
Speelveldtoets 2024

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

3 Mei 2024





Part of the PwC network

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

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

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

Onderwerp: Speelveldtoets 2024

Geachte heer Nijssse,

Wij zijn erg blij dat wij met deze studie een bijdrage kunnen leveren aan de ontwikkeling van het Nederlandse klimaatbeleid. Bij deze ontvangt u ons rapport dat het resultaat weergeeft van het werk dat we zijn overeengekomen om uit te voeren in overeenstemming met de opdrachtbevestiging van 9 februari 2023 (kenmerk 202211028). Op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (hierna: EZK) is door PwC een rapport opgesteld "*Speelveldtoets 2024*", welk rapport is gedateerd op 3 mei 2024 (hierna: het 'rapport'). Het rapport is geadresseerd aan EZK en is uitsluitend opgesteld voor gebruik door EZK.

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

Met vriendelijke groet,
PricewaterhouseCoopers Advisory N.V.

Prof. dr. Gülbahar Tezel
Partner Strategy&

Over dit rapport

Onze reikwijdte



Dit rapport heeft tot doel bij te dragen aan de feitenbasis over de effecten van het Nederlandse klimaatbeleid voor de industrie. In deze studie analyseren wij de effecten op het speelveld van het klimaatbeleid voor de industrie voor specifieke bedrijven. Het onderzoek bestaat ten eerste uit een kwantitatieve analyse naar de winstimpact van huidig beleid. Vervolgens analyseren we ook de kwantitatieve impact van verschillende alternatieve beleidsscenario's. Deze analyse omvat o.a. de nationale CO₂-heffing, EU ETS, IKC, SDE++, de stijging van de energiebelastingtarieven en afschaffing van de metallurgische, mineralogische en raffinagevrijstelling en beperking van de WKK-vrijstelling. Ten tweede analyseren wij de minimumprijs CO₂, de RFNBO-afnameverplichting en de raffinageroute kwalitatief.

Ons onderzoek is gebaseerd op zeven uitgebreide casestudies (zes bedrijven en één sector). In de casestudies onderzoeken wij de impact van het aangedragen klimaatbeleid op winstgevendheid van de bedrijven. Op basis van casestudies kunnen geen conclusies worden getrokken voor de sector of industrie als geheel. Bij de selectie van partijen voor de casestudies is beoogd variatie in handelingsperspectief te waarborgen. Uit de casestudies kunnen waardevolle lessen worden getrokken over het handelingsperspectief (verduurzamingsopties en zaken die bedrijven hiervoor nodig hebben).

Beschikbaarheid en kwaliteit van informatie



Het beleid en de te gebruiken aannames zijn aangedragen door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (hierna: "EZK"), zoals belangrijke parameters van de nationale heffing, energiebelasting en ETS-prijspaden. Voor ons onderzoek maken wij verder zoveel mogelijk gebruik van openbare bronnen (ons bronnenonderzoek is beëindigd op 1 mei 2024):

- Financiële gegevens van de casestudies op het niveau van de Nederlandse activiteiten: Dow Benelux (enkel Terneuzen), Yara Sluiskil, Smurfit Kappa Roermond Papier (enkel Roermond), Nyrstar Budel, Vandersanden (alle vijf productielocaties in Nederland), Avebe (alle drie productielocaties in Nederland) en alle Nederlandse raffinaderijen
- Publieke (markt)informatie over de bedrijven onder beschouwing, inclusief uitstootgegevens

We hebben met alle deelnemende bedrijven uitgebreid gesproken in de vorm van interviews. Daarnaast hebben we informatie ontvangen, zoals het (belaste) energieverbruik (elektriciteit en gas), de totale uitstoot van broeikasgassen, het aantal gratis emissierechten binnen het EU ETS, de beschikbare verduurzamingsopties en bepaalde niet-openbare financiële gegevens. Wij hebben op deze informatie geen kwaliteitscontrole, of andere activiteiten uitgevoerd die het karakter dragen van een *due diligence*.

Inhoudsopgave


1. **Managementsamenvatting – p.5**
2. **Casestudies**
 - Methodologie en samenvatting resultaten – p.21**
 - 2.1 Dow Terneuzen (basischemie) – p.39**
 - 2.2 Yara Sluiskil (kunstmest) – p.50**
 - 2.3 Smurfit Kappa Roermond Papier (papier) – p.63**
 - 2.4 Nyrstar Budel (zink) – p.74**
 - 2.5 Vandersanden (bakstenen) – p.86**
 - 2.6 Avebe (aardappelzetmeel) – p.97**
 - 2.7 Raffinagesector – p.108**
3. **Internationale vergelijking elektriciteitskosten – p.120**
4. **Appendix**
 - 4.1 Sensitiviteitsanalyses – p.128**
 - 4.2 Inputs – p.143**
5. **Addendum: Impactanalyse voorjaarsnota 2024 – p. 149**



1

Management- samenvatting





We analyseren of unilaterale aanpassingen in energiebelasting en CO₂-beprijzing de kans op CO₂-weglek vergroten

Introductie en achtergrond

- **De Nederlandse industrie staat voor een enorme opgave om aan de klimaatdoelstellingen te voldoen.** In het coalitieakkoord van het demissionair kabinet is een algemeen CO₂-reductiedoel opgenomen van 55/60% in 2030 ten opzichte van 1990. Door middel van beprijzing, normering en subsidiëring beoogt de overheid deze reductie te bewerkstelligen.
- **Naast het behalen van de klimaatdoelstellingen, heeft de regering het doel om industrie in Nederland te behouden¹.** Hiermee wordt niet alleen voorkomen dat verdienvermogen verloren gaat, maar ook dat er CO₂-weglek ('carbon leakage') optreedt – waarbij productie en gepaard gaande CO₂-uitstoot zich verplaatst naar het buitenland. Weglek van economische activiteit en CO₂ leidt er weliswaar toe dat de nationale reductiedoelen worden behaald, maar op internationaal niveau levert dit niet per se minder CO₂-uitstoot op en in sommige scenario's zelfs meer.
- **Streng unilateraal klimaatbeleid kan het risico op CO₂-weglek vergroten.** Aangezien industriële producenten veelal acteren op internationale markten, kunnen zij de kosten van nationaal klimaatbeleid slechts beperkt doorrekenen aan klanten. Bij te sterke prijsstijgingen zullen klanten immers overstappen naar buitenlandse concurrenten. Indien bedrijven geen mogelijkheid zien de verhoogde kosten te mitigeren (bijvoorbeeld door te verduurzamen) verslechtert hun concurrentiepositie, wat zou kunnen leiden tot productieverplaatsing naar het buitenland. Subsidies kunnen bedrijven helpen te verduurzamen maar hiervoor moeten er wel verduurzamingsopties op korte termijn technologische beschikbaar zijn en aan alle overige randvoorwaarden worden voldaan (zoals vergunningen, tijdige infrastructuur en voldoende groene stroom/waterstof).
- **Het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft ons gevraagd om het risico op CO₂-weglek te onderzoeken voor geagendeerd beleid en een aantal hypothetische alternatieve beleidsscenario's.** In deze 'Speelveldtoets' analyseren wij dit vraagstuk door middel van 6 casestudies en 1 sectorstudie, waarbij we de financiële impact van het beleid kwantificeren en het handelingsperspectief van industriële bedrijven onderzoeken. Daarnaast voeren we een internationale vergelijking uit naar elektriciteitskosten (groothandelsprijs, netwerktarieven en belastingtarieven). De bevindingen van dit onderzoek kunnen een bijdrage leveren aan het opstellen van effectief klimaatbeleid, waarbij de klimaatdoelstellingen worden behaald en de industrie tegelijkertijd een duurzame toekomst heeft in Nederland.

1) Kamerbrief – 'Voortgang maatwerkafspraken september 2023', 2023 ([link](#))

Specifiek analyseren we voor vijf beleidsscenario's of de kans op CO₂-weglek toeneemt: huidig, geagendeerd en alternatief beleid (A, B en C)

Beleidsinstrument	Huidig beleid	Geagendeerd beleid ⁵	Alternatief beleid			Methodologie
			A ³	B ⁴	C ⁴	
Nederlandse CO ₂ -heffing	Oplopend tot €150/tCO ₂ in 2030 ²	Oplopend tot €192/tCO ₂ in 2030 ²	Oplopend tot €192/tCO ₂ in 2030 ²	Oplopend tot €192/tCO ₂ in 2030 ²	Oplopend tot €192/tCO ₂ in 2030 ²	Kwantitatief
Energiebelasting gas (2030) Schijven ¹ : <ul style="list-style-type: none"> 0 - 1.000 m³ 1.000 - 170.000 m³ 170.000 - 1 mln. m³ 1 - 10 mln. m³ >10 mln. m³ 	€ct 62,7 62,7 35,5 23,4 5,4	Onveranderd t.o.v. huidig beleid	€ct 53,8 81,7 63,5 50,0 7,9	€ct 25,0 25,0 25,0 25,0 25,0	€ct 62,2 51,9 35,7 22,9 15,7	Kwantitatief
Energiebelasting elektriciteit (2030) Schijven: <ul style="list-style-type: none"> 0 - 2,9 MWh 2,9 - 10 MWh 10 - 50 MWh 50 MWh - 10 GWh >10 GWh 	€ct 7,5 7,5 7,0 3,8 0,3		€ct 7,2 7,2 3,3 3,3 0,2	€ct 2,5 2,5 2,5 2,5 0,3	€ct 7,5 7,5 7,0 3,8 0,3	Kwantitatief
Energiebelasting (vrijstellingen)	Behoud vrijstellingen		Afschaffing van metallurgische en mineralogische vrijstelling, en beperking WKK-vrijstelling	Onveranderd t.o.v. huidig beleid	Onveranderd t.o.v. huidig beleid	Onveranderd t.o.v. huidig beleid
Minimum CO ₂ -prijs	Lineaire prijsverhoging van €16,40 in 2023 t/m €31,90/t CO ₂ in 2030	Onveranderd t.o.v. huidig beleid	Onveranderd t.o.v. huidig beleid	Onveranderd t.o.v. huidig beleid	Onveranderd t.o.v. huidig beleid	Kwantitatief
Subsidies	Maatwerkafspraken, SDE++, DEI, VEKI, etc.	Onveranderd t.o.v. huidig beleid	Onveranderd t.o.v. huidig beleid	Onveranderd t.o.v. huidig beleid	Onveranderd t.o.v. huidig beleid	Kwantitatief en kwalitatief
Waterstofinstrumenten	Subsidies (o.a. IPCEI, OWE)	Raffinageroute en RFNBO-afnameverplichting			Kwalitatief	

1) Bij alternatief beleid wordt de eerste schaal voor gasverbruik verkleint tot 800m³; 2) De weergegeven tarieven zijn in het prijsniveau van 2024, in het prijsniveau van 2023 is het tarief bij huidig beleid €137/tCO₂ en van geagendeerd beleid €175/tCO₂; 3) Het EB-tarievenpad in scenario A is op basis van de Voorjaarsnota 2023; 4) Op basis van varianten 2 (scenario B) en 4 (scenario 3) omschreven door het Ministerie van Financiën in 'Belastingen in maatschappelijk perspectief' ([link](#)), in datzelfde rapport wordt gewaarschuwd voor mogelijke CO₂-weglekeffecten; exacte prijspaden aangeleverd door EZK; 5) Tijdens dit onderzoek werden er nieuwe geagendeerde plannen gepresenteerd in de Voorjaarsnota 2024. We hebben de impact hiervan geanalyseerd in het addendum.





















We benaderen het risico op CO₂-weglek als gevolg van beleid door de impact op de EBITDA tot 2030 te modelleren, ceteris paribus

Stappen	Toelichting methodologie
1 Berekenen kostenimpact	<ul style="list-style-type: none"> Als startpunt berekenen we voor elk bedrijf de mate waarin huidig, geagendeerd en alternatief beleid leiden tot extra kosten We berekenen dit op basis van 10-jaars gemiddelden qua productieniveau, energieverbruik en emissies
2 Mitigatie-maatregelen	<ul style="list-style-type: none"> We analyseren op welke manier het bedrijf de kostenverhoging kan mitigeren; <ul style="list-style-type: none"> Doorgiftemogelijkheid; in welke mate is het bedrijf in staat om kostenstijgingen door te rekenen aan afnemers (downstream) of leveranciers (upstream)? Verduurzaming; welke verduurzamingsinvesteringen kan het bedrijf doen om energieverbruik en CO₂-emissies op korte termijn (voor 2030) te reduceren, welke subsidies zijn hiervoor beschikbaar en welke randvoorwaarden kennen deze opties?
3 EBITDA-impact (niet voor sectorstudie raffinage)	<ul style="list-style-type: none"> Per casestudie modelleren we de winstimpact van beleid tussen 2021 en 2030. Als indicator voor winst gebruiken we de EBITDA (Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Appreciation). Als startpunt van de analyse gebruiken we 10-jarig historische gemiddelden voor winst We trekken de kosten die niet gemitigeerd worden (door kostendoorgifte of verduurzaming) af van de winstgevendheid om de winstimpact van beleid te isoleren
4 Handelingsperspectief	<ul style="list-style-type: none"> We brengen in kaart welk handelingsperspectief het bedrijf heeft; welke verduurzamingsopties zijn er op korte en langere termijn beschikbaar? Welke randvoorwaarden kennen deze opties en welke strategische alternatieven heeft het bedrijf (incl. een mogelijke exit)?

Toelichting






- Het risico op CO₂-weglek als gevolg van beleid analyseren we door middel van 6 casestudies naar bedrijven (Dow Terneuzen, Yara Sluiskil, Smurfit Kappa Roermond Papier, Nyrstar Budel, Vandersanden en Avebe) en 1 casestudie naar de raffinagesector. We kiezen voor een casestudie-benadering omdat 'de industrie' zeer heterogeen is en de impact van beleid verschilt per sector en zelfs per bedrijf. We onderzoeken raffinage op sectorniveau omdat geen van de raffinaderijen bereid was om op individueel bedrijfsniveau mee te doen
- We benaderen het risico op CO₂-weglek door de impact van beleid op bedrijven hun winstgevendheid te analyseren. Winstgevendheid is een indicator van bedrijven hun concurrentievermogen, en een relatieve afname in winstgevendheid t.o.v. concurrenten duidt op een verslechterde concurrentiepositie. Dit verhoogt de kans dat bedrijven besluiten elders te investeren, en/of dat marktaandeel aan buitenlandse partijen verloren gaat. Voor de raffinagestudie doen we enkel een kostenberekening en berekenen we niet de winstimpact
- Naast CO₂-beprijzing en energiebelasting wordt het risico op CO₂-weglek beïnvloed door tal van andere factoren (bijvoorbeeld arbeidskosten, infrastructuur, geografische ligging). Door een ceteris paribus aanname veronderstellen we dat hier geen verandering in optreedt. We onderzoeken puur de relatieve impact van aanscherpingen in klimaat- en energiebeleid. Dit is mogelijk omdat dergelijke voordelen al terugkomen in de historische winstgevendheid. Deze factoren helpen niet om een relatieve verslechtering als gevolg van unilateraal beleid te mitigeren

Doordat de onderzochte bedrijven veelal opereren op internationale markten kunnen de kosten van unilateraal nationaal beleid beperkt worden doorgegeven

Bedrijf	Verkoopproducten	Geografische markt	Marktaandeel	Doorgiftemogelijkheid ¹
	LDPE / LLDPE	Ten minste EER	~15% - ~28% NL totaal	
	Polyether Polyolen	Ten minste EER	25-24% NL totaal	 Beperkt
	Benzeen	Ten minste West-Europa	20% NL totaal	 Geen / zeer beperkt
	Butadieen	Ten minste West-Europa	18% NL totaal	
	Stikstof kunstmest	Ten minste EER	~5% van Europa	 Beperkt
	Vloeibare CO ₂	Nationaal	Onbekend	 Geen / zeer beperkt
	Testliner en golfblad	Ten minste EER	<10% EER	 Beperkt
	Pulp, papier en karton	Ten minste EER	<10% EER	 Geen / zeer beperkt
	Zink	Ten minste EER	10-15% EER	 Beperkt  Geen / zeer beperkt
	Gevelstenen	Regionaal	Onbekend	 Beperkt
	Straatstenen	Ten minste nationaal	Onbekend	 Beperkt / mogelijk
	Aardappelzetmeel	EER	~5% Europees zetmeel	 Beperkt
	Aardappeleiwitten	Ten minste EER	~10%	 Geen / zeer beperkt
	Aardappelvezels	Ten minste nationaal	<1% Aardappelvezels	
Raffinage Sector	Raffinageproducten	Zie voor een analyse per product de kostendoorgifte-mogelijkheid slide in casestudie samenvatting		 Beperkt / mogelijk  Geen / zeer beperkt ²




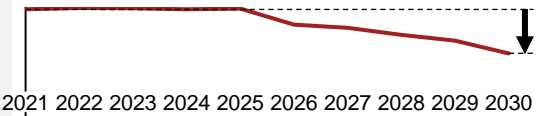

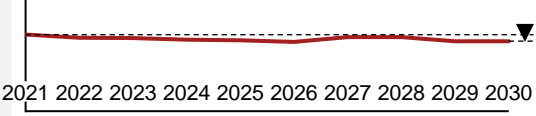

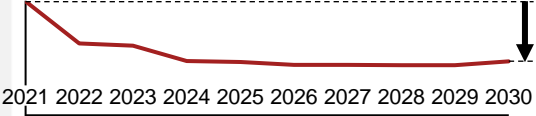

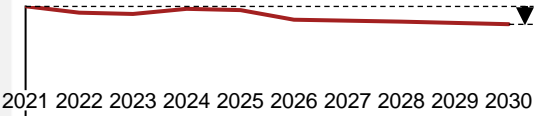

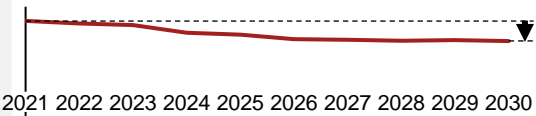
Toelichting

- In de berekening van de winstimpact van NL's beleid wordt rekening gehouden met de mogelijkheid tot doorgifte van NL's en EU'se kosten op basis van een analyse van hun inkoop- en verkoopmarkten
- De onderzochte bedrijven concurreren allemaal op internationale markten, waardoor ze concurreren met bedrijven die niet worden geconfronteerd met de kosten van unilateraal NL's beleid. Daarnaast hebben de onderzochte bedrijven op deze markten een relatief klein marktaandeel waardoor het onaannemelijk is dat zij over marktmacht beschikken (voor Dow en raffinage geven we de marktaandelen van de gehele Nederlandse industrie weer); het is hierdoor aannemelijk dat NL'se kosten zeer beperkt kunnen worden doorgegeven
- Het risico op CO₂-weglek is mogelijk kleiner in het geval van overwinsten (winsten boven een 'redelijke winst'). In dit geval leidt verminderde winstgevendheid niet tot een verlies aan concurrentievermogen. Aangezien de bedrijven opereren op internationale competitieve markten met een beperkt marktaandeel, verwachten wij een (zeer) lage mate van overwinst

Geografische markt:  Nationaal  (Mogelijk) Europees  (Mogelijk) intercontinentaal Marktaandeel:  >20%  10% – 20%  <10%


1) De gehanteerde doorgifte-aanname zijn: Dow (EU: 50%, NL: 0%), Yara (EU: 50%, NL: 0%), SKRP (EU: 50%, NL: 0%), Nyrstar (EU: 50%, NL: 0%), Vandersanden (EU: 50%, NL: 0% (gevel) en 50% (straat)), Avebe (EU: 50%, NL: 0%); 2) Dit betreft doorgifte van beleidskosten (m.n. energiebelasting en NL'se CO₂-heffing). Investeringskosten in groene waterstof kunnen dankzij de raffinageroute door raffinaderijen mogelijk wel worden doorgerekend bij de verkoop van RARE's (zie pagina over raffinageroute in casestudie)

Het huidige unilaterale Nederlandse beleid heeft impact op de winst van de onderzochte bedrijven en leidt daardoor tot een verhoogd risico op CO₂-weglek

Bedrijf	Winstontwikkeling bij huidig beleid (bij ETS-prijspad KEV 2022) (2021-2030) ¹	Totale impact (2021-'30)	Impact NL's beleid	Winstimpact per beleidsinstrument				
				EU ETS	Indirecte ETS / IKC	NL'se CO ₂ -heffing	Energiebelasting	Overig ³
 Dow		-6,5%	-0,5%	-9,5%	-0,8%	-0,3%	-0,2%	+4,4%
 YARA		-39,3%	-3,8%	-23,4%	-2,5%	-0,2%	-3,6%	-9,6%
 Smurfit Kappa		-8,6%	-6,9%	-1,6%	-7,2%	-0,04%	-2,0%	+2,3% ⁵
 nyrstar		-52,5%	-56,4%	+1,6%	-55,3%	Geen impact ⁴	-1,1%	+2,4%
 VANDERSANDEN		-15,8%	-3,6%	-15,8%	-3,3%	-0,4%	-3,2%	+6,9%
 Avebe		-19,9%	-12,3%	-5,5%	-2,3%	-0,1%	-13,2% ²	+1,0% ⁵

Toelichting




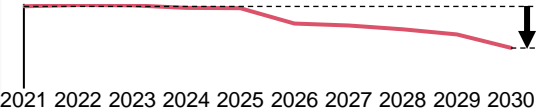





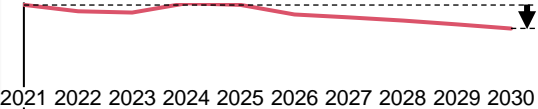


- In de figuur links is te zien dat huidig Nederlands beleid een negatieve impact heeft op de winstgevendheid van alle onderzochte bedrijven in de periode van 2021 tot 2030 (-0,5% tot -56,4%). Door verlies van winstgevendheid neemt het risico op CO₂-weglek naar het buitenland toe
- De indirecte ETS kosten hebben op alle bedrijven een negatieve impact, bij SKRP en Nyrstar is de impact primair het gevolg van NL's beleid (-7,2% & -55,3%) door de unilaterale afschaffing van de Indirecte kostencompensatie (IKC) vanaf 2022. Hierdoor hebben SKRP en Nyrstar een stuk hogere elektriciteitskosten dan branchegenoten in andere EU landen, en kunnen indirecte ETS kosten zeer beperkt worden doorgerekend in verkoopprijzen
- De NL'se CO₂-heffing heeft geen negatieve impact op Nyrstar omdat zij naar verwachting een overschot aan dispensatierechten hebben in 2030⁴
- De EB heeft op alle bedrijven een negatieve impact (-0,2% tot -13,2%), m.n. op Yara, VDS en Avebe
- De impact van NL's klimaatbeleid vindt plaats in de context waarin EU ETS reeds leidt tot een verlies van de winstgevendheid van de meeste onderzochte bedrijven en een weglekrisico naar buiten Europa

 Impact van NL's beleid

1) EBITDA-impact van huidig tussen 2021 en 2030, bij ETS-prijspad uit KEV 2022, ceteris paribus; 2) Avebe ervaart een flinke toename in energiebelastingkosten bij huidig beleid doordat zij een WKK sluiten in 2029. Hierdoor moeten ze stoom genereren door middel van gasgedreven stoomketels, terwijl het gasverbruik in de WKK eerder was vrijgesteld d.m.v. de WKK-vrijstelling. De impact van 13,1% is daardoor voor het grootste deel niet te wijten aan de tarievenontwikkeling; 3) Overig omvat operationele kosten(besparingen) en subsidies gerelateerd aan verduurzamingsinvesteringen; 4) Nyrstar heeft een overschot aan dispensatierechten en betaalt hierdoor geen NL'se heffing. Vanwege de onzekerheid rondom de marktprijs van dispensatierechten modelleren we de verkoop van rechten niet; 5) Deze EBITDA-verbetering is grotendeels het gevolg van toegekende SDE++

De winstimpact van huidig beleid is erg gevoelig voor het gekozen ETS-prijsscenario; de kans op weglek binnen de EU neemt voor de meeste bedrijven toe bij een lagere ETS-prijs

Lage ETS-prijs scenario

Bedrijf	Winstontwikkeling bij huidig beleid (bij ETS-prijspad 'Laag') (2021-2030) ¹	Totale impact (2021-'30)	Impact NL's beleid	Winstimpact per beleidsinstrument				
				EU ETS	Indirecte ETS / IKC	NL'se CO ₂ -heffing	Energiebelasting	Overig ³
		-13,8%	-13,3%	-4,5%	-0,5%	-13,1%	-0,2%	+4,4%
		-37,1%	-12,4%	-13,7%	-1,4%	-8,8%	-3,6%	-9,6%
		-6,7%	-6,0%	-0,8%	-4,9%	-1,4%	-2,0%	+2,3%
		-28,2%	-30,8%	+0,2%	-29,7%	Geen impact ⁴	-1,1%	+2,4%
		-20,9%	-18,6%	-7,9%	-1,4%	-15,4%	-3,2%	+6,9%
		-17,8%	-14,3%	-2,3%	-1,1%	-2,1%	-13,2% ³	+1,0% ⁶

Toelichting







- De analyse op de vorige pagina was op basis van het ETS-scenario uit de KEV. De huidige ETS-prijzen liggen echter aanzienlijk lager dan toen voorspeld: ca. €60 t/CO₂ i.p.v. €86 t/CO₂ in 2024. Het is mogelijk dat ETS-prijzen tot 2030 lager zullen blijven dan initieel voorspeld in de KEV². In de figuur links geven we de berekende impact van huidig beleid bij een lager ETS-prijsscenario weer (oplopend tot €82,43 in 2030)
- De nationale CO₂-heffing functioneert als minimumtarief van EU ETS; bedrijven betalen het prijsverschil tussen de NL'se heffing en EU ETS zodra de ETS-prijs onder het heffingstarief valt. Een lagere ETS-prijs leidt er daardoor toe dat de winstimpact van de nationale heffing toeneemt (tot -15,4%) en het weglekrisico binnen Europa stijgt. De mate waarin dit leidt tot winstvermindering is afhankelijk van kostendoorgifteaanname (zie appendix voor sensitiviteitsanalyse naar hogere kostendoorgifte)
- De impact van IKC neemt bij een lagere ETS-prijs af vanwege verminderde indirecte ETS-kosten. De winstimpact van huidig beleid is daardoor voor Nyrstar en SKRP lager bij een lage ETS-prijs

 Impact van NL's beleid

Strategy&

1) EBITDA-impact van huidig tussen 2021 en 2030, bij een structureel lager ETS-prijspad, ceteris paribus; 2) Zo voorspelt Enerdata een ETS-prijs van €70-75 in 2030 (november 2023, [link](#)); 3) Avebe ervaart een flinke toename in energiebelastingkosten bij huidig beleid doordat zij een WKK sluiten in 2029. Hierdoor moeten ze stoom genereren door middel van gasgedreven stoomketels, terwijl het gasverbruik in de WKK eerder was vrijgesteld d.m.v. de WKK-vrijstelling. De impact van -13,1% is daardoor voor het grootste deel niet te wijten aan de tarievenontwikkeling; 4) Overig omvat operationele kosten(besparingen) en subsidies gerelateerd aan verduurzamingsinvesteringen; 5) Deze bedrijven hebben een overschot aan dispensatierechten en betalen hierdoor geen NL'se heffing. Vanwege de onzekerheid rondom de marktprijs van dispensatierechten modelleren we de verkoop van rechten niet; 6) 5) Deze EBITDA-verbetering is grotendeels het gevolg van toegekende SDE++

Implementatie van geagendeerd en alternatief beleid zou voor de meeste onderzochte bedrijven leiden tot een substantiële winstdaling bovenop de winstimpact van huidig beleid

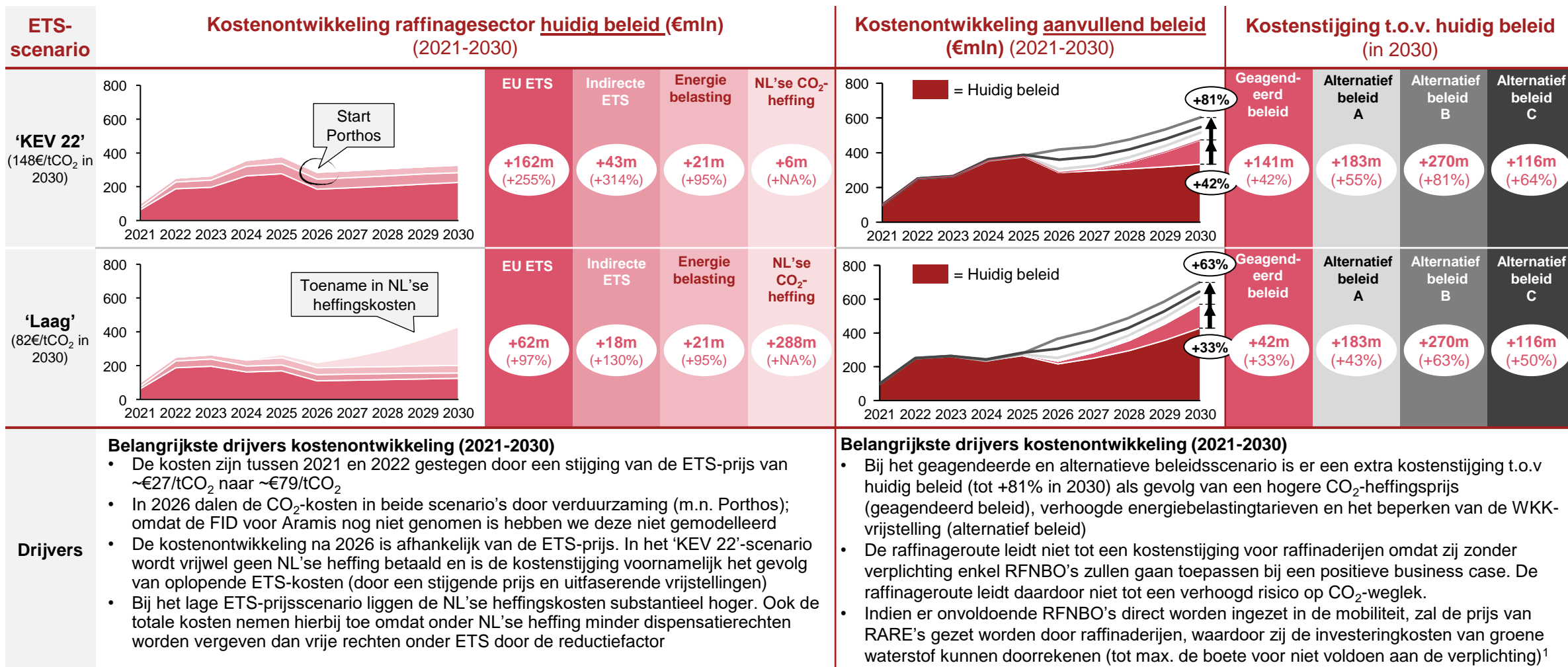
Additionele EBITDA-impact in 2030 van geagendeerd/alternatief beleid t.o.v. huidig beleid ¹				
Beleids-scenario	Geagendeerd beleid	Alternatief beleid		
		A	B	C
<i>Aanpassing CO₂-heffing²</i>	• Aanscherping CO ₂ -heffing tot 192€ in 2030	• Aanscherping CO ₂ -heffing tot 192€ in 2030	• Aanscherping CO ₂ -heffing tot 192€ in 2030	• Aanscherping CO ₂ -heffing tot 192€ in 2030
<i>Aanpassingen energie-belasting</i>	• Geen aanpassingen	• Aanscherping EB-tarieven zoals voorgeteld in de voorjaarsnota 2023 • Vervallen metallurgische, mineralogische en beperking WKK-vrijstelling	• Aanscherping EB-tarieven ("flat tax"), o.b.v. "Variant 2" zoals omschreven door Min Fin ⁴ • Vervallen metallurgische, mineralogische en beperking WKK-vrijstelling	• Aanscherping EB-tarieven, o.b.v. "Variant 4" zoals omschreven door Min Fin ⁴ • Vervallen metallurgische, mineralogische en beperking WKK-vrijstellingen
	-8,7%	-12,5%	-17,9%	-14,8%
	-8,9%	-19,9%	-65,1%	-39,6%
	-0,9%	-4,9%	-10,2%	-5,8%
	Geen impact	-8,3%	-6,5%	-6,6%
	-11,3%	-97,8%	-52,8%	-53,0%
	-1,6%	-24,9%	-21,3%	-13,7%

Toelichting







- De impact op de winstgevendheid is *additioneel*³ op de impact van het huidige beleid zoals gepresenteerd op de vorige twee pagina's
- De impact van de aangescherpte CO₂-heffing ('geagendeerd beleid') verschilt per bedrijf en heeft vooral impact op Dow, Yara en VDS vanwege relatief hoge CO₂-emissies. Deze berekeningen zijn gebaseerd op het ETS-prijspad uit de KEV '22. Bij een lage ETS-prijs zullen de verschillen tussen NL en de EU, en daarmee het risico op weglek, verder toenemen
- In het alternatieve beleidsscenario A stijgen de EB-gastarieven in de lagere verbruiksschalen relatief het meest, waardoor dit scenario grote impact (tot bijna volledig verlies aan winstgevendheid) heeft op bedrijven met productie verspreid over meerdere locaties (VDS en Avebe)
- In het alternatieve beleidsscenario B stijgt het EB-gastarief in de hoogste verbruiksschaal het meest, waardoor dit scenario grote impact heeft (tot -53%) op grootverbruikers (Dow, Yara, VDS, SKRP en Avebe)
- Het alternatieve beleidsscenario C omvat een tussenvariant voor de EB-tarieven waardoor dit scenario voor elk bedrijf de tweede grootste impact heeft op de winstgevendheid

1) EBITDA-impact van geagendeerd en alternatief beleidsscenario's in 2030 t.o.v. huidig beleid bij het KEV '22 ETS-prijsscenario, ceteris paribus; 2) De weergegeven tarieven zijn in het prijsniveau van 2024; 3) De impactpercentages van huidig en geagendeerd/alternatief beleid kunnen niet zondermeer bij elkaar op geteld worden omdat het huidige beleid percentage 2021 t.o.v. 2030 is en het impactpercentage van geagendeerd/alternatief beleid 2030 t.o.v. huidig beleid 2030; 4) 'Belastingen in maatschappelijk perspectief' ([link](#)), in datzelfde rapport wordt gewaarschuwd voor mogelijke CO₂-weglekeffecten; exacte prijspaden aangeleverd door EZK

De nationale CO₂-heffingskosten van raffinaderijen zijn sterk gevoelig voor de ETS-prijs, ondanks realisatie Porthos; geagendeerd/alternatief beleid leidt tot significante kostenstijgingen









De onderzochte bedrijven kunnen de beschreven financiële impact deels mitigeren via extra verduurzaming, maar in de praktijk zijn veel opties voor 2030 nog niet goed mogelijk

Bedrijf	Verduurzamingsopties voor 2030 (Reductie Mt CO ₂ , % totale uitstoot)	Technisch mogelijke extra verduurzamingsopties voor 2030	Randvoorwaarden	Toelichting
	<ul style="list-style-type: none"> Vervanging gasturbines van krakers met e-drives (-0,2Mt; -6%) 	<ul style="list-style-type: none"> Blauwe waterstofproductie en toepassing (-2,4Mt, -40,5%) 	<ul style="list-style-type: none"> Stikstofvergunning Financiële ondersteuning Extra netcapaciteit 	<ul style="list-style-type: none"> In de kwantitatieve analyse op de voorgaande pagina's zijn verduurzamingsinvesteringen die volgens de bedrijven (vrijwel) zeker zijn meegemodelleerd. We hebben hier geen externe toets op gedaan. SKRP (-21% CO₂), VDS (-8,5%) en Avebe (-1%) kunnen extra verduurzamen mits zij voldoende financiële ondersteuning ontvangen (subsidies) en toegang hebben tot de vereiste infrastructuur Dow kan haar emissies flink extra reduceren (-40,5%) maar verwacht dit niet voor 2030 doordat de benodigde stikstofvergunning ontbreekt, wat er toe heeft geleid dat de maatwerkafspraken zijn vertraagd en de interne investeringswindow is gemist Yara kan extra CO₂ reduceren door toepassing groene waterstof, maar verwacht niet dat er voor 2030 voldoende betaalbare groene waterstof en adequate infrastructuur beschikbaar zal zijn Naast Porthos heeft de raffinagesector de mogelijkheid om extra te verduurzamen voor 2030, hiervoor is randvoorwaardelijk dat Aramis (CCS) doorgang vindt en er voldoende groene waterstof beschikbaar is (raffinageroute kan hierbij helpen) Zie de appendix voor een sensitiviteitsanalyse waarin we alle op korte termijn technologisch beschikbare verduurzamingsopties modelleren
	<ul style="list-style-type: none"> CCS (-0,8Mt; -24%) Procesoptimalisatie (-0,1Mt; -3%) 	<ul style="list-style-type: none"> Toepassen groene waterstof via backbone (-223kt, -6,7%) 	<ul style="list-style-type: none"> Waterstofinfrastructuur Beschikbare en betaalbare waterstof 	
	<ul style="list-style-type: none"> Vervangen boilers door 1 e-boiler (-23kt; -15%) Procesoptimalisatie (-10kt; -7%) 	<ul style="list-style-type: none"> Implementatie tweede e-boiler (-23kt; -15%) Vervanging lijmpers voor filmpers (-9,6kt; -6%) 	<ul style="list-style-type: none"> SDE++ voor tweede e-boiler Financiële ondersteuning voor capex 	
	<ul style="list-style-type: none"> Stoomturbine (geen CO₂-reductie) 	<ul style="list-style-type: none"> Uitbreiding zonnenveld Virtuele batterij Proces optimalisatie 	<ul style="list-style-type: none"> Extra netcapaciteit Financiële ondersteuning 	
	<ul style="list-style-type: none"> Dematerialiseren (-9,5kt; -11%) Procesoptimalisatie (-6,4kt; -7%) 	<ul style="list-style-type: none"> Gedeeltelijk elektrificatie van de drogers (-7,6kt; -8,5%) CCS/CCU (-88,9kt; -100%)² 	<ul style="list-style-type: none"> Extra netcapaciteit Financiële ondersteuning Technologische ontwikkeling 	
	<ul style="list-style-type: none"> Sluiten van WKK (-35kt; -17%) Procesoptimalisatie (-17,6kt; -8%) 	<ul style="list-style-type: none"> Warmtenet zetmeel derivaten (-2,7kt; -1%) 	<ul style="list-style-type: none"> Financiële ondersteuning 	
Raffinage Sector	<ul style="list-style-type: none"> Porthos (Shell & ExxonMobil) (-1,5Mt, -15%) 	<ul style="list-style-type: none"> Additionele CCS (Aramis) Toepassing blauwe waterstof Toepassing groene waterstof 	<ul style="list-style-type: none"> Doorgang Aramis Financiële ondersteuning (Infrastructuur voor) groene waterstof 	

Gemodelleerd¹

1) Omdat er aan de randvoorwaarden in voldaan en omdat de investeringen rendabel zijn of omdat de bedrijven reeds subsidie is toegezegd; 2) CCS is in principe mogelijk, maar hiervoor dient dit apart te worden geïmplementeerd op de vijf locaties. Gezien de ligging van de fabrieken en het CCS-type (post-combustion en lage CO₂-gehalte in rookgassen) is de winkans op SDE++ naar verwachting zeer laag.

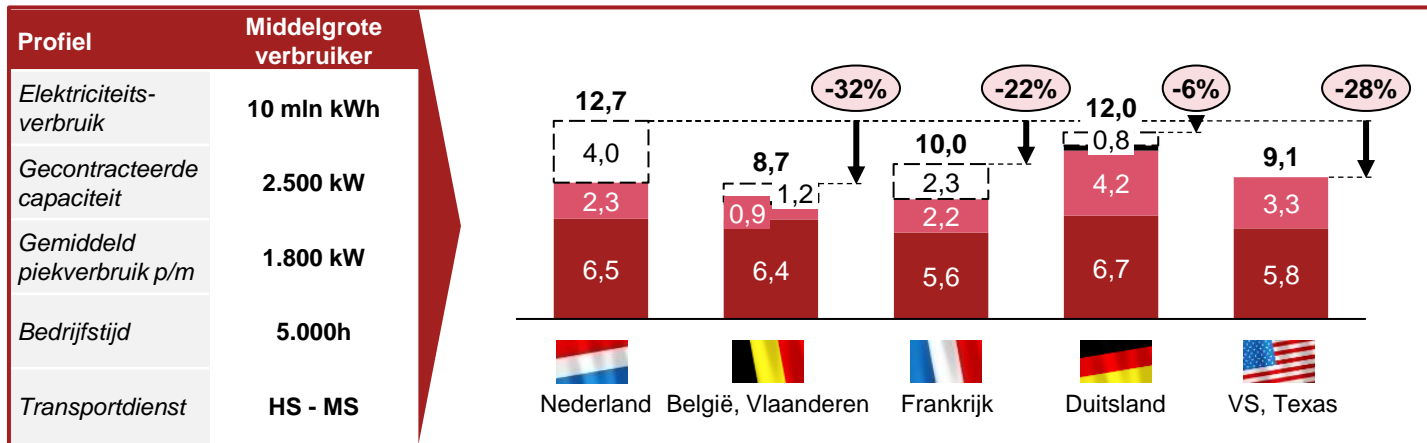
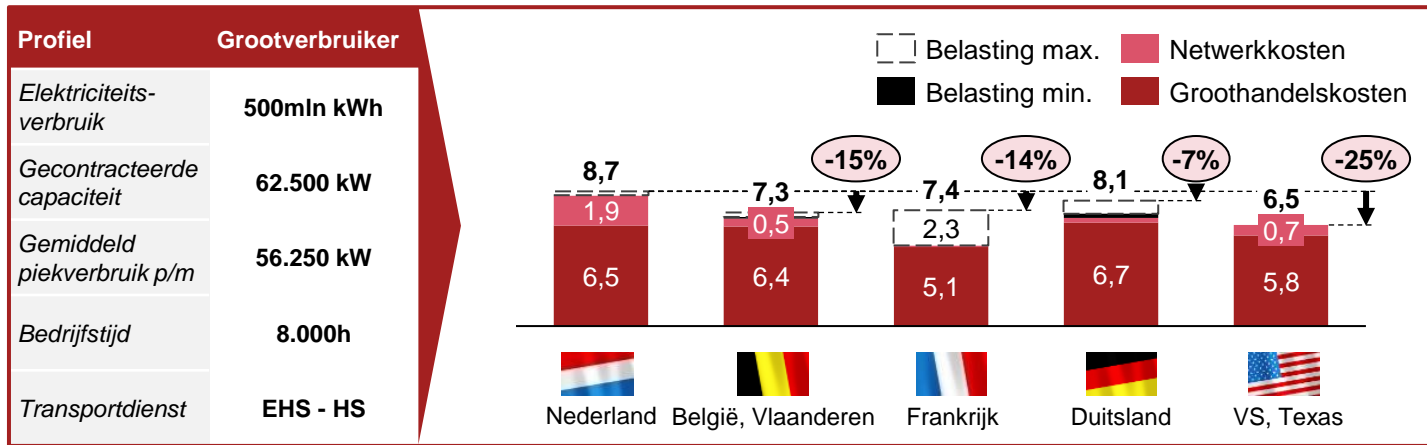
Na 2030 wordt voor vrijwel alle bedrijven substantiële CO₂-reductie technologisch mogelijk mits aan randvoorwaarden wordt voldaan

Bedrijf	Mogelijke verduurzamingsopties na 2030 ¹ (Reductie Mt CO ₂ , % totale uitstoot)	Randvoorwaarden	Mogelijk relevante subsidies ³	Toelichting
	<ul style="list-style-type: none"> Elektrificatie krakers (-2,1Mt; -61%) (na 2035) 	<ul style="list-style-type: none"> Stikstofvergunning Financiële ondersteuning Extra netcapaciteit 	<ul style="list-style-type: none"> DEI+ Maatwerk 	<ul style="list-style-type: none"> Op langere termijn zien alle onderzochte bedrijven mogelijkheden om substantieel te verduurzamen. Indien dit wordt gerealiseerd kan beprijzing in combinatie met subsidiëring na 2030 leiden tot substantiële verduurzaming van de industrie en wordt het risico op CO₂-weglek als gevolg van beprijzing beperkt De bedrijven zijn voor verduurzaming echter deels afhankelijk van anderen. Ten eerste is subsidie vaak nodig omdat veel technologie nog in ontwikkeling en duur is. Er is in Nederland een uitgebreid pakket aan subsidies beschikbaar waardoor een groot deel van de verduurzamingsopties in principe in aanmerking komt voor subsidie (als deze instrumenten ook na 2030 behouden blijven) Naast financiële ondersteuning is toegang tot infrastructuur noodzakelijk (voor elektriciteit, groene waterstof, CCS). Gelet op de lange tijdslijnen hebben bedrijven nu zo veel mogelijk zekerheid nodig over deze randvoorwaarden, zodat zij kunnen toewerken naar grote investeringen in verdere verduurzaming
	<ul style="list-style-type: none"> Groene ammoniakproductie 	<ul style="list-style-type: none"> Financiële ondersteuning Beschikbare groene waterstof (en infrastructuur) 	<ul style="list-style-type: none"> DEI+ OWE Maatwerk IPCEI waterstof 	
	<ul style="list-style-type: none"> Volledige elektrificatie (-92,3kt; -60%) (na 2030) 	<ul style="list-style-type: none"> Extra netcapaciteit Financiële ondersteuning 	<ul style="list-style-type: none"> DEI+ 	
	<ul style="list-style-type: none"> N/A 	<ul style="list-style-type: none"> N/A 	<ul style="list-style-type: none"> N/A 	
	<ul style="list-style-type: none"> Groene waterstof (-71,2kt; -79%) 'Pirrouet' CO₂ negatieve baksteen (-99,6kt; -111%)² Volledige elektrificatie van drogers (-19,1kt; -21,5%) (allen na 2030) 	<ul style="list-style-type: none"> Waterstof/CCS infrastructuur Financiële ondersteuning 	<ul style="list-style-type: none"> OWE DEI+ SDE++ IPCEI waterstof 	
	<ul style="list-style-type: none"> 100% stoomproductie uit e-boilers (-80kt; -39%) Sluiten van tweede WKK (-35kt; -17%) (beide na 2030) 	<ul style="list-style-type: none"> Extra netcapaciteit Financiële ondersteuning 	<ul style="list-style-type: none"> SDE++ 	
Raffinage Sector	<ul style="list-style-type: none"> Grootschalige elektrificatie van fornuizen/krakers (na 2035) 	<ul style="list-style-type: none"> Voldoende netcapaciteit en beschikbaarheid van groene stroom Financiële ondersteuning 	<ul style="list-style-type: none"> DEI+ Maatwerk 	

1) Verduurzamingsopties sluiten elkaar uit of overlappen vaak waardoor de percentages niet tot 100% optellen; 2) De CO₂-negatieve baksteen slaat meer CO₂ op dan deze produceert waardoor de CO₂ reductie meer dan 100% is; 3) Kwantitatieve analyse van de totaal beschikbare subsidiepotten ligt buiten de scope van dit onderzoek

De totale NL'se elektriciteitsprijs behoort tot de hoogste van de onderzochte EU'se landen; kale elektriciteitsprijzen in de VS liggen lager dan in de EU

Eenheidsprijs elektriciteit, 2024 (€ct/kWh)


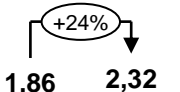



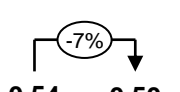

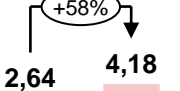
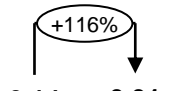


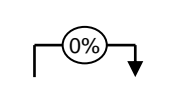

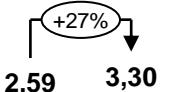



Toelichting

- In deze Speelveldtoets is ook gekeken naar internationale verschillen in totale elektriciteitsprijzen tussen in 2023 en 2024. Totale elektriciteitsprijzen bestaan uit groothandelsprijzen, netwerkkosten en belastingtarieven. Deze analyse is bedoeld om de eerder gepresenteerde analyse van verschillen in CO₂-beprijzing en energiebelasting in context te zetten. De elektriciteitsprijzen zijn niet (alleen) het resultaat van beleid, maar reflecteren ook onderliggende inherente kostenverschillen
- In de grafiek (links) staan de totale elektriciteitskosten per land op basis van twee profielen: middelgrote verbruikers en grootverbruikers. De groothandelsprijs vormt het grootste deel van de totale elektriciteitsprijs. Binnen de onderzochte EU'se landen zijn de verschillen hierin beperkt als gevolg van het supranationale karakter van de Europese elektriciteitsmarkt. Een uitzondering hier op is Frankrijk, waar consumenten tegen een gereduceerd tarief kernenergie kunnen afnemen (ARENH). Daarnaast liggen de kale elektriciteitsprijzen in de VS lager (ca. -10%).
- Voor middelgrote verbruikers maken netwerkkosten en belastingen een groter gedeelte van de elektriciteitsprijs uit (tot ~50%); relatieve kostenverschillen zijn hierdoor sterk afhankelijk van welke belastingvrijstellingen van toepassing zijn (behalve in Texas, waar geen energiebelasting geldt).
- De totale elektriciteitsprijs is in Nederland voor grootverbruikers relatief hoog doordat Nederland geen volumekorting (VCR) voor nettarieven meer kent in 2024 terwijl deze in omliggende landen behouden blijft

Bron: Strategy& analyse op basis van netwerktarieven TSO's (NL: TenneT; BE: Elia; FR: RTE; DE: Amprion; US: Centerpoint Energy) en DSO's (NL: Liander; BE: Fluvius Limburg; DE: RNG; US: Centerpoint), groothandelsprijs data van ICE (voor 2024 Europese prijzen) en EIA voor Texas, VS (2023-24), en energiebelastinganalyse met behulp van gepubliceerde stukken door de relevante nationale autoriteiten van elk land.

Netwerkkosten stijgen in de meeste onderzochte landen; baseload grootverbruikers van het net betalen in NL substantieel meer, m.n. door afschaffing volumekorting

Land	Netwerkkosten (€ct/kWh) ¹		Belangrijkste drijvers ontwikkeling nettarieven per land
	Middelgrote verbruiker	Grootverbruiker	
	 <p>1,86 → 2,32 (+24%)</p>	 <p>0,11 → 1,95 (+1.701%)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Gestegen energieprijzen en doorgerekende investeringskosten zijn belangrijke drijvers achter de stijging in nettarieven in 2024 Afschaffing van de volumekorting (VCR, max 90%) leidt tot een grote toename in netwerkkosten voor grootverbruikers in 2024
² 	 <p>0,97 → 0,93 (-4%)</p>	 <p>0,54 → 0,50 (-7%)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Nettarieven nemen in 2024 lichtelijk af door de recent gedaalde energieprijzen⁴, maar zullen vanaf 2025 gaan stijgen, o.a. om grote investeringen in hoogspanningsnet te financieren Er geldt een gereduceerd tarief voor grootverbruikers
	 <p>2,64 → 4,18 (+58%)</p>	 <p>0,14 → 0,31 (+116%)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Nettarieven stijgen in 2024, o.a. door het stopzetten van een subsidie die tijdens de energiecrisis werd ingevoerd om nettarieven laag te houden Voor baseload grootverbruikers geldt volumekorting (tot 90%)
⁴ 	 <p>2,04 → 2,16 (+6%)</p>	 <p>0,11 → 0,11 (0%)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Nettarieven blijven in 2024 relatief gelijk (op indexatie na) omdat deze sinds 2021 zijn vastgelegd (in Franse wetgeving 'Turpe 6') maar zullen naar verwachting vanaf 2025 gaan stijgen Grootverbruikers hebben recht op volumekorting (tot 81%)
Texas 	 <p>2,59 → 3,30 (+27%)</p>	 <p>0,62 → 0,67 (+8%)</p>	<ul style="list-style-type: none"> De tarieven kunnen elke drie maanden worden aangepast, waardoor netwerktarieven meer fluctueren dan in Europa Over tijd is een stijgende lijn in de tarieven waarneembaar, met name als gevolg van toenemende investeringskosten
	2023 2024	2023 2024	

Toelichting

- In deze speelveldtoets is gekeken naar de internationale verschillen in netwerkkosten tussen NL, BE, DE, FR en VS in 2023 en 2024
- Er is een substantiële stijging waarneembaar in netwerktarieven in NL, DE en VS als gevolg van de grote investeringsopgave (allen), gestegen energieprijzen (o.a. duurdere netverliezen) (NL en DE) en het stopzetten van een subsidie ingevoerd tijdens de energiecrisis (DE)²
- In Frankrijk en België blijft een stijging voorspog achterwege omdat de tarieven zijn vastgezet tot 2025, hierna wordt ook in deze landen een stijging verwacht¹ - gezien de relatief hoge investeringsopgave in Nederland (o.a. door Net op Zee) zal deze stijging waarschijnlijk minder groot zijn dan hier
- In alle landen is sprake van substantiële herverdeling tussen klein- en grootverbruikers, door middel van volumekortingen (FR en DE) ofwel gedifferentieerde (lagere) tarieven voor grootverbruikers (BE en VS). Nederland heeft de volumekorting (VCR, max 90%) afgeschaft, als gevolg waarvan de algemene nettarieven ca. 8% lager³ zijn (excl. korting). Echter, door het unilaterale karakter van de afschaffing hebben grootverbruikers in NL sinds 2024 aanzienlijk hogere netwerkkosten dan in de andere onderzochte landen.



Indien unilateraal beleid niet aansluit bij het handelingsperspectief van bedrijven ontstaan risico's op CO₂-weglek

- De Nederlandse overheid heeft een CO₂-reductiedoel gesteld voor 2030 voor de industrie, die zij poogt te verwezenlijken door een beleidsmix bestaande uit een combinatie van de 'stok' en de 'wortel'. De stok bestaat uit verschillende vormen van beprijzing, waarbij de energiebelasting en de nationale CO₂-heffing de belangrijkste voorbeelden zijn. De wortel bestaat uit een heel pakket aan ondersteunend instrumentarium, zoals subsidies voor verduurzamingsopties (o.a. SDE++, DEI+, VEKI, OGW, IPCEI) en de maatwerkafspraken met de grootste industriële uitstoters.
- De meeste onderzochte bedrijven hebben weliswaar potentie om op termijn (vrijwel) volledig te verduurzamen, maar in de praktijk kan slechts een deel van deze totale potentie voor 2030 worden gerealiseerd. Dat heeft verschillende oorzaken, zoals dat technologie nog onvoldoende volwassen is of dat benodigde infrastructuur (bijv. voor groene waterstof, elektriciteit of CCS) nog niet beschikbaar is. Het gevolg van deze beperkte mitigatiemogelijkheden is dat beprijzing, zelfs als dat gepaard gaat met ondersteunende subsidies, op korte termijn vooral leidt tot kostenstijgingen. Aangezien de onderzochte bedrijven opereren op internationale markten kunnen zij deze unilaterale kostenstijging zeer beperkt doorrekenen, met verlies aan winstgevendheid en een verhoogd risico op CO₂-weglek als gevolg.
- Deze toename in CO₂- en energiebelastingkosten vindt plaats in een context waarin Nederland relatief hoge energiekosten heeft. Deels als gevolg van marktgedreven factoren (hoge gasprijzen) maar ook deels als gevolg van beleidskeuzes (afschaffen IKC en volumekorting op nettarieven en de keuze om de investeringskosten van het off-shore elektriciteitsnet door te rekenen in de netwerkstarieven).
- Indien er wordt gekozen voor een combinatie van de unilaterale stok en wortel, adviseren wij om de implementatie te baseren op tijdslijnen die zoveel mogelijk aansluiten bij het concrete handelingsperspectief van bedrijven. Bovendien moeten bedrijven voldoende zekerheid hebben dat financiële ondersteuning van de onrendabele top en vereiste infrastructuur tijdig beschikbaar is om investeringsbeslissingen te kunnen nemen. Op deze manier kan worden gegarandeerd dat unilateraal klimaatbeleid daadwerkelijk leidt tot verduurzaming in Nederland, en kan CO₂-weglek naar het buitenland zo veel als mogelijk worden voorkomen.

In het addendum analyseren we de impact van de klimaatmaatregelen zoals omschreven in de voorjaarsnota 2024




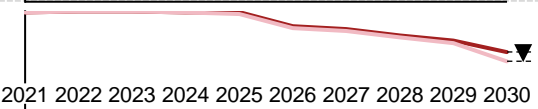



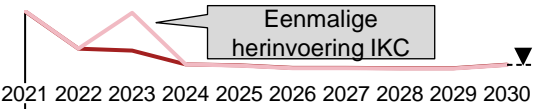




Beleidsinstrument	Huidig beleid	Beleidspakket 'Voorjaarsnota 2024'
Nederlandse CO ₂ -heffing	Oplopend tot €150/tCO ₂ in 2030 ²	Introductie van verhoogd tarief voor uitstoot boven 50kt belastbare uitstoot oplopend van het huidige beleidspad vanaf 2028 tot €216/tCO ₂
Energiebelasting gas (tarieven 2030) Schijven ¹ : ■ 0 - 1.000 m3 ■ 1 - 10 mln. m3 ■ 1.000 - 170.000 m3 ■ >10 mln. m3 ■ 170.000 - 1 mln. m3	€ct 	€ct
Energiebelasting elektriciteit (tarieven 2030) Schijven: ■ 0 - 2,9 MWh ■ 50 MWh - 10 GWh ■ 2,9 - 10 MWh ■ >10 GWh ■ 10 - 50 MWh	€ct 	Onveranderd t.o.v. huidig beleid
Energiebelasting (vrijstellingen)	Behoud van vrijstellingen (o.a. metallurgisch, mineralogisch, WKK-vrijstelling)	Onveranderd t.o.v. huidig beleid ³
Indirecte kostencompensatie (IKC)	Geen compensatie meer vanaf 2022 (laatste keer uitgekeerd in 2022 voor 2021) ⁴	Enmalige herinvoering voor gemaakte elektriciteitskosten in 2023 (uitgekeerd in 2024) ⁴
Klimaatfonds	Geen aangepast klimaatfonds	<ul style="list-style-type: none"> Toewijzing van €436,6mln voor intensivering van de DEI+ regeling voor energie- en klimaatinnovaties Toewijzing van €229,6mln voor ophoging budget voor maatwerkafspraken voor de grootste uitstoters

Toelichting

- De op 15 april 2024 gepubliceerde voorjaarsnota omvat een nieuw beleidspakket aan klimaatmaatregelen voor de energie-intensieve industrie, bestaande uit een combinatie van beprijzing (CO₂-heffing en energiebelasting) en subsidiëring (IKC en klimaatfonds) welke afwijkt van de scenario's die in dit rapport zijn onderzocht
- In het addendum analyseren we de EBITDA-impact van dit beleidspakket uit de voorjaarsnota voor de onderzochte bedrijven tot 2030 t.o.v. huidig beleid
- De impact van aanpassingen in de CO₂-heffing, energiebelasting en IKC worden kwantitatief geanalyseerd. De impact van het klimaatfonds is niet gekwantificeerd omdat niet is vast te stellen in welke mate het toegekende budget bij de onderzochte bedrijven terecht komt

1) Bij alternatief beleid wordt de eerste schaal voor gasverbruik verkleint tot 800m3; 2) Het weergegeven CO₂-heffingstarief is in het prijsniveau van 2024, het €2023 is €137/tCO₂; 3) De voorjaarsnota omvat het vervallen van de vrijstelling op duaal gebruiken van kolen maar dit heeft geen impact op de door ons onderzochte bedrijven; 4) We modelleren de EBITDA-impact van IKC voor het jaar waarvoor wordt gecompenseerd in plaats van het jaar waarin de compensatie daadwerkelijk wordt ontvangen

Implementatie van de klimaatmaatregelen uit de voorjaarsnota 2024 leidt tot een extra EBITDA-impact van -0,7% tot -15,2% in 2030, bovenop de impact van huidig beleid

EBITDA-ontwikkeling bij huidig beleid en bij Voorjaarsnota 2024 (bij ETS-prijspad KEV 2022)		Additionele EBITDA-impact in 2030 van Voorjaarsnota 2024 t.o.v. huidig beleid ¹			
		Totaal	Aanscherping EB-gastarieven	Aanscherping NL'se CO ₂ -heffing	Eenmalige herinvoering IKC
Beschrijving van maatregel	<ul style="list-style-type: none"> — EBITDA-ontwikkeling bij huidig beleid — EBITDA-ontwikkeling bij implementatie Voorjaarsnota 	Impact voorjaarsnota (t.o.v. huidig beleid in 2030)	Aanscherping van EB-gastarieven vanaf 2025	Aanscherping CO ₂ -heffing tot €216 in 2030 voor CO ₂ -uitstoot boven 50kt belastbare uitstoot	De IKC-regeling wordt eenmalig opengesteld voor de gemaakte indirecte ETS kosten in 2023
		-13,0%	-0,0%	-13,0%	-0,0%
		-15,2%	-3,5%	-11,7%	-0,0%
		-1,2%	-1,2%	-0,0%	-0,0%
		-0,7%	-0,7%	-0,0%	-0,0%
		-1,7%	-1,7%	-0,0%	-0,0%
		-4,2%	-4,2%	-0,0%	-0,0%

Toelichting

- De klimaatmaatregelen uit de voorjaarsnota 2024 hebben met name extra impact t.o.v. huidig beleid op emissie-intensieve bedrijven als Dow (-13%) en Yara (-15%), omdat zij in 2030 ver boven de 50kt belastbare uitstoot zitten en over relatief veel uitstoot het hogere heffingstarief van €216/tCO₂ moeten betalen
- SKRP, Nyrstar, VDS en Avebe hebben minder dan 50kt belastbare uitstoot (per locatie), waardoor het aangescherpte CO₂-heffingstarief geen EBITDA-impact heeft
- Eenmalige herinvoering IKC leidt voor Nyrstar en SKRP tot een hogere EBITDA in 2023, maar heeft na dat jaar geen impact zolang deze niet verder wordt verlengd²

1) EBITDA-impact van geagendeerd en alternatieve beleidsscenario's in 2030 t.o.v. huidig beleid bij het KEV '22 ETS-prijsscenario, ceteris paribus; 2) In werkelijkheid wordt de IKC voor 2023 uitgekeerd in 2024 en zal het pas in dat jaar financieel zichtbaar zijn.

2

Case studies

**Methodologie, samenvatting van
resultaten en individuele casestudie
paginas**

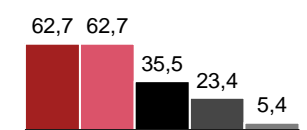
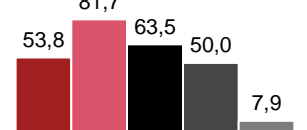
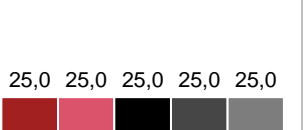
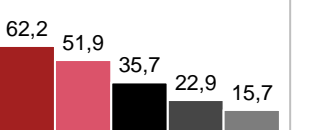
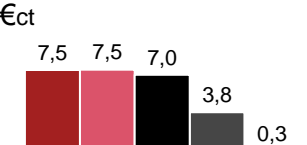
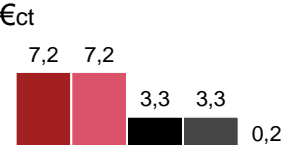
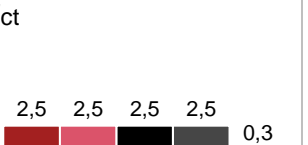
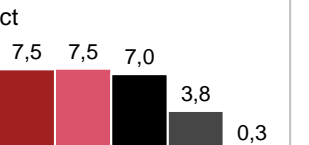
We analyseren per casestudie of wijzigingen in beleid leiden tot verhoogd risico op CO₂-weglek

Onderzoeksvragen en afbakening

Hoofdvraag	Subvragen	Analyse in casestudie	Toelichting
<p>Leiden wijzigingen in CO₂-beprijzing en energiebelasting tot een verhoogd weglekrisico voor de onderzochte bedrijven en welk handelings-perspectief hebben deze bedrijven?</p>	<p>A Opereert het bedrijf in een internationale context? Is het eigendom van een moederbedrijf met het hoofdkantoor in het buitenland?</p>	<p><u>Bedrijfsprofiel</u></p> <p>+</p>	<ul style="list-style-type: none"> Voor het beantwoorden van de hoofdvraag van het onderzoek, leidt nationaal beleid tot een verhoogd risico op CO₂-weglek, analyseren we de impact van aanscherpingen in CO₂-prijsbeleid en energiebelastingen op de winstgevendheid van de bedrijven De winstgevendheidsanalyse houdt rekening met mogelijke winstimpact-mitigerende maatregelen die beschikbaar zijn voor het bedrijf (e.g. verduurzaming en kostendoorgifte) Op de conclusiepagina reflecteren we op de implicaties van de winstimpact op productie- en investeringsbeslissingen van het bedrijf in Nederland op korte en lange termijn, en het risico op CO₂-weglek tussen gebieden of sectoren Omdat de winstimpact op bedrijven, als gevolg van CO₂-prijs en energiebelasting-beleid, bovenop (potentieel) stijgende elektriciteitskosten komt, plaatsen we de weglekeffecten in de context van hoe elektriciteitskosten veranderen in Nederland ten opzichte van andere landen
	<p>B Wat is de energie- en CO₂-intensiteit van het productieproces? Waar gaat de meeste uitstoot mee gepaard?</p>	<p><u>Procesbeschrijving</u></p> <p>+</p>	
	<p>C In welke mate kan een bedrijf de kostenverhogingen doorgeven binnen de waardeketen? (upstream of downstream)</p>	<p><u>Doorgiftemogelijkheid</u></p> <p>+</p>	
	<p>D Welke investeringen kan het bedrijf doen om kostenverhogingen voor te blijven en wat heeft het bedrijf hiervoor nodig?</p>	<p><u>Verduurzamingsopties</u></p> <p>+</p>	
	<p>E Wat is het individuele effect van wijzigingen van de maatregelen op bedrijfskosten en –winst?</p>	<p><u>EBITDA-impact</u></p> <p>+</p>	
	<p>F Heeft het bedrijf strategische alternatieven? Welke factoren spelen de grootste rol bij een mogelijk vertrek uit Nederland?</p>	<p><u>Exit-kosten</u></p>	
	<p>G Op basis van de verwachte impact op de winstgevendheid van het bedrijf, welke implicaties kunnen worden afgeleid met betrekking tot het risico van CO₂-weglek?</p>	<p><u>Conclusies</u></p>	
	<p>H Welke elektriciteitskosten heeft het bedrijf in Nederland? En hoe verhouden deze zich tot de kosten in het buitenland?</p>	<p><i>(In de context van)</i> <u>Elektriciteitskosten</u></p>	

In alle case studies, worden naast huidig beleid, vier mogelijke beleidsscenario's geanalyseerd

Analyse mogelijke beleidsscenario's

Beleidsinstrument	Huidig beleid	Geagendeerd beleid	Alternatief beleid			Methodologie	
			A ³	B ⁴	C ⁴		
Nederlandse CO ₂ -heffing	Oplopend tot €150/tCO ₂ in 2030 ²	Oplopend tot €192/tCO ₂ in 2030 ²	Oplopend tot €192/tCO ₂ in 2030 ²	Oplopend tot €192/tCO ₂ in 2030 ²	Oplopend tot €192/tCO ₂ in 2030 ²	Kwantitatief	
Energiebelasting gas (2030) Schalen ¹ : <ul style="list-style-type: none"> 0 - 1.000 m3 1.000 - 170.000 m3 170.000 - 1 mln. m3 1 - 10 mln. m3 >10 mln. m3 	€ct 	Onveranderd t.o.v. huidig beleid	€ct 	€ct 	€ct 	Kwantitatief	
Energiebelasting elektriciteit (2030) Schalen: <ul style="list-style-type: none"> 0 - 2,9 MWh 2,9 - 10 MWh 10 - 50 MWh 50 MWh - 10 GWh >10 GWh 	€ct 		€ct 	€ct 	€ct 	Kwantitatief	
Energiebelasting (vrijstellingen)	Behoud vrijstellingen		Onveranderd t.o.v. huidig beleid	Afschaffing van metallurgische en mineralogische vrijstelling, en beperken WKK-vrijstelling			Kwantitatief
Minimum CO ₂ -prijs	Lineaire prijsverhoging van €16,40 in 2023 t/m €31,90/t CO ₂ in 2030			Onveranderd t.o.v. huidig beleid	Onveranderd t.o.v. huidig beleid	Onveranderd t.o.v. huidig beleid	Kwantitatief
Subsidies	Maatwerkafspraken, SDE++, DEI, VEKI, etc.	Onveranderd t.o.v. huidig beleid		Onveranderd t.o.v. huidig beleid	Onveranderd t.o.v. huidig beleid	Kwantitatief en kwalitatief	
Waterstofinstrumenten	Geen beleid		Raffinageroute en RFNBO-afnameverplichting			Kwalitatief	

1) Bij alternatief beleid wordt de eerste schaal voor gasverbruik verkleint tot 800m3; 2) De weergegeven tarieven zijn in het prijsniveau van 2024; 3) Het EB-tarievenpad in scenario A is op basis van de Voorjaarsnota 2023; 4) Op basis van varianten 2 (scenario B) en 4 (scenario 3) omschreven door het Ministerie van Financiën in 'Belastingen in maatschappelijk perspectief' ([link](#)), exacte prijspaden aangeleverd door EZK; Noot: In aanvulling op de vier geanalyseerde beleidsscenario's, is de impact van het volgende beleid op een kwalitatieve manier geanalyseerd – (1) de RFNBO-afnameverplichting en (2) de raffinage route vanaf 2025 tot 2030

Voor de deelnemende bedrijven berekenen we de verwachte EBITDA-impact van huidig en aanvullend beleid t/m 2030

Impact op winstgevendheid

Bedrijven

- 1 
- 2 
- 3 
- 4 
- 5 
- 6 

Impactanalyse van de beleidsmaatregelen op de EBITDA¹

- De EBITDA in jaar t berekenen we voor de periode 2021 – 2030 per bedrijf d.m.v. de volgende formule:

$$EBITDA_t = EBITDA_{basecase} - (ETS_t - Indirecte ETSt) * Doorgifte\ EU\ kosten - (NL'se\ heffing\ -\ Energiebelasting) * Doorgifte\ NL\ kosten - Overigt$$

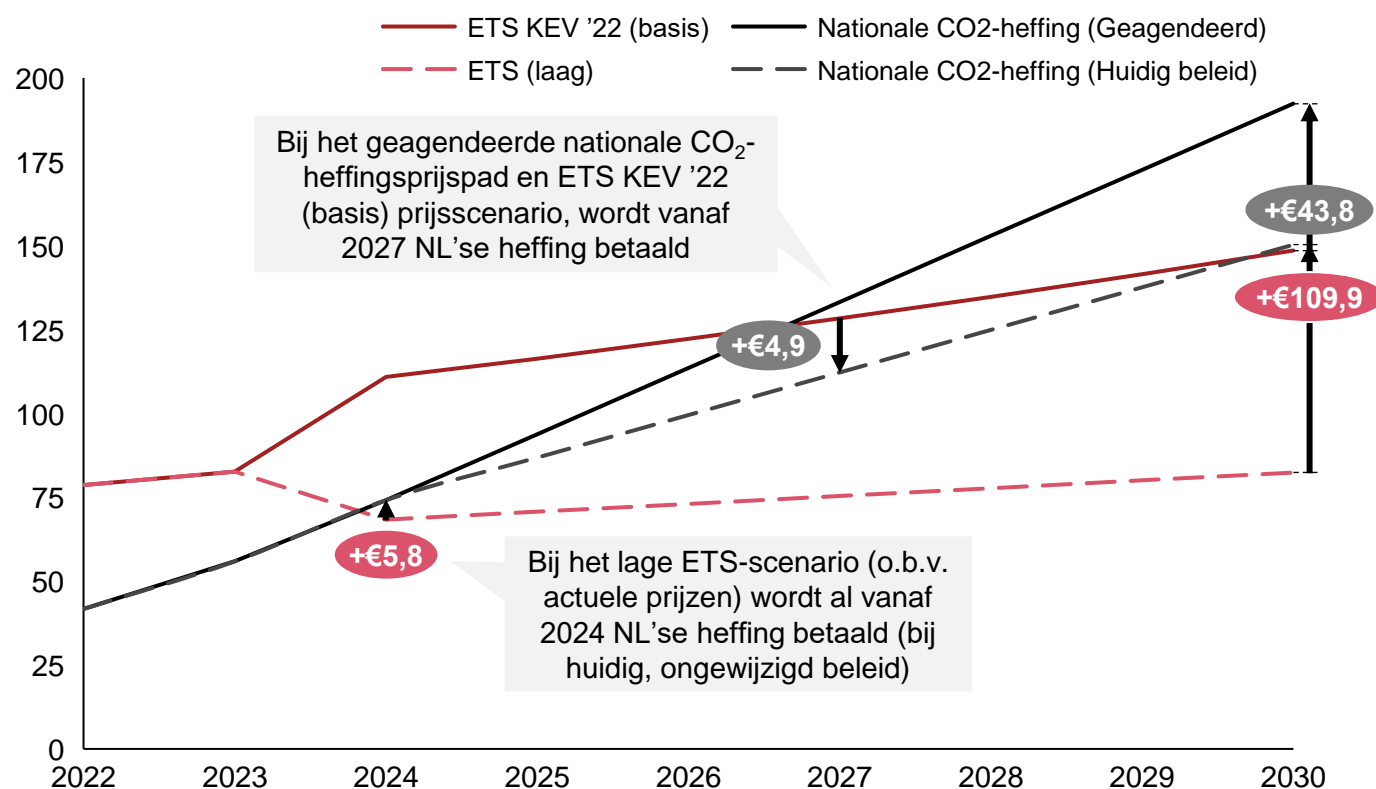
- Als startpunt van de analyse hanteren we een basecase EBITDA, welke gelijk staat aan het 10-jarig historisch gemiddelde gecorrigeerd voor inflatie en alle factoren die we in de verdere analyse variëren; we tellen hier bijvoorbeeld de ETS- en EB-kosten bij op die de afgelopen 10 jaar zijn gemaakt om die er vervolgens per jaar (t) tussen 2021 en 2030 van af te trekken
- De NL'se en Europese kosten vermenigvuldigen we met een doorgiftepercentage om tot de EBITDA-impact te komen, we baseren deze doorgifteaanname op een analyse van de up- en downstream markten waarop het bedrijf actief is
- Voor het berekenen van de toekomstige energiebelastings- en CO₂-kosten gebruiken we wederom 10-jarig historisch gemiddelden wat betreft productiecijfers, CO₂-uitstoot en energieverbruik
- De berekende EBITDA wordt gebruikt om ceteris paribus de impact van klimaatbeleid te bepalen, en is geen middel om toekomstige winstgevendheid in te schatten omdat we geen rekening houden met bijvoorbeeld verwachting t.a.v. productie-ontwikkeling, marktomstandigheden of fluctuaties in grondstofprijzen en energieprijzen
- Wél variëren we het energieverbruik en de uitstootcijfers indien verduurzamingsopties (vrijwel) zeker zullen worden doorgevoerd². De impact van deze investering nemen we op de volgende manieren mee: i) verlaagde CO₂-emissies (en -kosten); ii) verandering in energieverbruik en daardoor in energiebelastingen en inkoopkosten van energie (waarvoor we de historisch gemiddelde prijs gebruiken); iii) verandering in operationele kosten buiten energie (bijv. transport bij CCS); iv) evt. ontvangen subsidies (SDE++). De laatste kostenpost 'Overigt' omvat de laatste twee factoren (iii en iv)

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

Er wordt gebruik gemaakt van twee EU ETS prijsscenario's en twee door EZK aangeleverde prijspaden voor nationale heffing

CO₂ beprijzing aannames: EU ETS en nationale CO₂-heffing

Ontwikkeling EU ETS en NL'se CO₂-heffing (€/tCO₂ in '24€)



Toelichting

- Vanaf 2021 heeft Nederland een nationale CO₂ -heffing voor de industrie die functioneert als 'bodentarief' voor EU ETS
- De CO₂ prijspaden (voor zowel EU ETS als de nationale CO₂ heffing) zijn belangrijke inputs voor de EBITDA-impact analyses binnen de case studies
- Voor de base case worden de volgende aannames gedaan voor EU ETS en de nationale CO₂ heffing:
 - EU ETS: prijsstijging van €110/tCO₂ (2024) tot €148,5/tCO₂ (2030). Dit is gebaseerd op de KEV 2022 publicatie, met een correctie voor inflatie i.e., in 2024 prijzen
 - Nationale CO₂ -heffing: een prijsstijging van €74/tCO₂ (2024) tot €150/tCO₂ (2030). Dit is gebaseerd op het huidige gepubliceerde prijspad door EZK in 2024 prijzen
- Voor de scenario analyses, gaan we uit van de volgende prijspaden voor EU ETS en de nationale CO₂ heffing:
 - EU ETS lage prijsscenario: prijsstijging van €68/tCO₂ (2024) tot €82/tCO₂ (2030). Dit is gebaseerd op huidige EU ETS prijsniveaus (gemiddelde voor 2024) en marktverwachtingen tot 2030
 - Nationale CO₂ -heffing in het geagendeerde beleidsscenario: prijsstijging van €74/tCO₂ (2024) tot €192/tCO₂ (2030)

Per casestudie analyseren we de mogelijkheid tot kostendoorgifte, zowel upstream als downstream in de waardeketen

Mogelijkheid tot kostendoorgifte

Doorgiftemogelijkheid van Nederlandse en Europese kosten

Factor	Relatie tot kostendoorgiftemogelijkheid	Analysemethode
Geografische markt	De geografische marktafbakening geeft inzicht in welke mate bedrijven concurreren met partijen in regio's met lagere CO ₂ -beprijzing of energiebelasting waardoor kosten beperkt kunnen worden doorgerekend	We analyseren de geografische marktafbakening op basis van fusiebesluiten van de EC en op basis van kwalitatieve input van de bedrijven
Marktaandeel	Een hoog marktaandeel (>50%) kan marktmacht ¹ verschaffen waardoor een partij mogelijk toch kosten kan doorrekenen (ondanks dat concurrenten deze kosten mogelijk niet hebben)	We analyseren marktaandelen op basis van deskresearch en input van de bedrijven
Prijszetting	De manier waarop prijzen worden bepaald verschilt per markt en heeft invloed op de doorgiftemogelijkheid; met name commodity-markets (aardgas, elektriciteit, metalen) bieden zeer beperkte mogelijkheid voor individuele partijen om prijzen te zetten terwijl producenten van sterk gedifferentieerde producten hier meer vrijheid in hebben	We analyseren prijszettingmethoden op basis van deskresearch en input van bedrijven
Carbon Leakage List (EC)	De EC heeft een Carbon Leakage List opgesteld van sectoren die zij aanmerken als risicolopend voor CO ₂ -weglek (deze sectoren ontvangen meer vrijstellingen onder ETS) en geven een indicatie van intercontinentale concurrentiedruk	Op basis van de Carbon Leakage List als gedefinieerd door de EC voor ETS Fase 4
Doorgiftemogelijkheid	Op basis van deze analyse bepalen we doorgifteaanname voor NL'se en EU'se kosten en hanteren die bij de EBITDA-analyse	

Toelichting

- Eén manier voor bedrijven om de impact van klimaatbeleid te mitigeren is door deze kosten door te rekenen aan leveranciers (*upstream*) door lagere prijzen te bedingen of aan afnemers (*downstream*) door hogere verkoopprijzen te rekenen
- De mate waarin kosten worden doorgegeven is o.a. afhankelijk van de markten waarin het betreffende bedrijf actief is en over welke marktmacht het bedrijf beschikt (zie links)
- Naast dat deze analyse inzicht biedt in het handelingsperspectief van de bedrijven, dient het ook als input voor de doorgifteaanname in de EBITDA-analyse
- Aangezien de daadwerkelijke doorgiftemogelijkheid lastig te vangen valt in een percentage, en hierover verschillende meningen bestaan, voeren we sensitiviteitsanalyses uit met variërende doorgiftepercentages (te vinden in de appendix)

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

Implementatie van verduurzamingsopties

Analyse verduurzamingsopties

Inventarisatie van verduurzamingsopties

- Welke opties hebben de bedrijven om hun productie-proces op korte en lange termijn te verduurzamen?
- Wat is het effect van deze verduurzamingsopties op het niveau van CO₂-uitstoot, elektriciteitsverbruik en gasverbruik?





Zekere verduurzamingsopties

- Welke emissiereducties en energiebesparingen leveren de zekere verduurzamingsopties op?
- Hoe beïnvloedt dit de EBITDA-ontwikkeling onder de verschillende beleidsscenario's?

Onzekere verduurzamingsopties

- Welke verduurzamingsopties zijn onzeker om te worden geïmplementeerd vanwege technische of financiële beperkingen?
- Aan welke randvoorwaarden moet worden voldaan om deze opties te implementeren?
- In welke mate is het huidige beleid toereikend in het voldoen aan deze randvoorwaarden?

Soorten randvoorwaarden geïntariseerd

-  Behoeftte aan netwerkcapaciteit
-  Behoeftte aan technische ontwikkelingen
-  Behoeftte aan waterstofvoorziening
-  Behoeftte aan vergunningen of wijzigingen in regels
-  Behoeftte aan financiële ondersteuning

Klassificaties gebruikt in het rapport

Gemodelleerd *Dit zijn de opties die zeker zullen worden geïmplementeerd zonder enige randvoorwaarden*

Implementatie wordt uitgevoerd

Niet gemodelleerd *Dit zijn opties die technisch haalbaar zijn vóór 2030, maar bepaalde randvoorwaarden voor moeten worden vervuld*

Implementatie technisch mogelijk

Niet gemodelleerd *Deze opties zijn technisch niet vóór 2030 te implementeren*



Implementatie technisch voor 2030 niet mogelijk

Toelichting

- Naast doorgifte van kosten kunnen bedrijven de impact van klimaatbeleid mitigeren door het productieproces te verduurzamen, waardoor er minder hoeft te worden betaald aan energiebelastingen en CO₂-kosten
- Per casestudie brengen we in kaart welke verduurzamingsopties het bedrijf heeft op korte en lange termijn, hoe deze het energieverbruik en CO₂-uitstoot kunnen reduceren en aan welke randvoorwaarden moet worden voldaan om deze te implementeren. We volgen hierbij de input van de bedrijven en hebben hier geen externe toets op uitgevoerd
- Verduurzamingsopties waarvan de uitvoering zeker is nemen we mee in de EBITDA-analyse
- Het kan voorkomen dat netcapaciteit een randvoorwaarden is bij gemodelleerde verduurzamingsopties, in dat geval is verwachting van het desbetreffende bedrijf dat de benodigde netcapaciteit tijdig verkregen wordt
- De randvoorwaarden van onzekere verduurzamingsopties worden geïntariseerd aan de hand van verkregen informatie van de bedrijven in de casestudies en informatie verkregen uit deskresearch (openbare bronnen en studies)
- Per randvoorwaarde reflecteren we op de toereikendheid van huidig beleid in het voldoen aan deze voorwaarden

We analyseren de impact van de ‘Jaarverplichting RFNBO’s in industrie’ en de raffinageroute kwalitatief

Jaarverplichting RFNBO’s in de industrie en raffinageroute

Maatregel	Relevant binnen deze casestudies	Toelichting	Analysemethode
<p>Jaarverplichting RFNBO’s in de industrie</p>	 <p>Yara en Nyrstar</p>	<ul style="list-style-type: none"> • De Jaarverplichting RFNBO’s in de industrie vereist een hernieuwbaar waterstofverbruik van een nog te bepalen percentage in 2030 waaraan kan worden voldaan door Hernieuwbare Waterstofeenheden Industrie (HWI’s) in te kopen of deze zelf te vergaren door hernieuwbare waterstof toe te passen • Bij de geëvalueerde casestudies is dit beleid met name van toepassing op Nyrstar en Yara, hierbij is Yara met afstand de grootste verbruiker van waterstof 	<ul style="list-style-type: none"> • Vanwege de grote onzekerheid rondom de toekomstige prijs van hernieuwbare waterstof en de verhandelbare eenheden (HWI’s/RARE’s) analyseren we de impact van deze beleidsmaatregelen kwalitatief • We analyseren hierbij in welke mate; <ul style="list-style-type: none"> – het bedrijf de technische mogelijkheid heeft om hernieuwbare waterstof toe te passen – de maatregel tot kostenstijgingen kan leiden voor de bedrijven – de kostenstijging leidt tot een concurrentienadeel en daaruit volgend mogelijk CO₂-weglek – eventueel andere ongewenste neveneffecten optreden (bijv. op verduurzamingsplannen)
<p>Raffinageroute</p>	 <p>Raffinagesector</p>	<ul style="list-style-type: none"> • De ERE-systematiek¹ (Emissiereductie Eenheden), die als doel heeft om de NL’sse mobiliteit te vergroenen, kent een aparte subverplichting voor brandstofleveranciers voor de inzet van RFNBO’s in mobiliteit. Door verkoop van RFNBO’s aan de NL’sse markt of door credits over te kopen van derde partijen kunnen ze hieraan voldoen • De raffinageroute biedt brandstofleveranciers een extra mogelijkheid om aan credits te komen; raffinaderijen krijgen voor het inzetten van RFNBO’s credits die voor het subdoel kunnen worden verhandeld en ingezet • Er komen een of meerdere correctiefactoren om ervoor te zorgen dat het aantrekkelijker blijft om direct RFNBO’s in te zetten in de verschillende sectoren; Deze correctiefactoren zorgen ervoor dat raffinage-eenheden minder meetellen voor het subdoel; bij bijv. een correctiefactor 0,25 zijn 4x meer raffinage-eenheden nodig, dan eenheden verkrijgen uit directe inzet/e-fuels om dezelfde bijdrage aan het subdoel te leveren. 	<p>»</p> <ul style="list-style-type: none"> – het bedrijf de technische mogelijkheid heeft om hernieuwbare waterstof toe te passen – de maatregel tot kostenstijgingen kan leiden voor de bedrijven – de kostenstijging leidt tot een concurrentienadeel en daaruit volgend mogelijk CO₂-weglek – eventueel andere ongewenste neveneffecten optreden (bijv. op verduurzamingsplannen)

We analyseren de implicaties van een volledige productiestop aan de hand van 5 type exit-kosten

Strategische alternatieven (exit)

5 verschillende type exit-kosten met voorbeelden

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



Strategische alternatieven

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

Interessante alternatieve investeringslocatie



Per bedrijf analyseren we wat de strategische alternatieven zijn naast het doorgeven van kosten of de verduurzaming van het productieproces, met name of een verplaatsing van productie naar buiten Nederland tot de mogelijkheden behoort en zo ja, op welke manier

Voor elke casestudie berekenen we de elektriciteitskosten in NL versus wat deze kosten zouden zijn in twee andere landen

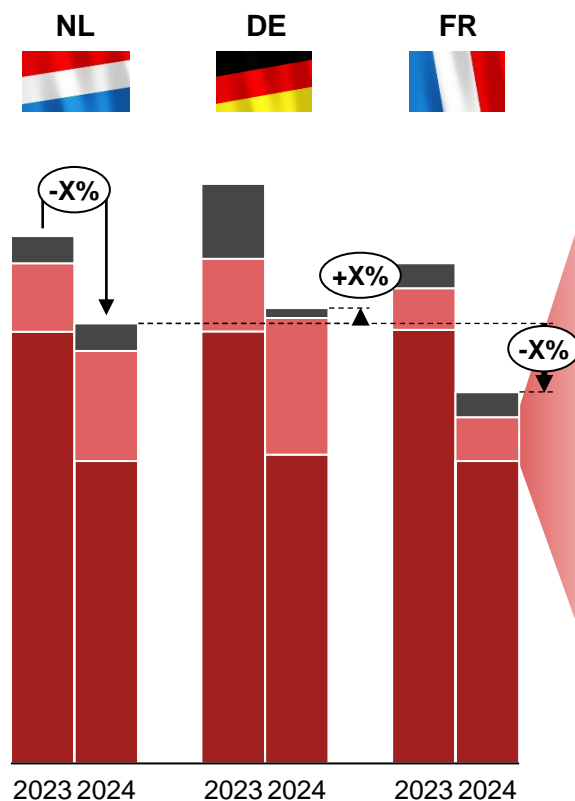
Elektriciteitskostenanalyse binnen casestudie

Ter illustratie

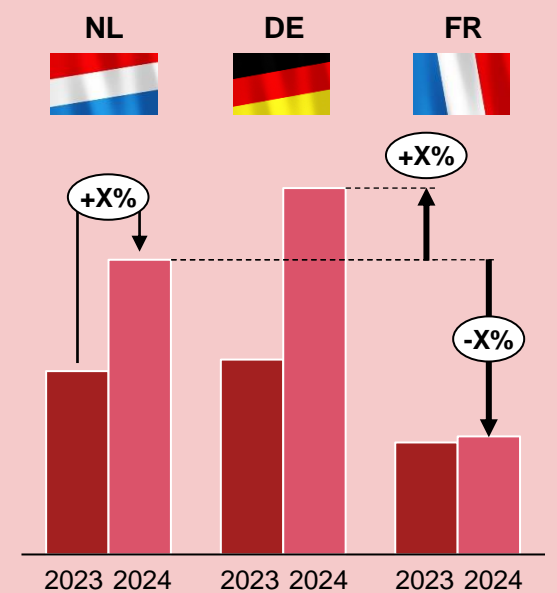
Componenten



Gebaseerd op een totaal verbruik van **XX GWh** (in €m)



Netwerkkosten deep dive (€m)
(bij netverbruik van **XX MWh**, gecontracteerd capaciteit van **XX MW** en maandelijks piekcapaciteit van **XX MW**)





















Toelichting

- Voor elke casestudie analyseren we elektriciteitskosten op de volgende manier:
 - We kwantificeren de groothandelskosten voor alle bedrijven op basis van de spotmarktprijs voor elektriciteit, i.e. zelf-opgewekte (bijv. d.m.v. een WKK) en -geconsumeerde elektriciteit kennen we de marktprijs waarde toe omdat dit de opbrengst zou zijn bij verkoop. Bij bedrijven in IKC-gerechtigde sectoren (Nyrstar en SKRP) trekken we de compensatie die zou worden verkregen in het buitenland af van de groothandelskosten.
 - Netwerkkosten berekenen we d.m.v. een bottom-up benadering o.b.v. bedrijven hun elektriciteitsprofiel (gecontracteerde capaciteit, piekvermogen, verbruik, etc.). Elke casestudie omvat een deep-dive op de verandering in NL'se netwerktarieven vis-a-vis twee andere landen (met relevantie voor de casestudie – ofwel omdat ze daar andere productielocaties hebben ofwel omdat hier concurrenten gevestigd zijn)
 - Energiebelastingtarieven worden berekend op basis van gepubliceerde belastingtarieven en vrijstellingen die van toepassing zouden zijn op de casestudie

De bedrijven opereren op internationale markten waardoor doorgifte van NL'se (en vaak EU'se) kosten beperkt mogelijk is

Kostendoorgiftemogelijkheid (1/2)

Bedrijf	Verkoop-producten	Geografische markt	Marktaandeel	Doorgifte-mogelijkheid ¹	Toelichting
	LDPE / LLDPE	Ten minste EER	~15% - ~28% NL totaal	 Beperkt  Beperkt / zeer beperkt	<ul style="list-style-type: none"> Dow concurreert veelal op <u>markten</u> die mogelijk <u>breder</u> zijn dan <u>Europa</u>, waardoor <u>kostendoorgifte</u> van Europese kosten mogelijk <u>beperkt</u> is en van Nederlandse kosten <u>zeer beperkt</u> (of geheel niet mogelijk)
	Polyether Polyolen	Ten minste EER	25-24% NL totaal		
	Benzeen	Ten minste West-Europa	20% NL totaal		
	Butadieen	Ten minste West-Europa	18% NL totaal		
	Stikstof kunstmest	Ten minste EER	~5% van Europa	 Beperkt  Beperkt / zeer beperkt	<ul style="list-style-type: none"> Yara verkoopt een groot deel buiten Europa (~40%), waar kostendoorgifte zeer beperkt is; ook binnen EU is kostendoorgifte mogelijk zeer beperkt Op termijn kan een deel v/d (nationale) CO₂-kosten mogelijk worden doorgerekend bij CO₂-verkoop; tot 2030 liggen de prijzen echter contractueel vast
	Vloeibare CO ₂	Nationaal	Onbekend		
	Testliner en golfblad	Ten minste EER	<10% EER	 Beperkt  Geen / zeer beperkt	<ul style="list-style-type: none"> SKRP concurreert op <u>markten</u> die mogelijk <u>breder</u> zijn dan <u>Europa</u>, waardoor <u>kostendoorgifte</u> van Europese kosten mogelijk <u>beperkt</u> is en van Nederlandse kosten <u>zeer beperkt</u> (of geheel niet mogelijk)
	Pulp, papier en karton	Ten minste EER	<10% EER		
	Zink	Ten minste EER	10-15% EER	 Beperkt  Beperkt / zeer beperkt	<ul style="list-style-type: none"> De <u>prijs van zink</u> wordt bepaald op de <u>London Metal Exchange (LME)</u> waardoor <u>kostendoorgifte onwaarschijnlijk</u> is; mogelijk dat <u>Europese kosten</u> in <u>enige mate</u> kunnen worden <u>doorgerekend</u> o.b.v. regionale premia
	Gevelstenen	Regionaal	Onbekend	 Beperkt  Beperkt / zeer beperkt	<ul style="list-style-type: none"> Op basis van geografische markt is <u>doorrekening</u> van <u>Europese kosten</u> (en voor straatstenen mogelijk ook Nederlandse) <u>waarschijnlijk</u> <u>Kostendoorgifte</u> wordt echter <u>beperkt</u> doordat bakstenen <u>gesubstitueerd</u> kunnen worden door <u>betonproducten</u> welke minder CO₂- en gas-intensief zijn
	Straatstenen	Ten minste nationaal	Onbekend		
	Aardappelzetmeel	EER	~5% Europees zetmeel	 Beperkt  Beperkt / zeer beperkt	<ul style="list-style-type: none"> Avebe verkoopt een groot deel van haar productie <u>buiten Europa</u> (~40%), waar <u>kostendoorgifte</u> op dit deel v/d sales <u>zeer beperkt</u> is <u>Binnen Europa</u> is <u>kostendoorgifte</u> van EU'se kosten <u>waarschijnlijk</u> maar van NL'se kosten waarschijnlijk <u>zeer beperkt</u>
	Aardappeleiwitten	Ten minste EER	~10%		
	Aardappelvezels	Ten minste nationaal	<1% Aardappelvezels		

Geografische markt: Nationaal (Mogelijk) Europees (Mogelijk) intercontinentaal Marktaandeel: >20% 10% – 20% <10%

1) De gehanteerde doorgifte-aanname zijn: Dow (EU: 50%, NL: 0%), Yara (EU: 50%, NL: 0%), SKRP (EU: 50%, NL: 0%), Nyrstar (EU: 50%, NL: 0%), Vandersanden (EU: 50%, NL: 0% (gevel) en 50% (straat)), Avebe (EU: 50%, NL: 0%).

De bedrijven opereren op internationale markten waardoor doorgifte van NL'se (en vaak EU'se) kosten beperkt mogelijk is

Kostendoorgiftemogelijkheid (2/2)

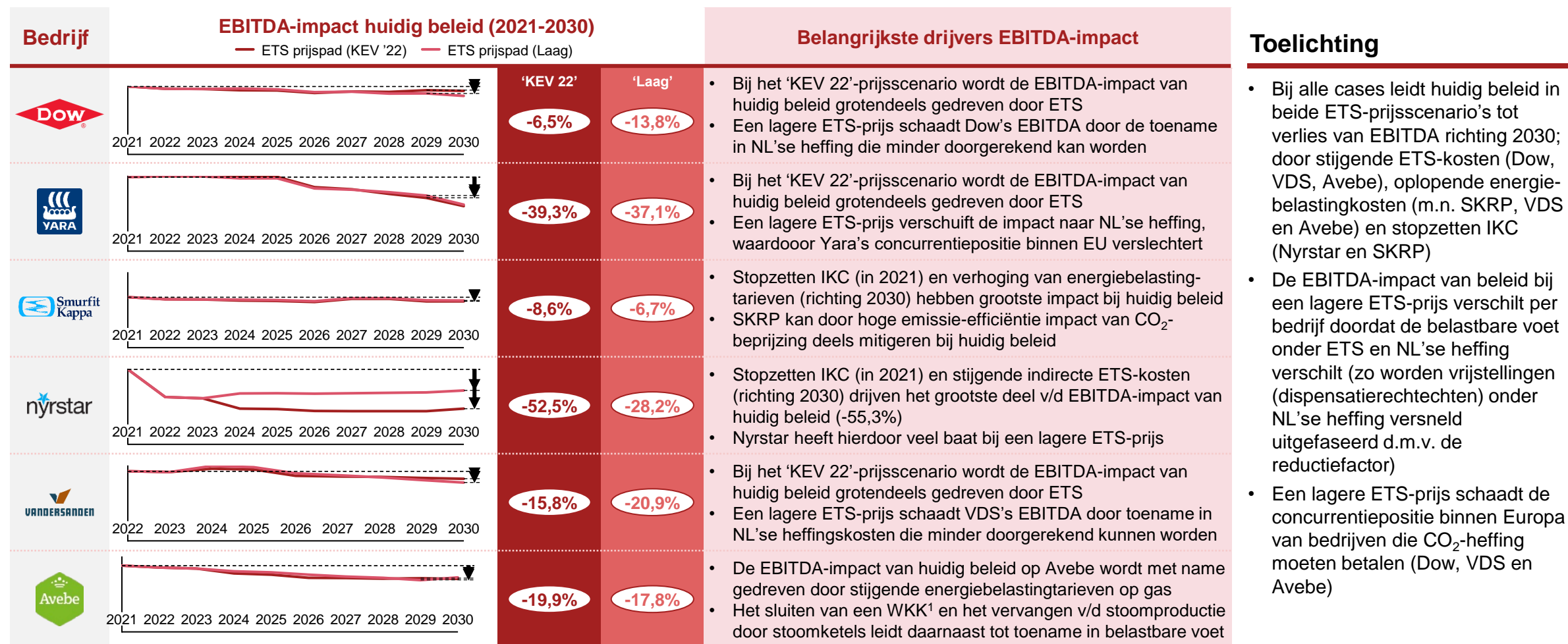
Bedrijf	Verkoop-producten	Geografische markt	Marktaandeel	Doorgifte-mogelijkheid ¹	Toelichting
Raffinage Sector	LPG	Ten minste EER	~10% EU ~1% wereld	 Beperkt/mogelijk  Geen / zeer beperkt	<ul style="list-style-type: none"> Nederlandse raffinaderijen hebben een <u>beperkt marktaandeel</u> binnen de markt voor raffinageproducten die veelal Europees is waardoor hun <u>marktmacht klein</u> is en het aannemelijk is dat <u>downstream doorgiftemogelijkheid</u> van Europese kosten beperkt is en van Nederlandse kosten (m.n. energiebelasting en CO₂-heffing) zeer beperkt is
	Benzine	EER			
	Nafta	West-Europa			
	Kerosine	EER			
	Dieselolie	EER			
	stookolie	EER			

Geografische markt: ■ Nationaal ■ (Mogelijk) Europees ■ (Mogelijk) intercontinentaal Marktaandeel: ■ >20% ■ 10% – 20% ■ <10%

1) De gehanteerde doorgifte-aanname zijn: Dow (EU: 50%, NL: 0%), Yara (EU: 50%, NL: 0%), SKRP (EU: 50%, NL: 0%), Nyrstar (EU: 50%, NL: 0%), Vandersanden (EU: 50%, NL: 0% (gevel) en 50% (straat)), Avebe (EU: 50%, NL: 0%).


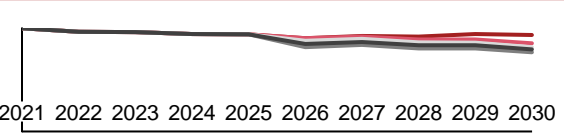

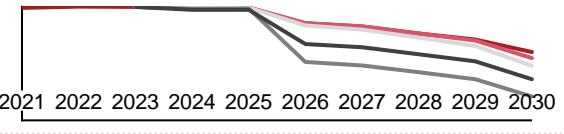

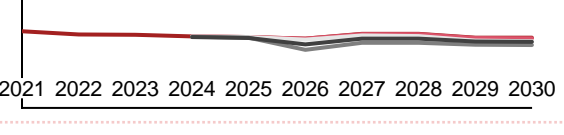

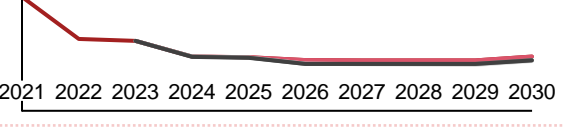

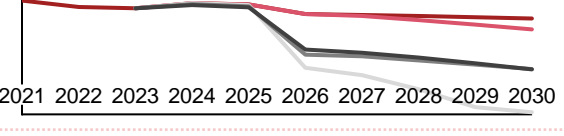

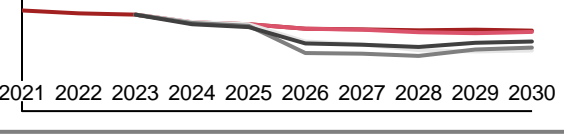
Huidig beleid leidt voor alle bedrijven tot winstverlaging tot 2030; de impact van een lagere ETS-prijs verschilt

EBITDA-impact huidig beleid



De impact van aanvullend beleid varieert per bedrijf maar leidt in vrijwel alle gevallen tot een verhoogd risico op CO₂-weglek

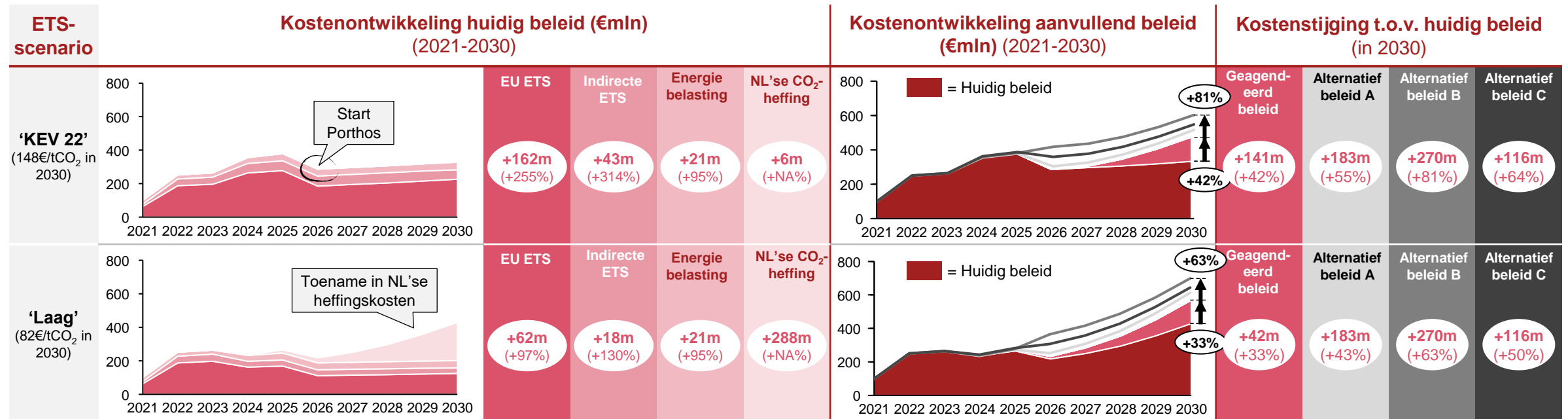
EBITDA-impact geagendeerd en alternatief beleid

Bedrijf	EBITDA-impact (2021-2030)					EBITDA-impact in 2030 aanvullend beleid ¹				Belangrijkste drijvers voor EBITDA-impact
	— Huidig beleid — Geagendeerd beleid — Alternatief beleid A — Alternatief beleid B — Alternatief beleid C					Geagendeerd	Alternatief A	Alternatief B	Alternatief C	
						-8,7%	-12,5%	-17,9%	-14,8%	<ul style="list-style-type: none"> Dow is relatief <u>emissie-intensief</u>, waardoor aanscherping van de <u>nationale CO₂-heffing</u> een relatief grote EBITDA-impact heeft (-8,7%) Het <u>beperken</u> van de <u>WKK-vrijstelling</u> in combinatie met het <u>verhogen</u> van de <u>belastingtarieven</u> heeft negatieve <u>EBITDA-impact</u> op Dow (-4 tot -9%)
						-8,9%	-19,9%	-65,1%	-39,6%	<ul style="list-style-type: none"> Yara is relatief emissie-intensief, waardoor aanscherping van de nationale CO₂-heffing een relatief grote EBITDA-impact heeft (-8,9%) Kunstmestproductie is zeer gas-intensief, waardoor aanscherping van energiebelastingtarieven Yara's EBITDA flink kan reduceren (-20% tot -65%)
						-0,9%	-4,9%	-10,2%	-5,8%	<ul style="list-style-type: none"> Door <u>hoge emissie-efficiëntie</u> heeft SKRP naar verwachting een grote hoeveelheid <u>dispensatierechten</u> in 2030 waardoor zij <u>weinig NL'se heffing</u> hoeft te betalen en aanscherping <u>relatief beperkte impact</u> heeft³ <u>Verhogen</u> van de <u>energiebelastingtarieven</u> leidt tot -4% tot -9% <u>EBITDA-verlies</u>
						0,0% ³	-8,3%	-6,5%	-6,6%	<ul style="list-style-type: none"> Doordat zink wordt geproduceerd d.m.v. elektrolyse en <u>zinkproducenten vrijstellingen</u> ontvangen o.b.v. de <u>'warmte-benchmark'</u>, ontvangen alle zinkproducenten een ruim <u>overschot aan vrijstellingen</u>³ <u>Vervallen metallurgische vrijstelling</u> leidt tot -7 tot -8% <u>EBITDA-verlies</u>
						-11,3%	-97,8%	-52,8%	-53,0%	<ul style="list-style-type: none"> Vandersanden is relatief <u>emissie-intensief</u> (t.o.v. productbenchmark) waardoor aanscherping van de <u>NL'se heffing</u> relatief veel impact heeft (-11,3%) <u>Combinatie</u> van <u>afschaffen mineralogische vrijstelling</u> en <u>verhogen belastingtarieven</u> op gas kan Vandersanden's <u>EBITDA enorm reduceren</u> (tot -97,8%)
						-1,6%	-24,9%	-21,3%	-13,7%	<ul style="list-style-type: none"> Avebe kan <u>impact van CO₂-beprijzing</u> <u>grotendeels mitigeren</u> door het sluiten van de <u>WKK²</u>, waardoor impact aanscherping <u>CO₂-heffing</u> beperkt is (-1,6%) Zetmeelproductie is een <u>gasintensief proces</u> waardoor het <u>verhogen</u> van de <u>energiebelastingtarieven</u> leidt tot -14% tot -25% <u>EBITDA-verlies</u>

1) EBITDA-impact van geagendeerd en alternatief beleidsscenario's in 2030 t.o.v. huidig beleid bij het KEV '22 ETS-prijsscenario, ceteris paribus; 2) Bij alternatief beleid vervalt de vrijstelling van EB op stroom opgewekt door een WKK, door het sluiten van de WKK wordt de impact hiervan gemitigeerd; 3) Vanwege de onzekerheid rondom de marktprijs van dispensatierechten modelleren we de verkoop van rechten niet.

De kostenontwikkeling van raffinaderijen is afhankelijk van de ETS-prijs en stijgt bij aanvullend beleid extra (tot +81%)







Kostenontwikkeling raffinaderijen



Drijvers	Belangrijkste drijvers kostenontwikkeling (2021-2030)
	<ul style="list-style-type: none"> De kosten zijn tussen 2021 en 2022 flink gestegen door een stijging van de ETS-prijs van ~€27/tCO₂ naar ~€79/tCO₂ In 2026 dalen de CO₂-kosten in beide scenario's door verduurzaming (m.n. Porthos)) De kostenontwikkeling na 2026 is afhankelijk van de ETS-prijs. In het 'KEV 22'-scenario wordt vrijwel geen NL'se heffing betaald en is de kostenstijging voornamelijk het gevolg van oplopende ETS-kosten (door een stijgende prijs en uitfaserende vrijstellingen) Bij een lage ETS-prijsscenario stijgen de NL'se heffingskosten substantieel. Ook de totale kosten nemen hierbij toe omdat onder NL'se heffing minder vrijstellingen (dispensatierechten) worden vergeven dan onder EU ETS door de reductiefactor
	<ul style="list-style-type: none"> Bij het geagendeerde en alternatieve beleidsscenario is er een extra kostenstijging t.o.v. huidig beleid (tot +81% in 2030) als gevolg van een hogere CO₂-heffingsprijs (geagendeerd beleid), verhoogde energiebelastingtarieven en het beperken van de WKK-vrijstelling (alternatief beleid) De kostenverhogingen als gevolg van geagendeerd en alternatief beleid zijn onafhankelijk van het gebruikte ETS-prijsscenario, maar de relatieve stijging verschilt omdat de totale kosten van het huidige beleid in beide scenario's

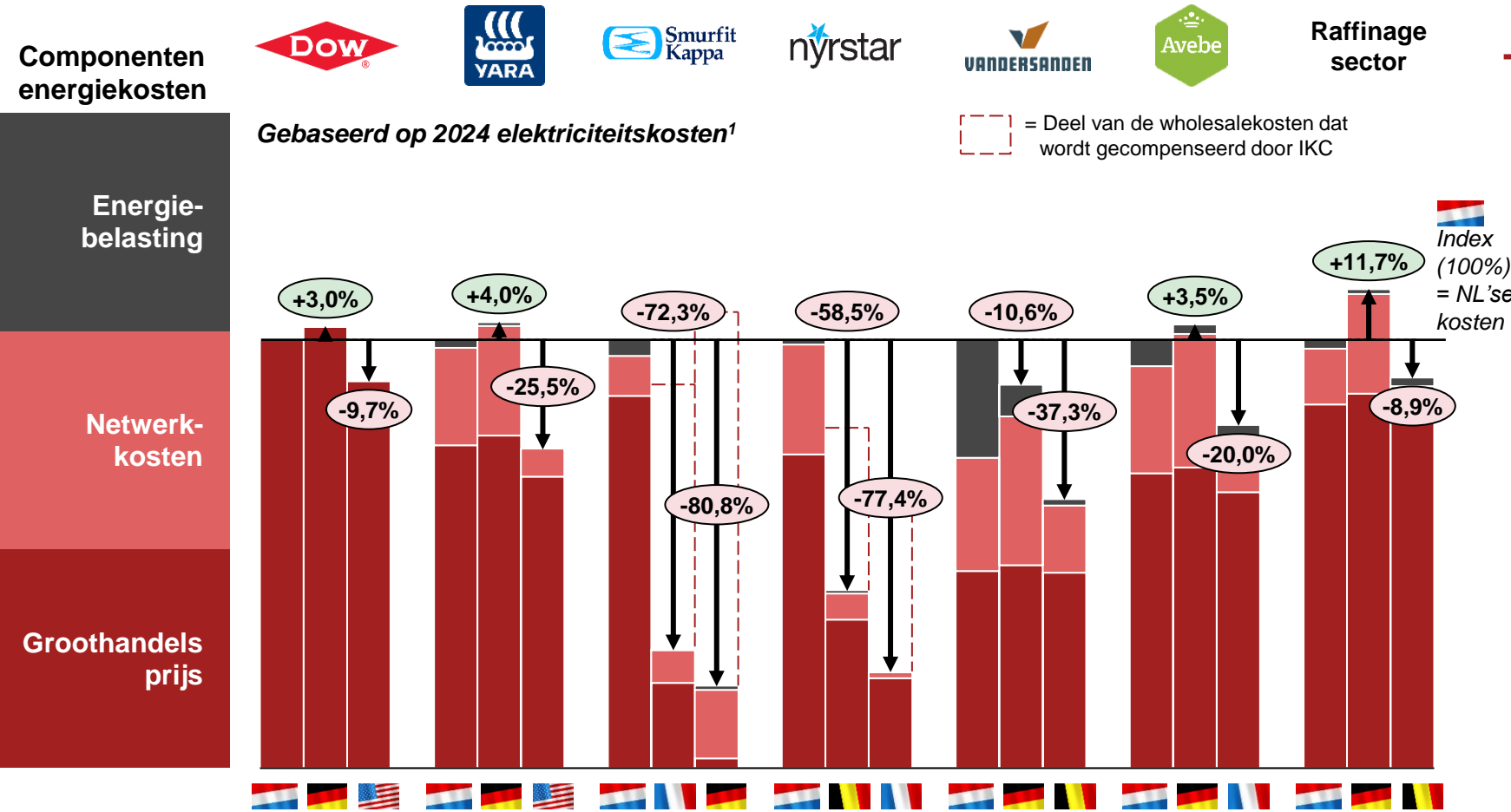
De bedrijven geven aan beperkt (extra) verwachten te verduurzamen tot 2030; lange termijn opties kennen aanzienlijke randvoorwaarden

Verduurzamingsopties en kostendoorgiftemogelijkheid

Bedrijf	Verduurzamingsopties voor 2030	Technisch mogelijke extra verduurzamingsopties voor 2030	Randvoorwaarden ¹	Potentiële verduurzamingsopties na 2030	Randvoorwaarden voor opties na 2030 ¹
	<ul style="list-style-type: none"> Vervanging gasturbines van krakers met e-drives (-0,2Mt; -6%) 	<ul style="list-style-type: none"> Blauwe waterstofproductie en toepassing (-2,4Mt, -40,5%) 	<ul style="list-style-type: none"> Stikstofvergunning Financiële ondersteuning Extra netcapaciteit 	<ul style="list-style-type: none"> Elektrificatie krakers (-2,1Mt) 	<ul style="list-style-type: none"> Stikstofvergunning Financiële ondersteuning Extra netcapaciteit
	<ul style="list-style-type: none"> CCS (-0,8Mt; -24%) Proces-optimalisatie (-0,1Mt; -3%) 	<ul style="list-style-type: none"> Toepassen groene waterstof via backbone (-223kt) 	<ul style="list-style-type: none"> Waterstofinfrastructuur Beschikbare en betaalbare waterstof 	<ul style="list-style-type: none"> Groene ammoniakproductie 	<ul style="list-style-type: none"> Financiële ondersteuning Beschikbare groene waterstof (en infrastructuur)
	<ul style="list-style-type: none"> Vervangen boilers door 1 E-boilers (-23kt; -15%) Procesoptimalisatie (-10kt; -7%) 	<ul style="list-style-type: none"> Implementatie tweede e-boiler (-23kt; -15%) Vervanging lijmpers voor filmpers (-9,6kt; -6%) 	<ul style="list-style-type: none"> SDE++ voor tweede e-boiler Financiële ondersteuning voor capex filmpers 	<ul style="list-style-type: none"> Volledige elektrificatie (-92,3kt) 	<ul style="list-style-type: none"> Extra netcapaciteit Financiële ondersteuning
	<ul style="list-style-type: none"> Stoomturbine (geen CO₂ reductie) 	<ul style="list-style-type: none"> Uitbreiding zonneveld (geen CO₂ reductie) 	<ul style="list-style-type: none"> Financiële ondersteuning voor capex 	<ul style="list-style-type: none"> Virtuele batterij (geen CO₂ reductie) Proces optimalisatie (geen CO₂ reductie) 	<ul style="list-style-type: none"> Extra netcapaciteit Financiële ondersteuning Tijdsgedifferentieerde nettarieven
	<ul style="list-style-type: none"> Dematerialiseren (-9,5kt; -11%) Procesoptimalisatie (-6,4kt; -7%) 	<ul style="list-style-type: none"> Gedeeltelijk elektrificatie van de drogers (-7,6kt; -8,5%) 	<ul style="list-style-type: none"> Extra netcapaciteit Financiële ondersteuning Technologische ontwikkeling 	<ul style="list-style-type: none"> Groene waterstof (-71,2kt) CCS/CCU (-88,9kt) 'Pirrouet' CO₂ negatieve baksteen (-99,6kt) Elektrificatie drogers (-19,1kt) 	<ul style="list-style-type: none"> Waterstof/CCS infrastructuur Financiële ondersteuning
	<ul style="list-style-type: none"> Sluiten van WKK (-35kt; -17%) Procesoptimalisatie (-17,6kt; -8%) 	<ul style="list-style-type: none"> Warmtenet zetmeel derivaten (-2,7kt; -1%) 	<ul style="list-style-type: none"> Financiële ondersteuning 	<ul style="list-style-type: none"> 100% stoomproductie uit e-boilers (-80kt) Sluiten van WKK (-35kt) 	<ul style="list-style-type: none"> Extra netcapaciteit Financiële ondersteuning
Raffinage Sector	<ul style="list-style-type: none"> Porthos (Shell & ExxonMobil) (-1,5Mt; -15%) <p>Gemodelleerd</p>	<ul style="list-style-type: none"> Additionele CCS (Aramis) Toepassing blauwe waterstof Toepassing groene waterstof 	<ul style="list-style-type: none"> Doorgang Aramis Financiële ondersteuning (Infrastructuur voor) groene waterstof 	<ul style="list-style-type: none"> Grootschalige elektrificatie van fornuizen/krakers 	<ul style="list-style-type: none"> Voldoende netcapaciteit en beschikbaarheid van groene stroom

De winstimpact van beleid vindt plaats in een context waarin de bedrijven relatief hoge elektriciteitskosten hebben

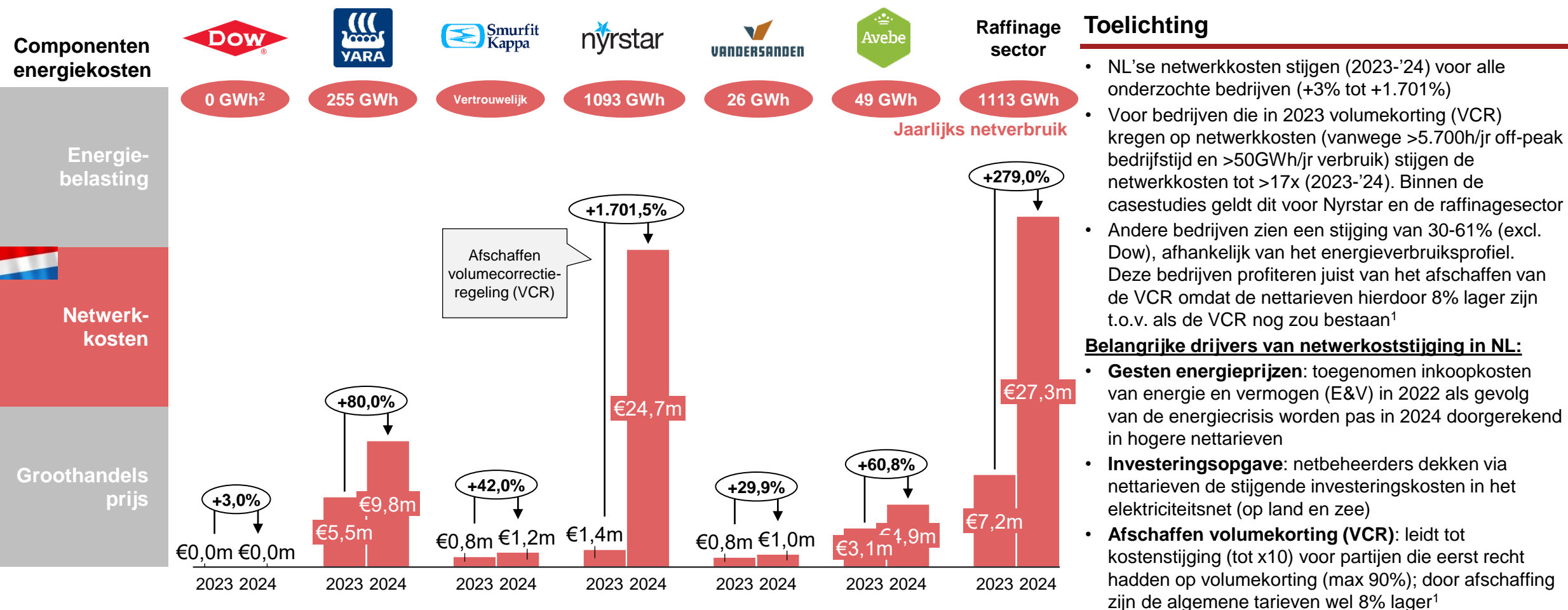
Internationale vergelijking elektriciteitskosten



1) Elektriciteitskosten o.b.v. groothandelsprijzen, netwerk- en belastingtarieven in 2024 op basis van 10-jaars gemiddelde elektriciteitsverbruik (m.u.v. raffinage welke o.b.v. een 5-jaars gemiddelde is)

De NL'se netwerkkosten stijgen aanzienlijk vanwege gestegen energieprijzen, grote investeringskosten en afschaffing VCR

Ontwikkeling NL'se netwerkkosten ('23-'24)



1) TenneT (2023) ([link](#)); 2) Dow heeft in de huidige opstelling van de installatie zeer lage netwerkkosten door dat zij bijna al haar elektriciteit ontvangt van de ELSTA WKK op locatie

2.1

Casestudie: Dow Terneuzen

Sector: Basischemie

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

Bedrijfsprofiel



Bedrijfsprofiel



Moederbedrijf:

Omzet:
€ 41,2 mld (2023)³

EBIT:
€ 2,57 mld (2023)³

Hoofdkantoor en # productielocaties

- Hoofdkantoor in Midland, Michigan VS
- 104 productielocaties

Belangrijkste verkoopproducten

- Ethyleen Oxide
- Polyethyleen
- Polyolen
- Polyglycolen



Profiel Fabrik Terneuzen



Dow
Terneuzen

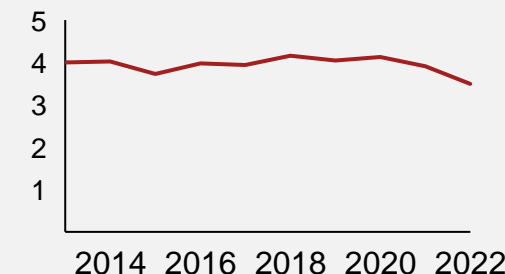
Cijfers (2023)

- **Werknemers:** 3.880
- **Omzet:** € 1.067mln

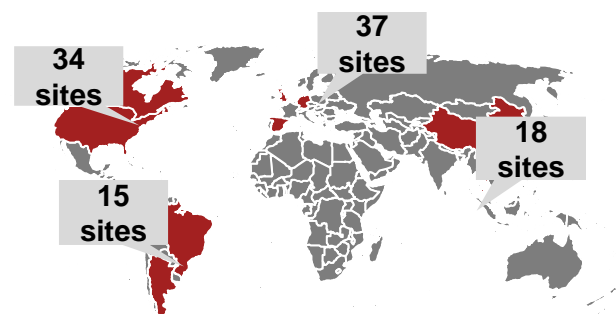
Emissies & productiecapaciteit (2020)¹

Kraken: niet openbaar
Ethyleenoxide: niet openbaar
Totale productiecapaciteit: 5,67 Mt per jaar⁴

Emissies (Mt CO₂ equivalent)²



Mondiale activiteiten moederbedrijf



Landen met productiefaciliteiten

- Dow heeft productie locaties in **31 landen** wereldwijd
- Investeert in Canada in 's werelds **eerste net-zero ethyleen kraker**
- Investeert in het gebruik van **groene energie** en is **leider** hierin binnen de **chemische industrie**
- Investeert in het **recyclen** van lastig te recyclen **plastics** in de VS



Activiteiten in Nederland



Dow
Terneuzen



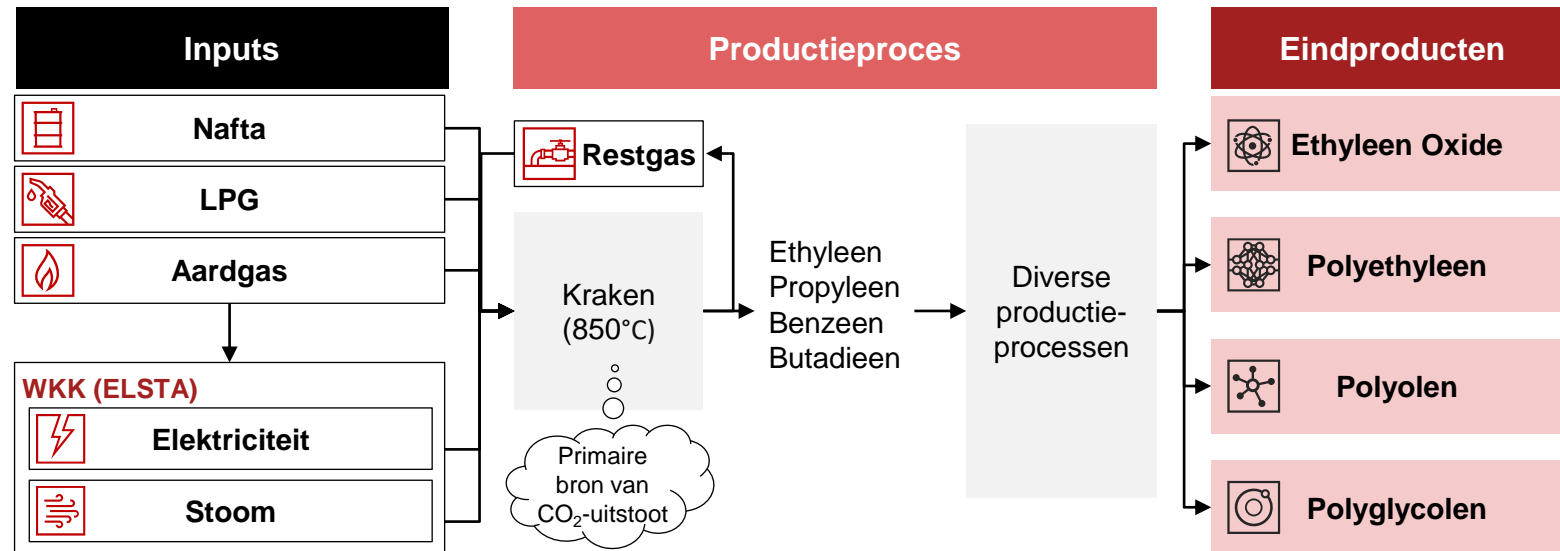
Belangrijke kenmerken:

- Dow produceert **chemische halffabrikaten** die o.a. de basis vormen voor plastic
- De productielocatie in Terneuzen bestaat uit 16 fabrieken en is daarmee de op **één na grootste productielocatie van Dow ter wereld**
- Een gedeelte van de producten worden getransporteerd naar andere productielocaties van Dow, het **merendeel (85%) wordt geëxporteerd** naar het buitenland

Bron: Strategy& analyse; Management informatie Dow; 1) Emissie per ton product verschilt per type product; 2) Gerapporteerde emissies van Dow Benelux B.V. bij NEA, hieronder vallen ook de emissies van derde partijen op de productielocatie van Dow en van de WKK ELSTA; 3) Dow 2023 Annual report ([link](#)); omrekenfactor USD naar EURO: 0,9243; 4) O.b.v. productiecapaciteit en emissies relevante fabrieken, Midden project: Decarbonisation options for large volume organic chemicals production Dow Terneuzen (2022), PBL ([Link](#))

In Terneuzen produceert Dow kunststoffen en industriële half-fabricaten – tijdens het kraken komt de meeste CO₂ vrij

Procesbeschrijving



Toelichting

- In Terneuzen **produceert** Dow **kunststoffen** en industriële **halfabricaten**
- Terneuzen is een zogenoemde **geïntegreerde site** waarbij **drie krakers**, Nafta en LPG tot ethyleen, propyleen, butadieen en benzeen verwerken
- Deze **inputs** worden grotendeels gebruikt bij de **productie** van **Ethyleen Oxide, polyethyleen, polyolen** en **polyglycolen** - een kleiner deel wordt direct verkocht (**ethyleen**)
- Dow **verkoopt utiliteiten** aan de geïntegreerde productiefaciliteiten van **Trinseo** waar polymeren worden geproduceerd

Verbruik en efficiëntie van het proces

Elektriciteits verbruik (10-j Gem.)	Gem. 814,8 GWh per jaar	Energie efficiëntie (2021)²	Elektriciteit: 88 kWh per ton product Gas: 248 m3 per ton product
Gasverbruik (10-j Gem.)	Gem. 2.289 mln m3 per jaar	CO₂ efficiëntie (2020)¹	Kraken: niet openbaar Ethyleenoxide: niet openbaar

Bron: Strategy& analyse; Management informatie Dow 1) EU ETS benchmarks 2021 – 2025 (Link): Stoomkraken 0,681 ton CO₂/ton product & Ethyleenoxide 0,389 ton CO₂/ton product 2) Meest recente jaar met normale productievolumes;

Dow Benelux heeft upstream geen en downstream (zeer) beperkte mogelijkheid tot kostendoorrekening

Doorgiftemogelijkheid

	Inputs (upstream)			Eindproducten (downstream)						
	Nafta	LPG	Aardgas	LLDPE	LDPE	Benzeen	Butadien	Polyether polyolen	Elektriciteit (ELSTA) ¹⁰	
Geografische markt	EER	≥ Ten minste EER ¹¹	Tenminste Noordwest Europees ⁵	≥ Ten minste EER ¹	≥ Ten minste EER ¹	Min. West-Europa ²	Min. West-Europa ²	≥ Ten minste EER ³	Centraal West-Europees ¹²	
Marktaandeel⁷	8% ⁴	6% ⁴	<1% ⁴	~28% (NL totaal) ⁸	~15% (NL totaal) ⁸	20% (NL totaal) ⁸	18% (NL totaal) ⁸	25-43% (NL totaal) ⁹	<1%	
Prijszetting	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Dow geeft aan alle producten te verkopen tegen marktprijzen die Europees/wereldwijd worden bepaald en daardoor niet in staat te zijn eigen prijzen te zetten					Commodity pricing (geen prijszetting)	
Carbon Leakage List (EC)										
Doorgifte-mogelijkheid	NL'se kosten	Geen	Geen	Geen	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Zeer waarschijnlijk
	EU'se kosten	Geen	Geen	Geen	Beperkt	Beperkt	Waarschijnlijk	Waarschijnlijk	Beperkt ⁶	Zeer waarschijnlijk

Toelichting⁴

- Aangezien Dow's **inputs** worden ingekocht op **commodity-markets**, waarbij individuele afnemers geen impact hebben op prijzen is er **geen upstream doorgiftemogelijkheid**
- Alle **producten** van Dow worden verkocht tegen **Europese-/wereldmarktprijzen**, waardoor het onaannemelijk is dat **NL'se kosten** kunnen worden **doorgegeven**
- Kostendoorgifte** is ook niet **aannemelijk** voor producten die aan andere Dow locaties worden verkocht, omdat dit leidt tot **margeverlies** op het **eindproduct**
- Sinds de sluiting van Olin en de styreenfabriek van Trinseo verkoopt Dow **vrijwel geen tussenproducten** meer aan geïntegreerde partijen, waardoor hier geen kostendoorgifte mogelijk is









Gehanteerde aannames



Source: Strategy& Analysis; 1) EC M.1671; 2) EC M.2345; 3) EC M.1796 4) Interview & management informatie Dow; 5) OECD Session II: Market Definition in the gas Sector DAF/COMP/LACF(2022); 6) Doorgiftemogelijkheid aanname voor polyether en polyolen kan conservatief zijn voor EU ETS kosten, vanwege het gedifferentieerde karakter van de producten en het relatief hoge marktaandeel van Dow ; 7) Marktaandelen van NL'se industrie zijn berekend op basis van aangesloten capaciteit; 8) Max. Strategy& marktaandeel berekend o.b.v. capaciteit NL ([Link](#)) t.o.v. consumptie EU15 + NOR (Petrochemicals Europe, 2020); 9) Polyolen capaciteit NL t.o.v. EU consumptie polyether polyolen, ondergrens: alleen Dow produceert polyether polyolen, overige capaciteit wordt gebruikt voor polyester polyolen, bovengrens; capaciteit NL 100% voor polyether polyolen (0% voor polyester polyolen); 10) Voor verkochte elektriciteit van ELSTA aan het net wordt aangenomen dat 100% van de EU ETS kosten doorgerekend kunnen worden. In de praktijk wordt de prijs voor stroom steeds vaker gezet door niet-fossiele bronnen waardoor 100% kostendoorgifte niet altijd mogelijk is; 11) EC M.7649; 12) Wholesale regio op basis van EC Quarterly Electricity Market Report: AT, BE, FR, DE, LX, NL, CH;

Op korte termijn heeft Dow beperkt verduurzamingsopties; lange termijn kennen opties aanzienlijke randvoorwaarden

Verduurzamingsopties

Verduurzamingsopties (niet uitputtend) ⁴						Randvoorwaarden		
Optie	Omschrijving	CO ₂ ³	Gas	Elektr.	CAPEX	Randvoorwaarden	Reflectie	Implementatie Gemodelleerd
Vervanging gasturbines van krakers met e-drives	Als 1e stap in de elektrificatie van de krakers kan Dow de huidige gasturbines vervangen met e-drives	-0,2Mt (-5,8%)	-5,7%	+49,1%	Laag	 <i>Voldoende netcapaciteit</i>	<ul style="list-style-type: none"> Capaciteitsuitbreiding vereist voor een hogere piek aansluiting (in overleg met netwerkbeheerder) Dow verwacht dat dit tijdig wordt gerealiseerd 	Geleidelijke implementatie tussen 2027 en 2029
Waterstof-productie uit restgassen i.c.m. CCS	Dow kan uitstoot verlagen door waterstof en CO ₂ te produceren uit restgassen, de waterstof in te zetten voor de kraker en CCS	-1,4Mt (-40,5%)	+5,7%	+98,2%	Hoog	 <i>Stikstof (NOx)-vergunning¹</i>	<ul style="list-style-type: none"> H₂ verbranding reduceert de rookgasvolumes, niet de NOx emissies, waardoor relatieve verhouding NOx toeneemt en wettelijke maximum overschrijft 	Implementatie onwaarschijnlijk voor 2030
						 <i>Financiële ondersteuning</i>	<ul style="list-style-type: none"> SDE++ dekt volgens Dow niet benodigde CAPEX⁷ Maatwerk kan hier mogelijk in voorzien, maar NOx gerelateerde vergunning veroorzaakt vertraging¹ 	
						 <i>Voldoende netcapaciteit</i>	<ul style="list-style-type: none"> Voldoende netcapaciteit is vereist vanwege grote toename in elektriciteitsverbruik 	
Inzet H2 op ELSTA	Dow kan uitstoot verlagen door inzet van waterstof in de WKK (ELSTA)	-1,0Mt (-29,0%)	Minimaal	N.v.t.	Laag	 <i>Financiële ondersteuning</i>	<ul style="list-style-type: none"> Compensatie kosten verschil gas t.o.v. H₂ Subsidie voor turbine H₂ modificatie vereist 	Implementatie onwaarschijnlijk voor 2030 ^{5,6}
						 <i>Toegang tot waterstof</i>	<ul style="list-style-type: none"> Aansluiting vereist met de waterstof backbone en voldoende capaciteit voor H₂-vraag 	
Elektrificatie van de krakers	Op termijn (na 2030) wil Dow de gehele kraker elektrificeren, echter is deze technologie nog in ontwikkeling	-0,7Mt per kraker (-20,3%)	-18,9%	+490,1%	Middel (per kraker)	 <i>Technologische ontwikkeling</i>	<ul style="list-style-type: none"> Elektrisch kraken is nog in ontwikkeling Niet verwacht voor 2030 	Geen implementatie voor 2030
						 <i>Voldoende netcapaciteit</i>	<ul style="list-style-type: none"> Uitbreiding capaciteit voor een 380 kV aansluiting en voldoende betaalbare elektriciteit vereist 	

Capex van verduurzamingsoptie: Laag: 0-100 mln Middel: 100-500 mln Hoog: 500+ mln

Implementatie: ■ Verduurzamingsoptie voor 2030 ■ Technisch mogelijke optie voor 2030 maar kent randvoorwaarden ■ Potentiële verduurzamingsopties na 2030

Bron: Strategy& analyse; Management informatie Dow; 1) Huidige regelgeving is gebaseerd op NOx-concentratie in rookgassen, welke zullen toenemen bij waterstofverbranding als NOx hoeveelheden niet veranderen terwijl rookgasvolumes dalen na Strategy&implementatie. Wanneer er aanpassingen worden gedaan aan bestaande installaties wordt bovendien de Nox limiet voor nieuwe installaties opgelegd waardoor niet mogelijk is om daar aan te voldoen zonder hoge kosten; 3) Relatieve vermindering t.o.v. tien jaar gemiddelde van Dow Terneuzen; 4) Sommige verduurzamingsopties overlappen deels waardoor cijfers niet zondermeer opgeteld kunnen worden; 5) Voor deze optie geldt ook dat de stikstof-vergunning een randvoorwaarde is; 6) Dit heeft betrekking op de H₂ productie uit de restgassen i.c.m. CCS; 7) SDE++ dekt het voor-verbranding CCS gedeelte maar niet de CAPEX voor de krakers, infrastructuur en kade modificaties, ook wordt de OPEX niet gedekt

Bij huidig beleid daalt Dow's winst met -7%, verdere aanscherpingen kunnen leiden tot een extra daling van -9/-18%

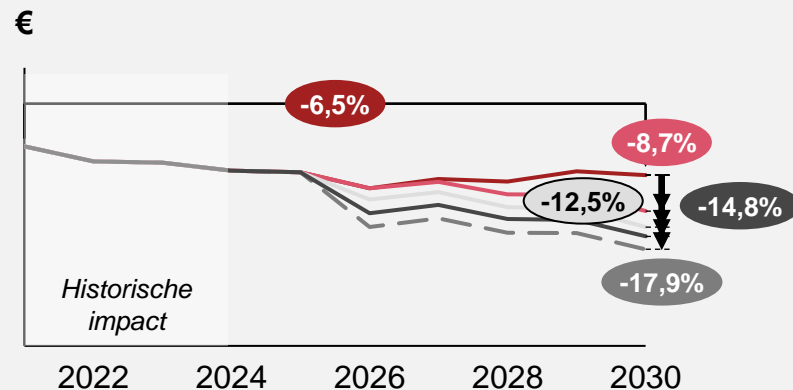
EBITDA-impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA



Bij 50% EU kostendoorgifte en 0% NL kostendoorgifte

— Huidig beleid — Alternatief beleid B
 — Geagendeerd beleid — Alternatief beleid C
 — Alternatief beleid A



Methodologische reflecties

- De winstimpact van ETS is afhankelijk van de aanname dat 50% kan worden doorgerekend aan afnemers
- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt v/d analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus

Beleidsinstrument	Impact (%)
EU ETS	- 9,5%
Nationale CO ₂ -heffing	- 0,3%
Energiebelasting	- 0,2%
Indirecte ETS kosten	- 0,8%
OPEX nieuwe investeringen	+ 4,4%
Totaal (& excl. OPEX)	- 6,5% (-10,9%)

EBITDA-impact per beleidsmaatregel aanvullend beleid in 2030 t.o.v. huidig beleid

Beleidsmaatregel	Impact (%)	
Geagendeerd beleid	Aanscherping CO₂-heffingsprijs (totaal) - 8,7%	
Alternatief beleid	A	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 3,9%
	Totaal (incl. geagendeerd)	- 12,5%
	B	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 9,3%
Totaal (incl. geagendeerd)	- 17,9%	
C	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 6,1%	
Totaal (incl. geagendeerd)	- 14,8%	

Belangrijkste drijvers

- Dow's EBITDA **zakt** bij **huidig beleid** (-6,5%) tussen 2021 en 2030, ceteris paribus
- De EBITDA van Dow staat bij **geagendeerd beleid** onder toenemende druk door aanscherping van de **CO₂-heffing (-8,7%)**
- De EBITDA van Dow zal verder **negatief** beïnvloed worden door **aanscherpingen** aan de **EB (-3,9% tot -9,3%)** zoals beoogd in **alternatief beleid** (beperking WKK-vrijstelling en verhoging EB-tarieven)

Bij een lage ETS-prijs neemt de impact van huidig beleid toe (tot -14%) door toegenomen NL'se-heffingskosten (-13%)

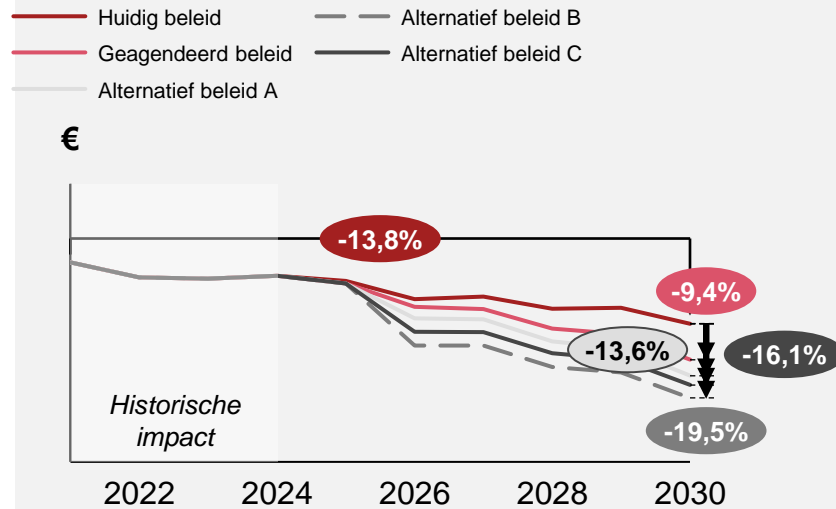
EBITDA-impact

Lage ETS-prijs scenario

Impact klimaatbeleid op EBITDA



Bij 50% EU kostendoorgifte en 0% NL kostendoorgifte



EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus

Beleidsinstrument	Impact (%)
EU ETS	- 4,5%
Nationale CO ₂ -heffing	- 13,1%
Energiebelasting	- 0,2%
Indirecte ETS kosten	- 0,5%
OPEX nieuwe investeringen ²	+ 4,4%
Totaal (& excl. OPEX)	- 13,8% (-18,2%)

EBITDA-impact per beleidsmaatregel aanvullend beleid in 2030 t.o.v. huidig beleid

Beleidsmaatregel	Impact (%)	
Geagendeerd beleid	Aanscherping CO₂-heffingsprijs (totaal) - 9,4%	
alternatief beleid	A	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 4,2%
	Totaal (incl. geagendeerd)	- 13,6%
	B	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 10,1%
Totaal (incl. geagendeerd)	- 19,5%	
C	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 6,7%	
Totaal (incl. geagendeerd)	- 16,1%	

Methodologische reflecties

- De winstimpact van ETS is afhankelijk van de aanname dat 50% kan worden doorgerekend aan afnemers
- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt v/d analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet


Belangrijkste drijvers

- Als de huidige, **lagere ETS prijzen** aanhouden, neemt de impact van **huidig beleid** ceteris paribus toe tot -14% (tussen 2021 en 2030)
- Dit komt doordat dan **meer NL'se heffing** moet worden betaald, welke **minder** kan worden **doorgerekend** en waarvoor **minder vrijstellingen** worden ontvangen (door de reductiefactor)
- Doordat EBITDA bij huidig beleid lager ligt, **neemt de relatieve impact van additioneel beleid toe** (terwijl absolute impact onveranderd is)

Een directe exit gaat voor Dow gepaard met hoge kosten; geleidelijke afschaling is een meer aannemelijk scenario

Exit-kosten en strategische alternatieven

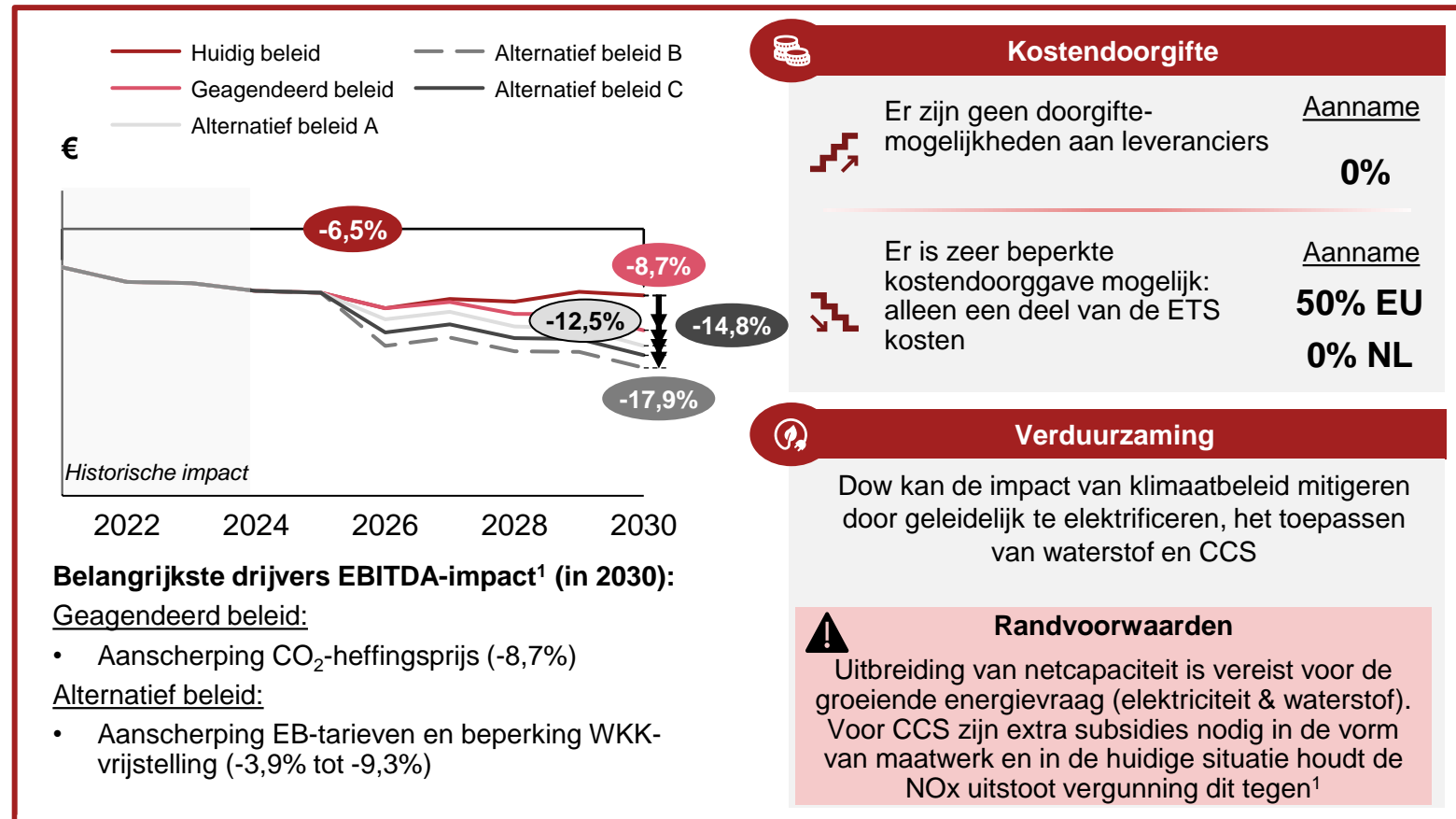
Type exit-kosten	Toelichting
Arbeidsgerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> Volgens Dow kan bij een volledige productiestop niet veel personeel worden overgeplaatst naar het buitenland Dit gaat gepaard met hoge ontslagkosten
Regelgeving-gerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> Vanwege streng milieueisen gaan er grote kosten gepaard met opruimen van het terrein Zo zou sanering van de grond tientallen miljoenen euro's kosten
Langetermijn contracten	<ul style="list-style-type: none"> Er zijn geen langetermijnovereenkomsten met andere partijen sinds het sluiten van Olin en de styreen fabriek van Trinseo Er zijn dus geen belemmeringen voor Dow Terneuzen om productie af te schalen
Verzonken kosten	<ul style="list-style-type: none"> Volgens Dow zijn er enkele assets zullen versneld moeten worden afgeschreven Een voorbeeld zijn de (her)investeringen in de krakers tijdens een turnaround, welke om de acht jaar plaatsvinden
Overig	<ul style="list-style-type: none"> Volgens Dow zijn er geen benoemenswaardige overige exit-kosten

Strategische alternatieven	
Mogelijkheid tot permanente productieafschaling <ul style="list-style-type: none"> Volgens Dow zijn er mogelijkheden tot afschalen door het uitschakelen van 1 of meerdere van de in totaal 3 aanwezige krakers. Volgens Dow wordt het bij het sluiten van meerdere installaties minder aantrekkelijk om te investeren in Dow Terneuzen, omdat dan de procesintegratie verslechtert 	
Interessante alternatieve investeringslocaties	
	<ul style="list-style-type: none"> Dow is hier reeds actief Toegankelijke subsidiëring voor verduurzaming (IRA) Beschikbare CCS-infrastructuur Lage energieprijzen
VS	
	<ul style="list-style-type: none"> Dow is hier reeds actief Toegankelijke subsidiëring voor verduurzaming Beschikbare CCS-infrastructuur
Canada	

Dow kan de impact van aangescherpt beleid (tot -18%) op korte termijn slechts beperkt mitigeren

Conclusies

EBITDA impact klimaatbeleid en verduurzamingsmogelijkheden



Uitkomst Dow

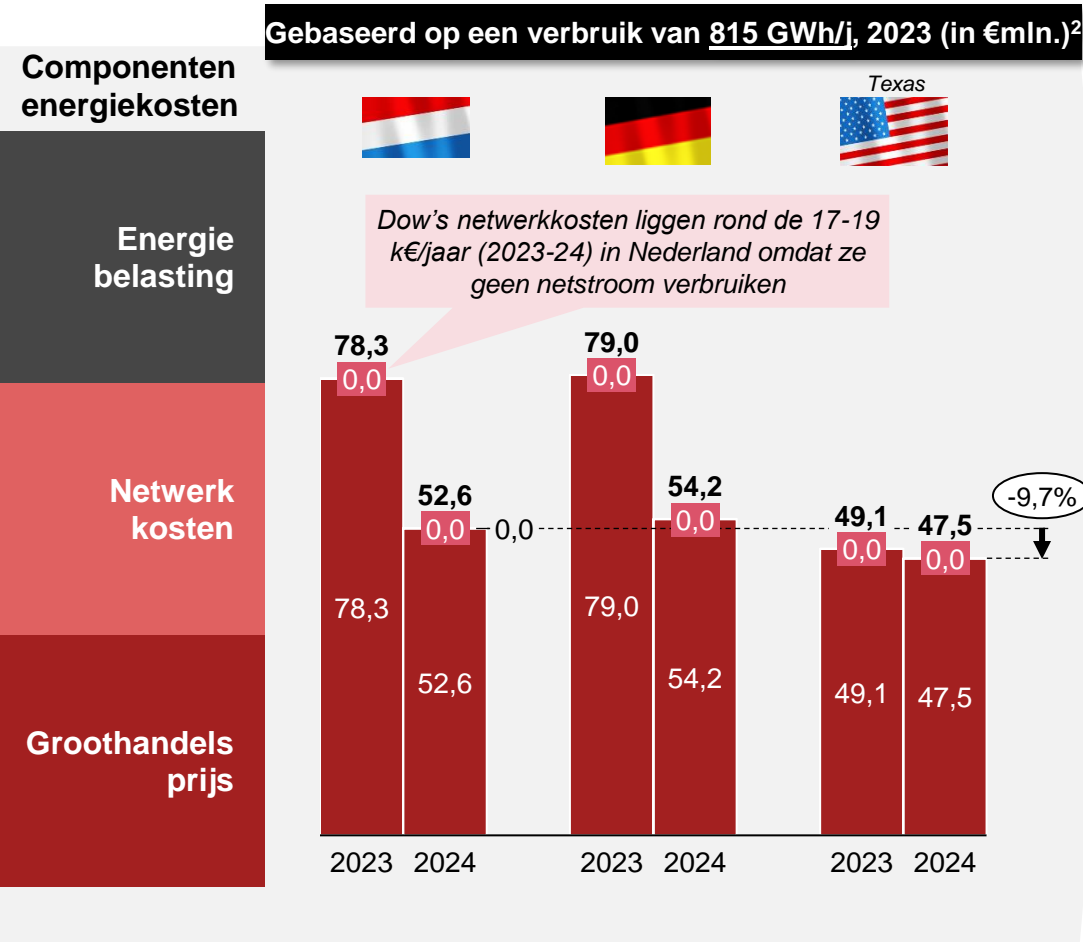
- Korte termijn

 - Dow's **EBITDA** zal naar verwachting bij huidig beleid richting 2030 ceteris paribus **afnemen**
 - Bij geagendeerd en alternatief beleid **zakt** Dow's **EBITDA** verder met resp. 8,7% en 13-18%
 - De **belangrijkste oorzaken** voor de **afname** van de **winstgevendheid** zijn de nationale CO₂-heffing, de **beperking** van de vrijstelling van **WKK** op EB (mogelijk vanaf **2026**) en de **aanscherping** van het **EB-tarief** zelf
 - Dow heeft verschillende **productielocaties** in **andere landen**, daarom is een **verschuiving** van **productiecapaciteit** naar buiten Nederland een **reëel scenario** - afhankelijk van de **productiekostenverschillen** (deels als gevolg van beleidskeuzes) tussen Nederland en daarbuiten
- Lange termijn

 - Voor **verduurzaming** heeft Dow **financiële ondersteuning** voor **onrendabele top**, een stikstofvergunning en toegang tot **genoeg netwerkcapaciteit** op het netwerk van TenneT nodig²
 - CBAM** kan op termijn de **doorgiftemogelijkheid** van EU ETS **aanzienlijk verhogen**, maar doet dat niet voor NL'se kosten en biedt geen bescherming op export buiten Europa

De marktwaarde van Dow's elektriciteitsverbruik in NL zou in DE vrijwel gelijk (+1%) en in de VS lager (-10%) zijn

Elektriciteitskosten huidige situatie



Toelichting huidige situatie

EB	<ul style="list-style-type: none"> In zowel NL als DE geldt een WKK-vrijstelling waardoor vrijwel Dow's gehele verbruik is vrijgesteld In de VS (Texas) is er geen energiebelasting
Netwerkkosten	<ul style="list-style-type: none"> Dow heeft zeer lage netwerkkosten in NL doordat het zijn eigen elektriciteit opwekt. Door toekomstige verduurzamingsmaatregelen zullen netwerkkosten stijgen omdat er voor de toenemende elektriciteitsvraag zal moeten worden afgenomen van het net In DE stijgen de netwerktarieven 2,2x (Amprion, 2023-24). Maar Dow zal deze kosten niet hoeven dragen door het opwekken van eigen elektriciteit. Als Dow elektriciteit van het net zou verbruiken dan krijgen zij een volumekorting (max 90%), wat leidt tot relatief lage netwerkkosten In de VS bestaat geen volumekorting maar geldt een gedifferentieerd tarief naar spanningsaansluiting waardoor grootverbruikers effectief lagere tarieven betalen
Groothandelsprijs	<ul style="list-style-type: none"> Let op: De weergegeven groothandelskosten zijn geen representatie van Dow's daadwerkelijke kosten maar geven de marktwaarde weer van de verbruikte (zelf-geproduceerde) elektriciteit. Dow's daadwerkelijke kosten zijn afhankelijk van de gas- en CO₂-prijs (voor opwekking)¹ Door goed verbonden elektriciteitsmarkten is de groothandelsprijs in NL en DE vergelijkbaar Het prijverschil tussen VS en EU in 2023 als gevolg van de energiecrisis neemt af in 2024 (tot -9,7%)

Uitkomst Dow

- Dow is **vrijgesteld** van **EB** en hoeft minimale **netwerkkosten** te betalen omdat ze zelf hun elektriciteit opwekken met ELSTA (WKK) – zolang de WKK-vrijstelling blijft bestaan is er een **relatief gelijk speelveld** tussen NL en DE
- De elektriciteitsprijs lag in 2023 **aanzienlijk hoger** in de EU dan in de VS als gevolg van de **energiecrisis** maar **het verschil daalt** in 2024 tot -9,7%
- Aangezien Dow momenteel **geen elektriciteit inkoop** heeft de elektriciteitsprijs **bepaalde impact** op hun concurrentiepositie – het beïnvloedt echter wel de **investeringsbeslissing** voor **elektrificatie** t.o.v. investeren in DE of VS

Bron: Strategy& analyse op basis van management informatie van Dow; gegevens vastgestelde nettatarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten; groothandelsprijs data van EMBER (voor 2023 prijs), ICE (voor 2024 Europese prijzen) en EIA voor Texas, VS (2023-24), en energiebelastinganalyse met behulp van gepubliceerde stukken door de relevante nationale autoriteiten van elk land.;¹ Deze groothandelskosten geven daardoor de misgelopen omzet weer van elektriciteitsverkoop. Dit weergeven helpt in het analyseren van de internationale marktprijsverschillen (en dus het speelveld); ² We berekenen de kosten voor 2023 en 2024 voor de verschillende landen op basis van hetzelfde gemiddelde elektriciteitsverbruik van de afgelopen 10 jaar (814,8 GWh);

Met decarbonisatie zou Dow netwerkkosten hebben van €18mln. in NL met de tarieven van 2024

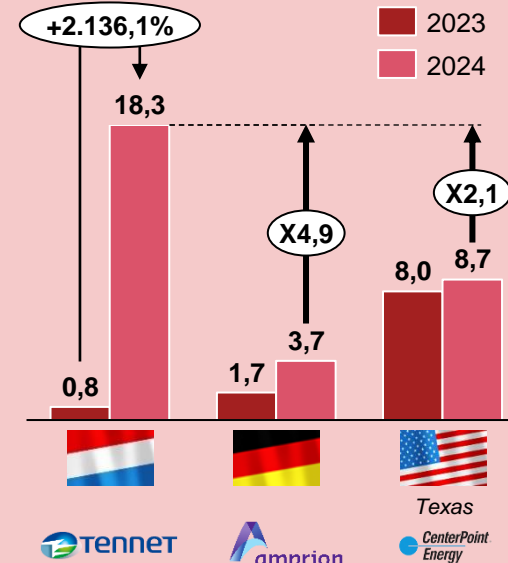
Potentiele netwerkkosten in toekomst – ter illustratie

Benodigde netwerkcapaciteit voor decarbonisatie (tot 2030 & later)

Decarbonisatie optie en verwachte aansluiting	Gecontracteerde capaciteit (MW/j)	Piek capaciteit, 11 mo (MW/j)	Piek capaciteit, 1 mo (MW/j) ¹	Additioneel elektriciteitsverbruik
Elektrificatie gas turbines:				
Vervanging gasturbines van krakers met e-drives (Tarief basis: Tennet HS)	10	25	105	+400 GWh/j
Waterstofproductie uit restgassen i.c.m. CCS:				
Omzetting rest gas van de krakers in H2 en CO ₂ (Tarief basis: Tennet HS)	100	Over 12 maanden: 115		+800 GWh/j
Elektrificatie van de kraker:				
Elektrificatie kraakfornuizen en stoomturbines (Tarief basis: Tennet EHS)	1480	1620	1600	+4 TWh/j per cracker

Potentiele additionele netwerkkosten

Illustratieve calculatie op basis van 2023 en 2024 tarieven (€ mln/j)
(bij verbruik van 1.200 GWh/j)



Toelichting

- Met decarbonisatie zou Dow netwerkkosten kunnen hebben van ongeveer **€18,3 mln. in NL** met de tarieven van 2024
- **Afschaffing** van de volume correctieregeling (**VCR**) is de grootste kostenstijgende **drijver** (+2136,1%)
- Grote **investeringen** in het Duitse net worden **doorgerekend** in **netwerktarieven** maar door het **behouden** van de **volumekorting** is de stijging beperkt in 2024 en liggende de kosten **relatief laag** t.o.v. **NL (x4,9)**
- In **Texas** is er geen volume correctieregeling zoals in **DE**, maar **kosten per kW capaciteit** zijn significant **lager** waardoor de totale netwerkkosten laag uitvallen t.o.v. **NL (x2,1)**

2.2

Casestudie: Yara Sluiskil

Sector: Kunstmest

Vanuit Sluiskil bedient Yara klanten binnen en buiten Europa met o.a. ammoniak, AdBlue, kunstmest en vloeibare CO₂

Bedrijfsprofiel



Bedrijfsprofiel



Moederbedrijf:

Omzet (2022):
\$24,1 mld

EBIT (2022):
\$5,0 mld

Hoofdkantoor en # productielocaties

- Hoofdkantoor in Oslo, Noorwegen
- 26 productiefaciliteiten
- Actief in 60 landen wereldwijd

Belangrijkste verkoopproducten

- Stikstof gebaseerde kunstmest
- Industriële producten
- Ammoniak



Profiel Nederlandse tak



Sluiskil

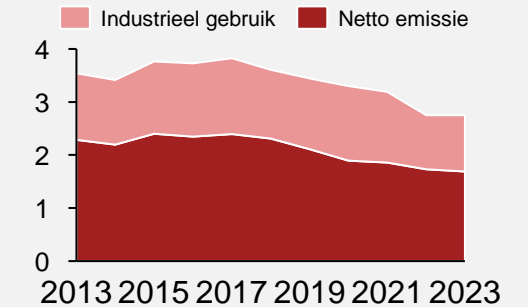
Cijfers (2023)

- **Werknemers:** ~700
- **Omzet:** €0,9mld

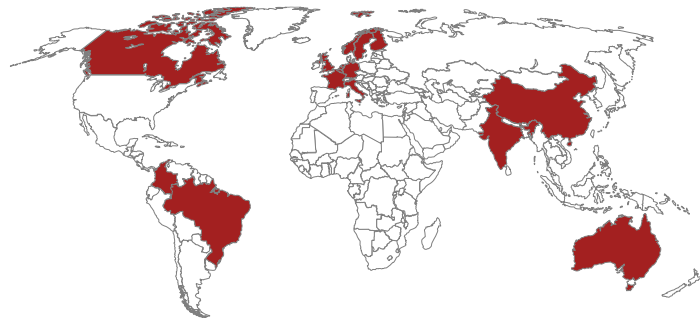
Emissie per Mt en productie (2023)¹

- **Emissie ammoniak:** 1,84 tCO₂e/tprod.
- **Emissie salpeterzuur:** 0,05 tCO₂e/tprod.
- **Productie:** 2.479.708 ton product/jaar²

Emissies (Mt CO₂ equivalent)¹



Mondiale activiteiten moederbedrijf



- Yara is actief in 60 landen, waarvan in **16 landen productiefaciliteiten** staan
- In totaal worden er in 140 landen producten verkocht
- **15%** van Yara's totale productie wereldwijd komt uit **Sluiskil**

Landen met productiefaciliteiten



Activiteiten in Nederland



Sluiskil



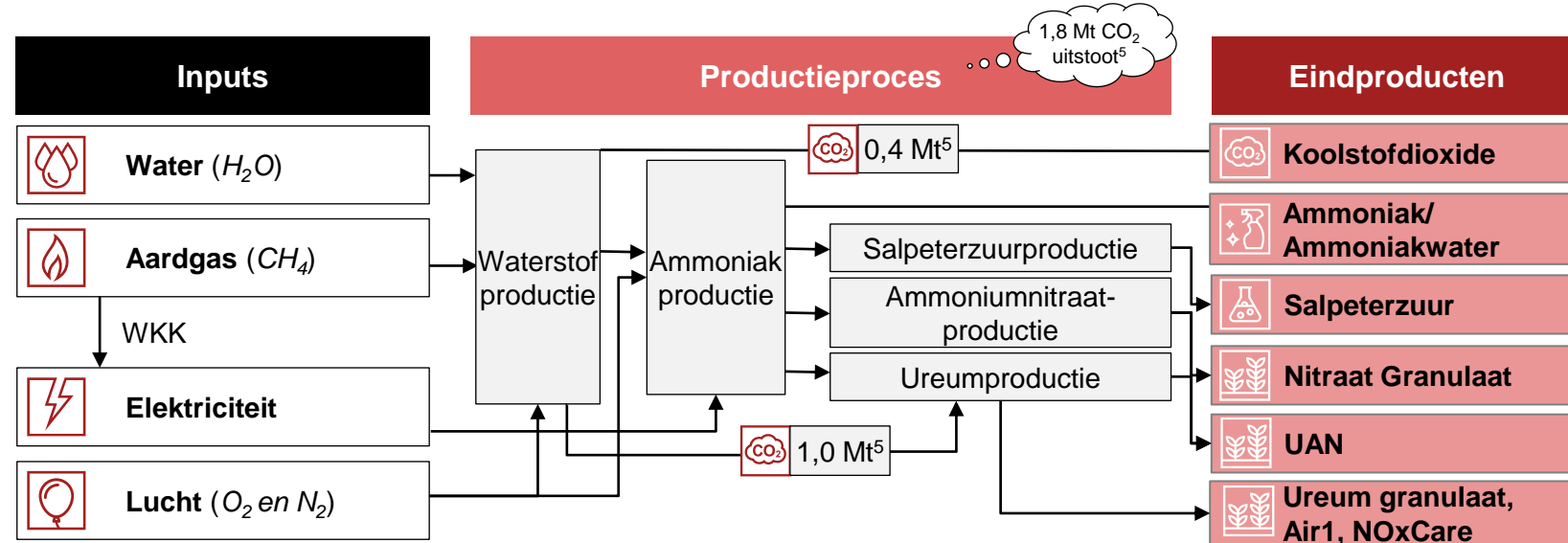
Belangrijke kenmerken:

- De productielocatie in Sluiskil is de **grootste kunstmestfabriek van Noordwest-Europa**³
- Het **transport** van de **eindproducten** van Yara Sluiskil vindt **voornamelijk** plaats over **water (~80%)**, weg (~15%), spoor en buisleidingen (<5%)⁴
- De producten worden getransporteerd naar **markten binnen en buiten Europa** – **95%** van de **AdBlue** productie wordt geëxporteerd **binnen de EU**, van de **meststoffen** is in 2023 **~40%**⁵ geëxporteerd naar landen **buiten de EU**

1) Management informatie Yara; 2) Dit betreft productievolumes van ammoniak en salpeterzuur. Totale emissies Yara zijn ook o.b.v. overige productgroepen; 3) 'Is er toekomst voor kunstmestfabriek Yara in Nederland?' NOS (2022); 4) Yara duurzaamheidsmagazine 2020; 5) Voor 2022 was dit percentage >50%

Yara Sluiskil produceert jaarlijks ~3,2Mt CO₂, waarvan 1,8Mt on-site als scope 1 wordt uitgestoten

Procesbeschrijving



Toelichting

- In Sluiskil **produceert** Yara **ammoniak, ureum, salpeterzuur en ammoniumnitraat**, welke worden opgewerkt tot verschillende productgroepen
- Ammoniak** is de **backbone** voor **alle productgroepen** van Yara, **productie** hiervan is **energie-intensief** (~90% van totale emissies en gasverbruik¹) omdat Yara op dit moment waterstof maakt via SMR (**aardgas**)
- Sluiskil's ammoniakproductie is **energie-efficiënt** – de plants behoren tot de **10% meest energie-efficiënte** plants volgens de IFA benchmarks¹
- In **1990** stootte Yara op locatie ('**netto-emissie**') **5,4Mt** uit, dit is inmiddels **teruggebracht tot 1,8Mt** (-67,9%) en zal **na CCS minder dan 1,0Mt** bedragen⁴
- Naast de netto-emissie wordt **1,4Mt CO₂** ingezet als **grondstof** voor o.a. **ureumproductie** en **verkoop aan derden** (CCU); deze CO₂ komt pas bij eindgebruik vrij maar wordt wel **meegemeld** bij **EU ETS en NL'se heffing**

Verbruik en efficiëntie van het proces

Elektriciteit verbruik
(10-jr gem.)

504.797.824 kWh /jaar

Gas verbruik
(10-jr gem.)

1.789.671.187 m³/jaar

Energie efficiëntie
(2023)







Ammoniak
Totaal: Vertrouwelijk
Elektriciteit: Vertrouwelijk
Gas: Vertrouwelijk

CO₂ efficiëntie
(2023)

Ammoniak: Vertrouwelijk
ETS Benchmark: 1,57 ton CO₂e / ton²
Salpeterzuur: Vertrouwelijk
ETS Benchmark: 0,230 ton CO₂e / ton²

Yara heeft voor kunstmest zeer beperkte mogelijkheid tot kostendoorgifte van nationale en Europese kosten

Doorgiftemogelijkheid

	Inputs (upstream)	Eindproducten (downstream)		
	Aardgas	Stikstof gebaseerde kunstmest ¹	Vloeibare CO ₂	
Geografische markt	 Ten minste Noordwest Europees ²	≥  Ten minste EER ³	 Nederland ⁶	
Marktaandeel ⁵	<1% (voor Yara International ASA binnen Europa)	~5% (Europa) ~1% (Wereldwijd)	Onbekend	
Prijszetting	Commodity pricing (geen prijszetting, verhandeld op TTF)	Prijzen gebaseerd op internationale marktprijzen van Ureum, Nitraat, Ammoniak en transportkosten	Yara onderhandelt prijzen met afnemers (contractueel vastgelegd t/m 2030)	
Carbon Leakage List (EC)				
Doorgiftemogelijkheid	 NL'se kosten	Geen	Zeer beperkt / Geen	Zeer waarschijnlijk (na 2030)
	 EU'se kosten	Geen	Mogelijk voor de sales binnen Europa	Zeer waarschijnlijk (na 2030)

Toelichting

- **Aardgas en water zijn Yara's belangrijkste inputs**; gegeven het internationale karakter van de aardgasmarkt, de vele afnemers en Yara's kleine marktaandeel is er **geen upstream doorgiftemogelijkheid**
- Stikstof gebaseerde **meststoffen** zijn **homogeen** en differentiatie-mogelijkheden zijn **beperkt**⁴, waardoor Yara verkoopt tegen marktprijzen
- De markt voor kunstmest is door de EC gedefinieerd als **ten minste EER**, waardoor **niet kan worden uitgesloten** dat dit een **Europese markt** betreft en ETS-kosten **kunnen worden doorgerekend**; mogelijkheid tot doorgifte van NL'se kosten is hierdoor echter zeer beperkt (tot geen)
- **Vanaf 2026** zal **CBAM** geleidelijk worden geïmplementeerd voor kunstmest, waardoor de **doorgiftemogelijkheid** voor sales **binnen de EER toeneemt**. Voor **exports** buiten de EER (~40% van Yara's omzet) corrigeert CBAM niet en blijft de doorgiftemogelijkheid **nihil**
- Yara **verkoopt zo'n 0,4Mt CO₂** door aan derden (e.g. kassituinbouw, drankproducenten); aangezien de markt voor CO₂ is gedefinieerd als nationaal verwachten we hier een **hoge mate van kostendoorrekening**. Echter zijn de prijzen momenteel **contractueel voor langere tijd vastgelegd** waardoor kostendoorrekening tot dan niet mogelijk is


Gehanteerde aannames

	0%		50% (loopt op tot 65% in 2030)
---	-----------	---	--

Source: Strategy& Analysis; 1) EC, COMP/M.6695 - AZOTY TARNÓW/ ZAKŁADY AZOTOWE PUŁAWY 2) OECD Session II: Market Definition in the gas Sector DAF/COMP/LACF(2022)4; 3) EC, M.7784 - CF INDUSTRIES HOLDINGS / OCI BUSINESS; 4) Copenhagen Economics (2015); 5) Inschattingen afkomstig van management Yara; 6) EC merger decision CASE M.8480 – PRAXAIR / LINDE;

Yara kan de negatieve financiële impact van beleid op korte termijn slechts gedeeltelijk mitigeren d.m.v. verduurzaming

Verduurzamingsopties

Verduurzamingsopties							Randvoorwaarden		
	Optie	Omschrijving	CO ₂	Gas	Elektr.	CAPEX	Randvoorwaarden	Reflectie	Implementatie
Overig	CO₂ compressie CCS	58% van toekomstige (v.a. 2025) afgevangen zuivere CO ₂ (nu 2,2Mt) opslaan in gasvelden in de Noordzee (Northern Lights)	-800kt (-24,1%)	-	+19,5%	Hoog	n/a	<ul style="list-style-type: none"> Het benodigde akkoord tussen NL en NO over opgeslagen CO₂ is op 15 april 2024 getekend 	Gemodelleerd Waarschijnlijk operationeel in 2026
Optimalisatie huidige productieproces	Nieuwe branders	Investering in nieuwe branders voor het salpeterzuurproductieproces ter reductie van broeikas(lach)gas	-70kt (-2,1%)	-	-	Middel	n/a	<ul style="list-style-type: none"> Uitvoeringstermijn ligt nog niet vast; ofwel 2026 of 2029 	Gemodelleerd Operationeel in 2026 of 2029 ¹
	Energie efficiëntie en elektrificatie	Optimalisatieprojecten als compressor optimalisatie en elektrificatie salpeterzuurproductie	-35kt (-1,1%)	-1,8%	+13,9%	Middel	n/a	<ul style="list-style-type: none"> Implementatie gaat van start in 2025 en zal operationeel zijn in 2026 bij voldoende stroom Er zijn geen subsidies nodig 	Gemodelleerd Waarschijnlijk operationeel in 2026
Verandering in productie proces	Terugwinnen onzuivere CO₂	Naast afgevangen zuivere CO ₂ kan Yara onzuivere CO ₂ deels terugwinnen, waarna alleen ammoniak proces-CO ₂ overblijft	-10kt (-0,4%)	-	-	Deel van CCS-investering	n.t.b	<ul style="list-style-type: none"> Eerste stap wordt gezet in 2026 (5kt CO₂-besparing), tweede en finale stap in 2030 (extra 5kt) – FID moet nog genomen worden 	Gemodelleerd Implementatie vanaf 2026
	Toepassen groene H₂ via backbone	Yara kan momenteel tot ~20% van geproduceerde grijze waterstof technisch makkelijk vervangen voor groene waterstof; reductie is gebaseerd op 10% bijmenging	-223kt (-6,7%)	-3,8%	-	Middel	 Waterstof infrastructuur	<ul style="list-style-type: none"> Project is volledig afhankelijk van de aansluiting aan de waterstofbackbone en de beschikbaarheid van betaalbare groene waterstof in de internationale context 	Implementatie onwaarschijnlijk voor 2030

Capex van verduurzamingsoptie: Laag: 0-5 mln Middel: 5-50 mln Hoog: 50+ mln

Implementatie: ■ Verduurzamingsoptie voor 2030 ■ Technisch mogelijke optie voor 2030 maar kent randvoorwaarden ■ Potentiële verduurzamingsopties na 2030

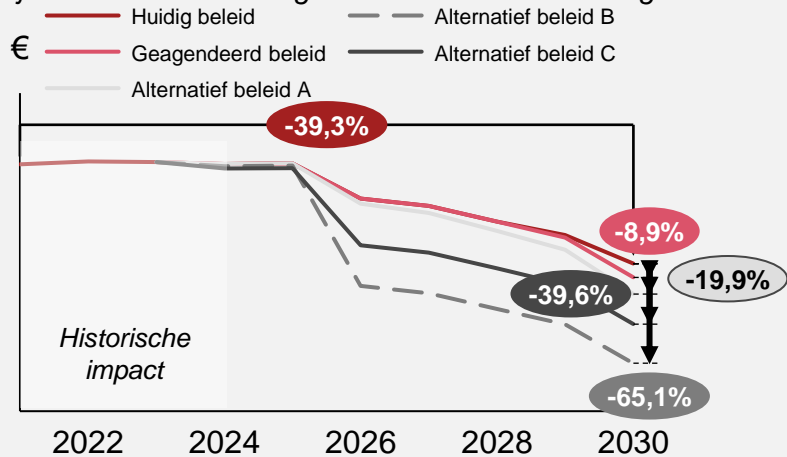
Bij huidig beleid daalt Yara's EBITDA met ~39%, bij aanscherpingen kan deze vrijwel volledig verdwijnen (nog eens -65%)

EBITDA-impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA



Bij 50% EU kostendoorgifte en 0% NL kostendoorgifte



Methodologische reflecties

- De winstimpact van ETS is afhankelijk van de aanname dat 50% kan worden doorgerekend aan afnemers
- CBAM zal enkel leiden tot verhoogde kostendoorgifte (tot 65%) voor sales binnen Europa (~60% Yara's omzet)
- Indirecte ETS-kosten dalen doordat ingekochte elektriciteit steeds duurzamer wordt opgewekt in Nederland
- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt v/d analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus

Huidig beleid	
EU ETS	- 23,4%
Nationale CO ₂ -heffing	- 0,2%
Energiebelasting	- 3,6%
Indirecte ETS kosten	- 2,5%
OPEX nieuwe investeringen ¹	- 9,6%
Totaal (& excl. OPEX)	- 39,3% (-29,7%)

EBITDA-impact per beleidsmaatregel aanvullend beleid in 2030 t.o.v. huidig beleid

Geagendeerd beleid			
	Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs (totaal)	- 8,9%	
Alternatief beleid	A	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling)	- 11,0%
	Totaal (incl. geagendeerd)	- 19,9%	
	B	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling)	- 56,2%
Totaal (incl. geagendeerd)	- 65,1%		
C	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling)	- 30,6%	
Totaal (incl. geagendeerd)	- 39,6%		

Belangrijkste drijvers

- Bij **huidig beleid** zakt Yara's EBITDA (-39,3%) met name door **oplopende ETS-kosten** (-23,4%) ondanks de implementatie CCS vanaf 2026
- Bij **geagendeerd beleid** zakt Yara's EBITDA verder (-8,9%) door **aanscherping** van de nationale CO₂-heffing
- Bij **alternatief beleid** leidt beperking van de **WKK-vrijstelling** (vanaf '26) en verhoogde **EB-tarieven** tot verdere **EBITDA-daling** (-20 tot -65% afhankelijk van het tarieven-pad) bovenop de impact van huidig beleid (-39,3%)

Een lagere ETS-prijs vergroot de financiële impact van NL'se heffing en verslechtert Yara's concurrentiepositie binnen EER

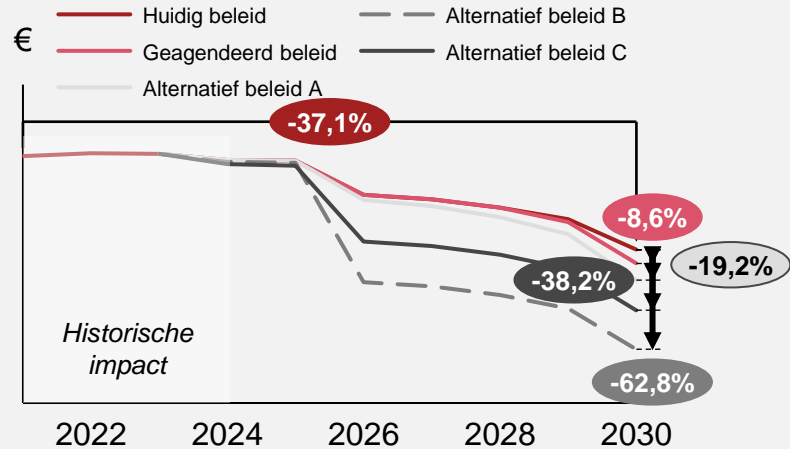
EBITDA-impact

Lage ETS-prijs scenario

Impact klimaatbeleid op EBITDA



Bij 50% EU kostendoorgifte en 0% NL kostendoorgifte



Methodologische reflecties

- CBAM zal enkel leiden tot verhoogde kostendoorgifte (tot 65%) voor sales binnen Europa (~60% Yara's omzet)
- Indirecte ETS-kosten dalen doordat ingekochte elektriciteit steeds duurzamer wordt opgewekt in Nederland
- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt v/d analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus¹

Huidig beleid	
EU ETS	- 13,7%
Nationale CO ₂ -heffing	- 8,8%
Energiebelasting	- 3,6%
Indirecte ETS kosten	- 1,4 %
OPEX nieuwe investeringen ²	- 9,6%
Totaal (& excl. OPEX)	- 37,1% (-27,5%)

EBITDA-impact per beleidsmaatregel aanvullend beleid in 2030 t.o.v. huidig beleid

Geagendeerd beleid			
	Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs (totaal)	- 8,6%	
Alternatief beleid	A	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling)	- 10,6%
	Totaal (incl. geagendeerd)	- 19,2%	
	B	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling)	- 54,2%
Totaal (incl. geagendeerd)	- 62,8%		
C	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling)	- 29,6%	
Totaal (incl. geagendeerd)	- 38,2%		

Belangrijkste drijvers

- Een lagere ETS-prijs leidt er toe dat er **meer NL'se heffing** moet worden betaald in plaats van EU ETS
- Aangezien Europese concurrenten deze heffing niet betalen, **verslechtert Yara's concurrentiepositie binnen de EER**
- Kunstmest valt onder **CBAM** waardoor de ETS-prijs geen effect zou moeten hebben op Yara's concurrentiepositie. Echter, aangezien CBAM **niet corrigeert voor exports** leidt een lagere ETS-prijs toch tot een **minder grote verslechtering in concurrentiepositie** t.o.v. niet-Europese concurrenten

1) De volgende verduurzamingsopties zijn gemodelleerd: Nieuwe verbranders NA6 (vanaf 2026), Ref-D upgraden van de lucht en syngas compressor (vnaaf 2025), CCS (vanaf 2026) en elektrificatie van de NA6 (vanaf 2026); 2) Tegenover de toegenomen operationele kosten (m.n. voor transport en elektriciteit) staan verlaagde CO₂-kosten via ETS en NL'se heffing

RFNBO-jaarverplichting heeft, afhankelijk van de details, grote technische en financiële impact en kan zelfs leiden tot stoppen ammoniakproductie

Jaarverplichting RFNBO's in de industrie

Toepassing en bron van (groene) waterstof

Toepassing waterstof	Haber Bosch proces: Aardgas (CH ₄) + Water (H ₂ O) → Waterstof (H ₂) + Koolstofdioxide (CO ₂) Waterstof (H ₂) + stikstof (N ₂) → Ammoniak (NH ₃)	
Huidig productie proces	Waterstof wordt op dit moment geproduceerd uit 1) aardgas en 2) water in het stoom-reforming proces (SMR)	
Opties om te voldoen aan jaarverplichting RFNBO's in de industrie	Opties	Reflecties op basis van Yara's input
	1 Geen groene waterstof toepassen	<ul style="list-style-type: none"> • HWI's kopen tegen de geldende marktprijs³ • Geen investeringen of aanpassingen in de infrastructuur nodig • Gezien Yara's grote aandeel in het waterstofverbruik is het twijfelachtig of er voldoende HWI's beschikbaar zullen zijn¹
	2 Bijmengen groene waterstof ~20%	<div style="background-color: black; color: white; text-align: center; padding: 2px;">Wordt momenteel overwogen door Yara</div> <ul style="list-style-type: none"> • Yara kan ~20% groene waterstof technisch eenvoudig bijmengen • Dit vereist aansluiting op backbone en beschikbare groene waterstof • Aangezien groene waterstof vooralsnog veel duurder is dan grijze waterstof bestaat hiervoor een onrendabele top
3 Volledig overstappen groene waterstof	<ul style="list-style-type: none"> • Grootschalige ombouw van productiefaciliteit tegen hoge kosten² • Extra inkomsten HWI verkoop tegen de geldende marktprijs (onzeker of dit opweegt tegen de stijging in investerings- en operationele kosten) • Volgens Yara technisch niet mogelijk voor 2035 	

Toelichting

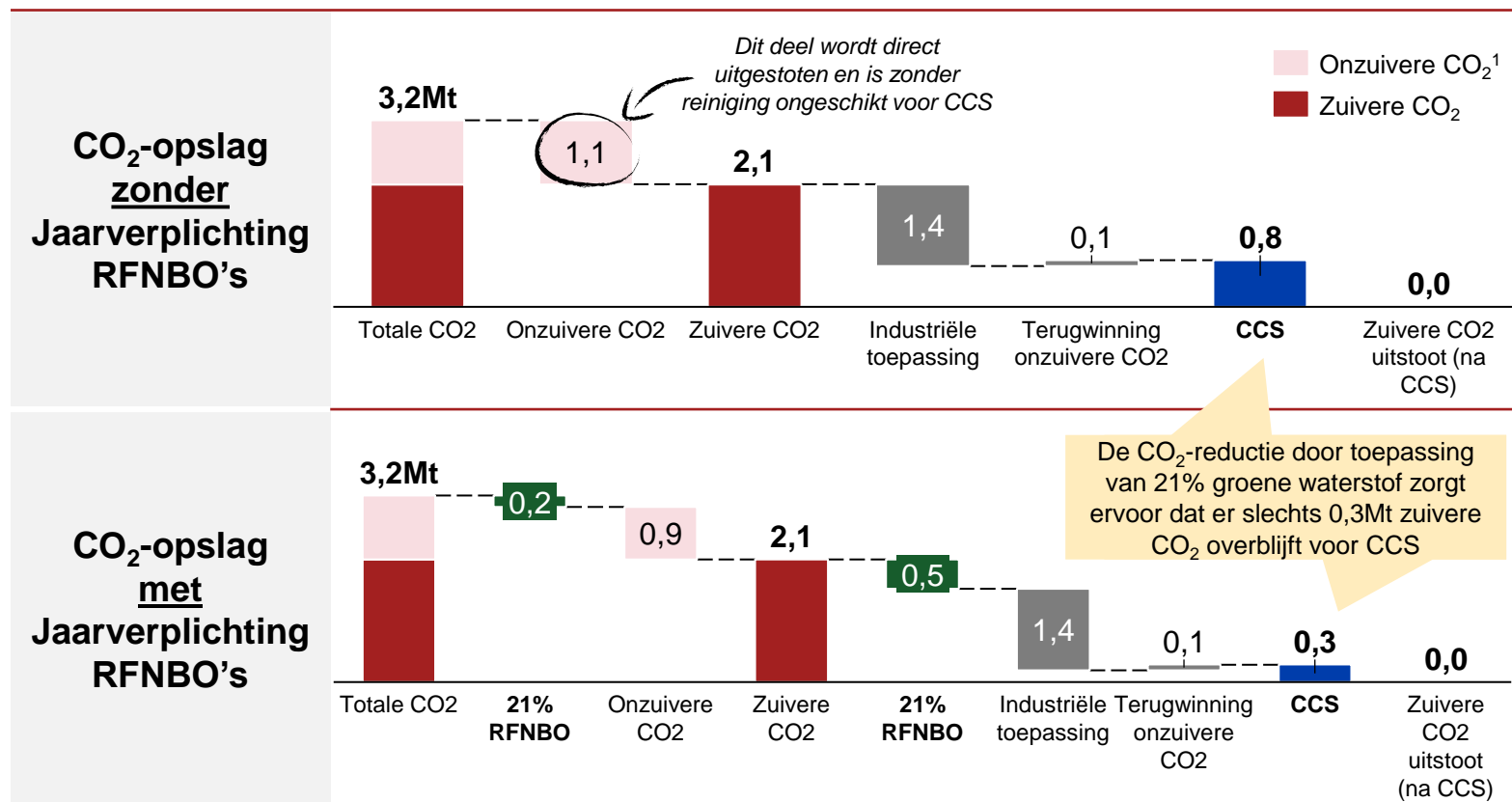
- Yara is momenteel een **grootverbruiker van grijze waterstof** (ca. 40PJ) dat op dezelfde locatie wordt geproduceerd via steam methane reforming (SMR); na de invoering van CCS (vanaf 2026) wordt dit **deels blauwe waterstof**
- Yara overweegt momenteel één optie om aan de jaarverplichting te voldoen; het flexibel **bijmengen tot max. ~20% groene waterstof**, hiervoor dient echter **toegang tot de waterstofbackbone** en **voldoende groene waterstof** beschikbaar te zijn
- Het toepassen van groene waterstof leidt tot een **kostentoeename** voor Yara t.o.v. huidige grijze waterstofproductie vanwege de **'onrendabele top'**
- De **verwachte prijs** van grijze waterstof in 2030 is € 2,7 per kilo en zal van groene waterstof ten minste € 7,3 per kilo bedragen⁴
- Indien de **jaarverplichting** van kracht wordt voordat er **voldoende groene waterstof** beschikbaar is, en/of zonder dat de onrendabele top **financieel** wordt **ondersteund**, heeft de jaarverplichting **grote financiële impact** op Yara; indien niet aan de verplichting voldaan kan worden kan Yara ook besluiten **ammoniakproductie te stoppen**

Bron: Strategy& analyse o.b.v. management informatie Yara Sluiskil; 1) Yara en OCI zijn verantwoordelijk voor 67% van het waterstofverbruik dat onder REDIII valt. Het Nederlandse verbruik dat onder de RED III noemer valt is exclusief raffinaderijen. Totale waterstofverbruik in NL is 155 PJ/y pure waterstof waarvan 65 PJ/y pure waterstof wordt gebruikt door raffinaderijen en 60 PJ/y wordt gebruikt voor N-kunstmest (o.a. ammoniak) (TNO/CBS 2020 [link](#)). Het is nog onzeker of ammoniakproductie (vanwege de 'ammonia recital') onder de RED III verplichting zal vallen; 2) Yara schat de investeringskosten hiervan op 0,5-1mld per plant; 3) HWI's zijn waterstofgebruikscertificaten, de prijs hiervan wordt gevormd door de marginale kosten van de inputs (elektriciteit en water bij groene waterstof) en de OPEX (CE Delft, 2023 [link](#)) 4) Afnameverplichting groene waterstof (2023), CE Delft [link](#)

De jaarverplichting RFNBO's in de industrie kan er toe leiden dat de kostenefficiëntere CCS-capaciteit deels onbenut blijft

Jaarverplichting RFNBO's in de industrie

Benutting van Yara's CCS met en zonder de jaarverplichting RFNBO's in de industrie



Toelichting

- Van de totale CO₂ die voortkomt uit Yara's productieproces (~3,2Mt) is zo'n **2,1Mt 'zuivere CO₂'** die gebruikt kan worden in **verschillende industriële en commerciële toepassingen** (bijv. bij ureumproductie, frisdrank/bier of kasbouw)
- Bij de **huidige industriële vraag** zal er na de implementatie van Yara's **CCS-project** (vanaf '26) **vrijwel geen zuivere CO₂** direct worden uitgestoten
- Toepassen van **21% groene waterstof** leidt tot een reductie van **0,2Mt in onzuivere CO₂** en **0,5Mt reductie van zuivere CO₂** – door laatstgenoemde blijft er **minder CO₂** over voor CCS/CCU
- Indien toepassing of verkoop van zuivere CO₂ winstgevender is dan het voorkomen van CO₂-kosten, is het voor Yara **financieel interessant** om de **CCS-capaciteit onder te benutten** (slechts 0,3Mt i.p.v. 0,8Mt)
- **De onrendabele top ligt bij CCS** (€30/tCO₂)² een stuk **lager** dan bij de toepassing van **groene waterstof** (>500/tCO₂)²; de jaarverplichting gaat dan ook deels **ten koste van het kostenefficiënte CCS**
- Het is nog **onzeker** welk deel van de **ammoniakproductie** (vanwege de 'ammonia recital') onder de **RED III verplichting** zal vallen

Bron: Management informatie Yara; 1) Onzuivere CO₂ omvat zowel onzuivere CO₂ als fuel CO₂ (afkomstig uit verbranding van aardgas); 2) ORT indicaties afkomstig van Yara

Als productie van ammoniak onvoldoende winstgevend is zal Yara genoodzaakt zijn deze stop te zetten

Exit-kosten en strategische alternatieven

Type exit-kosten	Toelichting
Arbeidsgerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> Het is niet aannemelijk dat veel werknemers kunnen worden overgeplaatst naar alternatieve productielocaties gezien de geografische afstand, waardoor dit tot gedwongen ontslagen zal leiden
Regelgeving-gerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> Bij een volledige exit zou Yara te maken krijgen met een saneringsverplichting van het terrein wat gepaard gaat met zeer hoge kosten
Lange termijn contracten	<ul style="list-style-type: none"> Yara verwacht geen grote kosten ten aanzien van het opbreken van lange termijn contracten/verplichtingen (zowel upstream als downstream)
Verzonken kosten	<ul style="list-style-type: none"> De kosten vanwege versnelde afschrijving zijn naar Yara's verwachting beperkt; de ammoniak assets zijn al grotendeels afgeschreven, de ureum assets zijn nog niet afgeschreven maar minder waardevol
Overig	<ul style="list-style-type: none"> Volgens Yara zijn er geen benoemenswaardige overige exit-kosten

Strategische alternatieven

Mogelijkheid tot permanente productieafschaling

- De productie van kunstmest kent relatief hoge **variabele kosten** t.o.v. de vaste kosten waardoor **productiebesluiten** voor een groot deel worden gedreven door **aardgas- en CO₂-prijzen** (in vergelijking met exit-kosten)
- Wanneer **ammoniakproductie** in Sluiskil niet langer winstgevend is kan het moederbedrijf Yara besluiten om deze **stop te zetten** en in plaats daarvan **ammoniak te importeren** en in Sluiskil op te werken tot verschillende productgroepen
- Het stopzetten van de ammoniakproductie leidt tot een **groot verlies aan omzet en activiteiten** (~90%); o.a. de volledige productie van AdBlue en CO₂ stopt hierbij in Yara Sluiskil
- Hiervoor moet er wel **voldoende (en betaalbare) ammoniak** beschikbaar zijn, moet de **opslagcapaciteit worden verhoogd**, en de **juiste vergunningen** omtrent ammoniaktransport en -opslag worden toegekend
- Het is de vraag of er **politieke draagkracht** is voor het toestaan van grootschalige ammoniaktransport¹
- Volgens Yara is het **niet aannemelijk** dat zij o.b.v. geïmporteerde ammoniak **dezelfde markten** kan bedienen

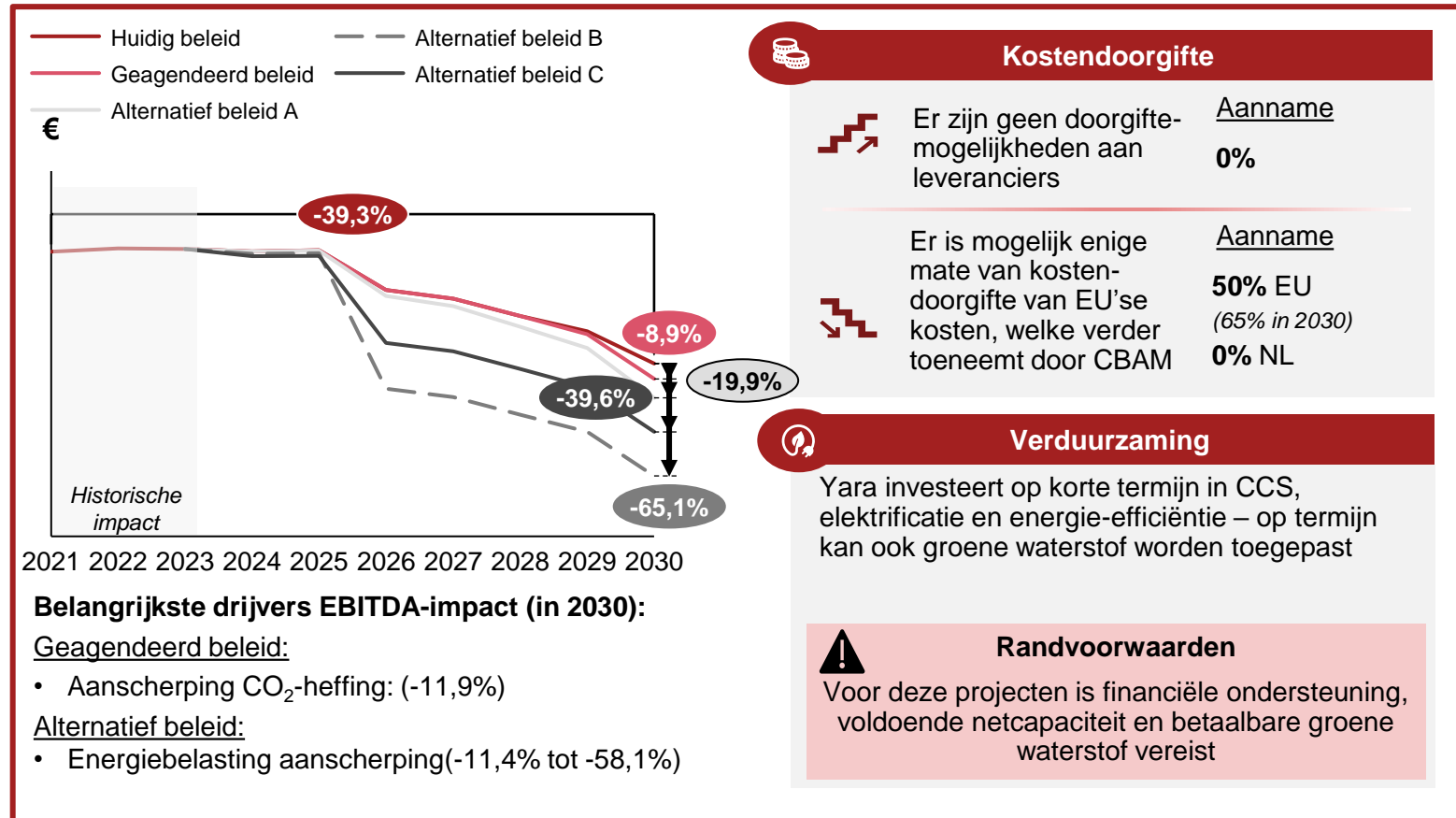
Interessante alternatieve investeringslocaties

(Texas)

- De Inflation Reduction Act (IRA) biedt een **toegankelijke en genereuze subsidie** voor investeringen in blauwe/groene H₂
- Lage energiekosten** (o.a. door ontbreken energielasting en CO₂-beprijzing)

Een reëel gevolg van alternatief beleid (Variant 2 en 4) is dat Yara stopt met ammoniakproductie in Nederland, waardoor het grootste deel van de toegevoegde waarde verloren zou gaan

EBITDA impact klimaatbeleid en verduurzamingsmogelijkheden

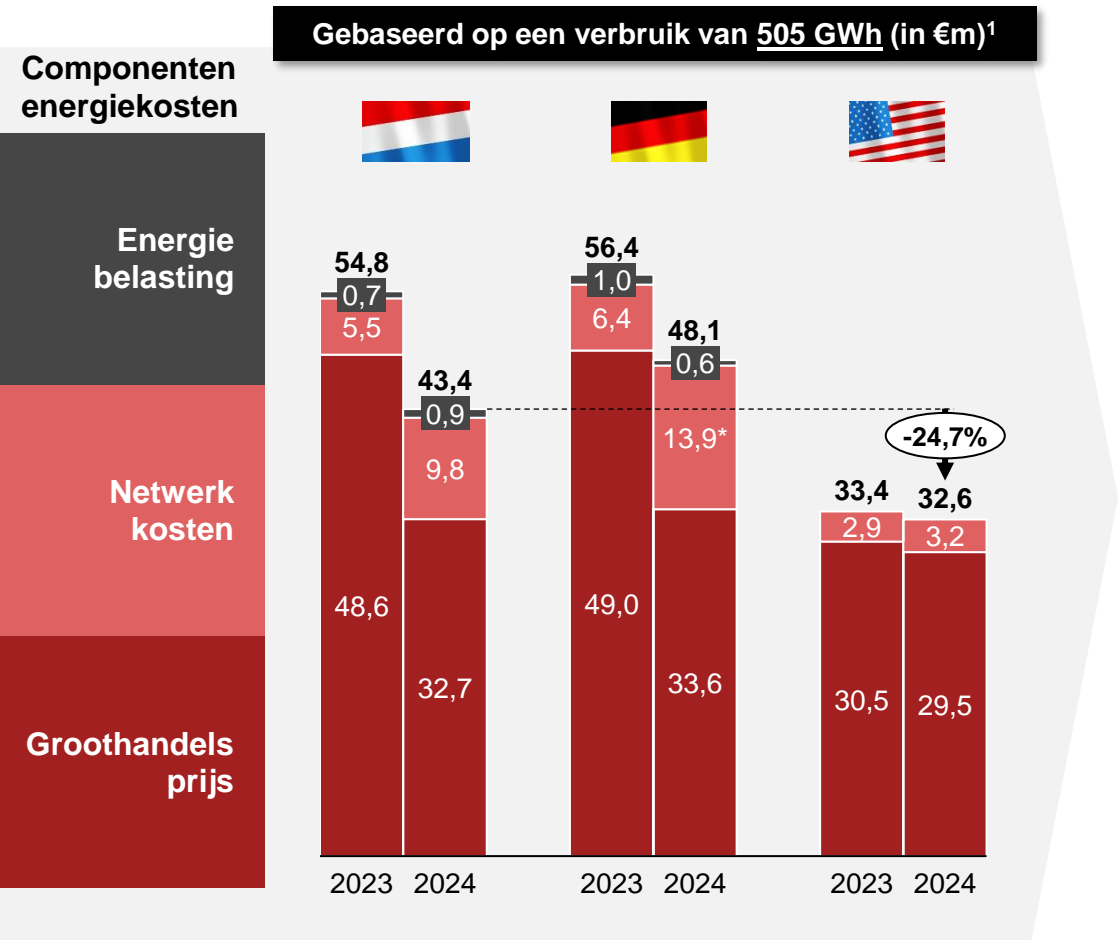


Uitkomst Yara



Een bedrijf met dezelfde kenmerken als Yara Sluiskil heeft in DE vergelijkbare elektriciteitskosten, in Texas (VS) liggen deze lager (-25%)

Elektriciteitskosten huidige situatie



Toelichting huidige situatie

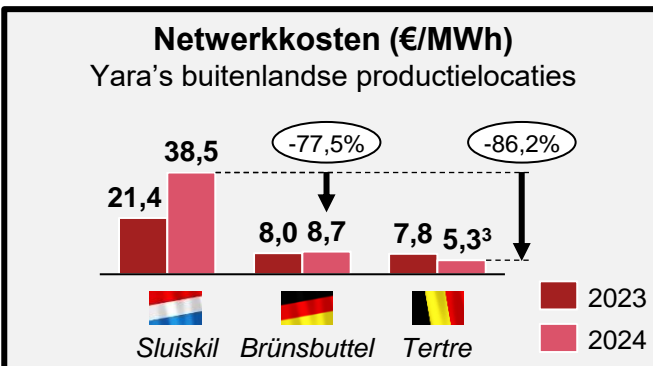
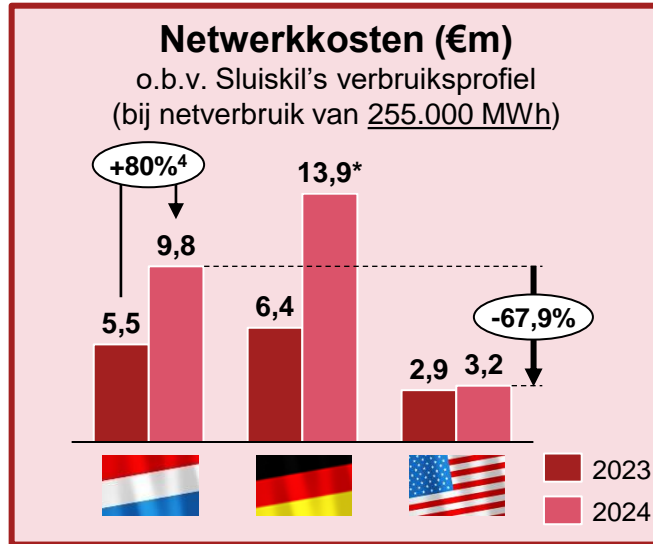
Component	Toelichting
Energiebelasting	<ul style="list-style-type: none"> De stroom die Yara zelf opwekt d.m.v. een WKK is in alle landen volledig vrijgesteld van EB De overige stroom (afkomstig van het net) is in DE grotendeels vrijgesteld voor chemische industrie In NL is Yara's netstroom niet vrijgesteld, maar lijdt het degressieve tariefstelsel desondanks tot relatief lage kosten
Netwerkkosten	<ul style="list-style-type: none"> Yara haalt zo'n ~50% van haar elektriciteit van het net en betaalt enkel over dit deel netwerkkosten Yara Sluiskil heeft in NL (in '23) en DE ('23 en '24) geen recht op volumekorting op netwerkkosten omdat de minimale bedrijfstijd niet wordt gehaald In NL en DE stijgen nettarieven in 2024 om toenemende kosten (m.n. vanwege investeringen en inflatie) van de TSO te dekken De netwerkkosten in de VS zijn minder variabel dan in NL en DE, waardoor grootverbruikers relatief lage kosten hebben
Groothandels prijs	<ul style="list-style-type: none"> Door goed verbonden elektriciteitsmarkten is de groothandelsprijs in NL en DE vergelijkbaar Het grote prijsverschil tussen VS en EU in 2023 als gevolg van de energiecrisis neemt af in 2024

Uitkomst Yara

- Yara Sluiskil heeft **vergelijkbare totale elektriciteitskosten** in NL als een theoretische concurrent in DE. Echter, aangezien Yara's locatie in DE (Brünsubtettel) **alle stroom van het net** haalt heeft deze locatie (i.t.t. Sluiskil) wél recht op **volumekorting** (tot 90%), waardoor **Yara Sluiskils' netwerkkosten** in de praktijk **hoger liggen** dan bij de Yara vestiging in DE
- Elektriciteitskosten in VS** (Texas) zijn een **stuk lager (-24,9%)** door lagere groot-handelsprijzen en netwerkkosten en afwezigheid van energiebelasting
- Verschillen in elektriciteitskosten leiden er toe dat **verduurzamingsprojecten** met verhoogd elektriciteitsverbruik mogelijk **interessanter zijn** in VS en DE; bijv. voor productie van blauwe/ groene ammoniak

Yara Sluiskil's netwerkkosten stijgen in 2024 met 80% en zouden in Texas (VS) ~68% lager zijn; andere Yara locaties betalen minder

Elektriciteitskosten – Netwerkkosten deep-dive



Berekeningen voor 2024 – op basis van het verbruiksprofiel van Yara Sluiskil

Omschrijving tarief opbouw

- Een jaarlijks vastrecht bedrag
- Capaciteitstarief: een combinatie van een gecontracteerd bedrag voor de jaarpiek en maandelijkse piek

Omschrijving tarief opbouw

- Een jaarlijks vast beheer en meetcomponent (leistungspreis)
- Een jaarlijks afname component, gecontracteerd en actief afgenomen (arbeitspreis)

Omschrijving tarief opbouw

- Een jaarlijks vast beheer en meting component
- Meerdere variabele componenten

Component	€/kW	MW/j
Gecontracteerd (jaarlijkse piek)	41,04	69,5MW
Max (maandelijkse piek)	4,21	51,7MW
= €9.843.170 p/j		

Component	€	Unit
Leistungspreis	158,98	69,5MW
Arbeitspreis	1,12	255,9 GWh
= € 13.913.216,48 p/j		

Component	€/maand	Unit
Vaste kosten ¹	12.118,44 ²	
Variabele kosten ¹	4,90	51,7MW
Variabele korting ¹	(0,000001)	255,9 GWh
= € 3.163.996,44 p/j		

Daadwerkelijke verbruiksprofielen alternatieve locaties Yara⁴

	Sluiskil (NL)	Brunsbüttel (DE)	Tertre (BE) ³
Gecontracteerde capaciteit	69,5MW	53MW	30MW
Maandelijkse piek	51,7MW	<i>Niet relevant</i>	30MW
Jaarlijks netverbruik	256GWh	376GWh	219 GWh
Voltijduren (voor volumekorting)	3.682h (geen korting)	7.089h (80% korting)	<i>Niet relevant voor korting</i>
Netbeheerder	TenneT (TSO)	Schleswig-Holstein Netz (DSO)	Elia (TSO)

1) In het (transmission)tarief van Centerpoint Energy (Texas) bestaan de vaste kosten uit: Customer Charge, Metering Charge en Metering Credit Charges. De variabele kosten bestaan uit: Distribution charge, Transmission cost Recovery Factor, Municipal Account Franchise Credit, Nuclear Decommissioning Charge en Distribution cost recovery factor. De variabele korting bestaat uit: Energy efficiency cost recovery factor; 2) Jaarlijks bedrag voor vaste kosten; 3) Yara Tertre stapte in 2024 over van een 30kv aansluiting op 150kv, waardoor zij lagere tarieven gaat betalen; 4) Verbruiksprofielen zijn aangeleverd door Yara

2.3

Casestudie: Smurfit Kappa Roermond Papier

Sector: Papier

Smurfit Kappa produceert in Roermond testliner, golfblad en brandstofpellets uit oud papier

Bedrijfsprofiel



Bedrijfsprofiel

Smurfit Kappa

Moederbedrijf:

Omzet (2023):
€ 11,3 mld¹

EBITDA (2023):
€ 2,1 mld¹

Hoofdkantoor en # productielocaties

- Hoofdkantoor in Dublin, Ierland
- 243 verpakkingsfabrieken, 35 papier fabrieken, 46 vezel sourcing en 33 andere faciliteiten

Belangrijkste verkoopproducten

- Voedsel en drank verpakkingen
- Consumenten-goederen verpakkingen
- Industriële verpakkingen



Profiel Fabriek Roermond

Smurfit Kappa Roermond

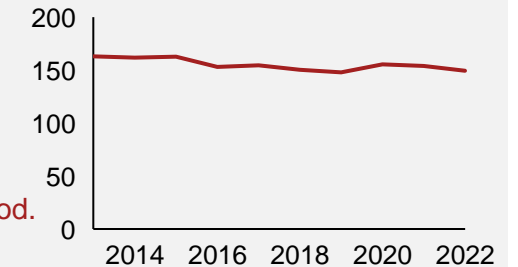
Cijfers (2023)

- **Werknemers:** 285²
- **Omzet:** €263mln³
- **EBITDA:** €33,2 mln³

Emissies en productie (2023)

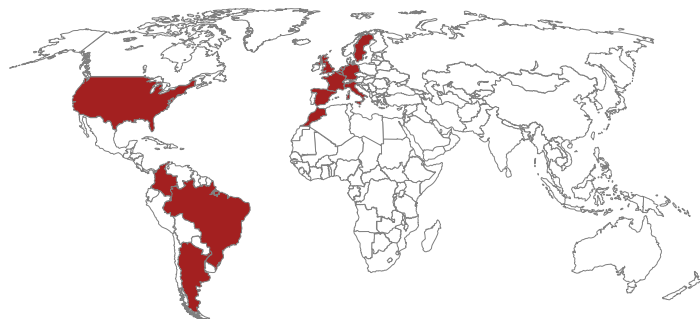
- **Emissie testliner/golfblad:** 0,17 tCO₂e/tprod.
- **Emissie Rofire:** 0,14 tCO₂e/tprod..³
- **Productie:** 619 kton product/jaar³

Emissies (kton CO₂ equivalent)⁴



Mondiale activiteiten moederbedrijf

Smurfit Kappa



- Smurfit Kappa is **actief** in **22 Europese** landen, **13 Amerikaanse** landen en **1 Afrikaans** land.
- In totaal worden er in **140 landen** producten verkocht

Landen met productie faciliteiten



Activiteiten in Nederland

Smurfit Kappa Roermond

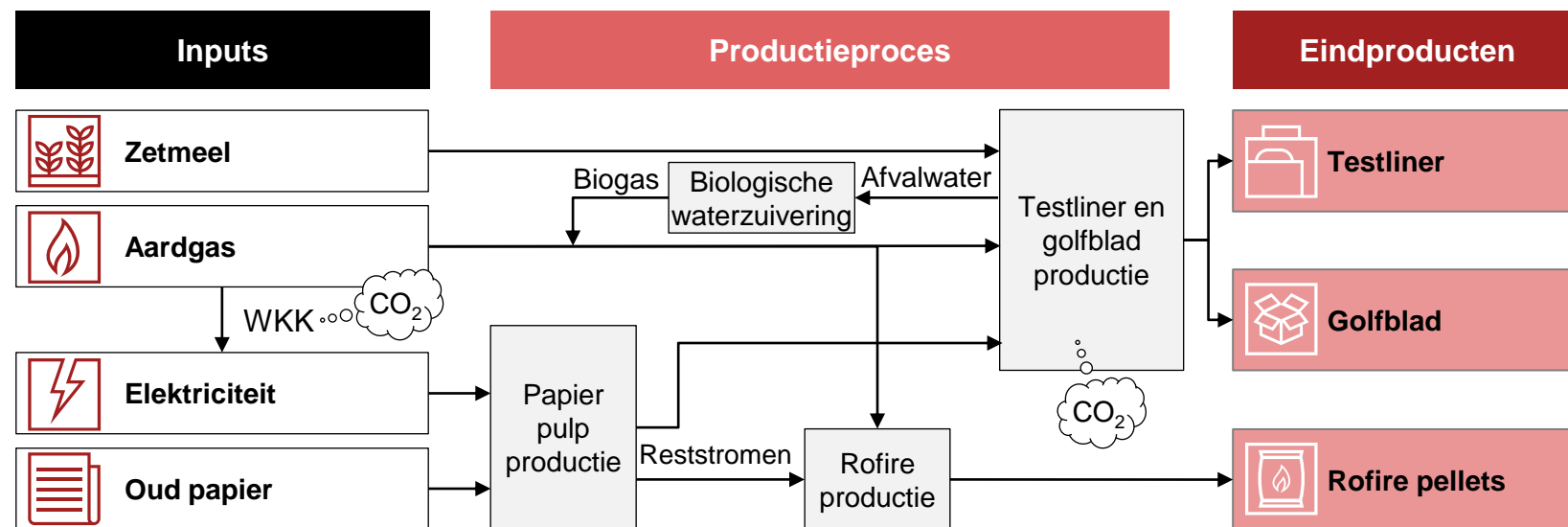


Belangrijke kenmerken:

- Smurfit Kappa Roermond Papier (SKRP) gebruikt **100% gerecyclede vezels** (oud papier). Daarnaast wordt een deel van de **reststromen** (kunststof, touw en hout) **omgezet** tot hoogwaardige **brandstof pellets** (Rofire)
- SKRP **levert haar papier uitsluitend** aan andere **SKG vestigingen** voor verwerking tot **verpakkingen**
- **40%** van de productie wordt **geleverd** binnen **Nederland**

Papierproductie is een elektriciteits- en gasintensief proces; de meeste CO₂ komt vrij bij productie van testliner en golfblad

Procesbeschrijving



Toelichting

- Papierproductie is **energie-intensief**, maar SKRP is **vergeleken** met andere papierfabrieken binnen EU ETS **relatief efficiënt**³
- De **energiedragers** aardgas, biogas en elektriciteit worden **omgezet in stoom** (om water uit de papierbaan te verdampen) en **elektriciteit**
- Elektriciteit** wordt zowel **intern opgewekt** (met WKK) als **ingevoerd** van het **net** (en soms **geëxporteerd** naar het net)
- Energie** voor de twee **productiestromen** haalt SKRP uit **aardgas, elektriciteit en biogas** (afkomstig uit eigen biologische waterzuivering)
- Testliner** en **golfblad** worden vervolgens op **andere productielocaties** van SKG **verwerkt** tot golfkarton (CCM)
- Directe CO₂-emissies** komen vrij bij de **productie** van Rofire, testliner en golfblad en elektriciteit, de **pulpproductie** leidt **enkel** tot **indirecte emissies** (vanuit geïmporteerde elektriciteit)











Verbruik en efficiëntie van het proces

Elektriciteit verbruik (Gem. 10j)	Vertrouwelijk bevonden door SKRP	Energie efficiëntie (2023)	Elektriciteit: 266 kWh/ton product Benchmark: 260 kWh/ton product ⁵ Gas: 137 M ³ /ton product
Gas verbruik (Gem. 10j)	85,8 mln m ³ per jaar	CO₂ efficiëntie (2023)	Testliner & golfblad: 0,174 ton CO ₂ e/ton Benchmark: 0,188 ton CO ₂ e/ton ⁴

Bron: Strategy& analyse; Management informatie SKRP; SKRP; 3) Fefco annual statistics, 2022; 4) EU ETS benchmarks 2021 – 2025 ([Link](#)); 5) Benchmark testliner en golfblad(fluting) EC energy efficiency study 2021 [Link](#)

Aangezien SKRP acteert op markten die groter zijn dan NL kunnen nationale kosten zeer beperkt worden doorgerekend


Doorgiftemogelijkheid

	Inputs (upstream)				Eindproducten (downstream)		
	Oud papier	Zetmeel	Aardgas	Elektriciteit	Golfblad	Testliner	
Geografische markt	 Ten minste EER ^{2,3}	 EER ¹	 Ten minste Noordwest Europees ⁷	 Centraal West. Europa ⁴	≥  Ten minste EER ⁵	≥  Ten minste EER ⁵	
Marktaandeel	Op groepsniveau <5% van EU markt	<1% Europees verhandelde zetmeel	<0,1%	<0,1%	<10% EER	<10% EER	
Prijzetting	Europese of mondiale papierprijs	Europese zetmeelprijs	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Europese papierprijs gevolgd door SKRP	Europese papierprijs gevolgd door SKRP	
Carbon Leakage List (EC)							
Doorgifte-mogelijkheid	 NL'se kosten	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen	Geen	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt
	 EU'se kosten	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen	Geen	Mogelijk	Mogelijk

Toelichting

- SKRP's grondstoffen (papier en zetmeel) worden **verhandeld op een internationale markt** waarin SK een klein aandeel heeft – **doorgiftemogelijkheid** upstream is hierdoor zeer beperkt
- Doordat de markt voor testliners en golfblad gedefinieerd is als **ten minste EER**, kan **niet** worden **uitgesloten** dat het EU'se markten betreffen en ETS-kosten **doorgerekend kunnen worden**. We hanteren daarom een doorgifte aanname van 50%
- Aangezien de markten groter zijn dan NL **kunnen** nationale kosten **niet worden doorgerekend**. We hanteren daarom een doorgifte aanname van 0%
- De papierindustrie ontvangt in verschillende andere EU'se landen (incl. FR, DE, BE) (i.t.t. in NL) **IKC** (75% van indirecte ETS) waardoor indirecte ETS-kosten **beperkt kunnen worden doorgerekend**

Gehanteerde aannames

	0%		50%		12,5%⁶
NL		EU ETS		Indirecte ETS	

Source: Analyse Strategy&, 1) Case No COMP/M.2029 Tate & Lyle/ Amylum; 2) Management informatie SKRP; 3) M.6512, DS Smith/SCA Packaging, paragraphs. 30-33;4) Wholesale regio op basis van EC Quarterly Electricity Market Report: AT, BE, FR, DE, LX, NL, CH; 5) Case M.8915 - DS SMITH EUROPAC; 6) Slechts 25% van de indirecte ETS kosten worden door Europese concurrenten 'gevoeld' (door 75% compensatie), waar vervolgens dezelfde doorgifte voor geldt als voor directe ETS kosten (50%); 7) OECD Session II: Market Definition in the gas Sector DAF/COMP/LACF(2022)4

SKRP kan op korte termijn extra verduurzamen met een tweede e-boiler; op lange termijn kan zij volledig elektrificeren

Verduurzamingsopties

Verduurzaming & energie efficiëntie verhoging opties							Randvoorwaarden		
Optie	Omschrijving	CO ₂	Gas	Elektr.CAPEX		Randvoorwaarden	Reflectie	Implementatie	
Optimalisatie huidige productieproces	Thermo- en stoomcompressoren	• Thermocompressoren in drooggroepen inbrengen in fasen, beginnend met de meest impactvolle • Hierna kunnen stoomcompressoren in worden gezet bij genoeg potentieel	-5,6 kt (-3,7%)	-3,8%	+0,9%	Middel	n/a	• Project wordt momenteel geïmplementeerd	Gemodelleerd Geleidelijke implementatie tussen '23 en '28
	Pocket-ventilatie	• Efficiëntere droging door betere ventilatie bij droogcilinders	-3,2 kt (-2,1%)	-2,2%	-	Hoog	n/a	• Project wordt momenteel geïmplementeerd	Gemodelleerd Implementatie waarschijnlijk in 2026
	Economizer biogasketel	• Plaatsen van een condenserende economizer op de biogasketel • Verdere concept moet nog worden bepaald	-1,4 kt (-0,9%)	-1,0%	+0,1%	Middel	n/a	• Technisch haalbaar en naar verwachting zal het project geïmplementeerd worden	Gemodelleerd Implementatie waarschijnlijk in 2026
	Centrale koelingsinstallatie	• Een centraal koelsysteem op basis van water/lucht ter vervanging van alle losse airco's • Juiste concept moet nog bepaald worden	-	-	-2,4%	Hoog	n/a	• Technische haalbaar maar implementatie wijze moet nog bepaald worden • EIA subsidie vereist	Implementatie waarschijnlijk voor 2030
Verandering in productieproces	Rejectboiler	• Rofire installatie vervangen door een energie conversie installatie voor de productie van stoom	-5,0 kt (-3,3%)	-17,0%	-	Hoog	Vergunning	• Vergunning verlening vereist waardoor interne investeringsbeslissing hierdoor nog wacht	Gemodelleerd Implementatie waarschijnlijk in 2027
	Vervanging lijmpers voor filmpers	• De huidige lijmpers vervangen door een filmpers • Deze brengt minder vocht in voor verse stoom- (en dus aardgas)besparing in de droogpartij	-9,6 kt (-6,3%)	-6,6%	-	Hoog	Financiële ondersteuning	• Heeft een CAPEX subsidie nodig, VEKI kan hiervoor dienen maar het is onzeker of het vereiste minimale investeringsbedrag en starttermijn wordt gehaald	Implementatie waarschijnlijk voor 2030
	E-boiler 1	• Boiler vervangen voor e-boiler en deze voor 2030 3600 draaiuren laten maken	-22,8 kt (-15%)	-15,8%	+62%	Hoog	Netcapaciteit	• Grotere netaansluiting zal naar verwachting gerealiseerd zijn voor 2029	Gemodelleerd Vanaf 2029
	E-boiler 2	• Boiler vervangen voor e-boiler en deze voor 2030 3600 draaiuren laten maken	-22,8 kt (-15%)	-15,8%	+62%	Hoog	Financiële ondersteuning	• SKRP heeft SDE++ nodig voor deze optie	Mogelijk vanaf 2029
	Volledige elektrificatie	• E-boilers 8400 uur per jaar laten draaien • Overige warmtebehoefte invullen met warmtepompen	-92,3 kt (-60%)	-41,3%	+164%	-	Financiële ondersteuning Netcapaciteit	• Grotere netaansluiting en financiering nodig • Innovatie en pilot nodig van warmtepomp • SKRP moet nog passende subsidie onderzoeken	Implementatie waarschijnlijk na 2030

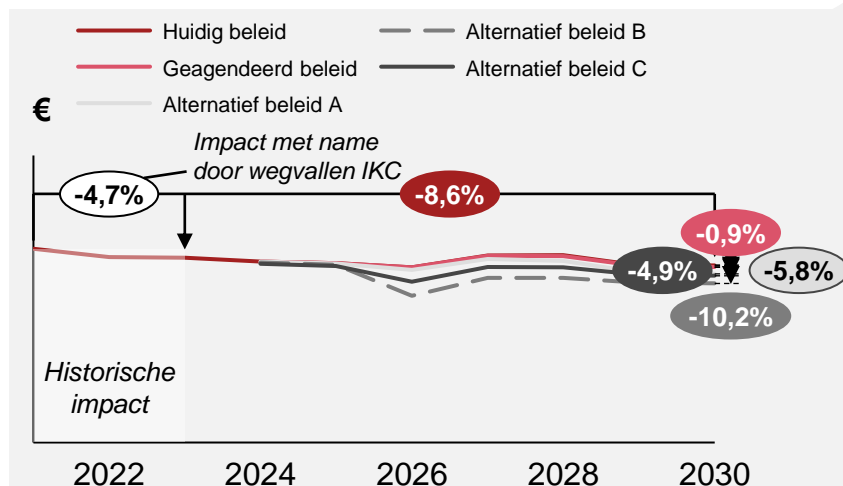
Capex van verduurzamingsoptie: Laag: 0-1 mln Middel: 1-5mln Hoog: 5+ mln

Implementatie: Verduurzamingsoptie voor 2030 Technisch mogelijke optie voor 2030 maar kent randvoorwaarden Potentiële verduurzamingsopties na 2030

Bij huidig beleid daalt SKRP's winst met ~9%; verdere aanscherpingen kunnen leiden tot extra daling van -1 tot -10%

EBITDA-impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA



Methodologische reflecties

- De winstimpact van ETS is afhankelijk van de aanname dat 50% kan worden doorgerekend aan afnemers
- Winstimpact van indirecte ETS in de elektriciteitsprijs neemt af door steeds duurzamere elektriciteitsproductie in NL
- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van relatieve kosten en energie-efficiëntie ten opzichte van andere fabrieken komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt v/d analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus

Beleidsinstrument	Impact (%)
EU ETS	- 1,6%
Nationale CO ₂ -heffing	- 0,04%
Energiebelasting	- 2,0%
Indirecte ETS kosten	- 7,2%
OPEX nieuwe investeringen	+ 2,3%
Totaal (& excl. OPEX)	- 8,6% (- 6,3%)

EBITDA-impact per beleidsmaatregel aanvullend beleid in 2030 t.o.v. huidig beleid

Beleidsmaatregel	Impact (%)	
Geagendeerd beleid	Aanscherping CO₂-heffingsprijs (totaal) - 0,9 %	
Alternatief beleid	A	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 3,9 %
	Totaal (incl. geagendeerd)	- 4,9 %
	B	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 9,3 %
Totaal (incl. geagendeerd)	- 10,2 %	
C	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 4,9 %	
Totaal (incl. geagendeerd)	- 5,8 %	

Belangrijkste drivers

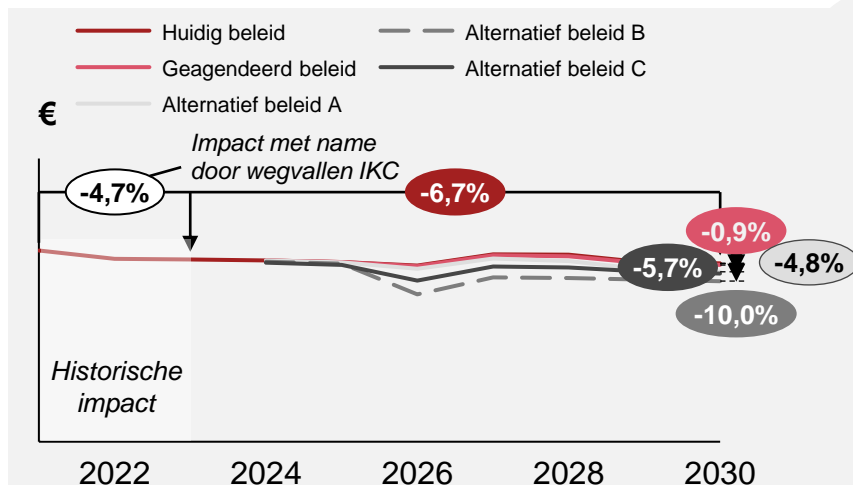
- Bij **huidig beleid** zakt SKRP's EBITDA tussen 2021 en 2030 met **-8,6%** ceteris paribus
- **Geagendeerd beleid** heeft **lichte impact** op SKRP's EBITDA omdat zij emissie-efficiënt is en over weinig CO₂ heffing hoeft te betalen
- Bij de implementatie van een **tweede E-boiler** kan de impact van de NL'se CO₂-heffing en ETS in 2030 **volledig worden gemitigeerd**
- Bij **alternatief beleid** leiden verhoogde **EB-tarieven** tot **EBITDA-daling** (3,9% tot 9,3% afhankelijk van het tarievenpad)

De impact van huidig beleid op SKRP neemt licht af bij een lagere ETS-prijs door lagere indirecte ETS-kosten

EBITDA-impact (Lage ETS-scenario)

Lage ETS-prijs scenario

Impact klimaatbeleid op EBITDA



Methodologische reflecties

- De winstimpact van ETS is afhankelijk van de aanname dat 50% kan worden doorgerekend aan afnemers
- Winstimpact van indirecte ETS in de elektriciteitsprijs neemt af door steeds duurzamere elektriciteitsproductie in NL
- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van relatieve kosten en energie-efficiëntie ten opzichte van andere fabrieken komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt v/d analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus¹

Beleidsinstrument	Impact (%)
EU ETS	- 0,8%
Nationale CO ₂ -heffing	- 1,4%
Energiebelasting	- 2,0%
Indirecte ETS kosten	- 4,9%
OPEX nieuwe investeringen	+ 2,3%
Totaal (& excl. OPEX)	- 6,7% (- 4,4%)

EBITDA-impact per beleidsmaatregel aanvullend beleid in 2030 t.o.v. huidig beleid

Beleidsmaatregel	Impact (%)	
Geagendeerd beleid	Aanscherping CO₂-heffingsprijs (totaal) - 0,9 %	
Alternatief beleid	A	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 3,9 %
	Totaal (incl. geagendeerd)	- 4,8 %
	B	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 9,1 %
Totaal (incl. geagendeerd)	- 10,0 %	
C	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 4,8 %	
Totaal (incl. geagendeerd)	- 5,7 %	

Belangrijkste drijvers

- Bij een lager ETS-prijspad verandert de **impact van huidig beleid licht** (-6,7% t.o.v. -8,6% bij het hogere prijspad)
- Dit komt doordat SKRP door verduurzamingsinvesteringen **vrij weinig ETS hoeft te betalen**
- SKRP betaalt in 2030 **weinig NL'se heffing** omdat een groot gedeelte van de **uitstoot is vrijgesteld**, wel neemt de winstimpact van de NL'se CO₂-heffing toe bij een lagere ETS-prijs

Productieafschaling is volgens SKRP op lange termijn niet aantrekkelijk; exitkosten zijn relatief beperkt (m.u.v. arbeid)

Exit-kosten en strategische alternatieven

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



Strategische alternatieven

Mogelijkheid tot permanente productieafschaling

- Volgens SKRP is **afschalen tot zo'n 40% mogelijk** (2 van de 3 papiermachines sluiten) maar gaat dit wel gepaard met ontslagvergoedingen en versnelde afschrijvingen
- Bij ongunstig beleid is het volgens SKRP **op de lange termijn logischer** om de productie **volledig stil te leggen**; immers zou er in dat geval al een groot deel van de arbeidsgerelateerde kosten moeten worden gemaakt om een deel van het personeel te ontslaan

Interessante alternatieve investeringslocaties



Duitsland

- SK heeft reeds een vergelijkbare productielocatie als Roermond in Zülpich
- Frankrijk keert vooralsnog IKC uit



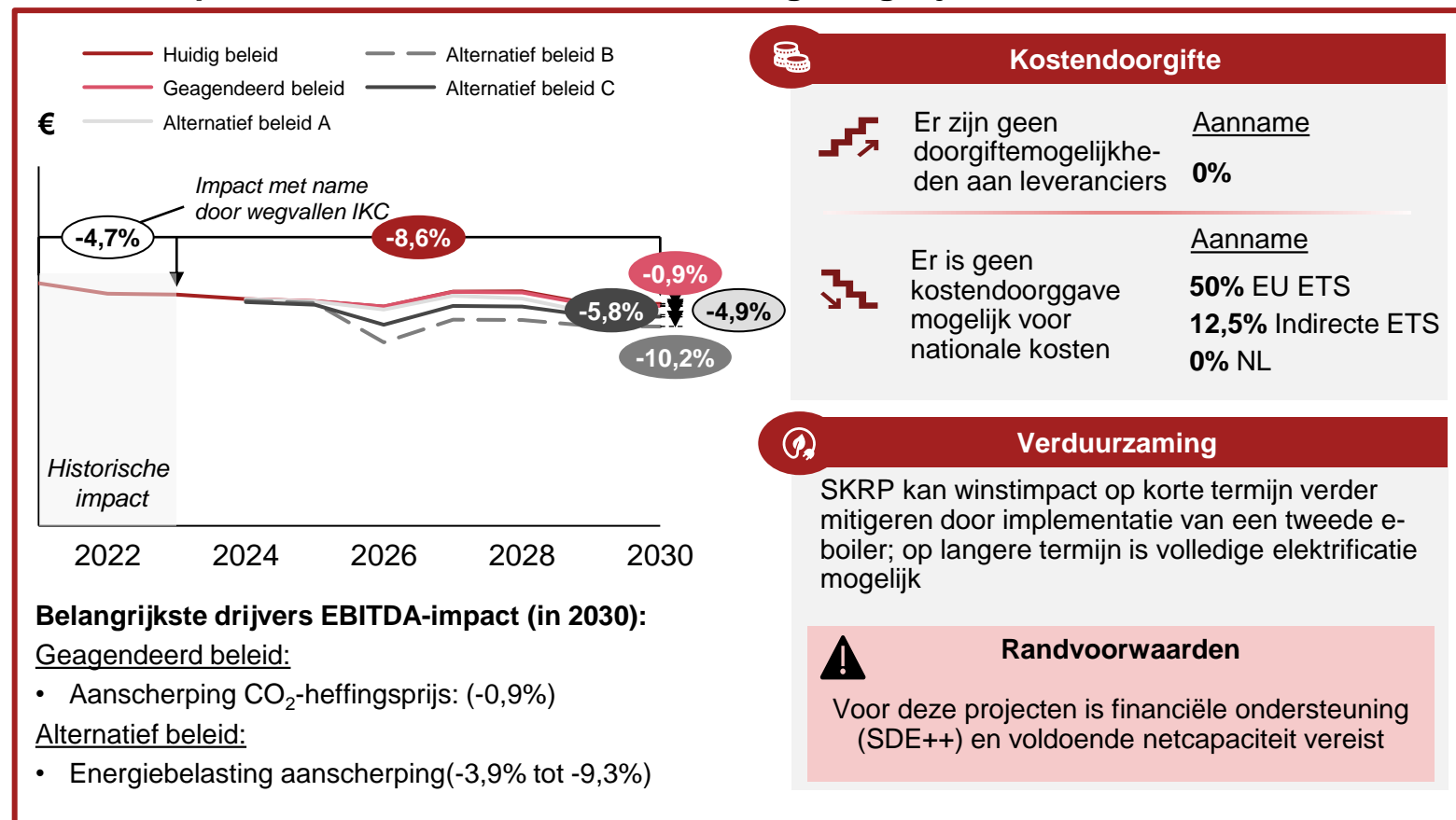
Frankrijk

- De papierindustrie is grotendeels vrijgesteld van energiebelasting
- Frankrijk keert vooralsnog IKC uit

SKRP kan door verduurzamingsinvesteringen de impact van aangescherpt beleid gedeeltelijk mitigeren richting 2030

Conclusies

EBITDA impact klimaatbeleid en verduurzamingsmogelijkheden



Uitkomst Smurfit Kappa

Korte termijn

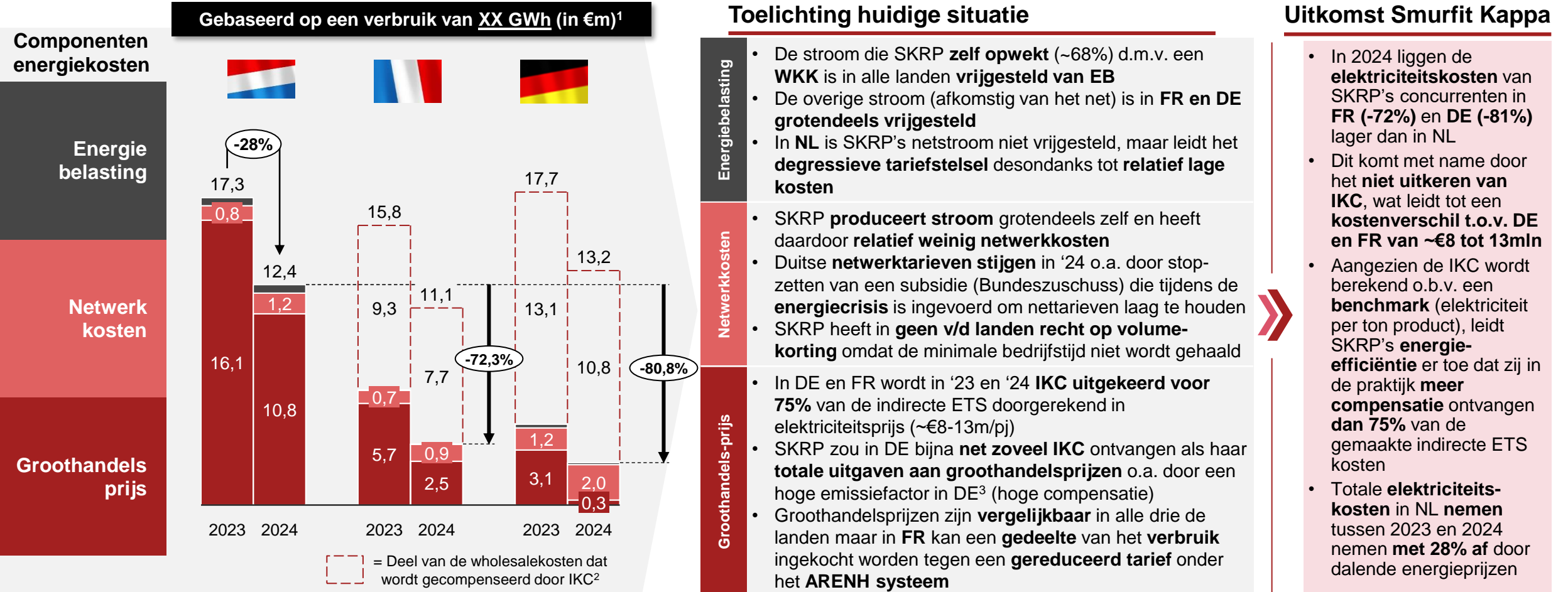
- SKRP kan d.m.v. **verduurzamingsinvesteringen** de impact van huidig beleid **deels mitigeren** (tot -10,2%); implementatie tweede e-boiler kan impact verder mitigeren
- In de alternatieve beleidsscenario's **daalt de EBITDA** (-4,9% tot -10,2%) door aangescherpte EB-tarieven, indicatief van een **verzwakte concurrentiepositie** voor SKRP met verhoogd risico op CO₂-weglek als mogelijk gevolg
- SKRP zal **niet** op korte termijn **gesloten worden** door de **hoge efficiëntie en capaciteit** van de fabriek. Wel kan een **ongelijk speelveld** m.b.t. **regelgeving** en **subsidiemogelijkheden** leiden tot **afnemende investeringen** waardoor SKRP zijn **voorsprong verliest**

Lange termijn

- Op **lange termijn** kan SKRP de **impact** van **klimaatbeleid verder mitigeren** d.m.v. het vergaand **elektrificeren** van de **stoomproductie**, hiervoor moet wel **genoeg netcapaciteit** gecreëerd worden
- Een **alternatief** kan zijn dat er wordt besloten de **productie af te schalen** of **volledige stil te leggen** en deze te **verplaatsen** naar fabrieken in **DE** of elders in Europa

Elektriciteitskosten liggen bij het huidige beleid in FR en DE 68-81% lager dan in NL – met name vanwege IKC

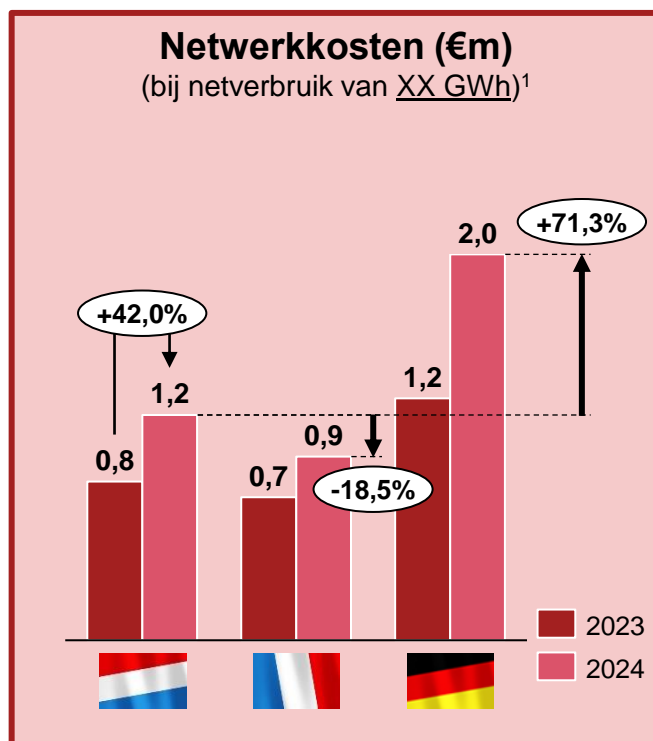
Elektriciteitskosten huidige situatie



Source: Strategy& Analysis op basis van netwerkbeheerders gegevens; SKRP Management Informatie 1) Totale elektriciteitsverbruik is weggelaten op verzoek van SKRP (gevoelige informatie). ~68% v/d elektriciteit wordt zelf met een WKK opgewekt en de overige 32% van het net wordt afgenomen 2) In tegenstelling tot de EBITDA-analyse gebruiken we voor het berekenen van IKC actuele ETS-prijzen (i.p.v. geprojecteerde) zodat ze in verhouding staan tot de gebruikte groothandelsprijzen (2023: €83,60/tCO₂ en 2024: €74,11/tCO₂). Ook geven we de IKC weer voor het te compenseren jaar (in realiteit wordt dit pas een jaar later uitgekeerd).; 3) De Duitse emissiefactor gebruikt in IKC-berekeningen bedraagt 0,72tCO₂/MWh i.p.v. 0,51 in FR en BE;

Netwerkkosten stijgen in NL, FR en DE, en zouden voor SKRP in '24 in DE 71% hoger en in FR 19% lager liggen dan in NL

Elektriciteitskosten – Netwerkkosten deep-dive



Berekeningen voor 2024

	ENEXIS	ENEDIS	westnetz
Omschrijving tarief opbouw	<ul style="list-style-type: none"> Gecontracteerd vermogen en maximaal maandelijks vermogen op basis van de aansluitcapaciteit Variabel tarief naar verbruik (per kWh) 	<ul style="list-style-type: none"> Een tijdsgeïndifferentieerd tarief per kWh afname Een tijdsgeïndifferentieerd tarief naar kW gecontracteerd vermogen² 	<ul style="list-style-type: none"> Variabel tarief naar gecontracteerd vermogen (leistungspreis) Variabel tarief naar verbruik (arbeitspreis)

Berekening tarief onderdelen	Component	€	Unit
NL (ENEXIS)	Gecontracteerd (jaarlijkse piek)	24,19	Vertrouwelijk
	Max (maand. piek)	2,60	/kW
	Transporttarief	0,013	/kWh
FR (ENEDIS)	Coefficient pondérateur de la puissance (bi)	27,39	Vertrouwelijk
	Coefficient pondérateur de l'énergie (ci)	€0,029 - €0,0059	afhankelijk van tijds categorie
DE (westnetz)	Leistungspreis	117,9	Vertrouwelijk
	Arbeitspreis	0,34c	t/kWh

Toelichting	Totaal
<ul style="list-style-type: none"> Netwerktarieven stijgen o.a. om grote investeringskosten TSO en DSO te dekken 	= € 1.160.415,80
<ul style="list-style-type: none"> Franse netwerktarieven stijgen in 2024 (+6,51%) om kostenstijging van netbeheerders te dekken 	= €945.869,39
<ul style="list-style-type: none"> Duitse netwerktarieven stijgen in 2024 door afschaffing subsidie (Bundeszuschuss) SKRP voldoet niet aan de vereiste bedrijfstijd voor volumekorting 	= € 1.987.658,97

Source: Strategy& Analysis op basis van netwerkbeheerders gegevens; SKRP Management Informatie; 1) Totale elektriciteitsverbruik is weggelaten op verzoek van SKRP (gevoelige informatie); 2) We hebben bij de berekening van de Franse netwerkkosten aangenomen dat de afname (kWh) en gecontracteerde vermogen (kW) gelijk verdeeld zijn over het jaar

2.4

Casestudie: Nyrstar

Sector: Metallurgie (Zink)

Nyrstar Budel produceert blokszink en zinklegeringen en is de enige zinkfabriek in Nederland

Bedrijfsprofiel



Bedrijfsprofiel



Moederbedrijf: **Trafigura**

Mondiale speler in de **grondstoffenmarkt**

Omzet (2023):
€ 225,8 mld

EBIT (2023):
€ 6,84 mld

Hoofdkantoor en # productielocaties

- Hoofdkantoor Nyrstar in **Budel-Dorplein, NL**
- **7 metaalverwerkingsfaciliteiten**, 2 mijnen
- Nyrstar Budel bevat **43%** van Nyrstar's zinkproductie **capaciteit in Europa**

Belangrijkste verkoopproducten

- Zink
- Zinklegeringen
- Zwavelzuur
- Minor Metals



Profiel Nederlandse tak



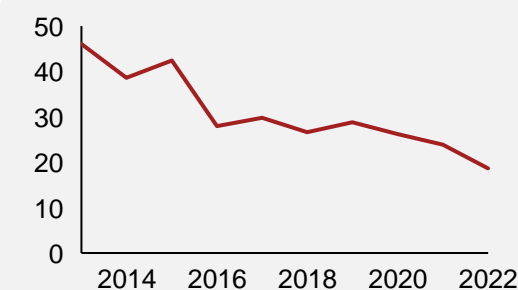
Cijfers (2023)

- **Werknemers:** ~485
- **Omzet:** €170 mln (okt- sep 2023)

Emissie en productie per ton (2023)

- **Emissie:** gem. 0,08 ton CO₂e/ton prod.
- **Productie:** 237.054 ton per jaar¹

Emissies (kt CO₂ equivalent)³



Mondiale activiteiten



Landen met productiefaciliteiten

- 1 zinksmelter en 2 mijnen in de VS, **3 zinksmelters en 1 multimetaalsmelter in Europa** en 1 zinksmelter en 1 multimetaalsmelter in Australië
- Nyrstar Budel heeft **15% marktaandeel voor Zink in EU**
- **Geplande investeringen** in germanium en gallium extractie **in de VS**



Activiteiten in Nederland

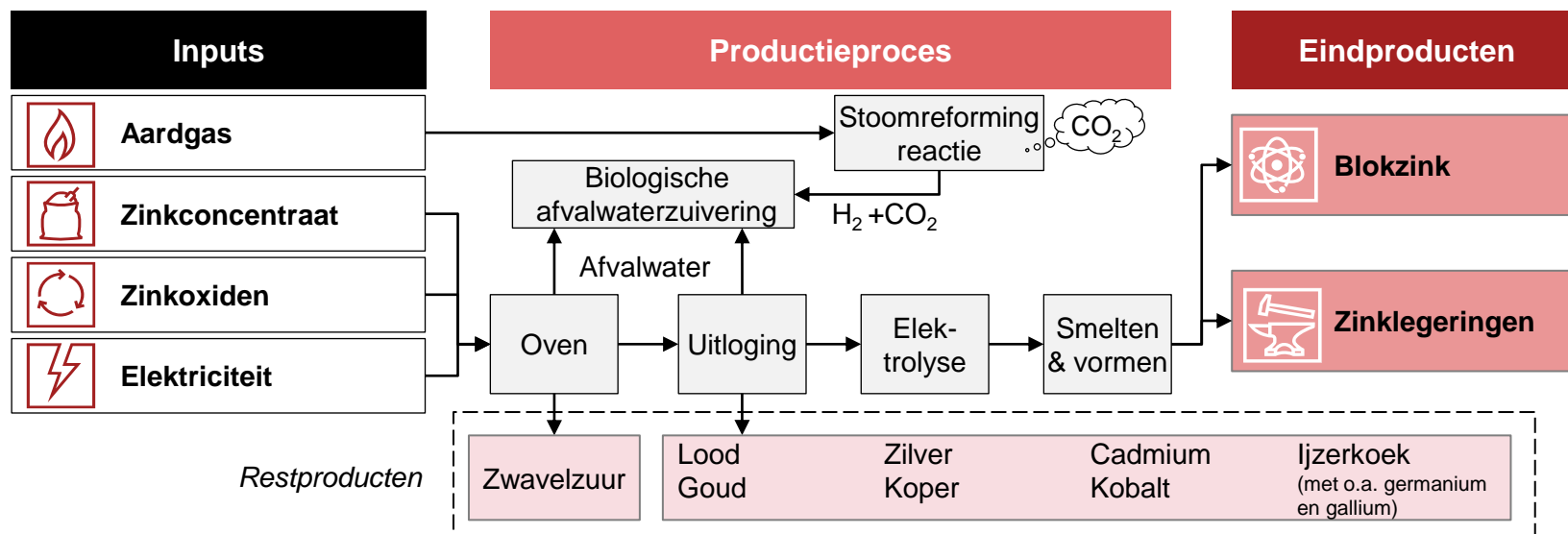


Belangrijke kenmerken:

- **Nyrstar's Budel** smelter produceert >40 typen **zink en zinklegeringen**, met als belangrijkste producten SHG zink en verzinkingslegeringen
- De **productiefaciliteit** in Budel gebruikt **roosteren, uitloggen, elektrolyse (RLE), smelten** en een biologische afvalwaterzuiveringsinstallatie
- **Zink en zinkproducten** maken **grootste deel van de omzet** uit (zwavelzuur en loogproducten vormen restbijdrage)

Aangezien zink wordt geproduceerd d.m.v. elektrolyse is Nyrstar niet emissie-intensief maar elektriciteits-intensief

Procesbeschrijving



Toelichting

- In Budel **produceert** Nyrstar zeer zuiver **blokzink, zinklegeringen** en verschillende **restproducten**
- Het **eindproduct** wordt vooral **gebruikt** als roestbeschermende laag **bij staal**, waardoor de levensduur van staalproducten wordt verlengd (x12)
- De productielocatie in Budel is volgens Nyrstar één van de **meest energie-efficiënte productielocaties** van zink wereldwijd¹; daarnaast is alle verbruikte elektrische energie groen door de aankoop van **'green certificates'** hiervoor¹
- Nyrstar in Budel **gebruikt ook veel zinkoxiden** (afkomstig van **gerecycled zink**) als **input** in hun productieproces ten opzichte van het **aandeel zinkconcentraat** (dat direct uit zinkmijnen komt), hierdoor komt het aandeel van **gerecycled materiaal op 30%** uit¹
- Ongeveer 50% van de **vrijgekomen CO₂** bij de **stoomreforming reactie** wordt gebruikt voor het in leven houden van de **bacteriën** in de **biologische afvalwaterzuivering**, de andere 50% wordt **direct uitgestoten**









Verbruik en efficiëntie van het proces

Elektriciteit verbruik (10-jr gem.)	1,1 TWh per jaar (~1% van de NL'se elektriciteitsverbruik)	Energie efficiëntie (2021) ³	Elektriciteit: 3966,68 kWh per ton product ²
Gas verbruik (10-jr gem.)	6.624.000 m3 per jaar (25,5 m3 per ton Zink)	CO₂ efficiëntie (2021) ³	Zink: 0,09 ton CO ₂ /ton product ⁵ Waterstof: 13,26 ton CO ₂ /ton product ⁴ Warmte: 4,23 ton CO ₂ /TJ ⁴ Brandstof: 64,71 ton CO ₂ /TJ ⁴

Bron: Strategy& analyse; Management informatie Nyrstar; 1) Interview Nyrstar; 2) Benchmark waarde is 3994 kWh/ton (EC energy efficiency study 2021 [Link](#)); 3) Meest recente jaar met normale productievolumes; 4) EU ETS benchmarks 2021 – 2025 ([Link](#)): Waterstof: 6,84 ton CO₂/ton product, Warmte: 47,3 ton CO₂/TJ & Brandstof: 42,6 ton CO₂/TJ; 5) Er is voor de zink geen EU ETS product benchmark

Nyrstar opereert op internationale markten waardoor NL'se kosten zeer beperkt kunnen worden doorgerekend

Doorgiftemogelijkheid

	Inputs (upstream)				Eindproducten (downstream)	
	Zink-concentraat	Zinkoxiden	Aardgas	Elektriciteit	Zink	
Geografische markt	 Mondiaal ⁶	 Mondiaal ⁶	 Ten minste Noordwest Europees ⁸	 Centraal-west Europees ⁷	\geq  Ten minste EER	
Marktaandeel	2% ⁴	#1 gerecycled zink toepasser in EU ³	<0,1% ⁵	~1% of NL	10-15% EER 2,5-4% van de wereldmarkt ¹	
Prijszetting	Wereldwijde bepaling op de London Metal Exchange (LME)	Wereldwijde bepaling op de London Metal Exchange (LME)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Prijs is afhankelijk van de wereldwijde marktprijs, een treatment charge en een premium op basis van o.a. product en regionale vraag/aanbod	
Carbon Leakage List (EC)						
Doorgifte-mogelijkheid	 NL'se kosten	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt
	 EU'se kosten	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Mogelijk

Toelichting






- Zowel **zink-concentraat** als **zinkoxiden** worden wereldwijd verhandeld tegen marktprijzen wat de **doorgiftemogelijkheid** upstream **beperkt**
- De zinkomzet bestaat uit 'free metal', een **premie** en een **treatment charge** (verwerkingsloon). De 'free metal' marge en treatment charge worden **bepaald** op de **wereldwijde grondstoffenmarkt** terwijl de premie o.a. het resultaat is van **regionale vraag en aanbod**⁴. We kunnen niet uitsluiten dat **Europese kosten** hier gedeeltelijk in **worden doorgerekend**
- Wel lijkt deze doorgifte niet oneindig; door **hoge Europese energiekosten** wordt er sinds vorig jaar meer zink **geïmporteerd** (momenteel zo'n 3-5% van de Europese markt)², waar Europa **voorheen zelfvoorzienend** was
- Voor **indirecte ETS** kosten in de elektriciteitsprijs geldt dat zinkfabrieken in concurrerende landen (e.g. BE, FR, ES) gecompenseerd worden (meestal via IKC) tot max 95%, waardoor deze kosten naar verwachting **zeer beperkt doorgerekend** kunnen worden ((100%-95%)*50%=) 2,5%

Gehanteerde aannames




 NL	0%	 EU ETS	50%	 Indirecte ETS	2,5%
---	-----------	---	------------	--	-------------

Nyrstar kan de beleidsimpact in enige mate mitigeren d.m.v. elektriciteitsreductie, mits zij financieel ondersteund wordt

Verduurzamingsopties

Verduurzaming & energie efficiëntie verhoging opties							Randvoorwaarden		
Optie	Omschrijving	CO ₂	Gas	Elektr.	CAPEX	Randvoorwaarden	Reflectie	Implementatie	
Verandering in productie proces	Stoom turbine	Proces gegenereerde stroom wordt nu gebruikt voor opwarming van procesbaden, kan d.m.v. stoomturbine worden omgezet in elektriciteit	-	-	-2,5%	Laag	N/A	<ul style="list-style-type: none"> Nyrstar is op dit moment bezig met implementatie, vanwege de positieve business case Volledig operationeel vanaf juli 2025 	Gemodelleerd Implementatie vanaf mid-2025
	Zonne-panelen	De uitbreiding van het zonnenveld direct verbonden aan de fabriek ter bevordering van de groene stroom en reductie van netcongestie	-	-	Extra groene elektriciteit tot ~175 MW (0,0%)	Hoog	 <i>Financiële ondersteuning</i>	<ul style="list-style-type: none"> Investeringen in uitbreiding van het zonnepark is gepland/ mogelijk, waarvan al 74MW vast staat (55MW voor het net, 19MW direct op fabriek) Daar bovenop is er ruimte voor nog 100MW SDE++ is een mogelijkheid 	Implementatie waarschijnlijk voor 2030
Optimalisatie huidig productieproces	Virtual battery	Uitbreiding van elektrolyseproces voor hogere flexibilisering, zodat consumptie kan worden aangepast aan beschikbaarheid van groene energie	-	-	-7,7%	Hoog	 <i>Tijdsgeïndifferentieerde nettarieven</i>	<ul style="list-style-type: none"> Nettarieven zijn momenteel gebaseerd op piekbelasting, waardoor flexibel gebruik relatief zwaar wordt belast (ondanks de systeembaten) Nyrstar verwacht geen problemen bij uitbreiding elektriciteitsnet Nyrstar verwacht geen problemen bij verkrijgen van vergunningen 	Implementatie onwaarschijnlijk voor 2030
							 <i>Netcapaciteit</i>		
							 <i>Snellere doorloop vergunningen</i>		
Proces optimalisatie	Verschillende investeringen ter verbetering van het productieproces (o.a. rectificers vernieuwen, Gypsum en Anode reinigen en een Manganese filter	-	-	-5,7%	Middel	 <i>Financiële ondersteuning</i>	<ul style="list-style-type: none"> Alle investeringen liggen tussen de €810k (reinen) en €10m (rectifiers) en vereisen geen verandering in de processen Naar verwachting is EIA voldoende voor een rendabele business case 	Implementatie onwaarschijnlijk voor 2030	

Capex van verduurzamingsoptie: Laag: 0-10 mln Middel: 10-50 mln Hoog: 50+ mln

Implementatie:  Verduurzamingsoptie voor 2030  Technisch mogelijke optie voor 2030 maar kent randvoorwaarden  Potentiële verduurzamingsopties na 2030

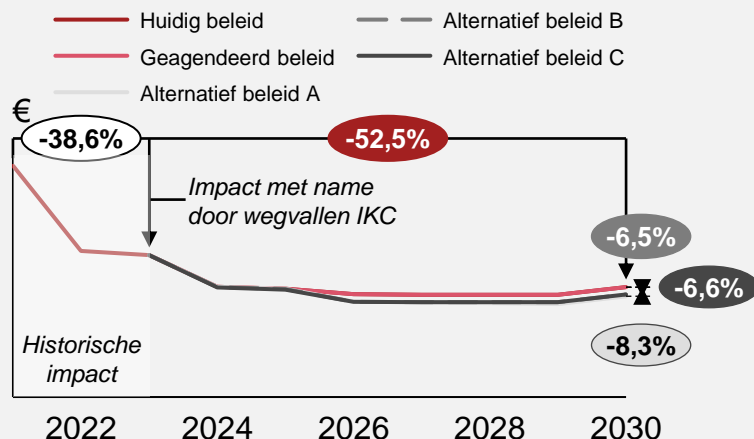
Bij huidig beleid daalt Nyrstar's winst met -53%, verdere aanscherpingen kunnen leiden tot een extra daling van -7/-8%

EBITDA-impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA¹



Bij 50% directe ETS, 2,5% indirecte ETS en 0% NL kostendoorgifte



Methodologische reflecties

- De winstimpact van ETS is afhankelijk van de aanname dat 50% kan worden doorgerekend aan afnemers
- Winstimpact van indirecte ETS in elektriciteitsprijs neemt af door steeds duurzamere elektriciteitsproductie
- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt v/d analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus¹

Beleidsinstrument	Impact
EU ETS	+ 1,6%
Nationale CO ₂ -heffing	+ 0,0%
Energiebelasting	- 1,6%
Indirecte ETS kosten	- 55,3%
OPEX nieuwe investeringen ²	+ 2,4%
Totaal (& excl. OPEX)	- 52,5% (- 54,9%)

EBITDA-impact per beleidsmaatregel aanvullend beleid in 2030 t.o.v. huidig beleid

Beleidsmaatregel	Impact	
Geagendeerd beleid	Aanscherping CO₂-heffingsprijs (totaal) 0,0%	
Alternatief beleid	A	EB-aanscherpingen (incl. metallurgische vrijstelling) - 8,3%
	Totaal (incl. geagendeerd)	- 8,3%
	B	EB-aanscherpingen (incl. metallurgische vrijstelling) - 6,5%
Totaal (incl. geagendeerd)	- 6,5%	
C	EB-aanscherpingen (incl. metallurgische vrijstelling) - 6,6%	
Totaal (incl. geagendeerd)	- 6,6%	

Belangrijkste drijvers

- Nyrstar's EBITDA daalt met **-52,5%** bij **huidig beleid**, ceteris paribus, met name vanwege het stopzetten van **IKC** sinds 2021
- Nyrstar heeft in 2030 een **overschot aan ETS-rechten** waardoor oplopende ETS-prijzen en uitfaserende vrijstellingen de EBITDA verbeteren richting 2030 (+1,6%)
- De impact van het **EB-tariefpad in alternatief beleidsscenario A** is het hoogst doordat in dit scenario de lagere tariefschalen op gasverbruik relatief het meest stijgen – terwijl het tarief op elektriciteit in alle drie de scenario's zeer laag blijft

1) In de twee voorgaande speelveldtoetsen hebben we gebruik gemaakt van de EBITDA van Nyrstar voor Budel, zoals vermeld in de openbare jaarrekeningen. Dit jaar hebben we Nyrstar gevraagd om een inschatting te maken van de economische winst voor Budel, omdat deze relevanter is voor de beslissingen omtrent productie. Doordat we een ander uitgangspunt hanteren voor de winst, zijn de resultaten verschillend ten opzichte van de eerdere studies. We hebben de winstinschattingen van Nyrstar niet gevalideerd. 2) Operationele kosten anders dan de gemiddelde kanalen (e.g. EB, CO₂-beprijzing, indirecte ETS kosten etc.);

Bij een lagere ETS-prijs daalt de winstimpact van huidig beleid tot -28% door lagere indirecte ETS-kosten

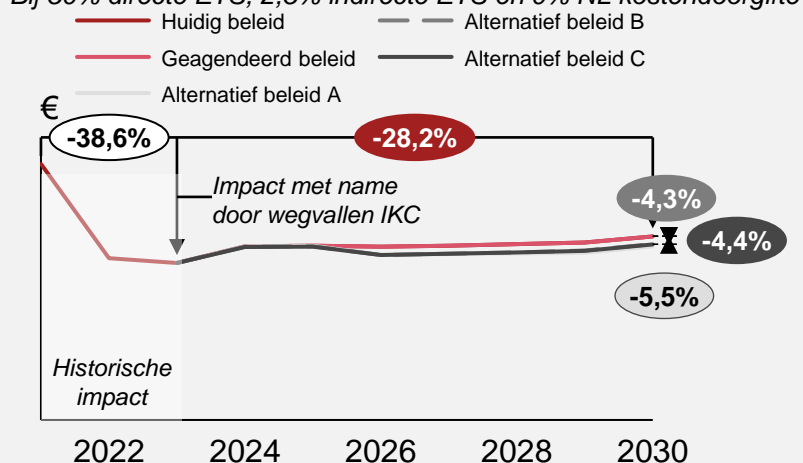
EBITDA-impact

Lage ETS-prijs scenario

Impact klimaatbeleid op EBITDA¹



Bij 50% directe ETS, 2,5% indirecte ETS en 0% NL kostendoorgifte



Methodologische reflecties

- De winstimpact van ETS is afhankelijk van de aanname dat 50% kan worden doorgerekend aan afnemers
- Winstimpact van indirecte ETS in elektriciteitsprijs neemt af door steeds duurzamere elektriciteitsproductie
- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt v/d analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus¹

Beleidsinstrument	Impact
EU ETS verlies van omzet	+ 0,2%
Nationale CO ₂ -heffing	+ 0,0%
Energiebelasting	- 1,1%
Indirecte ETS kosten	- 29,7%
OPEX nieuwe investeringen ²	+ 2,4%
Totaal (& excl. OPEX)	- 28,2% (- 30,6%)

EBITDA-impact per beleidsmaatregel aanvullend beleid in 2030 t.o.v. huidig beleid

Beleidsmaatregel	Impact
Geagendeerd beleid	Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs (totaal) - 0,0%
Alternatief beleid	A EB-aanscherpingen (incl. metallurgische vrijstelling) - 5,5%
	Totaal (incl. geagendeerd) - 5,5%
	B EB-aanscherpingen (incl. metallurgische vrijstelling) - 4,3%
Totaal (incl. geagendeerd) - 4,3%	
C EB-aanscherpingen (incl. metallurgische vrijstelling) - 4,4%	
Totaal (incl. geagendeerd) - 4,4%	

Belangrijkste drijvers

- De **winstimpact** van **huidig beleid**, ceteris paribus, op Nyrstar valt **lager** uit bij een lagere ETS-prijsscenario (-28% i.p.v. -53%)
- Dit komt doordat Nyrstar in dit scenario **veel minder indirecte ETS-kosten** heeft die zeer beperkt kunnen worden doorgerekend
- Daarnaast ontvangt Nyrstar naar verwachting een **overschot aan dispensatierechten**, waardoor zij **geen NL'se heffing** hoeft te betalen
- Doordat de EBITDA bij huidig beleid nu hoger ligt **neemt de relatieve impact** van **aangescherpt beleid af** (terwijl de absolute impact **onveranderd** is) (-4,3% tot -5,5%)

1) In de twee voorgaande speelveldtoetsen hebben we gebruik gemaakt van de EBITDA van Nyrstar voor Budel, zoals vermeld in de openbare jaarrekeningen. Dit jaar hebben we Nyrstar gevraagd om een inschatting te maken van de economische winst voor Budel, omdat deze relevanter is voor de beslissingen omtrent productie. Doordat we een ander uitgangspunt hanteren voor de winst, zijn de resultaten verschillend ten opzichte van de eerdere studies. We hebben de winstinschattingen van Nyrstar niet gevalideerd. 2) Operationele kosten anders dan de gemodelleerde kanalen (e.g. EB, CO₂-beprijzing, indirecte ETS kosten etc.);

Nyrstar gebruikt grijze waterstof en zou kunnen overstappen naar groene waterstof; onzeker is of dit leidt tot CO₂-reductie

Jaarverplichting RFNBO's in de industrie

Toepassing en bron van (groene) waterstof

Toepassing waterstof	$\text{H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow$ Biologische waterzuivering (grondstoffen voor biologische waterzuivering bacteriën)	
Huidig productie proces	<ul style="list-style-type: none"> Nyrstar Budel voert <i>Steam Reforming</i> uit op eigen terrein ter productie van grijze waterstof, waarbij aardgas de grondstof vormt CO₂ wordt geproduceerd als bijproduct bij opwekking grijze waterstof in huidige proces, wat ook een grondstof vormt voor de waterzuiveringsbacteriën Bij gebruik groene waterstof dient CO₂ additioneel te worden geproduceerd, waarschijnlijk vanuit fossiele brandstoffen 	
Groene waterstof mogelijkheden	Opties H₂ sourcing	Overweging
	1 H₂ elektrolyse op eigen terrein (3MW)	<ul style="list-style-type: none"> 3MW elektrolyser technisch haalbaar Afhankelijk van voldoende beschikbaarheid groen opgewekte elektriciteit als input voor elektrolyse
	2 Invoer groene waterstof via pijpleiding	<ul style="list-style-type: none"> Aansluiting van Budel op H₂ backbone niet waarschijnlijk (geen industrieel cluster, Nyrstar is een zgn cluster 6 bedrijf)
3 Invoer groene waterstof via trucks	<ul style="list-style-type: none"> Technisch gezien haalbaar via waterstoftrailers Diesel trucks voor aanlevering H₂ leidt tot extra CO₂ uitstoot 	

Toelichting

- Nyrstar Budel produceert ongeveer **200 ton grijze waterstof** op eigen terrein per jaar via *steam reforming*
- Deze waterstof dient als **grondstof voor de bacteriën** in de biologische waterzuivering, die naast H₂ ook CO₂ nodig hebben
- De CO₂ ontstaat momenteel als bijreactie in de *reformer*; bij een overstap op groene waterstof zal **CO₂ additioneel moeten worden aangevoerd** via gascilinders
- Naast aanvoer van CO₂ zijn **geen aanpassingen** in Nyrstars productieproces **vereist** voor de overstap op groene waterstof
- Nyrstar ziet **3 opties** om aan de benodigde groene waterstof te komen, ieder met eigen overwegingen (zie links)
- Gezien Nyrstars **bepaalde waterstofverbruik** en de noodzaak om CO₂, vaak opgewekt met fossiele brandstof, bij te mengen voor de biologische waterzuivering is het **de vraag of** de RFNBO-afnameverplichting leidt tot **een vermindering van CO₂-uitstoot** bij Nyrstar

Alhoewel een productiestop aanzienlijke exit-kosten kent is langdurige productieafschaling volgens Nyrstar uitgesloten

Exit-kosten en strategische alternatieven

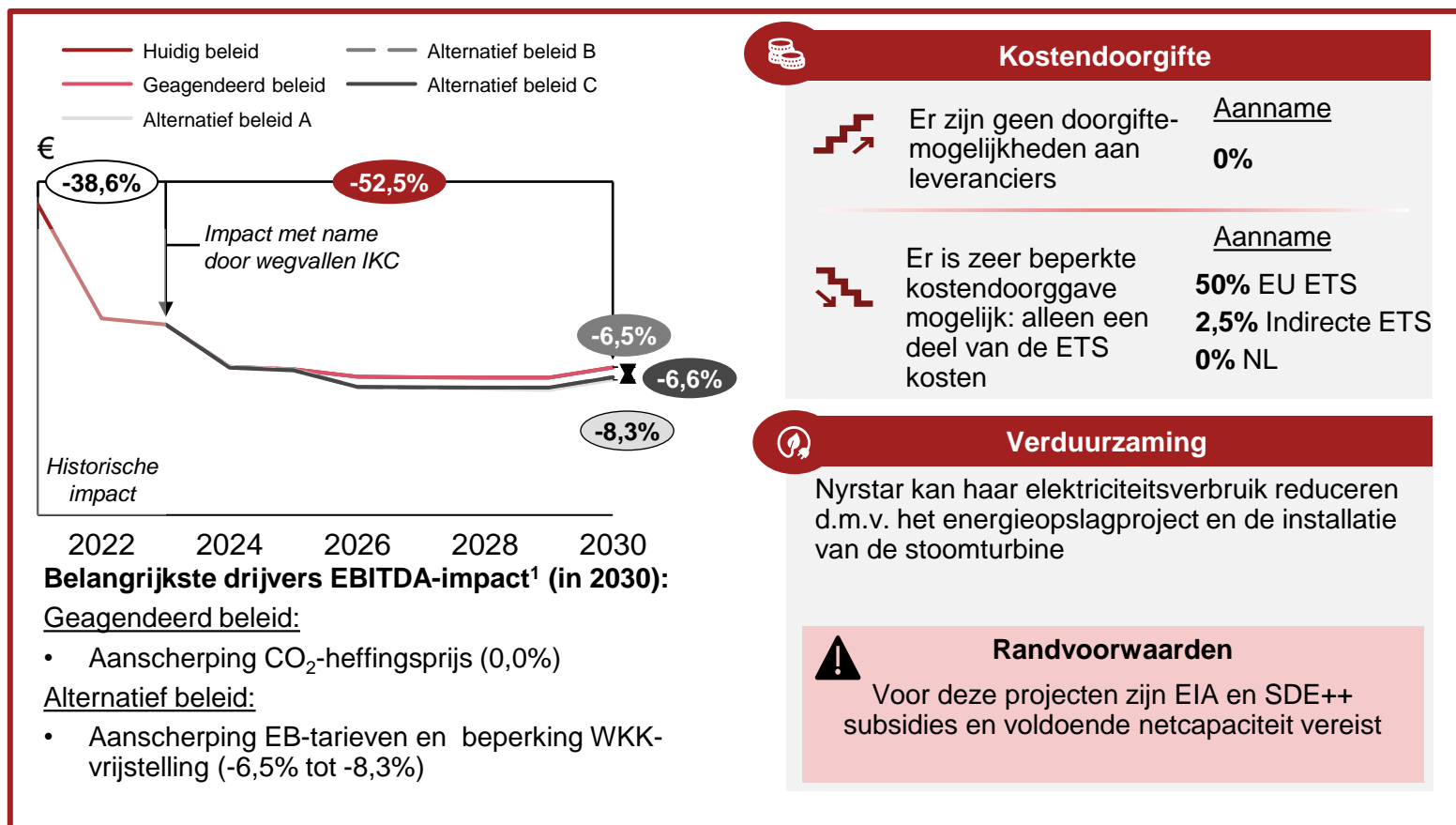
Type exit-kosten	Toelichting
Arbeidsgerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> Nyrstar denkt bij een complete exit ~500 mensen te moeten ontslaan, waarvan weinig overgeplaatst kunnen worden naar andere vestigingen Gezien de lange dienst van veel werknemers kan dit oplopen tot tientallen miljoenen (>~€50m)
Regelgeving-gerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> Bij een exit zou Nyrstar wettelijk verplicht zijn om de bekkens tot 2026 te onderhouden tegen lekkage (een paar miljoen per jaar) Volgens Nyrstar zijn zij ook lange termijn verantwoordelijk voor GHBS (een paar miljoen per jaar)
Lange termijn contracten	<ul style="list-style-type: none"> Volgens Nyrstar zijn zij bij sluiting nog verplicht om het water wat in het verleden is vervuild te blijven reinigen Dit kost ongeveer €3M per jaar
Verzonken kosten	<ul style="list-style-type: none"> Vrijwel alle assets moet afgeschreven worden, wat zou optellen tot ~ €150 - €175M voor PPE aanwezig op de faciliteiten
Overig	<ul style="list-style-type: none"> Volgens Nyrstar moet er waarschijnlijk rekening gehouden worden met demontagekosten, reinigingskosten en saneringskosten, oplopend tot de tientallen miljoenen euro's

Strategische alternatieven	
Mogelijkheid tot permanente productieafschaling <ul style="list-style-type: none"> Zinkproductie is volgens Nyrstar zeer gebaat bij schaalvoordelen waardoor langdurige productie afschaling niet rendabel is Volgens Nyrstar is het haalbaar in een uitzonderlijk geval om 1-2 jaar af te schalen naar op zijn minst 80% Hiernaast is voor 1 of 2 maanden stoppen volgens Nyrstar mogelijk, echter in het geval van een langere stop moet permanent stoppen worden bekeken 	
Interessante alternatieve investeringslocaties	
 België	<ul style="list-style-type: none"> IKC (nog) niet afgeschafte en lagere netwerktarieven voor grootverbruikers Hoogste kans op overplaatsen medewerkers Al een fabriek aanwezig dus lagere opstartkosten
 Frankrijk	<ul style="list-style-type: none"> Lage netbeheerderskosten en hogere beloning voor flexibilisering van het net Al een fabriek aanwezig dus lagere opstartkosten

Nyrstar kan de beleidsimpact slechts beperkt mitigeren; m.n. het stoppen van IKC heeft de concurrentiepositie geschaad

Conclusies

EBITDA impact klimaatbeleid en verduurzamingsmogelijkheden¹

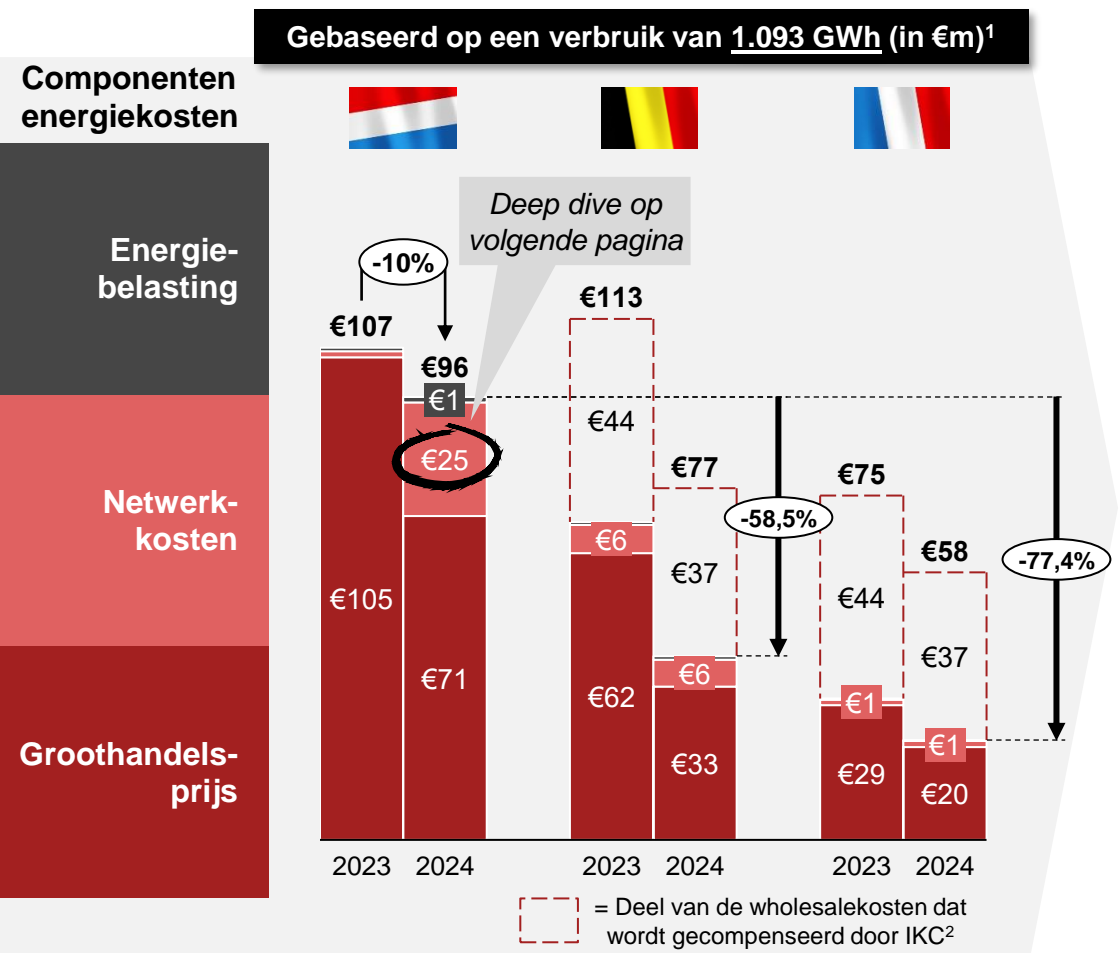


Uitkomst Nyrstar

- Korte termijn**
- Nyrstar heeft productie al moeten stopzetten in 2024 door een combinatie van beleidskeuzes en marktomstandigheden
 - Ongelijk IKC-speelveld leidt tot grote kostenverschillen binnen Europa met **significante implicaties** voor concurrerend vermogen Nyrstar Budel
 - Bij **goede marktomstandigheden** (veel vraag naar zink) kan Nyrstar ondanks een kostennadeel **blijven produceren** omdat concurrerende locaties reeds op **volledige capaciteit** draaien
 - Korte termijn **verslechtering concurrentiepositie** leidt wel tot een afname in investeringen waardoor huidige **efficiëntievoorsprong verloren kan gaan**
- Lange termijn**
- Op (middel)lange termijn kan introductie van **CBAM** het **internationale speelveld** qua indirecte ETS-kosten **rechttrekken**, onder **voorbehoud** dat in de toekomst **zink** wordt **toegevoegd** aan de **scope van CBAM**

Elektriciteitskosten liggen bij het huidige beleid in BE en FR 59-64% lager dan in NL – m.n. vanwege stoppen IKC en VCR

Elektriciteitskosten huidige situatie



Toelichting huidige situatie

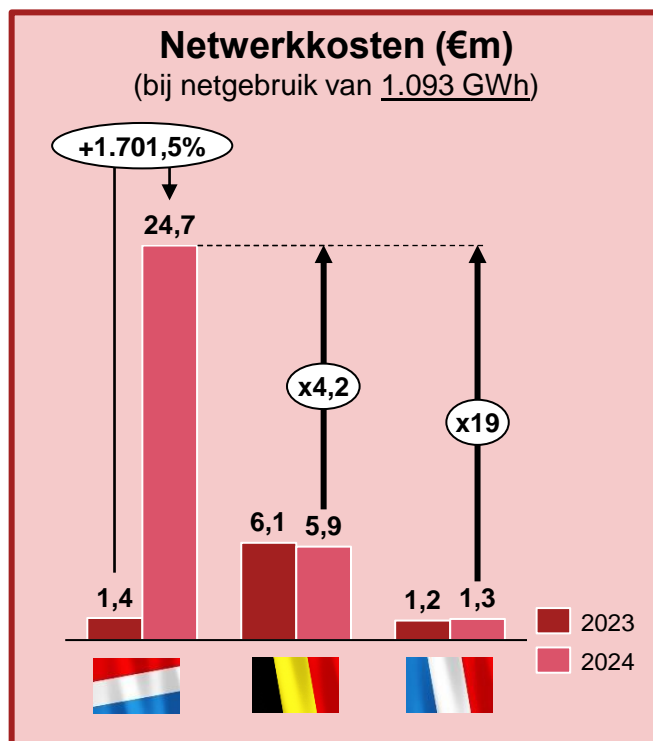
- | Component | Toelichting |
|-------------------|--|
| EB | In zowel NL, BE en FR geldt een metallurgische vrijstelling waardoor vrijwel Nyrstar's gehele verbruik is vrijgesteld |
| Netwerkkosten | <ul style="list-style-type: none"> Nyrstar heeft relatief hoge netwerkkosten in NL door een grote toename in 2024, met name door afschaffing van de volumekorting (VCR) In FR blijft de volumekorting voor grootverbruikers (max. 81%) behouden waardoor de netwerkkosten zeer laag zijn In BE bestaat geen volumekorting op maar geldt een gedifferentieerd tarief naar spanningsaansluiting waardoor grootverbruikers effectief lagere tarieven betalen Tussen 2025 en 2027 zullen netwerktarieven in BE gaan stijgen (+77%) |
| Groothandelsprijs | <ul style="list-style-type: none"> Groothandelsprijzen zijn vergelijkbaar in alle drie de landen maar in FR kan een gedeelte van het verbruik ingekocht worden tegen een gereduceerd tarief onder het ARENH systeem In BE en FR wordt in 2023 en 2024 IKC uitgekeerd tot 95% van de indirecte ETS kosten in de wholesaleprijs (~€40m per jaar) NL maakt geen geld meer vrij voor IKC – wat leidt tot een groot kostenverschil |

Uitkomst Nyrstar

- In 2024 liggen de **elektriciteitskosten** van Nyrstar's concurrenten in **Belgie (-59%)** en **Frankrijk (-77%)** lager dan in Nederland
- Dit komt met name door het **niet uitkeren van IKC**, wat leidt tot een **kostenverschil van ~€40mln**
- Een **toename (x17) in NL'se netwerkkosten** vergroot dit verschil, met name door het **afschaffen van de VCR** aangezien kortingen voor grootverbruikers behouden blijven in BE en FR
- Totale **elektriciteitskosten** in Nederland **nemen met 10% af** door dalende energieprijzen

Netwerkkosten zijn voor Nyrstar dit jaar met 1702% gestegen, en zijn >4x hoger dan in België en >19x hoger dan in Frankrijk

Elektriciteitskosten – Netwerkkosten deep-dive



Berekeningen voor 2024



Omschrijving
tarief opbouw

- Een jaarlijks vastrecht bedrag
- Capaciteitstarief: een combinatie van een gecontracteerd bedrag voor de jaarpiek en maandelijkse piek

- Een variabel tarief voor systeembeheer, onevenwichten en markt-integratie
- Een capaciteitstarief voor de maand- en jaarpiek
- Een tarief voor vermogen (kVA)

- Een jaarlijks vast beheer en meting component
- Een jaarlijks afname component, gecontracteerd en actief afgenomen
- Tijddifferentiatie in afnamekosten

Berekening
tarief onderdelen

Component	€/kW	Unit
Gecontracteerd (jaarlijkse piek)	73,52	150 MW
Max (maandelijkse piek)	7,62	150 MW

= **€24.744.000 p/j**

- Afschaffing van de volume correctieregeling (VCR) is de grootste kostenstijgende drijver
- Tarieven stijgen tussen 2023 en 2024 m.n. om investeringskosten te dekken (zoals net op zee)

Toelichting

Component	€/kW	Unit
Beheer, onevenwicht, marktintegratie	2,4454	1.093 MWh/j
Maandpiek tarief	0,1986	150 MW
Jaarpiek tarief	4,9952	150 MW
Vermogen tarief	3,7292	150 MW
Energie-verlies tarief (niet via Elia) ¹	1,95% of wholesale	1.093 MWh/j

= **€5.867.534 p/j**

- Netwerktarieven zijn relatief laag in 2024, maar zullen vanaf 2025 stijgen ivm inflatie en investeringen (hier niet weergegeven)

Component	€/MWh	Unit
Vaste kosten	€ 1.692.000	
Actieve afname energie	€4,68 (gem.)	1.093.000 MWh/j
Overig	€ 193.015	
Discount	81%	

= **€1.330.048 p/j**

- Huidige berekeningen gaan uit van constante afname, maar door tijdsdifferentiatie in Franse tarieven zou Nyrstar's flexibilisering lagere kosten kunnen opleveren

2.5

Casestudie: Vandersanden

Sector: Keramiek (bakstenen)

Vandersanden produceert gevelstenen en straatstenen verdeeld over 5 productielocaties in Nederland

Bedrijfsprofiel



Bedrijfsprofiel



Moederbedrijf:
Vandersanden group

Omzet:
€250m¹ (2023)

Werknemers:
800+

Hoofdkantoor en # productielocaties

- Het hoofdkantoor is gevestigd in Bilzen, BE
- 10 fabrieken in total, waarvan 5 in NL

Belangrijkste verkoopproducten

- Gevelstenen en strippen
- Straatbakstenen
- Geveloplossingen



Profiel Nederlandse tak



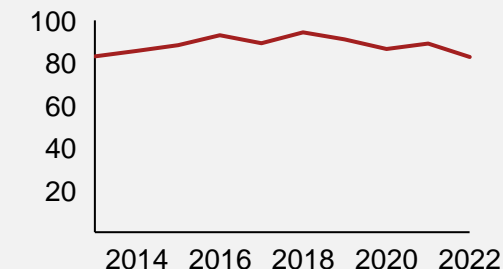
Cijfers (2022)

- **Werknemers:** 250-300
- **Omzet:** niet openbaar

Emissies en productiecapaciteit

- **Emissie:** ~0,16 ton CO₂e/ton prod.³
- **Productiecapaciteit:** ~518 kton per jaar²

Emissies (kt CO₂ equivalent)³



Mondiale activiteiten moederbedrijf



Landen met productiefaciliteiten

- De **totale productie** betreft **600m gevel- en straatstenen** per jaar
- Straatstenen worden **voornamelijk in Nederland** geproduceerd
- Momenteel wordt een nieuwe fabriek gebouwd in België voor de productie van **CO₂-negatieve gevelstenen** (Pirrouet) gemaakt uit minerale reststromen van staalproductie



Activiteiten in Nederland

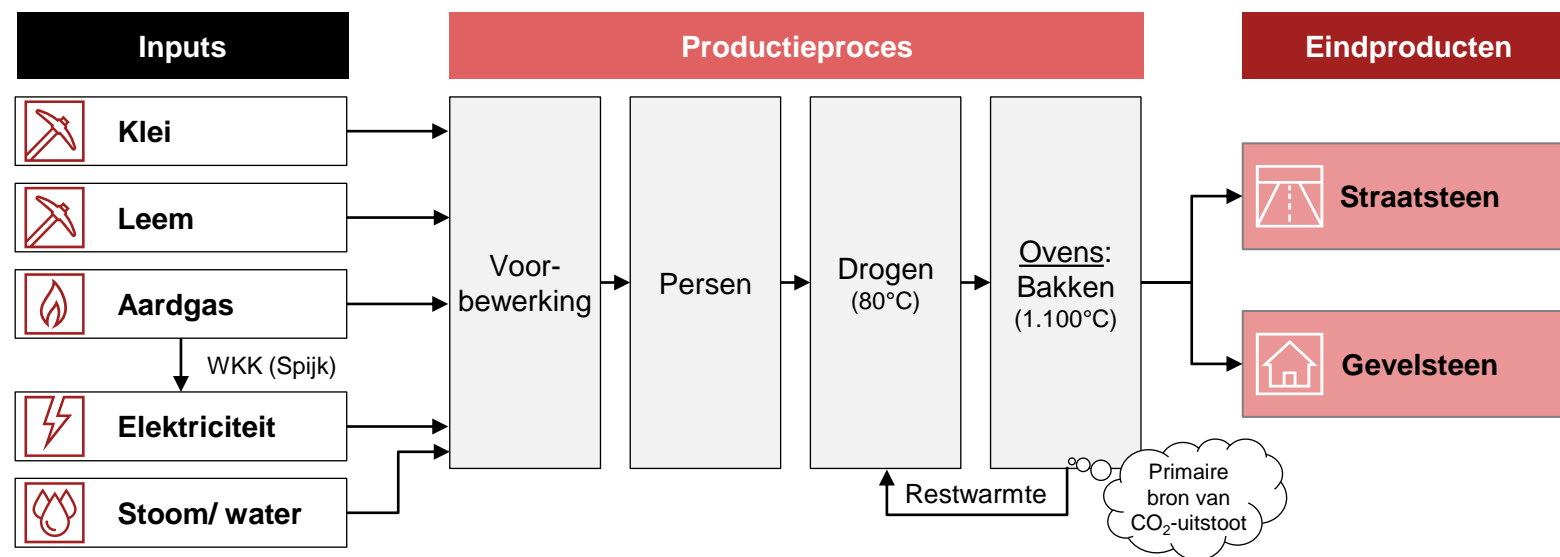


Belangrijke kenmerken:

- Vandersanden **produceert gevelstenen** (normaal en in strips) en **straatbakstenen** (voor de tuin of openbare ruimte)
- De productie bestaat **uit gevelstenen** (met name uit Hedikhuizen, Beek, Spijk en Kessel) en **straatbakstenen** (met name uit Tolkamer, Spijk en Kessel)
- De gevelstenen worden verkocht in BE, NL, DE en UK, de straatstenen in NL, DE en BE

Het grootste deel van Vandersanden's CO₂-uitstoot en energieverbruik zijn gerelateerd aan de ovens

Procesbeschrijving



Toelichting










- Het **productieproces** van straat- en gevelstenen is **vrijwel hetzelfde**; straatstenen worden echter gemaakt met een andere type grondstof (rivierklei i.p.v. voornamelijk leem)
- Vandersanden zit zowel voor gevel- als straatstenen qua emissie-efficiëntie (CO₂-uitstoot per product) **boven de EU ETS benchmark** (en is dus relatief CO₂-intensief)
- Het **grootste deel van de emissies** komt voort bij het bakken in de **gasgedreven ovens**, waarvan de restwarmte in de drogers wordt gebruikt
- Zo'n **20% van de uitstoot** zijn **procesemissies** en niet gerelateerd aan de ovens en de drogerijen
- Vandersanden **wekt** op hun productielocatie in **Spijk** een deel (**~19%**) van hun **elektriciteit zelf op** doormiddel van een warmtekrachtkoppeling

Verbruik en efficiëntie van het proces

Elektriciteit verbruik (10-jr gem.)	Gem. 25,7 GWh per jaar (verspreid over 5 locaties)	Energie efficiëntie (2022)	Elektriciteit: 37,6 kWh per ton product Gas: 75,1 m3 per ton product
Gas verbruik (10-jr gem.)	Gem. 41,7mln m3 per jaar (verspreid over 5 locaties)	CO₂ efficiëntie (2022)	Gevelstenen: 0,149 CO ₂ e per product (ETS benchmark: 0,106) ¹ Straatstenen: 0,161 CO ₂ e per product (ETS benchmark: 0,146) ¹

Door de internationale aard v/d gevelstenenmarkt is kosten-doorgifte beperkt – mogelijk geldt dit ook voor straatstenen





Doorgiftemogelijkheid

	Inputs (upstream)			Eindproducten (downstream)		
	Klei/leemsoorten	Elektriciteit	Aardgas	Gevelstenen	Straatstenen	
Geografische markt	 Regionaal ⁶	 Centraal West. Europa ²	 Ten minste Noordwest Europees ¹	 Regionaal (radius tot 500km) ³	 ≥ Ten minste nationaal ⁴	
Marktaandeel	N/A	<0,1%	<1% ¹	Onbekend	Onbekend	
Prijzetting	Prijs wordt onderhandeld met leveranciers	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Vandersanden bepaalt zelf haar verkoopprijzen		
Carbon Leakage List (EC)						
Doorgiftemogelijkheid	 NL'se kosten	Geen / zeer beperkt	Geen	Geen	Geen / zeer beperkt	Mogelijk
	 EU'se kosten	Geen / zeer beperkt	Geen	Geen	Waarschijnlijk	Waarschijnlijk

Toelichting

- De geografische markt voor **leem** en **klei** is **regionaal**, waardoor er mogelijk enige mate van upstream kostendoorgifte is van EU'se kosten – volgens VDS hebben leveranciers echter reeds lage marges, waardoor **kostendoor rekening hen uit de markt kan drukken**
- De geografische markt voor **gevelstenen** is **regionaal** waardoor **kostendoorgifte van ETS waarschijnlijk** is en van **nationale kosten niet** (immers worden concurrenten enkel met ETS geconfronteerd)
- De geografische markt voor **straatstenen** wordt door de EC gedefinieerd als **nationaal**⁴. VDS geeft echter aan internationale concurrentie te ervaren van straatsteenproducenten in België en Duitsland. We kunnen hierdoor **niet uitsluiten** dat de markt **groter is dan NL** en **doorgiftemogelijkheid** van NL'se kosten **zeer beperkt** is. We werken om deze reden met 50% kostendoorgifte van NL'se kosten
- Naast internationale concurrentie wordt de kostendoorgifte voor gevel- en straatstenen beperkt door de concurrentie van betonnen stenen. Aangezien deze **minder CO₂-intensief en gas-intensief** zijn⁵, schaden gas- en CO₂-prijsverhogingen de **relatieve concurrentiepositie** van straatbakstenen. We werken om deze reden met 50% kostendoorgifte van EU ETS (ondanks dat VDS geen concurrentie ervaart van buiten EU)








Gehanteerde aannames

				
Straatstenen		50%		50%
Gevelstenen		0%		50%

Source: Strategy& Analysis; 1) OECD Session II: Market Definition in the gas Sector DAF/COMP/LACF(2022)4; 2) Wholesale regio op basis van EC Quarterly Electricity Market Report: AT, BE, FR, DE, LX, NL, CH; 3) Case No IV/M.755-Creditanstalt/Koramic/Wienerberger; 4) De EC definieert de markt voor 'straatstenen' (incl. bakstenen en betonnen stenen) als nationaal, en noemt daarbij Nederland als expliciet voorbeeld (Case No COMP/M.3267 - CRH / CEMENTBOUW); 5) Ketanalyse straatstenen (2018) C. Everaars, De CO₂ adviseurs 6) Baksteenproducenten zitten relatief dichtbij kleiwinningspunten vanwege hoge transportkosten (EC merger decision IV/M.755), Vandersanden haalt o.a. klei uit het Westerwald;

Vandersanden heeft beperkte verduurzamingsmogelijkheden tot 2030; elektrificatie van drogers is afhankelijk van subsidies

Verduurzamingsopties

Verduurzamingsopties (niet uitputtend)						Randvoorwaarden		
Optie	Omschrijving	CO ₂	Gas	Elektr.	CAPEX	Randvoorwaarden	Reflectie	Implementatie
Dematerialiseren	Bak- en straatstenen produceren met minder gewicht/volume, waardoor minder productie nodig is voor hetzelfde aantal stenen	-9,5kt (-11%)	-11%	-12%	Laag	 <i>Aanpassing in regelgeving</i>	<ul style="list-style-type: none"> Bouwen met dunnere bakstenen (7cm) is in principe toegestaan maar wordt belemmerd door de traditionele wet en het normgevend kader 	Gemodelleerd Implementatie waarschijnlijk in 2025
Proces optimalisatie	Optimaliseren van ovens en drogers en hergebruik van reststromen	-6,4kt (-7,2%)	-9,0%	N.v.t.	Laag	N/A	<ul style="list-style-type: none"> Implementatie is zeker 	Gemodelleerd Implementatie in 2024
Elektrificatie drogers	Stapswijs elektrificeren van droger, uiteindelijk kan deze volledig draaien zonder de restwarmte van de kiln	Tot 2030 -7,6kt (-8,5%) Totaal -26,7kt (-30%)	-40%	+120%	Hoog	 <i>Uitbreiding netcapaciteit</i>  <i>Technologische ontwikkeling</i>  <i>Financiële ondersteuning</i>	<ul style="list-style-type: none"> Er is momenteel onvoldoende capaciteit voor verdere elektrificatie Afhankelijk van beschikbaarheid warmtepomptechnologie SDE++ kan hier in voorzien onder de categorie CO₂-arme warmte maar winkans is onzeker 	Implementatie in 2027 - volledige elektrificatie pas na 2030
CCS/CCU	Procesemissies (~20%) (niet gerelateerd aan drogers of ovens) kunnen enkel worden gereduceerd door CCS/CCU	- 88,9kt (-100%)	N.v.t.	+221%	Middel	 <i>Financiële ondersteuning</i>	<ul style="list-style-type: none"> Volledige reductie wordt enkel behaald bij CCS- implementatie op alle 5 locaties Winkans op SDE++ is waarschijnlijk laag vanwege ligging fabrieken en lage CO₂-gehalte in rookgassen 	Implementatie waarschijnlijk na 2030
“Pirrouet” CO₂-negative baksteen	Gevel- en straatstenen geproduceerd op CO ₂ -negatieve manier uit reststromen van de staalindustrie	99,6kt (-111%)	-100%	+140%	Hoog	 <i>Financiële ondersteuning</i>	<ul style="list-style-type: none"> Voor deze innovatieve techniek kan mogelijk DEI+ worden aangevraagd 	Implementatie waarschijnlijk na 2030
Groene waterstof	Wanneer de drogers niet langer gebruik maken van de restwarmte, kan de oven vervangen worden door een waterstofoven	-71,2kt (-79%)	-80%	N.v.t.	Laag	 <i>Prijs en beschikbaarheid waterstof</i>	<ul style="list-style-type: none"> De bereikbaarheid, door de ligging van de fabrieken worden deze niet aangesloten op H2 backbone De prijs van groene waterstof mag niet meer dan 2x de prijs van aardgas zijn. 	Implementatie waarschijnlijk na 2030

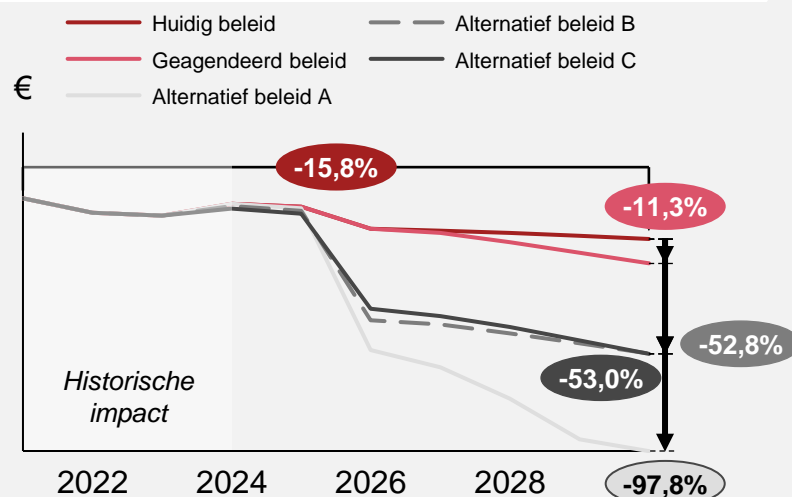
Capex van verduurzamingsoptie: Laag: 0-5 mln Middel: 5-50 mln Hoog: 50+ mln

Implementatie: ■ Verduurzamingsoptie voor 2030 ■ Technisch mogelijke optie voor 2030 maar kent randvoorwaarden ■ Potentiële verduurzamingsopties na 2030

Vandersanden's winst daalt bij huidig beleid met -16%; bij aanscherpingen kan winst vrijwel volledig verdwijnen (-98%)

EBITDA-impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA¹



EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus¹

Product	Gevel	Straat	Totaal	
Huidig beleid	EU ETS	- 6,1%	- 9,8%	- 15,8%
	Nationale CO ₂ -heffing	- 0,2%	- 0,2%	- 0,4%
	Energiebelasting	- 1,9%	- 1,3%	- 3,2%
	Indirecte ETS kosten	- 1,3%	- 2,0%	- 3,3%
	Totaal	- 11,6%	- 13,3%	- 15,8%

EBITDA-impact per beleidsmaatregel aanvullend beleid in 2030 t.o.v. huidig beleid

Product	Gevel	Straat	Totaal ²		
Geagendeerd beleid	Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs	- 6,2%	- 5,1%	- 11,3%	
Alternatief beleid	A	EB-aanscherpingen (incl. vrijstellingen)	- 49,2%	- 37,4%	- 86,5%
		Totaal (incl. geagendeerd)	- 55,3%	- 42,5%	- 97,8%
	B	EB-aanscherpingen (incl. vrijstellingen)	- 21,5 %	- 20,1%	- 41,6%
Totaal (incl. geagendeerd)		- 27,7%	- 25,2%	- 52,8%	
C	EB-aanscherpingen (incl. vrijstellingen)	- 22,8%	- 19,0%	- 41,7%	
	Totaal (incl. geagendeerd)	- 28,9 %	- 24,1%	- 53,0%	

Belangrijkste drijvers

- VDS's EBITDA daalt bij huidig beleid, ceteris paribus, richting 2030 met name door **oplopende ETS-kosten**
- Dit geldt met name voor straatsteen-productie omdat hier **de meeste emissies** mee gepaard gaan
- Aanscherping van de CO₂-heffingsprijs heeft daarentegen een **groter effect** op gevelstenen omdat voor dit product NL'se kosten **minder kunnen worden doorgerekend**
- EB-aanscherpingen hebben grote impact (-42 tot -87%) door **afschaffing** van de mineral. **vrijstelling**

Methodologische reflecties

- De winstimpact van ETS is afhankelijk van de aanname dat 50% kan worden doorgerekend aan afnemers
- De winstimpact van NL'se kosten verschilt tussen straatstenen (50% doorgifte) en gevelstenen (0%)
- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt v/d analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

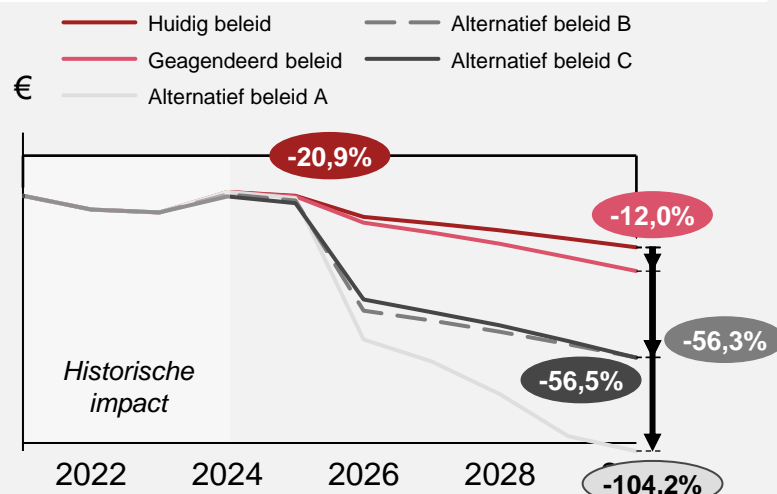
1) Vanwege ontbrekende data is Vandersanden's basecase EBITDA gebaseerd op het historisch gemiddelde van 2013 tot 2022; 2) Indien de metallurgische vrijstelling behouden is de EBITDA-impact van de EB-tarievenpaden; Alternatief beleid A (-3,1%), Alternatief beleid B (+4,6%) en Alternatief beleid C (+0,5%) (door verlaagde EB-tarieven elektriciteit is de impact bij de laatste 2 positief)

Bij een lagere ETS-prijs neemt de winstimpact van huidig beleid toe tot -21% door hogere CO₂-heffingskosten

EBITDA-impact

Lage ETS-prijs scenario

Impact klimaatbeleid op EBITDA¹



Methodologische reflecties

- De winstimpact van ETS is afhankelijk van de aanname dat 50% kan worden doorgerekend aan afnemers
- De winstimpact van NL'se kosten verschilt tussen straatstenen (50% doorgifte) en gevelstenen (0%)
- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt v/d analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus¹

Product	Gevel	Straat	Totaal	
Huidig beleid	EU ETS	- 3,0%	- 5,0%	- 7,9%
	Nationale CO ₂ -heffing	- 8,4%	- 7,0%	- 15,4%
	Energiebelasting	- 1,9%	- 1,3%	- 3,2%
	Indirecte ETS kosten	- 0,5%	- 0,8%	- 1,4%
	Totaal	- 13,8%	- 14,1%	- 20,9%

EBITDA-impact per beleidsmaatregel aanvullend beleid in 2030 t.o.v. huidig beleid

Product	Gevel	Straat	Totaal		
Geagendeerd beleid	Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs	- 6,6%	- 5,4%	- 12,0%	
Alternatief beleid	A	EB-aanscherpingen (incl. vrijstellingen)	- 52,3%	- 39,8%	- 92,1%
		Totaal (incl. geagendeerd)	- 58,9%	- 45,2%	- 104,2%
	B	EB-aanscherpingen (incl. vrijstellingen)	- 22,9%	- 21,4%	- 44,3%
Totaal (incl. geagendeerd)		- 29,5%	- 26,8%	- 56,3%	
C	EB-aanscherpingen (incl. vrijstellingen)	- 24,2%	- 20,2%	- 44,5%	
	Totaal (incl. geagendeerd)	- 30,8%	- 25,7%	- 56,5%	

Belangrijkste drijvers

- Bij een lagere ETS-prijs **stijgt de negatieve EBITDA-impact van huidig beleid (-20,9%)**, ceteris paribus, omdat meer NL'se heffing moet worden betaald
- Dit geldt met name voor gevelstenen, omdat hier **geen heffing kan worden doorgerekend**
- Ondanks dat we bij **straatstenen** aannemen dat kosten wel kunnen worden **doorgerekend** neemt ook hier de impact toe omdat er **minder vrijstellingen** worden ontvangen **onder de NL'se heffing** dan onder ETS door de **reductiefactor**

Vanwege het belang van schaalvoordelen is volledige sluiting van fabrieken waarschijnlijker dan geleidelijke afschaling

Exit-kosten en strategische alternatieven

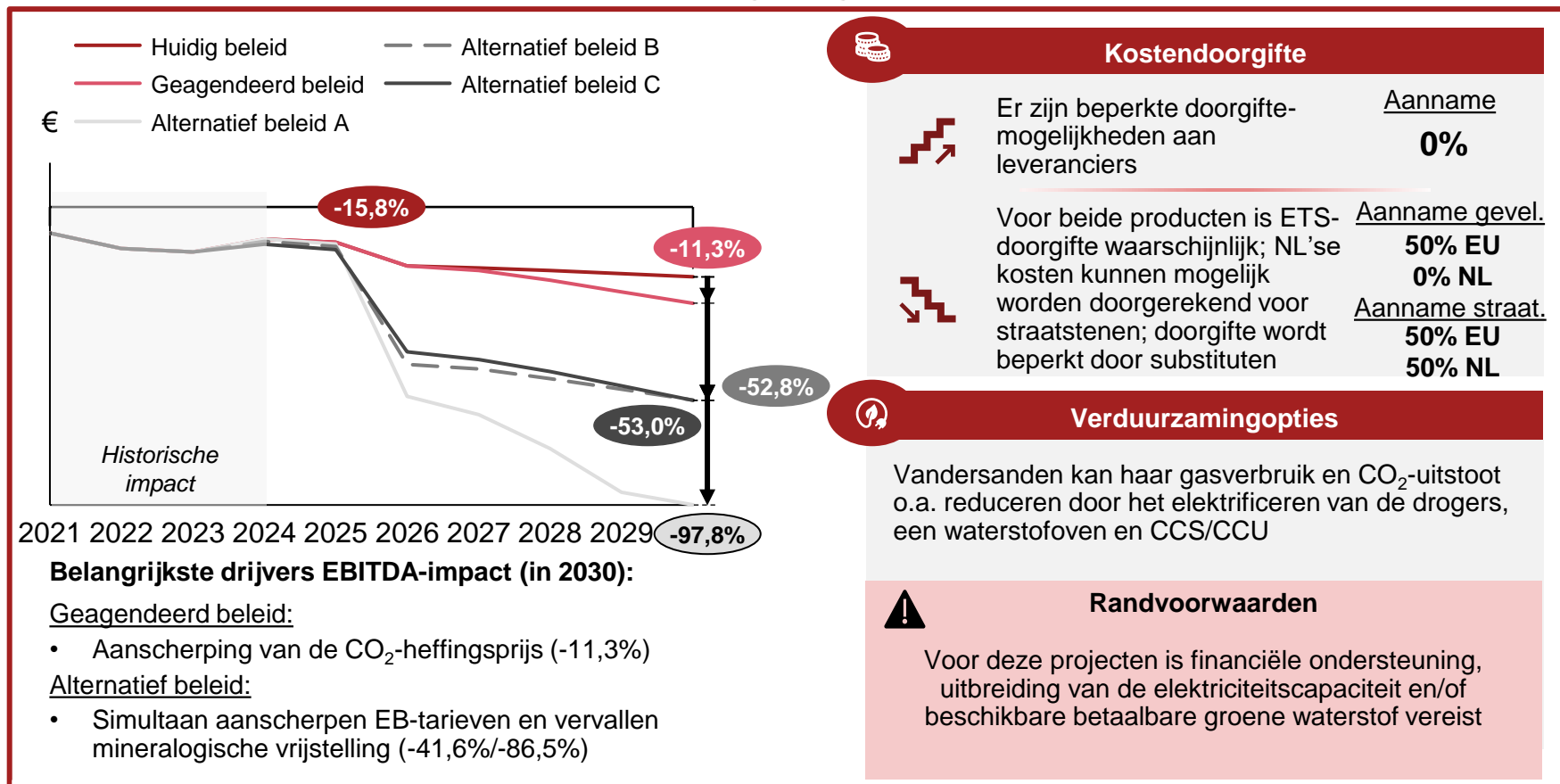
Type exit-kosten	Toelichting
Arbeidsgerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> Vandersanden schat in dat het ontslaan van personeel gepaard zou gaan met grote kosten De ~350 NL medewerkers kunnen beperkt naar België worden overgeplaatst Aangezien 52% van de productiecapaciteit zich in NL bevindt zou bij sluiting ook een groot deel van ondersteunende diensten overbodig worden
Regelgeving-gerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> Vandersanden heeft bij sluiting een wettelijke verplichting tot opruimen van de productielocatie omdat alle locaties (m.u.v. Beek) in natuurgebieden liggen Totale kosten worden geschat op meerdere miljoenen
Lange termijn contracten	<ul style="list-style-type: none"> Lange termijn leververplichtingen kunnen niet worden nagekomen, waardoor Vandersanden deze moet afkopen Vanwege de hedgingstrategie is Vandersanden verplicht om aardgas over langere termijn af te nemen
Verzonken kosten	<ul style="list-style-type: none"> Bij een complete productiestop moeten de faciliteiten versneld worden afgeschreven aangezien deze lastig te verplaatsen zijn (ovens zijn zeer groot en zwaar) Volgens Vandersanden gaat het om >€100m aan boekwaarde dat versneld moet worden afgeschreven
Overig	<ul style="list-style-type: none"> N.v.t.

Strategische alternatieven	
Mogelijkheid tot permanente productieafschaling	
<ul style="list-style-type: none"> Het produceren van bakstenen is een zeer kapitaalintensief proces, waarbij hoge volumes moeten worden geproduceerd voor een positieve business case Permanente afschaling is daardoor op fabrieksniveau niet aantrekkelijk, mogelijk kunnen wel individuele fabrieken worden gesloten In dat geval komt er echter minder geld beschikbaar om te investeren in de energietransitie waardoor toekomstige klimaatbeleidkosten minder gemitigeerd kunnen worden 	
Interessante alternatieve investeringslocaties	
 België	<ul style="list-style-type: none"> Vrijstelling van energiebelasting Al meerdere fabrieken aanwezig dichtbij huidige gebruiksmarkt CCU/CCS projecten al gestart, materialen aanwezig
 Duitsland	<ul style="list-style-type: none"> Vrijstelling van energiebelasting Al een fabriek aanwezig dichtbij huidige gebruiksmarkt

Aangescherpt beleid kan er toe leiden dat Vandersanden stopt met produceren in NL; dit kan deels resulteren in CO₂-weglek

Conclusies

EBITDA impact klimaatbeleid en verduurzamingsopties



Kostendoorgifte

Er zijn beperkte doorgifte-mogelijkheden aan leveranciers

Aanname	0%
Aanname gevel.	50% EU
	0% NL
Aanname straat.	50% EU
	50% NL

Voor beide producten is ETS-doorgifte waarschijnlijk; NL'se kosten kunnen mogelijk worden doorgerekend voor straatstenen; doorgifte wordt beperkt door substituten

Verduurzamingopties

Vandersanden kan haar gasverbruik en CO₂-uitstoot o.a. reduceren door het elektrificeren van de drogers, een waterstofoven en CCS/CCU

Randvoorwaarden

Voor deze projecten is financiële ondersteuning, uitbreiding van de elektriciteitscapaciteit en/of beschikbare betaalbare groene waterstof vereist

Uitkomst Vandersanden

Korte termijn

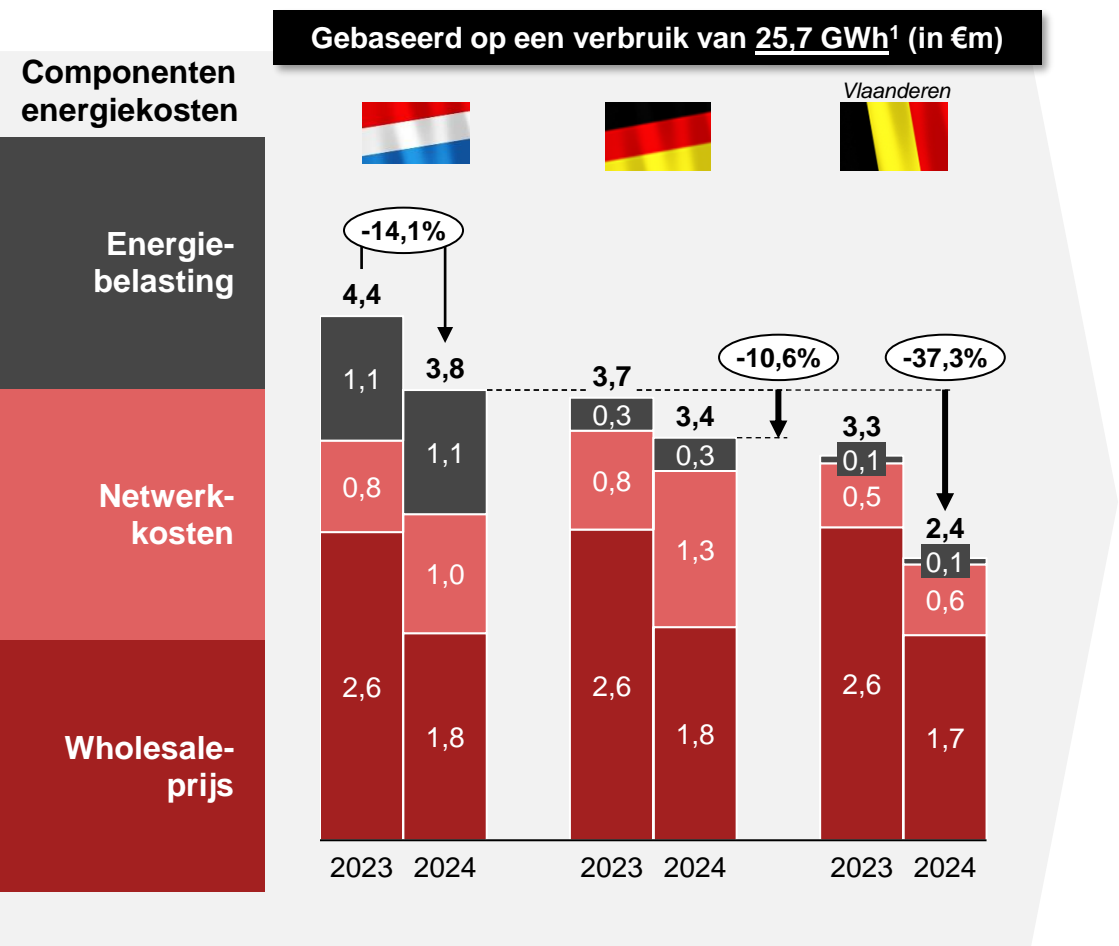
- VDS's EBITDA daalt in alle beleidscenari'o's, waardoor de concurrentie-positie achteruit gaat
- Dit geldt met name bij **mogelijke aanscherpingen** in de EB zoals voorgesteld in de Voorjaarsnota 2023 (vervallen mineralogische vrijstelling en aangescherpen gastarieven)

Lange termijn

- VDS kan winstimpact op termijn **mitigeren d.m.v. verduurzaming** mits aan randvoorwaarden wordt voldaan
- Indien er niet aan randvoorwaarden wordt voldaan is er bij **alternatief beleid** een **reëel risico** dat VDS stopt met produceren in NL
- Deels zal dit resulteren in **substitutie** door de **minder CO₂- en gas-intensieve** betonnen stenen, maar deels ook door baksteenproductie in BE en DE, in welk geval er sprake is van **CO₂-weglek**

De elektriciteitskosten zijn voor Vandersanden in Nederland relatief hoog doordat er geen mineralogische vrijstelling is

Elektriciteitskosten huidige situatie



Toelichting huidige situatie

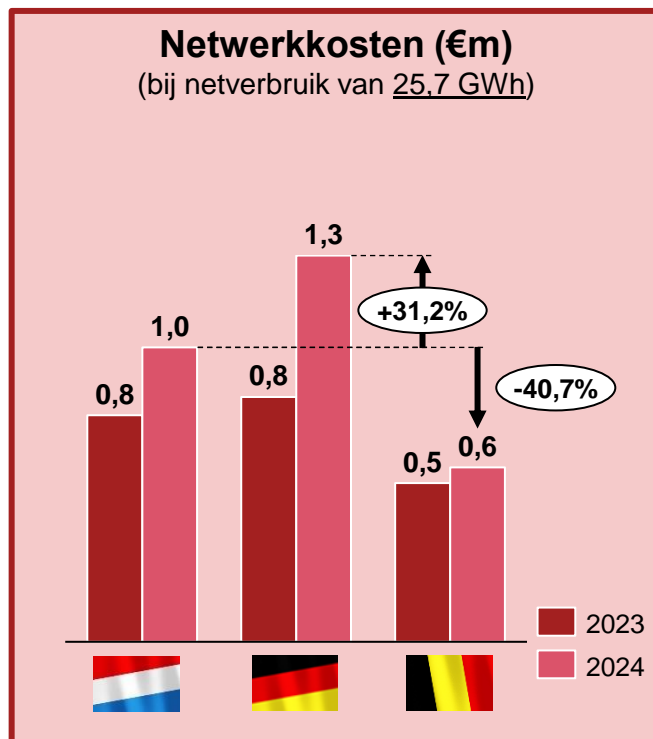
EB	<ul style="list-style-type: none"> De NL'se mineralogische vrijstelling is enkel van toepassing op gas, elektriciteit is niet vrijgesteld In DE en BE is het elektriciteitsverbruik van de mineralogische industrie wel vrijgesteld, al geldt deze niet voor alle belastingen
Netwerkkosten	<ul style="list-style-type: none"> De stijging in Nederlandse netwerktarieven wordt met name veroorzaakt door hogere inkoopkosten en investeringen in het verzwaren/uitbreiden van het net Duitse netwerktarieven stijgen in 2024 door o.a. het stopzetten van een subsidie (Bundeszuschuss) die tijdens de energiecrisis werd ingevoerd om nettarieven laag te houden Netwerktarieven in BE zijn in 2023 en 2024 redelijk gelijk gebleven maar zullen vanaf 2024 tot 2027 met 77% gaan stijgen (met een grote sprong in 2025)
Wholesaleprijs	<ul style="list-style-type: none"> Door de goed verbonden elektriciteitsmarkten zijn de verschillen in groothandelsprijzen tussen NL, BE en DE bepert De groothandelsprijzen in Europa nemen in 2024 af door dalende energieprijzen t.o.v. 2023

Uitkomst Vandersanden

<ul style="list-style-type: none"> Totale elektriciteitskosten in Nederland nemen tussen 2023 en 2024 met 14,1% af door dalende energieprijzen In 2024 liggen de elektriciteitskosten van Vandersanden's concurrenten in DE (-10,6%) en BE (-37,3%) lager dan in Nederland Dit komt met name door de mineralogische vrijstelling in DE en BE, wat leidt tot een kostenverschil van ~0,8 - 1,0 mln De toename (+30%) in NL'se netwerkkosten verkleint het verschil met DE (netwerkkosten +58%) maar vergroot het verschil met BE (netwerkkosten +10%)

Vandersanden's netwerkkosten zouden in Duitsland hoger (+31%) en in België lager (-41%) liggen dan in Nederland

Elektriciteitskosten – Netwerkkosten deep-dive



Berekeningen voor 2024



Omschrijving
tarief opbouw

- Een jaarlijks vastrecht bedrag
- Capaciteitstarief: een combinatie van een gecontracteerd bedrag voor de jaarpiek en maandelijkse piek
- Transportdienst tarief per kWh

- Variabel tarief naar gecontracteerd vermogen (leistungspreis)
- Variabel tarief naar verbruik (arbeitspreis)

- Een tarief voor vermogen (kVA)
- Een capaciteitstarief voor de maandpiek (kW)
- Een variabel tarief voor openbare dienstverlening, onevenwichten en markt-integratie

Berekening
tarief onderdelen

Component	€/jaar	unit
Gecontracteerd	26,47-26,76	Vertr.
Maandelijkse piek ¹	37,68-38,40	
Transportdienst	0,015-0,016	Vertr.

Component	€/jaar	unit
Gecontracteerd	77,73	Vertr.
Actieve afname energie	0,094	Vertr.

Component	€/jaar	unit
Toegangsvermogen	21,02	Vertr.
Maandpiek tarief	27,15	Vertr.
Tarief databeheer	95,73	Vertr.
Tarief per kWh	0,007	Vertr.

Toelichting

= **€1.006.639,78**

- In tegenstelling tot Nederlandse TSO-tarieven omvatten DSO tarieven een prijs per kWh (behalve bij HS of TS)

= **€ 1.320.263,41**

- In 2024 wordt een subsidie stopgezet die tijdens de energiecrisis was ingevoerd om nettarieven laag te houden

= **€ 596.601,46**

- Netwerktarieven zijn nog relatief laag in 2024, maar zullen vanaf 2025 stijgen ivm inflatie en investeringen (hier niet weergegeven)



2.6

Casestudie: Avebe

Sector: Zetmeel

Avebe is een aardappelzetmeelproducent met productiefaciliteiten in Nederland, Duitsland en Zweden

Bedrijfsprofiel



Bedrijfsprofiel



Moederbedrijf:

Omzet (2023):
€ 855,2 mln (+11,2%)¹

EBIT (2023):

€ 35,7 mln

Prestatieprijs (2023):

€ 133,34/ton

Hoofdkantoor en # productielocaties

- Hoofdkantoor in Veendam
- Productielocaties in NL, DE & SE

Belangrijkste verkoopproducten

- Aardappelzetmeel
- Gemodificeerd aardappelzetmeel
- Aardappelvezels
- Aardappeleiwitten



Profiel Nederlandse tak



Nederland

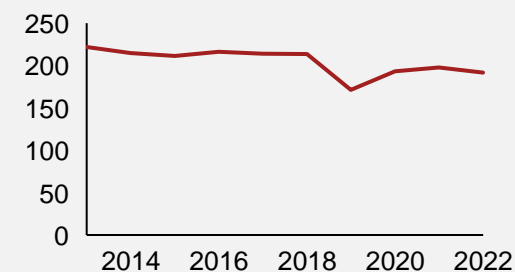
Cijfers (2023)

- **Werknemers:** ~1075
- **Omzet:** niet openbaar

Emissie en productie per ton (2023)

- **Emissie:** gem. **0,175** ton CO₂e/ton prod.¹
- **Productie:** niet openbaar

Emissies (kt CO₂ equivalent)^{2,3}



Mondiale activiteiten



Landen met productiefaciliteiten

- Avebe heeft productielocaties in **NL**, **DE** en **SE** en verkooplocaties in 4 Aziatische landen, TR en de VS
- Avebe is een **internationale coöperatie** van meer dan **2.000 zetmeelaardappel telers** in NL en DE
- **Leverd producten aan** levensmiddelen-, bouw-, papier-, lijn- en textielindustrie



Activiteiten in Nederland



Nederland

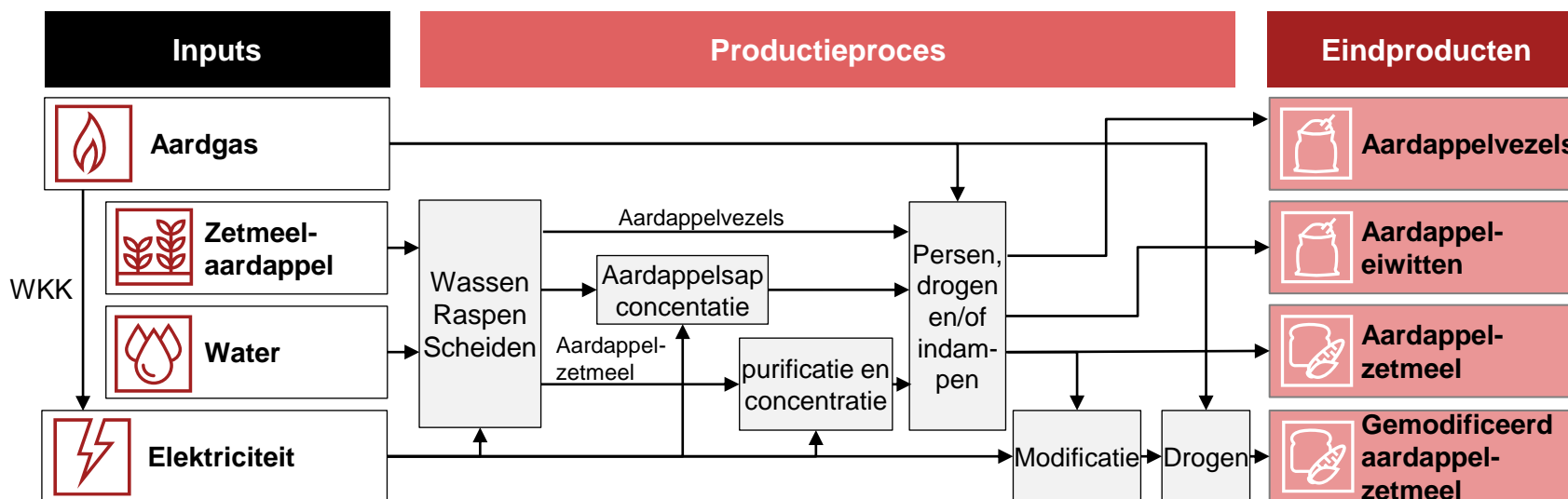


Belangrijke kenmerken:

- **Productielocaties** in Foxhol, Gasselternijveen en Ter Apelkanaal
- Avebe haalde in boekjaar 2022-2023 **68%** van haar omzet uit verkoop aan de **levensmiddelenindustrie**, **24%** uit de verkoop aan **andere industrieën** en **8%** uit de verkoop aan **diervoedingindustrie**
- Avebe verkoopt zo'n **60%** van haar producten in **Europa**, **24%** in **Azië** en **16%** in **Amerika**

De verwerking van zetmeelaardappelen tot aardappelzetmeel, -vezels en -eiwitten is een energie-intensief proces

Procesbeschrijving



Toelichting

- Avebe's belangrijkste **grondstof** zijn **zetmeelaardappelen** die zij inkoop tegen de **campagneprijs** die ieder jaar opnieuw wordt vastgesteld, o.b.v onder andere **marktontwikkelingen** en **resultaatverwachtingen**
- Aardappelzetmeelproductie is **seizoensgebonden** en vindt typisch plaats tussen augustus en april/mei²
- Avebe **produceert aardappelzetmeel** middels een **bio-raffinageproces** uit zetmeelaardappelendoor; bij dit proces zijn de **droog- en indampstappen** het meest **energie-intensief**
- Alle zetmeelaardappelen worden eerst verwerkt tot **aardappelzetmeel**, waarna een gedeelte verder verwerkt wordt tot **gemodificeerd aardappelzetmeel** voor verschillende toepassingen in de voedings- en maakindustrie
- Avebe **wekt** op 2 van de 3 NL'se locaties (Ter Apelkanaal en Gasselternijveen) **zelf haar elektriciteit op** door middel van een **WKK** en is daar netto-exporteur aan het net

Verbruik en efficiëntie van het proces

Elektriciteit verbruik (10-jr gem.)	211,5 GWh per jaar	Energie efficiëntie (2023)	Elektriciteit: Vertrouwelijk bevonden Avebe Gas: Vertrouwelijk bevonden Avebe
Gas verbruik (10-jr gem.)	117,5 mln m3 per jaar	CO₂ efficiëntie (2023)	Carbon leakage en residu producten: 0,12 ton CO ₂ e per ton product Non-carbon leakage eiwit- en zetmeel-producten: 1,06 ton CO ₂ per ton product

Bron: Strategy& analyse; Management informatie Avebe; 1) Avebe geïntegreerd jaarverslag 2022-2023; 2) De productie in de faciliteiten in Ter Apelkanaal en Gasselternijveen volgen deze seizoenen. Foxhol produceert het hele jaar door constant.

Avebe verkoopt zowel op de Europese markt als daarbuiten, waardoor de mogelijkheid tot kostendoorgifte beperkt is

Doorgiftemogelijkheid

	Inputs (upstream)			Eindproducten (downstream)			
	Zetmeelaard-appelen	Aardgas	Elektriciteit	Aardappel-zetmeel	Gemodificeerd aardappel-zetmeel	Aardappel-eiwitten	Aardappel-vezels
Geografische markt	≥ Ten minste nationaal	≥ Ten minste Noordwest Europees ³	Centraal West. Europa ⁴	EER ⁶ ; Avebe verkoopt ook daarbuiten	EER ⁶ ; Avebe verkoopt ook daarbuiten	≥ Ten minste EER ⁸	≥ Ten minste nationaal ⁹
Marktaandeel	~90% ⁵	<0,1%	<0,1%	~5% ^{2,7} Europees verhandelde zetmeel	~5% ^{2,7} Europees verhandelde zetmeel	~10%	<1%
Prijzetting	Prestatieprijs o.b.v. resultaat-verwachting	Commodity pricing (geen prijszetting, verhandeld op TTF)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Volgt Europese zetmeelprijs (geen prijszetting)	Avebe zet haar eigen prijzen	Avebe zet haar eigen prijzen	Avebe zet haar eigen prijzen
Carbon Leakage List (EC)							
Doorgiftemogelijkheid	NL'se kosten	Zeer beperkt	Geen	Geen	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt	Geen / zeer beperkt
	EU'se kosten	Zeer beperkt	Geen	Geen	Mogelijk	Mogelijk	Beperkt

Toelichting

- Avebe geeft aan **beperkte upstream doorgiftemogelijkheid** te hebben omdat boeren kunnen overstappen naar concurrerende aardappelverwerkende coöperaties in Duitsland of kunnen wisselen van gewas
- De **markt voor zetmeel** en **gemodificeerd zetmeel** wordt gedefinieerd als **Europees**, o.a. door de aanwezigheid van importheffingen, waardoor Europese kostendoorrekening waarschijnlijk is. Avebe is daarnaast **actief buiten Europa** (~40% van de sales) waarbij doorgifte zeer beperkt is.
- Vanwege de onzekerheid rondom kostendoorgifte (o.a. door sales buiten EU en beschikbare substituten) werken we met **50% kostendoorgifte** van directe en indirecte **EU ETS**
- Vanwege het internationale karakter van de markt kunnen **NL'se kosten** niet worden doorgegeven; we werken met **0% kostendoorgifte**

Gehanteerde aannames			
	NL	0%	
	EU ETS	50%	

Bron: Strategy& analyse; 1) EC merger decision Case No COMP/M.2029 Tate & Lyle/ Amylum; 2) Management informatie Avebe; 3) OECD Session II: Market Definition in the gas Sector DAF/COMP/LACF(2022)4; 4) Wholesale regio op basis van EC Quarterly Electricity Market Report(2022): AT, BE, FR, DE, LX, NL, CH; 5) WUR Zetmeelaardappelen en herziening van het EU beleid (2007), C.J.A.M. de Bont et al ([Link](#)) 6) EC decision Case No COMP/M.2502 - CARGILL / CERESTAR 7) StarchEurope(2023) ([Link](#)) 8) EC merger decision Case M.9827 - INTERNATIONAL FLAVORS & FRAGRANCES / NUTRITION & BIOSCIENCES 9) EC merger decision Case No COMP/M.6468 - FORFARMERS / HENDRIX

Grootschalige decarbonisatie van Avebe kan door middel van elektrificatie van productieprocessen en het sluiten van WKK's

Verduurzamingsopties

Verduurzaming & energie efficiëntie verhoging opties							Randvoorwaarden		
Optie	Omschrijving	CO ₂	Gas	Elektr. CAPEX	Randvoorwaarden	Reflectie	Implementatie		
Optimalisatie huidig productieproces	Nieuwe vruchtwater decaners	• Installeren van nieuwe centrifuge voor vruchtwaterextractie	-2,6 kt -1,3%	-1,5%	-	Middel	N/A	• De toegekende VEKI subsidie was een randvoorwaarde voor dit project • Project is al in uitvoering	Gemodelleerd Operationeel in 2025
	Warmtenet derivaten	• Zetmeelderivaten	-2,7 kt -1,3%	-1,5%	-	Middel	Financiële ondersteuning	• Voor deze reductieoptie wordt er nog een haalbaarheidsstudie uitgevoerd • Er is VEKI subsidie vereist voor deze optie	Implementatie waarschijnlijk voor 2028
	Vervangen TVR voor MVR evaporator	• De mechanische damprecompressie evaporator (MVR) verhoogd de energie efficiëntie van water verdamping van de protamylasse productie	-15 kt -7%	-8,1%	+8,7%	Hoog	Netcapaciteit	• Er is een grotere netwerkcapaciteit vereist voor deze reductieoptie, maar hier zal naar verwachting voor 2029 aan voldaan zijn	Gemodelleerd Implementatie vanaf 2029
	Meer stoomproductie met e-boilers	• De benuttingsgraad van ingebruikgenomen e-boilers kan worden verhoogd	-7,5 kt -3,7%	-4,2%	+18%	-	Netcapaciteit Vergunningen	• Er is een grotere netwerkcapaciteit vereist voor deze reductieoptie, maar hier zal naar verwachting voor 2029 aan voldaan zijn • De huidige limiet op het benodigde flexibele gebruik van de WKK verhindert de implementatie van deze reductie	Implementatie waarschijnlijk na 2030
Verandering in productieproces	Sluiten van WKK	• Na vervanging TVR evaporator kan de WKK in Gasselternijveen worden gesloten	-35 kt -17%	-19%	-	-	Netcapaciteit	• Er is een grotere netwerkcapaciteit vereist voor deze reductieoptie, maar hier zal naar verwachting voor 2029 aan voldaan zijn	Gemodelleerd Implementatie vanaf 2029
	Sluiten van WKK	• Sluiten van WKK Ter Apelkanaal waardoor alle stroom van net wordt afgenomen	-35 kt -17%	-19%	-	n.t.b.	Netcapaciteit	• De netcapaciteit moet worden uitgebreid om aan de verhoogde vraag te kunnen voldoen, tevens moet er voldoende betaalbare groene stroom beschikbaar zijn	Implementatie waarschijnlijk na 2030
	100% stoom productie uit e-boilers	• Alle benodigde stoom zal worden opgewekt door e-boilers	-80 kt -39%	-45%	+192 %	Middel	Financiële ondersteuning Netcapaciteit	• Deze investering is afhankelijk van SDE++ om tot een positieve business case te komen, winkans onzeker • Er is een grotere netwerkcapaciteit vereist voor deze reductieoptie	Implementatie waarschijnlijk na 2030

Capex van verduurzamingsoptie: Laag: 0-5 mln Middel: 5-25 mln Hoog: 25+ mln

Implementatie: Verduurzamingsoptie voor 2030 Technisch mogelijke optie voor 2030 maar kent randvoorwaarden Potentiële verduurzamingsopties na 2030

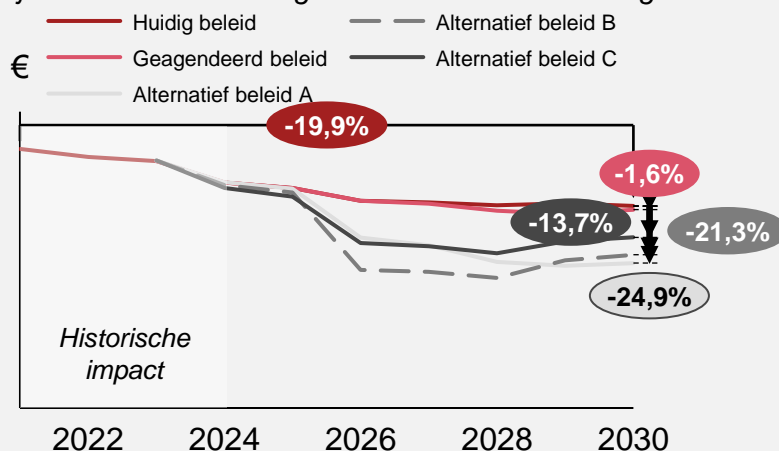
Bij huidig beleid daalt Avebe's winst met -20%, verdere aanscherpingen kunnen leiden tot een extra daling van -2/-25%

EBITDA-impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA



Bij 50% EU kostendoorgifte en 0% NL kostendoorgifte



EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus¹

Beleidsinstrument	Impact (%)
EU ETS	- 5,5%
Nationale CO ₂ -heffing	- 0,1%
Energiebelasting	- 13,2%
Indirecte ETS kosten	- 2,3%
OPEX nieuwe investeringen (incl. subsidies) ²	+ 1,0%
Totaal (& excl. OPEX)	- 19,9% (-20,9%)

EBITDA-impact per beleidsmaatregel aanvullend beleid in 2030 t.o.v. huidig beleid

Beleidsmaatregel	Impact (%)
Geagendeerd beleid	Aanscherping CO₂-heffingsprijs (totaal) - 1,6%
Alternatief beleid	A EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 23,3%
	Totaal (incl. geagendeerd) - 24,9%
	B EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 19,6%
Totaal (incl. geagendeerd) - 21,3%	
C EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 12,1%	
Totaal (incl. geagendeerd) - 13,7%	

Methodologische reflecties

- De winstimpact van ETS is afhankelijk van de aanname dat 50% kan worden doorgerekend aan afnemers
- Winstimpact van indirecte ETS in elektriciteitsprijs neemt af door steeds duurzamere elektriciteitsproductie
- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt v/d analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

Belangrijkste drijvers

- Bij **huidig beleid** daalt Avebe's EBITDA m.n. door **toenemende EB-kosten (-13,2%)**, deels als gevolg van het sluiten van een WKK (vanaf '29)³, ceteris paribus
- **Geagendeerd beleid** leidt tot extra verlies door aanscherping van de CO₂-heffing (-1,6%)
- **EB-aanscherpingen** leiden tot extra verlies van EBITDA (-12% tot -23%), m.n. door **verhoogde gastarieven**
- Aangezien de **WKK-vrijstelling** bij alternatief beleid in 2026 wordt beperkt, leidt het sluiten van de WKK hier tot een **afname in EB-kosten** (maar een toename in energiekosten)

1) Zie voor de gemodelleerde reductieopties pagina 'verduurzamingsopties'; 2) Tegenover de toegenomen operationele kosten (m.n. voor transport en elektriciteit) staan verlaagde CO₂-kosten via ETS en NL'se heffing; 3) Doordat de WKK sluit moet in de plaats hiervan stoom worden opgewekt met gasgedreven stoomketels. Aangezien het gasverbruik in de WKK is vrijgesteld, en bij stoomketels niet, stijgt de belastbare voet in dit scenario, ondanks dat de totale gasconsumptie van Avebe afneemt.

Bij een lage ETS-prijs neemt de impact van huidig beleid af (-18%) maar verslechtert Avebe's concurrentiepositie binnen EU

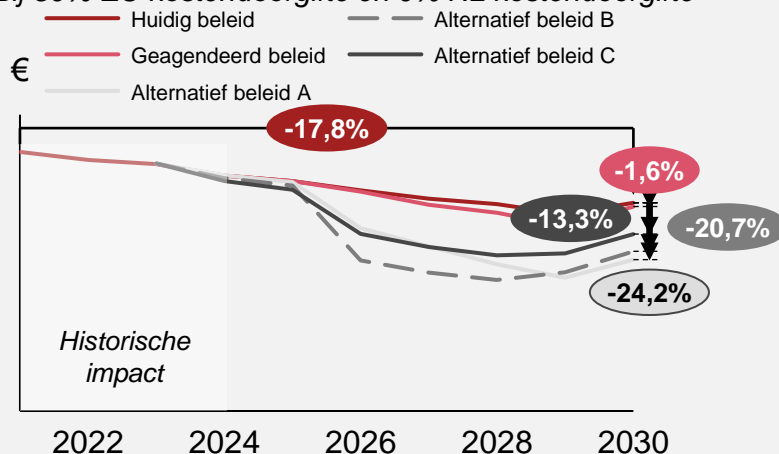
EBITDA-impact

Lage ETS-prijs scenario

Impact klimaatbeleid op EBITDA



Bij 50% EU kostendoorgifte en 0% NL kostendoorgifte



EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus¹

Instrument	Impact
EU ETS	- 2,3%
Nationale CO ₂ -heffing	- 2,1%
Energiebelasting	- 13,2%
Indirecte ETS kosten	- 1,1%
OPEX nieuwe investeringen (incl. subsidies) ²	+ 1,0%
Totaal (& excl. OPEX)	- 17,8% (-18,8%)

EBITDA-impact per beleidsmaatregel aanvullend beleid in 2030 t.o.v. huidig beleid

Beleidsmaatregel	Impact	
Geagendeerd beleid	Aanscherping CO₂-heffingsprijs (totaal) - 1,6%	
Alternatief beleid	A	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 22,6%
	Totaal (incl. geagendeerd)	- 24,2%
	B	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 19,1%
Totaal (incl. geagendeerd)	- 20,7%	
C	EB-aanscherpingen (incl. beperking WKK-vrijstelling) - 11,7%	
Totaal (incl. geagendeerd)	- 13,3%	

Belangrijkste drijvers

- Indien de ETS-prijs lager uitvalt daalt de **EBITDA-impact** van **huidig beleid** toe tot **-17,8%**, ceteris paribus – ondanks dat er meer NL'se heffing moet worden betaald welke minder kan worden doorgerekend
- Dit komt doordat Avebe onder NL'se heffing over **minder CO₂** hoeft te betalen, waardoor een ETS-prijsreductie toch leidt tot **lastenverlaging³**
- Wel **verslechtert** in dit geval Avebe's **concurrentiepositie binnen Europa** omdat concurrenten niet worden geconfronteerd met een nationale CO₂-heffing

Methodologische reflecties

- De winstimpact van ETS is afhankelijk van de aanname dat 50% kan worden doorgerekend aan afnemers
- Winstimpact van indirecte ETS in elektriciteitsprijs neemt af door steeds duurzamere elektriciteitsproductie
- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt v/d analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

1) Zie voor de gemodelleerde reductieopties pagina 'verduurzamingsopties'; 2) Tegenover de toegenomen operationele kosten (m.n. voor transport en elektriciteit) staan verlaagde CO₂-kosten via ETS en NL'se heffing; 3) Dit komt door de reductiefactor, waardoor dispensatierechten sneller worden uitgefaseerd dan ETS rechten

Avebe acht het naar het buitenland verplaatsen v/d productie als onrealistisch omdat zij gebonden is aan lokale boeren

Exit-kosten en strategische alternatieven

Type exit-kosten	Toelichting
Arbeidsgerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> Avebe zal bij een permanente productiestop in Nederland een gedeelte van de 1021 personeelsleden moeten ontslaan Overplaatsing van personeel naar andere locaties van Avebe is niet logisch omdat de medewerkers in de omgeving van de Nederlandse fabrieken wonen
Regelgeving-gerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> Avebe zegt bij een permanente productie stop in Nederland verplicht te zijn de productielocaties te saneren Volgens Avebe gaan hier aanzienlijke kosten mee gepaard
Lange termijn contracten	<ul style="list-style-type: none"> Avebe geeft aan dat er geen significante exit-kosten gepaard gaan vanwege het openbreken van lange termijn contracten
Verzonken kosten	<ul style="list-style-type: none"> Avebe zegt activa versneld te moeten afschrijven
Overig	<ul style="list-style-type: none"> n.v.t.

E
Strategische alternatieven

Mogelijkheid tot permanente productieafschaling

- Volgens Avebe is afschalen van productie in Nederland **geen aantrekkelijke optie** voor de lange termijn omdat hiermee waardevolle schaalvoordelen verloren gaan
- Ook is **productieverplaatsing** naar het buitenland **niet waarschijnlijk** omdat zetmeelproductie dichtbij de boeren moet gebeuren vanwege transportkosten van de zetmeelaardappelen en het niet aannemelijk is dat deze mee verplaatsen
- Aangezien Avebe een **coöperatie** is zal zij bovendien niet tegen het **belang van de boeren** ingaan en deze vervangen voor boeren in bijvoorbeeld Denemarken of (Oost-)Duitsland

Interessante alternatieve investeringslocatie



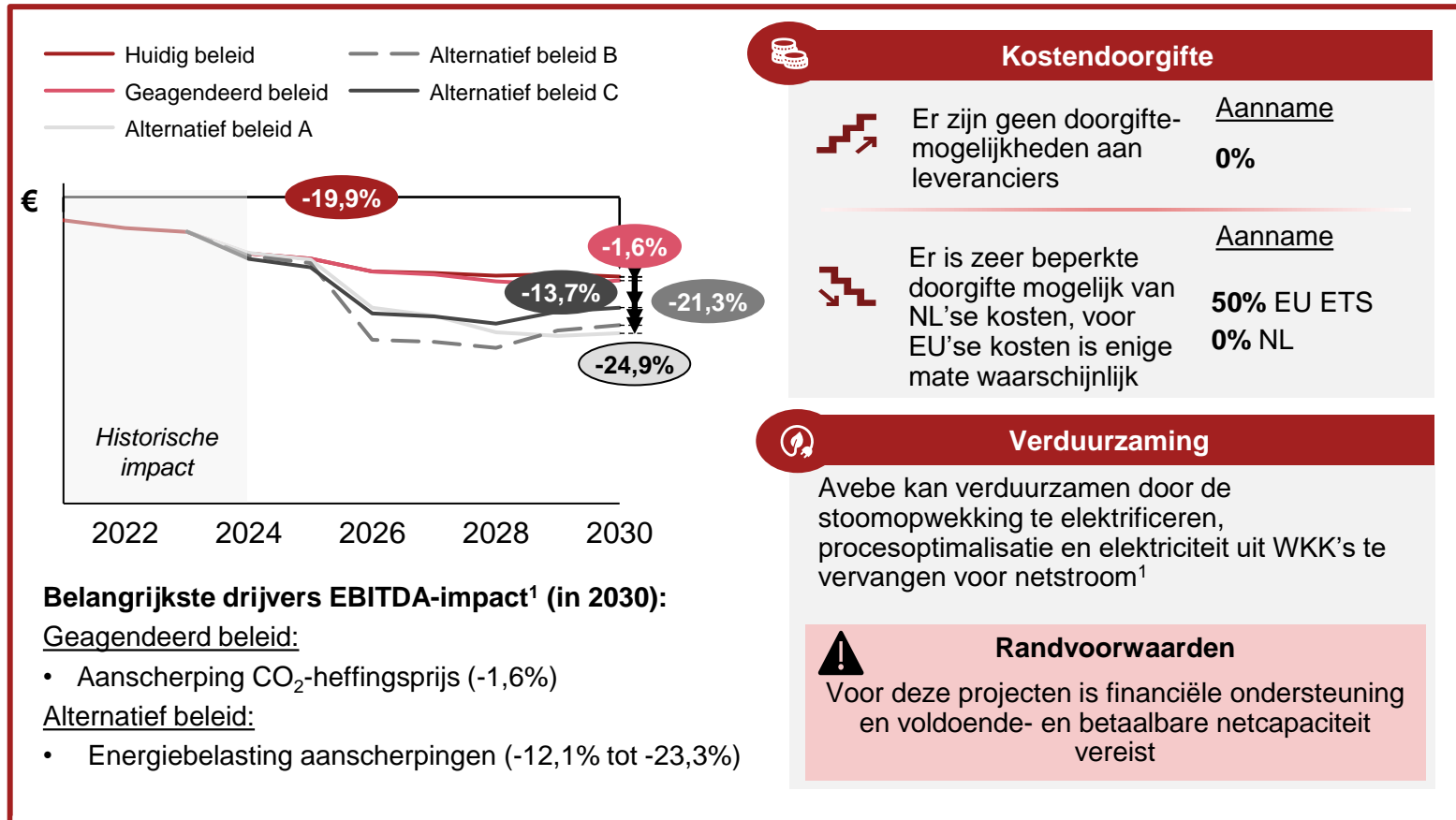
Duitsland

- Productielocaties **dicht bij de grens** in West-Duitsland zijn in staat de zetmeelaardappelen van NL'se boeren **te verwerken**
- Avebe neemt deels al zetmeelaardappelen af van **Duitse boeren**
- Aangekondigde energiebelastingverlaging vanaf 2024

Avebe kan de impact van potentiële aanscherpingen in de EB beperkt mitigeren waardoor concurrentiepositie achteruit gaat

Conclusies

EBITDA impact klimaatbeleid en verduurzamingsopties



Kostendoorgifte



Er zijn geen doorgifte-mogelijkheden aan leveranciers

Aanname
0%



Er is zeer beperkte doorgifte mogelijk van NL'se kosten, voor EU'se kosten is enige mate waarschijnlijk

Aanname
50% EU ETS
0% NL

Verduurzaming

Avebe kan verduurzamen door de stoomopwekking te elektrificeren, procesoptimalisatie en elektriciteit uit WKK's te vervangen voor netstroom¹



Randvoorwaarden

Voor deze projecten is financiële ondersteuning en voldoende- en betaalbare netcapaciteit vereist

Uitkomst Avebe

Korte termijn

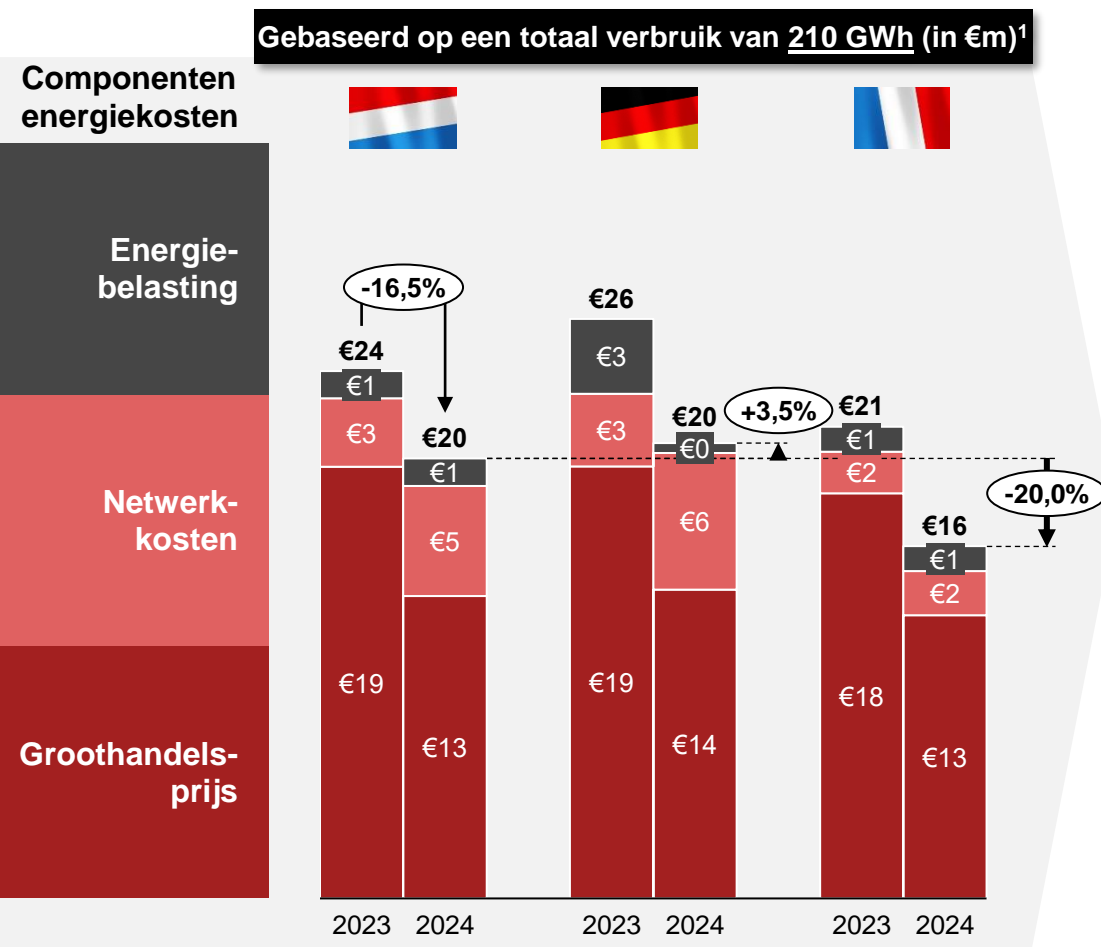
- De winstimpact van geagendeerd beleid, is **beperkt** (-1,6%), doordat Avebe relatief **weinig CO₂-uitstoot** heeft in 2030 (m.n. door het sluiten van een WKK), ceteris paribus
- Aanscherpingen in de EB** hebben een **negatieve impact** (-12% tot -23%) op de EBITDA omdat deze kosten zeer beperkt kunnen worden doorgerekend
- Aangezien Avebe **niet veel extra opties** heeft om op **korte termijn** haar gasverbruik te reduceren leidt dit tot een **verzwakking van de concurrentiepositie** en kan het leiden tot weglek van CO₂

Lange termijn

- Op lange termijn kan Avebe de EBITDA-impact **grotendeels mitigeren** door de tweede WKK te sluiten en volledig over te stappen op stoom gegenereerd uit e-boilers
- Hiervoor dient voldoende **netcapaciteit, stroom** en **subsidiëring** aanwezig te zijn
- Indien er niet aan deze **randvoorwaarden** wordt voldaan is er een **reëel risico** op CO₂-wgeleg

Avebe's elektriciteitskosten dalen in 2024 en zouden in DE (+4%) hoger, en in FR (-20%) lager liggen dan in NL

Elektriciteitskosten huidige situatie



Toelichting huidige situatie

EB	<ul style="list-style-type: none"> De stroom die Avebe opwekt d.m.v. een WKK (67% van het totaal) is vrijgesteld van EB in NL De belastingtarieven in DE dalen in 2024 om zodoende de competitiviteit v/d energie-intensieve industrie te versterken² In FR bestaat geen WKK-vrijstelling en heeft Avebe ook geen recht op kortingen omdat niet wordt voldaan aan de energie-intensiteitseis³
Netwerkkosten	<ul style="list-style-type: none"> De stijging in NL'se netwerktarieven wordt met name veroorzaakt door hogere inkoopkosten en investeringen in het elektriciteitsnet Duitse netwerktarieven stijgen in 2024 door o.a. het stopzetten van een subsidie (Bundeszuschuss) die tijdens de energiecrisis werd ingevoerd om nettarieven laag te houden Avebe heeft in geen v/d landen voor geen v/d locaties recht op volumekorting omdat de vereiste bedrijfstijd niet wordt gehaald
Wholesaleprijs	<ul style="list-style-type: none"> Groothandelsprijzen zijn vergelijkbaar in alle drie de landen maar in FR kan een gedeelte van het verbruik ingekocht worden tegen een gereduceerd tarief onder het ARENH systeem De groothandelsprijzen in Europa nemen in 2024 af door dalende energieprijzen t.o.v. 2023

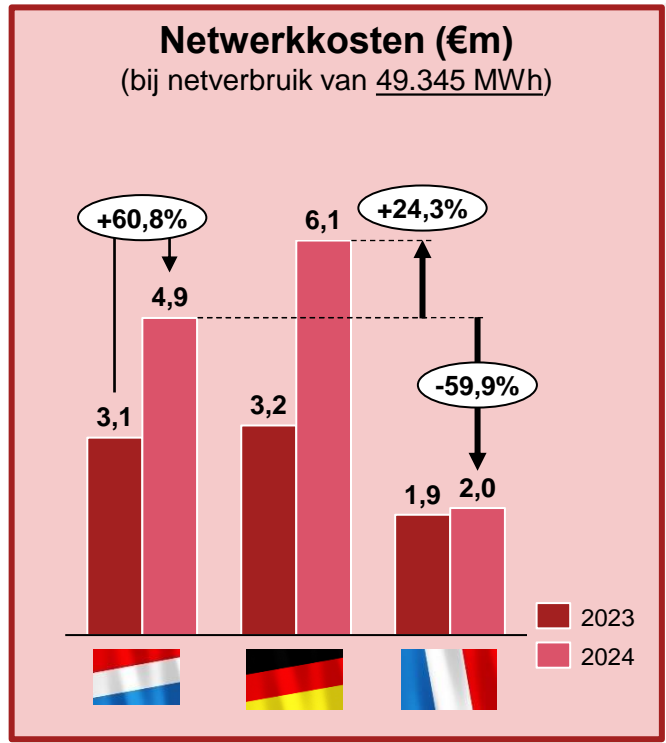
Uitkomst Avebe

- Totale **elektriciteitskosten** in Nederland **nemen** tussen 2023 en 2024 **met 16,5% af** door dalende energieprijzen
- In 2024 zouden Avebe's **elektriciteitskosten** in **DE 3,5% hoger** liggen en in **FR 20% lager**
- Dit komt vrijwel volledig door een **verschil in netwerkkosten** (zie volgende pagina)
- De situatie verandert wanneer de **WKK** in Ter Apelkanaal **wordt gesloten** (waardoor alle stroom v/h net moet worden gehaald) en de **minimale bedrijfstijd** (**≥80%**) op netwerktarieven in DE en FR; in NL zijn de netwerkkosten dan het hoogst

Bron: Strategy& analyse; Management informatie Avebe; Gegevens vastgestelde tarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten; 1) We berekenen de kosten op basis van het gemiddelde elektriciteitsverbruik van de afgelopen 10 jaar voor Foxhol. Voor Ter Apelkanaal en Gasselternijveen gebruiken we het elektriciteitsverbruik van 2023 omdat in dit jaar e-boilers in gebruik zijn genomen en het elektriciteitsverbruik structureel is toegenomen; 2) Bundesregierung (2023) ([link](#)); 3) Er gelden kortingen op het Franse energiebelastingtarief wanneer de belastingkosten bij het reguliere tarief >0,5% zijn van de omzet onderworpen aan BTW minus de aankopen onderworpen aan BTW;

Avebe's netwerkkosten zouden in Duitsland hoger (+24,3%) en in Frankrijk lager (-59,9%) liggen dan in Nederland

Elektriciteitskosten – Netwerkkosten deep-dive



Berekeningen voor 2024



Omschrijving
tarief opbouw

- Een jaarlijks vastrecht bedrag
- Capaciteitstarief: een combinatie van een gecontracteerd bedrag voor de jaarpiek en maandelijkse piek

- Variabel tarief naar gecontracteerd vermogen (leistungspreis)
- Variabel tarief naar verbruik (arbeitspreis)

- Een tijdsgeïndifferentieerd tarief per kWh afname
- Een tijdsgeïndifferentieerd tarief naar kW gecontracteerd vermogen¹

Berekening
tarief onderdelen

Component	TSO €	DSO €	Unit
Gecontracteerd (jaarlijkse piek)	73,52/ kW	37,20/ kW	65,5 MW
Max (maandelijkse piek)	7,62/ kW	3,81/ kW	36,0 MW

Component	TSO €	DSO €	Unit
Leistungspreis	158,98 /kW	177,9/ kW	65,5 MW
Arbeitspreis	1,12/ kWh	0,53/ kWh	49 GWh

Component	TSO €	DSO €	Unit
Coefficient pondérateur de la puissance (bi)	€11,28	€27,39	65,5 MW
Coefficient pondérateur de l'énergie (ci)	€0,007 - €0,004	€0,065 - €0,007	49 GWh
	afhankelijk van tijd	afhankelijk van tijd	

= € 4.908.486,91

= € 6.102.094,76

= € 1.965.972,27

Toelichting

- Tarieven stijgen tussen 2023 en 2024 m.n. om toegenemende investeringskosten te dekken (zoals net op zee)

- Duitse netwerktarieven stijgen in 2024 door afschaffing subsidie (Bundeszuschuss) ingevoerd tijdens de energiecrisis

- Franse variabele netwerktarieven stijgen in 2024 (+6,51%) om kostenstijging van netbeheerders te dekken

Bron: Strategy& analyse; Management informatie Avebe; Gegevens vastgestelde tarieven uit rapporten netbeheerders/autoriteiten; 1) We hebben bij de berekening van de Franse netwerkkosten aangenomen dat de afname (kWh) en gecontracteerde vermogen (kW) gelijk verdeeld zijn over het jaar















2.7

Sektorstudie: Raffinage

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

Algemene informatie

Sectorinformatie

Raffinaderij	Capaciteit ⁴ (KBPd ³)	Type raffinaderij	Aantal werknemers
1  Shell	 377	Kraker	ca. 1,900 (Pernis)
2  bp Raffinaderij Rotterdam	 359	Hydroskimmer, incl.FCC	ca. 730 (Europoort)
3  ExxonMobil	 163	Kraker	ca. 570 (Botlek)
4  zeeland REFINERY	 160	Kraker	ca. 400 (Vlissingen)
5  GULVOR ENERGY ROTTERDAM	 81	Products processing facility	ca. 360 (Europoort)
6  Vitol	 63	Condensaat verwerker	ca. 30 (Europoort)

Raffinage karakteristieken Nederland

- Raffinagesector wordt gekenmerkt door **homogene producten**, **kapitaalintensiteit**, **procesintegratie** (e.g. raffinage levert grondstoffen voor chemische bedrijven), **clustering** (e.g. onderdeel ARRR²) met pijpleidingen naar DE en BE en **tijdsgebonden** (e.g. geplande 5-jaarlijkse onderhoudstops)
- NL'se raffinaderijen hebben een **strategisch interessante ligging** vanwege toegang tot **haven**, **pijpinfrastructuur**, en de **integratiemogelijkheden** met de industrie

1) Nea 2022 2) Antwerp-Rotterdam-Rhine-Ruhr cluster 3) Kilo Barrels Per Day 4) PBL midden 2020 ([Link](#)); 5) Vemobin ([link](#)); 6) O.b.v. Interne nformatie van de zes deelnemende raffinaderijen



Profiel Nederlandse raffinage sector

Nederland

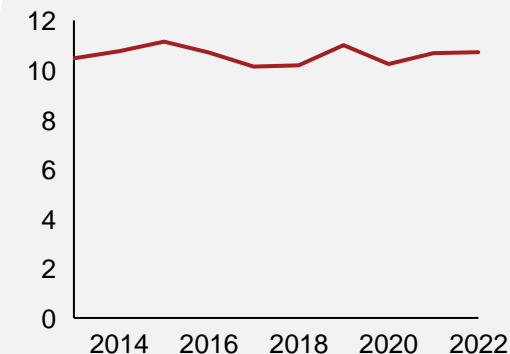
Cijfers

- **Werknemers:** ~3990
- **Omzet:** 23,7 mld.⁵

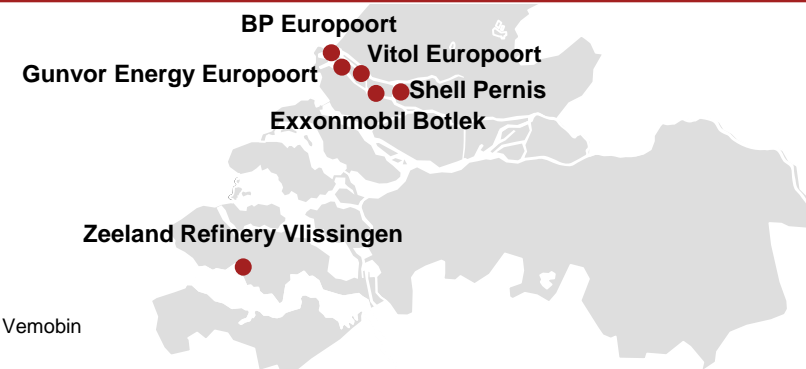
Emissie en productie per ton

- **Emissie:** gem. **0,029** ton CO₂e/CWT¹
- **Productie:** **383,98** mln. CWT/jaar⁶

Emissies (Mt CO₂ equivalent)¹



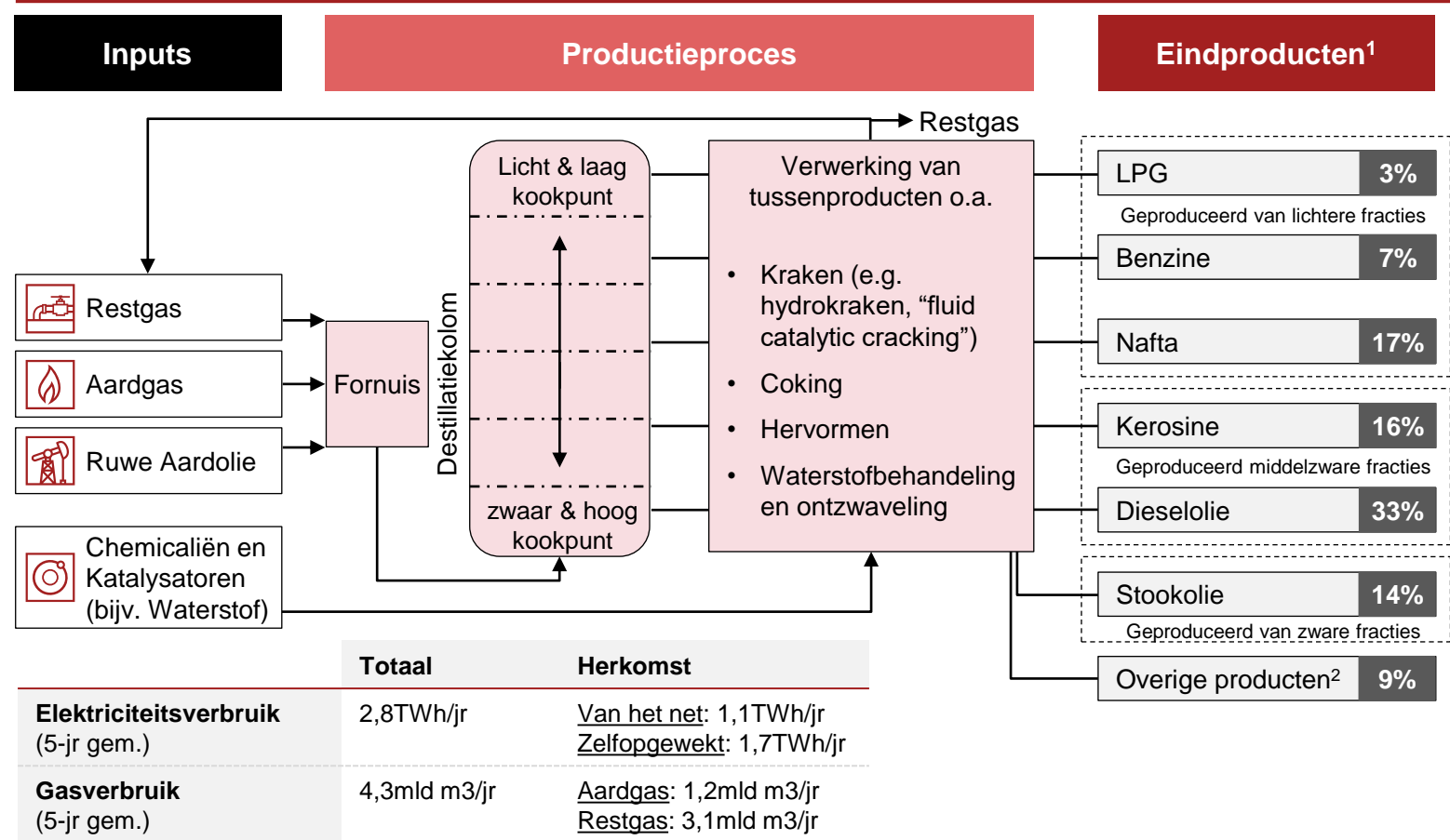
Raffinaderijen in Nederland



Raffinaderijen verwerken ruwe olie tot eindproducten – jaarlijkse uitstoot van raffinage is ca. 10 Mton CO₂-equivalent

Algemene informatie: productieproces raffinaderijen

Schematisch overzicht productieproces



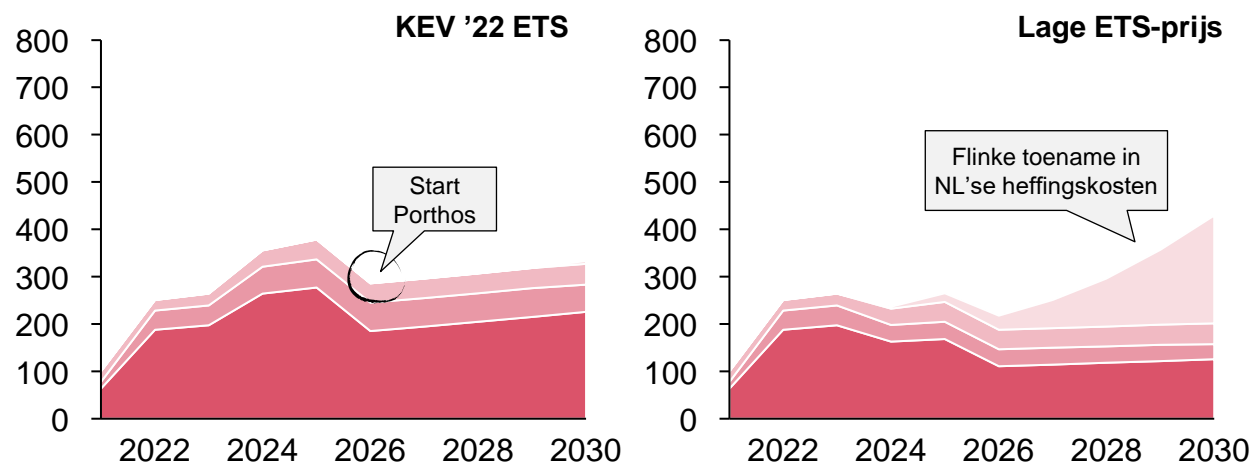
Toelichting

- **Ruwe aardolie** is de **belangrijkste grondstof** voor raffinaderijen; via **destillatie** (e.g. atmosferische destillatie, vacuümdestillatie) worden **fracties** met verschillende kookpunten weggevoerd
- **Verwerking van tussenproducten** vindt plaats om:
 1. **Lichtere producten** te maken met **kortere koolstofketens**; dit vindt plaats via bijvoorbeeld coking en kraken
 2. Aan **kwaliteitseisen te voldoen**; dit vindt bijvoorbeeld plaats via **waterstofbehandeling** en **-ontzwaveling**
- **Totale CO₂ uitstoot** van raffinaderijen is ca **10Mt per jaar**³, ca. **15%** van de totale uitstoot van de **Nederlandse industrie**; belangrijkste bron van uitstoot zijn **fornuizen (51%)**, gevolgd door waterstofproductie (21%), WKK en boilers (18%) en krakers (9%)¹

De kosten van CO₂-beprijzing en energiebelasting nemen bij huidig beleid toe, afhankelijk van ETS-prijsontwikkeling

Huidig beleid

Kostenontwikkeling raffinaderijen bij huidig beleid (2021-2030) (in €m)



Kosten per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030

		ETS-scenario 'KEV'		ETS-scenario 'Laag'	
Huidig beleid	Nationale CO ₂ -heffing	+ NA%	+ €6mln	+ NA%	+ €228mln
	Energiebelasting	+ 95%	+ €21mln	+ 95%	+ €21mln
	Indirecte ETS	+ 314%	+ €43mln	+ 130%	+ €18mln
	EU ETS	+ 255%	+ €162mln	+ 97%	+ €62mln
	Totaal	+ 233%	+ €233mln	+ 329%	+ €329mln

Belangrijkste drijvers

- In beide ETS-prijsscenario's stijgen de kosten van Nederlandse raffinaderijen gerelateerd aan CO₂-beprijzing en energiebelasting flink tussen 2021 en 2030 (+228% tot +321%) bij huidig beleid, ceteris paribus
- De kosten zijn tussen 2021 en 2022 flink gestegen door een stijging van de ETS-prijs van ~€27/tCO₂ naar ~€79/tCO₂
- Tussen 2022 en 2025 stijgen de kosten in het 'KEV 22 ETS'-scenario als gevolg van een oplopende ETS-prijs en aanscherping van energiebelastingtarieven op gasverbruik; in het 'Lage ETS-prijs'-scenario dalen deze ietwat door een gedaalde ETS-prijs sinds 2024
- In 2026 dalen de CO₂-kosten in beide scenario's door verduurzaming (met name Porthos, zie hieronder)
- De kostenontwikkeling na 2026 is sterk afhankelijk van de ETS-prijs. In het 'KEV 22'-scenario wordt vrijwel geen NL'se heffing betaald en is de kostenstijging voornamelijk het gevolg van oplopende ETS-kosten (door een stijgende prijs en uitfaserende vrijstellingen).
- Bij een lage ETS-prijsscenario stijgen de NL'se heffingskosten substantieel. Ook de totale kosten nemen hierbij toe omdat onder NL'se heffing minder vrijstellingen (dispensatierechten) worden vergeven dan onder EU ETS door de reductiefactor. Bovendien verslechtert hierdoor de concurrentiepositie van de raffinagesector binnen Europa doordat dit een nationale kostenpost betreft die concurrenten niet betalen

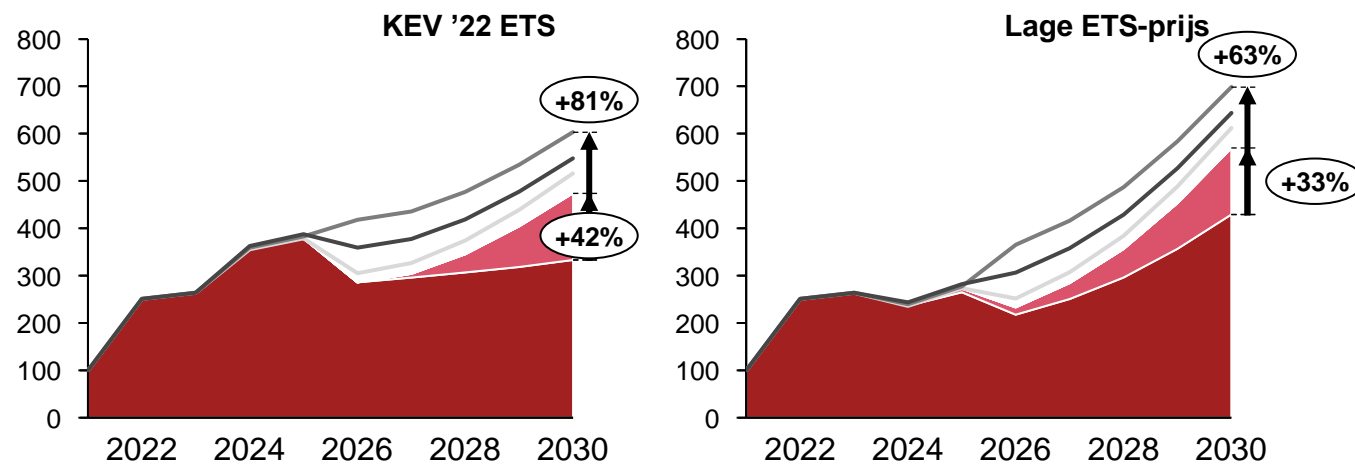
Gemodelleerde verduurzaming:

- We hebben enkel emissiereductie van lopende projecten gemodelleerd. De kostenontwikkeling is hier dus voor gecorrigeerd:
- Porthos (Shell en ExxonMobil): -1,5Mt f vanaf 2026
- Overige projecten in ontwikkeling zijn niet meegenomen (e.g. Aramis)

Bij geagendeerd (tot +42%) en alternatief beleid (tot +81%) nemen de totale kosten in 2030 t.o.v. huidig beleid toe

Geagendeerd en alternatief beleid

Kostenontwikkeling raffinaderijen (2021-2030) (in €m)



Kosten per beleidsmaatregel aanvullend beleid in 2030 t.o.v. huidig beleid

		ETS-scenario 'KEV'		ETS-scenario 'Laag'	
Huidig, geagendeerd en alternatief beleid	Aanscherping EB alternatief beleid A	+95%	+€42mln	+95%	+€42mln
	Aanscherping EB alternatief beleid B	+293%	+€129mln	+293%	+€129mln
	Aanscherping EB alternatief beleid C	+167%	+€74mln	+167%	+€74mln
	Hogere CO ₂ -heffingsprijs	+2.336%	+€141mln	+62%	+€141mln
	Huidig beleid				
	Totaal alternatief beleid (Max.)	+81%	+€270mln	+63%	+€270mln
	Totaal geagendeerd beleid	+42%	+€141mln	+33%	+€141mln

Belangrijkste drijvers

- Bij het geagendeerde en alternatieve beleidsscenario is er een extra kostenstijging t.o.v. huidig beleid (tot +81% in 2030) als gevolg van een hogere CO₂-heffingsprijs (geagendeerd beleid), verhoogde energiebelastingtarieven en het beperken van de WKK-vrijstelling (alternatief beleid)
- De kostenverhogingen als gevolg van geagendeerd en alternatief beleid zijn onafhankelijk van het gebruikte ETS-prijsscenario, maar de relatieve stijging omdat de totale kosten van het huidige beleid in beide scenario's verschilt
- Het alternatieve beleidsscenario leidt met name tot kostenstijgingen voor raffinaderijen met WKK's omdat zij door beperking van de WKK-vrijstelling energiebelasting gaan betalen over het aardgasverbruik in de WKK's en de zelf-geconsumeerde elektriciteit – elektriciteit geleverd aan het net blijft vrijgesteld

Gemodelleerde verduurzaming:

- We hebben enkel emissiereductie van lopende projecten gemodelleerd. De kostenontwikkeling is hier dus voor gecorrigeerd:
 - Porthos (Shell en ExxonMobil): -1,5Mt CO₂ vanaf 2026
 - Overige projecten in ontwikkeling zijn niet meegenomen (e.g. Aramis)

Raffinaderijen opereren op internationale markten waardoor kosten beperkt kunnen worden doorgerekend

Doorgiftemogelijkheid

	Inputs (upstream)		Belangrijkste eindproducten (downstream)					
	Ruwe aardolie	Aardgas	LPG	Benzine	Nafta	Kerosine	Dieselolie	Stookolie
Geografische markt	Global ⁵	Tenminste Noordwest Europees ⁶	Ten minste EER ^{3,4}	EER ^{3,4}	West-Europa ^{3,4}	EER ^{3,4}	EER ^{3,4}	EER ^{3,4}
Marktaandeel	~10% EU ⁷ ~2% ² wereld	~5% ¹ NL <1% wereld	~10% EU ~1% wereld	~10% EU ~1% wereld	~10% EU ~1% wereld	~10% EU ~1% wereld	~10% EU ~1% wereld	~10% EU ~1% wereld
Prijszetting	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)	Commodity pricing (geen prijszetting)
Carbon Leakage List (EC)								
Doorgifte-mogelijkheid	NL'se kosten	Geen	Geen	Zeer beperkt	Zeer beperkt	Zeer beperkt	Zeer beperkt	Zeer beperkt
	EU'se kosten	Geen	Geen	Beperkt	Mogelijk/beperkt	Mogelijk/beperkt	Mogelijk/beperkt	Mogelijk/beperkt









Toelichting

- Er is een **internationale markt** voor **ruwe aardolie** waardoor kopers en verkopers op **mondiaal niveau** kunnen **opereren**, hierdoor is prijszetting en dus **kostendoorgifte niet mogelijk**
- Gegeven het **internationale karakter** van de **aardgasmarkt**, de vele afnemers en het kleine marktaandeel van de Nederlandse raffinage industrie is ook hier **geen upstream doorgiftemogelijkheid**
- **Raffinageproducten** zijn veelal **homogene commodityproducten** op veelal **Europese markten**, waardoor enige mate van ETS doorgifte mogelijk lijkt
- **Raffinaderijen** hebben een **beperkt marktaandeel** binnen de **markt** voor **raffinageproducten** in Europa waarmee hun **marktmacht klein** is en het aannemelijk is dat **downstream doorgiftemogelijkheid** van Nederlandse kosten **zeer beperkt** is
- Het **is goed mogelijk** dat voor bepaalde **raffinage producten**, zoals LPG, de **markt breder** is **dan** alleen **Europa**, waardoor ook de **doorgifte van EU ETS-kosten beperkt** is

Bron: Strategy& analyse; 1) CBS (2023), 2) POR ([link](#)) 3) Zie PwC (2019a) en de marktaandelen op basis van UNData (2018). EC M.7649 voor LPG; EC M.727 voor de overige ex-refinery sales. 4) Eurostat 2021 (NRG_BAL_C); de EU is met name netto importeur van diesel; 5) EC Case M.9175 6) VNPI, ECORYS (2019) PUŁAWY 7) OECD Session II: Market Definition in the gas Sector DAF/COMP/LACF(2022)

Met CCS kan op korte termijn CO₂ worden gereduceerd; verminderd gasverbruik is afhankelijk van groene waterstof

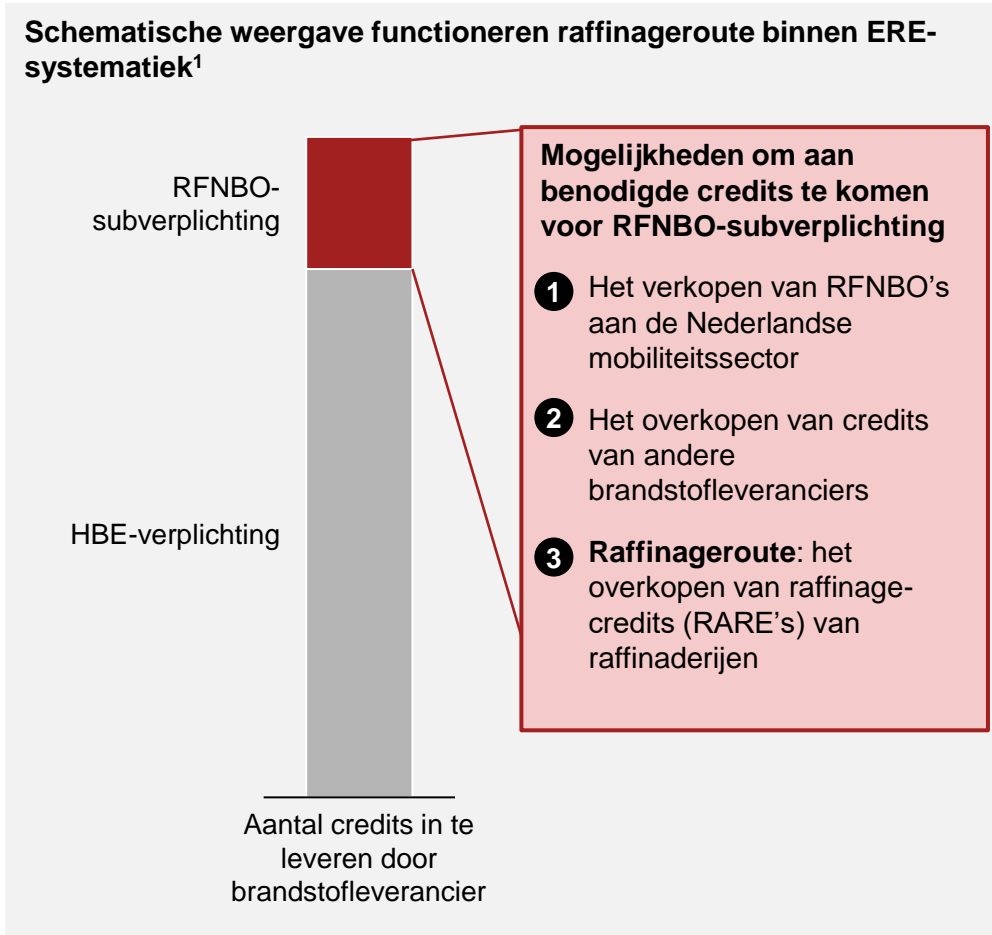
Verduurzamingsopties

Verduurzamingsopties (niet uitputtend)				Randvoorwaarden		
Optie	Omschrijving	OPEX	CAPEX	Randvoorwaarden	Reflectie	Implementatie
Bio-brandstoffen	• Biobrandstoffen kunnen worden geproduceerd via biomassavergassing ⁷ of een HEFA process ⁹	5-8 ^{1,6} [€/GJ/j]	10-17 ^{1,6} [€/GJ/j]	 Financiële ondersteuning	Biobrandstoffen zijn momenteel nog ongeveer 2 tot 3 keer zo duur als fossiele brandstoffen. Daarnaast worden investeringen tegengehouden door een te hoge CAPEX waardoor er geen business case is zonder subsidie	Implementatie deels in gang gezet
	• Een deel bio-olie kan worden verwerkt in een Fluid Catalytic Cracker (momenteel TRL 6)	22 ¹ [€/ton]	4,4 ¹ [€/ton]			
CCS	• Ongeveer 90% van de CO ₂ kan worden afgevangen <u>na de verbranding</u> uit de schoorstenen van procesinstallaties	14-19 ^{1,2} [€/t CO ₂ /j]	28-45 ^{1,2} [€/t CO ₂]	 Beleidszekerheid	Voor het implementeren van CCS is nu vaak onvoldoende zekerheid w.b.t. o.a. stikstofbeleid en de (politieke) ondersteuning groene/blauwe waterstof	Implementatie deels in gang gezet
	• Afvangen van CO ₂ uit restgassen <u>voor verbranding</u> is ook mogelijk, hierdoor ontstaat blauwe H ₂			 Financiële ondersteuning	Er is subsidie nodig voor positieve business case	
Blauwe waterstof	• Blauwe waterstof kan voor hydrokrakers en waterstofbehandelingen als grondstof dienen tegen relatief lagere kosten dan groene waterstof	>2,7 [€/kg] ⁵		 Aanbodzekerheid	Er moet voldoende aanbod zijn van betaalbare blauwe waterstof ⁸	Technisch haalbaar voor 2030
	• Blauwe waterstof kan aardgas in het productieproces vervangen in processen zoals destillatie, kraken en hervormen	40-120 ⁴ [k€/j]	4-12 ⁴ [mln€]	 Financiële ondersteuning	Subsidie is vereist om gebruik van blauwe waterstof in de raffinage sector rendabel te maken	
Groene waterstof	• Groene waterstof kan voor hydrokrakers en waterstofbehandelingen als grondstof dienen	>7,3 [€/kg] ⁵		 Groene waterstof	Er moet voldoende en betaalbare groene waterstof beschikbaar zijn	Technisch haalbaar voor 2030
	• Groene waterstof kan aardgas in het productieproces vervangen in processen zoals destillatie, kraken en hervormen	40-120 ⁴ [k€/j]	4-12 ⁴ [mln€]	 Infrastructuur	Infrastructuur voor H ₂ en voldoende aanbod van groene H ₂ van import ofwel van productie ⁸	
Elektrificatie	• Grootschalige elektrificatie van fornuizen/krakers kan de CO ₂ - uitstoot substantieel verlagen	0,7-1 ^{1,3} [mln€/j]	35-50 ^{1,3} [mln€]	 Netcapaciteit	Er moet voldoende netcapaciteit en stroom beschikbaar zijn	Technisch niet haalbaar voor 2030

Implementatie: ■ Implementatie deels in gang gezet ■ Technisch haalbaar voor 2030 ■ Technisch niet haalbaar voor 2030

De raffinageroute kan een prijsprikkel creëren voor RFNBO's zonder extra risico op CO₂-weglek zolang het niet verplicht is

Raffinageroute



Implicaties raffinageroute voor het risico op CO₂-weglek in de raffinagesector

- Om de **NL'se mobiliteitssector te vergroenen** bestaat de **ERE-systematiek** (Emissiereductie Eenheden¹), welke een **jaarverplichting voor brandstofleveranciers** oplegt om een vereist aantal verhandelbare eenheden (ERE's) in te zetten; binnen dit systeem zal er een **specifieke RFNBO-verplichting** komen voor de verkoop van RFNBO's binnen de sectoren land, binnenvaart en luchtvaart
- De **raffinageroute** biedt brandstofleveranciers een **extra mogelijkheid** om aan het **verplichte aantal ERE's** te komen voor de RFNBO-subverplichting, door **RARE's** (Raffinage Emissiereductie Eenheden) in te kopen van raffinaderijen die deze ontvangen voor de **toepassing van RFNBO's** in het raffinageproces
- Om te zorgen dat het **aantrekkelijker** blijft om **direct RFNBO's in te zetten** zullen er één of meerdere **correctiefactoren** gelden voor de inzet van RARE's, waardoor deze inferieur zijn aan credits verkregen door directe inzet RFNBO's (bij een correctiefactor van 0,25 staan 4 RARE's gelijk aan één 'reguliere' RFNBO-credit)
- Omdat het inzetten van RFNBO's extra inkomsten genereert (gelijk aan de prijs van een RARE), wordt hiermee een **prijsprikkel** gecreeërt voor raffinaderijen om **RFNBO's toe te passen**
- Aangezien de raffinageroute **geen verplichting** legt op de toepassing van RFNBO's in het raffinageproces, zullen raffinaderijen dit enkel doen bij een **positieve business case**; zo lang de prijs van RARE's de **onrendabele top** van RFNBO-toepassing niet dekt, zal de raffinageroute **niet leiden tot meer toepassing van RFNBO's**
- Hierdoor zal de raffinageroute **niet leiden tot winstverlies** van NL'se raffinaderijen en leidt het daardoor ook **niet tot een verhoogd risico op CO₂-weglek**
- Indien er niet voldoende RFNBO's direct worden ingezet in de mobiliteitsector zal de prijs van RFNBO-credits bepaald worden door RARE's, waardoor raffinaderijen de **volledige kostprijs van groene waterstof kunnen doorrekenen** (tot maximaal de hoogte van de boete voor brandstofleveranciers voor het niet voldoen aan de verplichting)

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

Exit-kosten en strategische alternatieven

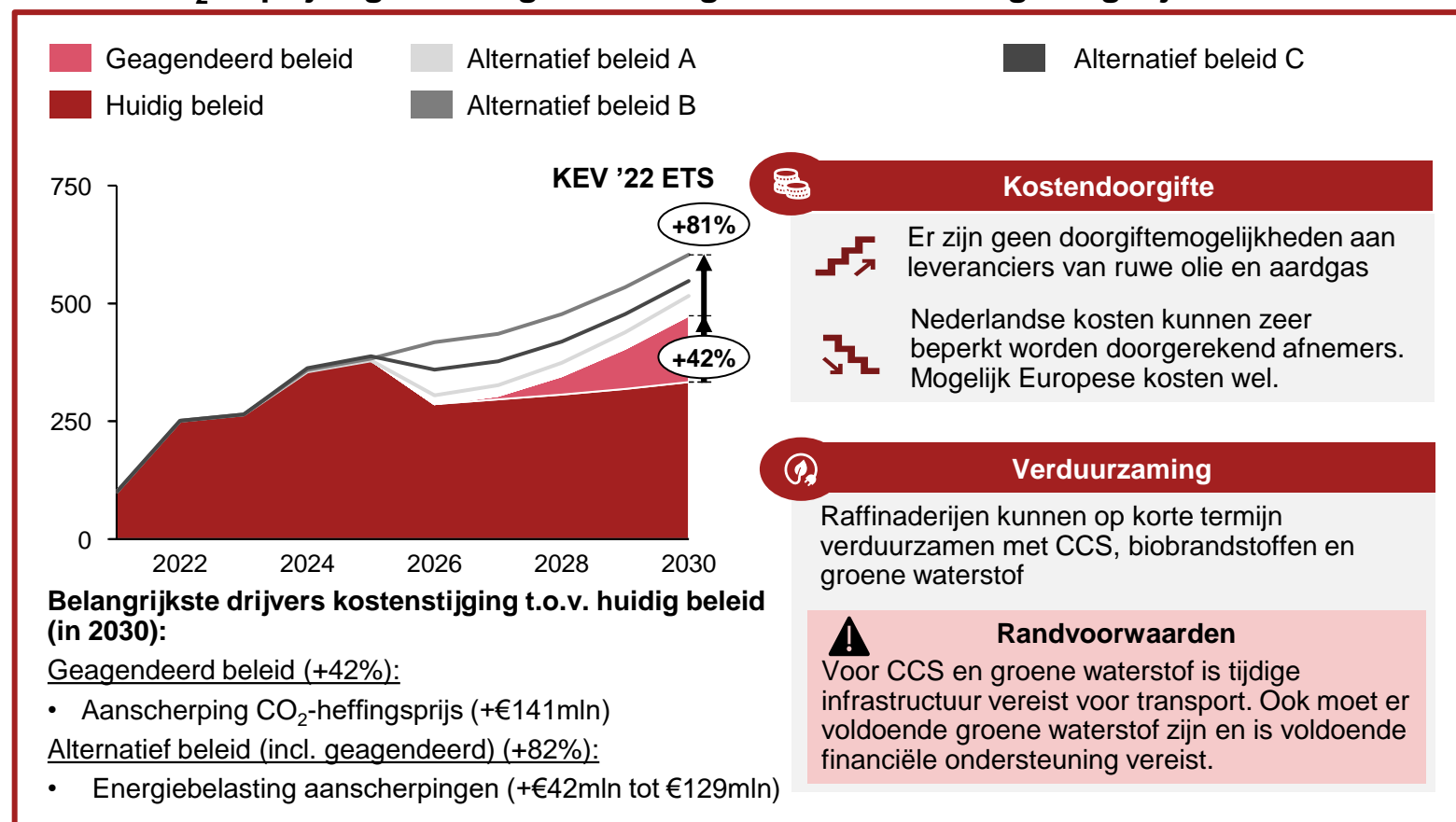
Type exit-kosten	Toelichting
Arbeidsgerelateerd	<ul style="list-style-type: none"> In de NL'se raffinagesector zijn ca. 4000 mensen werkzaam Het is aannemelijk dat deze mensen slechts in beperkte mate kunnen worden overgeplaatst naar het buitenland, waardoor een exit gepaard gaat met hoge ontslagkosten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

Strategische alternatieven	
<ul style="list-style-type: none"> Raffinaderijen worden bij een acute volledige productiestop in NL geconfronteerd met hoge exit-kosten Aangezien de raffinagelocatie volgens de industrie veel kansen biedt voor alternatieve aanwendingen (bijv. als importhub), is dit een aannemelijker scenario dan een complete exit De vraag naar raffinageproducten zal namelijk naar verwachting in ieder geval tot 2050 blijven bestaan (o.a. voor petrochemie) De raffinageproductie zal zich daarbij naar buiten Nederland kunnen verplaatsen om vervolgens de eindproducten hierheen te exporteren en direct te verkopen of op te werken in de petrochemische sector 	
Interessante alternatieve investeringslocaties	
 Duitsland	<ul style="list-style-type: none"> Productieverplaatsing binnen Europa bespaart transportkosten t.o.v. verplaatsing buiten Europa
 België	<ul style="list-style-type: none"> Productieverplaatsing binnen Europa bespaart transportkosten t.o.v. verplaatsing buiten Europa EB-vrijstellingen en de lagere nettarieven voor grootverbruikers blijven vooralsnog behouden

Het is aannemelijk dat kostenverhogingen beperkt kunnen worden gemitigeerd, waardoor het CO₂-weglekrisico toeneemt

Conclusies

Kosten CO₂-beprijzing en energiebelasting en verduurzamingsmogelijkheden

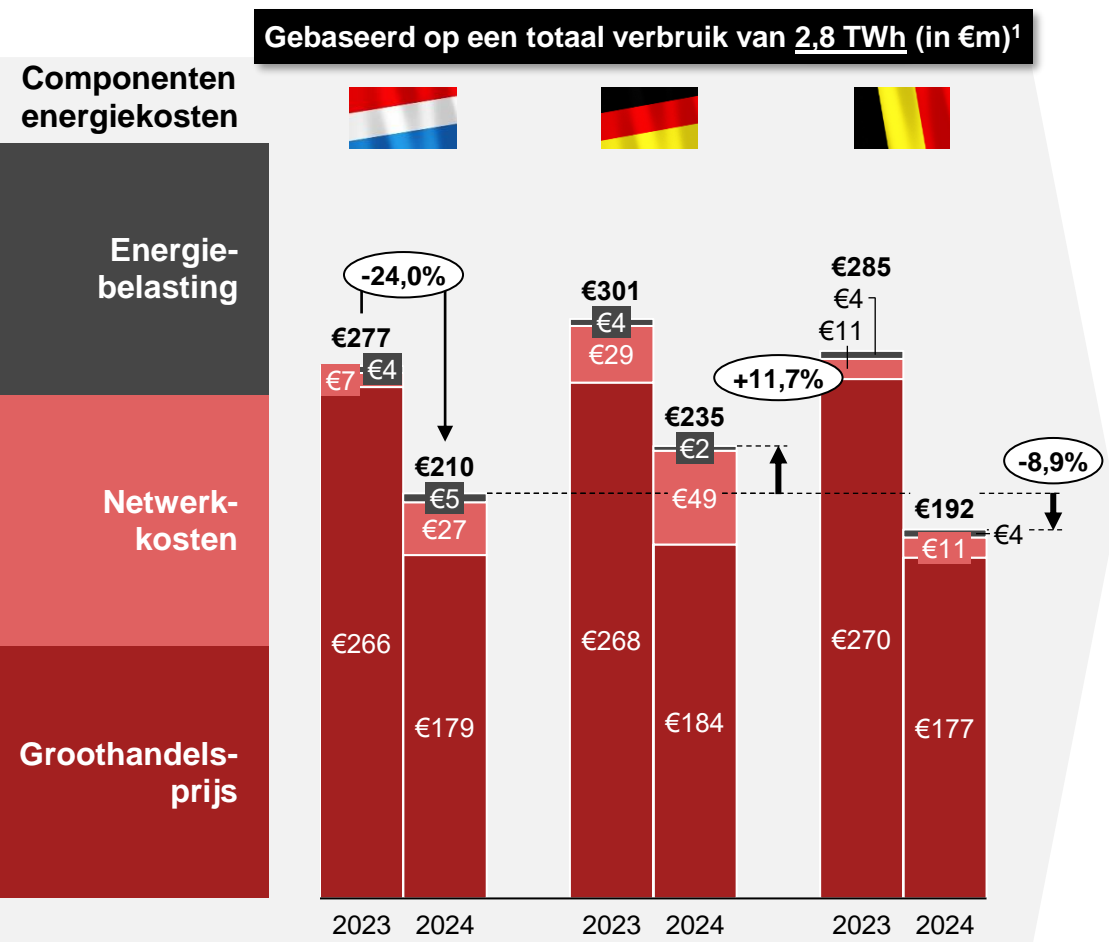


Uitkomst raffinage sector

- Korte termijn**
- We hebben in deze sectorstudie **enkel gekeken naar kostenstijgingen** en deze **niet doorvertaald naar winstimpact**
 - De raffinagesector kan de impact van **huidig beleid** tot 2030 **relatief goed mitigeren**, met name door **CCS** (Porthos en evt. Aramis)
 - Voor verdere aanscherpingen** geldt dit minder, met name bij aanpassingen in de **energiebelasting** omdat **verminderd gasverbruik** afhankelijk is v/d nog **onzekere ontwikkeling** van **groene waterstof**
 - Aangezien de doorgiftemogelijkheid van nationale kosten beperkt is neemt de **kans op productieverplaatsing op korte termijn toe**
- Lange termijn**
- Na 2030 kunnen de raffinaderijen **verder verduurzamen** d.m.v. groene waterstof, elektrificatie en productie van biobrandstoffen
 - Hiervoor dient er wel voldoende **financiële ondersteuning**, tijdige **infrastructuur** en beschikbare **groene waterstof** te zijn
 - Op **langere termijn** wordt verwacht dat de **vraag naar raffinageproducten afneemt** (bijv. door elektrificatie transport), waardoor de raffinagesector zal moeten **afschalen**. Bij unilateraal streng beleid zonder **perspectief op realisatie randvoorwaarden** neemt de kans toe dat ze besluiten dit in NL te doen

De NL'se raffinaderijen zouden hogere elektriciteitskosten hebben in Duitsland (+11,7%) en lagere in België (-8,9%)

Elektriciteitskosten huidige situatie



Toelichting huidige situatie

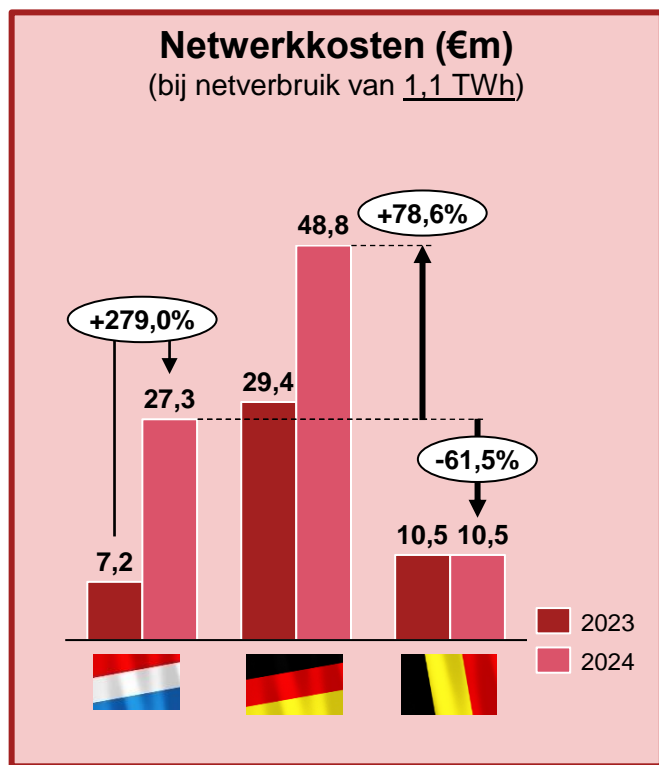
EB	<ul style="list-style-type: none"> De NL'se raffinagesector wekt zelf een gedeelte van hun elektriciteit op d.m.v. WKK's, deze elektriciteit is in alle drie de landen vrijgesteld Het overige verbruik wordt relatief licht belast door degressieve tarieven en/of vrijstellingen
Netwerkkosten	<ul style="list-style-type: none"> NL'se netwerkkosten stijgen in 2024 flink door stijgende tarieven en afschaffen volumekorting NL'se raffinaderijen met WKK kregen toegang tot volumekorting door een uitzondering voor bedrijven die elektriciteit produceren uit restgassen, ondanks dat ze vereiste bedrijfstijd niet halen; in DE bestaat deze uitzondering niet, waardoor dezelfde raffinaderijen hier geen recht op volumekorting zouden hebben In DE wordt gecontracteerde capaciteit relatief zwaar belast t.o.v. NL; aangezien bedrijven met WKK een relatief hoge gecontracteerde capaciteit (t.o.v. piekvermogen en verbruik) vallen de kosten relatief hoog uit in DE In BE geldt een gereduceerd tarief voor grootverbruikers, onafhankelijk van bedrijfstijd, waardoor hier relatief lage tarieven gelden
GP	<ul style="list-style-type: none"> Door de goed verbonden elektriciteitsmarkten zijn de verschillen in groothandelsprijzen beperkt

Uitkomst raffinage

- In 2023 lagen de **electriciteitskosten** in NL **lager** dan in zowel DE als BE door de **volumekorting (VCR)** op nettarieven waar vrijwel alle raffinaderijen gebruik van maakten
- Sinds de **afschaffing van de volumekorting** is BE relatief **goedkoper**; hier geldt een **verlaagd tarief** voor grootverbruikers, onafhankelijk van bedrijfstijd
- Na afschaffing VCR** liggen de kosten nog steeds **hoger in DE** omdat hier veel raffinaderijen **geen recht** zouden hebben op de nog **bestaande volumekorting** (zie links) omdat de vereiste bedrijfstijd niet wordt gehaald

De netwerkkosten van de raffinagesector zouden in DE hoger (+79%) en in BE lager (-62%) liggen dan in NL

Elektriciteitskosten – Netwerkkosten deep-dive



Berekeningen voor 2024



Omschrijving
tarief opbouw

- Een jaarlijks vastrecht bedrag
- Capaciteitstarief: een combinatie van een gecontracteerd bedrag voor de jaarpijk en maandelijkse piek

- Variabel tarief naar gecontracteerd vermogen (leistungspreis)
- Variabel tarief naar verbruik (arbeitspreis)

- Een tarief voor vermogen (kVA)
- Een capaciteitstarief voor de maandpijk (kW)
- Een variabel tarief voor openbare dienstverlening, onevenwichten en markt-integratie

Berekening
tarief onderdelen

Component	TSO €	DSO €	Unit
Gecontracteerd (jaarlijkse piek)	73,52 /kW	42,45 /kW	305,89 MW
Max (maandelijkse piek)	91,44 /kW	56,62 /kW	190,61 MW
= €27.325.961			

Component	TSO €	DSO €	Unit
Leistungspreis	158,98 /kW	177,9 /kW	305,89 MW
Arbeitspreis	1,12 /kWh	0,53 /kWh	1,113 TWh
= €48.809.525			

Component	TSO €	DSO €	unit
Toegangs vermogen	3,729 /MW	12,385 /kW	305,89 MW
Maandpijk tarief	2,383 /kW	19,140 /kW	190,61 MW
Jaarpijk/ databeheer	4,955 /kW	95,73/ maand	292,85 MW
Tarief per kWh	2,445 /MWh	4,587 /MWh	1,113 TWh
= €10.514.774			

Toelichting

- Netwerkkosten voor raffinaderijen zijn tussen 2023 en 2024 met name gestegen door afschaffing volumekorting (VCR)

- Duitse netwerktarieven stijgen in 2024 o.a. door afschaffing subsidie (Bundeszuschuss) ingevoerd tijdens de energiecrisis
- Meeste raffinaderijen zouden geen recht hebben op Duitse volumekorting

- Netwerktarieven zijn nog relatief laag in 2024, maar zullen vanaf 2025 stijgen ivm inflatie en investeringen (hier niet weergegeven)

3

Internationale vergelijking - Elektriciteitsprijs

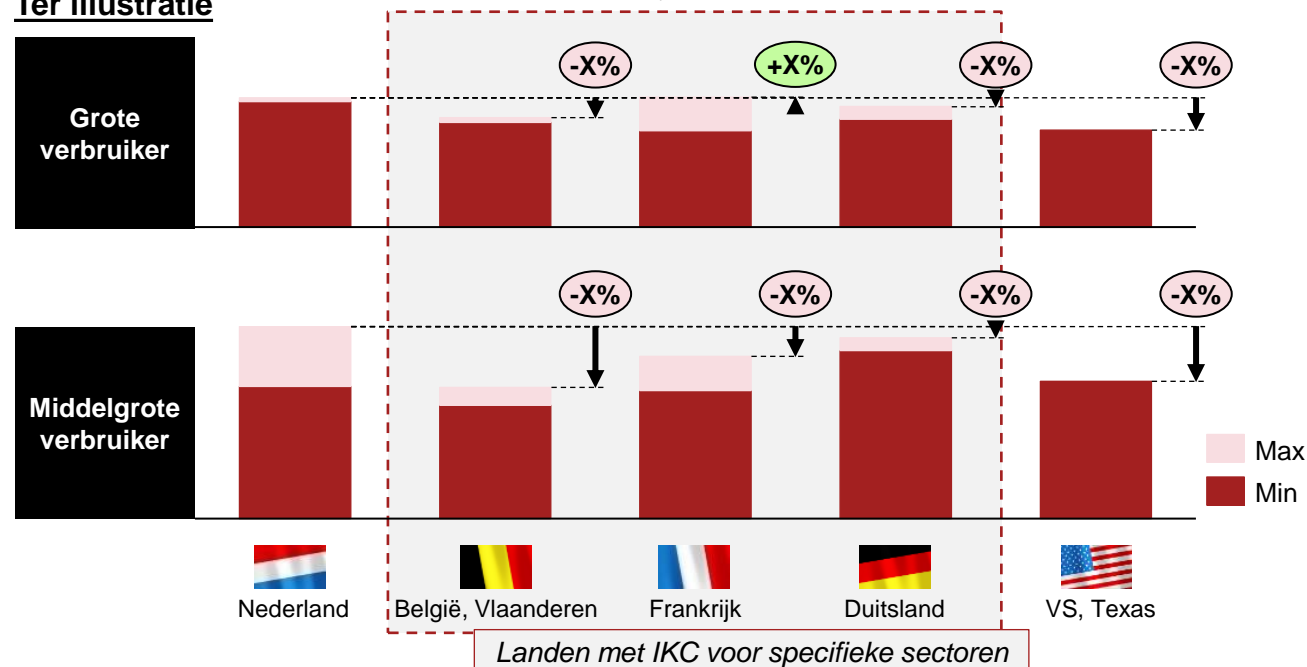
In dit hoofdstuk vergelijken we de elektriciteitsprijs voor groot- en middelgrote verbruikers in NL t.o.v. vijf andere landen

Internationale vergelijking - Elektriciteitsprijs

Gebruikte profielen voor internationale vergelijking

Profiel	Elektriciteitsverbruik	Gecontracteerde capaciteit	Gemiddeld piekverbruik p/m	Bedrijfstijd (uren)	Transportdienst
Grote industriële verbruiker	500 mln kWh	62.500 kW	56.250 kW	8.000	EHS - HS
Middelgrote industriële verbruiker	10 mln kWh	2.500 kW	1.800 kW	5.000	HS - MS

Ter illustratie



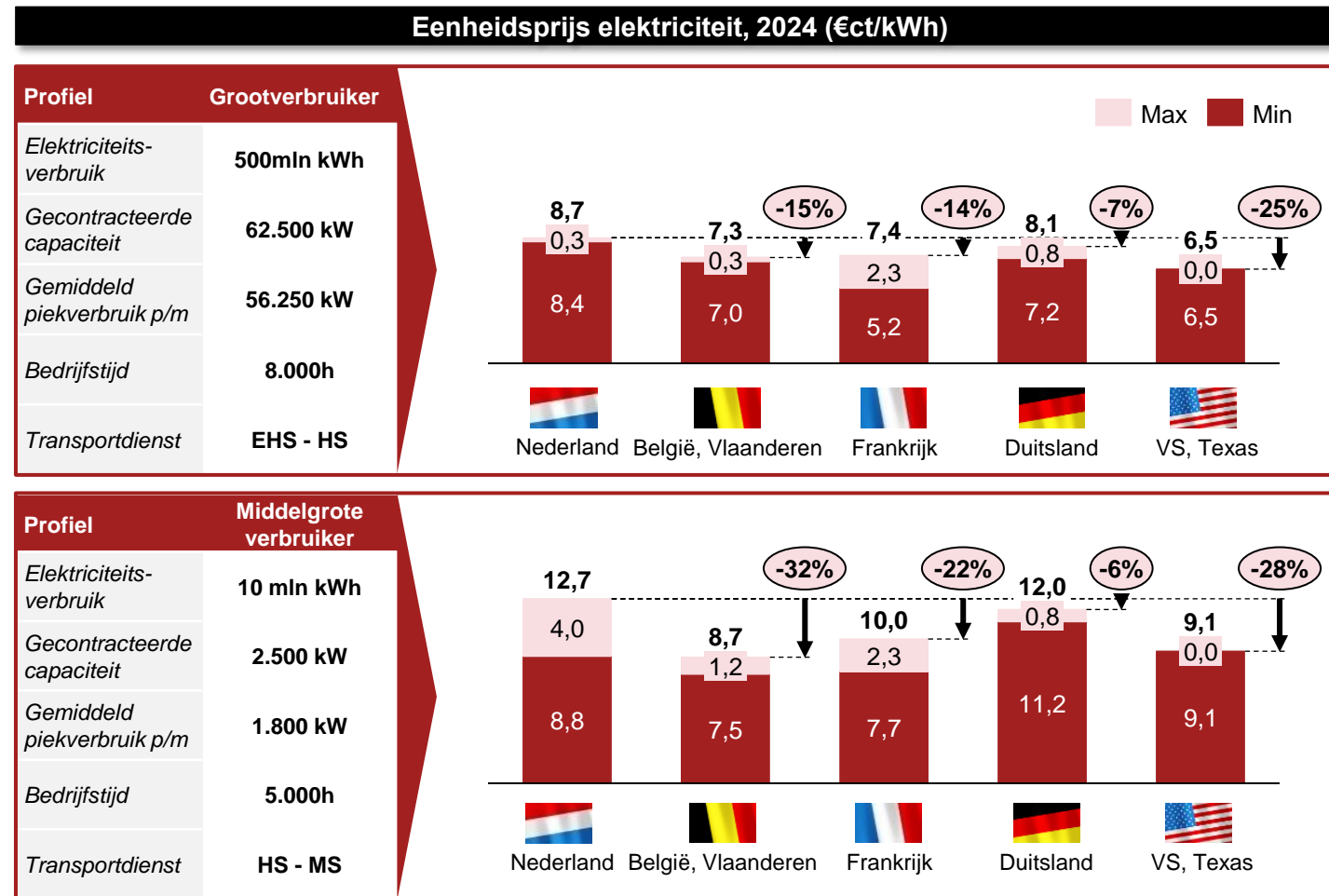
Toelichting

- **Beleidskeuzes** gerelateerd aan industrie- en klimaatbeleid worden gemaakt in de **context** van wel of niet concurrerende energieprijzen. **Electriciteitsprijsverhogingen** komen daarbij mogelijk **bovenop** een reeds **bestaand concurrentienadeel** voor de NL'se industrie
- De elektriciteitsprijs bestaat uit de **groothandelsprijs**, **netwerktarieven** en **energiebelastingen** en is deels het resultaat van **beleidskeuzes** (bijv. IKC en belastingvrijstellingen) en deels van **marktontwikkelingen** (bijv. energiecrisis)
- We analyseren **internationale verschillen** door eenheidsprijzen te berekenen op basis van twee **verbruiksprofielen**; Grote verbruikers en middelgrote verbruikers
- Door verschillende **degressieve componenten** (volumekortingen & degressieve belastingen) hebben **grootverbruikers** over het algemeen **lagere elektriciteitskosten**
- Daarnaast ontvangen **specifieke sectoren** in BE, FR en DE **IKC**, waardoor voor deze sectoren de **groothandelskosten significant lager** zijn
- De grafieken bevatten de **minimale** en de **maximale** waarden van **alle componenten** van de elektriciteitsprijs **gebaseerd** op het **gebruikte verbruikersprofiel**; van elke component wordt er ook een **deep dive** gepresenteerd
- De **inzichten** uit dit hoofdstuk **staan los** van de **case studies** en kunnen dus **niet in combinatie** met de case studies **gebruikt worden**
- Dit hoofdstuk geeft een **samenvatting** voor **niet-IKC** en **IKC** sectoren en geeft daarna per **energieprijscomponent** een **verdieping**

Nederland kent relatief hoge elektriciteitsprijzen (excl. belastingvrijstellingen) voor groot- en middelgrote verbruikers

Elektriciteitsprijs overzicht (zonder IKC)

Deep-dive op volgende pagina's



Toelichting

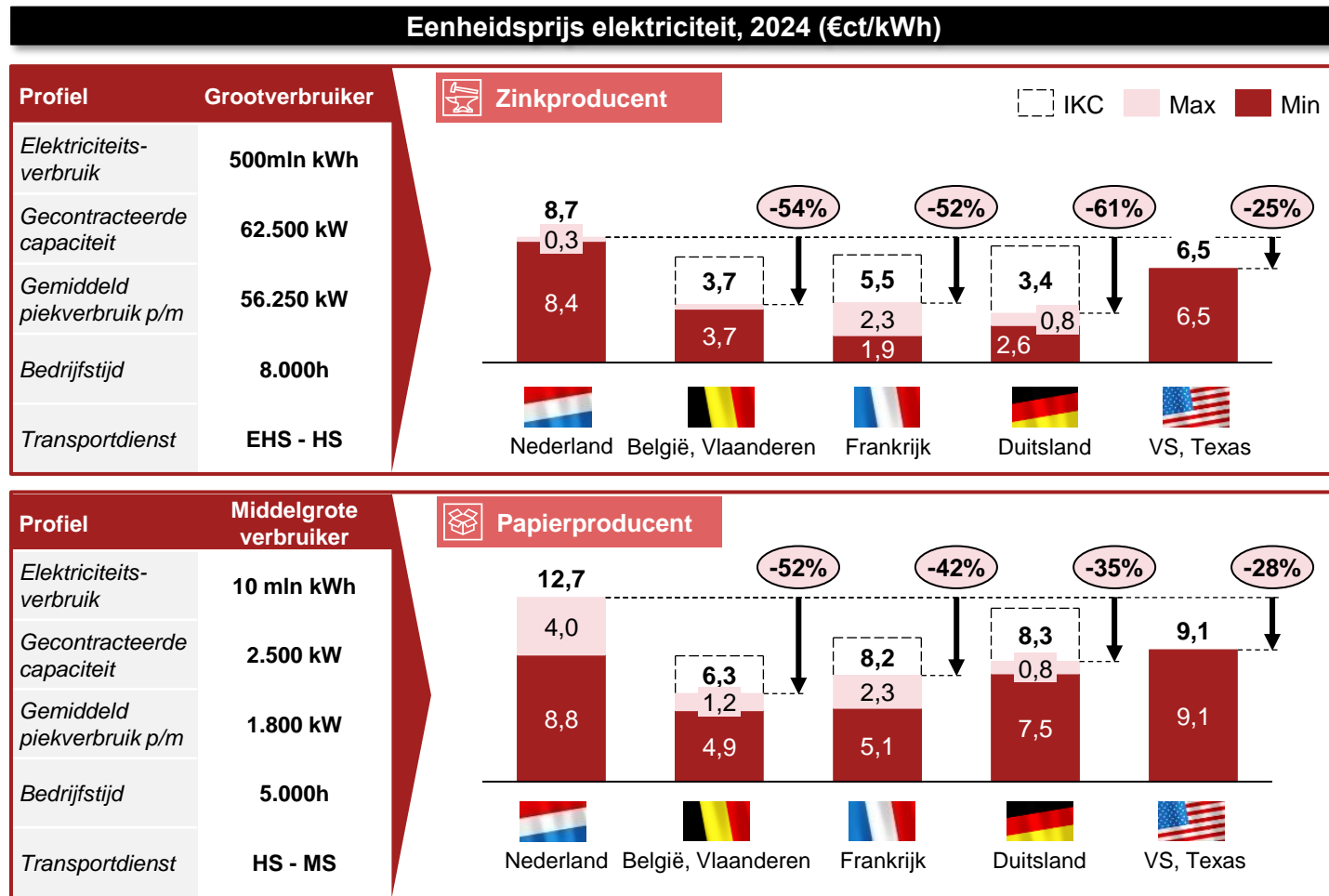
- Nederland kent **relatief hoge maximale elektriciteitsstarieven** (excl. belastingvrijstellingen) voor zowel **groot-** als **middelgrote** verbruikers
- De **prijsverschillen** binnen **Europa** worden voornamelijk **gedreven** door verschillen in **energiebelasting** en **netwerkstarieven**; de verschillen in **groothandelsprijzen** zijn als gevolg van de goed verbonden elektriciteitsmarkten **minimaal**
- In **Frankrijk** kunnen industriëleverbruikers door het **ARENH systeem** een gedeelte van hun elektriciteit afnemen tegen een **vaste prijs** (€42/MWh) waardoor zij gemiddeld lagere groothandelskosten hebben
- De **Europese elektriciteitsprijzen** zijn in de basis (excl. beleid) **relatief hoog** t.o.v. de **Verenigde Staten** doordat hier **lagere groothandelsprijzen** gelden (~10% lager in 2024)
- Grootverbruikers** kennen **relatief hoge elektriciteitskosten** in **Nederland** doordat er sinds 2024 **geen volumekorting (VCR)** meer geldt op **netwerkstarieven** (zoals in DE en FR) of een gereduceerd tarief voor grootverbruikers (in BE)
- Het **Europese speelveld** is voor **middelgrote verbruikers** **gelijker** doordat dit profiel in **geen** van de landen **recht** heeft op **volumekorting**; verschillen worden hier met name **gedreven** door **verschillen in energiebelasting**; kosten t.o.v. de VS zijn relatief hoog

Bron: Strategy& analyse op basis van netwerkstarieven TSO's (NL: TenneT; BE: Elia; FR: RTE; DE: Amprion; US: Centerpoint Energy) en DSO's (NL: Liander; BE: Fluvius Limburg; DE: RNG; US: Centerpoint), groothandelsprijs data van ICE (voor 2024 Europese prijzen) en EIA voor Texas, VS (2023-24), en energiebelastinganalyse met behulp van gepubliceerde stukken door de relevante nationale autoriteiten van elk land.

Bedrijven in IKC-gerechtigde sectoren betalen een aanzienlijk hogere elektriciteitsprijs dan producenten elders in Europa

Elektriciteitsprijs overzicht (met IKC)

Deep-dive op volgende pagina's



Toelichting

- De **EC stelt lidstaten** in staat om **sectoren** die door de EC zijn **aangemerkt** als gevoelig voor **CO₂-weglek** te **compenseren (tot 75%)** voor doorgerekende **ETS-kosten** door elektriciteitsproducenten (o.a. zink- en papierproductie)
- Doordat **Nederland unilateraal** heeft besloten **geen geld** meer vrij te maken voor deze **indirecte kostencompensatie** (IKC) hebben bedrijven in deze sectoren **aanzienlijk hogere elektriciteitskosten** dan **concurrenten** elders in Europa (o.a. BE, FR en DE)
- In **Duitsland** is het **compensatiebedrag** **relatief hoog** (t.ov. BE, FR) doordat hier wordt **gerekend** met een **relatief hoge emissiefactor** (CO₂-intensiteit van nationale fossiele elektriciteitsopwekking)
- De **compensatie** van **zeer elektriciteits-intensieve** productieprocessen (zoals zink) kan hoger zijn dan de 75% (**tot meer dan 95%**) indien een lidstaat gebruikt maakt van een **'super cap'** (waardoor **indirecte ETS kosten gelimiteerd** kunnen worden **tot 1,5%** van de bruto toegevoegde waarde)
 - Hierdoor is het **compensatiebedrag** **relatief hoger** voor **zinkproducenten** t.o.v. bijvoorbeeld papierproducenten

Bron: Strategy& analyse op basis van netwerktarieven TSO's (NL: TenneT; BE: Elia; FR: RTE; DE: Amprion; US: Centerpoint Energy) en DSO's (NL: Liander; BE: Fluvius Limburg; DE: RNG; US: Centerpoint), groothandelprijs data van ICE (voor 2024 Europese prijzen) en EIA voor Texas, VS (2023-24), en energiebelastinganalyse met behulp van gepubliceerde stukken door de relevante nationale autoriteiten van elk land.

De meeste landen hebben vrijstellingen geïmplementeerd om de effectieve druk van de energiebelasting te mitigeren

Internationale rechtsvergelijking deep-dive: Belasting op elektriciteit incl. heffingen (per 02-24)

Land	Effectieve belastingtarieven (€ct/kWh) ¹				Vrijstellingen			
	Middelgrote verbruiker		Grootverbruiker		Mineralogisch	Metallurgisch	WKK output ³	Energie intensiteit
	Min. (met vrijstellingen)		Max. (zonder vrijstellingen)					
	0,00	3,98	0,00	3,98	Geen	100% ^{NL1}	100% ^{NL1}	Geen
	0% ↓		+37% ↓					
	0,23	1,43	0,20	1,38	88% ^{BE1}	88% ^{BE1}	88% ^{BE2}	Geen
	-4% ↓		0% ↓					
	0,23	3,08	0,34	1,18	66% ^{DE1}	66% ^{DE1}	66% ^{DE2}	85% ^{DE2}
	-62% ↓		-63% ↓					
	0,00	2,25	0,00	2,25	100% ^{FR1}	100% ^{FR2}	Geen	98% ^{FR3}
	0% ↓		0% ↓					
	0,00	0,00	0,00	0,00	Geen	Geen	Geen	Geen
	N/A ↓		N/A ↓					
	2023	2024	2023	2024				


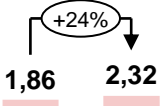
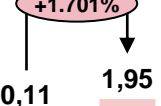

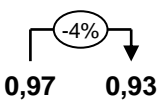
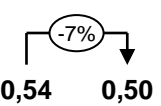

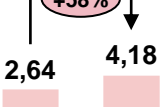
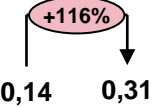

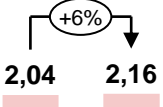
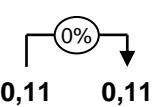

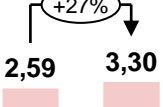
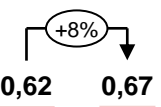
Toelichting

- Internationaal gelden **sterk uiteenlopende energiebelastingtarieven** (0ct/kWh in Texas tot 3,98ct/kWh in Nederland)
- De **kale belastingtarieven** (excl. vrijstellingen) voor grootverbruikers zijn in **DE** en **FR** **relatief hoog** doordat hier **geen degressief stelsel** geldt
- Door de **toepassing** van de verschillende **vrijstellingen** voor de **industrie** (afhankelijk van productieproces), worden de **tarieven** over het algemeen **teruggebracht** naar € 0 voor Nederland en Frankrijk, € 0,20ct / € 0,12ct voor België en € 0,28ct voor Duitsland
- **Internationaal** gelden hierdoor **relatief gelijke belastingtarieven** (vrijwel nul) voor de energie-intensieve industrie (zoals metallurgie, mineralogie, en chemie) – echter gelden **niet** voor alle energie-intensieve sectoren **overal dezelfde vrijstellingen** (zo is de papier- en mineralogische industrie in Nederland niet vrijgesteld van energiebelasting op elektriciteit)
- In de **VS (Texas)** worden **geen belastingen** geheven op **energie**

1) Aanname: MKB verbruik 10 mln kWh, grootverbruiker verbruik 500 mln kWh; beide profielen een >250kVA aansluiting 2) Vlaanderen; excl. groene certificaten en energiecontributie 3) Alleen uitzonderingen specifiek voor een WKK 4) Informatie voor Frankrijk is alleen voor 2023 gevalideerd NL1) Wet belastingen op milieugrondslag H6 art. 64 BE1) art. 429 27-12-2004, BE2) Art. 429-2-d 27-12-2004; if >10% energetie efficiency, DE1) Energiesteuergesetz sectie §51 DE2) Stromsteuergesetz § 9 (1) DE3) Afnemers van elektriciteit komen in aanmerking voor de volumekorting bij > 7000 afname uren en een stroomafname > 10 GWh per jaar FR1) L312-67, FR2) L312-66 FR3) L312-65: tot totaal van 0,002 €/kWh (als elektro-intensiteit > 6,75%) met min. tarief 0,0005 €/kWh bij risico op carbon leakage FR4) Frankrijk stelt non-historische energieleveranciers in staat om een derde van de elektriciteit geproduceerd door het staatsbedrijf EDF af te nemen tegen een vaste prijs FR) DE3) Afnemers van elektriciteit komen in aanmerking voor de volumekorting bij > 7000 afname uren en een stroomafname > 10 GWh per jaar USA1) Gebaseerd op deskresearch USA2) mogelijke korting kan bilateraal tussen afnemer en TSO / DSO worden afgestemd.

Er bestaan grote internationale verschillen in netwerkkosten; deze stijgen voor NL'se grootverbruikers door afschaffen VCR

Internationale rechtsvergelijking deep-dive: Huidige netwerktarieven op elektriciteit

Land	Netwerktarieven (€ct/kWh) ¹		Belangrijkste drijvers ontwikkeling nettarieven per land
	Middelgrote verbruiker	Grootverbruiker	
	 <p>2023: 1,86 2024: 2,32 (+24%)</p>	 <p>2023: 0,11 2024: 1,95 (+1.701%)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Hoge energieprijzen en het doorrekenen investeringenkosten zijn belangrijke drijvers achter de stijging in nettarieven in 2024 Afschaffing van de VCR (volumekorting tot 90%) leidt tot een significante toename in nettarieven voor grootverbruikers
	 <p>2023: 0,97 2024: 0,93 (-4%)</p>	 <p>2023: 0,54 2024: 0,50 (-7%)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Nettarieven nemen in 2024 lichtelijk af door gedaalde energieprijzen, maar zullen vanaf 2025 gaan stijgen, o.a. om grote investeringen in hoogspanningsnet te financieren Er geldt een gereduceerd tarief voor grootverbruikers
	 <p>2023: 2,64 2024: 4,18 (+58%)</p>	 <p>2023: 0,14 2024: 0,31 (+116%)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Nettarieven stijgen in 2024; o.a. door het stopzetten van een subsidie die tijdens de energiecrisis werd ingevoerd om nettarieven laag te houden Grootverbruikers hebben recht op volumekorting (tot 90%)
	 <p>2023: 2,04 2024: 2,16 (+6%)</p>	 <p>2023: 0,11 2024: 0,11 (0%)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Nettarieven blijven in 2024 relatief gelijk (op indexatie na) omdat deze sinds 2021 zijn vastgelegd (Turpe 6) maar zullen naar verwachting vanaf 2025 gaan stijgen Grootverbruikers hebben recht op volumekorting (tot 81%)
	 <p>2023: 2,59 2024: 3,30 (+27%)</p>	 <p>2023: 0,62 2024: 0,67 (+8%)</p>	<ul style="list-style-type: none"> In de Verenigde Staten (Texas) kunnen de tarieven elke drie maanden aangepast worden, hierdoor fluctueren de netwerkkosten meer dan in de andere onderzochte landen






Toelichting

- Er bestaan **aanzienlijke internationale verschillen** in **netwerkkosten** voor zowel middelgrote als grootverbruikers
- In **Nederland** en **Duitsland** stijgen de **netwerktarieven** in 2024 als gevolg van de grote **investeringsopgave** en gestegen **energieprijzen** (duurdere netverliezen) (NL en DE) en het **stopzetten** van een **subsidie** ingevoerd tijdens de energiecrisis (DE)
- In **Frankrijk** en **België** blijft een dergelijke **stijging** voorsnog **achterwege** omdat de tarieven zijn vastgezet tot **2025**; vanaf dat jaar wordt hier ook een **stijging** verwacht
- In **alle landen** gelden significant **lagere netwerktarieven** voor grootverbruikers **m.u.v. Nederland** door de **unilaterale afschaffing** van de volumekorting (**VCR**) in 2024
- In de **Verenigde Staten** (Texas) bewegen de **netwerktarieven** met de markt mee door dat deze **elke drie maanden** kunnen worden **aangepast**

X% Significante (>50%) stijging van netwerkkosten tussen 2023-'24

Groothandelsprijzen zijn vergelijkbaar in EU maar zijn relatief hoog t.o.v. de VS; IKC verstoort het Europese speelveld

Internationale rechtsvergelijking deep-dive: Groothandelsprijs op elektriciteit

Land	Groothandelsprijs zonder IKC (€ct/kWh) ¹		Groothandelsprijs met IKC (€ct/kWh) ¹		Belangrijkste drijvers ontwikkeling groothandelsprijzen per land
	Middelgrote verbruiker	Grootverbruiker	Middelgrote verbruiker (papier)	Grootverbruiker (zink)	
	9,61 → 6,46 (-33%)	9,61 → 6,46 (-33%)	9,61 → 6,46 (-33%)	9,61 → 6,46 (-33%)	<ul style="list-style-type: none"> Elektriciteitsprijzen dalen in 2024 na de uitzonderlijke hoge prijzen tijdens de energiecrisis ('22-'23) NL keert sinds '21 geen IKC meer uit
	9,76 → 6,40 (-34%)	9,76 → 6,40 (-34%)	6,60 → 3,79 (-43%)	5,76 → 3,09 (-46%)	<ul style="list-style-type: none"> Elektriciteitsprijzen dalen in 2024 in vergelijkbare mate als in NL IKC-gerechtigde sectoren hebben aanzienlijk lagere elektriciteitskosten
	9,69 → 6,65 (-31%)	9,69 → 6,65 (-31%)	5,23 → 2,96 (-43%)	5,23 → 1,97 (-62%)	<ul style="list-style-type: none"> Elektriciteitsprijzen dalen in 2024 in vergelijkbare mate als in NL IKC-gerechtigde sectoren hebben aanzienlijk lagere elektriciteitskosten
	7,67 → 5,56 (-28%)	6,44 → 5,08 (-21%)	4,51 → 2,95 (-35%)	2,44 → 1,77 (-27%)	<ul style="list-style-type: none"> Elektriciteitsprijzen dalen in 2024 in vergelijkbare mate als in NL IKC-gerechtigde sectoren hebben aanzienlijk lagere elektriciteitskosten
	6,03 → 5,83 (-3%)	6,03 → 5,83 (-3%)	6,03 → 5,83 (-3%)	6,03 → 5,83 (-3%)	<ul style="list-style-type: none"> VS had initeel minder last van de energiecrisis waardoor prijzen in 2023 significant lager lagen dan in Europa Verschil met EU neemt in 2024 af
	2023 2024	2023 2024	2023 2024	2023 2024	

Toelichting

- Aangezien **Europa** significant **meer last** had van de **energiecrisis** lagen de **elektriciteitsprijzen** in 2023 hier **hoger (+56%)** dan in de **VS**, in 2024 zijn deze weer enigszins **genormaliseerd** waardoor het **tariefverschil** met de **VS** is **gekrompen** (tot ongeveer +10%)
- Door de goed verbonden elektriciteitsmarkten in **West-Europa** zijn de **groothandelsprijzen** in NL, FR, DE en BE **vrijwel gelijk**
- Door het **ARENH systeem** in **FR** betalen verbruikers voor een **gedeelte** van hun elektriciteit een **vaste prijs** van €42/MWh, hierdoor is de gemiddelde **groothandelsprijs lager** in FR
- Doordat **Nederland unilateraal** heeft besloten **geen geld** meer vrij te maken voor **indirecte kostencompensatie** (IKC) hebben bedrijven in deze sectoren aanzienlijk **hogere elektriciteitskosten** dan **concurrenten** elders in **EU** (o.a. BE, FR en DE)
- Het **compensatiebedrag** van IKC is **dermate hoog** dat deze bedrijven zelfs **lagere groothandelskosten** hebben in 2024 dan bedrijven in de **VS**

4

Appendix



3

4.1 Sensitivitätsanalysen

4.1.1

Sensitiviteit NL 50%
doorgifte




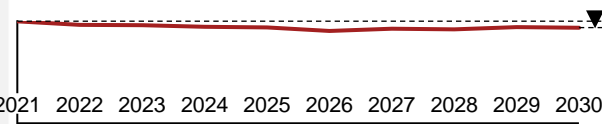

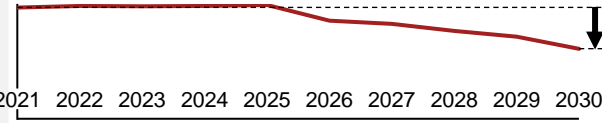

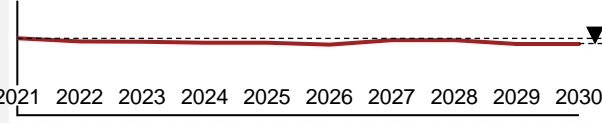

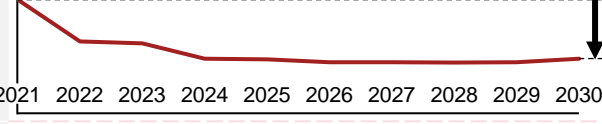

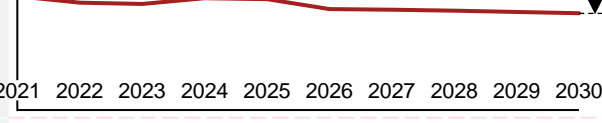

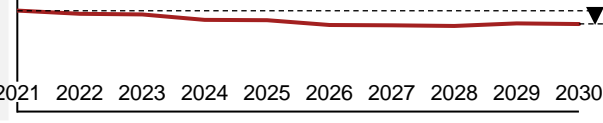
Indien de bedrijven NL'se kosten in hogere mate kunnen doorgeven neemt de winstimpact van beleid af

Sensitiviteit: NL 50% doorgifte

	Aanname	Toelichting
1 Aanname in onderzoek	Kostendoorgifte nationaal beleid	0%
	Kostendoorgifte nationaal beleid VDS straatstenen	50%
2 Nieuwe aanname in sensitiviteitsanalyse	Kostendoorgifte nationaal beleid	50%
3 Impact op EBITDA		<ul style="list-style-type: none"> • In het onderzoek worden aannames gedaan over de mogelijkheid tot kostendoorgifte van zowel nationaal als Europees beleid • Voor nationaal beleid is de aanname dat 0% van de kosten die hier uit voort vloeien doorgegeven kunnen worden • De enige uitzondering hierop is de kostendoorgifte van nationaal beleid voor straatstenen van VDS, de aanname hiervoor is 50% <ul style="list-style-type: none"> • In deze sensitiviteitsanalyse veranderen we de aanname van de mogelijkheid tot kostendoorgifte van nationaal beleid • We doen de aanname dat 50% van alle kosten gerelateerd aan nationaal beleid kunnen worden doorgegeven <p>Het veranderen van deze aanname zal vooral effect hebben op de EBITDA van bedrijven door dat de impact van de CO₂-heffing en energiebelasting zal afnemen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bij de eerdere aanname van 0% moesten zij namelijk 100% van de impact die voortvloeit uit nationaal beleid zelf dragen. • Met de nieuwe aanname zal dit afnemen tot 50% van de impact die voortvloeit uit nationaal beleid <p>Nieuwe aanname heeft impact op:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Nationale CO₂-heffing 2. Energie belasting

Bij een hoger doorgiftepercentage van nationale kosten neemt de impact van de NL'se CO₂-heffing en energiebelasting af

Sensitiviteit: NL 50% doorgifte

Bedrijf	Winstontwikkeling bij huidig beleid (bij ETS-prijspad KEV 2022) (2021-2030) ¹	Totale impact (2021-'30)	Winstimpact per beleidsinstrument				
			EU ETS	Indirecte ETS / IKC	NL'se CO ₂ -heffing	Energiebelasting	Overig ³
 Dow		-6,2%	-9,5%	-0,8%	-0,2%	-0,1%	+4,4%
 YARA		-37,1%	-23,2%	-2,5%	-0,1%	-1,8%	-9,5%
 Smurfit Kappa		-7,5%	-1,6%	-7,2%	-0,02%	-1,0%	-2,3%
 nyrstar		-51,8%	+1,6%	-55,2%	Geen impact ⁴	-0,6%	+2,4%
 VANDERSANDEN		-14,8%	-15,9%	-3,4%	-0,3%	-2,3%	+7,0%
 Avebe		-13,3%	-5,4%	-2,3%	-0,0%	-6,6% ²	+1,0%

Toelichting

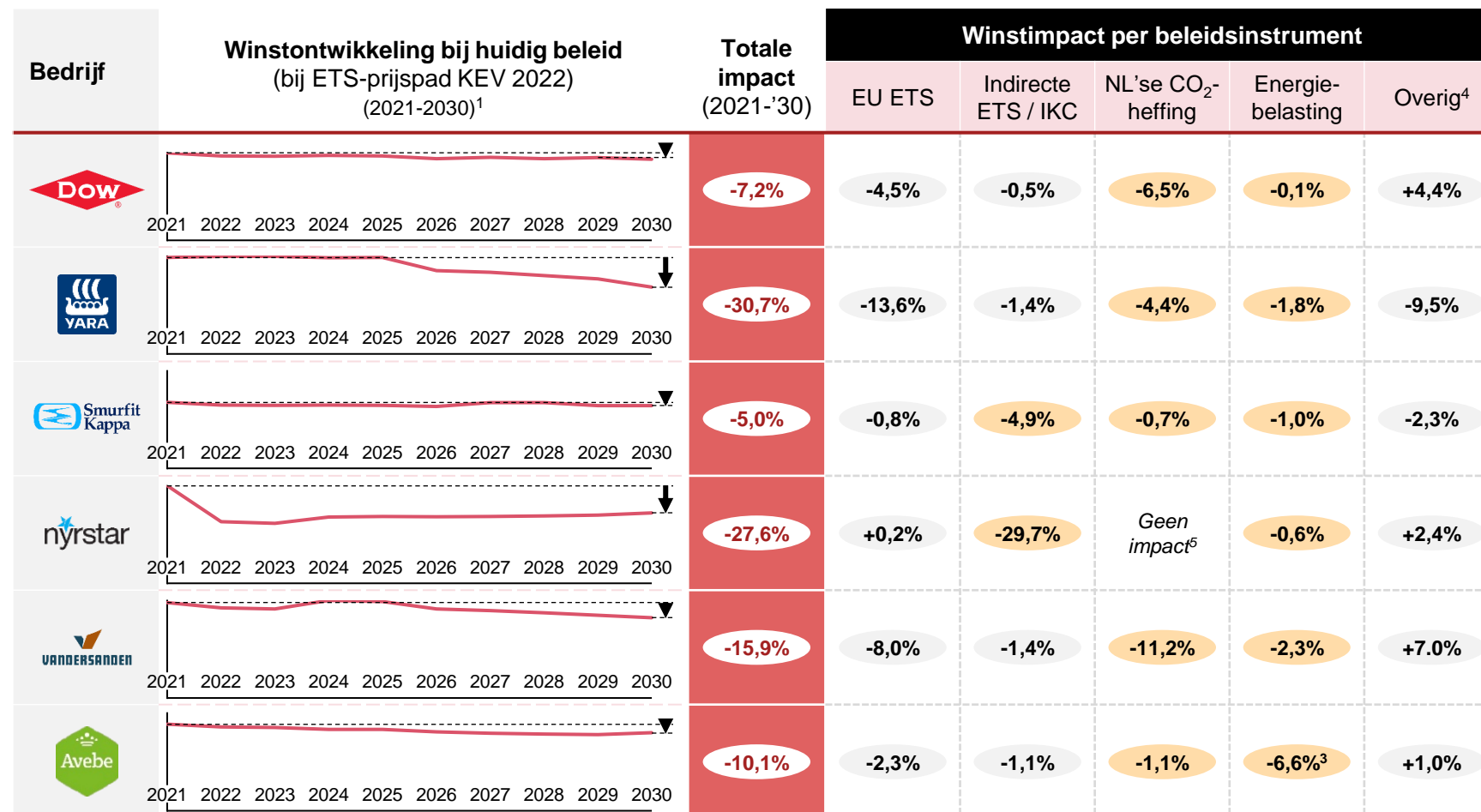
- In de figuur links is de EBITDA impact van huidig beleid in 2030 te zien t.o.v. 2021, hierbij wordt uitgegaan van een kostendoorgifte van 50% voor nationaal beleid
- Door de hogere kostendoorgifte aanname neemt de impact van nationaal beleid af met ~50% (NL'se CO₂-heffing en EB) bij bijna alle bedrijven t.o.v. de eerder gepresenteerde cases waar 0% kostendoorgifte van nationaal beleid wordt aangenomen
- Bij VDS neemt de impact van nationaal beleid met ~25% af doordat voor een gedeelte van VDS haar productie (straatstenen) in de gepresenteerde cases al 50% kostendoorgifte van nationaal beleid wordt aangenomen

X% Impact van NL's beleid 1) EBITDA-impact van huidig tussen 2021 en 2030, bij ETS-prijspad uit KEV 2022, ceteris paribus; 2) Avebe ervaart een flinke toename in energiebelastingkosten bij huidig beleid doordat zij een WKK sluiten in 2029. Hierdoor moeten ze stoom genereren door middel van gasgedreven stoomketels, terwijl het gasverbruik in de WKK eerder was vrijgesteld d.m.v. de WKK-vrijstelling. De impact van 13,1% is daardoor voor het grootste deel niet te wijten aan de tarievenontwikkeling; 3) Overig omvat operationele kosten(besparingen) en subsidies gerelateerd aan verduurzamingsinvesteringen; 4) Deze bedrijven hebben een overschot aan dispensatierechten en betalen hierdoor geen NL'se heffing. Vanwege de onzekerheid rondom de marktprijs van dispensatierechten modelleren we de verkoop van rechten niet.

Bij een lage ETS-prijs heeft een hoger doorgiftepercentage een sterk dempend effect op de impact van nationaal beleid

Sensitiviteit: NL 50% doorgifte

Lage ETS-prijs scenario



Toelichting

- In de figuur links is de EBITDA impact van huidig beleid in 2030 te zien t.o.v. 2021 bij een lage ETS-prijs, hierbij wordt uitgegaan van een kostendoorgifte van 50% voor nationaal beleid
- Door de hogere kostendoorgifte aannahme neemt de impact van nationaal beleid af met ~50% (NL'se CO₂-heffing en EB) bij bijna alle bedrijven t.o.v. de eerder gepresenteerde casestudies waar 0% kostendoorgifte van nationaal beleid wordt aangenomen
- Bij VDS neemt de impact van nationaal beleid met ~25% af doordat voor een gedeelte van VDS haar productie (straatstenen) in de gepresenteerde cases al 50% kostendoorgifte van nationaal beleid wordt aangenomen







 Impact van NL's beleid

Strategy&

1) EBITDA-impact van huidig tussen 2021 en 2030, bij een structureel lager ETS-prijspad, ceteris paribus; 3) Avebe ervaart een flinke toename in energiebelastingkosten bij huidig beleid doordat zij een WKK sluiten in 2029. Hierdoor moeten ze stoom genereren door middel van gasgedreven stoomketels, terwijl het gasverbruik in de WKK eerder was vrijgesteld d.m.v. de WKK-vrijstelling. De impact van -13,1% is daardoor voor het grootste deel niet te wijten aan de tarievenontwikkeling; 4) Overig omvat operationele kosten(besparingen) en subsidies gerelateerd aan verduurzamingsinvesteringen; 5) Deze bedrijven hebben een overschot aan dispensatierechten en betalen hierdoor geen NL'se heffing. Vanwege de onzekerheid rondom de marktprijs van dispensatierechten modelleren we de verkoop van rechten niet.

Een hogere doorgifte-aanname van nationale kosten zorgt voor een ~50% lagere impact van geagendeerd/potentieel beleid

Sensitiviteit: NL 50% doorgifte

Beleids-scenario	Additionele EBITDA-impact in 2030 van geagendeerd/alternatief beleid t.o.v. huidig beleid ¹			
	Geagendeerd beleid	Alternatief beleid A	Alternatief beleid B	Alternatief beleid C
<i>Aanpassing CO₂-heffing²</i>	• Aanscherping CO ₂ -heffing tot 175€ in 2030	• Aanscherping CO ₂ -heffing tot 175€ in 2030	• Aanscherping CO ₂ -heffing tot 175€ in 2030	• Aanscherping CO ₂ -heffing tot 175€ in 2030
<i>Aanpassingen energie-belasting</i>	• Geen aanpassingen	• Aanscherping EB-tarieven, met name in lagere verbruiksschalen • Vervallen metallurgische, mineralogische en beperking WKK-vrijstellingen	• Aanscherping EB-tarieven ("flat tax"), met name in hogere verbruiksschalen • Vervallen metallurgische, mineralogische en beperking WKK-vrijstellingen	• Aanscherping EB-tarieven, in zowel hogere als lagere verbruiksschalen (tussenvariant) • Vervallen metallurgische, mineralogische en beperking WKK-vrijstellingen
	-4,3%	-6,2%	-8,9%	-7,4%
	-4,3%	-9,6%	-31,3%	-19,0%
	-0,5%	-2,4%	-5,0%	-2,8%
	Geen impact	-4,1%	-3,2%	-3,3%
	-8,1%	-69,6%	-38,7%	-38,3%
	-0,8%	-11,7%	-9,8%	-6,3%

Toelichting

- In de figuur links is de EBITDA impact van geagendeerd en alternatief beleid in 2030 te zien t.o.v. huidig beleid in 2030, hierbij wordt uitgegaan van een kostendoorgifte van 50% voor nationaal beleid
- Door de hogere kostendoorgifte aanname neemt de impact van nationaal beleid af met ~50% (NL'se CO₂-heffing en EB) bij bijna alle bedrijven t.o.v. de eerder gepresenteerde cases waar 0% kostendoorgifte van nationaal beleid wordt aangenomen
- Bij VDS neemt de impact van nationaal beleid met ~25% af doordat voor een gedeelte van VDS haar productie (straatstenen) in de gepresenteerde cases al 50% kostendoorgifte van nationaal beleid wordt aangenomen

1) EBITDA-impact van geagendeerd en alternatieve beleidsscenario's in 2030 t.o.v. huidig beleid bij het KEV '22 ETS-prijsscenario, ceteris paribus; 2) De weergegeven tarieven zijn in het prijsniveau van 2023. In de berekeningen hanteren we 2024 prijsniveaus; 3) De impact percentages van huidig en geagendeerd/alternatief beleid kunnen niet zondermeer bij elkaar op geteld worden omdat het huidig beleid percentage 2021 t.o.v. 2030 is en het impact percentage van geagendeerd/alternatief beleid 2030 t.o.v. huidig beleid 2030 is

A photograph of an industrial facility, possibly a refinery or chemical plant, at sunset. The sky is filled with soft, orange and pink clouds. In the foreground, there is a field of tall, dry grass. The industrial structures are silhouetted against the bright sky, with some lights visible on the buildings.

4.1.2 Sensitiviteit extra verduurzamingsopties

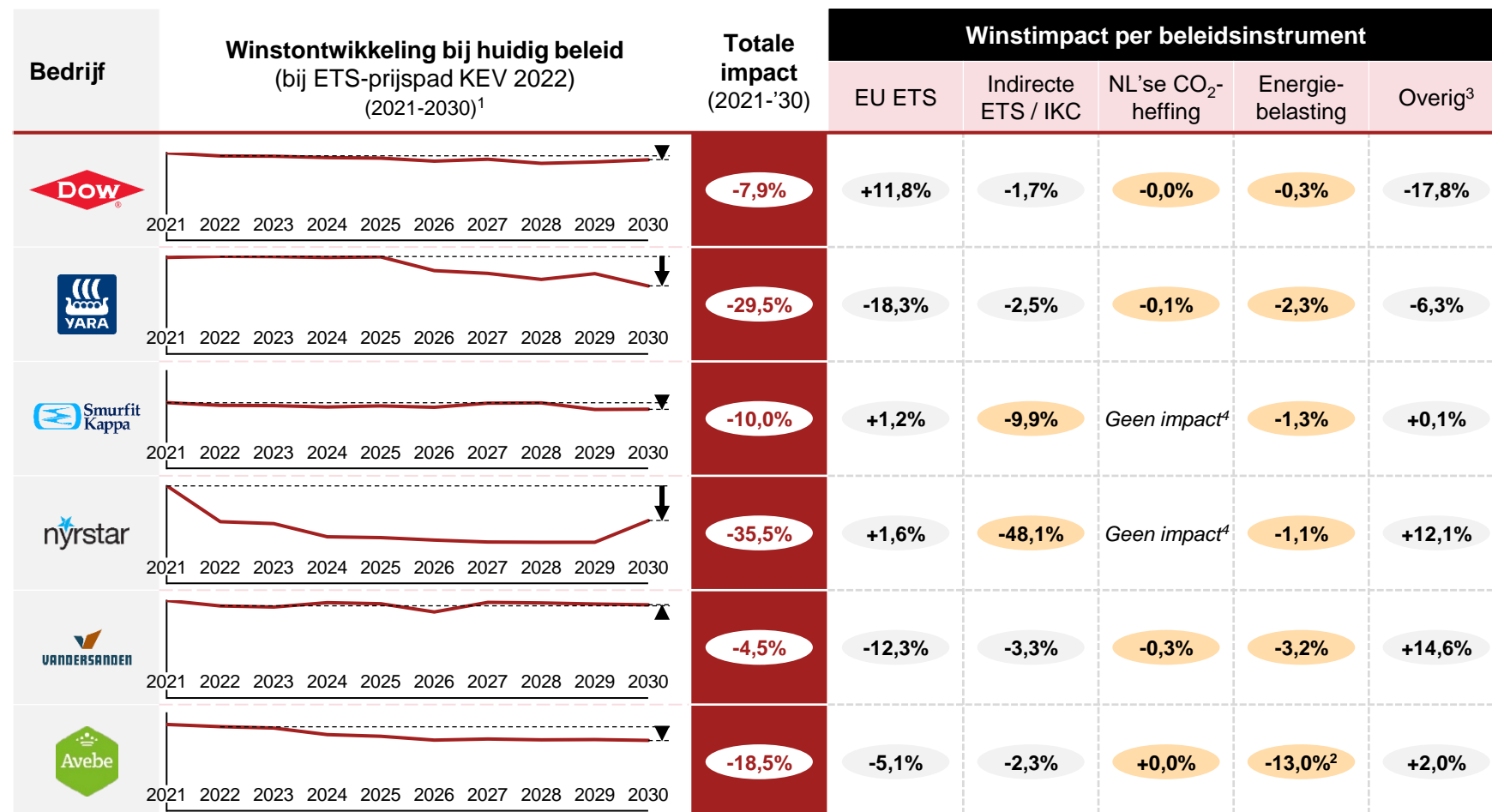
Sensitiviteitsanalyse: alle mogelijke korte termijn verduurzamingsopties worden gerealiseerd

Extra verduurzamingsopties

	Aanname	Toelichting
1	Aanname in onderzoek	<ul style="list-style-type: none">In het onderzoek worden aannames gedaan over de mogelijkheid tot mitigatie van nationaal en Europees beleid aan de hand van verduurzamingsopties die bedrijven vaak hebbenIn de casestudies wordt er alleen rekening gehouden met verduurzamingsopties die door de bedrijven als zeker voor 2030 zijn aangemerkt, die impact van deze zekere verduurzamingsoptie(s) wordt dan meegenomen in de EBITDA analyse
2	Nieuwe aanname in sensitiviteits-analyse	<ul style="list-style-type: none">In deze sensitiviteitsanalyse veranderen we de aanname dat enkel zekere verduurzamingsopties zullen worden geïmplementeerdWe houden nu ook rekening met verduurzamingsoptie waarvan de de bedrijven aangeven dat deze wel technisch mogelijk zijn voor 2030 maar dat andere randvoorwaarden op dit moment de implementatie tegenhoudenDe CCS-optie voor Vandersanden houden we buiten deze analyse omdat VDS geen inschatting heeft van de gepaardgaande operationele kosten waardoor we de impact niet goed kunnen kwantificeren
3	Impact op EBITDA	<ul style="list-style-type: none">Het veranderen van deze aanname zal vooral effect hebben op de EBITDA van bedrijven die veel en/of grote verduurzamingsopties tot hun beschikking hebben <p>Nieuwe aanname heeft impact op:</p> <ol style="list-style-type: none">EU ETSNationale CO₂-heffingEnergiebelastingOverige (operationele kosten van de verduurzaminginvesteringen)


De implementatie van extra korte termijn verduurzamingsopties kan de EBITDA-impact slechts beperkt mitigeren

Sensitiviteit: extra verduurzamingsopties



Toelichting

- In de figuur links is de procentuele EBITDA impact te zien van huidig beleid tot 2030 met extra verduurzamingsopties
- Bij EU ETS is te zien dat de extra verduurzamingsopties alleen een beperkte positieve impact hebben bij SKRP, VDS, Avebe en Yara t.o.v. alleen zekere verduurzamingsopties
- De implementatie van extra verduurzamingsopties heeft voor de NL'se CO₂-heffing (Dow, Yara, VDS en Avebe) en voor de energiebelasting (Dow, Yara, SKRP en Avebe) een zeer beperkte positieve impact t.o.v. alleen zekere verduurzamingsopties
- De extra verduurzamings opties hebben bij zowel SKRP, VDS, Yara als Avebe een positieve impact op de overige kosten
- De extra verduurzamingsopties hebben bij Dow een zeer negatieve impact op de overige kosten


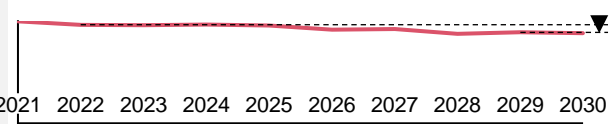

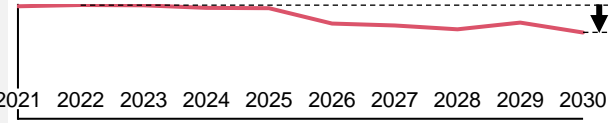

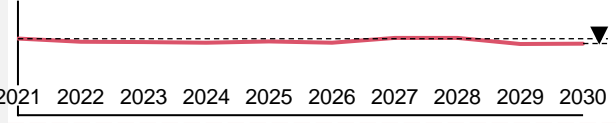

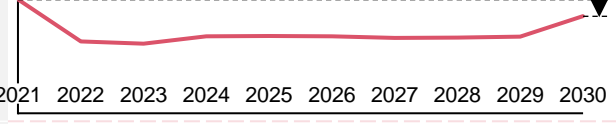

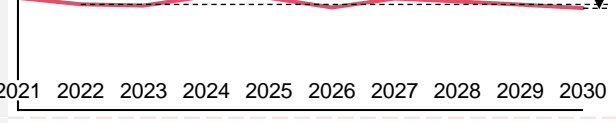

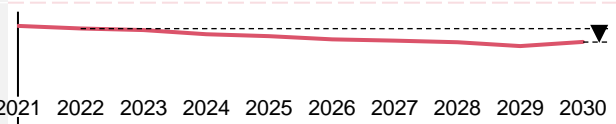
 Impact van NL's beleid

1) EBITDA-impact van huidig tussen 2021 en 2030, bij ETS-prijspad uit KEV 2022, ceteris paribus; 2) Avebe ervaart een flinke toename in energiebelastingkosten bij huidig beleid doordat zij een WKK sluiten in 2029. Hierdoor moeten ze stoom genereren door middel van gasgedreven stoomketels, terwijl het gasverbruik in de WKK eerder was vrijgesteld d.m.v. de WKK-vrijstelling. De impact van 13,1% is daardoor voor het grootste deel niet te wijten aan de tarievenontwikkeling; 3) Overig omvat operationele kosten(besparingen) en subsidies gerelateerd aan verduurzamingsinvesteringen; 4) Deze bedrijven hebben een overschot aan dispensatierechten en betalen hierdoor geen NL'se heffing. Vanwege de onzekerheid rondom de marktprijzen van dispensatierechten modelleren we de verkoop van rechten niet.

Ook bij een lage ETS-prijs kunnen extra verduurzamingsopties de EBITDA-impact van beleid slechts beperkt mitigeren


Sensitiviteit: extra verduurzamingsopties

Lage ETS-prijs scenario

Bedrijf	Winstontwikkeling bij huidig beleid (bij ETS-prijspad KEV 2022) (2021-2030) ¹	Totale impact (2021-'30)	Winstimpact per beleidsinstrument				
			EU ETS	Indirecte ETS / IKC	NL'se CO ₂ - heffing	Energie- belasting	Overig ³
 Dow		-11,6%	+7,3%	-0,9%	-0,0%	-0,3%	-17,8%
 YARA		-23,2%	-10,9%	-1,4%	-2,3%	-2,3%	-6,3%
 Smurfit Kappa		-6,8%	+0,8%	-6,4%	Geen impact ⁴	-1,3%	+0,1%
 nyrstar		-14,5%	+0,2%	-25,7%	Geen impact ⁴	-1,1%	+12,1%
 VANDERSANDEN		-9,1%	-6,0%	-1,4%	-13,2%	-3,2%	+14,6%
 Avebe		-16,1%	-2,1%	-1,1%	-1,8%	-13,0% ²	+2,0%

Toelichting







- In de figuur links is de procentuele EBITDA impact te zien van huidig beleid tot 2030 met extra verduurzamingsopties bij een lage ETS-prijs
- Bij EU ETS is te zien dat de extra verduurzamingsopties een beperkte positieve impact hebben bij Dow, Yara, SKRP, VDS en Avebe t.o.v. alleen zekere verduurzamingsopties
- De implementatie van extra verduurzamingsopties heeft voor de NL'se CO₂-heffing (Dow, Yara, VDS & Avebe) een positieve impact en voor de energie belasting (Dow, Yara, SKRP & Avebe) een zeer beperkte positieve impact t.o.v. alleen zekere verduurzamingsopties
- De extra verduurzamings opties hebben bij zowel Yara, SKRP, VDS als Avebe een positieve impact op de overige kosten
- De extra verduurzamingsopties hebben bij Dow een zeer negatieve impact op de overige kosten

 Impact van NL's beleid

1) EBITDA-impact van huidig tussen 2021 en 2030, bij een structureel lager ETS-prijspad, ceteris paribus; 2) Avebe ervaart een flinke toename in energiebelastingkosten bij huidig beleid doordat zij een WKK sluiten in 2029. Hierdoor moeten ze stoom genereren door middel van gasgedreven stoomketels, terwijl het gasverbruik in de WKK eerder was vrijgesteld d.m.v. de WKK-vrijstelling. De impact van -13,1% is daardoor voor het grootste deel niet te wijten aan de tarievenontwikkeling; 3) Overig omvat operationele kosten(besparingen) en subsidies gerelateerd aan verduurzamingsinvesteringen; 4) Deze bedrijven hebben een overschot aan dispensatierechten en betalen hierdoor geen NL'se heffing. Vanwege de onzekerheid rondom de marktprijs van dispensatierechten modelleren we de verkoop van rechten niet.

De implementatie van extra korte termijn verduurzamings-opties kan de impact van beleid slechts beperkt mitigeren

Sensitiviteit: extra verduurzamingsopties

Beleids-scenario	Additionele EBITDA-impact in 2030 van geagendeerd/alternatief beleid t.o.v. huidig beleid ^{1,3}			
	Geagendeerd beleid	Alternatief beleid A	Alternatief beleid B	Alternatief beleid C
<i>Aanpassing CO₂-heffing²</i>	• Aanscherping CO ₂ -heffing tot 175€ in 2030	• Aanscherping CO ₂ -heffing tot 175€ in 2030	• Aanscherping CO ₂ -heffing tot 175€ in 2030	• Aanscherping CO ₂ -heffing tot 175€ in 2030
<i>Aanpassingen energie-belasting</i>	• Geen aanpassingen	• Aanscherping EB-tarieven, met name in lagere verbruiksschalen • Vervallen metallurgische, mineralogische en beperking WKK-vrijstellingen	• Aanscherping EB-tarieven ("flat tax"), met name in hogere verbruiksschalen • Vervallen metallurgische, mineralogische en beperking WKK-vrijstellingen	• Aanscherping EB-tarieven, in zowel hogere als lagere verbruiksschalen (tussenvariant) • Vervallen metallurgische, mineralogische en beperking WKK-vrijstellingen
	-0,0%	-5,5%	-14,0%	-9,2%
	-2,0%	-10,6%	-43,5%	-24,8%
	Geen impact	-3,3%	-5,3%	-2,8%
	Geen impact	-5,6%	-4,1%	-4,3%
	-8,5%	-77,8%	-40,4%	-41,4%
	-1,4%	-24,1%	-20,0%	-12,8%

Toelichting

- In de figuur links is de additionele procentuele EBITDA impact te zien van geagendeerd/alternatief beleid tot 2030 t.o.v. huidig beleid in 2030 met extra verduurzamingsopties
- Bij Dow en Yara is de impact vrij groot (-8,7% en -6,9%) bij geagendeerd beleid door de verlaging van CO₂ uitstoot middels de extra verduurzamingsopties
- Bij SKRP en Avebe is de impact zeer beperkt door dat extra verduurzamingsmaatregelen tot 2030 relatief kleine besparingen qua gas, elektra en CO₂ met zich mee brengen (+0,2% tot +1,3%)
- Bij VDS is er sprake van een beperkte impact van extra verduurzamingsmaatregelen door de elektrificatie van de drogers een relatief grote besparing van gas en CO₂ uitstoot met zich mee brengt (+2,8% tot +20,0%)

1) EBITDA-impact van geagendeerd en alternatief beleidsscenario's in 2030 t.o.v. huidig beleid bij het KEV '22 ETS-prijsscenario, ceteris paribus; 2) De weergegeven tarieven zijn in het prijsniveau van 2023. In de berekeningen hanteren we 2024 prijsniveaus; 3) De impact percentages van huidig en geagendeerd/alternatief beleid kunnen niet zondermeer bij elkaar op geteld worden omdat het huidig beleid percentage 2021 t.o.v. 2030 is en het impact percentage van geagendeerd/alternatief beleid 2030 t.o.v. huidig beleid 2030 is

A photograph of an industrial facility, likely a refinery or chemical plant, during sunset. The sky is a mix of orange, red, and purple. In the foreground, there are several large, white, cylindrical storage tanks with blue decorative patterns at their base. Scaffolding and pipes are visible around the tanks. In the background, there are more industrial structures, including a tall distillation column and a city skyline in the distance. The overall scene is illuminated by the warm light of the setting sun.

4.1.3. Sensitiviteit hoge ETS-prijs scenario


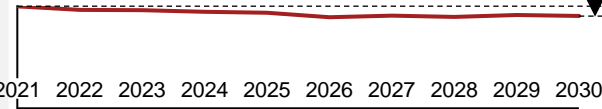

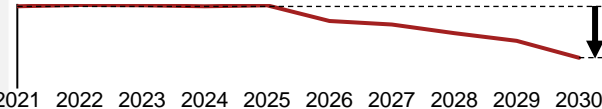

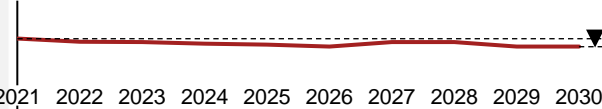

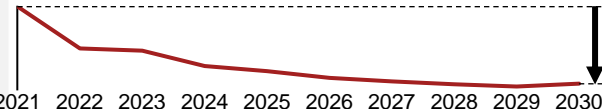

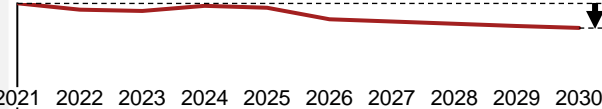

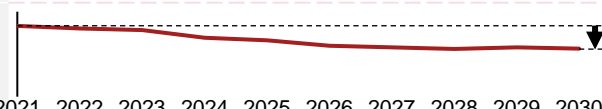
Sensitiviteitsanalyse: Een hoger ETS-prijspad, oplopend tot €190 in 2030


Hoge ETS-prijs scenario

	Aanname	Toelichting
1 Aannames in onderzoek	ETS-prijs scenario Laag ¹	€82,43 (2030)
	ETS-prijs scenario 'KEV 22' ¹	€148,53 (2030)
2 Nieuwe aanname in sensitiviteitsanalyse	ETS-prijs scenario hoog ¹	€190,30 (2030)
3 Impact op EBITDA		<ul style="list-style-type: none"> • In het onderzoek worden aannames gedaan over de ETS-prijs tot 2030 • In het onderzoek wordt als standaard aanname het midden ETS-prijs scenario genomen uit de Klimaat en Energieverkenning (PBL, 2022), dit betekent dat er uit wordt gegaan van een ETS-prijs van €148,53 in 2030 • Naast de standaard aanname wordt er voor elke case getoetst wat de EBITDA-impact zou zijn in een laag ETS-prijs scenario. De aanname voor de ETS-prijs in 2030 is €82,43 in dit scenario <ul style="list-style-type: none"> • In deze sensitiviteitsanalyse veranderen we de aanname van ETS-prijs in 2030 • We doen de aanname dat de ETS-prijs zich zal ontwikkelen volgens het hoge ETS-prijs scenario uit KEV '22 en uiteindelijk de volgende hogere prijs zal hebben in 2030: €190,30 <ul style="list-style-type: none"> • Het veranderen van deze aanname zal vooral effect hebben op de EBITDA van bedrijven door dat zij meer kosten zullen maken voor EU ETS-rechten en minder kosten zullen maken voor de nationale CO₂-heffing • Bij het hoge ETS-prijs scenario ligt het tarief voor de nationale CO₂-heffing pas in 2030 boven de ETS-prijs en moeten bedrijven het prijsverschil hier tussen gaan betalen aan CO₂-heffing • Bij het lage en middelste ETS-prijs scenario ligt het tarief voor de nationale CO₂-heffing al voor 2030 boven de ETS-prijs • Nieuwe aanname heeft impact op: <ol style="list-style-type: none"> 1. Nationale CO₂-heffing 2. EU-ETS

Bij het hoge ETS-prijsscenario ligt de ETS-prijs boven de NL'se heffingsprijs, waardoor deze geen impact heeft op de bedrijven

Sensitiviteit: Hoge ETS-prijs







Bedrijf	Winstontwikkeling bij huidig beleid (bij ETS-prijspad KEV 2022) (2021-2030) ¹	Totale impact (2021-'30)	Winstimpact per beleidsinstrument					Toelichting
			EU ETS	Indirecte ETS / IKC	NL'se CO ₂ -heffing	Energiebelasting	Overig ³	
 Dow		-9,5%	-12,7%	-1,1%	-0,0%	-0,2%	+4,4%	<ul style="list-style-type: none"> In de figuur links is de EBITDA impact te zien van huidig beleid bij een hoge ETS-prijs De hogere ETS-prijs heeft vooral impact op de bedrijven die meer ETS-rechten nodig hebben voor hun uitstoot (Yara, VDS en Dow) Daarnaast heeft Nyrstar juist profijt van de hoge ETS-prijs door het overschot aan vrijstellingen dat het ontvangt en dus kan verkopen voor een hogere prijs Bij de impact van indirecte ETS kosten en afschaffing IKC zien we dat vooral bedrijven die veel netstroom verbruiker nadeel ondervinden van de hogere ETS-prijs die wordt doorgerekend in de elektriciteitskosten (Nyrstar en SKRP) Door de hogere ETS-prijs valt de impact van de NL'se CO₂-heffing weg bij alle bedrijven omdat het heffingstarief onder de ETS-prijs ligt Zowel de energiebelasting als de overige kosten blijven onveranderd omdat de ETS-prijs geen invloed heeft op deze kosten
 YARA		-45,8%	-29,4%	-3,2%	-0,0%	-3,6%	-9,6%	
 Smurfit Kappa		-10,6%	-2,2%	-8,7%	Geen impact ⁴	-2,0%	+2,3%	
 nyrstar		-67,8%	+2,4%	-71,5%	Geen impact ⁴	-1,1%	+2,4%	
 VANDERSANDEN		-21,6%	-20,7%	-4,6%	-0,0%	-3,2%	+6,9%	
 Avebe		-22,6%	-7,4%	-3,0%	-0,0%	-13,2% ²	+1,0%	

 Impact van NL's beleid

1) EBITDA-impact van huidig tussen 2021 en 2030, bij ETS-prijspad uit KEV 2022, ceteris paribus; 2) Avebe ervaart een flinke toename in energiebelastingkosten bij huidig beleid doordat zij een WKK sluiten in 2029. Hierdoor moeten ze stoom genereren door middel van gasgedreven stoomketels, terwijl het gasverbruik in de WKK eerder was vrijgesteld d.m.v. de WKK-vrijstelling. De impact van 13,1% is daardoor voor het grootste deel niet te wijten aan de tarievenontwikkeling; 3) Overig omvat operationele kosten(besparingen) en subsidies gerelateerd aan verduurzamingsinvesteringen; 4) Deze bedrijven hebben een overschot aan dispensatierechten en betalen hierdoor geen NL'se heffing. Vanwege de onzekerheid rondom de marktprijs van dispensatierechten modelleren we de verkoop van rechten niet.

Bij een hoge ETS-prijs daalt de impact van een aangescherpte CO₂-heffingsprijs

Sensitiviteit: Hoge ETS-prijs

Beleids-scenario	Additionele EBITDA-impact in 2030 van geagendeerd/alternatief beleid t.o.v. huidig beleid ¹			
	Geagendeerd beleid	Alternatief beleid A	Alternatief beleid B	Alternatief beleid C
Aanpassing CO ₂ -heffing ²	• Aanscherping CO ₂ -heffing tot 175€ in 2030	• Aanscherping CO ₂ -heffing tot 175€ in 2030	• Aanscherping CO ₂ -heffing tot 175€ in 2030	• Aanscherping CO ₂ -heffing tot 175€ in 2030
Aanpassingen energie-belasting	• Geen aanpassingen	• Aanscherping EB-tarieven, met name in lagere verbruiksschalen • Vervallen metallurgische, mineralogische en beperking WKK-vrijstellingen	• Aanscherping EB-tarieven ("flat tax"), met name in hogere verbruiksschalen • Vervallen metallurgische, mineralogische en beperking WKK-vrijstellingen	• Aanscherping EB-tarieven, in zowel hogere als lagere verbruiksschalen (tussenvariant) • Vervallen metallurgische, mineralogische en beperking WKK-vrijstellingen
	-0,4%	-4,4%	-10,0%	-6,8%
	-0,5%	-12,8%	-63,4%	-34,8%
	Geen impact	-4,0%	-9,5%	-5,0%
	Geen impact	-12,3%	-9,6%	-9,8%
	-0,6%	-93,5%	-45,2%	-45,4%
	-0,1%	-24,1%	-20,4%	-12,5%

Toelichting

- In de tabel links is de impact van geagendeerd en alternatief beleid op de EBITDA van de onderzochte bedrijven te zien bij een hoge ETS-prijs. Deze impact komt bovenop de impact van huidig beleid
- De impact van de aangescherpte CO₂-heffing is significant lager door de hoge ETS-prijs. Dit komt doordat het verschil met de nationale CO₂-heffing minimaal is waardoor de extra kosten die hier uit voort komen laag uitvallen
- Bij de alternatieve beleidscenari'o's heeft de hogere ETS-prijs een dempend effect op de impact doordat ook hier de nationale CO₂-heffing een lagere impact heeft door de hogere ETS-prijs (Dow, Yara, VDS en Avebe)
- Daarnaast is de impact bij SKRP en Nyrstar juist groter doordat zij meer indirecte ETS-kosten zullen maken door hun netstroom verbruik

1) EBITDA-impact van geagendeerd en alternatief beleidsscenario's in 2030 t.o.v. huidig beleid bij het KEV '22 ETS-prijsscenario, ceteris paribus; 2) De weergegeven tarieven zijn in het prijsniveau van 2023. In de berekeningen hanteren we 2024 prijsniveaus; 3) De impact percentages van huidig en geagendeerd/alternatief beleid kunnen niet zondermeer bij elkaar op geteld worden omdat het huidig beleid percentage 2021 t.o.v. 2030 is en het impact percentage van geagendeerd/alternatief beleid 2030 t.o.v. huidig beleid 2030 is

4.2

Inputs



Inputs: EU ETS-prijsscenario's en tariefpaden van Nederlandse CO₂-heffing

EU ETS en NL CO₂-heffing

		Tarieven in constante 2024 prijzen							
Prijs	Unit	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
EU ETS (KEV '22) (laag)	€/tCO ₂	68,37	70,71	73,06	75,40	77,74	80,08	82,43	
EU ETS (KEV '22) (midden)	€/tCO ₂	110,86	116,35	122,23	128,36	134,74	141,51	148,53	
EU ETS (KEV '22) (hoog)	€/tCO ₂	110,86	124,10	137,34	150,58	163,82	177,06	190,30	
NL'se heffing Huidig beleid	€/tCO ₂	74,17	86,86	99,56	112,25	124,95	137,64	150,33	
NL'se heffing Geagendeerd beleid	€/tCO ₂	74,17	93,87	113,56	133,25	152,94	172,63	192,33	
NL'se heffing alternatief beleid	€/tCO ₂	74,17	93,87	113,56	133,25	152,94	172,63	192,33	

Inputs: Tarievenpaden van energiebelasting

EB-tariefpaden

		Tarieven in constante 2024 prijzen						
Prijs ¹	Unit	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
EB scenario 'Voorjaarsnota 2023' elektriciteit	cent/kWh	10,88	9,98	8,68	8,09	7,65	7,13	7,24
	cent/kWh	9,04	6,73	6,25	3,30	3,30	3,30	3,30
	cent/kWh	3,94	3,81	3,57	3,30	3,30	3,30	3,30
	cent/kWh	0,19	0,26	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
EB scenario 'Voorjaarsnota 2023' gas	cent/m3	58,30	73,85	75,39	76,49	77,59	80,89	81,66
	cent/m3	22,38	31,76	45,50	49,35	55,50	63,19	63,52
	cent/m3	12,86	20,55	31,87	35,50	41,54	49,78	50,00
	cent/m3	4,89	5,39	5,28	5,60	6,04	6,70	7,91
EB scenario 'Variant 2' elektriciteit	cent/kWh	11,96	10,97	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
	cent/kWh	9,93	7,39	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
	cent/kWh	4,33	4,19	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
	cent/kWh	0,21	0,29	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
EB scenario 'Variant 2' gas	cent/m3	64,07	81,16	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
	cent/m3	24,59	34,91	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
	cent/m3	14,13	22,59	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
	cent/m3	5,37	5,92	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00

		Tarieven in constante 2024 prijzen						
Prijs ¹	Unit	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
EB scenario 'Variant 4' elektriciteit	cent/kWh	13,14	12,05	8,80	8,25	7,85	7,39	7,49
	cent/kWh	10,91	8,12	6,40	6,34	6,36	6,75	7,03
	cent/kWh	4,76	4,61	3,60	3,55	3,53	3,68	3,77
	cent/kWh	0,23	0,32	0,30	0,29	0,29	0,29	0,29
EB scenario 'Variant 4' gas	cent/m3	70,42	89,20	49,70	49,95	50,31	51,66	51,93
	cent/m3	27,03	38,36	32,00	32,99	33,76	34,73	35,75
	cent/m3	15,53	24,82	20,00	20,80	21,34	22,05	22,88
	cent/m3	5,90	6,50	15,40	15,39	15,39	15,56	15,68

Inputs: EU ETS Benchmarks

EU ETS Benchmarks

Benchmark	Item	Unit	from '13 to '21-25 correction	2008	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Product	Ethylene oxide	Allowances/ton product	2,5%	0,512	0,389	0,389	0,389	0,389	0,389	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256
Product	Aromatics	Allowances/ton product	2,5%	0,030	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,0228	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Product	Steam cracking	Allowances/ton product	0,2%	0,702	0,681	0,681	0,681	0,681	0,681	0,674	0,674	0,674	0,674	0,674
Product	Nitric Acid	Allowances/ton product	2,5%	0,302	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151
Product	Ammonia	Allowances/ton product	0,2%	1,619	1,570	1,570	1,570	1,570	1,570	1,554	1,554	1,554	1,554	1,554
Product	Testliner and fluting	Allowances/ton product	2,5%	0,248	0,188	0,188	0,188	0,188	0,188	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
Product	Recovered paper pulp	Allowances/ton product	2,5%	0,039	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
Product	Hydrogen	Allowances/ton product	1,51%	8,850	6,840	6,840	6,840	6,840	6,840	6,177	6,177	6,177	6,177	6,177
Product	Spray dried powder	Allowances/ton product	2,5%	0,076	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038
Product	Facing bricks	Allowances/ton product	2,5%	0,139	0,106	0,106	0,106	0,106	0,106	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
Product	Pavers	Allowances/ton product	2,5%	0,192	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096
Heat	Consumed heat	Allowances/TJ	2,5%	62,300	47,300	47,300	47,300	47,300	47,300	31,150	31,150	31,150	31,150	31,150
Fuel	Consumed fuel	Allowances/TJ	2,5%	56,100	42,600	42,600	42,600	42,600	42,600	28,050	28,050	28,050	28,050	28,050

Inputs: CLEF, CSCF & CBAM

ETS factoren

	Unit	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CLEF high	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
CLEF low	%	30%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	22,5%	15,0%	7,5%	0,0%
CSCF	%	78,01%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
CBAM-Factor	%		100%	100%	100%	100%	100%	98%	95%	90%	78%	51,5%

Bron: Guidance Document #1 on the harmonised free allocation methodology for the EU ETS post 2020; Guidance Document #1 on the harmonised free allocation methodology for the EU ETS post 2021; Commission Decision 2017/126. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017D0126&from=EN>; CSCF sinds 2021 100% (https://ec.europa.eu/clima/news-your-voice/news/commission-adopts-uniform-cross-sectoral-correction-factor-be-applied-free-allocation-2021-2025-eu-2021-05-31_en)

Inputs: Prijsindexatie, CO₂-emissiefactor, Reductiefactor & Prognose tabelcorrectiefactor (CPB)

Aannames / factoren

Prijsindexatie	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Jaarlijks gemiddelde index	99,47	99,79	100,00	100,11	101,40	103,02	105,78	106,96	109,98	122,78	127,81
%	141,2%	140,8%	140,5%	140,3%	138,5%	136,3%	132,8%	131,3%	127,7%	114,4%	109,9%

Variabel	Unit	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CO ₂ -emissiefactor fossiele elektriciteits-opwekking ¹	tCO ₂ /kWh	0,76	0,714	0,667	0,621	0,575	0,528	0,482	0,481	0,479	0,478	0,476	0,475	0,473	0,454	0,434	0,415	0,396	0,357
Reductiefactor	Huidig beleid									1,20	1,143	1,213	1,135	1,057	0,979	0,901	0,823	0,745	0,667
Prognose tabelcorrectiefactor (CPB)											100,00	106,30	110,13	112,44	115,14	117,67	119,91	122,30	124,75
Verwachte tabelcorrectiefactor per jaar												6,3	3,6	2,1	2,4	2,2	1,9	2,0	2,0



5

Addendum:
Impactanalyse
voorjaarsnota 2024

In dit addendum analyseren we de impact van de klimaatmaatregelen zoals omschreven in de voorjaarsnota 2024

Omschrijving beleidsscenario's

Beleidsinstrument	Huidig beleid	Beleidspakket 'Voorjaarsnota 2024'
Nederlandse CO ₂ -heffing	Oplopend tot €150/tCO ₂ in 2030 ²	Introductie van verhoogd tarief voor uitstoot boven 50kt belastbare uitstoot oplopend van het huidige beleidspad vanaf 2028 tot €216/tCO ₂
Energiebelasting gas (tarieven 2030) Schijven ¹ : 0 - 1.000 m ³ 1 - 10 mln. m ³ 1.000 - 170.000 m ³ >10 mln. m ³ 170.000 - 1 mln. m ³	€ct 	€ct
Energiebelasting elektriciteit (tarieven 2030) Schijven: 0 - 2,9 MWh 50 MWh - 10 GWh 2,9 - 10 MWh >10 GWh 10 - 50 MWh	€ct 	<i>Onveranderd t.o.v. huidig beleid</i>
Energiebelasting (vrijstellingen)	Behoud van vrijstellingen (o.a. metallurgisch, mineralogisch, WKK-vrijstelling)	<i>Onveranderd t.o.v. huidig beleid³</i>
Indirecte kostencompensatie (IKC)	Geen compensatie meer vanaf 2022 (laatste keer uitgekeerd in 2022 voor 2021) ⁴	Enmalige herinvoering voor gemaakte elektriciteitskosten in 2023 (uitgekeerd in 2024) ⁴
Klimaatfonds	<i>Geen aangepast klimaatfonds</i>	<ul style="list-style-type: none"> Toewijzing van €436,6mln voor intensivering van de DEI+ regeling voor energie- en klimaatinnovaties Toewijzing van €229,6mln voor ophoging budget voor maatwerkafspraken voor de grootste uitstoters




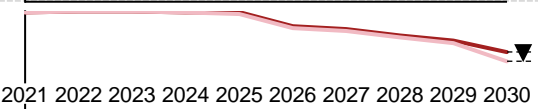



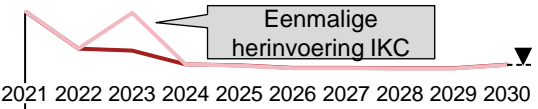




Toelichting

- De op 15 april 2024 gepubliceerde voorjaarsnota omvat een nieuw beleidspakket aan klimaatmaatregelen voor de energie-intensieve industrie, bestaande uit een combinatie van beprijzing (CO₂-heffing en energiebelasting) en subsidiëring (IKC en klimaatfonds)
- In dit addendum analyseren we winstimpact van dit beleidspakket uit de voorjaarsnota voor de onderzochte bedrijven tot 2030 t.o.v. huidig beleid
- De impact van aanpassingen in de CO₂-heffing, energiebelasting en IKC worden kwantitatief geanalyseerd. De impact van het klimaatfonds is niet gekwantificeerd omdat niet is vast te stellen in welke mate het toegekende budget bij de onderzochte bedrijven terecht komt

1) Bij alternatief beleid wordt de eerste schaal voor gasverbruik verkleint tot 800m³; 2) Het weergegeven CO₂-heffingstarief is in het prijsniveau van 2024; 3) De voorjaarsnota omvat het vervallen van de vrijstelling op duaal gebruiken van kolen maar dit heeft geen impact op de door ons onderzochte bedrijven; 4) We modelleren de EBITDA-impact van IKC voor het jaar waarvoor wordt gecompenseerd in plaats van het jaar waarin de compensatie daadwerkelijk wordt ontvangen

Implementatie v/d voorjaarsnota leidt tot extra EBITDA-impact van -0,7% tot -15,2% in 2030, bovenop huidig beleid

Impact voorjaarsnota (ETS-prijsscenario 'KEV 22)

EBITDA-ontwikkeling bij huidig beleid en bij Voorjaarsnota 2024		Additionele EBITDA-impact in 2030 van Voorjaarsnota 2024 t.o.v. huidig beleid ¹			
		Totaal	Aanscherping EB-gastarieven	Aanscherping NL'se CO ₂ -heffing	Eenmalige herinvoering IKC
Beschrijving van maatregel	— EBITDA-ontwikkeling bij huidig beleid — EBITDA-ontwikkeling bij implementatie Voorjaarsnota	Impact voorjaarsnota t.o.v. huidig beleid (in 2030)	Aanscherping van EB-gastarieven vanaf 2025	Aanscherping CO ₂ -heffing tot €216 in 2030 voor CO ₂ -uitstoot meer dan 50kt boven het aantal vrijstellingen	De IKC-regeling wordt eenmalig opengesteld voor de gemaakte indirecte ETS kosten in 2023
		-13,0%	-0,0%	-13,0%	-0,0%
		-15,2%	-3,5%	-11,7%	-0,0%
		-1,2%	-1,2%	-0,0%	-0,0%
		-0,7%	-0,7%	-0,0%	-0,0%
		-1,7%	-1,7%	-0,0%	-0,0%
		-4,2%	-4,2%	-0,0%	-0,0%

Toelichting

- De klimaatmaatregelen uit de Voorjaarsnota 2024 hebben met name extra impact t.o.v. huidig beleid op emissie-intensieve bedrijven als Dow (-13%) en Yara (-15%), omdat zij in 2030 ver boven de 50kt belastbare uitstoot zitten en over relatief veel uitstoot het hogere heffingstarief van €216/tCO₂ moeten betalen
- SKRP, Nyrstar, VDS en Avebe hebben minder dan 50kt belastbare uitstoot (per locatie), waardoor het aangescherpte CO₂-heffingstarief geen EBITDA-impact heeft
- Eenmalige herinvoering IKC leidt voor Nyrstar en SKRP tot een hogere EBITDA in 2023, maar heeft na dat jaar geen impact zolang deze niet verder wordt verlengd²




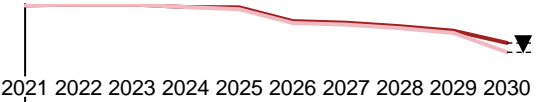

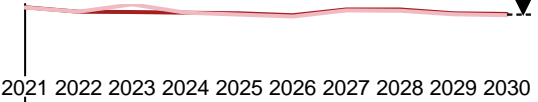

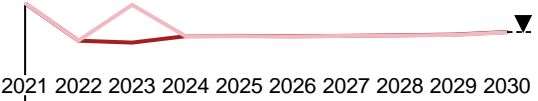




1) EBITDA-impact van geagendeerd en alternatieve beleidsscenario's in 2030 t.o.v. huidig beleid bij het KEV '22 ETS-prijsscenario, ceteris paribus; 2) In werkelijkheid wordt de IKC voor 2023 uitgekeerd in 2024 en zal het pas in dat jaar financieel zichtbaar zijn.

Bij een lagere ETS-prijs is de extra EBITDA-impact -0,4% tot -14,7%, en neemt de impact van de nationale CO₂-heffing toe

Impact voorjaarsnota (ETS-prijsscenario 'Laag')

Lage ETS-prijs scenario

Additionele EBITDA-impact in 2030 van Voorjaarsnota 2024 t.o.v. huidig beleid¹

Beschrijving van maatregel	EBITDA-ontwikkeling bij huidig beleid en bij Voorjaarsnota 2024	Additionele EBITDA-impact in 2030 van Voorjaarsnota 2024 t.o.v. huidig beleid ¹			
		Totaal	Aanscherping EB-gastarieven	Aanscherping NL'se CO ₂ -heffing	Eenmalige herinvoering IKC
 Dow	 <p>— EBITDA-ontwikkeling bij huidig beleid — EBITDA-ontwikkeling bij implementatie Voorjaarsnota</p>	Impact Voorjaarsnota t.o.v. huidig beleid (in 2030) -14,1%	Aanscherping van EB-gastarieven vanaf 2025 -0,1%	Aanscherping CO ₂ -heffing tot €216 in 2030 voor CO ₂ -uitstoot boven 50kt belastbare uitstoot -14,1%	De IKC-regeling wordt eenmalig opengesteld voor de gemaakte indirecte ETS kosten in 2023 -0,0%
 YARA		-14,7%	-3,4%	-11,3%	-0,0%
 Smurfit Kappa		-1,2%	-1,2%	-0,0%	-0,0%
 nyrstar		-0,4%	-0,4%	-0,0%	-0,0%
 VANDERSANDEN		-1,8%	-1,8%	-0,0%	-0,0%
 Avebe		-4,0%	-4,0%	-0,0%	-0,0%

Toelichting

- De additionele winstimpact van de voorjaarsnota is in beide scenario's vrijwel hetzelfde
- Dit komt doordat het NL'se heffingstarief bij huidig beleid in beide ETS-scenario's in 2030 boven de ETS-prijs ligt; het aangescherpte tarief leidt daardoor tot een gelijke hoeveelheid extra kosten
- Wel neemt de totale impact van de NL'se heffing (incl. huidig beleid) bij een lage ETS-prijs toe, waardoor de concurrentiepositie van de NL'se industrie t.o.v. EU'se concurrenten verslechtert. Ter vergelijking: Dow en Yara betalen in dit scenario >2,5x meer per marginale tCO₂ dan concurrenten elders in Europa (€216/tCO₂ vs €82/tCO₂)

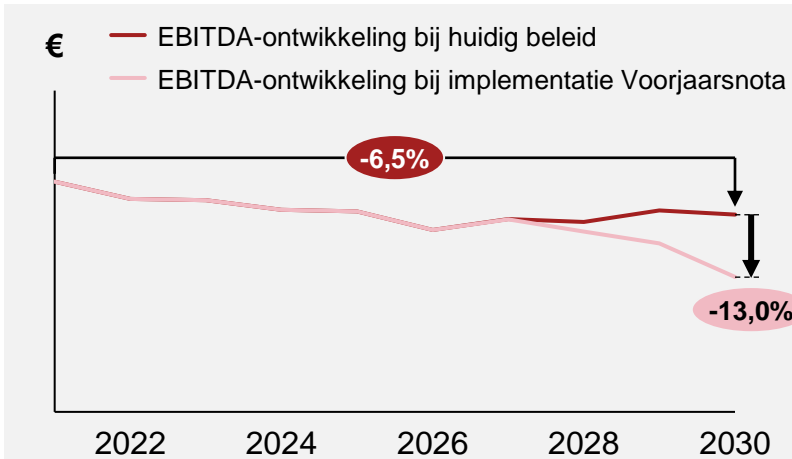


5.1 Casestudie: Dow Terneuzen

Implementatie van beleid uit de Voorjaarsnota 2024 leidt voor Dow tot een 13% lagere EBITDA in 2030 t.o.v. huidig beleid

EBITDA-impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA



Kostendoorgifteaannames

	Nederlandse kosten	0% kostendoorgifte
	EU ETS	50% kostendoorgifte
	Indirecte ETS	50% kostendoorgifte

Methodologische reflecties

- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt van de analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus

Beleidsinstrument	Impact (%)
EU ETS	- 9,5%
Nationale CO ₂ -heffing	- 0,3%
Energiebelasting	- 0,2%
Indirecte ETS kosten	- 0,8%
OPEX nieuwe investeringen	+ 4,4%
Totaal (& excl. OPEX)	- 6,5% (-10,9%)

EBITDA-impact van Voorjaarsnota 2024 in 2030 t.o.v. huidig beleid

Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs (€216/tCO ₂)	- 13,0%
Aanscherping EB-gastarieven	- 0,0%
Verlenging IKC met 1 jaar	- 0,0%
Totaal	- 13,0%

Belangrijkste drijvers

- Bij implementatie van het beleidspakket uit de voorjaarsnota 2024 ligt Dow's EBITDA in 2030 13% lager dan bij huidig beleid, ceteris paribus
- Deze impact is volledig het gevolg van het aangescherpte NL'se CO₂-heffingstarief naar €216/tCO₂; aangezien Dow ruim boven de 50kt belastbare CO₂ zit betaalt zij over een relatief groot deel het verhoogde tarief
- Aanscherping van de EB-tarieven voor gas heeft geen impact omdat Dow's volledige gasverbruik is vrijgesteld
- De petrochemische sector is niet IKC-gerechtigd, waardoor de éénmalige herinvoering geen impact heeft op Dow

Bij een lagere ETS-prijs neemt de impact van de NL'se heffing toe, waardoor het risico op CO₂-weglek toeneemt

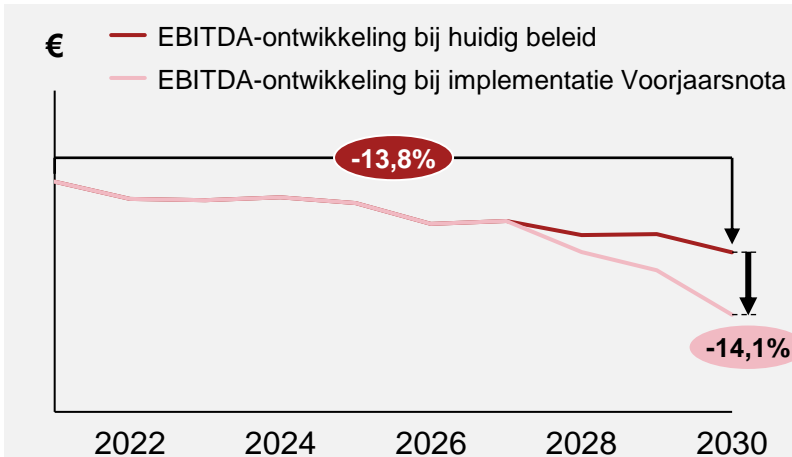
EBITDA-impact

Lage ETS-prijs scenario

Impact klimaatbeleid op EBITDA



EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus



Huidig beleid	EU ETS	- 4,5%
	Nationale CO ₂ -heffing	- 13,1%
	Energiebelasting	- 0,2%
	Indirecte ETS kosten	- 0,5%
	OPEX nieuwe investeringen	+ 4,4%
	Totaal (& excl. OPEX)	- 13,8% (-18,2%)

EBITDA-impact van voorjaarsnota 2024 in 2030 t.o.v. huidig beleid

Kostendoorgifteaannames

	Nederlandse kosten	0% kostendoorgifte
	EU ETS	50% kostendoorgifte
	Indirecte ETS	50% kostendoorgifte

Methodologische reflecties

- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt van de analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

Voorjaarsnota 2024	Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs (€216/tCO ₂)	- 14,1%
	Aanscherping EB-gastarieven	- 0,1%
	Verlenging IKC met 1 jaar	- 0,0%
	Totaal	- 14,1%

Belangrijkste drijvers

- De absolute impact van het beleid uit de voorjaarsnota is hetzelfde in beide ETS-scenario's. De relatieve impact t.o.v. huidig beleid verschilt, omdat de impact van huidig beleid verschilt.
- In het lage ETS-prijsscenario neemt de impact van de NL'se heffing toe, waardoor de concurrentiepositie van Dow t.o.v. Europese concurrenten verslechtert en het risico op CO₂-weglek binnen de EU toeneemt

5.2

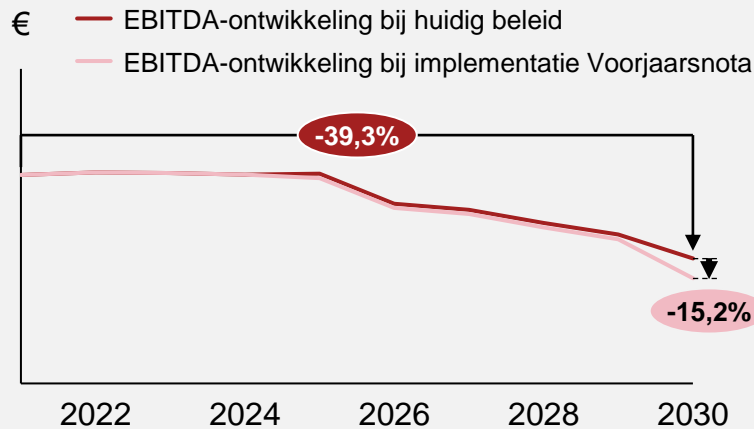
Casestudie: Yara Sluiskil



Implementatie van beleid uit de Voorjaarsnota 2024 leidt voor Yara tot een 15% lagere EBITDA in 2030 t.o.v. huidig beleid

EBITDA-impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA



Kostendoorgifteaannames

	Nederlandse kosten	0% kostendoorgifte
	EU ETS	50% kostendoorgifte
	Indirecte ETS	50% kostendoorgifte

Methodologische reflecties

- CBAM zal enkel leiden tot verhoogde kostendoorgifte (tot 65%) voor sales binnen Europa (~60% Yara's omzet)
- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt van de analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus

Huidig beleid	EU ETS	- 23,4%
	Nationale CO ₂ -heffing	- 0,2%
	Energiebelasting	- 3,6%
	Indirecte ETS kosten	- 2,5%
	OPEX nieuwe investeringen ¹	- 9,6%
	Totaal (& excl. OPEX)	- 39,3% (-29,7%)

EBITDA-impact van voorjaarsnota 2024 in 2030 t.o.v. huidig beleid

Voorjaarsnota 2024	Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs (€216/tCO ₂)	- 11,7%
	Aanscherping EB-gastarieven	- 3,5%
	Verlenging IKC met 1 jaar	- 0,0%
	Totaal	- 15,2%

Belangrijkste drijvers

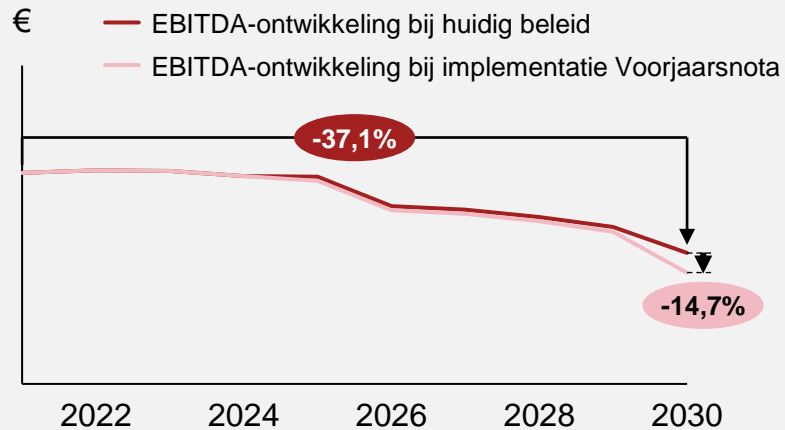
- Bij implementatie van het beleidspakket uit de voorjaarsnota 2024 ligt Yara's EBITDA in 2030 15% lager dan bij huidig beleid, ceteris paribus
- Deze impact komt voornamelijk door aanscherping van de CO₂-heffing (-11,7%), welke t.o.v. andere casestudies relatief veel impact heeft op Yara omdat zij ruim boven de 50kt belastbare CO₂ zit, en over relatief veel CO₂ het verhoogde tarief betalen
- De kunstmestsector is niet IKC-gerechtigd, waardoor de éénmalige herinvoering geen impact heeft op Yara

Bij een lagere ETS-prijs neemt de impact van de NL'se heffing toe, waardoor het risico op CO₂-weglek toeneemt

EBITDA-impact

Lage ETS-prijs scenario

Impact klimaatbeleid op EBITDA



EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus

Huidig beleid	
EU ETS	- 13,7%
Nationale CO ₂ -heffing	- 8,8%
Energiebelasting	- 3,6%
Indirecte ETS kosten	- 1,4%
OPEX nieuwe investeringen ¹	- 9,6%
Totaal (& excl. OPEX)	- 37,1% (-27,5%)

EBITDA-impact van voorjaarsnota 2024 in 2030 t.o.v. huidig beleid

Voorjaarsnota 2024	
Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs (€216/tCO ₂)	- 11,3%
Aanscherping EB-gastarieven	- 3,4%
Verlenging IKC met 1 jaar	- 0,0%
Totaal	- 14,7%

Belangrijkste drijvers

- De absolute impact van het beleid uit de voorjaarsnota is hetzelfde in beide ETS-scenario's. De relatieve impact t.o.v. huidig beleid verschilt, omdat de impact van huidig beleid verschilt.
- In dit scenario neemt de impact van de NL'se CO₂-heffing sterk toe; aangezien Yara's Europese concurrenten geen nationale CO₂-heffing betalen, verslechtert in dit scenario Yara's concurrentiepositie binnen de EU en neemt het risico op CO₂-weglek binnen Europa toe

Kostendoorgifteaannames

	Nederlandse kosten	0% kostendoorgifte
	EU ETS	50% kostendoorgifte
	Indirecte ETS	50% kostendoorgifte

Methodologische reflecties

- CBAM zal enkel leiden tot verhoogde kostendoorgifte (tot 65%) voor sales binnen Europa (~60% Yara's omzet)
- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt van de analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

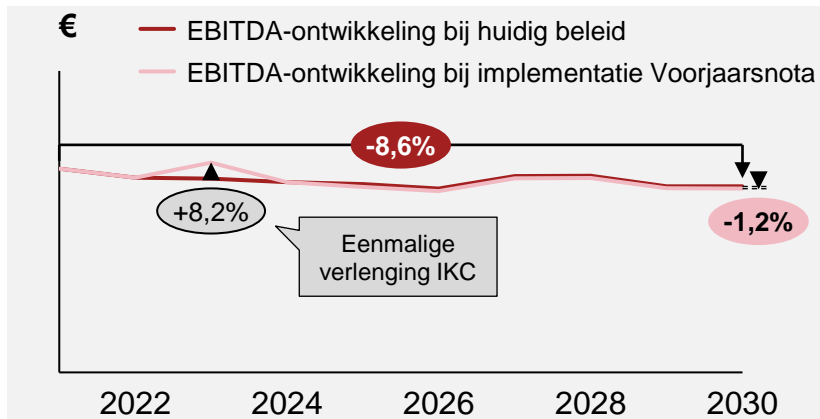
5.3

Casestudie: Smurfit Kappa Roermond Papier




Implementatie van beleid uit de Voorjaarsnota 2024 leidt voor SKRP tot een 1% lagere EBITDA in 2030 t.o.v. huidig beleid

EBITDA-impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA



Kostendoorgifteaannames

	Nederlandse kosten	0% kostendoorgifte
	EU ETS	50% kostendoorgifte
	Indirecte ETS	12,5% kostendoorgifte

Methodologische reflecties

- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt van de analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus

Beleidsinstrument	Impact (%)
EU ETS	- 1,6%
Nationale CO ₂ -heffing	- 0,04%
Energiebelasting	- 2,0%
Indirecte ETS kosten	- 7,2%
OPEX nieuwe investeringen	+ 2,3%
Totaal (& excl. OPEX)	- 8,6% (-6,3%)

EBITDA-impact van voorjaarsnota 2024 in 2030 t.o.v. huidig beleid

Beleidsinstrument	Impact (%)
Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs (€216/tCO ₂)	- 0,0%
Aanscherping EB-gastarieven	- 1,2%
Verlenging IKC met 1 jaar	- 0,0%
Totaal	- 1,2%

Belangrijkste drijvers

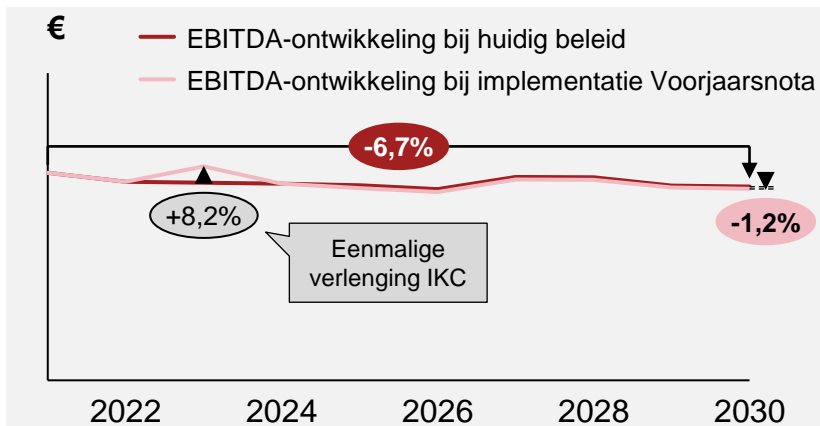
- Bij implementatie van het beleidspakket uit de voorjaarsnota 2024 ligt SKRP's EBITDA in 2030 1,2% lager dan bij huidig beleid
- Aanscherping van de NL'se CO₂-heffing heeft in 2030 geen impact op SKRP omdat zij minder dan 50kt aan belastbare CO₂-uitstoot heeft
- De éénmalige verlenging van IKC in 2024 (voor kosten gemaakt in 2023) leidt tot eenmalige stijging in de EBITDA (+8,2%); zolang dit eenmalig is beperkt dit het weglekrisico richting 2030 echter in zeer beperkte mate

De impact van huidig beleid op SKRP neemt licht af bij een lagere ETS-prijs door lagere indirecte ETS-kosten

EBITDA-impact (Lage ETS-scenario)

Lage ETS-prijs scenario

Impact klimaatbeleid op EBITDA



EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus

Huidig beleid	EU ETS	- 0,8%
	Nationale CO ₂ -heffing	- 1,4%
	Energiebelasting	- 2,0%
	Indirecte ETS kosten	- 4,9%
	OPEX nieuwe investeringen	+ 2,3%
	Totaal (& excl. OPEX)	- 6,7% (-4,4%)




EBITDA-impact van voorjaarsnota 2024 in 2030 t.o.v. huidig beleid

Voorjaarsnota 2024	Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs (€216/tCO ₂)	- 0,0%
	Aanscherping EB-gastarieven	- 1,2%
	Verlenging IKC met 1 jaar	- 0,0%
	Totaal	- 1,2%

Belangrijkste drijvers

- De absolute impact van het beleid uit de voorjaarsnota is hetzelfde in beide ETS-scenario's. De relatieve impact t.o.v. huidig beleid verschilt licht, omdat de impact van huidig beleid verschilt
- De impact van de eenmalige herinvoering van IKC is onafhankelijk van het ETS-prijsscenario (+8,2%) omdat het compensatiebedrag wordt berekend over de ETS-prijs in 2023 welke in beide ETS-prijsscenario's hetzelfde is

Kostendoorgifteaannames

	Nederlandse kosten	0% kostendoorgifte
	EU ETS	50% kostendoorgifte
	Indirecte ETS	12,5% kostendoorgifte

Methodologische reflecties

- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt van de analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

5.4

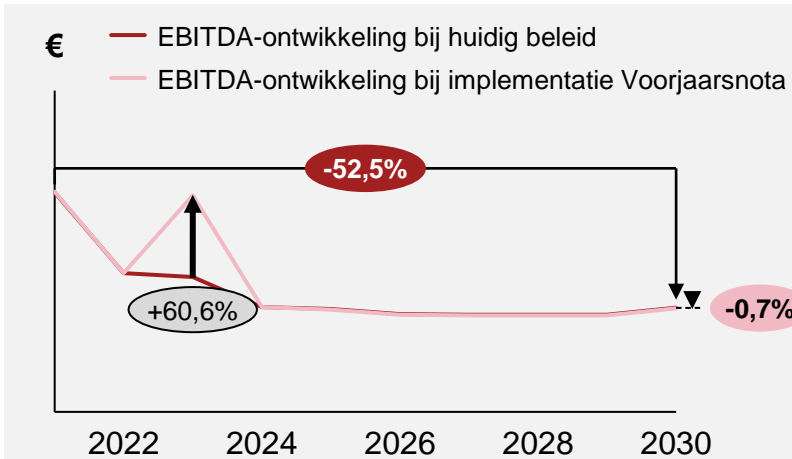
Casestudie: Nyrstar Budel



Implementatie van beleid uit de Voorjaarsnota 2024 leidt voor Nyrstar tot een 1% lagere EBITDA in 2030 t.o.v. huidig beleid

EBITDA-impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA¹



Kostendoorgifteaannames

	Nederlandse kosten	0% kostendoorgifte
	EU ETS	50% kostendoorgifte
	Indirecte ETS	2,5% kostendoorgifte (bij geen IKC)

Methodologische reflecties

- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt van de analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus

Huidig beleid		
	EU ETS	+ 1,6%
	Nationale CO ₂ -heffing	- 0,0%
	Energiebelasting	- 1,1%
	Indirecte ETS kosten	- 55,3%
	OPEX nieuwe investeringen ²	+ 2,4%
	Totaal (& excl. OPEX)	- 52,5% (-54,9%)

EBITDA-impact van voorjaarsnota 2024 in 2030 t.o.v. huidig beleid

Voorjaarsnota 2024		
	Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs (€216/tCO ₂)	- 0,0%
	Aanscherping EB-gastarieven	- 0,7%
	Verlenging IKC met 1 jaar	- 0,0%
	Totaal	- 0,7%

Belangrijkste drijvers

- Bij implementatie van het beleidspakket uit de voorjaarsnota 2024 ligt Nyrstar's EBITDA in 2030 0,7% lager dan bij huidig beleid door de aangescherpte EB-tarieven voor gas
- De éénmalige verlenging van IKC in 2024 (voor kosten gemaakt in 2023) leidt tot eenmalige stijging van de EBITDA (+60,6%); zolang dit eenmalig is beperkt dit het weglekrisico richting 2030 echter niet
- Aanscherping van de NL'se CO₂-heffing heeft geen negatieve impact op Nyrstar vanwege een overschot aan dispensatierechten in 2030³

1) In de twee voorgaande speelveldtoetsen hebben we gebruik gemaakt van de EBITDA van Nyrstar voor Budel, zoals vermeld in de openbare jaarrekeningen. Dit jaar hebben we Nyrstar gevraagd om een inschatting te maken van de economische winst voor Budel, omdat deze relevanter is voor de beslissingen omtrent productie. Doordat we een ander uitgangspunt hanteren voor de winst, zijn de resultaten verschillend ten opzichte van de eerdere studies. We hebben de winstinschattingen van Nyrstar niet gevalideerd. 2) Operationele kosten anders dan de gemodelleerde kanalen (e.g. EB, CO₂-beprijzing, indirecte ETS kosten etc.); 3) Vanwege de onzekerheid rondom de marktprijs van dispensatierechten modelleren we de verkoop van rechten niet

In het lage ETS-prijsscenario neemt de impact van beleid op Nyrstar af door lagere indirecte ETS-kosten

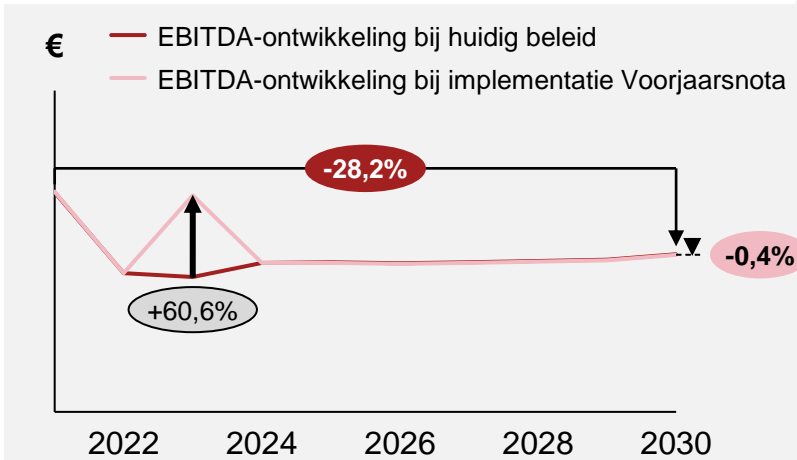
EBITDA-impact

Lage ETS-prijs scenario

Impact klimaatbeleid op EBITDA¹



EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus



Huidig beleid	
EU ETS	+ 0,2%
Nationale CO ₂ -heffing	- 0,0%
Energiebelasting	- 1,1%
Indirecte ETS kosten	- 29,7%
OPEX nieuwe investeringen ²	+ 2,4%
Totaal (& excl. OPEX)	- 28,2% (-30,6%)

EBITDA-impact van voorjaarsnota 2024 in 2030 t.o.v. huidig beleid

Kostendoorgifteaannames		
	Nederlandse kosten	0% kostendoorgifte
	EU ETS	50% kostendoorgifte
	Indirecte ETS	2,5% kostendoorgifte (bij geen IKC)

Methodologische reflecties

- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt van de analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

Voorjaarsnota 2024	
Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs (€216/tCO ₂)	- 0,0%
Aanscherping EB-gastarieven	- 0,4%
Verlenging IKC met 1 jaar	- 0,0%
Totaal	- 0,4%

Belangrijkste drijvers

- De absolute impact van het beleid uit de voorjaarsnota is hetzelfde in beide ETS-scenario's. De relatieve impact t.o.v. huidig beleid verschilt, omdat de impact van huidig beleid verschilt.
- De impact van huidig beleid is bij een lagere ETS-prijs lager door lagere indirecte ETS-kosten (+25,6%)
- De impact van de eenmalige herinvoering van IKC is hetzelfde in beide ETS-scenario's (+60,6%) omdat het compensatiebedrag wordt berekend over de ETS-prijs in 2023 welke in beide ETS-prijsscenario's hetzelfde is

1) In de twee voorgaande speelveldtoetsen hebben we gebruik gemaakt van de EBITDA van Nyrstar voor Budel, zoals vermeld in de openbare jaarrekeningen. Dit jaar hebben we Nyrstar gevraagd om een inschatting te maken van de economische winst voor Budel, omdat deze relevanter is voor de beslissingen omtrent productie. Doordat we een ander uitgangspunt hanteren voor de winst, zijn de resultaten verschillend ten opzichte van de eerdere studies. We hebben de winstinschattingen van Nyrstar niet gevalideerd. 2) Operationele kosten anders dan de gemiddelde kanalen (e.g. EB, CO₂-beprijzing, indirecte ETS kosten etc.);

5.5

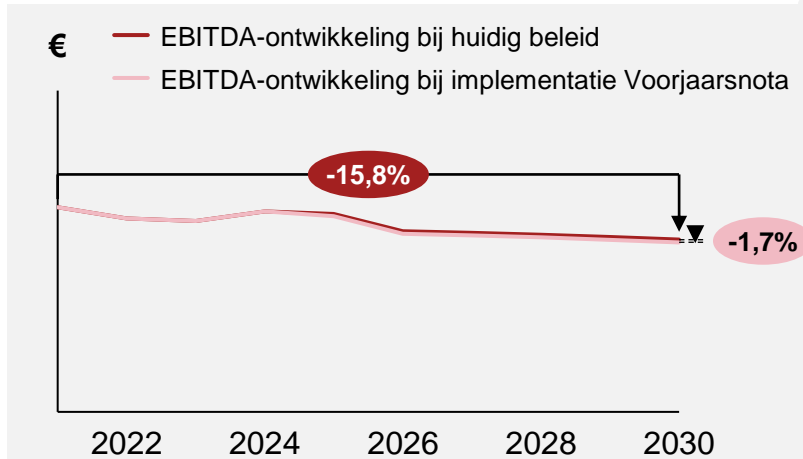
Casestudie: Vandersanden



Implementatie van beleid uit de Voorjaarsnota 2024 leidt voor VDS tot een 1,7% lagere EBITDA in 2030 t.o.v. huidig beleid

EBITDA-impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA¹



Kostendoorgifteaannames

	Nederlandse kosten (gevelstenen)	0% kostendoorgifte
	Nederlandse kosten (straatstenen)	50% kostendoorgifte
	EU ETS	50% kostendoorgifte
	Indirecte ETS	50% kostendoorgifte

Methodologische reflecties

- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt van de analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus

Product	Gevel	Straat	Totaal	
Huidig beleid	EU ETS	- 6,1%	- 9,7%	- 15,8%
	Nationale CO ₂ -heffing	- 0,2%	- 0,2%	- 0,4%
	Energiebelasting	- 1,9%	- 1,3%	- 3,2%
	Indirecte ETS kosten	- 1,3%	- 2,0%	- 3,3%
	OPEX nieuwe investeringen			+ 6,9%
	Totaal	- 9,5%	- 13,3%	- 15,8%

EBITDA-impact van voorjaarsnota 2024 in 2030 t.o.v. huidig beleid

Voorjaarsnota 2024	Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs (€216/tCO ₂)	- 0,0%	- 0,0%	- 0,0%
	Aanscherping EB-gastarieven	- 1,0%	- 0,6%	- 1,7%
	Verlenging IKC met 1 jaar	- 0,0%	- 0,0%	- 0,0%
	Totaal	- 1,0%	- 0,6%	- 1,7%

Belangrijkste drijvers

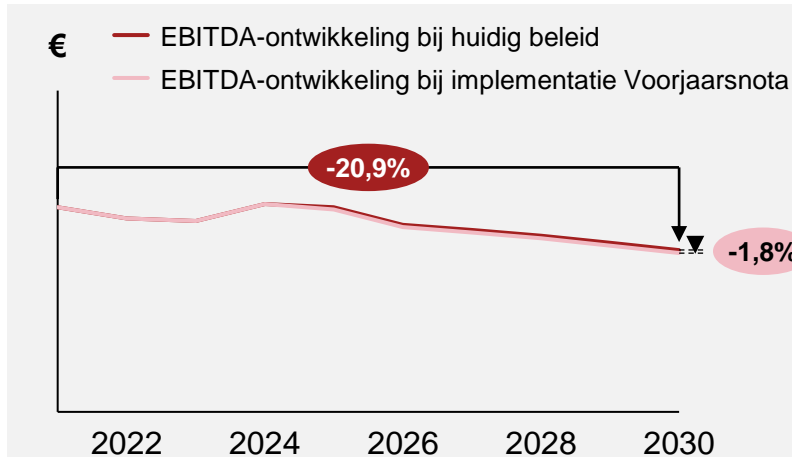
- Bij implementatie van het beleidspakket uit de voorjaarsnota ligt Vandersanden's EBITDA in 2030 1,7% lager dan bij huidig beleid
- Deze impact is volledig het gevolg van de aangescherpte EB-tarieven op gas; vanwege behoud mineralogische vrijstelling blijft beperkt t.o.v. de alternatieve beleidsscenario's
- Aanscherping van de NL'se CO₂-heffing heeft in 2030 geen impact op VDS omdat zij op geen locatie meer dan 50kt aan belastbare CO₂-uitstoot heeft
- De baksteensector is niet IKC-gerechtigd, waardoor de éénmalige herinvoering geen impact heeft op VDS

Bij een lagere ETS-prijs neemt de impact van de NL'se heffing toe, waardoor het risico op CO₂-weglek toeneemt

EBITDA-impact

Lage ETS-prijs scenario

Impact klimaatbeleid op EBITDA¹



Kostendoorgifteaannames

	Nederlandse kosten (gevelstenen)	0% kostendoorgifte
	Nederlandse kosten (straatstenen)	50% kostendoorgifte
	EU ETS	50% kostendoorgifte
	Indirecte ETS	50% kostendoorgifte

Methodologische reflecties

- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt van de analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus

Product	Gevel	Straat	Totaal	
Huidig beleid	EU ETS	- 3,0%	- 5,0%	- 7,9%
	Nationale CO ₂ -heffing	- 8,4%	- 7,0%	- 15,4%
	Energiebelasting	- 1,9%	- 1,3%	- 3,2%
	Indirecte ETS kosten	- 0,5%	- 0,8%	- 1,4%
	OPEX nieuwe investeringen			+ 6,9%
	Totaal	- 13,8%	- 14,1%	- 20,9%

EBITDA-impact van voorjaarsnota 2024 in 2030 t.o.v. huidig beleid

Voorjaarsnota 2024	Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs (€216/tCO ₂)	- 0,0%	- 0,0%	- 0,0%
	Aanscherping EB-gastarieven	- 1,1%	- 0,7%	- 1,8%
	Verlenging IKC met 1 jaar	- 0,0%	- 0,0%	- 0,0%
	Totaal	- 1,1%	- 0,7%	- 1,8%

Belangrijkste drijvers

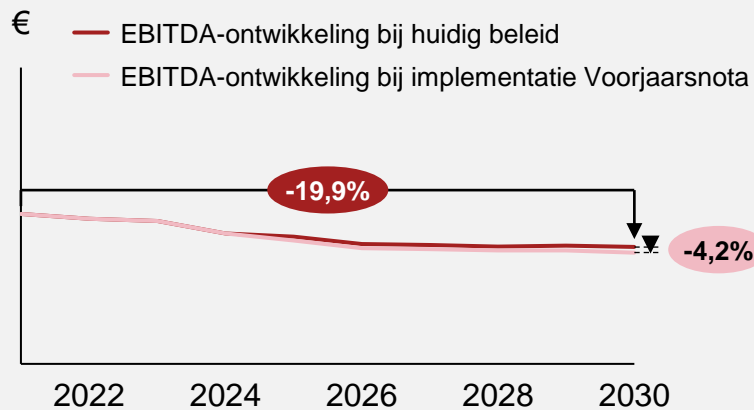
- De absolute impact van het beleid uit de voorjaarsnota is hetzelfde in beide ETS-scenario's. De relatieve impact t.o.v. huidig beleid verschilt, omdat de impact van huidig beleid verschilt.
- In het lagere ETS-prijsscenario neemt de impact van de NL'se CO₂-heffing sterk toe; aangezien Vandersanden's Europese concurrenten geen nationale CO₂-heffing betalen, verslechtert in dit scenario Vandersanden's concurrentiepositie binnen de EU en neemt het risico op CO₂-weglek toe

5.6 Casestudie: Avebe

Implementatie van beleid uit de Voorjaarsnota 2024 leidt voor Avebe tot een 4,2% lagere EBITDA in 2030 t.o.v. huidig beleid

EBITDA-impact

Impact klimaatbeleid op EBITDA



EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus

Huidig beleid	
EU ETS	- 5,5%
Nationale CO ₂ -heffing	- 0,1%
Energiebelasting ²	- 13,2%
Indirecte ETS kosten	- 2,3%
OPEX nieuwe investeringen ¹	+ 1,0%
Totaal (& excl. OPEX)	- 19,9% (-20,9%)

EBITDA-impact van voorjaarsnota 2024 in 2030 t.o.v. huidig beleid

Voorjaarsnota 2024	
Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs (€216/tCO ₂)	- 0,0%
Aanscherping EB-gastarieven	- 4,2%
Verlenging IKC met 1 jaar	- 0,0%
Totaal	- 4,2%

Belangrijkste drijvers

- Bij implementatie van het beleidspakket uit de voorjaarsnota ligt Avebe's EBITDA in 2030 4,2% lager dan bij huidig beleid
- Deze impact is volledig het gevolg van de aangescherpte EB-tarieven op gas
- Aanscherping van de NL'se CO₂-heffing heeft in 2030 geen impact op Avebe omdat zij op geen locatie meer dan 50kt aan belastbare CO₂-uitstoot heeft
- De zetmeelsector is niet IKC-gerechtigd, waardoor de éénmalige herinvoering geen impact heeft op Avebe

Kostendoorgifteaannames

	Nederlandse kosten	0% kostendoorgifte
	EU ETS	50% kostendoorgifte
	Indirecte ETS	50% kostendoorgifte

Methodologische reflecties

- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt van de analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

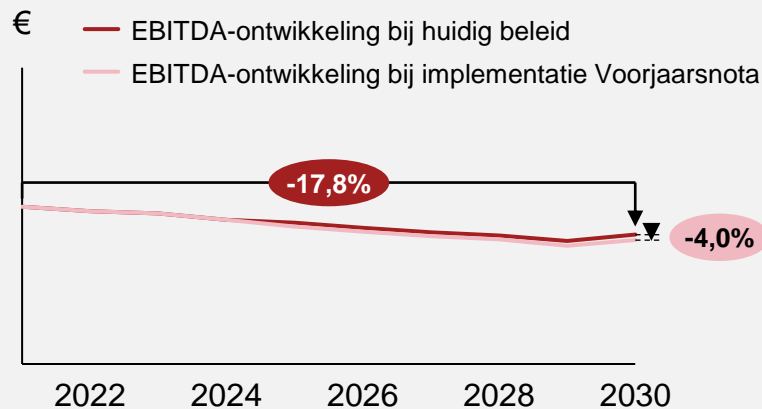
1) Tegenover de toegenomen operationele kosten (m.n. voor transport en elektriciteit) staan verlaagde CO₂-kosten via ETS en NL'se heffing; 2) Doordat de WKK sluit moet in de plaats hiervan stoom worden opgewekt met gasgedreven stoomketels. Aangezien het gasverbruik in de WKK is vrijgesteld, en bij stoomketels niet, stijgt de belastbare voet in dit scenario, ondanks dat de totale gasconsumptie van Avebe afneemt.

Bij een lagere ETS-prijs neemt de impact van de NL'se heffing toe, waardoor het risico op CO₂-weglek toeneemt

EBITDA-impact

Lage ETS-prijs scenario

Impact klimaatbeleid op EBITDA



EBITDA-impact per beleidsinstrument bij huidig beleid 2021-2030, ceteris paribus

Huidig beleid	
EU ETS	- 2,3%
Nationale CO ₂ -heffing	- 2,1%
Energiebelasting ²	- 13,2%
Indirecte ETS kosten	- 1,1%
OPEX nieuwe investeringen ¹	+ 1,0%
Totaal (& excl. OPEX)	- 17,8% (-18,8%)

EBITDA-impact van voorjaarsnota 2024 in 2030 t.o.v. huidig beleid

Voorjaarsnota 2024	
Aanscherping CO ₂ -heffingsprijs (€216/tCO ₂)	- 0,0%
Aangescherping EB-gastarieven	- 4,0%
Verlenging IKC met 1 jaar	- 0,0%
Totaal	- 4,0%

Belangrijkste drijvers

- De absolute impact van het beleid uit de voorjaarsnota is hetzelfde in beide ETS-scenario's. De relatieve impact t.o.v. huidig beleid verschilt, omdat de impact van huidig beleid verschilt.
- In het lagere ETS-prijsscenario ligt de impact van de NL'se CO₂-heffing hoger; aangezien Avebe's Europese concurrenten geen nationale CO₂-heffing betalen, verslechtert in dit scenario Avebe's concurrentiepositie binnen de EU en neemt het risico op CO₂-weglek toe

Kostendoorgifteaannames

	Nederlandse kosten	0% kostendoorgifte
	EU ETS	50% kostendoorgifte
	Indirecte ETS	50% kostendoorgifte

Methodologische reflecties

- Concurrentie voor- of nadelen als gevolg van efficiëntie komen tot uiting in de basecase EBITDA (startpunt van de analyse) en mitigeren winstimpact van additionele beleidsmaatregelen niet

1) Tegenover de toegenomen operationele kosten (m.n. voor transport en elektriciteit) staan verlaagde CO₂-kosten via ETS en NL'se heffing; 2) Doordat de WKK sluit moet in de plaats hiervan stoom worden opgewekt met gasgedreven stoomketels. Aangezien het gasverbruik in de WKK is vrijgesteld, en bij stoomketels niet, stijgt de belastbare voet in dit scenario, ondanks dat de totale gasconsumptie van Avebe afneemt.

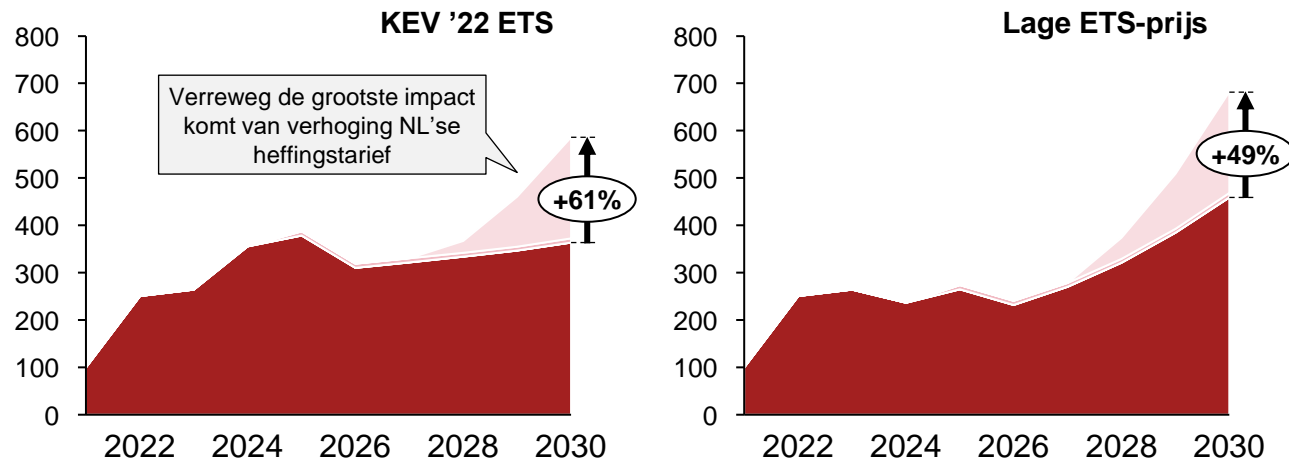
5.7

Sectorstudie: Raffinage

Implementatie van beleid uit de Voorjaarsnota 2024 leidt voor de raffinagesector tot 49% tot 61% hogere kosten in 2030

Geagendeerd en alternatief beleid

Kostenontwikkeling raffinaderijen (2021-2030) (in €m)



Kostenstijging per beleidsmaatregel Voorjaarsnota in 2030 t.o.v. huidig beleid

		ETS-scenario 'KEV'		ETS-scenario 'Laag'	
Kosten-impact	Aanscherping NL'se CO ₂ -heffing	+ 58,8%	+ €213,7mln	+ 46,5%	+ €213,7mln
	Aanscherping EB-tarieven	+ 2,5%	+ €9,1mln	+ 2,0%	+ €9,1mln
	Verlenging IKC	+ 0%	+ €0mln	+ 0%	+ €0mln
	Huidig beleid	Zie kostenontwikkeling per instrument in casestudie			
	Totaal	+ 61,3%	+ €233mln	+ 48,5%	+ €233mln

Belangrijkste drijvers

- Bij de implementatie van het beleid uit de voorjaarsnota 2024 stijgen de kosten gerelateerd aan CO₂-beprijzing en energiebelasting voor de raffinagesector met €233mln (49% tot 61% in 2030, afhankelijk van het ETS-scenario)
- Deze kostenstijging is grotendeels het gevolg van het aangescherpte CO₂-heffingstarief van €216/tCO₂. Ondanks de gemodelleerde verduurzaming (zie hieronder), hebben alle raffinaderijen meer dan 50kton aan belastbare CO₂-uitstoot, waardoor zij over een deel van hun uitstoot het hogere tarief betalen. In totaal valt in 2030 92% van de onder de NL'se CO₂-heffing belastbare CO₂-uitstoot van de raffinagesector onder het verhoogde tarief
- Indien de raffinaderijen additioneel verduurzamen kunnen kostenstijgingen (gedeeltelijk) worden voorkomen
- De raffinagesector is niet IKC-gerechtigd, waardoor de éénmalige herinvoering geen impact heeft op de raffinaderijen

Gemodelleerde verduurzaming:

- We hebben enkel de emissiereductie van lopende projecten gemodelleerd. De kostenontwikkeling is hier dus voor gecorrigeerd:
 - Porthos (Shell en ExxonMobil): -1,5Mt CO₂ vanaf 2026
- Overige projecten in ontwikkeling zijn niet meegenomen (e.g. Aramis)

Disclaimer

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

Op verzoek van cliënt is door PwC dit rapport opgesteld met als titel 'Speelveldtoets 2024', dat is gedateerd op 3-5-2024 (hierna: het 'rapport').

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

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

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

www.pwc.nl

© 2024 PwC. Alle rechten voorbehouden. 'PwC' verwijst naar de juridische entiteiten zoals omschreven in de legal disclaimer. [Zie daarvoor https://www.pwc.nl/nl/onze-organisatie/legal-disclaimer.html](https://www.pwc.nl/nl/onze-organisatie/legal-disclaimer.html).