

Analyse van gasprijzen

Analyse van gasprijzen

Auteurs	Johannes Bollen Sebastiaan Hers
Rubricering rapport	TNO Publiek
Titel	TNO Publiek analyse van gasprijzen
Rapporttekst	TNO Publiek
Aantal pagina's	27 (excl. voor- en achterblad)
Aantal bijlagen	3
Opdrachtgever	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Klik of tik om tekst in te voeren.	Beleidsondersteuning v., t., en RO / EZK werkprogramma 2024
Klik of tik om tekst in te voeren.	Beleidsondersteuning
Projectnaam	Analyse van gasprijzen
Projectnummer	060.60760

Alle rechten voorbehouden

Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van TNO.

© 2024 TNO

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave	3
Samenvatting	4
1 Inleiding	6
2 Effect van hoge gasprijs op huishoudens en industrie	8
2.1 Kans op hogere gasprijzen	8
2.2 Huishoudens	10
2.3 Industrie	12
3 Aanbod van gas	16
3.1 Binnenlands aanbod gaat naar nul	16
3.2 Nederlandse LNG-import loopt op	17
3.3 Sterke groei LNG aanbod	18
3.4 China als mogelijke prijsopdrijver	19
Referenties	21
Bijlage A: kansverdeling gasprijsvoorspelling	22
Bijlage B: WorldScan	24
Bijlage C: energievraag industrie tot 2030	27

Samenvatting

Deze notitie onderzoekt structureel economische effecten van onverwachte gasprijsontwikkelingen voor de industrie en huishoudens. Dit mede in het licht van ontwikkelingen op het gebied van vraag en aanbod van gas in Nederland in aanloop naar sluiting van het Groningenveld.

LNG markt

Door de wegvallende productie van het Groningenveld en Russische pijplijnimporten zijn Nederland en Europa in korte tijd sterk afhankelijk geworden van de wereldwijde LNG markt. Sinds 2015 bouwde zich op deze markt een overaanbod van LNG op waarmee deze aanbodschock goeddeels kan worden opgevangen (afgezien van de Europese importterminalcapaciteit). In de komende jaren wordt verdere groei van het aanbod van LNG verwacht, met name vanuit de Verenigde Staten. Met uitzondering van het lopende jaar overstijgt deze groei de verwachte wereldwijde vraag naar LNG. Vanwege afnemende gaswinning in Nederland zijn importen (LNG en pijplijn) nu goed voor ongeveer 65% van de Nederlandse gasvoorziening, waarbij de VS een belangrijke leverancier is geworden voor het Noordwest Europese systeem. Ondanks groeiend aanbod vanuit de Verenigde Staten, kun tijdelijk opwaartse prijsdruk ontstaan door tijdelijke onbalans en op termijn van enkele jaren ook structureel door aantrekkende economische groei in China.

Gasprijsontwikkeling

De internationale gasprijs blijkt volatiel, zeker in 2022. Uit een eenvoudige empirische benadering blijkt dat er in 2030 een gerede kans is op een stijging van de gasprijs van 33% ten opzichte van de verwachte prijs. Overigens verwachten we structureel wel een lichte dalende trend van de gasprijs (zie Klimaat -en Energieverkenning uit 2023, KEV2023). Niettemin kan de gasprijs onverwacht afwijken van deze trend. We schatten dat er een 70% kans is dat de gasprijs binnen een marge van +33% tot -20% van de verwachte waarde ligt, rekening houdend met de onzekerheid van de empirisch geschatte parameters. Er is dus een redelijk hoge mate van zekerheid dat de werkelijke gasprijs binnen deze range valt. Door de dalende trend verwachten we dat fluctuaties in de gasprijs over de tijd wat zullen afnemen.

Een mogelijk hogere gasprijs stuwt ook de elektriciteitsprijs op – zeker de komende 10 jaar. De vuistregel is dat een stijging van de gasprijs van 33% leidt tot een stijging van de elektriciteitsprijs met zo'n 50% in perioden dat gasgestookte centrales prijszettend zijn. De veranderingen in de elektriciteitsprijs door schommelingen in de gasprijs zijn sterker dan die van de gasprijs vanwege conversieverliezen in gascentrales. De komende tien jaar zullen gasgestookte centrales - ondanks de toename van hernieuwbare elektriciteitsproductie - vanwege leveringszekerheid nog niet minder bepalend worden voor de elektriciteitsprijs.

Huishoudens

In de energiemarkt is de kortetermijnelasticiteit voor energie en gas doorgaans laag en inelastisch, vooral omdat vraagreducties al voortkomen uit autonome energie-efficiëntie en beleidsmaatregelen zoals isolatieprogramma's en verbeteringen van cv-ketels.

De enorme prijsstijging tijdens de crisis leidde tot een aanzienlijke vraaguitval, maar het is moeilijk hier een elasticiteit op te baseren, zeker omdat elasticiteiten eigenlijk het beste beschrijvend zijn voor gedrag bij kleine schokken. De literatuur vóór de gascrisis schat de prijselasticiteit relatief laag in, en dit beeld verandert niet wanneer we naar de

gascrisis van 2022 kijken. Ongeveer de helft van de 19% daling van de huishoudelijke vraag in 2022 kan worden toegeschreven aan de milde Nederlandse winter. Met een stijging van 250% van de retailprijzen voor gas in dat jaar, impliceert dit een lage elasticiteit van -0,04.

De elektriciteitsprijs stijgt door een hogere gasprijs, en dus zijn prijselasticiteiten van elektriciteitsvraag ook relevant, maar deze zijn ook laag. Prijsstijgingen lijken geen invloed te hebben op de voorzieningszekerheid van gas bij consumenten, maar vertalen zich vooral in veranderingen van het uitgavenpatroon. Een gemiddeld lage elasticiteit voor de gehele bevolking wijst erop dat dit waarschijnlijk ook relevant is voor mensen met lage inkomens. Een toename van de energie-uitgaven betekent minder besteedbaar inkomen voor andere levensbehoeften, wat vooral voor lagere inkomensgroepen problematisch kan zijn. Daarom is het aan te bevelen om na te denken over instrumentarium om mogelijke nadelige gedragswijzigingen van een onverwacht hoge gasprijs voor te zijn.

Industrie

De structurele langetermijneffecten van de tijdelijke prijsschok van 2022 op de concurrentiepositie voor de industrie als geheel zijn waarschijnlijk beperkt. Voor specifieke sub-sectoren houdt deze stelling zeer waarschijnlijk geen stand, zie bijvoorbeeld de zinkproductie. Voor de industrie als geheel zal er de komende jaren structureel bovendien veel gaan veranderen. Denk hierbij aan het Europese Emissiehandelssysteem (EU Emissions Trading System, EU-ETS), de nationale CO₂-heffing, de Subsidie Duurzame Energie++ (SDE++), en de maatwerkafspraken. Dit kan niet met eenvoudige elasticiteiten onderzocht worden, maar wel met analyse van modelsimulaties die beleid kunnen simuleren.

Mocht echter de gasprijs door schaarste onverwacht structureel hoger komen te liggen in Europa, dan kan dat wel grote gevolgen hebben voor de Nederlandse industrie.

Uiteindelijk zal een hogere gasprijs leiden tot een slechtere concurrentiepositie voor de industrie als geheel, waardoor productiemiddelen zich gaan verplaatsen naar andere EU- en niet-EU-landen. Binnen de industrie is vooral de productie van de chemie kwetsbaar, omdat zij niet beschermd wordt door de Europese importtarieven van het Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM). Ook zijn er interacties met het bestaande beleid, denk hier bijvoorbeeld aan de extra verduurzaming die zo'n hogere prijs uitlokt, waardoor er mogelijk een lagere EU-ETS-prijs uitrolt of minder SDE++ nodig is. Dit zijn echter 2^e orde-effecten.

Modelsimulaties laten zien dat wanneer de Europese gasprijs in 2030 33% hoger uitvalt dan de verwachte prijs, dit kan leiden tot verlies van de concurrentiepositie en productiedalingen van de industrie als geheel. In Nederland kunnen deze productieverliezen zomaar oplopen tot 4-6% ten opzichte van het niveau in 2030 zonder die hoge gasprijzen. De productiedalingen in energie-intensieve sectoren van de industrie zullen hoger uitvallen. De chemiesector is een voorbeeld van zo'n energie-intensieve activiteit. Bedenk dat deze sector ook nog eens niet beschermd wordt door de CBAM. In zijn algemeenheid kunnen veranderingen in de gasprijs dus leiden tot wijzigingen in de structuur van de economie en van de industrie. De overheid kan ervoor kiezen om kosten te maken door gerichte subsidies te geven om minder afhankelijk van gas te worden, om zo te voorkomen dat productie verplaatst naar het buitenland als gevolg van hoge gasprijzen.

Als in 2030 de gasprijzen echter onverwacht lager uitvallen dan de verwachte waarde, dan zal de vraag in de industrie mogelijk juist toenemen ten koste van energie-extensieve productie. De kans is aanwezig dat die aanwas van nieuwe industrie gemakkelijker elektrificatie, waterstof of afvang, transport en opslag van CO₂ (CCS) sneller kan inzetten. De mogelijke daling van de prijs is wel minder groot dan de prijsstijging. De verduurzaming door nieuwe sectoractiviteiten in de industrie bij lagere gasprijzen zal minder verrijkend zijn dan die plaatsvindt bij hogere gasprijzen.

1 Inleiding

In het kader van het sluiten van het Groningenveld zijn analyses opgesteld om eventuele risico's voor de leveringszekerheid te kunnen inschatten. Als onderdeel hiervan willen de minister van Economische Zaken en Klimaat en de staatssecretaris van Mijnbouw ook een analyse geven van de belangrijkste ontwikkelingen op de vraag- en aanbodkant van de gasmarkt in relatie tot prijsontwikkeling.

Dat behoeft een overzicht van de belangrijkste ontwikkelingen op het gebied van vraag en aanbod op de gasmarkt in de afgelopen jaren en, indien mogelijk, een vooruitblik naar de komende jaren om het beeld van de economische dynamiek op de gasmarkt te verfijnen. Daarbij wordt opgemerkt dat ook de relatie tussen vraag, aanbod en prijs van belang wordt geacht, zoals de gevolgen van prijsstijgingen voor de ontwikkeling van de huishoudelijke en industriële vraag naar aardgas, maar ook voor het aanbod en de flexibiliteit van de gasvoorziening.

TNO is verzocht om een analyse uit te voeren van de belangrijkste ontwikkelingen op het gebied van vraag en aanbod op de gasmarkt in aanloop naar de definitieve sluiting van het Groningenveld. Deze analyse omvat ook een vooruitblik op de economische effecten van de verwachte gasprijsontwikkelingen voor zowel de industrie als huishoudens in Nederland. De resultaten van deze analyse zullen van belang zijn voor het informeren van beleidsmakers over de mogelijke impact van de sluiting van het Groningenveld op de gasmarkt en de bredere economie.

Doel en aanpak van het onderzoek

De gevolgen van prijsdynamiek voor de huishoudelijke en industriële vraag naar aardgas tegen de achtergrond van het leveringszekerheidsvraagstuk vormen een centrale vraagstuk in deze notitie. Vanuit leveringszekerheidsperspectief zal het met name gaan om de afname van de aardgasvraag bij oplopende aardgasprijzen ten gevolge van eventuele schaarste. In economische zin hebben we het dan over de prijselasticiteit van de vraag zoals die wordt gedefinieerd voor kleine prijsstijgingen, en eventuele niet-lineaire vraagrespons door beperkingen in draagkracht (voor huishoudens) en rentabiliteit van bedrijfsvoering (voor industrie) bij grote prijsstijgingen.

Naast een eventuele afname van de aardgasvraag bij oplopende aardgasprijzen zullen er, in een bredere interpretatie van de vraagstelling, echter ook sociaaleconomische gevolgen optreden die van belang zijn voor het bredere maatschappelijk perspectief dan enkel leveringszekerheid. Bovendien kunnen ingrepen vanuit de overheid om die effecten te beperken op hun beurt weer impact hebben op de vraagrespons. In die zin is het voor de centrale vraagstelling ook van belang deze aspecten te bespreken.

Met het oog op de leveringszekerheid, en de daaruit voortvloeiende voorzieningszekerheid, is het essentieel dat deze aspecten worden geplaatst in een breder kader van recente ontwikkelingen en vooruitzichten voor vraag en aanbod op zowel de Nederlandse, Europese als wereldwijde aardgasmarkt. Dit zal helpen om een vooruitblik te werpen op de leveringszekerheid vanuit een economisch perspectief.

Leeswijzer

Conform de geschetste vraagstelling en aanpak begint deze notitie met een empirische bespiegeling op de aardgasprijzen en effecten op de huishoudelijke en de industriële gasvraag. In beide gevallen beschouwen we ook de verdere sociaaleconomische gevolgen en indirecte effecten van ingrepen om ongewenste maatschappelijke gevolgen te beperken (met op haar beurt weer consequenties voor de eerste orde vraagbijstelling).

Vervolgens zullen we deze conclusies onderbouwen met meer gedetailleerde (en kwantitatieve) argumenten. Hierbij baseren we ons op de verwachte langetermijnontwikkelingen van de gasprijs met inachtneming van het feit dat op de korte- en middellange termijn er sterk afgeweken kan worden van deze langetermijntrend. Dit is enigszins “quick-and-dirty” onderbouwd met een empirische geschatte vergelijking die rekening houdt met variaties uit het verleden.

Onze empirische analyse wijst uit dat met gerede kans in 2030 de gasprijs 33% hoger kan uitvallen dan de verwachte waarde.¹ De keuze van de afkapkans is willekeurig, hoe kleiner deze kans wordt gekozen, des te hoger de uitschieters in de gasprijs. De keuze voor deze 33% hogere gasprijs is in die zin illustratief, maar schetst wel een aantal mogelijke uitdagingen waar het beleid voor staat. We presenteren hier dus slechts de effecten van een 33% hogere gasprijs dan de verwachte prijs van gas uit de Klimaat- en Energieverkenning 2023 (KEV 2023, zie PBL, 2023) op:

1. het energiegebruik en uitgaven aan energie voor verschillende inkomensklassen om zicht te krijgen op de mate van de stijging van de uitgaven en
2. de productie van (sub-sectoren van) de industrie

We sluiten deze notitie af met een sectie over ontwikkelingen in het aanbod van gas en LNG.

¹ Zie bijlage A voor uitleg over de bevindingen van deze analyse.

2 Effect van hoge gasprijs op huishoudens en industrie

We kijken in deze sectie naar de economische effecten van onverwacht hogere gasprijzen in 2030 ten opzichte van de verwachte waarde van de KEV2023. De effecten betreffen veranderingen van de uitgaven van huishoudens aan energie en de productie van Nederlandse industrie. Deze hogere prijzen door schaarste zijn interessanter om naar te kijken dan lagere prijzen vanuit het oogpunt van voorzorgsprincipe van leveringszekerheid. Bovendien, zullen we beargumenteren dat er een opwaartse ‘bias’ is in het voorspellen van toekomstige gasprijzen, gegeven dat de langetermijntrend is dat de internationale gasprijs gaat dalen.²

Vervolgens zullen we voor consumenten beargumenteren dat effectschattingen rekenschap moeten geven van prijselasticiteiten die nul tot laag zijn (inelastisch). Er zijn echter aanwijzingen dat een zeer hoge gasprijs, zoals in 2022 (hoewel de impact ervan enigszins werd verzacht door het later ingestelde prijsplafond), tijdelijk besparingsgedrag heeft veroorzaakt, maar er mogelijk ook enkele structurele effecten waren. Vervolgens zullen we een doorkijk geven naar de verdelingseffecten van een onverwacht hogere gasprijs.

Voor de industrie is het gebruik van elasticiteiten om gedrag te voorspellen niet geschikt, en moeten we vertrouwen op ex-ante model analyses. De reden hiervoor is dat de industrie geconfronteerd zal worden met tal van beleidsveranderingen waar empirie geen soelaas meer kan bieden. Daarbij zijn er ook interacties tussen veranderingen in de gasprijs en de duurzaamheidsrespons door beprijzing vanwege klimaatbeleid. En er is ook een concurrentiepositie in het geding, omdat het mogelijk is specifieke activiteiten te verplaatsen naar het buitenland om dan vervolgens de niet-geproduceerde goederen uit het buitenland te betrekken. Vandaar dat we het effect van hoge gasprijzen voor de industrie zullen beschouwen middels een evenwichtsmodel, dat bij uitstek geschikt is om de langetermijnveranderingen in de structuur te kunnen schetsen. We sluiten dit hoofdstuk af met een bespiegeling op de effecten.

2.1 Kans op hogere gasprijzen³

In deze sectie laten we via een eenvoudige empirische relatie zien hoe de jaarlijkse gebruikersprijs van gas de komende jaren richting 2030 zich binnen een zekere bandbreedte gaat ontwikkelen. De schets voor de structurele gasprijs in de KEV 2023 vormt de leidraad voor de verwachte waarde. De bandbreedte die we schetsen voor de geïndiceerde gasprijs is een Europese prijs, en de effectanalyse op huishoudens en industrie

² Dus, gemiddeld gezien zal het verschil tussen de verwachte waarde van de gasprijs in 2030 en een onverwachte lagere waarde en (bias naar beneden) kleiner zijn dan het verschil tussen een onverwachte hogere waarde van de gasprijs (bias naar boven).

³ We richten ons hier op jaarlijkse prijsveranderingen richting 2030 en niet op veranderingen over maanden of weken/dagen. Deze kortetermijneffecten vallen buiten de scope van dit onderzoek.

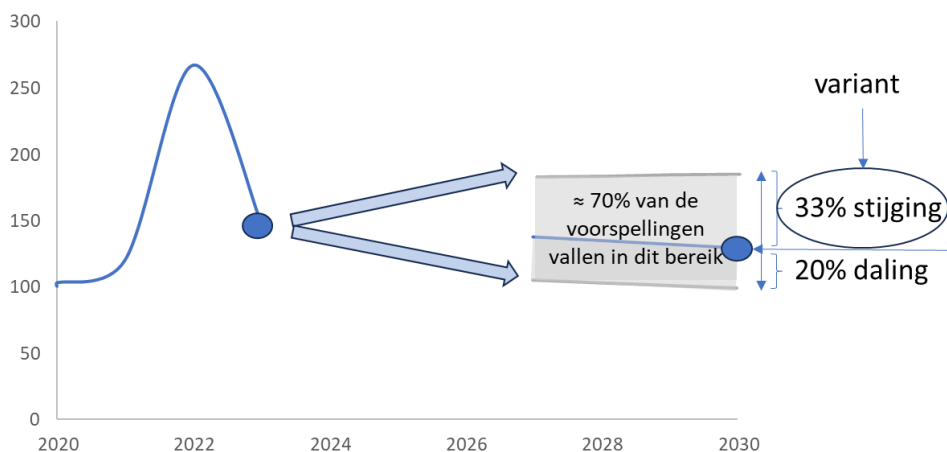
richt zich vooral op de risico's van een prijs die gelijk is aan de bovengrens van de bandbreedte om de verwachte waarde heen.

De **verwachte toekomstige prijsontwikkelingen op lange termijn volgens het hoofdsenario van KEV 2023 wijken af van de op basis van historische gegevens geschatte waarde.**⁴ Hoewel er beperkingen zijn bij het overbrengen van de historische relatieve standaarddeviatie en terugkeersnelheid naar het gemiddelde langetermijnniveau in de toekomst, gaan we ervan uit dat de geschatte relatieve prijsfluctuaties en terugkeersnelheid naar een structureel gemiddelde een redelijk denkbare voorspeller zijn. De volatiliteit van de geschatte toekomstige gasprijzen zal in absolute termen afnemen als gevolg van de lagere verwachte gasprijzen. We hebben een twintigtal combinaties van geschatte parameters rondom de geschatte waarde heen getrokken, vervolgens het verloop van de prijs geschat. Op basis hiervan kun je dan zekerheidsintervallen voor de prijs schetsen, ook voor 2030 (Figuur 1).⁵

Door wereldwijde druk om fossiel energieverbruik te beperken wordt op de middellange en lange termijn de **verwachte (internationale) prijs van gas naar beneden gedrukt**. De voorspelde trend richting 2030, zoals weergegeven in het “Announced Pledges Scenario” (APS) en “Stated Policies Scenario” (STEPS) scenario van de World Economic Outlook (WEO), wijst op een verdere daling. Dit zie je ook terug in de verwachte daling van de gasprijzen richting 2030 van de KEV 2023.

De eenvoudige empirische benadering wijst voor 2030 op de mogelijkheid van een **gerede kans op een 33% hogere gasprijs (vergeleken met de verwachte waarde van 2030)**. Niettemin kunnen historische schommelingen rondom deze langetermijntrend nog steeds in de richting van 2030 leiden tot aanzienlijke prijsstijgingen ten opzichte van 2023. Wel lijkt de bias naar boven groter te zijn dan naar beneden. De opgespannen bandbreedte voor prijzen in 2030 bevat ongeveer 70% van alle berekende waarden.

Figuur 1 Bereik van de jaarlijkse gas-eindgebruikersprijs (prijsindex 2020=100) in 70% van alle parameterconfiguraties



Note: We nemen aan dat de veranderingen van de gas-eindgebruikersprijzen hetzelfde zijn als die van de TTF, maar dit is niet helemaal juist. Beter zou zijn geweest om een vergelijkbare analyse uit te voeren op de TTF-reeks.

⁴ De hoge gasprijs lijkt te hebben geleid tot een golf van aanvragen van (hybride) warmtepompen, maar dit betreft een klein deel van de vraag.

Een mogelijk hogere gasprijs stuwt ook de elektriciteitsprijs op – zeker de komende 10 jaar. De vuistregel is dat een stijging van de gasprijs van 33% leidt tot een stijging van de elektriciteitsprijs met zo'n 50% in perioden dat gasgestookte centrales prijszettend zijn. De gasprijzen gecorrigeerd voor de conversieverliezen zijn dan bepalend voor elektriciteitsprijzen. Ondanks de geagendeerde toename van hernieuwbare elektriciteitsproductie blijven gasgestookte centrales de komende 10 jaar zo nog ongeveer de helft van het jaar bepalend voor de elektriciteitsprijs.

2.2 Huishoudens

Standaard geldt dat kortetermijnelasticiteit voor energie en gas dichter bij nul zit dan de langetermijnelasticiteit. In de pre-crisis literatuur ligt de kortetermijnelasticiteit rond de -0.1 (soms -0.2).⁶ Voor gas in Nederland is de langetermijnprijselasticiteit voor huishoudens ook laag, en inelastisch op de korte termijn, zie [EnergiePodium \(2016\)](#) en ESB (2007). De reden waarom prijselasticiteiten laag zijn komt omdat veel vraagreducties gedreven worden door de zogeheten autonome energie efficiency intensity (AEEI is in modellen vaak 0.5-1% per jaar) of beleid. Praktisch gezien betekent dit voor huishoudens de isolatieprogramma's geïnitieerd door de overheid en de verbeteringen van rendementen van cv-ketels.

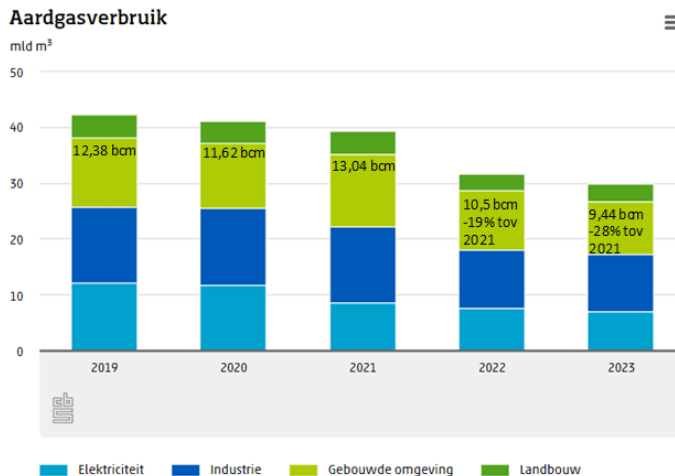
De crisisprijsstijging was enorm, en er was ook een grote vraaguitval. Het is echter moeilijk om hier een elasticiteit op te baseren, omdat deze in zijn definitie het beste beschrijvend is voor gedrag bij kleine schokken. Het Internationale Energieagentschap (International Energy Agency, IEA) liet zien dat bijna tweederde van de gasvraagreductie in de EU door huishoudens toe te schrijven valt aan milde winter(s) in 2022 (1/9^e door AEEI, en 2/9^e door brandstofswitch en gedragsverandering). In Figuur 2 zien we de Nederlandse huishoudelijke aardgasvraag. Als we dit verbruik corrigeren voor het aantal graaddagen conform opgave van het KNMI, dan blijkt dat ongeveer de helft van de 19% daling van de huishoudelijke vraag in 2022 toe te rekenen is aan de milde Nederlandse winter. Uitgaande van de 250% stijging van de retailprijzen voor gas in dat jaar, impliceert dat een "elasticiteit" van -0,04. Continuering van de afname van de huishoudelijke aardgasvraag in 2023 suggereert dat het hier mogelijk gaat om een structurele afname door vooral verhoogde investeringen in bijvoorbeeld isolatie en warmtepompen, maar mogelijk ook door minder verspilling c.q. minder comfort te accepteren. Deze data zijn echter onvoldoende om nu al een structureel langetermijneffect toe te kennen aan een tijdelijke hele hoge prijs (van 2022).⁷

Elasticiteiten van elektriciteit zijn ook relevant bij de prijsstijgingen van gas. De reden is dat zoals eerder gesteld een eventuele gasprijsstijging ook tot een zelfs grotere stijging leidt van de prijs van elektriciteit. De korte en langlopende elasticiteiten van elektriciteit zijn lager dan van gas, en ook op korte termijn lijkt de vraag redelijk inelastisch.

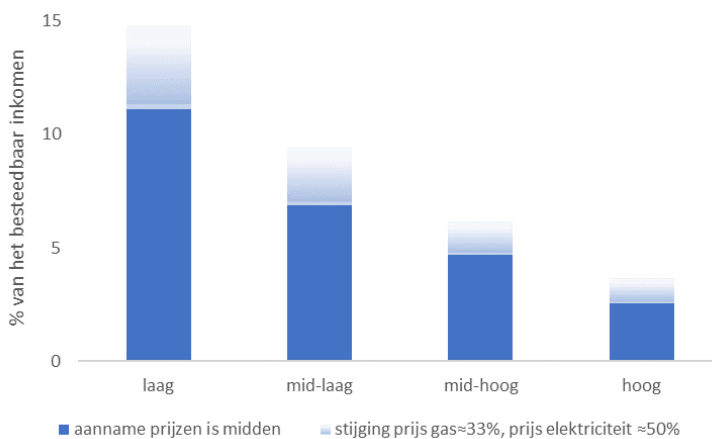
Een lage elasticiteit betekent waarschijnlijk dat dit ook van toepassing zal zijn voor de armste inkomensgroepen, want anders kan er niet geaggregeerd een lage elasticiteit uitrollen. Dat lijkt te impliceren dat voorzieningszekerheid slechts beperkt beïnvloed wordt door prijsmutaties. De veranderingen van prijzen op het uitgavenpatroon zijn veel relevanter. Als we uitgaan van de verwachte middenprijs in TNO (2023b), dan kan een stijging van de prijs van gas met 33% (en 50% voor elektriciteit) aan de onderkant van het inkomensgebouw de energiequote van 11% zomaar met enkele procentpunten stijgen naar 14-15% (figuur 3). De energiequote voor lagere inkomens is gemiddeld 3x hoger dan voor de

hoge inkomens, waardoor energieprijsstijgingen een groter effect hebben voor lagere inkomens. Een toename van de energie-uitgaven betekent minder besteedbaar inkomen voor andere levensbehoeften. Het verdient aanbeveling om na te denken over een structureel inzetbaar instrumentarium om te kunnen anticiperen op mogelijke nadelige gevolgen van een onverwacht hoge gasprijs.⁸ Zoals eerder beargumenteerd zal de gasvraag met iets meer dan één procent dalen door een 33% hogere gasprijs – bij een prijselasticiteit van de gasvraag van 0.04.

Figuur 2 Ontwikkeling aardgasverbruik in de afgelopen jaren. Bron: CBS.



Figuur 2 energiequote (% van het besteedbaar inkomen) over verschillende inkomensgroepen bij aanname van prijzen/tarieven over 2023-2025 versus aanname dat de gasprijs 33% hoger uitvalt.



Note: De verwachte waarde van de gasprijs in 2030 is ongeveer gelijk aan het "midden"-scenario van TNO (2023b), en de 33% gasprijsstijging is qua variabele tarieven ongeveer 55% van de verschil tussen het "hoog" en het "midden"-scenario uit TNO (2023b). Deze 55% is gebruikt om de uitgaven per categorie van het "midden"-scenario lineair op te schalen richting het "hoog" scenario. Omdat de vaste tarieven en de jaarlijkse teruggang van significant effect zijn op de totale uitgaven, is deze lineaire schuif een benadering, en vandaar dat de kleuring richting +33% variant niet-efen is -wat ook wijst op een ruwe mutatie.

⁸ Prijscompensatie via energieaanbieders lijkt een inefficiënte optie omdat de compensatie dan iedereen te goede komt. Het kan overwogen worden om een toeslag te ontwerpen zoals de zorgtoeslag. Uitvoerbaarheid van beleidsopties moet daarbij ook in beschouwing worden genomen. Immers, als toeslag veel uitvoering vergt, dan kan een prijscompensatie toch maatschappelijk efficiënter zijn. Dit valt buiten het bestek van de onderzoeksvraag en vergt nader onderzoek..

2.3 Industrie

In deze sectie laten we zien wat de gevolgen zijn voor de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie als deze geconfronteerd wordt met een hogere gasprijs dan de mediane waarde van de KEV 2023.⁹ Hier presenteren we de structurele gevolgen voor de Nederlandse economie van een structureel hogere gasprijs, geanalyseerd met het wereldwijd evenwichtsmodel WorldScan.¹⁰ Dit model brengt expliciet de open Nederlandse economie in kaart, inclusief de verbindingen met de EU en niet-Europese landen via bilaterale handelsstromen. Deze notitie richt zich specifiek op de veranderingen in productie binnen de Nederlandse industrie. Daarbij laten we de wijzigingen in het buitenland en de energie-extensievere activiteiten in Nederland buiten beschouwing in deze notitie, hoewel deze wel zijn meegenomen in de simulaties.

We laten buiten beschouwing hoe de industrie heeft gereageerd op de grote prijsschok in de zomer van 2022. De structurele langetermijneffecten van deze tijdelijke prijsschok op de concurrentiepositie voor de industrie zullen waarschijnlijk beperkt zijn. De reden om ze buiten beschouwing te laten is dat deze langetermijneffecten voor de industrie als geheel overschaduwd zullen worden door het voorgenomen klimaatbeleid, zoals bijvoorbeeld via een stijgende ETS-prijs en de nationale CO₂-heffing. Deze kostprijsverhogende factoren zijn niet een paar maanden van toepassing maar structureel. Desalniettemin kan de prijsverstoring van 2022 toch een grote impact hebben op specifieke elektriciteits-intensieve bedrijven. Bijvoorbeeld sectoren als zink en aluminium hebben (een deel van hun) productie tijdelijk uitgesteld of soms zelfs afgesteld.¹¹ En ook wanneer de gasprijs structureel hoger blijft, dan overschaduwden de langetermijneffecten daarvan ook weer de prijsverstoring van 2022. Het zijn vooral de kostprijsveranderingen van het aanscherpende klimaatbeleid en de significante kans op een structureel hogere gasprijs die bepalend zijn voor de langetermijnconcurrentiepositie van de industrie en kunnen leiden tot eventuele productieveranderingen en wijzigingen in de economie. Dat kun je niet onderzoeken met slechts elasticiteiten.

Een hogere gasprijs zal op termijn de verduurzaming iets versnellen, en daarom tot interacties leiden met het voorgenomen en bestaande klimaatbeleid. Denk hierbij bijvoorbeeld aan

1. het Europese Emissiehandelssysteem (EU-ETS) voor de ETS-bedrijven (industrie en elektriciteit). De klimaatdoelen van het Europese ETS worden aangescherpt, waardoor de huidige ETS-prijs van 60 EUR/tCO₂ snel kan stijgen naar een verwachte waarde van 110 EUR/tCO₂ (zie KEV, 2023). Ook wordt er vanaf 2027 geleidelijk een systeem van koolstofimportheffingen aan de grens ingevoerd (Carbon Border Adjustment Mechanism, ofwel CBAM) en het systeem van vrije emissierechten uit gefaseerd voor de industriële sectoren (behalve chemie). Dit zal de ETS-prijs verder opdrijven naar ongeveer 140 euro /tCO₂. Echter een hoge gasprijs zal de ETS-prijs iets omlaag drukken, omdat de hogere gasprijs extra duurzaamheid uitlokt. Maar de effectieve beprijzing van

⁹ In deze sectie wordt dezelfde prijsschok toegepast als voor de sectie 3.2 over de huishoudens. We kijken dus alleen naar de verandering van de economie ten opzichte van het basispad met een dalende verwachte gasprijs in 2030 (ten opzichte van 2023) zoals geïllustreerd in Figuur 3.1. Natuurlijk is er ook een kans op een lagere gasprijs, en de effecten daarvan zijn dus gunstiger voor de industrie dan geschetst in deze sectie.

¹⁰ Zie appendix B voor een summier beschrijving van WorldScan en de opzet van de berekeningen.

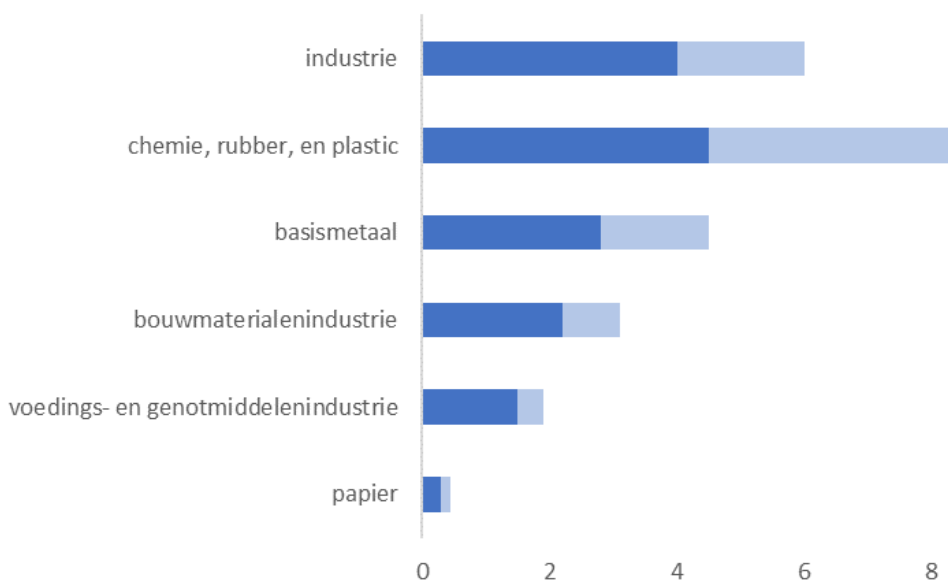
¹¹ Het is niet alleen de hoogte van de gasprijs die relevant is voor de concurrentiepositie, maar ook het relatieve niveau van de gasprijzen voor Nederlandse bedrijven ten opzichte van hun buitenlandse concurrenten.

gasgebruik voor de industrie (som van ETS-prijs en de gasprijsmutatie) gaat per saldo omhoog. Ook zal de elektriciteitsprijs stijgen met zo'n 50%.

Op nationale schaal zijn daarnaast de volgende instrumenten voor de industrie nu het meest relevant:

2. de nationale subsidies gericht op CO2-emissiereductie van de industrie. Bijvoorbeeld de Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++) geeft subsidie aan bedrijven en non-profitorganisaties die grootschalig hernieuwbare energie opwekken of de CO2-uitstoot verminderen. Hierbij zal de afvang, transport en opslag van CO2 een belangrijke rol gaan spelen. Een hogere gasprijs zal SDE++ duurder maken, voornamelijk omdat toekomstige CCS-projecten gelieerd aan bijvoorbeeld blauwe waterstofproductie duurder worden, maar dit leidt tot mogelijk tot waterstofproductie elders waarvan niet bekend is wat de ecologische voetafdruk is.
3. de nationale CO2-heffing. Per 2021 is de Wet CO2-heffing industrie in werking getreden. Die belast een deel van de emissies van industriële installaties, waardoor er een prikkel is voor bedrijven om emissies te verminderen. Zowel het tarief als de grondslag van de heffing nemen in de tijd toe. Deze zal bij huidige parametrisatie van het "oude" klimaatakkoord al snel overbodig worden, gelet op de productieveranderingen die de Europese Green Deal met gasprijsstijging teweeg zal brengen. Een hogere gasprijs lokt iets meer CO2-reducties uit, en heeft dus geen effect op de niet-bindende nationale CO2-heffing.
4. de (nog te maken) maatwerkafspraken. Dit is de aanpak om de grootste industriële uitstoters die ambitieuze plannen hebben te faciliteren bij hun verduurzamingsopgave, zie EZK (2024). Het zorgt ervoor dat gerichte subsidies als onderdeel van maatwerkafspraken - die op basis van "contract-for-differences" de gasvraag van industriële uitstoters verminderen - minder kostbaar voor de overheid worden.

Figuur 4 productieverliezen in 2030 (% ten opzichte van het basispad) bij aanname van een 33% hogere gasprijs en een 50% hogere elektriciteitsprijs in de EU



Note: We nemen aan dat de veranderingen van de gas-eindgebruiksprijzen hetzelfde zijn als die van de TTF, maar dit is niet helemaal juist. Beter zou zijn geweest om een vergelijkbare analyse uit te voeren op de TTF-reeks..

Modelsimulaties met WorldScan, die al het klimaatbeleid gestileerd simuleren, laten voor 2030 zien dat een EU-gasprijsstijging van 33% ten opzichte van de verwachte prijs van het basispad kan leiden tot een productiedaling van wel 4-6% voor de Nederlandse industrie (Figuur 4).¹² Het gaat hier om de industrie die valt onder het Europese Emissiehandelssysteem. De productieverliezen leiden tot productielekkage binnen de EU, voor de chemie ook in alle gevallen buiten de EU, en voor alle sectoren ook buiten de EU als er geen CBAM wordt geïmplementeerd. De effecten zijn relatief groot voor de sectoren die al een relatief hoog aandeel van de productiekosten spenderen aan energie (gas en elektriciteit). Bedenk dat de elektriciteitsprijs zal stijgen met zo'n 50% bij een 33% hogere gasprijs afhankelijk van de energie-efficiency van gascentrales. Zelfs bij aandelen hernieuwbaar, zoals voorspeld voor 2030, zal de gasprijs nog steeds bepalend zijn voor de elektriciteitsprijs, zie het merit-order model (Hirth, 2022). Bedenk dat hogere stroomkosten als gevolg van relatieve hoge netwerkkosten in NL ook tot intra-EU-verplaatsingen kunnen leiden. De gasvraag door de industrie daalt als gevolg van de productieverliezen van de industrie in Nederland met ongeveer 6-9% (dit correleert in zekere mate met de productieverliezen van de gas-intensieve industrie, de chemie). Het is belangrijk te realiseren dat dit eerste vinger-oefeningen zijn die de gevolgen onderzoeken van hogere gasprijzen. Nader onderzoek is nodig om goed te begrijpen hoe interacties optreden met de gasvraag buiten Nederland en bestaand klimaatbeleid zoals het EU-ETS, en hoe productielekkage-kanal(en) (en veranderingen in de vraag naar gas) er precies uitzien.

Veranderingen in de gasprijs zullen leiden tot structurele wijzigingen binnen de industrie en ook van structuur van de economie. Een hogere gasprijs zal leiden tot meer dienstverlenende activiteiten en de-industrialisatie. De energie-intensiteit van de industrie zal lager worden, doordat arbeid en kapitaal vooral wegschuiven van de energie-intensieve activiteiten binnen de industrie zoals chemie en metaal (zie de figuren in Appendix C die laten zien hoe energieverbruik in 2030 is verdeeld binnen de industrie). De chemie is extra gevoelig voor productieverliezen aan landen buiten Europa, omdat die niet beschermd wordt via CBAM. Omgekeerd zal een lagere gasprijs leiden tot meer industriële productie en zal arbeid en kapitaal wegtrekken van de dienstensector.¹³

Bedenk dat de-industrialisatie in Nederland door hogere gasprijzen zal leiden tot industrialisatie in het buitenland met mogelijke nadelige gevolgen voor het milieu. Als de hogere gasprijzen de concurrentiepositie nadelig beïnvloeden en productie niet verplaatst binnen de EU, maar daarbuiten, dan laat Bollen et al. (2019) zien dat beperkte productielekkage gepaard kan gaan met relatief grote significante koolstoflekkage. De koolstofweglek vindt vooral plaats naar landen als China en India, waar industriële productieprocessen aanzienlijk CO₂-intensiever zijn. Daarnaast gaat de productie in dergelijke landen gepaard met een hoger gebruik van elektriciteit uit CO₂-intensieve bronnen en zijn er bovendien vaak geen bindende CO₂-emissieplafonds.¹⁴

¹² Voor meer details over WorldScan, de aannames in het basispad, en de beleidsvarianten, zie bijlage B. De variant verhoogt de gasprijs met 33% en de elektriciteitsprijs met 50% (zie sectie 2.1). De range van effecten wordt opgetrokken doordat we zowel deze prijsstijgingen voor Europa implementeren in een variant met en zonder koolstofprijsgedreven Europese importtarieven, zogeheten Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM).

¹³ In deze analyse zien we geen extra werkloosheid, maar worden geen kosten ingeboekt om mensen op korte termijn te begeleiden van werk-naar-werk.

¹⁴ China heeft weliswaar een emissiehandelssysteem ingevoerd, maar de nationale emissies zijn gebaseerd op een vooralsnog niet-bindend intensiteitsdoel (CO₂ per eenheid BBP). Als de BBP-groei hoger mocht blijken, dan mag China ook meer rechten uitgeven.

De simulaties laten zien dat de leveringszekerheid van gas en het beperken van de gasprijs consequenties heeft voor de economie, de industrie, en de samenstelling van de industrie. Er zijn twee redenen. Ten eerste, als er toch gasprijsstijgingen komen, dan kan de concurrentiepositie van sub-sectoren van de industrie veranderen en daardoor leiden tot productieverhuizingen binnen en buiten de EU. Ten tweede kan zo'n prijsstijging interacties vertonen met allerlei hoekstenen van het bestaande klimaatbeleid en zo de concurrentiepositie veranderen.

De overheid kan overwegen om kosten te maken door de chemie gerichte subsidies te geven om minder afhankelijk van gas te worden, om zo te voorkomen dat productie verplaatst naar het buitenland als gevolg van hoge gasprijzen. De ETS-prijs zal de komende jaren naar verwachting stijgen tot zo'n 110 EUR/tCO₂. CBAM beperkt het concurrentienadeel van deze hogere ETS-prijs. Maar CBAM geldt niet voor de chemiesector, waardoor beschermde sectoren als metaal, bouwmaterialen, en papier hun productie minder zullen reduceren, ten koste van extra productieverliezen in de chemiesector. In zijn algemeenheid zal de CBAM ook niet beschermen tegen een hogere prijs van gas, en het extra productieverlies voor de chemie wordt versterkt door een eventueel hogere gasprijs. Mulder et al. (2023) wijst er overigens ook al op dat hogere gasprijzen voor de chemie ook niet leiden tot milieuwinst vanwege verplaatsing van vervuilende activiteiten naar het buitenland.

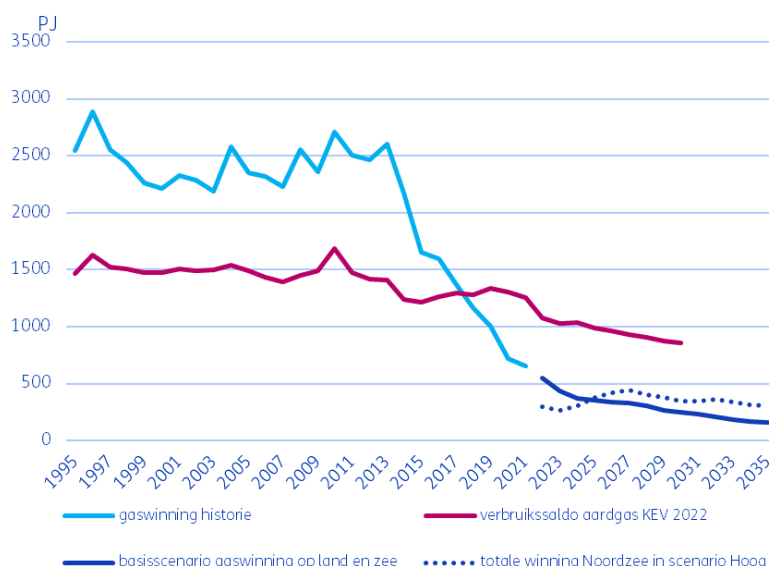
3 Aanbod van gas

Tegenover de hiervoor besproken vraagsegmenten staat een serie ontwikkelingen aan de aanbodkant. In de eerste plaats wordt de binnenlandse productie de afgelopen jaren gekenmerkt door een sterke afname, wat heeft geleid tot een sterke toename van importen. Deze importstromen zijn voornamelijk ingevuld met LNG-importen vanuit de Verenigde Staten, waar een sterke groei van LNG-exportterminals werd gerealiseerd. In de komende jaren wordt verdere groei van dit aanbod verwacht. Daartegenover staat een groeiende wereldwijde vraag, waarbij vooral een aantrekkende Chinese economie de vraagontwikkeling sterk kan stimuleren.

3.1 Binnenlands aanbod gaat naar nul

Volgens de huidige vooruitzichten loopt gaswinning de komende jaren verder terug, in lijn met ontwikkeling van afgelopen jaren (Figuur 3). Bij hogere gasprijzen kan winning op de Noordzee komende jaren nog licht oplopen, al is het uitgestelde besluit over Waddengas wordt verwacht in dit beeld nog niet meegenomen.¹⁵ Deze alternatieve realisatiepaden hebben echter geen doorslaggevende gevolgen voor de rol van binnenlandse gaswinning in de Nederlandse gasvoorziening. Sinds de afbouw van de gaswinning uit het Groningenveld is de Nederlandse gasvoorziening in hoog tempo afhankelijk geworden van buitenlandse aanvoer, met een verbruikssaldo dat inmiddels ruim tweemaal hoger ligt dan de binnenlandse winning. Importen zijn daarmee opgelopen tot zo'n 65% van de Nederlandse gasvoorziening.

Figuur 3 Het basisscenario voor de binnenlandse winning aardgas en het scenario 'Hoog' volgens Jaarverslag Delfstoffen en Aardwarmte in Nederland uit 2022. Bron: KEV 2022, Jaarverslag Delfstoffen en Aardwarmte in Nederland uit 2022.

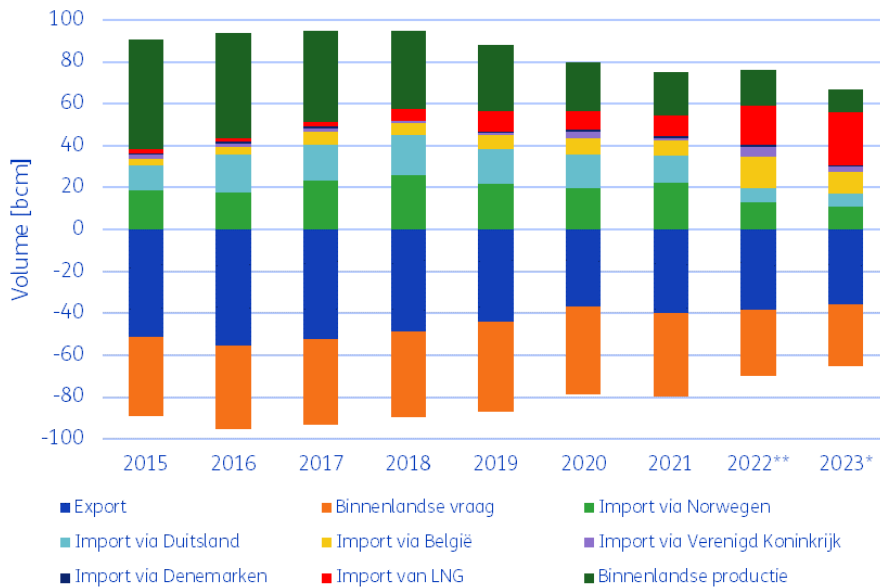


¹⁵ Zie ook Kamerbrief Besluitvorming gaswinning onder Waddenzee vanuit Ternaard (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2024)

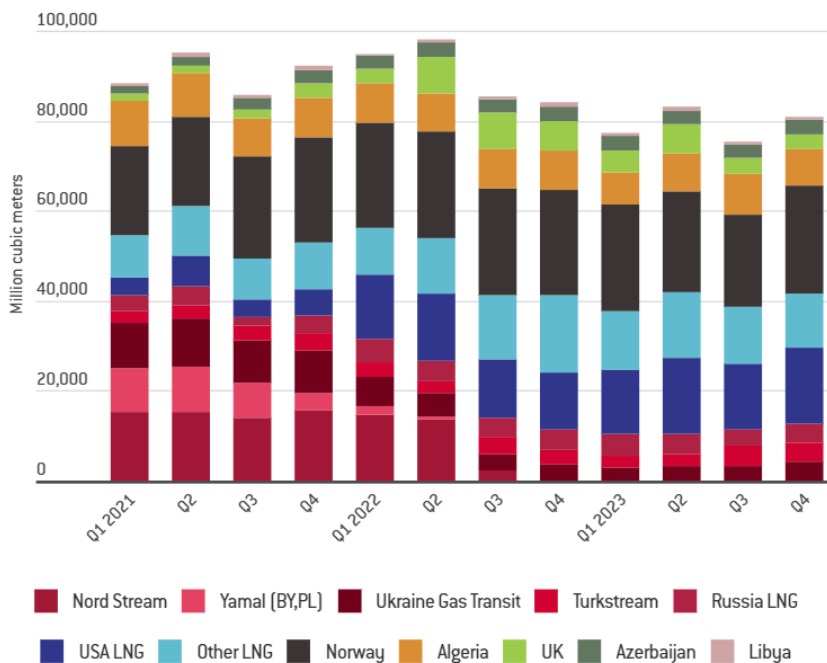
3.2 Nederlandse LNG-import loopt op

Sinds de inval van Rusland in Oekraïne is de Nederlandse (indirecte) import van gasvormig aardgas (per pijplijn) uit Rusland sterk afgenomen en de import van LNG sterk toegenomen. Overige leveringen vanuit Noorwegen zijn ook afgenomen, terwijl kleinere importvolumes uit België en het Verenigd Koninkrijk licht zijn opgelopen. Gegeven de aanbodvolumes binnen Europa was LNG import in feite het enige alternatief.

Figuur 4 Binnenlandse vraag, export en import van gas in de afgelopen jaren. Import wordt onderscheiden naar aanvoerroute. Bron: CBS.



Figuur 5 Ontwikkeling van aanvoervolumes van Europese gasimporten per pijplijn en LNG sinds 2021. Bron: Bruegel op basis van ENTSOG, GIE en Bloomberg.



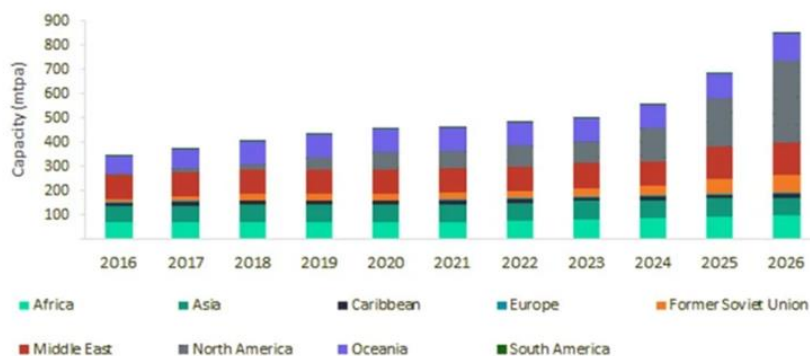
Deze ontwikkeling heeft een breder vergelijkbaar beeld voor Europa. Ook de weggevallen EU-import van gasvormig aardgas via pijpleidingen uit Rusland is grotendeels gecompenseerd door structurele vraaguitval en de import van LNG, met name uit de VS. De overige leveringen vanuit Noorwegen, het Verenigd Koninkrijk, Algerije en Azerbeidzjan zijn vrijwel op eenzelfde niveau gebleven. Hoewel de Europese vraag structureel is afgenomen, is een deel van de groeiende LNG-exportcapaciteit ingezet om aan de resterende Europese vraag te voldoen. Bovendien heeft de EU het joint gas purchasing mechanism ingevoerd en heeft zij in 2023 via vier tenderrondes ongeveer 45 bcm aan LNG-importen gerealiseerd. De Europese importen bedroegen in 2023 120 bcm, terwijl de importcapaciteit in dezelfde periode met 40 bcm is toegenomen. Voor 2024 wordt verdere groei verwacht met nog eens 30 bcm.

3.3 Sterke groei LNG aanbod

Sinds 2016 bouwde zich gestaag een overaanbod op van LNG op de wereldwijde markt [1]. Aanbod vanuit Australië had juist een sterke groei doorgemaakt tot een exportcapaciteit van ongeveer 120 bcm per jaar, in anticipatie op een sterke groei van Aziatische vraag en vraag vanuit de Verenigde Staten. De Aziatische vraagontwikkeling bleef echter achter bij de oorspronkelijke verwachting, terwijl de vraagverwachting in de Verenigde Staten omsloeg in een sterk groeiend aanbod. Nadat in voorgaande periode op tekorten was geanticipeerd met de bouw van importfaciliteiten, bleek de Amerikaanse netto vraagverwachting omgeslagen in een netto aanbod, vanwege een onverwacht snelle opkomst van schaliegasproductie in de regio. Rond 2016 werd daarom verwacht dat de nieuwe Amerikaanse importfaciliteiten omgebouwd zouden worden tot exportfaciliteiten, waarmee de exportcapaciteit van de Verenigde Staten tot 80 bcm per jaar zou kunnen groeien tot 2020. Deze groei van Amerikaanse exportcapaciteit is in navolgende jaren ook gerealiseerd.

Sinds 2020 werd verwacht dat de wereldwijde LNG exportterminalcapaciteit sterk zou groeien. Ten tijde van de inval werd een sterke groei in de Verenigde Staten voorzien, en een beperkte groei in Rusland en Qatar. In [Figuur 6](#) wordt deze projectie van de ontwikkeling van de wereldwijde LNG-exportcapaciteit weergegeven. Uit het overzicht blijkt dat een sterke groei van de exportcapaciteit werd voorzien tot ongeveer 420 bcm per jaar, waarvan 75% in de Verenigde Staten, 15% in Rusland, en 10% in Qatar.

Figuur 6 Vooruitzichten wereldwijde groei LNG-exportcapaciteit per einde 2021 (mtpa = 1,379 bcm per jaar). Bron: World LNG Liquefaction Terminals Capacity and Capital Expenditure (CapEx) Forecasts 2022-2026, GlobalData, 2022.

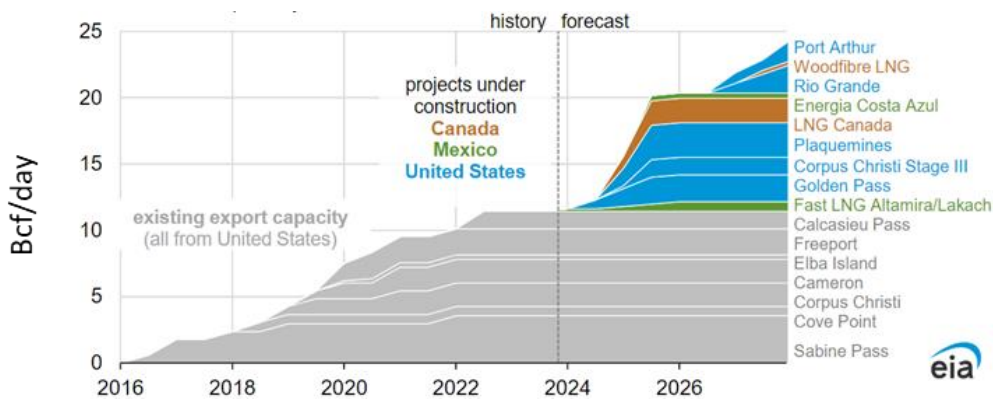


Deze vooruitzichten voor de Verenigde Staten werden gebaseerd op de snelle groei van LNG-exportcapaciteit in de VS. De ambitieuze plannen voor verdere groei lagen rond de

inval op iets meer dan 300 bcm tot 2027 (Rhodium Group, 2022) op basis van een inventarisatie van projectplannen voor nieuwe LNG-exportterminals nabij de Henry Hub (EIA, 2021) uit die periode. Sindsdien is de exportcapaciteit onder constructie in de VS verdubbeld en de pijplijn van goedgekeurde projecten nog van vergelijkbare orde grootte als in 2022 (EIA (2023)). In het laatste kwartaal van 2023 werd dan ook een verdubbeling van de Amerikaanse LNG-exportcapaciteit voorzien door het EIA, zie ook [Figuur 7](#).

Voor dit jaar kan desondanks opwaartse prijsdruk ontstaan op de internationale LNG-markt door wereldwijde groei van LNG-import, bij vrij vlakke ontwikkeling van de LNG-exportcapaciteit dit jaar IEA (2025). Zo kunnen zich ook komende jaren perioden met tijdelijk oplopende prijzen voordoen. Verder heeft President Biden in januari van dit jaar een pauze in verdere vergunningverleningen aangekondigd in verband met klimaatdoelstellingen. Als over een langere periode de ingelaste pauze voor verdere goedkeuringen van LNG-projecten in de VS wordt gecontinueerd, zal op een termijn van enkele jaren de groei van LNG-terminalcapaciteit onder druk komen te staan.

Figuur 7 Ontwikkeling van de jaarlijkse LNG-exportcapaciteit op projectbasis per einde 2023 (1 bcf per dag = 10,33 bcm per jaar). Bron: EIA, 2023.

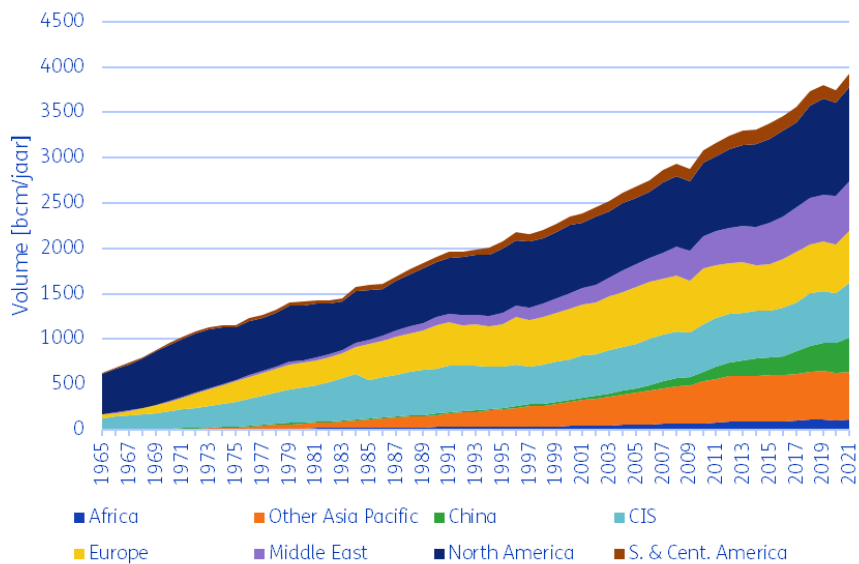


3.4 China als mogelijke prijsopdrijver

De Chinese vraag naar LNG kan komende jaren nog sterk oplopen. De Chinese vraag naar gas is het afgelopen decennium sterk aangetrokken en vergde zowel een groeiende aanvoer van LNG als van Russisch gas via nieuwe pijpleidingen. In 2022 liet de Chinese vraag echter een terugval zien door COVID, gevolgd door traag herstel in 2023 door deflatie. Volgens de World Energy Outlook 2023 leidt 1 procentpunt groeivertraging tot een 20% lagere LNG-importbehoefte.¹⁶ De vooruitzichten voor de Chinese economie zijn dan ook getemperd in vergelijking tot het vorige decennium. Afhankelijk van het verdere herstel van de economische groei kan de Chinese vraag een sterke wissel gaan trekken op de groeiende LNG-exportcapaciteit. Desondanks verwacht het IEA dat de Aziatische vraag naar gas tegen 2030 zal afvlakken door de groeiende inzet van hernieuwbare energie.

¹⁶ World Energy Outlook 2023, International Energy Agency, Paris, 2023.

Figuur 8 Wereldwijde vraagontwikkeling naar gas per regio. Met name de Chinese vraag liet sinds 2010 een sterke groei zien. Bron: BP statistics.



Referenties

- [1] Rhodium Group, „US Policy Options to Reduce Russian Energy Dependence,” Rhodium Group, New York, 2022.
- [2] Bollen, J., Deelen, A., Hoogendoorn, S., en Trinks, A. (2019). *CO₂-heffing en verplaatsing*, CPB Achtergronddocument, CPB, Den Haag.
- [3] CE Delft and Frontier Economics. (2023). Carbon price floor for electricity generation and industry. Opgehaald van <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/09/19/carbon-price-floor-for-electricity-generation-and-industry>
- [4] EIA, „U.S. Liquefaction Capacity,” 2021. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#imports>.
- [5] EIA, „U.S. Liquefaction Capacity,” 2023. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#imports>.
- [6] EZK. (2024). Kamerbrief voortgang maatwerkafspraken verduurzaming industrie. Opgehaald van <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2024/03/18/voortgang-maatwerkafspraken-maart-2024>
- [7] Gasunie (2023). Benodigde capaciteit en volume voor borging van de leveringszekerheid voor gasjaar 2024/25. Retrieved from https://www-rijksoverheid-nl.translate.google/documenten/rapporten/2024/02/09/advies-gts-gasjaar-2024-2025?_x_tr_sl=nl&_x_tr_tl=en&_x_tr_hl=en&_x_tr_pto=sc
- [8] EZK, 2024 „Kamerbrief Besluitvorming gaswinning onder Waddenzee vanuit Ternaard,” Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Den Haag, 2024
- [9] Hirth, Lion (Sept. 2022). The Merit Order Model and Marginal Pricing in Electricity Markets. Opgehaald 2-4-2024 van <https://neon.energy/marginal-pricing>. Explainer.
- [10] IEA, „Gas Market Report,Q1-2024,” IEA, Paris, 2024.
- [11] Mulder, Bollen, Cozijnsen, Lomme, Rooijers, Van Soest en Woerdman (2023). EU-Emissiesysteem bepaalt halen CO₂ doelen, fossiele subsidies secundair. ESB, 9-10-023.
- [12] PBL, Klimaat -en Energieverkenning 2022, PBL, Den Haag, 2022.
- [13] PBL, Klimaat -en Energieverkenning 2023, PBL, Den Haag, 2023.
- [14] SEO & TNO, „Verlaging van gaswinning tot beneden het niveau van leveringszekerheid,” SEO, Amsterdam, 2019.
- [15] TNO, „Jaarverslag Delfstoffen en Aardwarmte in Nederland,” Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Den Haag, 2022.
- [16] TNO, North Sea Energy 2020-2022 - Energy System & Market Analysis, A'dam, 2022.
- [17] TNO, HyXchange & Berenschot, „Hydrogen spot market simulation,” HyXchange, 2023a.
- [18] TNO, De energiekosten van verschillende typen huishoudens in Nederland, TNO, 2023b.
- [19] Netbeheer Nederland, „Scenario's investeringsplannen 2024,” Den Haag, 2023.
- [20] Netbeheer Nederland, „Het energiesysteem van de toekomst: de I13050-scenario's,” Netbeheer Nederland, Den Haag, 2023.

Bijlage A: kansverdeling gasprijsvoorspelling

A.1 model specificatie

Een standaard discrete tijdsmodel van een terugkeerproces naar het gemiddelde kan uitgedrukt worden als

$$P_{t+1} = P_t + \delta + r(P_0 + \delta t - P_t) + \varepsilon_{t+1} \quad (1)$$

met P_t de huidige gasprijs (op t), δ de drift parameter langs de lange-termijn ontwikkeling van de prijs (tussen t en $t+1$), r de omkeersnelheid van het proces en ε_{t+1} de foutterm, een normaal verdeelde residu met een gemiddelde van nul en een relatieve standaarddeviatie $r\sigma$.

$P_t + \delta$ representeert de verwachte prijs op tijdstip t , langs een lineair traject naar de verwachte toekomstige prijs. De term $r(P_0 + \delta t - P_t)$ is de “corrigerende factor” voor de verwachte toekomstige prijs tegen de koers r , fungeert als een terugkerende factor wanneer de werkelijke waarde van P in t afwijkt van de verwachte waarde ($P_0 + \delta t$).

Terwijl de verwachte toekomstige drift wordt bepaald door de prijsverwachtingen geformuleerd in het KEV 2023 hoofdscenario (110 euro/tCO₂ in 2030), schatten we de omslagsnelheid in r en de relatieve standaardafwijking $r\sigma$ door een regressieanalyse uit te voeren met behulp van historische gegevens. Aanpassen van (1) levert

$$P_{t+1} = rP_0 + \delta - r\delta + (1 - r)P_t + r\delta t + \varepsilon_{t+1} \quad (2)$$

met afhankelijke P_{t+1} , en exogene P_t with afgeleide $(1 - r)$ en t met afgeleide $r\delta$ en constante $rP_0 + \delta - r\delta$.

De verwachte toekomstige drift, afgeleid uit de prijsverwachtingen op lange termijn in het KEV 2023-hoofdscenario, wijkt af van de op basis van historische gegevens geschatte waarde. Hoewel we potentiële beperkingen erkennen van het overbrengen van de historische relatieve standaarddeviatie en de omkeersnelheid naar de toekomst, gaan we ervan uit dat de geschatte relatieve prijsvolatiliteit en omkeersnelheid een eerlijke benadering van toekomstige waarden zullen blijven. Door de volatiliteit in relatieve termen te meten, kan rekening worden gehouden met verschillende prijsniveaus binnen de geanalyseerde historische marktgegevens. De volatiliteit van geschatte toekomstige prijzen kan daarom in absolute termen variëren, afhankelijk van de prijsniveaus.

A.2 Schatting

De keuze van de tijdsperiode (zoals de afgelopen jaren die in de analyse moeten worden opgenomen) en het tijdsinterval (zoals bij het gebruik van dagelijkse veranderingen in de gasprijzen of wekelijkse/maandelijkse gemiddelden) van de historische marktgegevens die worden gebruikt om de volatiliteit en de omkeersnelheid te analyseren heeft invloed op het resultaat. De gekozen parameters moeten dus geschikt zijn voor het doel van deze oefening.

Het gebruik van de maandelijkse (gemiddelde) prijzen van 1990 tot 2022 om parameters te schatten door middel van regressieanalyse levert de resultaten op in Tabel 1. De omkeersnelheid wordt verkregen als 1 - prijsheiling op t (zie vergelijking 2).

Tabel 1 Regressie analyse

Main specification	
Dependent variable	Price at t+1
Price at t	0.91 *** (41)
T	0.04 ** (3)
Constant	1.9 * (1)
Adjusted R ²	0.97
Mean of price	97
Relative standard deviation	15

Source: TNO

Note: De significantieniveaus van de coëfficiënten worden als volgt aangegeven: *** geeft een resultaat aan dat significant is op het 1%-niveau, ** geeft een resultaat aan dat significant is op het 5%-niveau, en * geeft een resultaat aan dat significant is op het 10%-niveau. De relatieve standaardafwijking wordt verkregen door RMSE te delen door het gemiddelde van de prijs. De omkeersnelheid wordt verkregen als 1-helling van de prijs (zie vergelijking 2).

Bijlage B: WorldScan

Gebaseerd op de resultaten van de empirische schatting van de gasprijzen, berekenen we deterministische scenario's voor de gasprijs, die als invoer worden gebruikt voor WorldScan. De scenario's omvatten:

- referentiescenario met gasprijzen van de KEV 2022; en
- scenario met een 33% hogere gasprijs in Europa boven de verwachte waarde¹⁷

We gebruiken resultaten van simulaties tot het jaar 2030, en vergelijken voor het jaar 2030 de productie van de variant met het basispad.¹⁸ De effecten die we presenteren zijn gebaseerd op een vergelijking van simulatieresultaten met beide basispaden.

WorldScan is ontwikkeld als een instrument om langetermijnsenario's voor de wereldeconomie te construeren en om beleidsanalyses op het gebied van internationale economie te kunnen maken.¹⁹ Het model is een werelddekkend Computable General Equilibrium (CGE) model waarin de aggregatie van regio's en sectoren flexibel kan worden aangepast. Het detailniveau wordt alleen beperkt door het detail in de GTAP 9-database, die momenteel bestaat uit 57 sectoren en 140 landen; bijvoorbeeld alle EU-landen kunnen worden onderscheiden binnen de wereldeconomie. WorldScan biedt een modelleringskader voor het behandelen van beleid in de internationale economie. Alle soorten belastingen/subsidies op inputs van productie kunnen worden ingevoerd (of verwijderd).

De energievversie van WorldScan die wordt gebruikt voor de simulaties die hier gepresenteerd worden, bestrijkt de emissies van alle broeikasgassen. Deze versie heeft een sectorale dekking die de agrarische sector, de fossiele brandstoffenmarkten, olie, gas en steenkool omvat, evenals de elektriciteitsmarkt, inclusief alle belangrijke hernieuwbare technologieën en koolstofafvang en -opslag (CCS). Bovendien bestrijkt het model alle belangrijke bronnen voor CO₂, dat wil zeggen emissies en verwijderingen gerelateerd aan LULUCF, inclusief bosbouw en landbouw. Zo biedt WorldScan de mogelijkheid om interacties tussen klimaatbeleid en ander beleid te beoordelen, met name beleid met betrekking tot industrieel klimaatbeleid, hernieuwbaar beleid, energie-efficiëntiedoelstellingen, luchtverontreiniging, emissies door landgebruik, energie- en hulpbronnen efficiëntie, ETS-beleid en beleid dat leidt tot een verhoogd gebruik van biobrandstoffen en biomassa, en koolstofabsorptiecapaciteiten van landgebruik en bossen. In deze analyse richten we ons op hogere gasprijzen. De sectorale indeling van de industrie (allen vallend onder het Europese Emissiehandelssysteem) in WorldScan is:

- Aardolie- en steenkoolproducten;
- Metalen;

¹⁷ Zie bijlage A voor afleiding van deze verwachte waarde, die overeenkomt met de KEV 2023 (en KEV 2022, die is namelijk hetzelfde).

¹⁸ Recente WorldScan-simulaties van klimaatbeleid worden gerapporteerd in Hoogendoorn, S., Trinks, A., en Bollen (2021), carbon pricing and relocation: Evidence from Dutch industry, zie voxeu.org. Het model wordt uitgebreid beschreven wat betreft zijn algemene eigenschappen in Lejour, A., Veenendaal, P., Verweij, G., en van Leeuwen, N. (2006), WorldScan: een model voor internationale economische beleidsanalyse, CPB Document Nr. 111, CPB. De energievversie van WorldScan wordt beschreven in Bollen (2015), The value of air pollution co-benefits of climate policies: Analysis with a global sector-trade CGE model called WorldScan, Technological Forecasting and Social Change, Volume 90, Part A, 2015, Pages 178-191.

¹⁹ Dit deel van de beschrijving van algemene karakteristieken van WorldScan is gebaseerd op Lejour et al. (2006).

- Chemische, rubber- en kunststofproducten;
- Papierproducten, uitgeverij;
- Niet-metalen mineralen (voor de bouw); en
- Bewerkte voedingsmiddelen.

De Nederlandse industriële sector wordt gemodelleerd als onderdeel van de wereldmarkt, waarbij rekening wordt gehouden met de handelsverbindingen tussen landen en de resulterende onderlinge afhankelijkheden tussen markten. De regionale indeling van WorldScan is:

- Nederland (NLD);
- Andere 26 EU-landen (REU);
- Verenigde Staten;
- Rest van de OESO-landen (ROE);
- China, incl. Hongkong (CHI); en
- Rest van de wereld (ROW).

Het primaire doel van de analyse hier is om een beter begrip te krijgen van de effecten van een hogere gasprijs op de vooruitzichten voor de industriële sector en koolstofemissies (inclusief potentiële koolstoflekken). Een hogere gasprijs kan in specifieke sectoren leiden tot kostenstijgingen van inputs voor de productie. Dit heeft op zijn beurt gevolgen voor de concurrentiepositie en de prijzen van leveringen, wat op de lange termijn ook zal leiden tot structurele veranderingen door een herverdeling van arbeid en investeringen over sectoren. WorldScan schat de omvang van directe verschuivingen van belangrijke industriële sectoren naar kostbare, koolstof-intensieve productiemethoden. Deze gesimuleerde respons lost tegelijkertijd eventuele productieveranderingen op als gevolg van veranderingen in de binnenlandse vraag of veranderingen in concurrentievermogen in een op handel gebaseerde wereld (het model bestrijkt de hele wereld in vooraf gedefinieerde regio's of landen). Hoewel het WorldScan simulaties doet met een tijdstap van één jaar tot aan het gekozen eindjaar, hebben we ervoor gekozen ons hier te richten op de simulatieresultaten van het meest beleidsrelevante jaar van 2030.²⁰

Aannames basispad en databronnen²¹

De opzet van de basissimulaties in WorldScan volgt de KEV 2022. Dit omvat het herkalibreren van modelparameters (bijvoorbeeld totale factorproductiviteit, energievraagtechnologieën) om macro- en meso-economische groei, energievraag door industriële sectoren en broeikasgasemissies te kunnen simuleren, evenals de prijzen van olie, gas en de EU ETS-prijs zoals gerapporteerd in de KEV 2022. Voor een uitgebreidere beschrijving van de aannames van het basispad, zie bijlage E.2 van CE Delft en Frontier Economics, 2023.

Naast het basispad (inclusief het EU beleid van de Green Deal en de meest recente klimaatpledges voor landen buiten Europa) is tevens een alternatief basispad gemaakt waar ook het CBAM-beleid voor de industrie expliciet is opgenomen door importtarieven te

²⁰ Dit jaar 2030 wordt ook gebruikt als eindjaar om de complexiteit van de analyse minimaal te houden.

²¹ De analyse bouwt met gasprijsvariaties bovenop op het basispad zonder CBAM (zie CEDelft en Frontier Economics, 2023) en met CBAM (binnenkort te verschijnen in een TNO rapport).

introduceren op basis van de Europese ETS-prijs.²² Er is dus een basispad conform CE Delft en Frontier Economics (2023), en een basispad met CBAM.

Een hogere prijs kan de productieprocessen veranderen, waardoor een overstap van fossiele energie naar waterstof en elektriciteit wordt bewerkstelligd.²³ De modelopties omvatten verschillende reductieopties qua reductiepotentieel (in tCO₂eq.) en hun marginale reductiekosten (in EUR/tCO₂eq.) zoals gerapporteerd in het Ontwerp Klimaatakkoord.²⁴

Aannames beleidsvarianten

De beleidsvarianten die we simuleren zijn paden waarbij de gasprijs voor heel Europa met 33% en de elektriciteitsprijs met 50% gaat stijgen. Technisch is dit geïmplementeerd door

1. de “non-tariff-barriers” voor gasimporten van de EU-regio te verhogen totdat er een 33% hogere gasgebruikersprijs voor de industrie gesimuleerd wordt. Deze “non-tariff barrier” is een geschikte kandidaat om een onverwachte stijging van de aanbiedersprijs te simuleren, omdat deze als iceberg-costs is gemodelleerd, zie Lejour et al. (2006). Dat is een parameter die niet direct beleid betreft, maar als een soort “manna-from-heaven” de economie treft, met name Europese landen, die gas importeren.
2. Door de hogere gasprijs stijgt ook de elektriciteitsprijs, maar het WorldScan-model is niet een gedetailleerd elektriciteitsmodel. De stijging van de elektriciteitsprijs is lager dan 50%, zoals afgeleid via het merit-order elektriciteitsmodel, zie sectie 2.2. Om de 50% stijging van de elektriciteitsprijs voor de industriesector te garanderen, simuleren we een extra beperkte endogene elektriciteitsheffing voor de industrie, die weer lumpsum wordt teruggesluisd naar de industrie. Op deze manier is de extra “distortie” (de verstorende heffing) op een minimale wijze geïntroduceerd in de beleidsvariant.

Samenvattend, de plaatjes van sectie 2 over de industrie zijn dus de langetermijneffecten van een onverwacht structureel hogere gasprijs van 33% (en elektriciteitsprijs van 50%) in 2030 – bovenop de aannames van een tweetal basispaden (met en zonder CBAM).

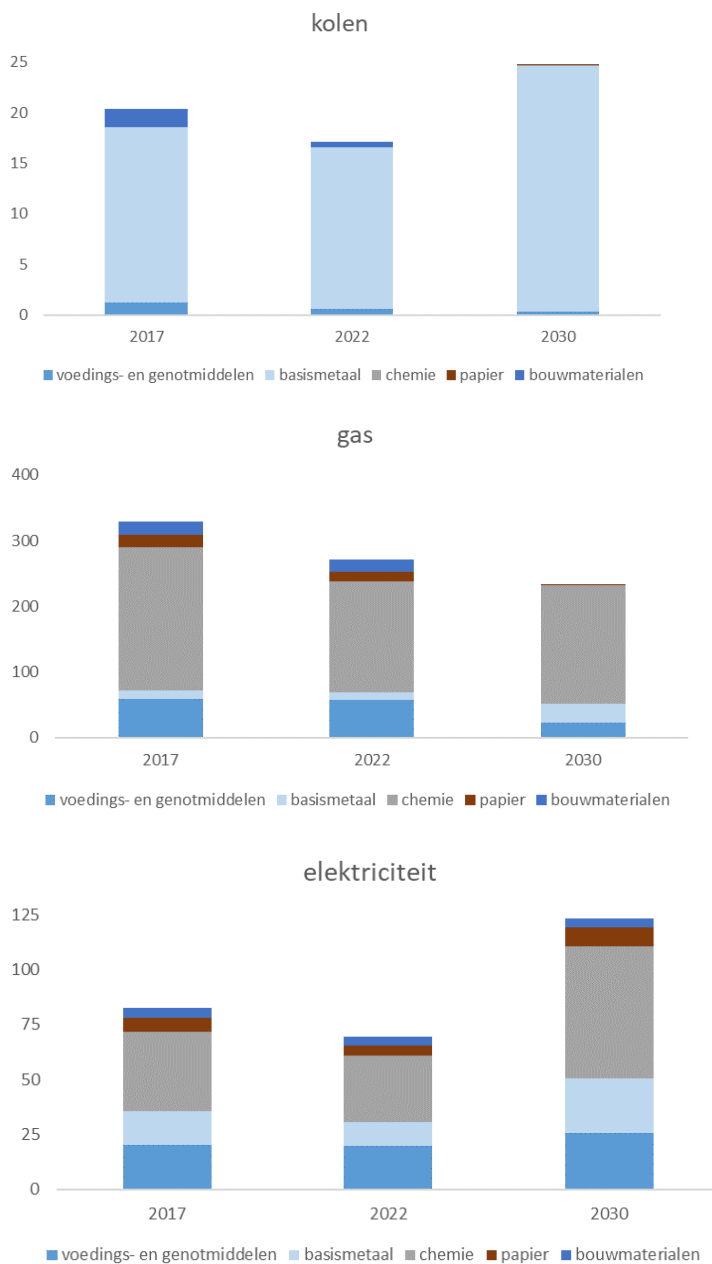
²² Dit alternatieve beleidspad wijkt af, omdat het de koolstoflekage bestrijdt van het EU-ETS-beleid. Het gevolg is dat de industriesectoren (exclusief de chemie) harder groeien ten koste van chemie, de maakindustrie en de andere sectoren van de economie.

²³ De reductie-kostenfuncties zijn gebaseerd op van Dam, D., Gamboa Palacios, S., en Wetzels, W. (2021), manufacturing industry decarbonization data exchange network – the database, PBL-rapport, Den Haag.

²⁴ Zie, <https://www.klimaatakkoord.nl/documenten/publicaties/2019/06/28/klimaatakkoord>.

Bijlage C: energievraag industrie tot 2030

figuur 9 vraag naar kolen, gas en elektriciteit (PJ/jaar) in industriesectoren



ICT, Strategy & Policy

Anna van Buerenplein 1
2595 DA Den Haag
www.tno.nl