



Answering
tomorrow's
challenges
today

Afhankelijkheid toekomstige concurrentiepositie van de industrie van energieprijzen

Juni 2022 | Harry van Til, Maurice Thijsen en Kurt Kreulen

Inhoudsopgave

Samenvatting	3
1.0 Inleiding	6
2.0 Huidige stand van zaken	8
2.1 Energie-intensieve industrie	8
2.2 Energieprijsverschillen	16
2.3 Bijdrage verschillen in energieprijzen aan concurrentiepositie.....	24
3.0 Blik op de toekomst	27
3.1 Verduurzamen van industrie richting 2050	27
3.2 De kosten van duurzame energieproductie	28
3.3 Transport van waterstof	32
3.4 Conclusies toekomstige concurrentiepositie	35
4.0 Waarborgen vestigingsklimaat Nederland	38
4.1 Concurrentiepositie in de transitieperiode	38
4.2 Instrumenten gericht op stimuleren verduurzaming	39
4.3 Steunmaatregelen	39
4.4 Aanvullende maatregelen	40
Bijlage	42

Samenvatting

In opdracht van het ministerie van EZK hebben wij onderzoek gedaan naar de gevolgen van toekomstige ontwikkelingen in energieprijzen voor de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie.

De industrie is een grootgebruiker van energie en energiekosten kunnen een fors deel uitmaken van de totale kosten. Veranderingen in energieprijzen hebben daarom invloed op de concurrentiepositie van bedrijven. In dit rapport onderzoeken we of het aannemelijk is dat door de energietransitie er grotere verschillen in energiekosten tussen landen gaan ontstaan. Daarbij vergelijken we de situatie nu (op basis van data uit 2019, dus voor de recente prijsstijgingen) met een scenario waarin in 2050 in geen enkel land meer fossiele brandstoffen worden gebruikt.

Internationale prijsverschillen zijn nu nog relatief beperkt voor aardolie en kolen. Bij elektriciteit en gas zijn de verschillen groter.

Omdat olie en steenkolen internationaal worden verhandeld, zijn de prijsverschillen tussen landen beperkt. Dit gold in het verleden ook voor aardgasprijzen omdat ze nauw gekoppeld waren aan de olieprijs. Dit decennium zijn de prijsverschillen voor aardgas echter sterk toegenomen. De opkomst van LNG vloeibaar aardgas en de mogelijkheid die dit product biedt om markten geografisch met elkaar te verbinden heeft daar nog geen verandering in gebracht. De aardgasprijs die in 2019 door de Nederlandse industriële sectoren werd betaald, was relatief laag in vergelijking met de rest van Europa en Azië. Aardgasprijzen in de VS zijn wel lager dan in Nederland dankzij de schaliegasrevolutie.

Voor elektriciteit zijn de verschillen tussen landen groter. Elektriciteit kan op meer verschillende manieren opgewekt worden en wordt op een meer regionale schaal verhandeld dan olie, kolen en gas. De Nederlandse elektriciteitsprijs was in 2019 lager dan in Aziatische landen als China en Japan, maar hoger dan in de VS. Binnen Europa liggen de Nederlandse elektriciteitsprijzen iets boven het gemiddelde.

In een wereld met alleen duurzame energiebronnen zijn internationale prijsverschillen waarschijnlijk beperkt.

Er zijn verschillende routes om de industrie te verduurzamen. In dit onderzoek focussen we op het verduurzamen van het energiegebruik van de industrie. De toekomstige energieprijzen zijn afhankelijk van de ontwikkeling van de kosten voor de productie van duurzame energie. Op basis van literatuur hebben we geanalyseerd wat de verwachte *levelised costs of energy* (LCOE) is voor landen bij een volledig duurzaam (koolstofarm) energiesysteem in 2050. De internationale verschillen in de LCOE worden voornamelijk verklaard door de verschillende klimatologische mogelijkheden die een land heeft om hernieuwbare energie op te wekken.

De Nederlandse productiekosten van duurzame energie in 2050 zijn ten opzichte van het wereldwijde gemiddelde hoog (ongeveer 60 euro per MWh in Nederland, 54 euro gemiddeld). Maar ten opzichte van landen met veel industrie zoals het VK, Duitsland, India, de VS en China heeft Nederland geen substantieel hogere LCOE. Ten opzichte van deze landen is daarom geen verslechtering van de concurrentiepositie te verwachten. In landen tussen de Kreeftkeerkring en Steenbokskeerkring zijn de productiekosten wel lager. Ten opzichte van deze landen verslechtert de concurrentiepositie maar er zijn vermoedelijk andere factoren die de keuze voor een vestigingsplaats bepalen die voorkomen dat bedrijven daarnaar toe trekken.

In Tabel 1 zetten we de verschillen in energieprijzen in 2019 af tegen de toekomstige prijsverschillen. De getoonde prijsverhoudingen zijn gedefinieerd als het prijsverschil van Nederland ten opzichte van andere landen of regio's. Het beeld dat hieruit naar voren komt is dat de toekomstige prijsverschillen tussen landen waarschijnlijk eerder kleiner dan groter zullen worden.

Tabel 1: Huidige en toekomstige verschillen van energieprijzen en -kosten in Nederland t.o.v. andere landen en regio's

NL t.o.v. Land of Regio	Huidig verschil (situatie 2019)				Toekomstig verschil
	Elektriciteit	Aardgas	Aardolie	Kolen	Energiesysteem
EU27	-10% tot +10%	-20% tot -10%	-10% tot +10%	+10% tot +20%	-10% tot +10%
India	+30% tot +40%	-30% tot -20%	-10% tot +10%	-30% tot -20%	+10% tot +20%
VS	+60% tot +70%	+80% tot +90%	+10% tot +20%	+20% tot +30%	-10% tot +10%
China	-40% tot -30%	-30% tot -20%	-10% tot +10%	-20% tot -10%	-10% tot +10%

Lage transportkosten voorkomen een verslechtering van de concurrentiepositie ten opzichte van landen die relatief goedkoop duurzame energie kunnen produceren.

Tabel 1 gaat ervan uit dat duurzame energie in Nederland geproduceerd wordt. Maar duurzame energie kan ook geïmporteerd worden, in het rapport gaan we dieper in op de rol van energie-import via waterstof (en waterstofdragers). Import is naar verwachting nodig omdat er onvoldoende potentieel is om de volledige vraag naar energie lokaal op te wekken.

Het blijkt dat relatief hoge transportkosten gemoeid zijn bij importeren van schone energie in de vorm van waterstof. Deze hoge transportkosten kunnen gecompenseerd worden door lagere productiekosten van waterstof in het producerende land ten opzichte van het consumerende land. Wanneer we naar de netto kosten kijken (productie- en transportkosten) voor de import uit verschillende landen en regio's lijken de mogelijkheden om in de toekomst 'goedkope' energie uit het buitenland te importeren beperkt. De import van waterstof vanuit Zuid-Europa is het meest aantrekkelijk, deze landen hebben naar verwachting een overaanbod. Met slechts beperkte meerkosten – zo'n 62 euro per MWh versus 60 euro per MWh voor binnenlandse productie – kan waterstof uit deze regio geïmporteerd worden via pijpleidingen. Wanneer gebruik kan worden gemaakt van *retrofitted* pijpleidingen kunnen de kosten zelfs enigszins lager uitvallen dan wanneer gekozen wordt voor binnenlandse productie (ca. 58 euro per MWh). Indien dit niet mogelijk zou zijn, dan zijn er andere manieren om waterstof te importeren. Een aantrekkelijke locatie buiten Europa is Noord-Afrika. De kosten van de invoer van vloeibare waterstof per schip uit Noord-Afrika bedragen ongeveer 70 euro per MWh.

Op basis van het bovenstaande is onze conclusie dat ook als de binnenlandse energieproductie ontoereikend is de concurrentiepositie niet hoeft te verslechteren. Cruciaal daarvoor is dat de transportkosten zo laag mogelijk zijn. Hoe dan ook lijkt het wenselijk om zoveel mogelijk energie lokaal te produceren.

Er is geen reden om de industrie niet te steunen bij het maken van de energietransitie omdat er (vanuit het oogpunt van energieprijzen) geen toekomstperspectief zou zijn. Maar dit hoeft niet te gelden voor elke (sub)industrie.

Het is een grote uitdaging voor Europa om de *net zero*-doelen voor 2050 te halen. Op basis van de huidige ambities is het waarschijnlijk dat veel landen buiten Europa ook na 2050 nog fossiele brandstoffen zullen inzetten. In de tussentijd is van een *level playing field* tussen inzet van duurzame en fossiele brandstoffen nog geen sprake. Om te zorgen voor een gelijk speelveld voor de sector zijn verschillende Europese en Nederlandse instrumenten beschikbaar. De inzet van dergelijke maatregelen zou ondoelmatig zijn als de industrie geen toekomstperspectief heeft. Onze analyse suggereert dat vanuit het perspectief van energieprijzen er geen reden is om dat te veronderstellen, steun in de transitieperiode is daarom gerechtvaardigd. Deze conclusie geldt voor de industrie als geheel en niet noodzakelijk ook voor alle verschillende (sub)-sectoren en bedrijven. In specifieke markten kunnen landen met lage productiekosten van elektriciteit en waterstof namelijk wel degelijk een voordeel hebben waardoor productie in Nederland op lange termijn niet levensvatbaar is. De hoogte van energieprijzen is daarnaast maar één van de factoren die de toekomstige concurrentiepositie bepalen. Dat betekent dat bij steun voor specifieke sectoren of bedrijven een nadere analyse van de toekomstbestendigheid wenselijk is.

1.0 Inleiding

Aanleiding en doel onderzoek

In reactie op de mondiale klimaatverandering heeft Nederland net als veel andere landen ambitieuze doelstellingen vastgesteld om de CO₂-voetafdruk van industriële activiteiten drastisch te verminderen. Het realiseren van deze reductiedoelstellingen vereist dat fossiele energiedragers op grote schaal worden vervangen door duurzame alternatieven. Voor het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) is het relevant om te weten of door deze veranderingen concurrentieverhoudingen tussen landen verschuiven.

Het rapport richt zich op de invloed van de prijzen van fossiele en duurzame energie op de concurrentiepositie van in Nederland gevestigde industrie. Centraal hierbij staat het beantwoorden van de volgende vraag:

In welke mate is de Nederlandse industrie afhankelijk van energieprijzen voor het waarborgen van een goede internationale concurrentiepositie?

Aanpak

In deze studie staan industriële sectoren die als 'energie-intensief' worden bestempeld centraal. Voor energie-intensieve industrieën zijn de productiekosten de belangrijkste bepalende factor voor hun concurrentievermogen. De nadruk ligt op het bestuderen van de huidige prijzen van de meest gangbare energieproducten voor de industrie, namelijk: elektriciteit, aardgas, kolen en aardolie. Wat de toekomst betreft, zullen wij kijken naar de prijzen van duurzame elektriciteit en waterstof, de gedachte is dat de industrie tegen die tijd vooral gebruikt maakt van elektriciteit en waterstof of op waterstof-gebaseerde energiedragers.

Bij het in kaart brengen van de energieprijzen wordt onderscheid gemaakt tussen Nederland, de EU en de rest van de wereld. Regio's worden met elkaar vergeleken om te zien waar de energieprijzen verhoudingsgewijs laag of hoog zijn en waarom dat zo is. Regio's die in de toekomst gekenmerkt zullen worden door relatief lage energieprijzen, zullen een concurrentievoordeel genieten. Volgens de beginselen van economische efficiëntie zullen energie-intensieve bedrijven immers eerder geneigd zijn hun productieactiviteiten naar dergelijke regio's te verplaatsen¹. Dit hoeft overigens geen fysieke verplaatsing te zijn, maar zal zich eerder manifesteren als een verlies van marktaandeel aan bedrijven in landen die structureel lagere energieprijzen kennen. Dit verlies aan marktaandeel vertaalt zich in verlies aan toegevoegde waarde en werkgelegenheid² voor Nederland³. Let wel dat een dergelijk verlies aan marktaandeel niet per se afbreuk hoeft te doen aan het welvaartsniveau van de Nederlandse bevolking. Immers, wanneer de invoer van in het buitenland geproduceerde goederen voor de Nederlandse consument lagere kosten met zich meebrengt dan wanneer zij in het binnenland zouden zijn

¹ Vooral wanneer de transportkosten van energiedragers hoog zijn. In dat geval zal de transactieprijs (exclusief transportkosten) van energieproducten een nog doorslaggevendere rol spelen bij de vestigingsbeslissing van energie-intensieve industriële bedrijven.

² Een daling in werkgelegenheid als gevolg van een verslechtering van de concurrentiepositie van de energie-intensieve industrie zal in tijden van economische voorspoed en bij een liquide arbeidsmarkt echter kortstondig zijn. In een dergelijke situatie zullen mensen namelijk snel elders werk vinden.

³ De totale bruto toegevoegde waarde van de sectoren die tot de 'energie-intensieve industrie' behoren bedraagt in 2019 ongeveer 4,6% van het totale Nederlandse BBP (CBS, 2019). In de energie-intensieve industrie zijn zo'n 337.600 personen werkzaam, dit is ongeveer 3,5% van de totale Nederlandse beroepsbevolking (CBS, 2019).

geproduceerd, is er sprake van een toename van het consumentensurplus, wat zich vertaalt in een hoger welvaartsniveau.

Het is belangrijk te benadrukken dat er talrijke factoren zijn die bepalen hoe aantrekkelijk het industriële vestigingsklimaat van een land is⁴. Dit rapport richt zich alléén op de vestigingsplaatsfactor⁵ 'energieprijzen'.

Om de onderzoeksvraag te beantwoorden maken we gebruik van literatuuronderzoek en data-analyses. Onze data-analyses baseren wij grotendeels op statistieken die gepubliceerd zijn door het CBS en Eurostat of wetenschappelijke studies. Wegens de beschikbaarheid van data uit dergelijke bronnen hebben de meeste statistieken die in deze studie vermeld worden betrekking op de periode tot en met 2019. Het is belangrijk om op te merken dat de omstandigheden op de energiemarkt in de periode 2020-2022 sterk verschillen van die in 2019 en de jaren daarvoor. De jaren 2020 tot 2022 zijn namelijk gekenmerkt door de coronapandemie en de recente energiecrisis⁶. De marktomstandigheden waren in 2019 statistisch gezien dus normaler dan in de periode 2020-2022, waardoor het een adequater referentiejaar is.

Leeswijzer

Om de afhankelijkheid van de internationale concurrentiepositie van de Nederlandse industrie t.a.v. energieprijzen te onderzoeken is het rapport als volgt opgebouwd:

- In [Hoofdstuk 2](#) wordt de [huidige situatie](#) met betrekking tot de internationale verschillen in energieprijzen onderzocht. Daarnaast wordt nagegaan welke industriële sectoren als "energie-intensief" bestempeld kunnen worden en wordt geanalyseerd hoe kwetsbaar hun winstgevendheid is voor schommelende energieprijzen.
- In [Hoofdstuk 3](#) wordt de [toekomstige situatie](#) verkend. Er wordt nagegaan of de prijzen van duurzame energieproducten elders in de wereld in de toekomst substantieel lager (hoger) zijn dan in Nederland, wat zou betekenen dat de concurrentiepositie van energie-intensieve bedrijven in Nederland op langere termijn verslechtert (verbetert).
- In [Hoofdstuk 4](#) analyseren we welke rol verschillende beleidsinstrumenten kunnen spelen om de aantrekkelijkheid van het [Nederlandse vestigingsklimaat voor de industrie te waarborgen](#) in het licht van de verwachte internationale verschillen in energieprijzen. Dit hoofdstuk vormt samen met paragraaf 3.4. ook de conclusie.

⁴ [Ecofys \(2015\) - Electricity Costs of Energy Intensive Industries](#) vond bijvoorbeeld dat industriële bedrijven ook kijken naar het gemiddelde opleidingsniveau van de beroepsbevolking van een land en de fysieke afstand van een land tot belangrijke afzetmarkten.

⁵ Zie <https://themasites.pbl.nl/eu-trade/index2.html?vis=comp-scores> voor een internationale vergelijking van het vestigingsklimaat van landen, uitgedrukt in diverse vestigingsfactoren.

⁶ De Nederlandse economie is flink aangetrokken nadat de coronapandemie werd beteugeld. Hierdoor is de vraag naar elektriciteit en gas enorm toegenomen, terwijl onze gasvoorraden nog niet helemaal gevuld waren. Ook het terugschroeven van de gaswinning in Groningen én de verminderde gaslevering vanuit Rusland gaven de gasprijs een extra zetje omhoog. Daarbovenop komt momenteel de forse stijging van de gasprijs als gevolg van de oorlog in Oekraïne.

2.0 Huidige stand van zaken

In dit hoofdstuk kijken we naar de huidige stand van zaken omtrent prijzen van belangrijke energieproducten in Nederland, de Europese Unie en daarbuiten. Het hoofdstuk start met een analyse van het belang van energie voor verschillende sectoren.

2.1 Energie-intensieve industrie

Het gebruik van energie is essentieel voor het functioneren van de Nederlandse economie. Iedere economische sector gebruikt energie voor het vervaardigen van producten en het leveren van diensten, maar energie is niet voor alle sectoren een even belangrijke inputfactor. Sectoren verschillen van elkaar in de mate waarin zij energie nodig hebben om waarde toe te voegen aan de economie. Sectoren die relatief veel energie nodig hebben om een eenheid van economische waarde te genereren bestempelen wij als 'energie-intensief'. Het kostenaandeel van energie is betrekkelijk groot voor bedrijven die actief zijn in energie-intensieve sectoren. Dergelijke bedrijven zijn dus sterk afhankelijk van de energieprijzen om winst te kunnen maken. Logischerwijs spelen (lokale) energieprijzen een rol in de vestigingsbeslissingen van deze bedrijven.

We kijken eerst naar het energiegebruik van verschillende economische sectoren in Nederland. Daarnaast wordt bepaald hoe hoog de toegevoegde waarde is van de verschillende sectoren aan het Nederlandse bruto binnenlands product. Deze twee datareeksen worden naast elkaar gelegd om te bepalen wat de *energie-intensiteit* van de sectoren is. Deze energie-intensiteit is een indicatie van de hoeveelheid energie die bedrijven in een sector gemiddeld nodig hebben om een eenheid (bijv. miljoenen euro's) economische waarde te genereren. We beschouwen een sector als energie-intensief wanneer het energiegebruik meer dan – of gelijk is aan – 0,005 PJ⁷ per miljoen euro in toegevoegde waarde. Van deze energie-intensieve sectoren selecteren wij de bedrijfstakken die actief zijn in de secundaire of industriële sector. Deze secundaire sector is de economische sector met alle bedrijven en activiteiten die de grondstoffen van de primaire sector verwerken. De secundaire sector betreft bijv. de proces-/maakindustrie en bouwnijverheid. Alle bedrijfstakken die voldoen aan deze definitie vormen samen de categorie 'energie-intensieve industrie' (kortweg: EII).

Energie-intensiteit van Nederlandse bedrijfstakken

Wij interpreteren de energie-intensiteit van een sector als een maatstaf voor het belang van energie voor de winstgevendheid van bedrijven die in die sector actief zijn. De energie-intensiteit van een sector kan binnen deze definitie op twee manieren uitgedrukt worden, te weten: als de *energie-efficiëntie van economische waardecreatie*, en de gemiddelde *energiekostenlast* van bedrijven binnen een sector⁸. De eerste indicator is het energievolume

⁷ 1 PJ staat gelijk aan ca. 0,278 TWh. In 2020 was het totale jaarlijkse Nederlandse elektriciteitsverbruik ca. 4.000 PJ (ca. 111 TWh) (CBS, 2021). Uitgaande van het energieverbruik van een gemiddeld Nederlands huishouden van ongeveer 2,5 MWh per jaar (Milieucentraal, 2022), kan 1 PJ voorzien in de jaarlijkse energiebehoefte van ongeveer 11 duizend huishoudens.

⁸ Ondanks dat deze twee indicatoren beide hetzelfde beogen te meten kan het in bepaalde omstandigheden voorkomen dat ze van elkaar divergeren. Neem bijvoorbeeld een situatie waarin een bedrijf een zeer lage prijs voor energie betaalt en relatief hoge kosten maakt voor andere inputfactoren zoals arbeid of materieel (fysiek kapitaal). In een dergelijk geval is de energiekostenlast laag, wat duidt op een lage energie-intensiteit. Veronderstel ook dat de fysieke energie-efficiëntie van productie van dit bedrijf laag is en de verkoopprijs van output ook.

dat nodig is om één eenheid economische output te produceren; hoe minder (meer) energie er nodig is om een euro aan waarde te creëren, hoe hoger (lager) de energie-efficiëntie van waardecreatie. De tweede indicator betreft het gemiddelde van de aandelen van energiekosten ten opzichte van de totale productiekosten van de bedrijven die actief zijn in een bepaalde sector. De energiekostenlast drukt uit in welke mate de brutowinstmarge van een bedrijf zou worden beïnvloed door een stijging van de energieprijzen in vergelijking met stijgingen in de prijzen van andere inputfactoren. Hoe hoger de energiekostenlast van een bedrijf, hoe kwetsbaarder de brutowinstmarge van dat bedrijf is voor stijgingen in de energieprijzen.

De energiekostenlast is de meest gedetailleerde graadmeter voor de energie-intensiteit van een sector omdat deze gebaseerd is op gegevens die betrekking hebben op bedrijfsspecifieke kostenstructuren. De berekening van de energiekostenlast is moeilijk door het gebrek aan beschikbare gegevens. De energie-intensiteit van waardecreatie kan worden berekend op basis van geaggregeerde statistieken die door het CBS openbaar zijn gemaakt. Hoewel deze indicator op een hoger aggregatieniveau wordt berekend, is het een valide indicator voor de algemene energie-intensiteit van bedrijven die in dezelfde sector actief zijn. Wij kiezen er daarom voor om de energie-intensiteit van Nederlandse bedrijfstakken te kwantificeren als het energievolume dat nodig is om een miljoen euro aan economische waarde te genereren⁹.

Tabel 2 laat zien wat de energie-intensiteit is van verschillende Nederlandse bedrijfstakken. De sectoren zijn gerangschikt volgens dalende energie-intensiteit. Te zien is dat, bij het hanteren van een grenswaarde van 0,005 PJ per miljoen euro (aangegeven middels stippe lijn), de sectoren die tot de EII-categorie horen zijn: chemische industrie (SBI 20), de aardolieaffinaderijen (SBI 19), basismetalenindustrie (SBI 24), elektrische apparaten industrie (SBI 27), papierindustrie (SBI 17), de bouwmaterialenindustrie (SBI 23) en de voedingsmiddelenindustrie (SBI 10). De visserij, landbouw en delfstoffenwinning worden, ondanks dat ze als energie-intensief geclassificeerd zijn, niet meegenomen in de EII-groep omdat zij niet tot de industriële sector behoren (zie definitie van de EII-groep in de introductie van dit hoofdstuk). Tezamen gebruiken deze EII-sectoren op jaarlijkse basis 1.087 PJ (wat zich vertaalt naar 36% van het totale Nederlandse energiegebruik). De EII-groep genereert hiermee een bruto toegevoegde waarde van ruim 34,5 miljard euro (4,2% van het Nederlands BBP).

De gegevens in de tabel betreffen sectoren waarvan informatie beschikbaar is over zowel het energiegebruik als de bruto toegevoegde waarde (Bijlage 1 bevat een meer uitgebreide tabel waarin ook sectoren zijn opgenomen waarvan informatie over een van de twee variabelen ontbreekt).

In dit geval is de energie-efficiëntie van waardecreatie ook laag omdat het bedrijf betrekkelijk veel energie gebruikt om een eenheid aan economische waarde te genereren. Als deze laatste indicator wordt gebruikt, zou de energie-intensiteit van dit bedrijf juist als hoog worden beoordeeld. Het is dus belangrijk om beide indicatoren in ogenschouw te nemen om een compleet beeld te krijgen van hoe het gesteld is met de energie-intensiteit van een bedrijf.

⁹ Aangezien energie-intensiteit wordt uitgedrukt in verhouding tot de geproduceerde bruto toegevoegde waarde, is het geen directe maatstaf voor de fysieke energie-efficiëntie van sectorale productie. Dit komt omdat zij onderhevig is aan, onder andere, prijseffecten; als bijvoorbeeld de bruto toegevoegde waarde van een sector toeneemt ten gevolge van prijsstijgingen die worden veroorzaakt door bijv. aanbodtekorten en de fysieke energie-efficiëntie van productie blijft gelijk, dan neemt de sectorale energie-intensiteit af terwijl er aan de fysieke werkelijkheid niets is veranderd.

Tabel 2: Overzicht energie-intensiteit Nederlandse bedrijfstakken

Bedrijfstak	Totaal Energiegebruik	Bruto Toegevoegde Waarde	Aandeel Energiegebruik ¹	Aandeel BBP ²	Energie-intensiteit
<i>SBI 2008</i>	<i>PJ</i>	<i>€ mln</i>	<i>%</i>	<i>%</i>	<i>PJ / € mln</i>
20 Chemische industrie	760	10.860	24,9%	1,3%	0,070
19 Aardolie-industrie (Olieraffinaderijen)	146	1.603 ¹⁰	4,8%	0,2%	0,091
24 Basismetalaalindustrie	44	2.046	1,5%	0,3%	0,022
03 Visserij	6	306	0,2%	0,0%	0,021
01 Landbouw	160	12.823	5,2%	1,6%	0,012
27 Elektrische apparatenindustrie	19	3.180	0,6%	0,4%	0,006
17 Papierindustrie	20	2.178	0,7%	0,3%	0,009
08 Delfstoffenwinning (geen olie en gas)	5	458	0,2%	0,1%	0,010
23 Bouwmaterialenindustrie	22	2.229	0,7%	0,3%	0,010
10 Voedingsmiddelenindustrie	75	12.458	2,5%	1,5%	0,006
11 Drankenindustrie	6	1.511	0,2%	0,2%	0,004
22 Rubber- en kunststofproductindustrie	10	3.111	0,3%	0,4%	0,003
36 Waterleidingbedrijven	3	1.002	0,1%	0,1%	0,003
16 Houtindustrie	2	1.216	0,1%	0,1%	0,002
25 Metaalproductenindustrie	12	7.834	0,4%	1,0%	0,001
18 Grafische industrie	2	1.257	0,1%	0,2%	0,001
21 Farmaceutische industrie	4	2.811	0,1%	0,3%	0,001
31 Meubelindustrie	2	1.442	0,1%	0,2%	0,001
29 Auto- en aanhangwagenindustrie	3	3.004	0,1%	0,4%	0,001
30 Overige transportmiddelenindustrie	2	1.481	0,0%	0,2%	0,001
33 Reparatie en installatie van machines	2	3.760	0,0%	0,5%	0,000
26 Elektrotechnische industrie	2	4.387	0,1%	0,5%	0,000
28 Machine-industrie	5	13.477	0,2%	1,7%	0,000
32 Overige industrie	1	3.907	0,0%	0,5%	0,000

Bron: Energiebalans (CBS, 2019); Productie- en inkomenscomponenten bbp (CBS, 2019), analyse door Ecorys (2022)

¹ In 2019 had Nederland als land een energieverbruik van ca. 3.050 PJ (CBS, 2019)

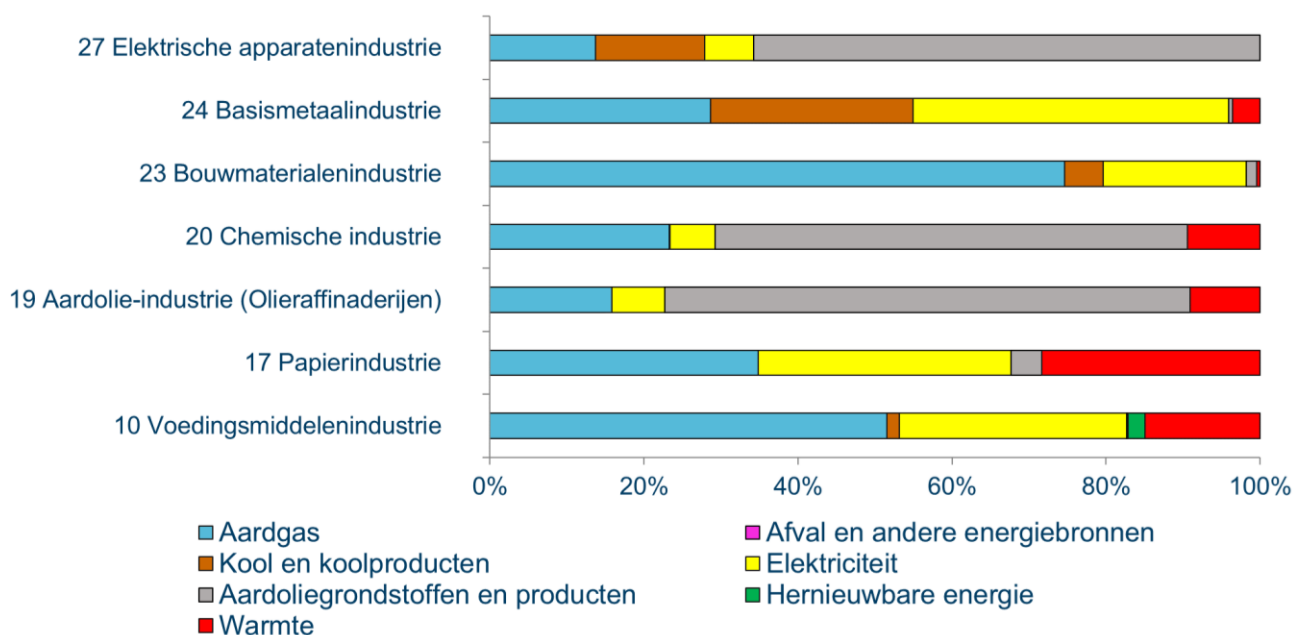
² Het BBP van Nederland bedroeg ca. € 813 miljard in 2019 (CBS, 2019)

¹⁰ Dit cijfer betreft de aardolie-industrie en bevat behalve de zes olieraffinagebedrijven ook producenten van smeerolie. Deze producenten gebruiken afgewerkte olie van de raffinagebedrijven om op te werken tot basisolie voor smeermiddelen en zijn dermate verweven met raffinagebedrijven dat ze in de statistieken van het CBS (en Eurostat) samengenomen worden.

Energiegebruik EII-sectoren

De volgende figuren laten zien hoe het energiegebruik van de Nederlandse EII-sectoren is verdeeld in verschillende energieproducten. Alle figuren zijn gebaseerd op data afkomstig van het CBS¹¹. De figuren maken duidelijk hoe sommige EII-sectoren afhankelijker zijn van bepaalde energieproducten dan andere. De chemische industrie, aardolie-industrie en elektrische apparatenindustrie gebruiken bijvoorbeeld hoofdzakelijk aan olie-verbonden energieproducten. De voedingsmiddelen- en bouwmaterialenindustrie gebruiken daarentegen voornamelijk aardgas om hun productieactiviteiten aan te drijven. Het energiegebruik van de papierindustrie bestaat voor een groot deel uit warmte. De basismetaalindustrie gebruikt daarentegen, relatief gezien, de meeste elektriciteit.

Figuur 1: Energiegebruik EII-sectoren verdeeld over energieproducten



Bron: CBS (2019), analyse door Ecorys (2022)

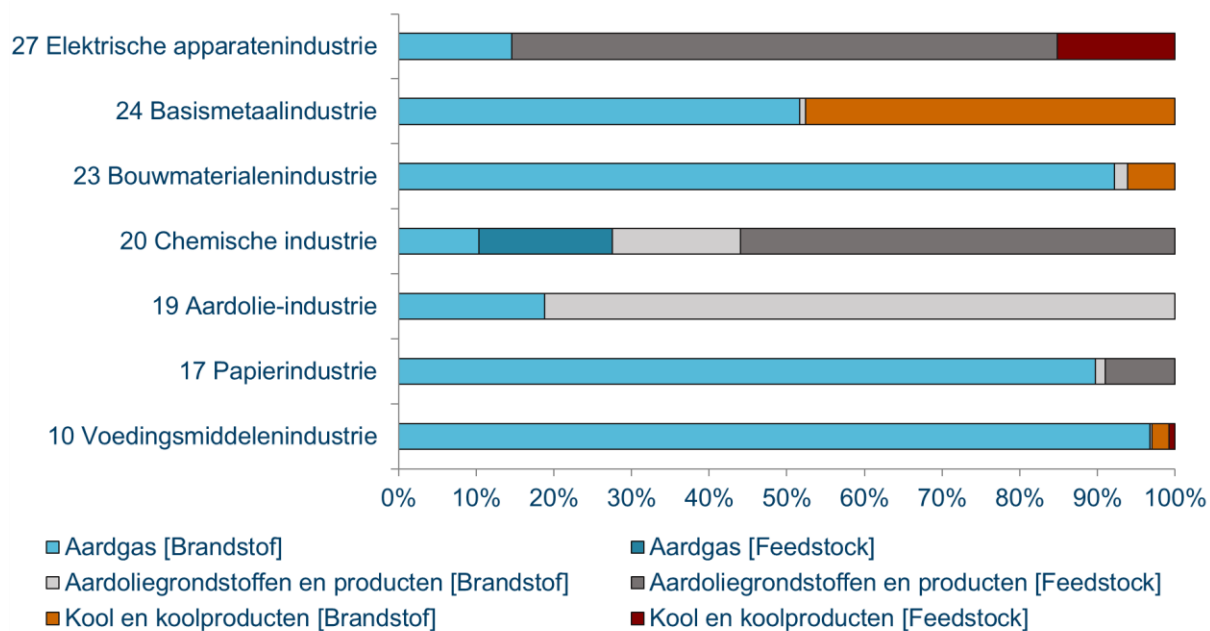
Figuur 2 laat zien hoe het energiegebruik van EII-sectoren is onderverdeeld over energetisch (brandstof) versus non-energetisch (feedstock) verbruik; donkere kleuren stellen gebruik als feedstock voor, de lichtere kleuren geven gebruik als brandstof aan. Van het totale energiegebruik van de EII-sectoren wordt ca. 44% ingezet als brandstof, de overige 56% wordt gebruikt als feedstock.

Te zien is dat aardgas en kolen vooral als brandstof worden gebruikt. Aardolie wordt doorgaans het meest als feedstock gebruikt door de energie-intensieve industrie. De figuur laat zien dat vooral de chemische en elektrische apparatenindustrie een betrekkelijk groot deel van hun aardolieconsumptie inzetten als feedstock. Zo wordt er in deze sectoren bijvoorbeeld nafta (een aardoliefractie) gebruikt als grondstof voor de productie van kunststoffen. Verder is te zien dat het energiegebruik van de basismetaalindustrie en aardolie-industrie¹² volledig bestaat uit energetisch verbruik.

¹¹ <https://opendata.cbs.nl/#/CBS/nl/dataset/83989NED/table>

¹² Het CBS categoriseert de ongeraffineerde aardolie en aardgas die de aardolie-industrie gebruikt bij de vervaardiging van geraffineerde olieproducten als brandstof. Deze geraffineerde olieproducten worden vervolgens als grondstof (feedstock) geclassificeerd wanneer zij gebruikt worden in de productieprocessen van bijv. de petrochemische industrie (welke binnen de basischemie van de chemische industrie valt).

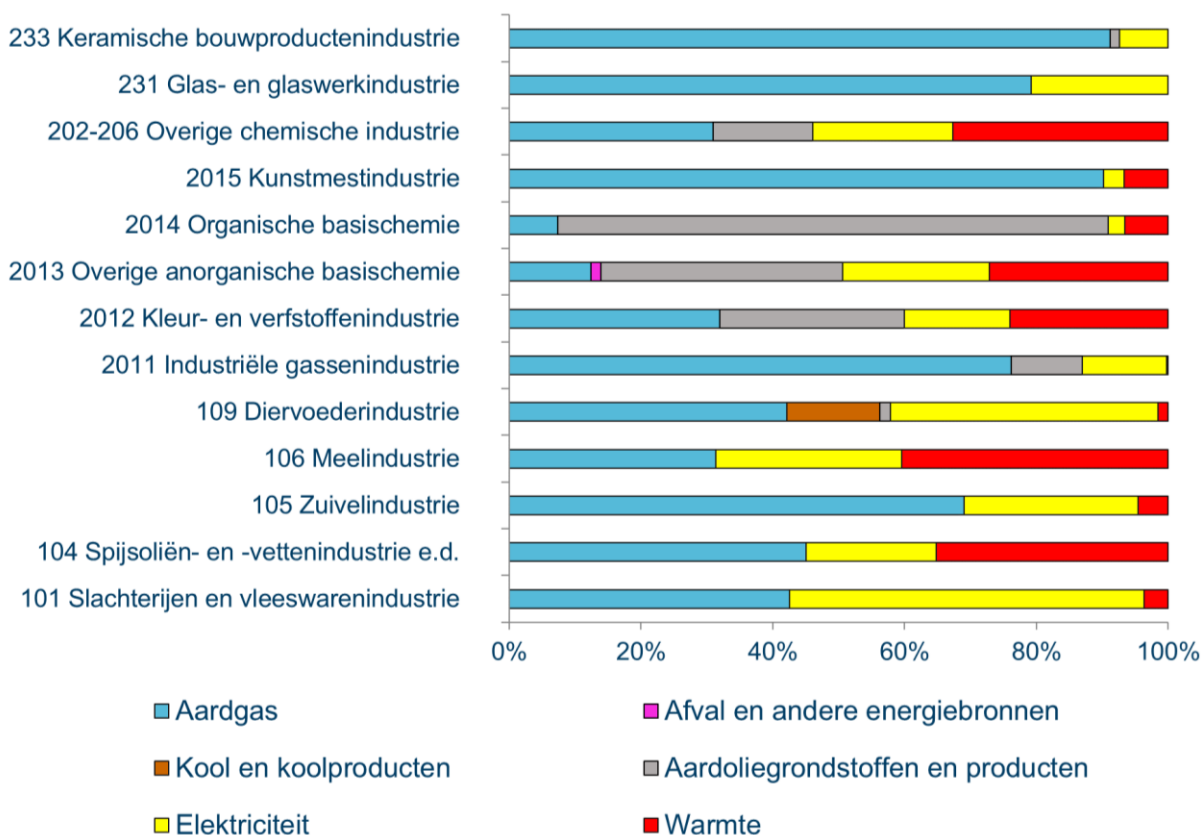
Figuur 2: Energetisch en non-energetisch verbruik EII-sectoren verdeeld over energieproducten



Bron: [CBS \(2019\)](#), analyse door Ecorys (2022)

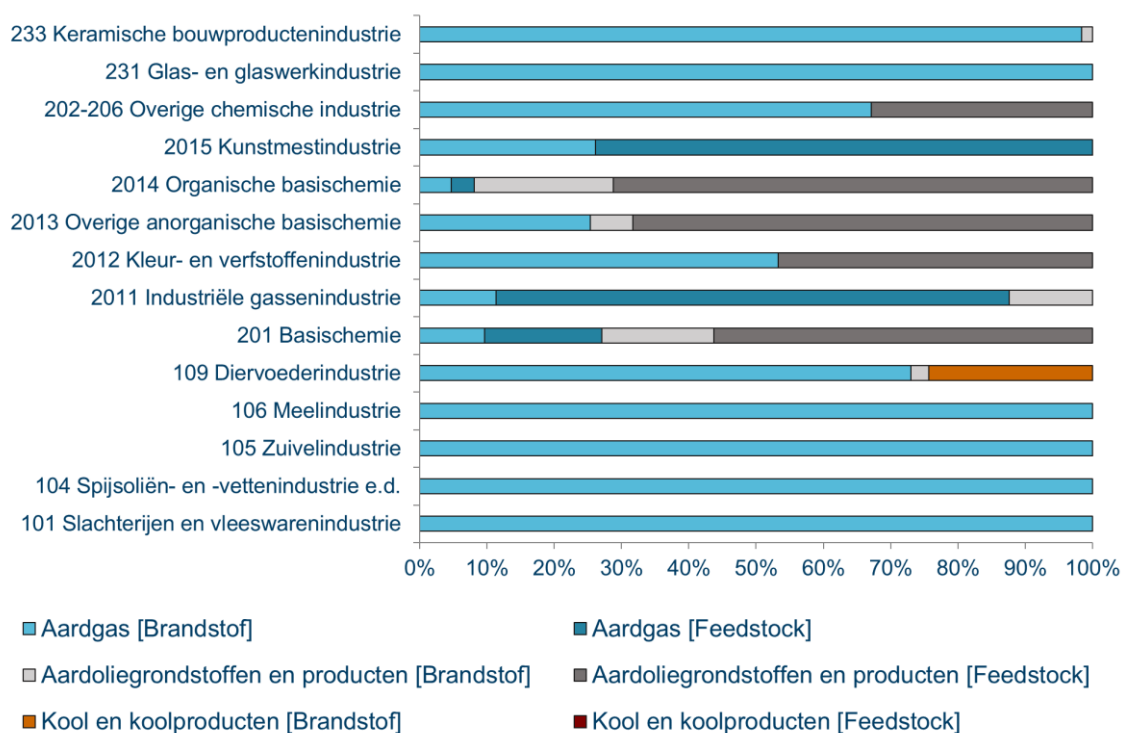
De volgende figuren laten dezelfde data zien als in figuur 1 en 2 maar dan voor een lager aggregatieniveau (d.w.z. SBI-codes hoger dan 2 cijfers). Data is beschikbaar voor sub-sectoren in de bouwmaterialenindustrie (SBI = 23), de chemische industrie (SBI = 20) en de voedingsmiddelenindustrie (SBI 10).

Figuur 3: Energiegebruik EII sub-sectoren verdeeld over energieproducten



Bron: CBS (2019), analyse door Ecorys (2022)

Figuur 4: Energetisch en non-energetisch verbruik EII sub-sectoren verdeeld over energieproducten



Bron: CBS (2019), analyse door Ecorys (2022)

Ketenafhankelijkheid van de energie-intensieve industrie in Nederland

Hoewel de winstgevendheid van de energie-intensieve industrie per definitie het meest afhankelijk is van het niveau van de energieprijzen, geldt deze afhankelijkheid ook voor andere sectoren. De sectoren die afhankelijk zijn van producten uit de energie-intensieve industrie voor hun eigen bedrijfsactiviteiten zullen namelijk net zo goed geraakt worden door stijgende energieprijzen. Deze 'ketenafhankelijkheid' kan inzichtelijk gemaakt worden door te kijken naar de toegevoegde waarde van de producten en diensten die naar en van de EII-sectoren vloeien in de Nederlandse economie.

De volgende tabel toont informatie over de toegevoegde waarde in de keten van toeleveranciers en afnemers van de EII-sectoren in de Nederlandse economie¹³. Elke bedrijfstak heeft twee ketens: een zogeheten "upstream" keten (de toeleveranciers) en een "downstream" keten (de afnemers). Elke keten bestaat meestal uit alle andere bedrijfstakken omdat alle bedrijfstakken (meestal) aan alle andere bedrijfstakken (direct en indirect) verbonden zijn. De downstream keten van een bepaalde bedrijfstak wordt veroorzaakt door het verkopen van de producten van die bedrijfstak en het gebruik daarvan door afnemers, afnemers van afnemers, enzovoorts. De upstream keten van een bepaalde bedrijfstak wordt veroorzaakt door het inkopen bij toeleveranciers van producten door die bedrijfstak om te kunnen produceren. De effecten in de keten worden uitgedrukt in termen van toegevoegde waarde¹⁴. Het upstream (of downstream) effect van een bepaalde bedrijfstak is de som van de toegevoegde waarde in de andere bedrijfstakken die toe te delen is aan de inkoop (of de verkoop) van die specifieke bedrijfstak.

De volgende tabel toont voor elke EII-sector de upstream- en downstream toegevoegde waarde die kan worden toegewezen aan elke euro die door de EII-sector in kwestie wordt gegenereerd. De multipliers in de tabel geven de mate weer waarin EII-sectoren zorgen voor waardecreatie elders in de economie. Te zien is dat de voedingsmiddelenindustrie het sterkste downstream-effect heeft van de EII-sectoren. De multiplier van 2,05 geeft aan dat voor elke euro die door de voedingsmiddelenindustrie wordt gegenereerd, er 1,05 euro aan waarde gecreëerd wordt in andere sectoren die direct of indirect zorgen voor de waardecreatie die plaatsvindt in de voedingsmiddelenindustrie. Het sterkste downstream-effect is te zien bij de aardolie-industrie, de multiplier van 2,38 betekent dat deze bedrijfstak ervoor zorgt dat voor iedere euro aan waarde die zij genereert, er 1,38 euro bovenop komt voor de economie als geheel.

Sector	SBI	Toegevoegde waarde	Upstream toegevoegde waarde	Downstream toegevoegde waarde	Upstream multiplier	Downstream multiplier
Voedingsmiddelenindustrie	10	€ 12.458 mln	€ 13.051 mln	€ 4.585 mln	2,05	1,37
Papierindustrie	17	€ 2.178 mln	€ 1.179 mln	€ 1.525 mln	1,54	1,70
Aardolie-industrie	19	€ 1.603 mln	€ 1.665 mln	€ 2.211 mln	2,04	2,38
Chemische industrie	20	€ 10.860 mln	€ 6.863 mln	€ 2.934 mln	1,63	1,27
Bouwmaterialenindustrie	23	€ 2.229 mln	€ 1.315 mln	€ 2.626 mln	1,59	2,18
Basismetalaalindustrie	24	€ 2.046 mln	€ 2.016 mln	€ 1.850 mln	1,99	1,90
Elektrische apparatenindustrie	27	€ 3.180 mln	€ 1.288 mln	€ 916 mln	1,41	1,29

¹³ <https://www.cbs.nl/nl-nl/maatwerk/2022/11/toegevoegde-waarde-in-de-keten>

¹⁴ Toegevoegde waarde (bruto, in basisprijzen) is het verschil tussen de productie (in basisprijzen) en intermediaire consumptie (exclusief aftrekbaar btw). Intermediaire consumptie betreft de betalingen voor goederen en diensten die als input gebruikt worden voor de bedrijfsactiviteiten van een bepaalde sector aan andere sectoren.

Internationale vergelijking energiekostenlast industrie

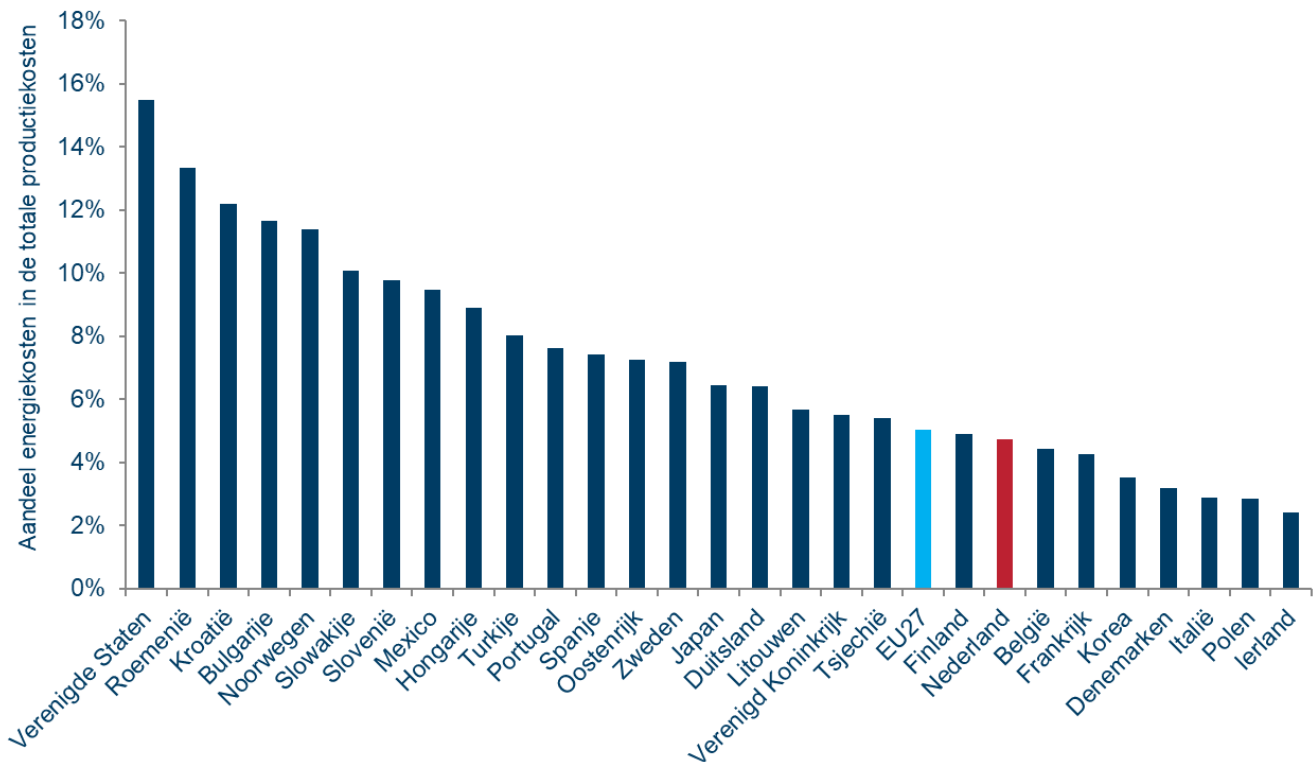
Niet alle energie-intensieve industrieën zijn even kwetsbaar voor een stijging van de energieprijzen. De kwetsbaarheid van een energie-intensieve onderneming t.a.v. energieprijsstijgingen wordt grotendeels bepaald door de hoogte van haar energiekostenlast. De energiekostenlast drukt de energiekosten van een onderneming uit als een deel van de totale productiekosten. De energiekosten worden bepaald door de inkoop van energieproducten (zowel brandstof als grondstof)¹⁵. De totale productiekosten worden berekend door de personeelskosten en de kosten van goederen (b.v. materialen, vervoer) en diensten bij elkaar op te tellen. De energiekostenlast geeft zodoende een indicatie van hoe sterk energieprijzen de winstgevendheid van een bedrijf beïnvloeden. Als de energiekostenlast van een bedrijf hoog is, zal de brutowinstmarge van dat bedrijf sterker te lijden hebben onder stijgende energieprijzen. Let op dat de energiekostenlast niet alleen afhankelijk is van energieprijzen maar ook van de kosten van andere inputfactoren (e.g. arbeid, materiaal), de specifieke producten die geproduceerd worden door een onderneming en de efficiëntie van het productieproces.

De volgende figuur maakt een internationale vergelijking van de gemiddelde energiekostenlast voor de sectoren die tot de EII-groep behoren (zie Bijlage 2 voor een visualisatie van de gegevens uitgesplitst per sector)¹⁶. De gemiddelde energiekostenlast voor de energie-intensieve industrie in de geselecteerde landen schommelt tussen de 2% en 16%. Te zien is dat de energie-intensieve industrie in Nederland gemiddeld genomen een relatief lage energiekostenlast heeft. De EII-sectoren in de Verenigde Staten zijn daarentegen gekenmerkt door een relatief hoge energiekostenlast¹⁷.

¹⁵ Data omtrent de inkoop van energieproducten zijn alleen beschikbaar voor de vier belangrijkste brandstoffen (steenkool, elektriciteit, gas, olie). Sommige sectoren hebben een redelijk groot aandeel alternatieve brandstoffen (biomassa, afval en warmte) in hun brandstofmix (zie figuren 1 t/m 4); deze energieproducten zijn, vanwege gebrek aan bruikbare data, niet meegenomen in de berekening van de energiekostenlast.

¹⁶ Voor Nederland is alleen data beschikbaar voor de chemische industrie, de elektrische apparatenindustrie, papierindustrie en voedingsmiddelenindustrie. Aangezien $N = 4$ voor Nederland, werd besloten in deze analyse alleen landen op te nemen waarvan ten minste 4 van de 7 EII-sectoren in de database vertegenwoordigd zijn. Dit selectie criterium is gebaseerd op de afweging tussen het opnemen van Nederland (waarvoor beperkte gegevens beschikbaar zijn) en het maximaliseren van het aantal sectoren achter de berekende gemiddelden voor de gepresenteerde landen.

¹⁷ In Sectie 2.2 wordt duidelijk dat de VS doorgaans gekenmerkt is door lage energieprijzen. Het is dus opvallend dat de industrie in de VS over het algemeen gekenmerkt is door een hoge energiekostenlast. Hier bestaan verschillende mogelijke verklaringen voor. Zo kan het zijn dat bepaalde bedrijven, waarvan de productieprocessen bijzonder energie-intensief zijn, zich juist in de VS vestigen vanwege de betrekkelijk lage energieprijzen aldaar. Als gevolg hiervan kan de gemiddelde energiekostenlast in de VS relatief hoog zijn terwijl de energieprijzen daar relatief laag zijn. Een andere mogelijke verklaring is dat de industrie in de VS relatief inefficiënt is en meer energie nodig heeft voor haar productieactiviteiten dan de industrie elders; in dit geval zouden er geen verschillen in de samenstelling van de industrie tussen de landen behoeven te zijn om verschillen in de energiekostenlast te verklaren. Een derde mogelijke verklaring voor deze bevinding ligt in de geldigheid van de wijze waarop de energiekostenlast is geraamd door [Trinomics \(2020\)](#). [Trinomics \(2020\)](#) wijzen erop dat hun ramingen van de energiekosten kunnen afwijken van de werkelijkheid, bijvoorbeeld door mogelijke fouten in de ramingen van de exacte samenstelling van het energieverbruik van bedrijven, en/of doordat in hun analyse geen rekening wordt gehouden met prijskortingen of belastingvrijstellingen die gelden voor bepaalde energie-intensieve industrieën. Vervolgonderzoek is nodig om hierover sluitende conclusies te kunnen trekken.

Figuur 5: Internationale vergelijking gemiddelde energiekostenlast voor energie-intensieve industrie¹⁸

Bron: [Trinomics \(2020\)](#), analyse door [Ecorys \(2022\)](#)

2.2 Energieprijsverschillen

Deze sectie kijkt naar de prijzen van de meest gangbare energieproducten, namelijk: aardolie, aardgas, en elektriciteit. De prijzen van deze energieproducten in Nederland worden vergeleken met Europese lidstaten en met landen in de rest van de wereld. Deze prijsvergelijking schetst een beeld van de algemene aantrekkelijkheid van Nederland voor energie-intensieve ondernemingen.

Prijzen voor aardolie, aardgas en kolen

Olie, aardgas en kolen worden allen verhandeld op een wereldwijde 'commodity markt'¹⁹. In de volgende paragrafen worden de markten voor elk van deze energieproducten beschreven.

Olieprijs

De volgende figuur laat zien hoe de olieprijs zich door de tijd heen heeft ontwikkeld. Zoals bij de meeste commodities het geval is, zijn vraag en aanbod op de mondiale oliemarkt de fundamentele factoren die de olieprijs bepalen. Naast vraag en aanbod wordt de olieprijs beïnvloed door speculanten die op prijsbewegingen speculeren

¹⁸ De industrie-codes die voor de EI-sectoren zijn gehanteerd, zijn: C201 voor de chemische industrie, C241 voor de basismetalaalindustrie, C27 voor de elektrische apparatenindustrie, C171 voor de papierindustrie, C235 voor de bouwmaterialenindustrie, C106 voor de voedingsmiddelenindustrie, en C192 voor de olieraffinage.

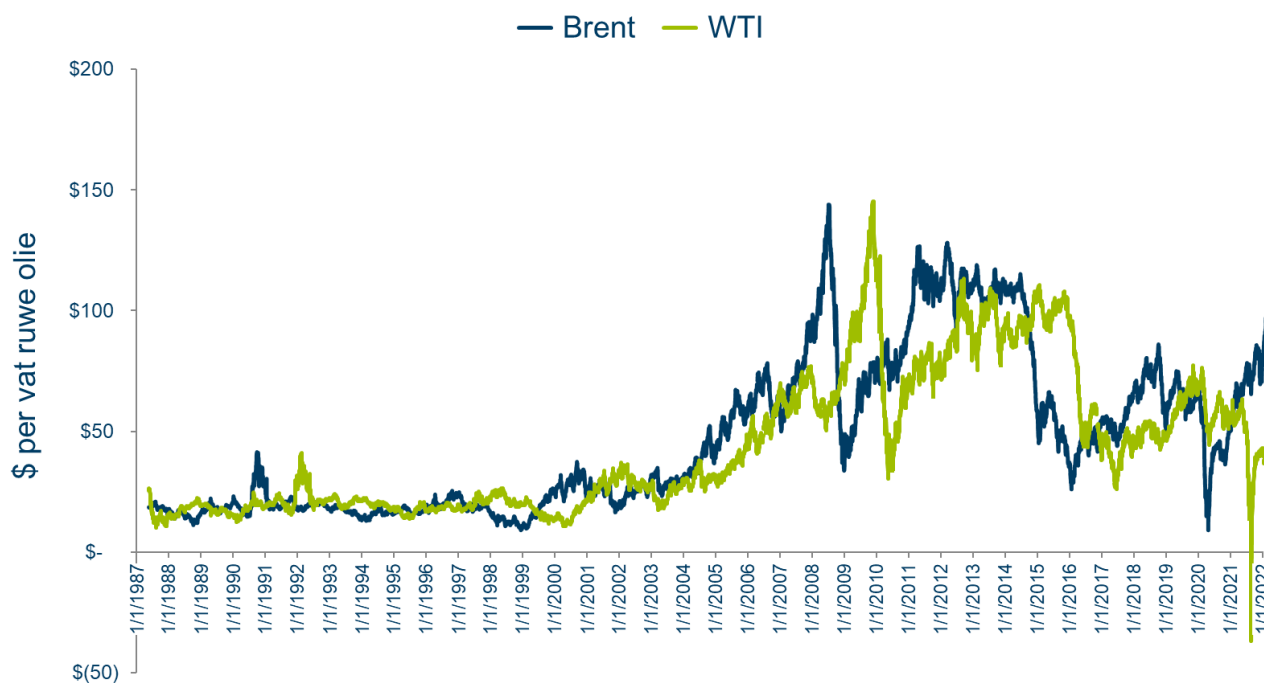
¹⁹ Een commodity markt is een marktplaats voor het kopen, verkopen en verhandelen van grondstoffen of primaire- of basisproducten. Commodity markten bestaan uit spotmarkten en derivatenmarkten; op de 'spotmarkt' is sprake van onmiddellijke (korte-termijn) levering en op 'derivatenmarkten' is sprake van levering in de toekomst (lange-termijn).

en *hedgers* die (lange-termijn) prijsafspraken maken om kostenrisico's te beperken. Het olieaanbod wordt grotendeels gecontroleerd door een kartel van olieproducerende landen, de OPEC. De mondiale vraag naar olie wordt bepaald door alles van benzine voor auto's, kerosine voor vliegtuigen tot elektriciteitsopwekking. Tussen landen kan de prijs die EIU-sectoren voor aardolie betalen verschillen vanwege verschillen in transportkosten en de belastingen die de overheid heft op de consumptie van olie en aardolieproducten.

Olie wordt verhandeld op beurzen in de vorm van zogenaamde 'oliebenchmarks'. Deze benchmarks stellen handelaren in staat snel de kwaliteit en de boorlocatie te bepalen van de olie die zij kopen en verkopen. De meest gebruikte benchmarks zijn de 'Brent crude' en 'West Texas Intermediate'. Brent ruwe olie is de benchmark die wordt gebruikt voor de oliehandel in Europa, Afrika en het Midden-Oosten, terwijl de WTI de benchmark is voor de Amerikaanse markt. Hoewel er overeenkomsten zijn in samenstelling en gebruik, zijn niet alle ruwe oliën evenredig geprijsd. Het verschil tussen de spotprijs van Brent ruwe olie en WTI wordt de 'Brent/WTI spread' genoemd. Factoren die verband houden met de vraag naar en aanbod van ruwe olie, waaronder productieonderbrekingen en geopolitieke invloeden, kunnen deze spread doen vergroten of verkleinen.

De onderstaande figuur laat zien dat de bewegingen in de Brent en WTI olieprijsen nauw met elkaar correleren. Geconcludeerd kan worden dat industriële ondernemingen die in hoge mate afhankelijk zijn van olie als inputfactor, zoals de elektrische apparatenindustrie en de chemische industrie, geen structureel concurrentievoordeel kunnen halen uit comparatief lagere olieprijsen.

Figuur 6: Ontwikkeling van olieprijsen in USD per vat ruwe olie (WTI en Brent spotprijs)



Bron: [U.S. Energy Information Administration \(2022\)](#), analyse door Ecorys (2022)

Kolenprijs

Steenkool wordt gebruikt bij de opwekking van elektriciteit, en de fabricage van cement, ijzer en staal²⁰. Steenkool bestaat in aanzienlijke hoeveelheden over de hele wereld, en is veel overvloediger dan olie of gas. Door zijn overvloed en de nabijheid van markten is steenkool de dominante brandstof voor de opwekking van elektriciteit, goed voor 37% van de wereldwijde elektriciteitsproductie in 2019²¹. Steenkool wordt, net als aardgas en aardolie, verhandeld op een wereldwijde markt.

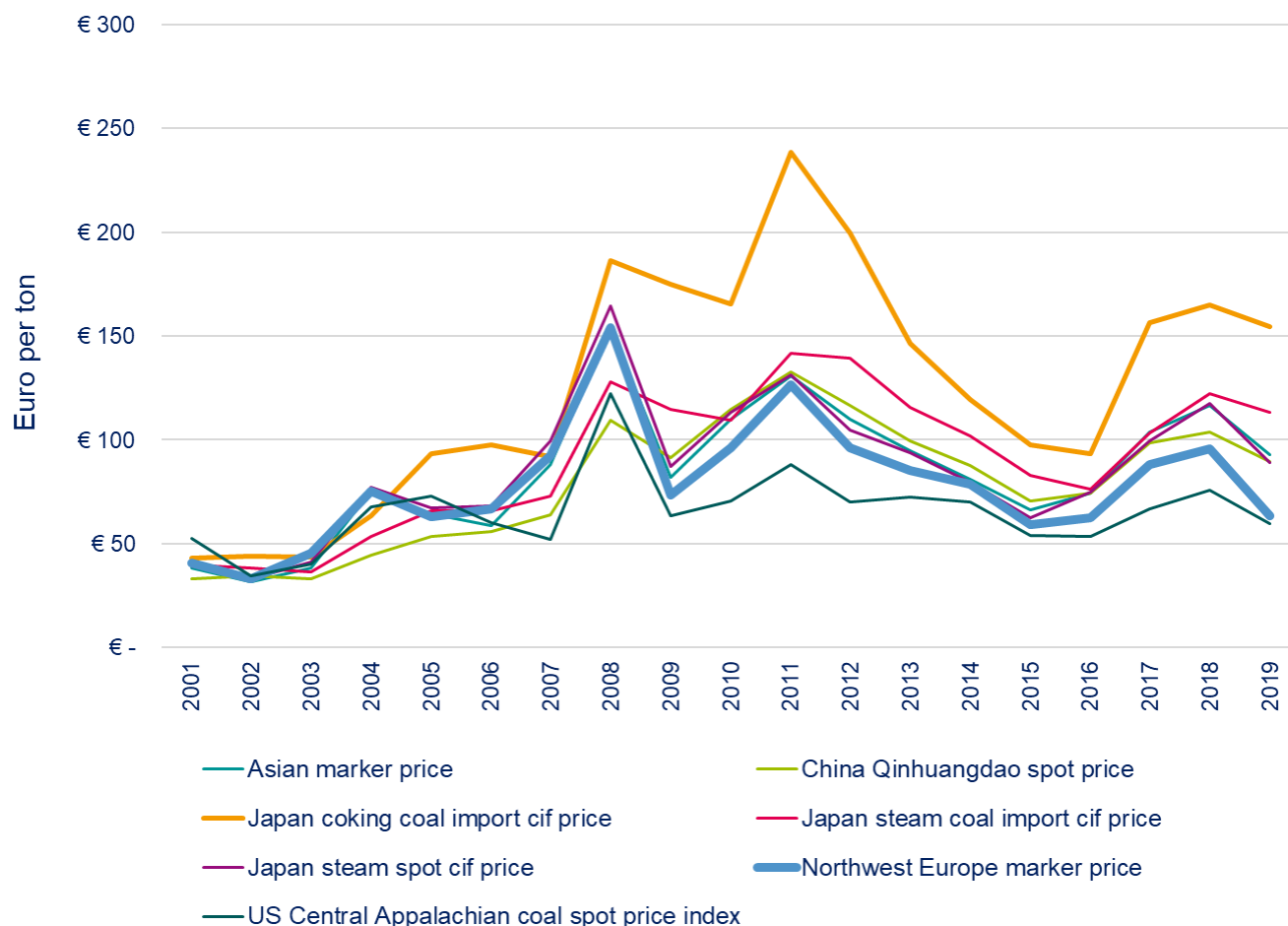
Omdat er verschillende soorten steenkool op de markt zijn, zijn er verschillende benchmarks voor de prijs van de verschillende typen steenkool. Deze prijzen vormen de basis voor de korte- en langetermijncontracten die op de beurzen over de hele wereld worden verhandeld. De prijzen voor steenkolen worden beïnvloed door de mondiale vraag naar elektriciteit en basisproducten als staal en cement. Aan de aanbodzijde spelen de winningskosten een belangrijke rol als prijsbepalende factor; hoe dieper men moet graven om de steenkool te winnen, hoe hoger de prijs. De prijs van steenkool wordt ook beïnvloed door de prijs van andere brandstoffen zoals olie en gas. Wanneer andere brandstoffen een aantrekkelijker prijs hebben, zal de vraag naar steenkool afnemen en omgekeerd. Merk op dat wanneer de prijs van aardolie stijgt, het ook duurder wordt om steenkool te transporteren, wat de prijs van steenkool opdrijft.

De volgende figuur toont enkele belangrijke benchmarks voor steenkoolprijzen. Te zien is dat er een hoge mate van temporele correlatie bestaat tussen de verschillende prijzen. Verder valt op dat de prijs van kolen in de VS structureel lager ligt dan in de rest van de wereld²². In de figuur wordt de nadruk gelegd op de prijsontwikkeling van de *Northwest Europe marker price* omdat van de geselecteerde prijzen deze het meest relevant is voor de Nederlandse markt.

²⁰ De steenkool die wordt gebruikt als brandstof wordt thermische of stoomkolen genoemd. De steenkool die als ingrediënt fungeert voor de productie van staal en ijzer wordt metallurgische kool of *coking coal* genoemd.

²¹ <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview/world>

²² Een mogelijke verklaring hiervoor is het feit dat de VS over zeer grote koolreserves beschikken.

Figuur 7: Ontwikkeling van internationale steenkoolprijzen (euro per ton)²³

Bron: [Our World in Data \(2022\)](#), analyse Ecorys (2022)

Aardgasprijs

Aardgas wordt getransporteerd via pijpleidingen of per schip als LNG (Liquefied Natural Gas). De prijs van aardgas dat via pijpleidingen wordt getransporteerd verschilt van de LNG-prijs. Beide prijzen worden bepaald door het samenspel van de vraag naar en het aanbod van aardgas op de wereldmarkt. Belangrijke prijsbepalende factoren aan de aanbodkant zijn: omvang van mondiale aardgasproductie, niveau van aardgas in opslag, en de handelsintensiteit van aardgas (d.w.z. de mate waarin aardgas ongehinderd verhandeld wordt tussen landen of economische regio's). Aan de vraagzijde spelen de weersomstandigheden, het niveau van economische groei en de beschikbaarheid en prijzen van andere brandstoffen een belangrijke prijsbepalende rol.

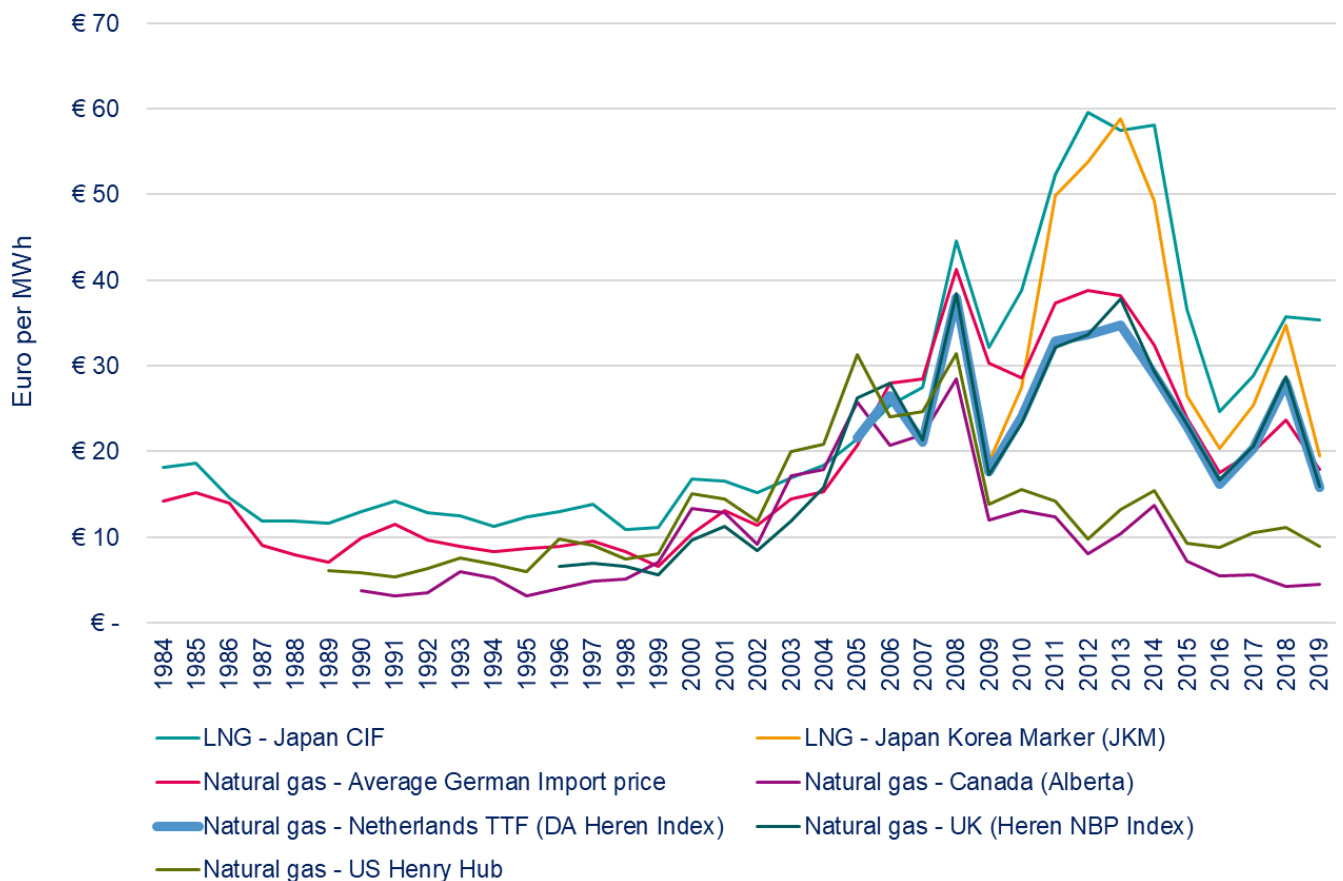
De volgende figuur laat de ontwikkeling zien van de groothandelsprijzen van aardgas voor verschillende landen en economische regio's. Dit zijn de prijzen die voor aardgas betaald worden op de groothandelsmarkten. De getoonde prijzen betreffen kwartaalgemiddelden. Deze groothandelsprijzen zijn niet hetzelfde als de prijzen die door eindgebruikers van aardgas betaald worden. De aardgasprijzen die worden betaald door eindgebruikers zijn doorgaans hoger vanwege belastingen en heffingen. Verder is het ook vaak zo dat verschillende type

²³ Data is geschaald van USD per ton naar Euro per ton gebruikmakend van een wisselkoers van 1 USD = 0,96 Euro (wisselkoers op 13 juni 2022).

eindgebruikers (bijv. huishoudens versus bedrijven) andere tarieven betalen vanwege vrijstellingen, subsidies of compensaties. Landen verschillen in het aantal belastingen en heffingen dat zij op het gebruik van aardgas heffen en in de mate waarin zij verschillende soorten eindgebruikers al dan niet vrijstellen van dergelijke belastingen en heffingen. Over het algemeen geldt echter dat energieprijzen voor grootverbruikers zoals de energie-intensieve industrie erg dichtbij de groothandelsprijzen liggen. Dit komt doordat landen hun energie-intensieve industrie doorgaans grotendeels vrijstellen van belastingen en heffingen.

Voor de Nederlandse energie-intensieve industrie is de groothandelsprijs voor aardgas van de "Dutch TTF" belangrijk. De Dutch TTF (Title Transfer Facility) is een handelsknooppunt voor gas in Nederland en is het belangrijkste gasknooppunt voor de Europese gasmarkt. Over het algemeen geldt dat de groothandelsprijs voor aardgas op de Dutch TTF hoger is dan die in de Verenigde Staten en Canada, wat waarschijnlijk het gevolg is van het feit dat zij goedkoop toegang hebben tot grote hoeveelheden schaliegas, maar lager dan de aardgasprijzen in Azië, die sterk afhankelijk zijn van de relatief kostbare invoer van aardgas in de vorm van LNG.

Figuur 8: Ontwikkeling internationale aardgasprijzen (euro per MWh)²⁴

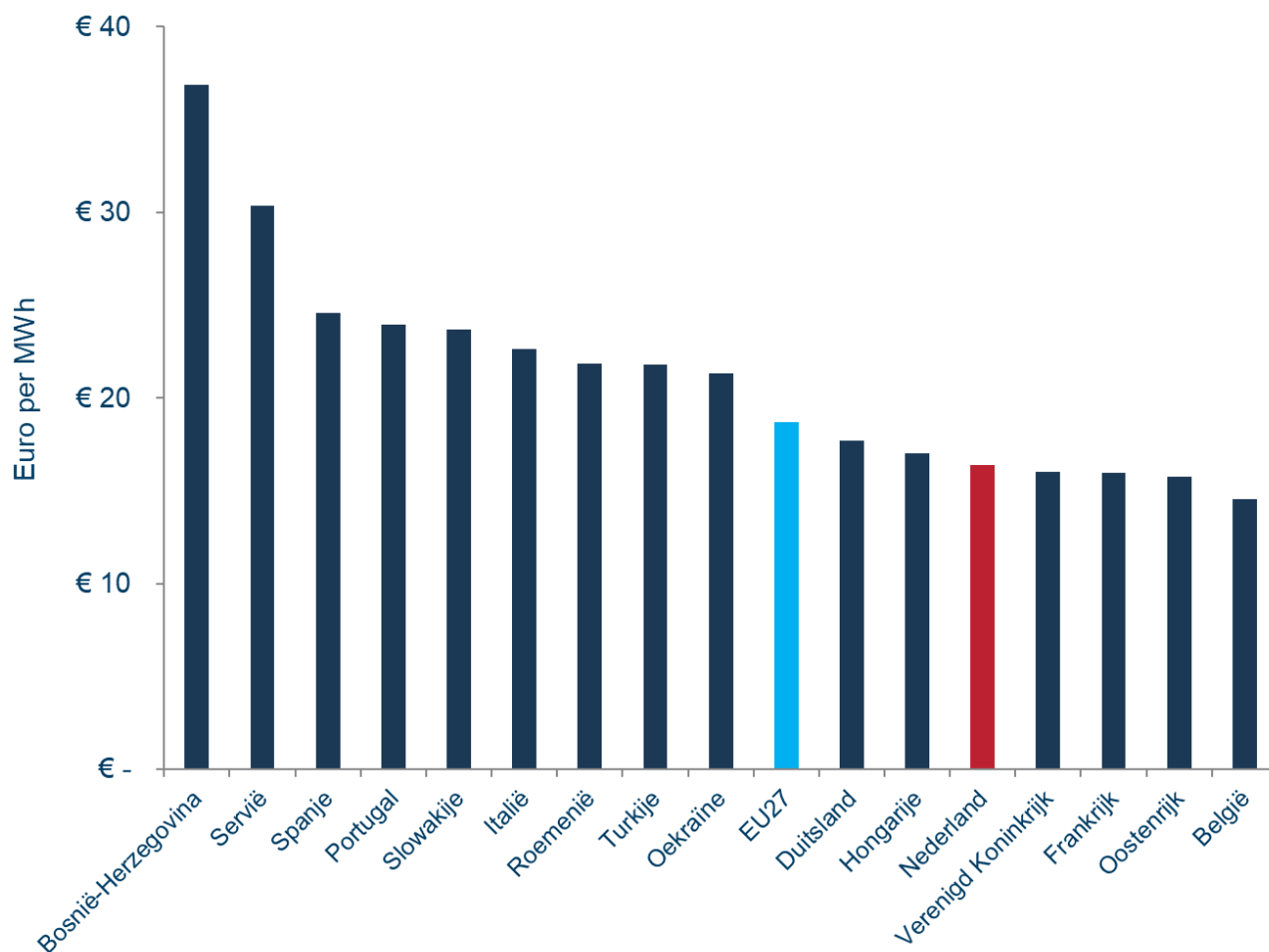


Bron: [Our World in Data \(2022\)](#), analyse Ecorys (2022)

²⁴ Data is geschaald van USD per MMBtu naar Euro per MWh gebruikmakend van een conversiefactor van ca. 0,29 MWh per 1 MMBtu en een wisselkoers van 1 USD = 0,96 Euro (wisselkoers op 13 juni 2022).

De volgende figuur laat zien hoe de gemiddelde aardgasrijzen voor grootverbruikers²⁵ verdeeld zijn binnen de EU. Prijzen zijn uitgedrukt in euro per MWh²⁶. Europese aardgasrijzen (excl. belastingen en heffingen) variëren tussen de 15 en 37 euro per MWh. De hoogste rijzen komen voor in Oost-Europa. De onbelaste aardgasrijz in Nederland voor grootverbruikers (ca. 16,4 euro per MWh in 2019) behoort in 2019 tot de laagste binnen Europa. Bijlage 3 presenteert de data in tabelvorm.

Figuur 9: Internationale vergelijking van onbelaste aardgasrijzen voor grootverbruikers in 2019 binnen Europa (euro per MWh)



Bron: [Eurostat \(2022\)](#), analyse door Ecorys (2022).

Elektriciteitsrijzen

De volgende figuur laat de elektriciteitsrijzen voor grootverbruikers²⁷ zien binnen het Europese continent. De Europese elektriciteitsrijzen (excl. belastingen en heffingen) variëren tussen de 35 en 104 euro per MWh. De onbelaste elektriciteitsrijz voor grootverbruikers in Nederland bedraagt ca. 58 euro per MWh in 2019. Hiermee neemt Nederland een middenpositie in. Enkele factoren die de internationale verschillen in de elektriciteitsrijzen

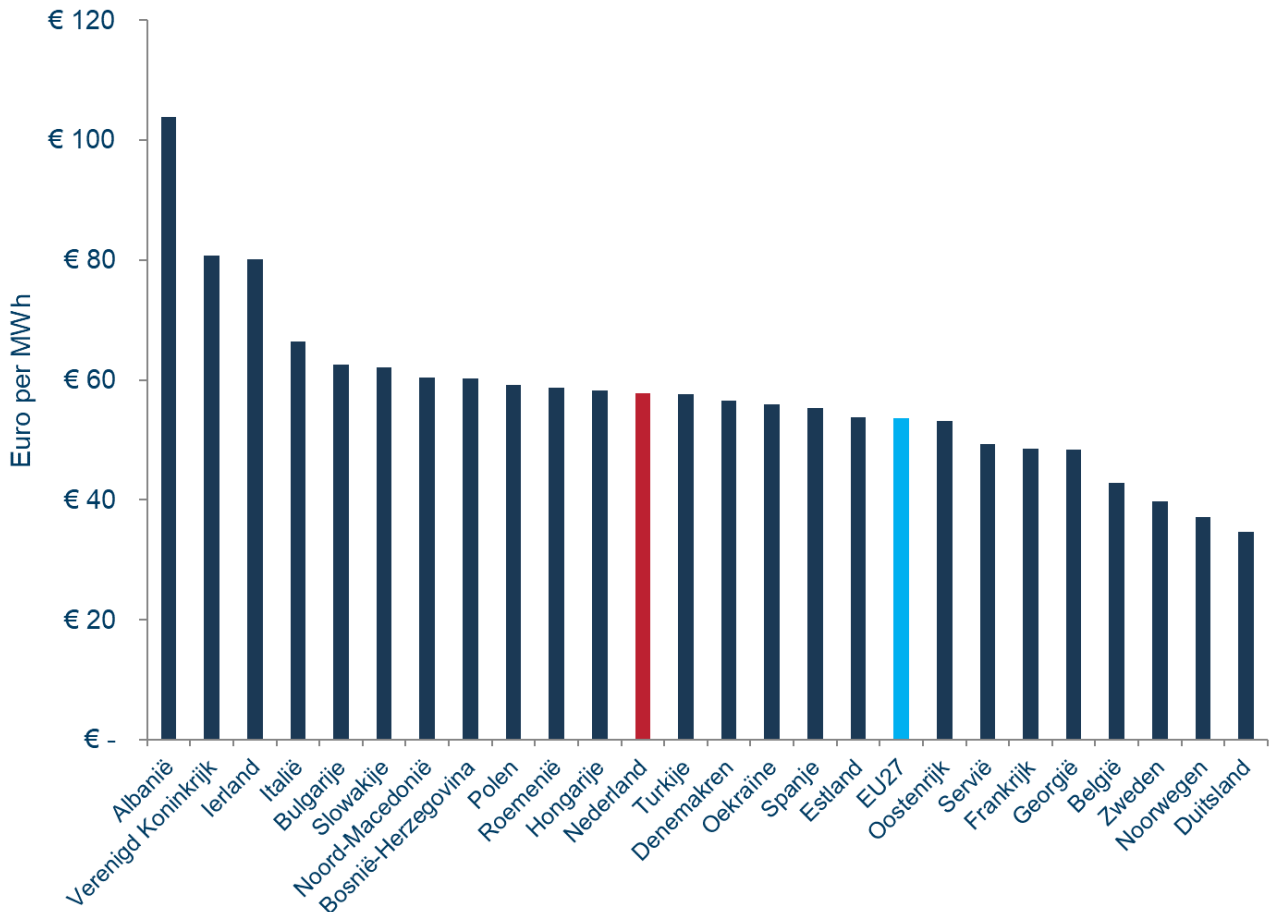
²⁵ Dit zijn eindgebruikers met een jaarlijks consumptievolume van groter dan 4 miljoen GJ (4 PJ) aan aardgas. Dit is de hoogste verbruiksklasse waarvoor openbare gegevens over de aardgasrijzen die zij betalen beschikbaar zijn.

²⁶ Hierbij geldt een conversie van 277,78 kWh per GJ.

²⁷ Eindgebruikers met een consumptie van meer dan 150 GWh per jaar.

voor (industriële) eindgebruikers bepalen zijn: de technologische kenmerken en samenstelling van de energieproductiemix van een regio, de klimatologische kenmerken van een regio (e.g. zonne- en windpotentie, temperatuur), de regelgeving- of marktverordening die van kracht is (i.e. een gereguleerde of vrije markt), en de bestaande belastingstructuren voor elektriciteitsverbruik (e.g. BTW, accijnzen, heffingen, subsidies etc.). Bijlage 3 presenteert de data in tabelvorm.

Figuur 10: Internationale vergelijking van onbelaste elektriciteitsprijzen voor grootverbruikers in 2019 binnen Europa (euro per MWh)



Bron: [Eurostat \(2022\)](#), analyse door Ecorys (2022).

De volgende figuur schetst een beeld van de verschillen in elektriciteitsprijzen op wereldwijd niveau. Als gevolg van beperkte beschikbaarheid van data omtrent de prijzen die grootverbruikers betalen voor elektriciteit in landen buiten Europa, hebben wij de prijzen onderzocht van elektriciteit die op groothandelsmarkten in verschillende landen wordt verhandeld. De aanname die wij hierbij maken is dat de groothandelsprijzen voor elektriciteit min of meer overeenkomen met de prijzen die industriële grootverbruikers betalen voor elektriciteit; grootverbruikers zijn namelijk veelal vrijgesteld van energiebelastingen en heffingen.

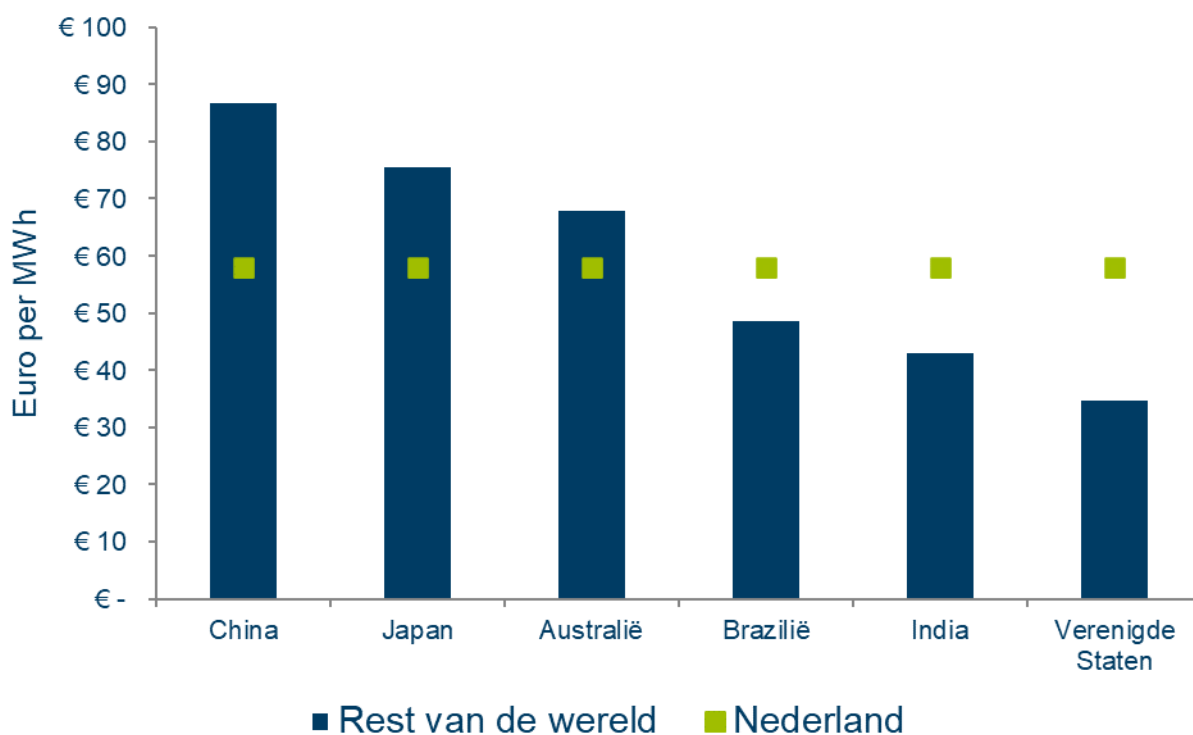
De figuur toont de gemiddelde *day-ahead* elektriciteitsprijzen voor een selectie van enkele grote economische regio's. Let wel dat de gerapporteerde prijs jaargemiddelden zijn en daardoor geen zicht geven op de mate van

prijsvolatiliteit gedurende het jaar; de beweeglijkheid van de elektriciteitsprijs kan nogal verschillen tussen landen en regio's²⁸. De data in de figuur zijn terug te vinden in Bijlage 3.

Te zien is dat de Nederlandse gemiddelde elektriciteitsprijs niet heel hoog maar ook niet heel laag is ten opzichte van de rest van de wereld. Opvallend is dat de geraamde elektriciteitsprijs voor China een stuk hoger ligt (ca. 87 euro per MWh) dan die van Nederland²⁹. De Verenigde Staten laten betrekkelijk lage elektriciteitsprijzen zien; een mogelijke verklaring hiervoor is dat zij toegang hebben tot grote binnenlandse hoeveelheden (schalie-)gas en steenkool.

Al met al blijkt uit de huidige analyse dat de energie-intensieve industrie in Nederland een gemiddelde prijs betaalt voor haar elektriciteitsconsumptie in vergelijking met een aantal grote economieën buiten Europa.

Figuur 11: Wereldwijde vergelijking elektriciteitsprijzen in 2019 (Euro per MWh)³⁰



Bronnen: China (*ESCN, 2018; Trinomics, 2020*), Japan (*JEPX, 2019; Trinomics, 2020*), Australië (*AEMO & AER, 2019; Trinomics, 2020*), Verenigde Staten (*EIA, 2019; Trinomics, 2020*), Brazilië (*CCEE, 2019; Trinomics, 2020*), India (*IEX, 2019; Trinomics, 2020*), analyse door Ecorys (2022).

²⁸ Zo is de groothandelsprijs voor elektriciteit een stuk volatieler in bijvoorbeeld Brazilië dan in Nederland (zie [Trinomics, 2020](#)).

²⁹ Het geraamde prijsniveau voor elektriciteit in China is relatief hoog; het kan zijn dat deze prijs in werkelijkheid lager ligt. Wij baseren onze prijsraming op data van [Trinomics \(2020\)](#). Zij geven aan dat de groothandelsprijs die zij rapporteren waarschijnlijk hoger is dan werkelijk het geval is. Ze geven echter ook aan dat er geen bruikbare prijsgegevens zijn om dit vermoeden mee te toetsen. Naast Trinomics (2020) vonden wij verder nog een databron die informatie bevat over de kosten van elektriciteit voor industriële bedrijven. Op basis van deze bron wordt de elektriciteitsprijs voor industriële grootverbruikers geschat op 89,5 euro per MWh in 2018. Wij rapporteren in dit onderzoek het gemiddelde van deze twee datapunten.

³⁰ De gerapporteerde kostencijfers zijn geconverteerd naar euro's gebruikmakend van de gemiddelde wisselkoersen in 2019 welke aangereikt worden door [OECD.org](#).

2.3 Bijdrage verschillen in energieprijzen aan concurrentiepositie

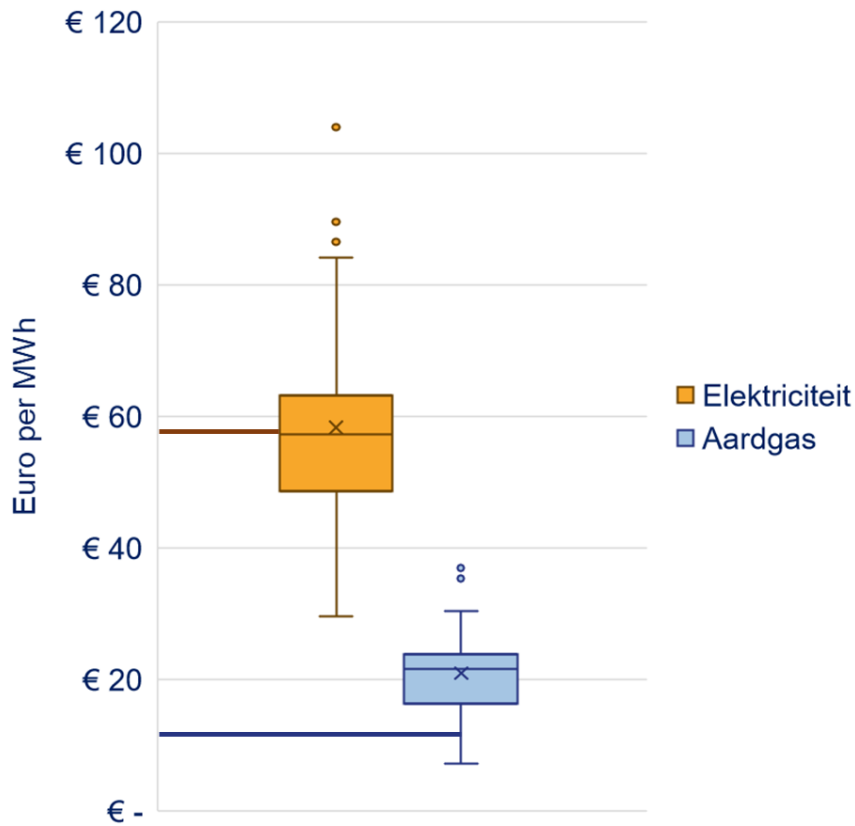
In sectie 2.2 wordt een analyse gegeven van de huidige prijsverschillen voor de meest gangbare energieproducten. Op basis hiervan kunnen er een aantal conclusies getrokken worden die betrekking hebben op de vraag in hoeverre de concurrentiepositie van de in Nederland gevestigde energie-intensieve industrie beïnvloed wordt door internationale energieprijzverschillen.

Uit de analyse blijkt dat, omdat olie en steenkolen internationaal worden verhandeld, de prijsverschillen van deze energieproducten tussen landen beperkt zijn. Een belangrijke drijver van prijsverschillen in deze energieproducten tussen landen en regio's zijn de kosten die gemaakt moeten worden om de olie en kolen te transporteren. In het algemeen kunnen landen met omvangrijke en gemakkelijk ontginbare binnenlandse reserves besparen op dergelijke transportkosten, waardoor zij ietwat lagere energieprijzen aan hun energie-intensieve industrieën kunnen bieden voor deze energieproducten.

De gasprijzen waren in het verleden nauw gekoppeld aan de olieprijs, zodat ook voor gas de internationale prijsverschillen beperkt waren. Dit decennium zijn de prijsverschillen voor aardgas echter sterk toegenomen. Vooral de VS vertonen door de schaliegasrevolutie betrekkelijk lage aardgasprijzen ten opzichte van de rest van de wereld. Ondanks de recente opkomst van LNG en de mogelijkheid die dit product biedt om markten geografisch met elkaar te verbinden, blijven er momenteel aanzienlijke prijsverschillen bestaan tussen landen en continenten. De aardgasprijs die door de Nederlandse EII-sectoren wordt betaald (ca. 16 euro per MWh) zijn relatief laag in vergelijking met de rest van de wereld (zie figuur 12).

Voor elektriciteit geldt dat de prijsspreiding tussen landen in absolute zin groter is (zie figuur 12). Dit komt voornamelijk doordat elektriciteit een meer gedifferentieerd product is in termen van hoe het opgewekt wordt. De productiekosten van elektriciteit worden in grote mate bepaald door de precieze samenstelling van de productiemix in een land of regio. Verder doet de prijsvariatie van elektriciteit zich voor op een kleinere geografische schaal. Dit komt doordat elektriciteit zich minder makkelijk laat transporteren over grote afstanden dan olie, gas en kolen. Als gevolg hiervan zijn elektriciteitsmarkten dus meer geregionaliseerd dan de markten voor de andere energieproducten. De volgende figuur laat zien dat de elektriciteitsprijs die door de Nederlandse EII-sectoren wordt betaald (ca. 58 euro per MWh) rond het mondiale gemiddelde ligt.

Figuur 12: Box-plots van energieprijzen



N.B. De kruisjes in de box-plots stellen de gemiddelden voor. Het middelpunt van de box-plot (aangegeven door een horizontale lijn) is de mediaan. De Nederlandse energieprijzen zijn afgebeeld als horizontale lijnen die de box-plots met de y-as verbinden. Bijlage 3 presenteert de data in tabelvorm.

Tabel 3 laat zien wat de prijsverhoudingen zijn tussen Nederland en een aantal grote economieën met betrekking tot wat huidig de meest gangbare energieproducten zijn. De tabel is gebaseerd op de analyse in sectie 2.2 en geeft aan of de Nederlandse energieprijzen die EII-sectoren betalen over het algemeen hoger, lager, of min of meer gelijk zijn³⁷ aan die van een aantal grote economische regio's. De tabel laat zien dat de prijs van ieder energieproduct in Nederland vrij dichtbij het Europese gemiddelde ligt. De energieprijzen in 2019 liggen doorgaans hoger in Nederland dan in de VS. De energieprijzen zijn daarentegen veelal lager in Nederland dan in China.

In het volgende hoofdstuk gaan wij na hoe deze interregionale prijsverhoudingen zich in een duurzame toekomst naar verwachting ontwikkelen.

³⁷ De prijsverhoudingen zijn als volgt berekend: $(\text{energieprijs land } X - \text{energieprijs NL}) / \text{energieprijs NL}$.

Tabel 3: Indicatie van internationale prijsverhoudingen elektriciteit, gas, olie en kolen in 2019

NL t.o.v. Land of Regio	Elektriciteit ¹	Aardgas	Aardolie ²	Kolen ²
EU27	-10% tot +10%	-20% tot -10%	-10% tot +10%	+10% tot +20%
India	+30% tot +40%	-30% tot -20%	-10% tot +10%	-30% tot -20%
VS	+60% tot +70%	+80% tot +90%	+10% tot +20%	+20% tot +30%
China	-40% tot -30%	-30% tot -20%	-10% tot +10%	-20% tot -10%

¹ Voor de Europese en Nederlandse elektriciteitsprijzen gelden de prijzen die voor grootgebruikers gerapporteerd worden door [Eurostat \(2019\)](#). Wegens gebrek aan data omtrent de elektriciteitsprijzen die grootgebruikers betalen in India, de VS en China worden voor deze landen de gemiddelde day-ahead groothandelsprijzen in 2019 gerapporteerd (zie Bijlage 3 voor een gedetailleerd overzicht van de gevonden prijzen).

² Voor aardolie en steenkolen wordt voor elke economische regio de gemiddelde prijs genomen waartegen deze energieproducten wordt verhandeld op het handelsknooppunt dat het dichtst bij iedere afzonderlijk regio ligt. Voor de VS worden bijvoorbeeld de gemiddelde 'US Central Appalachian coal spot price index' over 2019 gebruikt voor steenkolen en de 'West Texas Intermediate' voor aardolie.

3.0 Blik op de toekomst

In Hoofdstuk 3 schetsen we een beeld van hoe de concurrentiepositie van de EII-sectoren er richting de toekomst uit ziet. Richting 2050 zal de energievoorziening steeds verder verduurzamen. Omdat het potentieel van elk land voor de productie van hernieuwbare energie verschilt, kan het op de energieprijzen gebaseerde concurrentielandschap gaan verschuiven in de toekomst. In dit hoofdstuk worden deze ontwikkelingen uitgelicht.

3.1 Verduurzamen van industrie richting 2050

De Europese Commissie heeft de ambitie gesteld om in 2050 'Net Zero' emissies uit te stoten. Dit houdt in dat de EII-sectoren in Europa hun energieverbruik moeten gaan verduurzamen. Andere regio's hebben gelijksoortige ambities toegezegd tijdens de COP 26 (UN Climate Change Conference, Glasgow 2021). De overgang naar hernieuwbare energiedragers kan leiden tot veranderingen in de internationale concurrentieverhoudingen, aangezien de mogelijkheden voor de productie (met de daaraan verbonden kosten) van hernieuwbare energiedrager per land en regio verschillen. De volgende drie routes voor het verduurzamen van het energetische energieverbruik van de industrie zijn belangrijk:

- ▶ Via **directe elektrificatie**: gebruik van duurzame opgewerkte elektriciteit in productieprocessen. Bijvoorbeeld een industriële warmtepomp en elektrische boiler.
- ▶ Via **indirecte elektrificatie**: gebruik van duurzame opgewerkte elektriciteit voor de productie van (groene) waterstof. De waterstof wordt vervolgens gebruikt in de productieprocessen. Bijvoorbeeld een waterstof gestookte ketel. Onder indirecte elektrificatie vallen ook waterstof gerelateerde producten als methanol of ammonia.
- ▶ **Overige duurzame energie**: gebruik van biomassa, biogas en geothermie in productieprocessen. Bijvoorbeeld een biomassa of biogas gestookte ketel en geothermie voor de proceswarmtevoorziening.

In het voorgaande hoofdstuk (Sectie 2.1) is het energiegebruik van EII inzichtelijk gemaakt. Het ligt in de lijn der verwachting dat de sectoren met een hoog elektriciteitsverbruik aan zullen sluiten bij de directe elektrificatieroute, terwijl sectoren met een hoog aardgasverbruik (vaak gebruikt voor proceswarmte) aan zullen sluiten bij de indirecte elektrificatieroute en overige duurzame energie. Het verduurzamen van het energetische energieverbruik is niet de enige manier waarop de industrie haar emissies kan beperken. Het non-energetische energieverbruik (feedstock) van de industrie kan verduurzaamd worden middels bijvoorbeeld bio-based of circulaire productiemethodes. Ook kan de indirecte elektrificatieroute invulling geven aan de verduurzaming van de feedstock; bijvoorbeeld met de productie van groene ammonia voor de productie van kunstmest. De mogelijkheden die hiervoor beschikbaar zijn of wellicht gaan komen, zijn per type productieproces verschillend (en onzeker). Om deze redenen richten we ons in dit hoofdstuk op de generieke verduurzamingsroutes voor het energetische energieverbruik (prijzen voor met behulp van waterstof geproduceerde grondstoffen als groene ammonia en methanol zijn bovendien sterk gecorreleerd aan prijzen voor waterstof).

3.2 De kosten van duurzame energieproductie

In dit deel kijken we naar de energiekosten voor de industrie per land naarmate de energievoorziening tegen 2050 duurzamer wordt. De energiekosten die de industrie zal moeten maken, worden afgeleid uit de productiekosten voor hernieuwbare energie. De energieprijzen in een land hangen onder meer af van het gevoerde beleid. Zo is de energieprijzen onder andere afhankelijk van subsidies en belastingen. Hoe het beleid zich in de verschillende landen tegen 2050 zal ontwikkelen, is hoogst onzeker, wat betekent dat daarover geen uitspraken kunnen worden gedaan.

Om deze reden richten wij ons op het bestuderen van de geraamde "Levelised Costs of Energy" (LCOE) in verschillende landen voor verschillende duurzame energietechnologieën. De LCOE betreft de gemiddelde netto kosten van de productie van energie over de levensduur van een energie-productietechnologie per MWh aan geproduceerde energie. De LCOE vormt hiermee een proxy voor 'beleidsarme' of 'kale' energieprijzen³². Door na te gaan hoe de LCOE's van verschillende (duurzame) energietechnologieën zich zullen ontwikkelen, en wat de internationale verschillen hierin zijn, schetsen we een beeld van welke landen zich zullen kenmerken door het meest aantrekkelijke vestigingsklimaat voor energie-intensieve industrie.

Tabel 4: Berekening van LCOE

Stap 1	Stap 2	LCOE
▶ Initiële investeringskosten (incl. financieringskosten) geannualiseerd over de levensduur van de energietechniek [€]	▶ Jaarlijkse kosten [€]	$\frac{\text{jaarlijkse kosten}}{\text{jaarlijkse productie}}$
▶ Jaarlijkse exploitatie- en onderhoudskosten (vaste en variabele operationele kosten) van de energietechniek [€]		
▶ Vermogen van de energietechniek [MWe]	▶ Jaarlijkse energieproductie [MWh]	
▶ Capaciteitsbenutting van de energietechniek [%]		

Duurzaam geproduceerde elektriciteit is zowel voor directe als indirecte elektrificatie duurzaamheidsroutes van de industrie toepasbaar. Om waterstof te produceren is immers energie nodig. Richting 2050 zal de waterstofvraag flink toenemen³³. Wanneer elektrolyzers bij toenemende vollast waterstof produceren wordt de LCOE grotendeels bepaald door de energieprijzen. Over de gehele levensduur hebben de bouwkosten van elektrolyzers dan slechts een beperkt aandeel in de LCOE van waterstofproductie (ook wel *levelized cost of hydrogen* of 'LCOH' genoemd)³⁴. Op basis hiervan nemen wij aan dat de LCOE van energie producerende middelen een valide indicator is voor de totale productiekosten van waterstof.

Korte termijn LCOE-ontwikkelingen

De onderstaande tabellen geven een overzicht van de LCOE per energieproductiemiddel voor verschillende landen in 2025. Deze tabel geeft inzicht in de kosten van energieproductie van landen op zowel de korte als langere termijn. De relatieve verschillen van tussen landen zullen in 2050 namelijk naar verwachting niet afwijken van die

³² Energieprijzen zonder heffingen en subsidies.

³³ Guidehouse (2021). *European Hydrogen Backbone*.

³⁴ IEA (2019). *Future of hydrogen*.

in 2025. Ontwikkelingen in technologieën die de kosten in de toekomst verlagen zullen naar verwachting betrekking hebben op alle landen.

De data in de tabel voor de elektriciteit producerende middelen (Tabel 5) is gebaseerd op een studie van de IEA³⁵. Het gaat om de verwachte kosten van elektriciteit in de nabije toekomst. Daarbij wordt rekening gehouden met de capaciteitsbenutting van duurzame productiemiddelen. Die wordt bepaald door zowel het klimaat van het betreffende land als door de voorziene samenstelling van het energiesysteem³⁶.

Tabel 5 is gebaseerd op inzichten uit 2018 tot 2020. Meer recente analyses komen over het algemeen tot lagere LCOE's. Recentere studies rapporteren bijvoorbeeld LCOE's van 42,3 euro/MWh³⁷ voor wind-offshore in 2030 in Nederland.

Tabel 5: Internationale vergelijking LCOE van hernieuwbare weersafhankelijke elektriciteitsproductie in 2025

Land	LCOE (EUR/MWh) – <i>variabele hernieuwbare bronnen</i>		
	Zon-PV	Wind-onshore	Wind-offshore
Nederland	80	41	61*
België	90	67	91
Frankrijk	34	56	90
Italië	61	68	n.b.
India	35	36	n.b.
VS	44	61	76
China	51	58	82

Noot i: de LCOE wordt gepresenteerd in peiljaar 2018 met een discontovoet van 7%.

Noot ii: niet alle landen hebben een waarde bij alle technieken. Dat komt omdat niet alle landen de benodigde data hebben aangeleverd aan de IEA.

Noot iii: Bij Nederland is geen waarde opgegeven voor wind-offshore. Om een waarde voor Nederland in te schatten (met *) maken we gebruik van de gemiddelde kostenverhouding van wind-onshore en wind-offshore van België en Frankrijk, en passen deze verhouding toe op de LCOE wind-onshore van Nederland. De waarde komt overeen met LCOE inschatting uit andere bronnen, zoals o.a. TNO (2018). Nuclear energy economics.

Noot iv: voor de technologie zon-PV zijn verschillende subvarianten weergegeven in de studie. In deze tabel is de belangrijkste vorm van zon-PV weergegeven, namelijk; 'utility scale solar installations'.

Noot v: voor de technologie onshore wind zijn er verschillende subvarianten weergegeven in de studie. In deze tabel is de belangrijkste vorm van onshore wind weergegeven, namelijk; >= '1MW'.

Bron: IEA (2020), analyse door Ecorys (2022).

De data in Tabel 6 is afkomstig van een studie die is uitgevoerd door Trinomics (2020)³⁸. Trinomics (2020) presenteert de huidige LCOE (in 2018). Om de LCOE's van Trinomics met die van EIA (2020) te kunnen vergelijken passen wij er een kostenreductiefactor of 'leereffect' toe van 5% over de periode 2018 tot 2025. Deze kostenreductie is gebaseerd op de rekenmethodiek van Lazard (2020)³⁹.

³⁵ IEA (2020). *Projected costs of generating electricity*.

³⁶ Koolstofarme energiesystemen kennen veel variabele weersafhankelijke opwek. Hoe groter het aandeel zon- en windenergie in een energiesysteem, hoe sterker de veranderingen in weersomstandigheden de capaciteitsbenutting van alle opgestelde energietechnieken in een energiesysteem bepaalt. Immers, in een op de merit-order gebaseerd energiesysteem zullen regelbare vermogens zoals biomassa- of kerncentrales een lagere capaciteitsbenutting realiseren wanneer de zon schijnt en/of de wind waait; dit komt doordat zon- en wind praktisch gezien geen marginale productiekosten hebben.

³⁷ TKI Wind op zee (2021). *Pathways to potential cost reduction for offshore wind energy*.

³⁸ Trinomics (2020). *Cost of Energy (LCOE)*.

³⁹ Lazard (2020). *Lazard's levelized cost of energy analysis – version 14.0*.

Tabel 6: Internationale vergelijking LCOE van overige hernieuwbare regelbare energieproductie in 2025

Land / Regio	LCOE (EUR/MWh) – overige bronnen		
	Biomassa	Biogas	Geothermie
EU27	152	86	57
India	n.b.	n.b.	n.b.
VS	133	71	52
China	95	n.b.	n.b.

Noot i: de LCOE wordt gepresenteerd in peiljaar 2018 met een discontovoet van 7%.

Noot ii: regio-indeling is afwijkend. Studie presenteert niet voor alle landen individuele data. India ontbreekt in de Trinomics studie. Dit land is weergegeven in de tabel voor consistentie met de voorgaande tabel.

Noot iii: Gemiddelde waarden zijn afgelezen uit grafieken van de Trinomics studie. Er zijn geen tabellenbijlagen beschikbaar voor deze studie.

Hierdoor kunnen de daadwerkelijke waarden afwijken van de waarden in de huidige tabel.

Bron: Trinomics (2020) en Lazard (2020), analyse door Ecorys (2022).

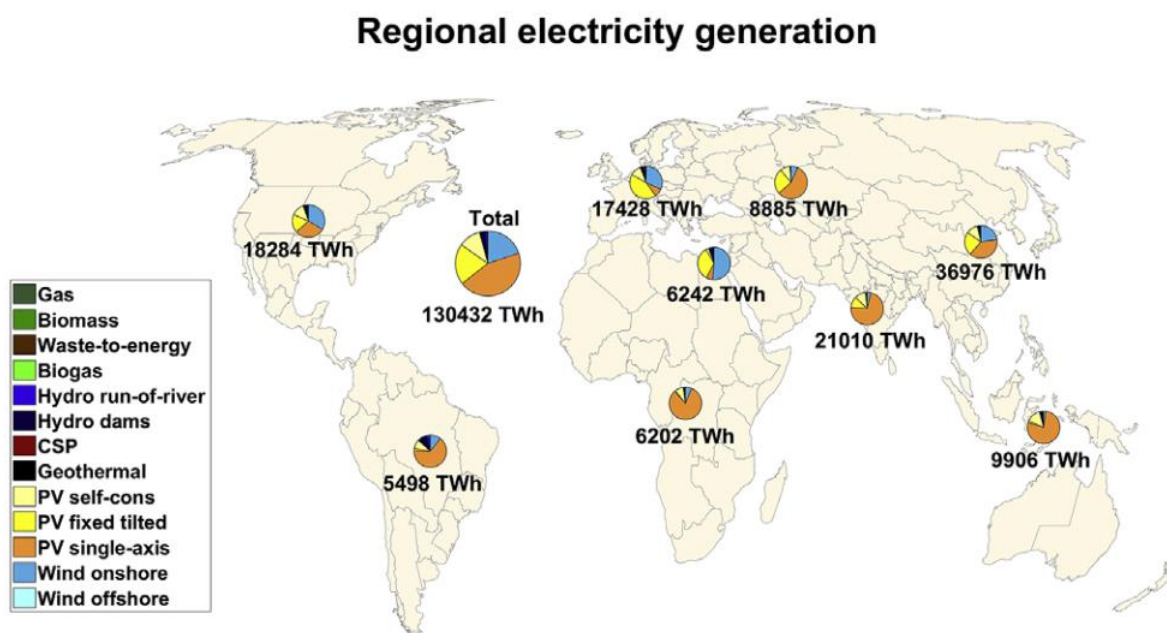
Uit de tabellen blijkt dat Nederland in vergelijking met andere landen een lage LCOE heeft voor windenergie. Voor de andere vormen van energieproductie, zoals via zon-PV of biomassa, zien we dat landen buiten Europa lagere LCOE's hebben. De verschillen in de LCOE's van geothermie voor de landen met beschikbare data zijn klein. Uit deze analyse kunnen we concluderen dat het voor Nederland relatief aantrekkelijk is om te investeren in windenergie en geothermische energie.

Lange termijn LCOE-ontwikkelingen

Door Bogdanov et al. (2021)⁴⁰ is onderzocht wat de LCOE is van koolstofarme energiesystemen van verschillende landen in 2050. Met behulp van een model is gesimuleerd wat de gemiddelde LCOE is van de totale energieproductie van een land wanneer zij hun productiemix van duurzame energie technologieën optimaliseren op basis van o.a. techno-economische en (lokale) klimatologische variabelen. De volgende figuur laat voor verschillende regio's zien hoe een dergelijke techno-economische optimale (koolstofarme) productiemix eruitziet. Voor Europa is het resultaat een productiemix die voornamelijk bestaat uit zon-PV en onshore wind.

⁴⁰ Bogdanov et al. (2021). *Low-cost renewable electricity as the key driver of the global energy transition towards sustainability*.

Figuur 13: Samenstelling techno-economisch optimale energieproductiemix voor verschillende regio's



Bron: Bogdanov et al. (2021)

De geraamde (lange-termijn) LCOE's van Bogdanov et al. (2021) zijn verschillend van die van IEA (2020) en Trinomics (2020). Zo zijn de LCOE's die de IEA (2020) en Trinomics (2020) rapporteren technologie-specifiek en zijn ze grotendeels gebaseerd op bestaande energieprojecten. De lange termijn LCOE's die Bogdanov et al. (2021) presenteren, zijn voornamelijk gebaseerd op aannames die betrekking hebben op o.a. de lange termijn kostenontwikkelingen van energietechnologieën. De resultaten van Bogdanov et al. (2021) zijn daarmee omgeven met een hogere mate van onzekerheid. Bovendien hebben de door Bogdanov et al. (2021) gepresenteerde LCOE's betrekking op de gemiddelde productiekosten van energiesystemen als geheel, in tegenstelling tot de door de IEA (2020) en Trinomics (2020) gerapporteerde technologiespecifieke LCOE's.

Naarmate de jaren verstrijken, vinden er technologische innovaties en leereffecten plaats die ervoor zorgen dat zowel de investeringskosten als de operationele kosten van energietechnologieën dalen. Tevens zullen de verschillen tussen landen in de realisatiekosten van energietechnologieën kleiner worden. Economische theorie stelt dat hoewel sommige landen op korte termijn een voorsprong kunnen genieten wat hun productiecapaciteit betreft, zij uiteindelijk geconfronteerd zullen worden met een verzadiging van hun groeipotentieel, waardoor achtergestelde landen hun achterstand zullen inlopen. Deze economische wetmatigheid geldt ook voor energietechnologieën. Aangezien het potentieel voor kostenverlagingen van energietechnologieën eindig is, zal het slechts een kwestie van tijd zijn voordat de koplopers deze grens bereiken, waarna achterblijvers aan hun inhaalslag kunnen beginnen. De internationale verschillen in toekomstige LCOE's van koolstofarme energiesystemen zullen dus steeds meer worden bepaald door klimatologische omstandigheden in plaats van door verschillen in realisatiekosten⁴¹.

Op basis van de geoptimaliseerde energiesystemen in 2050 (zie Figuur 14) wordt door Bogdanov et al. (2021) per land berekend hoe de LCOE van de landelijke energieproductie eruitziet. Deze resultaten zijn gevisualiseerd in

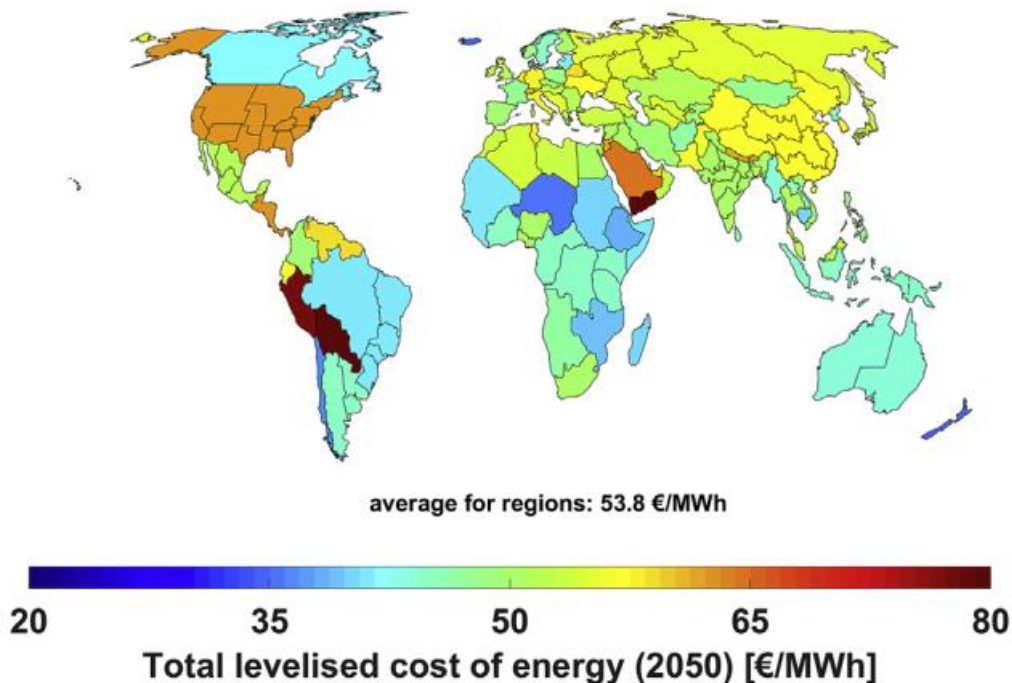
⁴¹ Realisatiekosten betreffen de bouw- en financieringskosten van een energietechnologie.

Figuur 14. Omdat ervan wordt uitgegaan dat de kostenverlagingen in de energieproductietechnologieën voor alle landen volledig zijn benut, wordt het verschil in LCOE's tussen landen grotendeels verklaard door het productiepotentieel bij lokaal klimatologische (weers-)omstandigheden.

De gemiddelde LCOE in de wereld komt hierbij uit op 53,8 euro per MWh. Nederland komt daarmee ongeveer net boven het mondiale gemiddelde uit, op ongeveer 60 euro per MWh. Nederland heeft daarmee geen (aanzienlijk) negatiever uitgangspunt ten opzichte van landen in de EU en bijvoorbeeld de India, VS en China. Daarentegen zijn er ook landen die aanzienlijk lagere LCOE hebben dan het wereldwijde gemiddelde. Dat geldt vooral voor landen tussen de Kreeftkeerkring en Steenbokskeerkring met een LCOE van ongeveer 40 euro per MWh. Op het noordelijk halfrond zijn dit landen als Mauritanië en Sudan. Ten opzichte van deze landen heeft Nederland dus een duurder energiesysteem.

Hoewel deze landen een comparatief voordeel op het gebied van energiekosten lijken te hebben is het zeer de vraag of industrie zich op grote schaal naar deze landen verplaatst. Ze hebben als nadeel dat ze verder verwijderd zijn van grote afzetmarkten en niet beschikken over uitgebreide achterlandverbindingen.

Figuur 14: Wereldwijde vergelijking van totale LCOE's



Bron: Bogdanov et al. (2021)

3.3 Transport van waterstof

Zelfs als energieproductie in het buitenland goedkoper is betekent dat niet per definitie dat de industrie in Nederland een slechte concurrentiepositie heeft. Er zijn namelijk mogelijkheden om energie naar Nederland te transporteren vanuit landen waar de LCOE voor duurzame energieproductie laag is. Hierdoor kan Nederland profiteren van de lagere energieproductiekosten elders. Daarnaast kan waterstof geïmporteerd worden om binnenlandse productie aan te vullen als de capaciteit ontoereikend is.

Kosten van waterstoftransport

Importeren van duurzame energie kan bijvoorbeeld middels de energiedrager waterstof. Door de elektriciteit die opgewekt is met o.a. zon-pv en windmolens om te zetten naar waterstof kan duurzame energie over langere afstanden vervoerd worden. Internationaal transport van waterstof kan in verschillende vormen (bijvoorbeeld als gasvormig H₂, vloeibaar H₂, of als ammonia) en via verschillende transportmodaliteiten (bijvoorbeeld als pijpleidingen en scheepvaart). Roland Berger (2021) en de Joint Research Centre (JRC, 2020) van de Europese Commissie hebben onderzocht wat de verwachte kosten zijn voor internationaal transport van waterstof⁴².

- ▶ Een van de cases die Roland Berger onderzocht is het grootschalige transport van waterstof geproduceerd in de Golfstaten (waar volgens Bogdanov et al. (2021) een lage LCOE zal bestaan voor hernieuwbare energieproductie) naar Rotterdam in 2035⁴³. We schatten de transportafstand tussen Nederland en de Golfstaten op ongeveer 12.000-15.000 km. Uit de verkenning van Roland Berger worden de transportkosten geschat op zo'n 1,60 EUR/kg H₂ in 2035 (afhankelijk van de vorm van de waterstof). Zij concluderen dat transport in de vorm van ammonia en LOHC (*Liquid organic hydrogen carriers*) de laagste kosten geniet (het verschil met de transport in de vorm van vloeibaar waterstof is klein). Wanneer we deze transportkosten uitdrukken per MWh⁴⁴ komen we uit op 48 euro per MWh.
- ▶ Het Joint Research Centre van de Europese Commissie heeft uiteengezet hoe de kosten van waterstof afhangen van transportvorm en afstand⁴⁵. Middels Figuur 15 geven ze aan welke transportvorm het meest kostenefficiënt is voor een beoogde transportafstand (exclusief de mogelijkheid tot retrofitting van pijpleidingen)⁴⁶. We analyseren twee cases op basis van deze data; landen in Noord-Afrika en landen in Zuid-Europa.
 - De transportafstand tussen Nederland en landen in Noord-Afrika (bijv. Mauritanië en Sudan) is ongeveer 5.000 – 7.500 km. Volgens de JRC is de dominante transportvorm voor deze afstand vloeibare waterstof, en komen de transportkosten ongeveer uit op 1 euro per kg waterstof. Dit komt neer op 30 euro per MWh.
 - De transportafstand tussen Nederland en Zuid-Europese landen (als Spanje en Italië) is 1.500 – 2.000 km. Volgens de JRC is de dominante transportvorm voor deze afstand waterstofgas via de pijpleiding. De transportkosten komen ongeveer uit op 0,40 euro per kg waterstof of 12 euro per MWh.

⁴² Deze transportkosten bestaan uit de kosten voor 'packaging' en 'unpackaging' van de waterstof (bijvoorbeeld het onder druk zetten, vervloeien of het omzetten naar een chemische carrier omwille van transport), en de kosten bijbehorend aan de transportinfrastructuur en opslag.

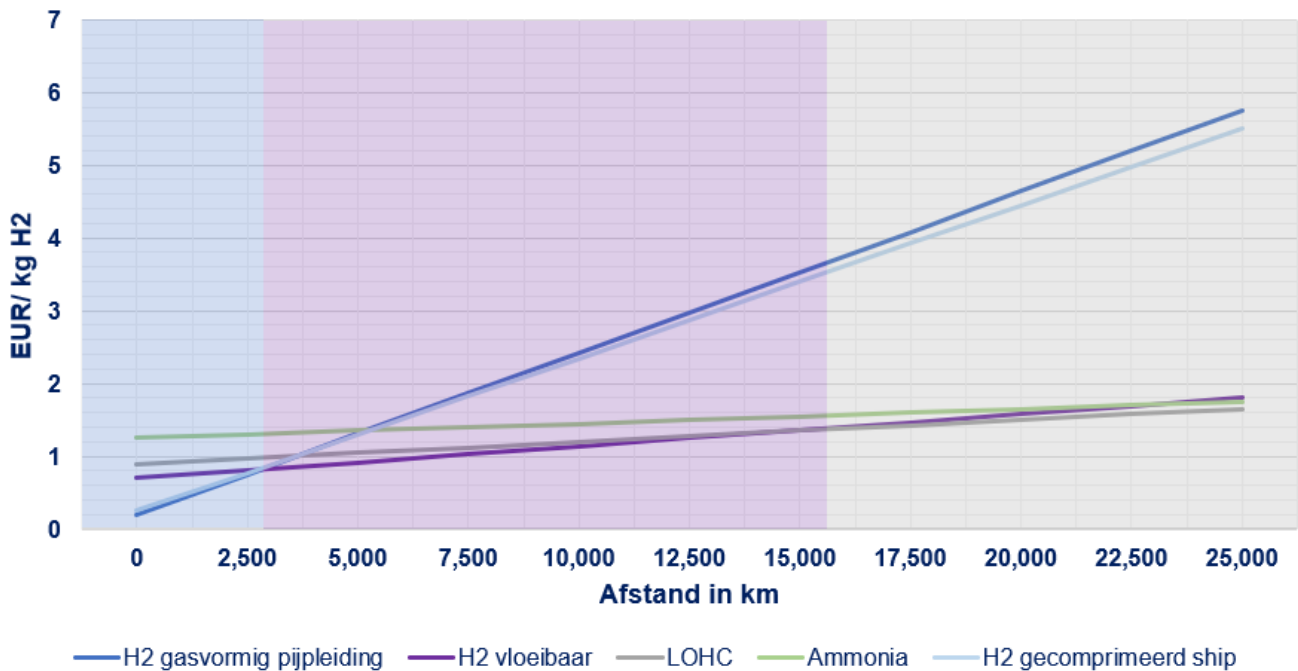
⁴³ Roland Berger (2021). *Hydrogen transportation*.

⁴⁴ 1 kg H₂ bevat ongeveer 33,3 kWh aan energie.

⁴⁵ JRC (2020). *Assessment of Hydrogen Delivery Options*.

⁴⁶ Hiervoor zijn energiekosten aangenomen van 10 EUR/MWh in het land van productie en 50MWh in het land van consumptie. Deze extra energiekosten worden gemaakt omdat extra energie nodig is om waterstof gereed te maken voor transport (onder druk zetten, vervloeien, ammonia omzetting, LOHC omzetting).

Figuur 15: Relatie tussen transportkosten en afstand over verschillende transportvormen, exclusief retrofitting



Bron: JRC (2020), analyse door Ecorys (2022).

Op basis van deze indicatieve berekeningen kunnen we concluderen dat de transportkosten van waterstof relatief hoog zijn in vergelijking met de LCOE's van hernieuwbare energieproductiebronnen. De kosten van transport hangen af van de gewenste transportvorm, de afstand en het energiekostenverschil tussen het producerende land en het consumerende land. In de onderstaande tabel zetten we de LCOE voor energieproductie⁴⁷ van landen met lagere kosten voor energieproductie naast de geraamde transportkosten naar Nederland op basis van een indicatieve berekening. De totale kosten (LCOE + transportkosten) vallen in de drie casussen hoger uit dan de LCOE in Nederland van 60 euro per MWh. Daarmee lijkt import uit het buitenland dus niet goedkoper te zijn dan energieproductie in Nederland. Naarmate de LCOE voor de productie van duurzame energie lager wordt, neemt de transportafstand en de daarbij horende kosten toe (heffen elkaar op). De verschillen met het importeren van waterstof uit Zuid-Europa (en in mindere mate de Noord-Afrikaanse regio) zijn beperkt⁴⁸.

De casus met een pijpleidinginfrastructuur 'Zuid-Europa' (JRC) gaat uit van een nieuw uit te leggen infrastructuur. Guidehouse heeft onderzocht dat de transportkosten zo'n 10%-50% lager kunnen zijn wanneer gebruik wordt gemaakt van bestaande aardgaspijpleidingen. Daarom hebben we in de onderstaande tabel (groene kolom) een casus toegevoegd met import van waterstof uit Zuid-Europa door *retrofitted* pijpleidingen (uitgaand van een gemiddelde daling van transportkosten van 30%).

⁴⁷ Bij de productie van waterstof uit elektriciteit via elektrolyse treedt een conversieverlies op. Stel de efficiency van het elektrolyse-proces is 85%, dan zou de waterstof productie LCOE van Nederland $60 / 0,85 = 70,59$ EUR/MWh zijn. Dit conversieverlies is ook van toepassing op andere landen, waardoor de relatieve verschillen tussen de LCOE voor energieproductie en LCOE voor waterstofproductie tussen landen niet verschillen. Daarom nemen we in dit versimpelde overzicht conversieverliezen bij de productie van waterstof niet mee.

⁴⁸ De analyse die we hier hebben uitgevoerd zijn ook van toepassing op andere concurrerende landen en regio's met een grote industriële aanwezigheid. Zo zou bijvoorbeeld de VS waterstof kunnen importeren uit Mexico. Concurrerende landen en regio's hebben gelijkwaardige mogelijkheden tot waterstofimport als Nederland; in de nabijheid van 5.000-7.500 km is er een regio aanwezig met een lagere LCOE voor energieproductie. Daarmee lijkt er geen aanleiding voor een verschuiving van de concurrentiepositie als gevolg van waterstofimport voor concurrerende landen en regio's.

Tabel 7: Internationale vergelijking energieproductie- en transportkosten

Indicator	Golfstaten 12.000 – 15.00 km (Roland Berger)	Noord- Afrika 5.000 – 7.500 km (JRC)	Zuid- Europa 1.500 – 2.000 km (JRC)	Zuid- Europa 1.500 – 2.000 km (JRC)
Transportmodaliteit	Ammonia / LOHC via scheepvaart	Vloeibaar via scheepvaart	Gasvormig via pijpleiding	Gasvormig via <i>retrofit</i> pijpleiding
LCOE [EUR/MWh]	45	40	50	50
Transportkosten [EUR/MWh]	48	30	12	8
Totaal [EUR/MWh]	93	70	62	58

Noot i: De LCOE rij presenteert de kosten voor zichtjaar 2050. De Transportkosten rij presenteert de kosten voor de Roland Berger case in zichtjaar 2035, en voor de JRC case is het zichtjaar onbekend.

Noot ii: De tabel presenteert een *indicatieve berekening*. Omdat de ontwikkeling van de efficiency van elektrolyseprocessen onzeker zijn richting 2050, maken conversieverliezen van waterstofproductie uit elektriciteit geen onderdeel van deze berekening. Daarnaast kan aan de gebruikerszijde ook conversieverliezen optreden afhankelijk van hoe de waterstof gebruikt wordt. Conversieverliezen aan de verbruikerszijde maken ook geen onderdeel uit van deze berekening. Daarmee sluit de berekening beter aan op het gebruik van waterstof als bijvoorbeeld warmte of feedstock, maar minder goed in bijvoorbeeld een brandstofcel.

Waterstofimport voor capaciteitsuitbreiding

Ondanks het feit dat er beperkte mogelijkheden zijn om met de invoer van waterstof lagere energiekosten te behalen voor de industrie in Nederland, kan de invoer helpen om potentiële tekorten aan energiecapaciteit te voorkomen. De ruimte in Nederland voor het opwekken van duurzame energie is immers beperkt⁴⁹. De energie-intensieve industrie is een grootgebruiker van energie. Om de industrie in Nederland te behouden dient er in ieder geval voldoende energiecapaciteit beschikbaar te zijn.

Guidehouse (2021)⁵⁰ stelt dat in Noordwest-Europa een aanbodtekort kan worden verwacht van 340 TWh in 2050. Daarnaast stellen ze dat er een potentie is voor overaanbod van zo'n 1.001 TWh in Zuid-Europa (Spanje en Italië). Indien een Europese backbone aan waterstofpijpleidingen wordt gerealiseerd, zoals de studies voorstellen, kan Nederland met beperkte meerkosten waterstof importeren uit Zuid-Europa. Cruciaal daarin is dat de productie van elektriciteit en waterstof in Nederland (en omliggende landen) zo groot mogelijk is en transportkosten voor de aanvullende energiebehoefte zo laag mogelijk.

3.4 Conclusies toekomstige concurrentiepositie

LCOE van duurzame energie in Nederland

In dit hoofdstuk hebben we de ontwikkeling van de LCOE van duurzame energieproductiemiddelen op de korte en lange termijn geanalyseerd. Gebleken is dat windenergie een aantrekkelijke manier is om in het energieverbruik

⁴⁹ PBL (2021). Grote opgaven in een beperkte ruimte.

⁵⁰ Guidehouse (2021). *Analysing future demand, supply and transport of hydrogen*.

van de Nederlandse industrie te voorzien. Vergeleken met andere landen is de LCOE voor windenergie in Nederland namelijk laag.

De mogelijkheden om windenergie in te zetten voor goedkope energieproductie zijn echter niet oneindig. Om te voldoen aan de 'net-zero' ambitie in 2050 zal op de lange termijn ook volop gebruik gemaakt moeten worden van andere duurzame energieproductiemiddelen. De gemiddelde LCOE van het Nederlandse energiesysteem in 2050 wordt hierdoor hoger geraamd dan het wereldwijde gemiddelde; zo'n 60 euro per MWh ten opzichte van het wereldwijde gemiddelde van 53,8 euro per MWh.

In vergelijking met andere landen met een grote industrie (landen in Europa als de VK en Duitsland, India, VS en China), heeft Nederland geen significant hogere totale LCOE. Daarentegen zijn er ook landen die wél een aanzienlijk lagere LCOE hebben dan Nederland. Dit betreft voornamelijk landen tussen de Kreeftkeerkring en Steenbokskeerkring waarvoor de LCOE op ongeveer 40 euro per MWh uitkomt. Landen met lagere totale LCOE's op het Noordelijk halfrond bevinden zich voornamelijk in Noord-Afrika, denk hierbij aan Mauritanië en Sudan. Ten opzichte van deze landen zal Nederland dus een duurder energiesysteem hebben. Het is echter nog maar de vraag of Nederland met deze landen zal moeten concurreren om de vestiging van energie-intensieve industrie. Momenteel is er in deze landen doorgaans geen grootschalige industrie aanwezig. Meer onderzoek naar het belang van de energieprijzen voor de keuze van een vestigingsplaats voor de industrie (in verhouding tot andere factoren zoals de afstand tot de markt en de verbindingen met het achterland) is nodig om hierover een sluitende conclusie te kunnen trekken.

Ontwikkeling van energieprijverschillen en concurrentiepositie

In Tabel 8 zetten we de belangrijkste resultaten uit hoofdstuk 2 en 3 in een overzicht. De tabel presenteert de huidige en toekomstige energieprijverschillen tussen Nederland, de EU, India, de VS en China.

Het beeld dat hieruit naar voren komt is dat de toekomstige prijsverschillen tussen landen waarschijnlijk eerder kleiner dan groter zullen worden. Toekomstige prijsverschillen vertonen daarmee veel overeenkomsten met de prijsverschillen die er nu zijn voor aardolie. De grote prijsverschillen die er nu nog zijn voor elektriciteit en aardgas doen zich in een volledig duurzaam systeem naar verwachting niet voor. Op basis van deze tabel is onze conclusie dat de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie over de gehele lijn gezien niet hoeft te verslechteren.

Tabel 8: Huidige en toekomstige verschillen van energieprijzen en -kosten in Nederland t.o.v. andere landen en regio's

NL t.o.v. Land of Regio	Huidig verschil (situatie 2019)				Toekomstig verschil
	Elektriciteit	Aardgas	Aardolie	Kolen	Energiesysteem
EU27	-10% tot +10%	-20% tot -10%	-10% tot +10%	+10% tot +20%	-10% tot +10%
India	+30% tot +40%	-30% tot -20%	-10% tot +10%	-30% tot -20%	+10% tot +20%
VS	+60% tot +70%	+80% tot +90%	+10% tot +20%	+20% tot +30%	-10% tot +10%
China	-40% tot -30%	-30% tot -20%	-10% tot +10%	-20% tot -10%	-10% tot +10%

Import van duurzame energie

Op basis van de behandelde studies naar de mogelijkheden en kosten van het vervoer van hernieuwbare energie in de vorm van waterstof kan worden geconcludeerd dat er relatief hoge kosten mee gemoeid zijn. De mogelijkheden om in de toekomst 'goedkope' energie uit het buitenland te importeren lijken daarom beperkt. Import kan wel helpen om tekorten aan binnenlandse energieproductie aan te vullen. Het importpotentieel van (duurzame) energie uit een ander land is afhankelijk van het kostenniveau van de in het eigen land geproduceerde energie, de kosten van de energieproductie in het andere land, en de kosten van het transport van energie tussen de twee landen. Naarmate het verschil in energiekosten tussen het importerende en exporterende land groter wordt, loont het om de geproduceerde waterstof over langere afstanden te transporteren. Het importeren van waterstof vanuit Zuid-Europa via pijpleidingen lijkt het meest aantrekkelijk.

Zolang de kosten van transport laag blijven is ook bij een tekort aan lokale energieproductie de conclusie dat de concurrentiepositie niet hoeft te verslechteren. Een nuance daarbij is wel dat als alleen naar energieprijzen wordt gekeken de concurrentiepositie ten opzichte van energie-exporterende landen verslechtert. Zeker als de import via pijpleidingen uit Zuid-Europa komt zijn de transportkosten zo beperkt dat de verschillen in energieprijzen vermoedelijk niet opwegen tegen andere factoren die de keuze voor een vestigingsplaats beïnvloeden.

4.0 Waarborgen vestigingsklimaat Nederland

In dit rapport zetten we een toekomstig wereldbeeld waarin bedrijven in zowel binnen- als buitenland geen gebruik meer maken van fossiele brandstoffen tegenover de huidige situatie. Tussen de huidige situatie en het toekomstbeeld zit een transitieperiode. Dit hoofdstuk richt zich op de concurrentiepositie in deze transitieperiode.

4.1 Concurrentiepositie in de transitieperiode

In het vorige hoofdstuk bleek dat in een wereld waarin (groene) elektriciteit en waterstof de belangrijkste brandstoffen en feedstock voor de industrie vormen, de concurrentiepositie niet slechter hoeft te zijn dan in een wereld waarin fossiele brandstoffen domineren.

Maar de duurzame wereld in 2050 van hoofdstuk 3 is nog geen realiteit. Het is een grote uitdaging voor landen in de EU om doelen voor 2050 te halen. Op basis van de huidige ambities is het waarschijnlijk dat veel landen buiten de EU ook na 2050 nog fossiele brandstoffen inzetten. In de tussentijd is van een *level playing field* tussen inzet van duurzame en fossiele brandstoffen nog geen sprake.

Illustratie kostenverschil: Het Planbureau voor de Leefomgeving stelt jaarlijks de SDE++ vergoedingen vast voor de productie van duurzame energie en het gebruik van duurzame energie in de industrie. De vergoeding is vastgesteld op basis van de onrendabele top (kostprijs duurzame energie ten opzichte van de referentie marktprijs). Zo is de onrendabele top voor grootschalige elektrische boilers in de industrie vastgesteld op 0,0604 euro/kWh en voor een gesloten system met elektrische gedreven warmtepomp (8000 uur) op 0,0381 euro/kWh. Stel je hebt 100 kWh nodig om een product te produceren. Dan zou je met een elektrische boiler ongeveer 6 euro, en met een elektrische gedreven warmtepomp 3,80 euro duurder uitkomen dan concurrenten die uitsluitend fossiele energie gebruiken.

Als de conclusie in hoofdstuk 3 was geweest dat Nederland geen aantrekkelijke vestigingslocatie is in het scenario met duurzame brandstoffen dan zou dat betekenen dat het, zeker op de langere termijn, niet houdbaar is om bedrijven te helpen bij de verduurzaming. Steun aan bedrijven draagt dan op de korte termijn wel bij aan het reduceren van emissies en innovaties, maar draagt niet bij aan het toekomstig verdienvermogen.

Omdat er, op basis van de projectie van energieprijzen, ook in 2050 ruimte lijkt voor energie-intensieve industrie in Nederland is er echter wel degelijk een economische rationale om bedrijven te helpen in het proces van verduurzaming. Let wel, dit betekent niet dat het beleid zou moeten zijn om bedrijven kosten wat kost voor Nederland te behouden. Er zijn talrijke factoren die de aantrekkelijkheid van Nederland als vestigingsplaats bepalen. Als andere landen een comparatief voordeel ontwikkelen bij het produceren van bepaalde goederen dan kan het ook voor Nederland uiteindelijk goed zijn als productie zich verplaatst.

Ondersteuning voor bedrijven bij het transitieproces is er in verschillende vormen. Aan de ene kant zijn er instrumenten die bedrijven met zachte of meer dwingende hand stimuleren om te verduurzamen. Dit zijn de instrumenten die op zichzelf beschouwd kunnen resulteren in een verslechtering van de concurrentiepositie. Aan

de andere kant zijn er instrumenten die ondersteuning bieden en een verslechtering van de concurrentiepositie kunnen voorkomen. Deze worden hieronder samengevat.

4.2 Instrumenten gericht op stimuleren verduurzaming

ETS en CO2-heffing

Het EU Emission Trading System (ETS) vormt de basis voor het Europese klimaatbeleid voor de industrie. Door het ETS is de uitstoot begrenst en het recht op uitstoot beprijsd. Binnen de EU gelden voor bedrijven dezelfde spelregels. Door het beprijsen van CO2 kan er wel een nadelige positie ontstaan ten opzichte van landen waar dat niet het geval is. Daar is in het ontwerp van het ETS aandacht voor (zie ook onderstaande bespreking van het Carbon Border Adjustment Mechanism).

In aanvulling op het ETS kent Nederland een CO2-heffing. Dit instrument wordt door het kabinet ingezet om ambities voor de verduurzaming van de industrie te borgen. De CO2-heffing is een Nederlands instrument en inzet ervan, zonder de inzet van steunmaatregelen, kan bijdragen aan een verslechtering van de concurrentiepositie ten opzichte van landen binnen en buiten de EU.

Verplichtingen en verboden

Zowel de Europese Unie als de Nederlandse overheid zetten verplichtingen en verboden in om bedrijven te dwingen te verduurzamen. Een voorbeeld van een Europese maatregel zijn de eisen ten aanzien van energiebesparing die volgen uit de energie-efficiëntierichtlijn (EED). Een voorbeeld van een Nederlandse maatregel is het verbod op de inzet van kolen voor elektriciteitsproductie. Een ander voorbeeld zijn eisen ten aanzien van de brandstofmix en het aandeel duurzaam opgewekte energie.

4.3 Steunmaatregelen

Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)

Naar verwachting treedt in 2023 het Carbon Border Adjustment Mechanism van de EU in werking. Dit mechanisme heeft als doel om *carbon leakage* (weglek) te voorkomen. Kort gezegd zijn voor importen van buiten de EU certificaten nodig waarmee betaald wordt voor de emissies die gemoeid zijn met het betreffende product. Als in het land van herkomst al betaald is voor de kosten van emissies dan kunnen de kosten van de importbijdrage afgetrokken worden. Een goed werkend CBAM vormt een waarborg voor in de EU gevestigde bedrijven dat de klimaatambities niet ten koste gaan van de concurrentiepositie ten opzichte van buiten de EU gevestigde bedrijven. CBAM vervangt op termijn de systematiek van gratis emissierechten die nu nog in het ETS is opgenomen om weglek te voorkomen⁵¹.

⁵¹ Naast het gratis verstrekken van emissierechten is er ook de Indirecte Kostencompensatie ETS. Deze regeling biedt compensatie voor de ETS die de elektriciteitssector doorberekent aan haar klanten. Bedrijven moeten als tegenprestatie daarvoor verduurzamingsmaatregelen nemen.

SDE++ en fiscale regelingen

De SDE++ vormt het belangrijkste instrument in Nederland om verduurzaming te subsidiëren. Met de SDE++ zijn jaarlijks miljarden beschikbaar voor projecten die direct bijdragen aan CO₂-reductie. In het verleden was de regeling alleen beschikbaar voor de productie van hernieuwbare energie. Inmiddels kan de industrie de subsidie ook inzetten voor bijvoorbeeld gebruik van restwarmte, elektrische boilers, warmtepompen en het opslaan van CO₂ (CCS).

Naast de SDE++ zijn er fiscale regelingen die verduurzaming financieel aantrekkelijk maken. Daarbij kan het bijvoorbeeld gaan om investeringsaftrek voor specifieke investeringen maar ook bijvoorbeeld om (aanpassingen van) de energiebelasting.

Innovatiebeleid en specifieke maatregelen om voorwaarden voor verduurzaming te faciliteren

Innovatie is noodzakelijk om nieuwe methodes en technieken te ontwikkelen en de kostprijs van verduurzaming naar beneden te krijgen. Innovatie kan daarmee ook bijdragen aan een gelijk speelveld. Daarom zijn er tal van innovatieprogramma's die in de verschillende innovatiefases ondersteuning bieden. In aanvulling daarop is de Nationale Investeringsregeling Klimaatprojecten Industrie (NIKI) in ontwikkeling die is gericht om projecten die niet door de SDE++ gesubsidieerd worden (vanwege bijvoorbeeld de kostprijs) maar wel klaar zijn voor implementatie te ondersteunen.

Industriële processen zijn vaak met elkaar verknoopt en afhankelijk van infrastructuur. Bedrijven zijn daarom ook bij verduurzaming afhankelijk van andere bedrijven en de beschikbaarheid van bijvoorbeeld stroomkabels en pijpleidingen. Dat is de reden dat er voor alle clusters in Nederland plannen zijn opgesteld. Het Meerjarenprogramma Infrastructuur en Klimaat (MIEK) is er bijvoorbeeld op gericht om belemmeringen voor de tijdige aanleg van infrastructuurprojecten van nationaal belang weg te nemen.

Bedrijven zijn ook van elkaar afhankelijk bij het hergebruiken van grondstoffen en het vervangen van fossiele grondstoffen door hernieuwbare grondstoffen. Ook beleid gericht op de circulaire economie speelt daarom een rol in de verduurzaming van de industrie in combinatie met het behouden van gelijk speelveld.

4.4 Aanvullende maatregelen

In het onlangs gepubliceerde Ontwerp Beleidsprogramma Klimaat wordt het belang van een internationaal gelijk speelveld benadrukt. Het kabinet kondigt in het programma aan om in 2023 opnieuw een 'speelveldtoets' uit te laten voeren. Een dergelijke speelveldtoets geeft een beeld van hoe industriële sectoren als geheel zich verhouden tot die in het buitenland.

Een van de uitdagingen bij het opstellen van een dergelijke speelveldtoets is dat de situatie van afzonderlijke bedrijven kan afwijken van het gemiddelde in een specifieke (sub)-sector. In het Beleidsprogramma is daar ook aandacht voor. Het kabinet kondigt aan om maatwerkafspraken te maken met de twintig grootste uitstoters in Nederland. Het doel hiervan is om het CO₂-reductiepotentieel van de industrie maximaal te benutten en de impact op de leefomgeving te minimaliseren. Als de in dit hoofdstuk genoemde beleidsinstrumenten niet volstaan om te verduurzamen met behoud van een gelijk speelveld, dan zouden deze maatwerkafspraken in elk geval voor de grote uitstoters mogelijk soelaas kunnen bieden.

De conclusie van dit rapport is dat voor de Europese/Nederlandse industrie als geheel steunmaatregelen in de transitieperiode zinvol zijn vanuit het perspectief van comparatieve voordelen. Maar dit hoeft niet te gelden voor elke industrie. In specifieke markten kunnen landen met lage productiekosten van elektriciteit en waterstof namelijk wel degelijk een voordeel hebben waardoor productie in Nederland op lange termijn niet levensvatbaar is. De hoogte van energieprijzen is daarnaast maar één van de factoren die de toekomstige concurrentiepositie bepalen. Dat betekent dat bij steun voor specifieke sectoren of bedrijven een nadere analyse van de toekomstbestendigheid wenselijk is.

Bijlage

B1: Toegevoegde waarde en energiegebruik Nederlandse bedrijfstakken

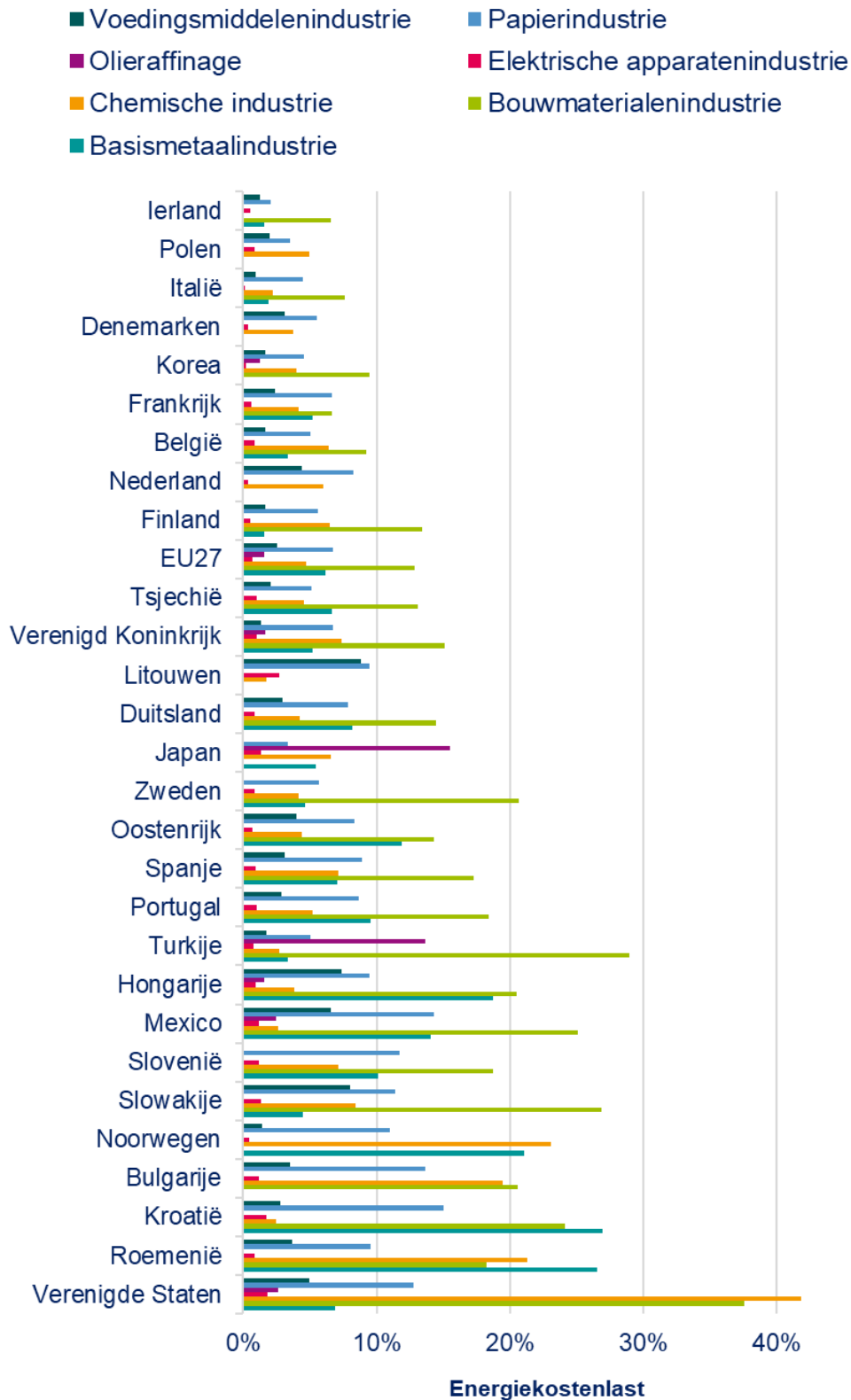
Bedrijfstak	Totaal Energiegebruik	Bruto Toegevoegde Waarde	Energie-intensiteit
<i>SBI 2008</i>	<i>PJ</i>	<i>€ mln</i>	<i>PJ / € mln</i>
01 Landbouw	159	12.823	0,012
02 Bosbouw	n.b.	171	n.b.
03 Visserij	6	306	0,021
06 Winning van aardolie en aardgas	n.b.	4.292	n.b.
08 Delfstoffenwinning (geen olie en gas)	5	458	0,010
09 Dienstverlening delfstoffenwinning	n.b.	796	n.b.
099 Dienstverlening delfstoffenwinning	n.b.	n.b.	n.b.
10 Voedingsmiddelenindustrie	75	12.458	0,006
101 Slachterijen en vleeswarenindustrie	5	n.b.	n.b.
102 Visverwerkende industrie	n.b.	n.b.	n.b.
103 Groente-	n.b.	n.b.	n.b.
104 Spijsoliën- en -vettenindustrie e.d.	7	n.b.	n.b.
105 Zuivelindustrie	15	n.b.	n.b.
106 Meelindustrie	10	n.b.	n.b.
107 Brood- en deegwarenindustrie	n.b.	n.b.	n.b.
108 Overige voedingsmiddelenindustrie	n.b.	n.b.	n.b.
109 Diervoederindustrie	6	n.b.	n.b.
11 Drankenindustrie	6	1.511	0,004
12 Tabaksindustrie	0	2.665	0,000
13 Textielindustrie	4	n.b.	n.b.
14 Kledingindustrie	0	n.b.	n.b.
15 Leer- en schoenenindustrie	0	n.b.	n.b.
16 Houtindustrie	2	1.216	0,002
17 Papierindustrie	20	2.178	0,009
18 Grafische industrie	2	1.257	0,001
19 Aardolie-industrie (Olieraffinaderijen)	146	1.603	0,091
20 Chemische industrie	760	10.860	0,070
201 Basischemie	743	n.b.	n.b.
2011 Industriële gassenindustrie	45	n.b.	n.b.
2012 Kleur- en verfstoffenindustrie	3	n.b.	n.b.
2013 Overige anorganische basischemie	42	n.b.	n.b.
2014 Organische basischemie	529	n.b.	n.b.
2015 Kunstmestindustrie	96	n.b.	n.b.
202-206 Overige chemische industrie	17	n.b.	n.b.
21 Farmaceutische industrie	4	2.811	0,001
22 Rubber- en kunststofproductindustrie	10	3.111	0,003
23 Bouwmaterialenindustrie	22	2.229	0,010
231 Glas- en glaswerkindustrie	8	n.b.	n.b.
233 Keramische bouwproductenindustrie	7	n.b.	n.b.

235 Cement-	n.b.	n.b.	n.b.
236 Beton-	n.b.	n.b.	n.b.
24 Basismetalaalindustrie	44	2.046	0,022
25 Metaalproductenindustrie	12	7.834	0,001
26 Elektrotechnische industrie	2	4.387	0,000
27 Elektrische apparatenindustrie	19	3.180	0,006
28 Machine-industrie	5	13.477	0,000
29 Auto- en aanhangwagenindustrie	3	3.004	0,001
30 Overige transportmiddelenindustrie	2	1.481	0,001
31 Meubelindustrie	2	1.442	0,001
32 Overige industrie	1	3.907	0,000
33 Reparatie en installatie van machines	2	3.760	0,000
35 Energiebedrijven	n.b.	9.227	n.b.
36 Waterleidingbedrijven	3	1.002	0,003
37 Afvalwaterinzameling en -behandeling	5	n.b.	n.b.
38 Afvalbehandeling en recycling	8	n.b.	n.b.
39 Sanering en overig afvalbeheer	0	n.b.	n.b.
41 Algemene bouw en projectontwikkeling	n.b.	12.537	n.b.
42 Grond-, water- en wegenbouw	n.b.	4.810	n.b.
43 Gespecialiseerde bouw	n.b.	18.654	n.b.
45 Autohandel en -reparatie	n.b.	9.627	n.b.
46 Groothandel en handelsbemiddeling	n.b.	63.963	n.b.
47 Detailhandel (niet in auto's)	n.b.	28.197	n.b.
49 Vervoer over land	n.b.	13.367	n.b.
50 Vervoer over water	n.b.	2.838	n.b.
51 Vervoer door de lucht	n.b.	3.637	n.b.
52 Opslag, dienstverlening voor vervoer	n.b.	12.762	n.b.
53 Post en koeriers	n.b.	2.140	n.b.
55 Logiesverstrekking	n.b.	4.368	n.b.
56 Eet- en drinkgelegenheden	n.b.	10.923	n.b.
58 Uitgeverijen	n.b.	2.895	n.b.
59 Film- en tv-productie	n.b.	1.590	n.b.
60 Radio- en televisieomroepen	n.b.	1.036	n.b.
61 Telecommunicatie	n.b.	7.895	n.b.

Bron: Energiebalans (CBS, 2019); Productie- en inkomenscomponenten bbp (CBS, 2019); Analyse door Ecorys (2022)

B2: Internationale vergelijking energiekostenlast EII-sectoren

De volgende figuur betreft de data in figuur 5 uitgesplitst naar de afzonderlijke EII-sectoren.



B3: Internationale energieprijsverhoudingen

Onderstaande tabel laat de verzamelde prijzen zien voor elektriciteit en aardgas voor verschillende landen en regio's. Aangenomen wordt dat deze prijzen representatief zijn voor wat de energie-intensieve industrie in 2019 gemiddeld genomen betaalde op een per MWh-basis voor beide energieproducten. De tabel laat ook zien hoe de Nederlandse energieprijzen zich verhouden tot die van verschillende landen en regio's. De prijsverhoudingen zijn als volgt berekend:

$$\text{Prijsverhouding} = \frac{\text{prijs NL} - \text{prijs land X}}{\text{prijs land X}}$$

Percentages die groter (kleiner) zijn dan 0% duiden erop dat Nederland een relatief hogere (lagere) prijs rekent voor het energieproduct in kwestie. Percentages die kleiner zijn dan 0% duiden daarom op een mogelijk concurrentievoordeel voor de Nederlandse energie-intensieve industrie.

Land / Regio	Elektriciteit		Aardgas		Bron	Prijsverhouding	
	Prijs	Jaar	Prijs	Jaar		Elektriciteit	Aardgas
Albanië	€ 104,0	2019	n.b.	n.b.	Eurostat	-44%	n.b.
Australië	€ 59,5	2019	€ 19,8	2019	Trinomics	-3%	-17%
Australië	€ 76,5	2019	n.b.	n.b.	AEMO & AER	-24%	n.b.
België	€ 43,0	2019	€ 14,6	2019	Eurostat	35%	12%
Bosnië-Herzegovina	€ 60,4	2019	€ 36,9	2019	Eurostat	-4%	-56%
Brazilië	€ 43,2	2019	€ 29,2	2018	Trinomics	34%	-44%
Brazilië	€ 54,5	2019	n.b.	n.b.	CCEE	6%	n.b.
Bulgarije	€ 62,8	2019	n.b.	n.b.	Eurostat	-8%	n.b.
China	€ 84,2	2019	€ 23,5	2018	Trinomics	-31%	-30%
China	€ 89,6	2019	n.b.	n.b.	ESCN	-35%	n.b.
Denemarken	€ 56,7	2019	n.b.	n.b.	Eurostat	2%	n.b.
Duitsland	€ 34,8	2019	€ 17,7	2019	Eurostat	67%	-7%
Estland	€ 53,9	2019	n.b.	n.b.	Eurostat	8%	n.b.
EU27	€ 53,7	2019	€ 18,7	2019	Eurostat	8%	-12%
Frankrijk	€ 48,7	2019	€ 16,0	2019	Eurostat	19%	3%
Georgië	€ 48,6	2019	n.b.	n.b.	Eurostat	19%	n.b.
Hongarije	€ 58,4	2019	€ 17,1	2019	Eurostat	-1%	-4%
Ierland	€ 80,3	2019	n.b.	n.b.	Eurostat	-28%	n.b.
India	€ 37,1	2019	€ 21,9	2017	Trinomics	56%	-25%
India	€ 49,5	2019	n.b.	n.b.	IEX	17%	n.b.
India	n.b.	n.b.	€ 23,1	2019	S&P Global	n.b.	-29%
Italië	€ 66,6	2019	€ 22,7	2019	Eurostat	-13%	-28%
Japan	€ 64,7	2019	€ 16,9	2019	Trinomics	-10%	-3%
Japan	€ 86,6	2019	n.b.	n.b.	JEPX	-33%	n.b.
Japan	n.b.	n.b.	€ 35,3	2019	OWID	n.b.	-54%
Nederland	€ 58,0	2019	€ 16,4	2019	Eurostat	0%	0%
Noord-Macedonië	€ 60,6	2019	n.b.	n.b.	Eurostat	-4%	n.b.

Noorwegen	€ 37,3	2019	n.b.	n.b.	Eurostat	55%	n.b.
Oekraïne	€ 56,1	2019	€ 21,4	2019	Eurostat	3%	-23%
Oostenrijk	€ 53,3	2019	€ 15,8	2019	Eurostat	9%	4%
Polen	€ 59,3	2019	n.b.	n.b.	Eurostat	-2%	n.b.
Portugal	n.b.	n.b.	€ 24,0	2019	Eurostat	n.b.	-32%
Roemenië	€ 58,9	2019	€ 21,9	2019	Eurostat	-2%	-25%
Servië	€ 49,5	2019	€ 30,4	2019	Eurostat	17%	-46%
Slowakije	€ 62,3	2019	€ 23,7	2019	Eurostat	-7%	-31%
Spanje	€ 55,5	2019	€ 24,7	2019	Eurostat	5%	-33%
Turkije	€ 57,7	2019	€ 21,8	2019	Eurostat	0%	-25%
Verenigd Koninkrijk	€ 80,9	2019	€ 16,1	2019	Eurostat	-28%	2%
Verenigde Staten	€ 29,6	2019	€ 7,2	2019	Trinomics	96%	127%
Verenigde Staten	€ 40,4	2019	n.b.	n.b.	EIA	44%	n.b.
Verenigde Staten	n.b.	n.b.	€ 8,9	2019	OWID	n.b.	84%
Zweden	€ 40,0	2019	n.b.	n.b.	Eurostat	45%	n.b.

Bronnen: [Eurostat, 2019](#) – elektriciteitsprijzen voor grootgebruikers binnen de EU (2019); [Eurostat, 2019](#) – aardgasprijzen voor grootgebruikers binnen de EU (2019); [S&P Global, 2019](#); [Trinomics, 2020](#); [ESCN, 2018](#); [JEPX, 2019](#); [AEMO, 2019](#); [AER, 2019](#); [EIA, 2019](#); [CCEE, 2019](#); [IEX, 2019](#); [OWID, 2022](#) – groothandelsprijzen voor aardgas in 2019.

Over Ecorys

Ecorys is een toonaangevend internationaal onderzoeks- en adviesbureau dat zich richt op de belangrijkste maatschappelijke uitdagingen. Door middel van uitstekend, op onderzoek gebaseerd advies, helpen wij publieke en private klanten bij het maken en uitvoeren van gefundeerde beslissingen die leiden tot een betere samenleving. Wij helpen opdrachtgevers met grondige analyses, inspirerende ideeën en praktische oplossingen voor complexe markt-, beleids- en managementvraagstukken.

Onze bedrijfsgeschiedenis begon in 1929, toen een aantal Nederlandse zakenlieden van wat nu beter bekend is als de Erasmus Universiteit, het Nederlands Economisch Instituut (NEI) oprichtten. Het doel van dit gerenommeerde instituut was om een brug te slaan tussen het bedrijfsleven en de wereld van economisch onderzoek. Het NEI is in 2000 uitgegroeid tot Ecorys.

Door de jaren heen heeft Ecorys zich verspreid over de wereld met kantoren in Europa, Afrika, het Midden-Oosten en Azië. Wij werven personeel met verschillende culturele achtergronden en expertises, omdat wij ervan overtuigd zijn dat mensen met uiteenlopende eigenschappen een meerwaarde kunnen bieden voor ons bedrijf en onze klanten.

Ecorys excelleert in zeven werkgebieden:

- Economic growth;
- Social policy;
- Natural resources;
- Regions & Cities;
- Transport & Infrastructure;
- Public sector reform;
- Security & Justice.

Ecorys biedt een duidelijk aanbod aan producten en diensten:

- voorbereiding en formulering van beleid;
- programmamanagement;
- communicatie;
- capaciteitsopbouw (overheden);
- monitoring en evaluatie.

Wij hechten waarde aan onze onafhankelijkheid, onze integriteit en onze partners. Ecorys geeft om het milieu en heeft een actief maatschappelijk verantwoord ondernemingsbeleid, gericht op meerwaarde voor de samenleving en de markt. Ecorys is in het bezit van een ISO14001-certificaat dat wordt ondersteund door al onze medewerkers.



Postbus 4175
3006 AD Rotterdam
Nederland

Watermanweg 44
3067 GG Rotterdam
Nederland

T 010 453 88 00
F 010 453 07 68
E netherlands@ecorys.com
K.v.K. nr. 24316726

W www.ecorys.nl

Sound analysis, inspiring ideas