duurder en meer risicovol voor de bedrijven dan de huidige bedrijfsvoering?</i>	De risico's nemen beperkt toe. Het handelingsperspectief is duurder door de toepassing van pre-combustion CCS, maar daarmee kunnen hogere ETS en CO <sub>2</sub> -heffingen worden vermeden.
<i>Kunnen CBAM en "green premiums" zorgen voor hogere inkomsten?</i>	Green premiums mogelijk, maar die hangen waarschijnlijk meer af van de grondstoffen dan de productietechnieken. En minerale oliën vallen (voorlopig) niet onder CBAM.
<i>In welke mate kan het betrokken bedrijf de heffing doorberekenen aan klanten?</i>	Niet, aangezien ze op de wereldmarkt opereren.



Vraag	Antwoord
<i>Hoe groot wordt de kans op extra weglek effecten geacht?</i>	Beperkt. In combinatie met de heffing op het non-energetisch gebruik van minerale olie groot.
<i>Brengt de introductie van de heffing onder de aannames in de analyse de continuïteit van het bedrijf in gevaar in 2030?</i>	Waarschijnlijk niet. Maar de dreiging van de heffing op het non-energetisch gebruik van minerale olie in combinatie met deze nieuwe heffing leidt wel tot de situatie dat investeringen in de Nederlandse installaties minder aantrekkelijk worden geacht door de bedrijven.

## 4.3 Staalsector

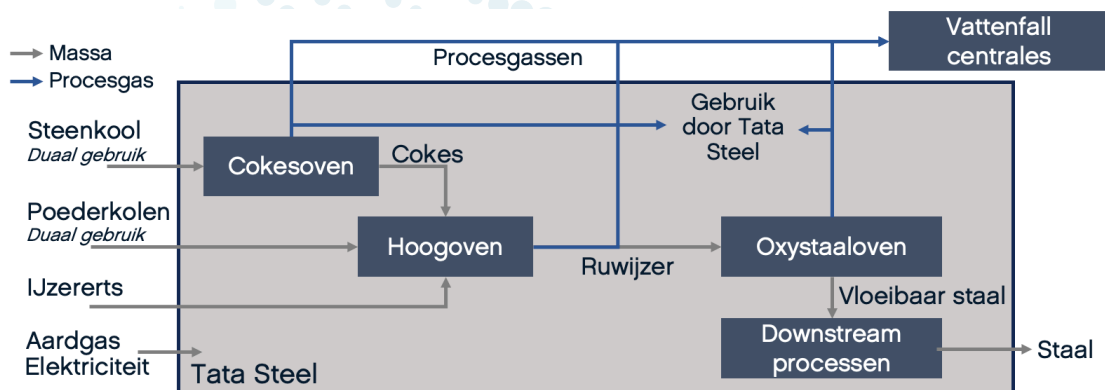
*De eerste onderzochte maatregel, een afschaffing van de vrijstellingen van kolenbelasting, treft ook Tata Steel. In het rapport zijn een aantal paragrafen dubbel getoond, zodat de hoofdstukken over de maatregelen onafhankelijk van elkaar gelezen kunnen worden.*

### Huidig productieproces

Procesgassen of restgassen ontstaan bij de verwerking van kolen, we lichten eerst het kolengebruik toe en vervolgens de procesgassen. Het ontstaan van restgassen is bij Tata Steel dus sterk aan het kolenverbruik verbonden, daarom is de analyse in dit hoofdstuk grotendeels vergelijkbaar met de analyse van de kolenbelasting.

Tata Steel gebruikt momenteel steenkool en poederkolen om ijzererts te verwerken tot staal (zie Figuur 77). Steenkool wordt omgezet in cokes, dit is een energie-intensief proces. Cokes en poederkolen vervullen in de hoogoven twee functies: als brandstof (ter verwarming) en als reductiemiddel (om ijzererts/ijzeroxide om te zetten in ruwijzer). Beide soorten kolen worden dus dual gebruik. Daarnaast dienen cokes als dragermateriaal in de hoogoven, een functie die poederkolen niet kan vervullen. Daarom zijn beide soorten kool nodig bij de productie van staal in een hoogoven.

In de hoogoven wordt ijzererts gereduceerd tot ruwijzer, waarvan in de oxystaaloven vloeibaar staal wordt gemaakt. De combinatie van cokesoven, hoogoven en oxystaaloven wordt in het vervolg de 'hoogovenroute' genoemd.



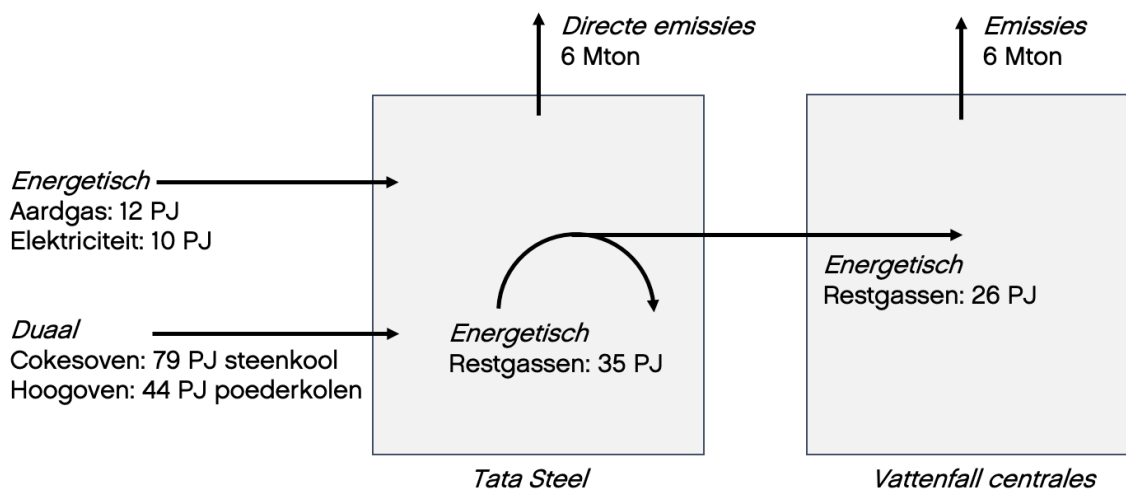
*Figuur 77. Een schematische weergave van de massa en procesgasstromen gedurende het staalproductieproces bij Tata Steel IJmuiden. Let op: dit is een sterke versimpeling van de processen bij*

*Tata Steel. Dit schema geeft slechts een fractie van de daadwerkelijke activiteiten, massa- en energiestromen weer.*

De verwerking van kolen leidt in de hoogovenroute tot het ontstaan van procesgassen (zie Figuur 77). De samenstelling van de procesgassen verschilt per fabriek. Ze bevatten altijd koolstofatomen. Bij de verbranding van procesgassen komt CO<sub>2</sub> vrij. De procesgassen bevatten energie. Het grootste deel wordt door Tata Steel zelf gebruikt voor de verwarming van verschillende processen en om elektriciteit op te wekken. Het restant van de procesgassen gaat naar de Vattenfall centrales, waar deze energie gebruikt wordt om elektriciteit op te wekken, welke door Tata Steel wordt gebruikt. Bij de verbranding van procesgas komt tot 5 keer meer CO<sub>2</sub> vrij dan bij aardgas. Tata Steel veroorzaakt de emissies van de Vattenfall centrales en betaalt de ETS rechten.

De procesgassen zomaar vrij laten komen zou een verspilling van energie zijn én is ongunstig voor het klimaat, omdat de procesgassen o.a. methaan bevatten, een zeer sterk broeikasgas en omdat de procesgassen verontreiniging bevatten, die bij vrijlaten in het milieu terecht komen. Door de procesgassen te verbranden kan de energie benut worden, komt geen methaan vrij, maar CO<sub>2</sub>, en belandt de verontreiniging hoofdzakelijk in de as.

In Figuur 78 is van de belangrijkste massa- en procesgasstromen een indicatief volume weergegeven.



*Figuur 78. Een schematisch overzicht van de massa- en procesgasstromen met indicatieve energievolumes op jaarbasis. Dit is een sterke versimpeling van de processen bij Tata Steel IJmuiden. Dit schema geeft slechts een fractie van de daadwerkelijke activiteiten, massa- en energiestromen weer.*

## Huidige belasting op energie en emissies en inzet vrijstelling

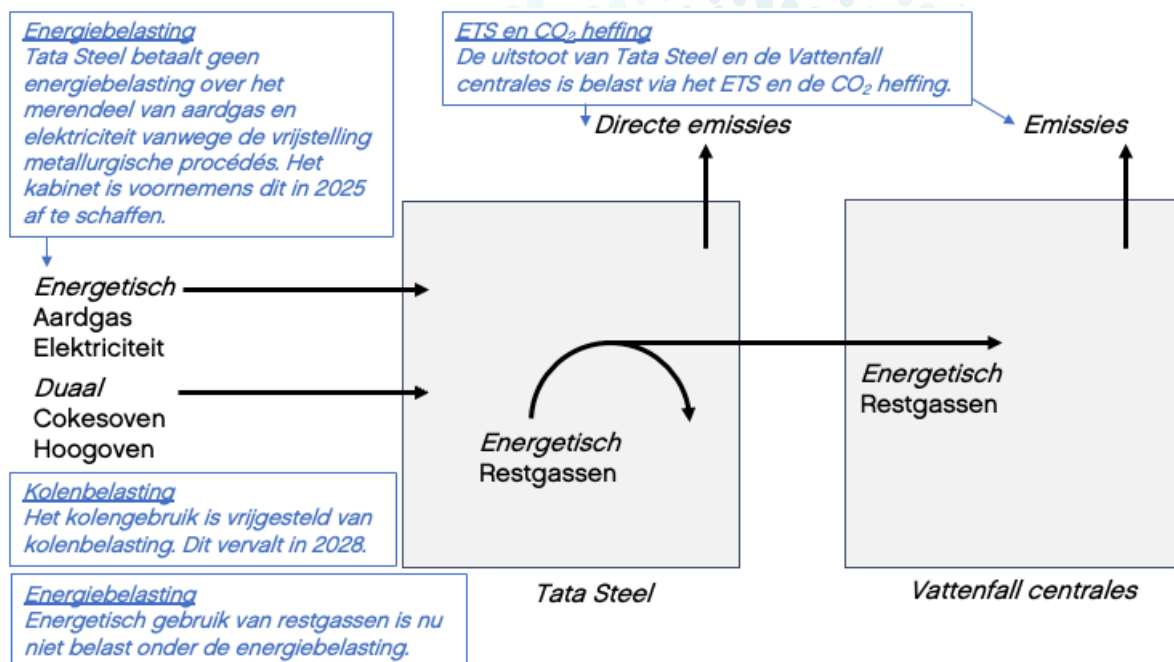
Het energieverbruik en de emissies van Tata Steel worden op verschillende manieren belast (zie Figuur 79).

- Het aardgas en elektriciteitsverbruik van Tata Steel wordt belast onder de energiebelasting. Hiervan is momenteel een deel vrijgesteld, vanwege de vrijstelling van energiebelasting op metallurgische procedés. Een deel van het energiegebruik (zo'n 10% van het aardgas- en 40% van het elektriciteitsverbruik<sup>66</sup>) wordt gezien als niet-metallurgisch en wordt belast onder de energiebelasting. Het kabinet is voornemens

<sup>66</sup> Correspondentie Tata Steel IJmuiden

deze vrijstelling vanaf 2025 af te schaffen, waarna het volledig aardgas- en elektriciteitsverbruik van Tata Steel onder de energiebelasting zal worden belast onder de energiebelasting.

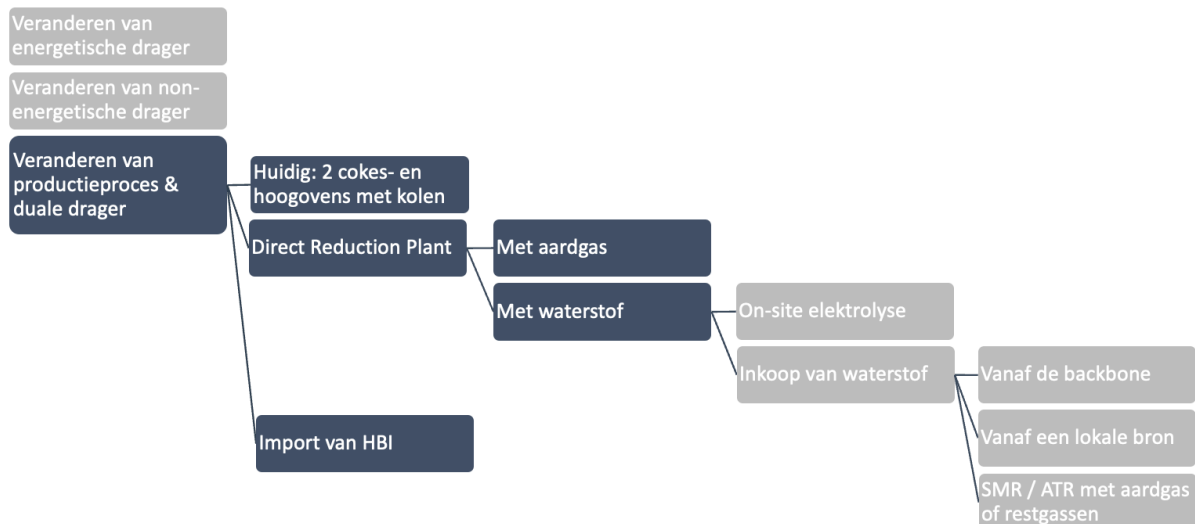
- Het kolenverbruik van Tata Steel wordt momenteel niet belast onder de kolenbelasting, vanwege de vrijstelling van kolenbelasting voor duaal gebruik van kolen. Deze vrijstelling vervalt vanaf 2028 en wordt in deze impactanalyse nader onderzocht.
- Energetisch gebruik van restgassen wordt nu niet belast onder de energiebelasting, omdat deze gassen op de eigen productielocatie zijn ontstaan. De eventuele afschaffing van deze maatregel wordt in dit hoofdstuk besproken.
- De scope 1 emissies die Tata Steel veroorzaakt op de eigen site en bij de Vattenfall centrales worden belast onder het ETS en de CO<sub>2</sub>-heffing.



Figuur 79. Een schematisch overzicht van de massa- en procesgasstromen, waarin de belastingen op energie en emissies zijn aangeduid. Dit is een sterke versimpeling van de processen bij Tata Steel IJmuiden. Dit schema geeft slechts een fractie van de daadwerkelijke activiteiten, massa- en energiestromen weer.

## Handelingsperspectieven

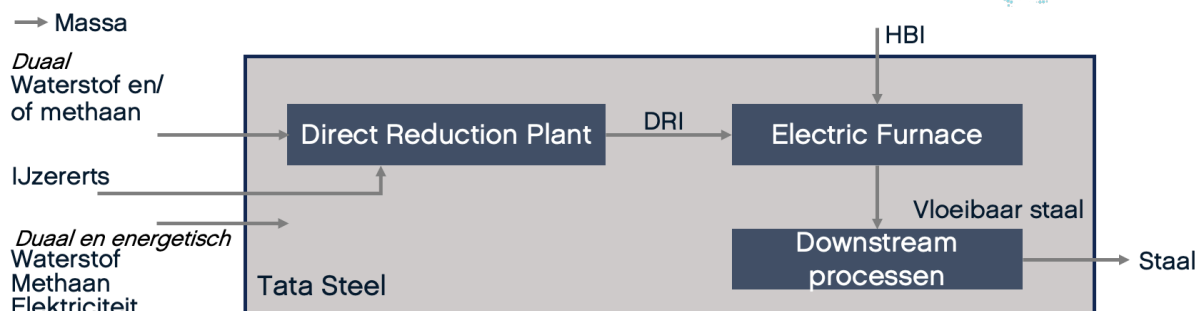
Om scope 1 emissies te reduceren heeft Tata Steel verschillende handelingsperspectieven (zie Figuur 80). De beschreven handelingsperspectieven verminderen allen het gebruik van kolen en het ontstaan van restgassen.



Figuur 80. Een schema van onderzochte handelingsperspectieven voor Tata Steel IJmuiden. Indien een deel van het schema voor Tata Steel niet relevant is, of de geheven belastingen niet verschillen, zijn deze onderdelen grijs gemaakt.

- Momenteel gebruikt Tata Steel de hoogovenroute om staal te produceren. Tata Steel gebruikt 2 cokesoven- en 2 hoogovenfabrieken. De procesgassen die vrijkomen bij de verwerking van kolen worden energetisch ingezet.
- Een alternatieve methode om staal te produceren is ijzererts direct te reduceren met methaan of waterstof (zie Figuur 81). In een Direct Reduction Plant (DRP) wordt ijzererts gereduceerd tot Direct Reduced Iron (DRI) met behulp van waterstof en/of methaan. Waterstof en methaan worden dan dual gebruikt. Een klein deel methaan (minimaal 20%) is nodig in de DRP, omdat staal koolstofatomen bevat welke niet uit waterstof kunnen komen. DRI kan in een Electric Furnace (EF) in vloeibaar staal worden omgezet. De hoogovenroute wordt dan vervangen door de DRP – EF route. Er komen dan geen procesgassen vrij die energetisch worden ingezet.
  - Tata Steel heeft aangekondigd vóór 2030 1 hoogovenroute te vervangen door DRP – EF, op basis van de CES2.0 draait de DRP deels op aardgas en deels op waterstof<sup>67</sup>. We gebruiken deze aankondiging als het publiek gemaakte plan voor 2030, maar het is allerm minst zeker dat dit publiek gemaakte plan op de aangekondigde manier tot uitvoer komt. Zie ook onderstaand kader.
  - Tussen 2032 en 2037 wil Tata Steel volledig over op DRP met maximaal waterstof. Voor 2030 is er nog niet voldoende waterstof om de vraag van Tata Steel in te vullen.
- Een ander alternatief voor de hoogovenroute is het importeren van HBI (zie Figuur 81). Hot Briquetted Iron (HBI) is een compacte vorm van DRI welke geschikt is voor transport. HBI kan, net als DRI, in een EF worden verwerkt. In dit handelingsperspectief verplaatsen een deel van de energie-intensieve activiteiten naar een andere locatie. Het is technisch realiseerbaar dat Tata Steel Hot Briquetted Iron importeert en alleen de downstream processen in IJmuiden uitvoert, maar het is niet genoemd door Tata Steel in publieke plannen tot 2040.

<sup>67</sup> Gebaseerd op de CES2.0 Noordzeekanaalgebied



Figuur 81. Een schematische weergave van een alternatieve staalproductiemethode met behulp van directe reductie van ijzererts of met de import van HBI. Naast het duale gebruik van waterstof en methaan in de DRP is er op de site ook duaal en puur energetisch gebruik van elektriciteit en waterstof en/of methaan bij andere processen (net als momenteel het geval is).

### Aankondiging Tata Steel IJmuiden juli 2023

In juli van dit jaar kondigde Tata Steel aan haar toekomstplannen te heroverwegen. Eén van de opties die wordt overwogen is het recyclen van staalproducten in een elektrische oven. Recyclebaar staal kan het productieproces in worden geleid in de Oxystaaloven of de Electric Furnace. Dit leidt tot een verlaging of eliminatie van voorafgaande processen (Cokesoven, hoogoven en DRP) en dus een significante afname in energievraag. Een andere heroverweging die wordt genomen is welk type elektrische oven en welk aantal zou worden geïnstalleerd. Vanwege het doorlopen tijdsfad in dit onderzoek was het niet mogelijk om dit als een variant mee te nemen in de analyse. Welke strategie Tata Steel IJmuiden zal volgen is op dit moment onzeker.

## Kwantificatie varianten

Op basis van de handelingsperspectieven zijn zes varianten geselecteerd (zie Tabel 26), waarvoor de energievraag, emissies en de belastingen op energie en emissies zijn gekwantificeerd.

Tabel 26. De onderzochte varianten voor Tata Steel IJmuiden.

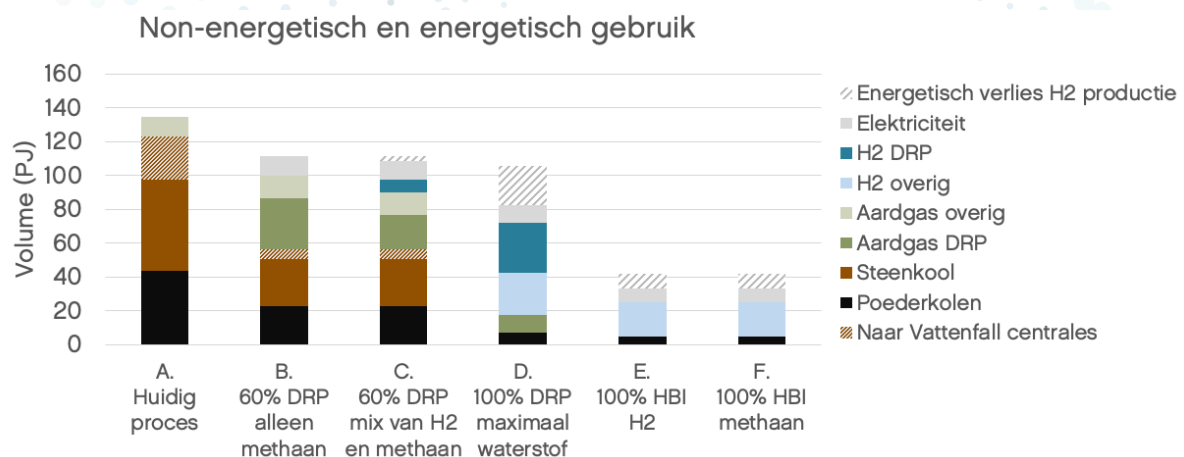
Onderzochte varianten	technisch mogelijk / beschikbaar	
	2030 – 2034	2035 - 2040
A. Huidig productieproces onaangepast	Ja	Ja
B. 1 Hoogoven-route vervangen met DRP, volledig aardgas	Ja	Ja
C. 1 Hoogoven-route vervangen met DRP, 2/3 aardgas 1/3 waterstof (publiek gemaakt plan voor 2030 <sup>1</sup> )	Ja	Ja
D. Hoogoven-routes volledig vervangen door DRP, welke maximaal waterstof (80% H <sub>2</sub> , aanvullend 20% methaan) gebruikt (publiek gemaakt plan na 2035)	Nee	Ja
E. 100% import van HBI geproduceerd met DRP waterstof	Nee	Ja
F. 100% import van HBI geproduceerd met DRP methaan	Nee	Ja

- Tata Steel heeft bekend gemaakt dat het de grootste hoogoven eerst sluit. De verhouding tussen de grote en kleine hoogoven is ongeveer 60/40<sup>68</sup>. In B en C nemen we daarom aan dat 40% van het staal via de cokesoven, hoogoven, oxystaalovenroute wordt gemaakt en 60% via de DRP – EF route.
- Variant C correspondeert met de aangekondigde strategie van Tata Steel IJmuiden voor 2030. Het is niet zeker of deze ook gevolgd zal worden.
- Variant D correspondeert met de aangekondigde strategie van Tata Steel IJmuiden voor de lange termijn (2032-2037). Het is niet zeker of deze ook gevolgd zal worden.
- Voor de situatie waarin Tata Steel HBI importeert (E en F), is aangenomen dat in Nederland de downstream processen met waterstof en elektriciteit als energiedragers plaatsvinden.

## Energieverbruik en emissies

In Figuur 82 wordt de energievraag van Tata Steel in de zes onderzochte varianten getoond. Wanneer (deels) van de hoogovenroute wordt overgestapt op de DRP-EF route (B, C, D) neemt de totale energievraag af. Dit wordt grotendeels verklaard doordat er minder of geen energierijke procesgassen ontstaan die naar de Vattenfall centrales worden gestuurd. Procesgassen of restgassen ontstaan alleen wanneer de hoogovenroute wordt gevolgd, dus in variant A-C. Omdat ze qua energie-inhoud dubbel met kolen, zijn ze niet apart in de figuur ingetekend. In variant A is het volume van door Tata Steel gebruikte procesgassen 35 PJ, in variant B en C 20 PJ. Dit los van de respectievelijk 26, 9 en 9 PJ die naar de Vattenfall centrales gaan (gearceerd ingetekend).

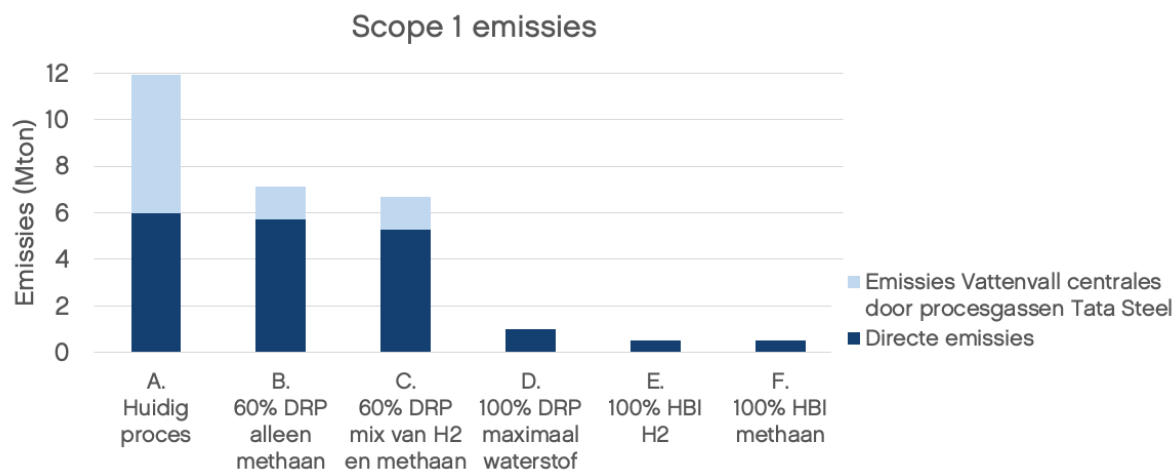
Bij de import van HBI (E, F) verplaatsen energie-intensieve activiteiten naar het buitenland en neemt de energievraag van de site daardoor sterk af.



*Figuur 82. De energievraag van Tata Steel IJmuiden in de zes onderzochte varianten. De bruin gearceerde delen zijn procesgassen die ontstaan bij de verwerking van kolen en overlappen qua energie-inhoud dus met kolen, daarom wordt dit volume energie gearceerd binnen het aandeel kolen getoond. Voor het overzicht worden de procesgassen alleen in de steenkolen gearceerd, in werkelijkheid ontstaan ze uit beide soorten kolen. In het huidige proces wordt ook elektriciteit verbruikt, maar omdat dit wordt afgenomen van de Vattenfall centrales en dus indirect geproduceerd wordt uit de kolen, is het in deze figuur niet getoond.*

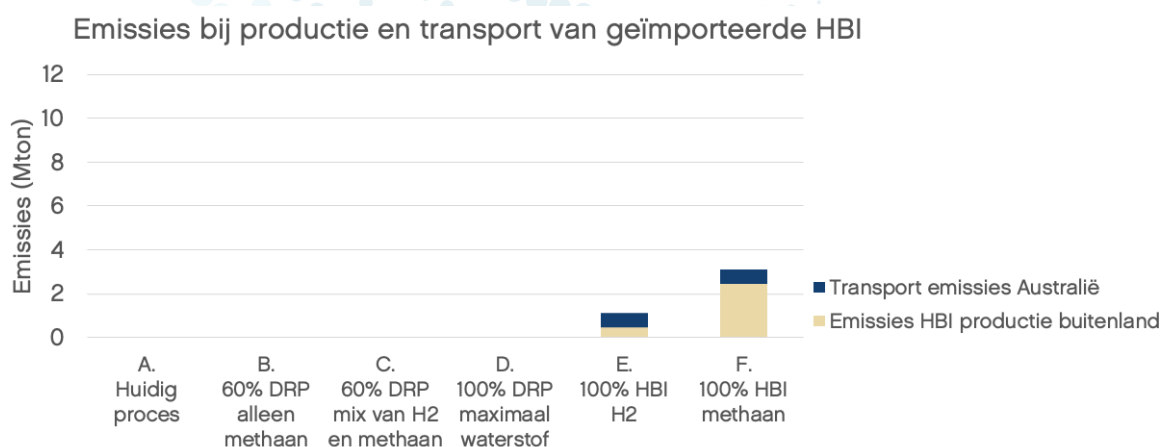
<sup>68</sup> <https://petrochem.nl/2023/03/23/hoogoven-6-tata-steel-ijmuiden-binnenkort-voor-het-laatste-in-onderhoud/>

De emissies nemen in alle varianten af ten opzichte van het huidige proces, omdat kolengebruik wordt afgebouwd of (vrijwel) verdwijnt (zie Figuur 83). Er blijven emissies vrijkomen in de 100% DRP en HBI perspectieven (D, E, F), door de inzet van een relatief klein volume methaan (in de DRP) en kolen (in de EF). Hier zijn fossielvrije of emissievrije alternatieven voor (groengas, biochar, CCS) zodat de emissies in theorie volledig naar nul kunnen worden gebracht. Omdat de strategie hiervoor onbekend is, is dit in deze analyse niet meegenomen.



*Figuur 83. De scope 1 emissies veroorzaakt door Tata Steel IJmuiden in de zes onderzochte varianten. We nemen aan dat een 3/4<sup>e</sup> afname van de beschikbare restgassen ertoe zal leiden dat de Vattenfall centrales op een lager vermogen gaan draaien in de 60% DRP perspectieven (B en C). De restgassen hoeven daarom niet vervangen te worden door aardgas*

Wanneer HBI wordt geïmporteerd en in het buitenland met DRI met methaan wordt geproduceerd, vinden in het buitenland CO<sub>2</sub>-emissies plaats (zie Figuur 84). Om de emissies die vrijkomen bij het transport van HBI te bepalen, is hier een extreem voorbeeld aangenomen waarbij de HBI vanuit Australië wordt geïmporteerd. De emissies zouden aanzienlijk lager uitkomen bij een transport over een kortere afstand. Het transport van ijzererts, wat nodig is in huidig proces en DRP, leidt ook tot CO<sub>2</sub>-emissies. Dat is hier niet meegenomen. Het is aannemelijk dat ijzererts voor een bepaalde hoeveelheid staal lichter is dan HBI voor dezelfde hoeveelheid staal, waarschijnlijk zijn de CO<sub>2</sub>-emissies bij het vervoer van ijzererts daarom hoger dan van HBI, mits eenzelfde aanstand geldt. De transportemissies van HBI zijn alleen getoond ter informatie.



*Figuur 84. De emissies veroorzaakt bij de productie en het transport van geïmporteerde HBI in de zes onderzochte varianten. De transportemissies zijn gebaseerd op 5.6 g CO<sub>2</sub>/(ton HBI\* km) emissies van dry bulk transport. Bij het transport van ijzererts komen ook emissies vrij, deze zijn in de figuur niet getoond.*

## Belasting op energie en emissies

In deze impactanalyse onderzoeken we de gevolgen van de maatregel op de hoogte van de belastingen op energie en emissies die door de bedrijven worden betaald. We beperken ons tot deze kwantificatie, omdat het niet mogelijk is om met zekerheid vast te stellen wat de onrendabele top is van de alternatieve handelingsperspectieven, omdat de lasteneffecten van een verandering in productieproces worden veroorzaakt door:

- De CAPEX en OPEX zijn nog zeer onzeker, omdat naast de investering in de nieuwe installaties, ook integratie op de site gerealiseerd moet worden. De kosten hiervan zijn significant en kunnen hoger zijn dan de investering in de materialen en de apparaten die nodig zijn om nieuwe technieken zoals DRP toe te kunnen passen.
- De kosten van alternatieve energiedragers (methaan en waterstof) zijn onzeker. De aardgasprijs is de afgelopen periode zeer volatiel gebleken. De aardgasprijs zal naar verwachting de komende jaren structureel hoger liggen dan in het verleden, omdat de prijs gezet wordt door LNG in plaats van Russisch of Gronings pijpleidinggas. Ook de prijs voor (groene) waterstof in 2030 en 2040 is niet met zekerheid vast te stellen.
- De beschikbaarheid van alternatieve energiedragers is onzeker. Groene waterstof is zeker tot 2030 beperkt beschikbaar<sup>69</sup> en groene HBI is ook tot zeker 2030 beperkt beschikbaar.
- Een 'green premium' op duurzaam geproduceerd staal is aannemelijk voor een deel van de productie, omdat bijvoorbeeld autofabrikanten steeds meer CO<sub>2</sub>-eisen stellen aan hun grondstoffen, maar de hoogte hiervan is (nog) niet vast te stellen voor 2030 en 2040.

De belastingen op energie en emissies in 2030 en 2040 voor de zes varianten worden bepaald volgens de aannames in Tabel 27. Omdat de afschaffing van de vrijstelling voor kolenbelasting (zie hoofdstuk 1) gepland staan voor 2028 is dit meegenomen in deze analyse.

*Tabel 27. De tariefaannames voor de kwantificatie van de belastingen op energie en emissies voor Tata Steel*

	Tarief	Toelichting
ETS CO <sub>2</sub> prijs 2030	110 €/ton	<p>Bron: KEV 2022</p> <p>Om het aandeel gratis rechten per variant in te schatten is de volgende methode aangehouden gebaseerd op de <i>Guidances</i> 1 – 9 toewijzing emissierechten van NEa<sup>70</sup>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De afbouw van gratis rechten is 48.5% in 2030 voor sectoren die koolstoflekkagegevoelig zijn aangemerkt en waar CBAM wordt ingevoerd: hieronder valt ijzer en staal. In 2035 zijn de gratis rechten afgebouwd.</li> <li>- Het aantal gratis rechten wordt bepaald door benchmarks. Deze benchmarks staan voor een gratis emissies per ton product. De gratis rechten worden verstrekt op basis van historische activiteitsniveaus van de volgende producten: 'hot metal', 'EAF carbon steel', 'sinter' en 'coke'. De benchmarkwaarde voor de relevante activiteiten is</li> </ul>

<sup>69</sup> Zie bijvoorbeeld Integrale Infrastructuurverkenning 2030 – 2050: in 2030 is er zo'n 10-20 TWh groene waterstof beschikbaar in heel NL.

<sup>70</sup> <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/toewijzing-2021-2025/templates-en-guidances>



		opgezocht voor de periode 2021-2025. De benchmarkwaarde neemt jaarlijks af met minimaal 0.2% en maximaal 1.6% en wordt opnieuw vastgesteld voor de periode 2026-2030, deze ligt dus 1% tot 8% lager dan de periode daarvoor. In de figuren is het gemiddelde (4.5%) hiervan getoond en in de beschrijving bij de figuren de onzekerheidsmarge.
ETS CO <sub>2</sub> prijs 2040	179 €/ton	Bron: KEV 2022 Na publicatie van de KEV is bekend geworden dat de ETS rechten in 2040 zijn afgebouwd, bij resterende uitstoot moet alsnog een ETS recht worden ingeleverd en een boete betaald of óf negatieve emissies worden gerealiseerd danwel ingekocht. We hebben aangenomen dat de kosten minimaal gelijk zijn dan de eerdere inschatting van de ETS prijs in 2040 en rekenen met deze inschatting.
CO <sub>2</sub> -heffing 2030	Verschil ETS termijnkoers en 136.79 €/ton	Bron: emissieautoriteit Dispensatierechten niet meegenomen in de berekening, daarom moet bij de berekening van de CO <sub>2</sub> -heffing rekening gehouden worden met een onzekerheidsmarge.
Energiebelasting	Drager- en schijfafhankelijk	Bron: tarieven in Voorjaarsbesluitvorming Klimaat We nemen aan dat het volledig aardgas en waterstofverbruik wordt belast onder de energiebelasting, omdat de vrijstelling metallurgische procedés in 2025 vervalt en aardgas en waterstof door Tata Steel energetisch of dual wordt gebruikt. De vrijstelling op non-energetisch gebruik is daarom irrelevant.
Kolenbelasting	€16,47 / 1000 kg, dus 0.58 €/GJ	Bron: wet op belastingen op milieugrondslag
Energiebelasting op eigen geproduceerde gassen	Schijfafhankelijk, in de vijfde schijf 2.27 €/GJ	Bron: tarieven in Voorjaarsbesluitvorming Klimaat Voor procesgassen is het aardgastarief per eenheid energie-inhoud aangenomen. We nemen aan dat Tata Steel energiebelasting betaald over de gassen die ze zelf gebruiken en de gassen die naar de Vattenfall centrales gaan.

De hoogte van de belastingen op energie en emissies wordt vergeleken met het netto bedrijfsresultaat van de sector van de afgelopen vijf jaar (zie ook Methodiek, pagina 12). We maken hiervoor gebruik van de publieke datasets van het CBS, omdat dit voorhanden is voor alle Nederlandse industriële sectoren en een uniforme vergelijking mogelijk maakt. De daadwerkelijke winst van de bedrijven is niet te achterhalen en zou kunnen afwijken van de getallen die bij het CBS bekend zijn.

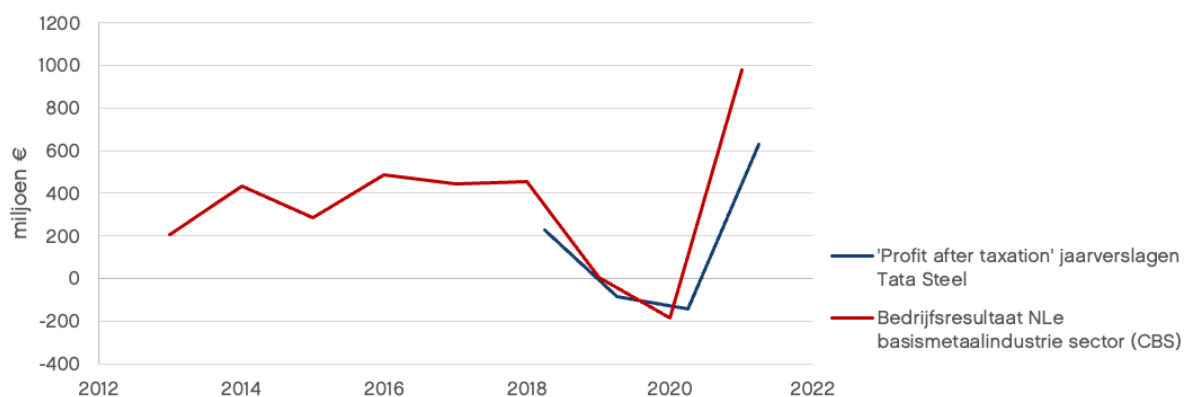
Het netto bedrijfsresultaat van de basismetalesector schommelde tussen 2017 en 2021 tussen de - € 200 miljoen en + € 1000 miljoen per jaar<sup>71</sup> (zie Figuur 85). In het eerste kwartaal van 2019 kende deze sector 365 bedrijven<sup>72</sup>. De ontwikkeling van het bedrijfsresultaat is onzeker. Door 'green premiums' zou het bedrijfsresultaat kunnen stijgen, maar niet-fossiele alternatieven zijn (nog) duurder en de investeringen risicovol, hierdoor zou het bedrijfsresultaat kunnen dalen.

We maken in de volgende kwantificatie een vergelijking met het gemiddelde bedrijfsresultaat '17-'21 volgens CBS: ongeveer € 340 miljoen per jaar.

<sup>71</sup> CBS tabel *Bedrijfsleven; arbeids- en financiële gegevens, per branche, SBI 2008*

<sup>72</sup> CBS tabel *Bedrijven; bedrijfstak*

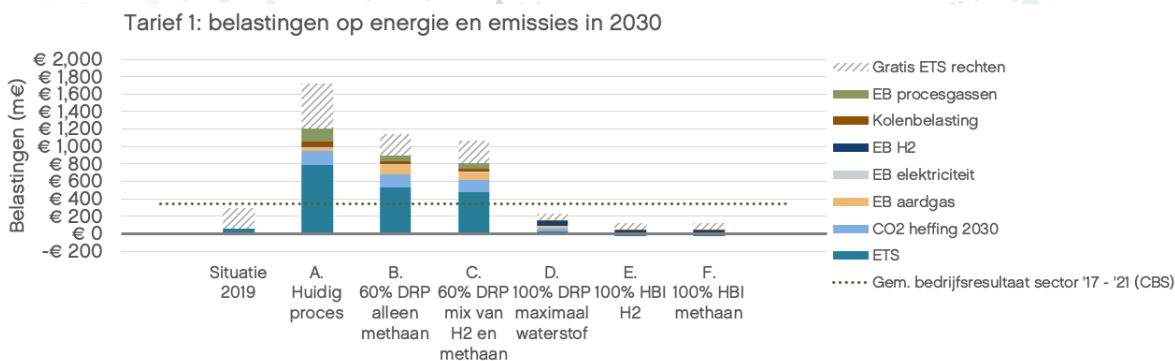
### Winst / bedrijfsresultaat Tata Steel IJmuiden



Figuur 85. Het netto bedrijfsresultaat van Tata Steel IJmuiden tussen 2012 en 2021, gebaseerd op de integrated annual reports Tata Steel (blauwe lijn) en op data van het CBS (bedrijfsresultaat van Basismetaalindustrie sector). De jaarverslagen van Tata Steel lopen niet gelijk met kalenderjaren (maar van april tot maart het jaar erop), vandaar de verschuiving op de x-as van de twee grafieken.

Op basis van de kwantificatie van de belastingen op energie en emissies concluderen we dat de ETS prijs en de CO<sub>2</sub>-heffing voldoende zijn om Tata Steel te bewegen in de richting van één van de handelingsperspectieven. In onderstaande figuren is getoond dat deze twee middelen al een sterke stimulans zijn voor Tata Steel om emissies te reduceren, omdat de extra belastingen hoger zijn dan het historisch bedrijfsresultaat. We lichten dit nu toe.

Figuur 86 toont de belastingen op energie en emissies voor de situatie in 2019 en voor de zes doorgerekende varianten in 2030, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 1 (huidig tarief kolenbelasting) is aangehouden. De belastingen in 2030 zijn voor alle perspectieven gekwantificeerd, maar variant E (100% DRP) of variant F (100% import) zijn in 2030 niet realistisch.



Figuur 86. De belastingen op energie en emissies voor Tata Steel IJmuiden voor de situatie in 2019 en de zes onderzochte varianten in 2030. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van energiebelasting op procesgassen (getoond in groen). De afbouw van gratis ETS rechten hangt af van de aanpassing van de benchmarkwaarde. De onzekerheidsmarge in variant A van de ETS prijs is plusminus 19 m€.

We bespreken eerst het stand Europees en Nederlands beleid en vervolgens de hier onderzochte heffing. In 2019 ontving Tata Steel grotendeels vrijstelling van de energiebelasting vanwege de vrijstelling voor metallurgische procedés en het grootste deel van de ETS emissierechten werden gratis verstrekt. Sindsdien is de ETS prijs gestegen en wordt het aandeel gratis rechten jaarlijks afgebouwd, waardoor Tata Steel bij continuering van het huidige proces

bijna € 800 miljoen aan ETS rechten zou betalen. Tata Steel kan in 2030 een deel van de ETS kosten doorberekenen aan klanten vanwege de gedeeltelijke bescherming van CBAM, die tussen 2026 en 2034 wordt opgebouwd. Echter levert Tata Steel nu ook een substantieel deel van haar producten aan klanten buiten Europa, waar deze bescherming niet geldt. Ook zullen initieel energiedragers, grondstoffen en technologie voor DRI duurder zijn.

De ETS kosten dalen wanneer op emissiearmere productiemethodes wordt overgestapt. Het aantal gratis rechten daalt ook, omdat dit afhangt van de productiemethodes en per ton product minder gratis rechten worden verstrekt wanneer die in een Electric Furnace zijn geproduceerd dan via de klassieke route.

In combinatie met de CO<sub>2</sub>-heffing lopen de kosten voor Tata Steel sterk op in 2030, tot 1 miljard € bij continuering van het huidige proces, waarvan een deel door CBAM kan worden doorberekend aan klanten. We concluderen daarom dat het ETS in combinatie met de CO<sub>2</sub>-heffing al een sterke stimulans is om Tata Steel te bewegen richting verduurzaming. Het vervangen van één hoogovenroute voor één DRP – EF route is eerder door Tata Steel aangekondigd als mogelijk te volgen strategie en komt grofweg overeen met variant B of C.

Om al voor 100% over te stappen op DRP in 2030 met maximaal waterstof (variant D) zou zo'n 15 TWh aan groene waterstof nodig zijn. Dit is in 2030 niet voor Tata Steel beschikbaar<sup>73</sup>.

Ook een alternatieve route om voor import van groene HBI te gaan (variant E) loopt stuk op de beperkte beschikbaarheid van groene HBI in de periode 2030-2035<sup>73</sup>. Bij de import van HBI geproduceerd met methaan van buiten Europa zou CBAM geheven worden om de ETS prijs te compenseren.

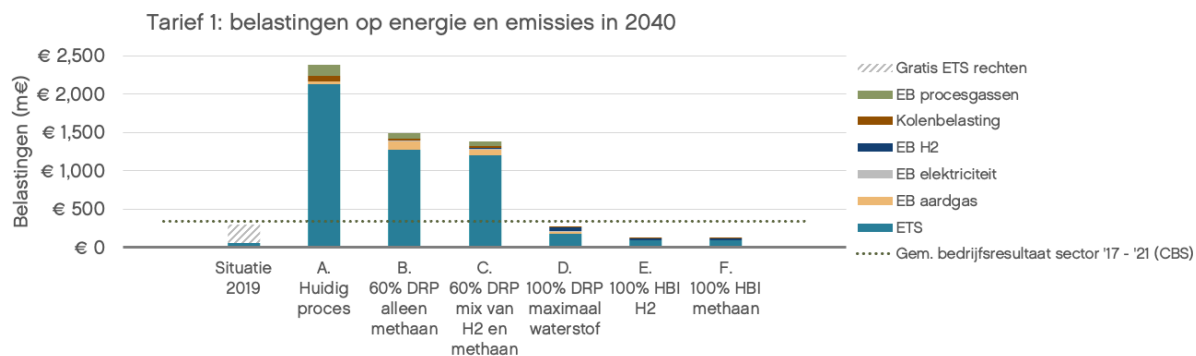
De kolenbelasting wordt geheven vanaf 2028, zie voor een analyse hoofdstuk 1.

De energiebelasting op procesgassen zou in 2030 bij een ongewijzigde bedrijfsvoering leiden tot een lastenverzwaring van zo'n € 140 miljoen per jaar. Wanneer één van de hoogovens wordt gesloten en er deels wordt opgegaan op de DRP-EF route (variant B en C) zou op de resterende hoeveelheid procesgassen zo'n € 62 miljoen per jaar energiebelasting worden geheven. Deze energiebelasting wordt vermeden wanneer volledig wordt overgestapt op de DRP route, wat vóór 2030 niet waarschijnlijk is.

Figuur 87 toont de belastingen op energie en emissies voor de situatie in 2019 en voor de zes doorgerekende varianten in 2040, waarbij voor de onderzochte maatregel tarief 1 (huidig tarief kolenbelasting) is aangehouden. In 2040 zijn de ETS rechten volledig afgebouwd, zie toelichting in Tabel 27. Het ETS maakt het onvermijdelijk dat Tata Steel zijn productieproces aanpast.

---

<sup>73</sup> "Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's", Netbeheer Nederland (2023)



Figuur 87. De belastingen op energie en emissies voor Tata Steel IJmuiden voor de situatie in 2019 en de zes onderzochte varianten in 2040. De maatregel die hier wordt onderzocht is de invoering van kolenbelasting onder tarief 1 (getoond in bruin).

## Duiding

Met behulp van een twintigtal vragen (in Tabel 28) pogen we de impact van de onderzochte maatregel te duiden. Op basis van deze duiding concluderen wij dat het opheffen van de vrijstelling Tata Steel IJmuiden meer verliesgevend maakt rond 2030. Het ETS en de CO<sub>2</sub>-heffing sturen op scope 1 emissiereductie. De emissie reductieplannen van Tata Steel kunnen niet sneller worden uitgevoerd, o.a. door beperkte beschikbaarheid van groene waterstof en groene HBI (halfabricaat) in 2030-2035.

Tabel 28. De duiding voor de onderzochte energiebelasting op de procesgassen van Tata Steel.

Vraag	Antwoord
Hoeveel extra aan heffingen (EB, ETS, CO <sub>2</sub> en afschaffen vrijstelling) wordt er betaald in 2030 t.o.v. 2019 onder de aannames van de analyse bij ongewijzigde bedrijfsvoering?	Meer dan € 1 miljard per jaar. € 800 miljoen van deze kosten zijn ETS rechten, waarvan in 2030 door de gedeeltelijke invoering van CBAM een deel zou kunnen worden doorberekend aan Europese klanten. Dit beleid is al vastgesteld. Het is niet bekend welk deel van de producten buiten Europa wordt afgezet en of dit constant zou blijven na invoering van CBAM. Het heffen van energiebelasting op restgassen zou bij ongewijzigde bedrijfsvoering zo'n € 140 miljoen per jaar toevoegen.
Hoeveel extra aan heffingen (EB, ETS, CO <sub>2</sub> en afschaffen vrijstelling) wordt er betaald in 2040 t.o.v. 2019 onder de aannames van de analyse bij ongewijzigde bedrijfsvoering?	Meer dan € 2 miljard per jaar. Het overgrote deel van deze kosten zijn ETS rechten, welke in 2040 door de invoering van CBAM kunnen worden doorberekend aan Europese klanten. Het is niet bekend welk deel van de producten momenteel buiten Europa wordt afgezet en of dit constant zou blijven na invoering van CBAM. Het heffen van energiebelasting op restgassen zou bij ongewijzigde bedrijfsvoering zo'n € 140 miljoen per jaar toevoegen.
Wat was het bedrijfsresultaat van de sector in de laatste 5 jaar (CBS definitie)?	Ongeveer € 340 miljoen per jaar.

Vraag	Antwoord
<i>Hoeveel zijn de extra opbrengsten voor het Rijk door het opheffen van de vrijstelling indien het bedrijf zijn huidige plannen voor 2030 zou uitvoeren?</i>	Wanneer Tata Steel één hoogovenroute sluit of vervangt zou het kolengebruik en daardoor het ontstaan en het gebruik van restgassen sterk afnemen. Het heffen van energiebelasting op restgassen zou in dit geval zo'n € 60 miljoen per jaar aan lasten voor Tata Steel en opbrengsten voor het rijk toevoegen.
<i>Is Nederland het enige land dat momenteel in de EU overweegt om deze vrijstelling op te heffen?</i>	Ja.
<i>Zijn de bestaande heffingen van EB, ETS en CO<sub>2</sub>-heffing, maar zonder opheffing vrijstelling, voldoende voor het aanzetten tot actie om scope 1 emissies te reduceren in 2030?</i>	Het ETS in combinatie met de CO <sub>2</sub> -heffing leidt tot een sterke stijging van de jaarlijkse lasten, die in 2030 voor een deel van de productie gedeeltelijk kunnen worden doorberekend aan klanten. Dit is een sterke stimulans om te verduurzamen. De publiek aangekondigde plannen (o.a. in de CES 2022) zouden leiden tot ongeveer 5 Mton CO <sub>2</sub> besparing t.o.v. 2019. De heffing stimuleert, anders dan het ETS en de CO <sub>2</sub> -heffing maar net als de kolenbelasting (hoofdstuk 1), wel specifiek de afstap van kolen.
<i>Zijn de bestaande heffingen (zonder opheffing vrijstelling) voldoende voor het aanzetten tot verdere actie om scope 1 emissies te reduceren in 2035?</i>	Ja, de lastenstijging veroorzaakt door ETS is dermate hoog (ruim € 2 miljard per jaar in 2040) en deze kan alleen op de Europese markt worden doorberekend aan klanten, dat dit een sterke stimulans voor verduurzaming vormt. Bij uitvoering van de publiek gemaakte plannen uit 2021 wordt in 2035 of kort daarna wordt een emissiereductie verwacht van 10-11 Mton CO <sub>2</sub> t.o.v. 2019. Of de plannen op die manier ten uitvoer komen is onzeker. De heffing stimuleert, anders dan het ETS en de CO <sub>2</sub> -heffing maar net als de kolenbelasting (hoofdstuk 1), wel specifiek de afstap van kolen.
<i>Maakt het opheffen van de vrijstelling het aannemelijk dat scope 1 emissies sneller worden gerealiseerd?</i>	Nee, de hogere ETS en CO <sub>2</sub> -heffing maken het al financieel onvermijdelijk dat Tata Steel IJmuiden zijn scope 1 emissies terugbrengt. De heffing stimuleert, anders dan het ETS en de CO <sub>2</sub> -heffing, maar net als de kolenbelasting (hoofdstuk 1), wel specifiek de afstap van kolen.
<i>Worden investeringen ten behoeve van scope 1 emissiereductie uitgesteld of stopgezet onder dreiging van het opheffen van de vrijstelling?</i>	Niet bekend.
<i>Brengt het opheffen van de vrijstelling de slagingskans van de maatwerkafspraken in gevaar?</i>	Voor zover wij weten niet.

Vraag	Antwoord
<i>Zijn er handeling-perspectieven om de heffing voortkomend uit het opheffen van de vrijstelling te voorkomen in 2030 en indien ja hoeveel kan dan worden vermeden?</i>	Deels overschakelen op DRI met aardgas en groene waterstof. Ongeveer 60% van de heffing kan dan worden vermeden.
<i>Zijn er handelings-perspectieven om de heffing voortkomend uit het opheffen van de vrijstelling te voorkomen in 2035 of 2040 en indien ja, hoeveel kan dan worden vermeden?</i>	In 2035 kunnen heffingen beter worden vermeden indien er meer groene waterstof beschikbaar is of door import van groene HBI. Indien er voldoende alternatieven zijn kan vrijwel 100% van de kolenbelasting worden vermeden. Dit is afhankelijk van de beschikbaarheid van groene waterstof (op zijn beurt afhankelijk van de beschikbaarheid van groene elektriciteit en elektrolyse capaciteit) en/of groene HBI. Het is niet met zekerheid te zeggen in welke mate dit beschikbaar is in 2030 of 2035.
<i>In welke mate doen de handelingsperspectieven een beroep op schaarse biogene, synthetische en gerecyclede moleculen in 2030?</i>	De plannen doen in 2030 een flexibel beroep op de beschikbare groene waterstof in Nederland, doordat ook aardgas wordt ingezet. Bij een tekort aan groene waterstof kan meer aardgas worden ingezet.
<i>In welke mate doen de handelingsperspectieven een beroep op schaarse biogene, synthetische en gerecyclede moleculen uit Nederland in 2035?</i>	De plannen doen in 2035 een groot beroep op de beschikbaarheid van groene elektriciteit en groene waterstof uit Nederland of import daarvan, tenzij gekozen wordt voor import van groene HBI.
<i>Is er een reëel handelingsperspectief waarin het bedrijf scope 1 en 3 emissies zodanig kan vermijden dat het bedrijfsresultaat in 2030 niet richting 0 of negatief gaat?</i>	Door overstap op DRP met methaan kunnen scope 1 emissies gereduceerd worden. De ETS lasten en CO <sub>2</sub> -heffing zijn wel hoog in vergelijking met het historisch bedrijfsresultaat.
<i>Zijn de reële handelingsperspectieven in 2030 duurder en meer risicovol voor de bedrijven dan de huidige bedrijfsvoering?</i>	Ja, zowel DRP met groene waterstof als import van groene HBI kent hogere kosten en een groter risicoprofiel.
<i>Kunnen CBAM en "green premiums" zorgen voor hogere inkomsten?</i>	Deels. Maar Tata Steel IJmuiden zal een deel van haar afzet buiten Europa kunnen verliezen na vervallen ETS vrijstellingen. De hoogte van "green premiums" zijn nog onbekend.
<i>In welke mate kan het betrokken bedrijf de heffing voortvloeiend uit de vrijstelling doorberekenen aan klanten?</i>	Niet of nauwelijks, omdat de heffing alleen in Nederland wordt geheven en maar een klein deel van de afzetmarkt zich in Nederland bevindt.
<i>Hoe groot wordt de kans op extra weglek effecten geacht?</i>	Door alleen deze heffing gering.

Vraag

Antwoord

*Brengt het opheffen van de vrijstelling onder de aannames in de analyse de continuïteit van het bedrijf in gevaar in 2030?*

Het effect van alleen de heffing is beperkt vergeleken met het ETS en de CO<sub>2</sub>-heffing, maar de heffing maakt het bedrijf wel meer verliesgevend.



## 5. Interactie maatregelen

Wanneer meerdere van de onderzochte maatregelen gelijktijdig in worden gevoerd, zouden in sommige gevallen gecombineerde effecten optreden die nog niet in de individuele hoofdstukken zijn beschreven.

### *Staalsector*

Twee maatregelen treffen de staalsector: 1. Vrijstelling kolenbelasting en 4. Energiebelasting op gassen ontstaan op eigen productielocatie die kunnen worden ingezet als aardgas. Omdat het afschaffen van de vrijstelling op de kolenbelasting voor 2028 gepland staat, hebben we dat als bestaand beleid meegenomen in de analyse van maatregel 4. De interactie tussen deze maatregelen is dus al beschreven.

### *Kunstmest, Industriële gassen en BioMCN*

Voor de sectoren Kunstmest en Industriële gassen geldt alleen maatregel 2. Vrijstelling energiebelasting non-energetisch gebruik van aardgas.

Voor BioMCN geldt met name maatregel 2 en in mindere mate maatregel 4. In 2019 gebruikte BioMCN eigen geproduceerd waterstof (zo'n 5 PJ), wat zou worden belast onder maatregel 4. Omdat dit volume relatief klein is vergeleken met de overige drie sectoren die we hier behandelen, is dit niet meegenomen in deze impactanalyse.

### *Raffinaderijen*

Twee maatregelen treffen de raffinaderijen: 2. Vrijstelling energiebelasting non-energetisch gebruik van aardgas en 4. Energiebelasting op gassen ontstaan op eigen productielocatie die kunnen worden ingezet als aardgas. Wanneer beide maatregelen worden ingevoerd, treden er effecten op die we nog niet hebben besproken.

### *Non-energetisch gebruik van eigen geproduceerde restgassen*

Het effect van maatregel 2 op de raffinaderijen is beperkt. Dit is beschreven in een kader op pagina 30. Echter wanneer tegelijkertijd ook maatregel 4 wordt ingevoerd, zou een nieuwe situatie ontstaan. Om scope 1 emissies te reduceren zouden de raffinaderijen hun restgassen kunnen decarboniseren met behulp van pre-combustion CCS. Het non-energetisch gebruik van deze restgassen is vrijgesteld wanneer alleen maatregel 2 wordt ingevoerd, omdat eigen geproduceerde gassen niet onder de energiebelasting vallen (maatregel 4). Het non-energetisch gebruik van deze restgassen is ook vrijgesteld wanneer alleen maatregel 4 wordt ingevoerd, omdat het non-energetisch gebruik van gassen niet onder de energiebelasting vallen (maatregel 2). Wanneer beide maatregelen worden ingevoerd, wordt het non-energetisch gebruik van restgassen wél belast onder de energiebelasting. Dit voegt een energiebelasting toe van rond de € 200 miljoen per jaar in de varianten waarin pre-combustion CCS plaatsvindt (meer of minder afhankelijk van de hoeveelheid decarbonisatie).

Wanneer beide maatregelen gaan gelden, betekent dit dat er op dezelfde energie-inhoud dus meerdere keren energiebelasting wordt geheven. Eerst op de raffinaderijgassen die non-energetisch worden gebruikt, en vervolgens op de waterstof die energetisch wordt gebruikt. Het aantal heffingen van energiebelasting is onafhankelijk van de milieu impact van de productiemethode.



### *Non-energetisch gebruik van eigen geproduceerde waterstof*

Bovendien gebruiken de raffinaderijen non-energetisch waterstof wat op de eigen productielocatie is ontstaan. Hiervoor geldt hetzelfde, alleen wanneer beide maatregelen komen te vervallen, zou deze waterstof onder de energiebelasting vallen. In elke variant wordt een gelijke hoeveelheid aardolie verwerkt en is dus in totaal een gelijke hoeveelheid non-energetisch waterstof nodig. Wanneer het niet uitmaakt of deze waterstof lokaal is geproduceerd of wordt ingekocht, leidt dit tot een energiebelasting op non-energetisch gebruik van waterstof van € 25 miljoen per jaar voor de vier onderzochte raffinaderijen.

### *Stoomkraakbedrijven*

Drie maatregelen treffen (mogelijk) de stoomkraakbedrijven: 2. Vrijstelling energiebelasting non-energetisch gebruik van aardgas, 3. Heffing non-energetisch gebruik minerale olie en 4. Energiebelasting op gassen ontstaan op eigen productielocatie die kunnen worden ingezet als aardgas. Maatregel 3 en 4 maatregelen treffen een ander deel van de input van de bedrijven, namelijk de energetische input of de grondstoffen. Om het effect van beide maatregelen tegelijkertijd in te schatten, kunnen de bedragen van beide maatregelen bij elkaar worden opgeteld. Om dit te vergemakkelijken hebben we dezelfde varianten gebruikt voor beide maatregelen.

Maatregel 2 en 4 zouden alleen interacteren wanneer de bedrijven pre-combustion CCS zouden toepassen, omdat in dat geval de non-energetische inzet van restgassen onder de energiebelasting wordt belast en vervolgens de energetische inzet van de ontstane waterstof ook. Wanneer tegelijkertijd ook maatregel 3 zou worden ingevoerd, zou de minerale olie ook zijn belast en wordt dezelfde energie-inhoud in de keten dus zelfs drie keer belast.