strategy&
Part of the PwC network

Onderzoek publieke belangen Nederlandse energievoorziening

Eindrapport

Juni 2023



Belangrijke mededeling

Deze rapportage is geschreven onder verantwoordelijkheid van Gülbahar Tezel (Partner). Dit rapport wordt u aangeboden vanuit PricewaterhouseCoopers Advisory N.V..

Met dit rapport proberen wij een bijdrage te leveren aan de maatschappelijke discussie over hoe de huidige marktordening van de gas- en elektriciteitsmarkt bijdraagt aan het borgen van de publieke belangen betaalbaarheid, betrouwbaarheid en duurzaamheid en hoe deze publieke belangen beter kunnen worden geborgd.

Dit rapport is opgesteld overeenkomstig onze opdrachtbrief d.d. 22 februari 2023. [redacted] Het mag alleen aan derden worden verstrekt voor zover overeengekomen in ons contract of nadat wij vooraf schriftelijke toestemming hebben gegeven. Wij accepteren geen aansprakelijkheid (ook niet voor nalatigheid) richting enige andere partij dan u of voor enig ander gebruik van dit rapport dan waarvoor het bedoeld is.

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

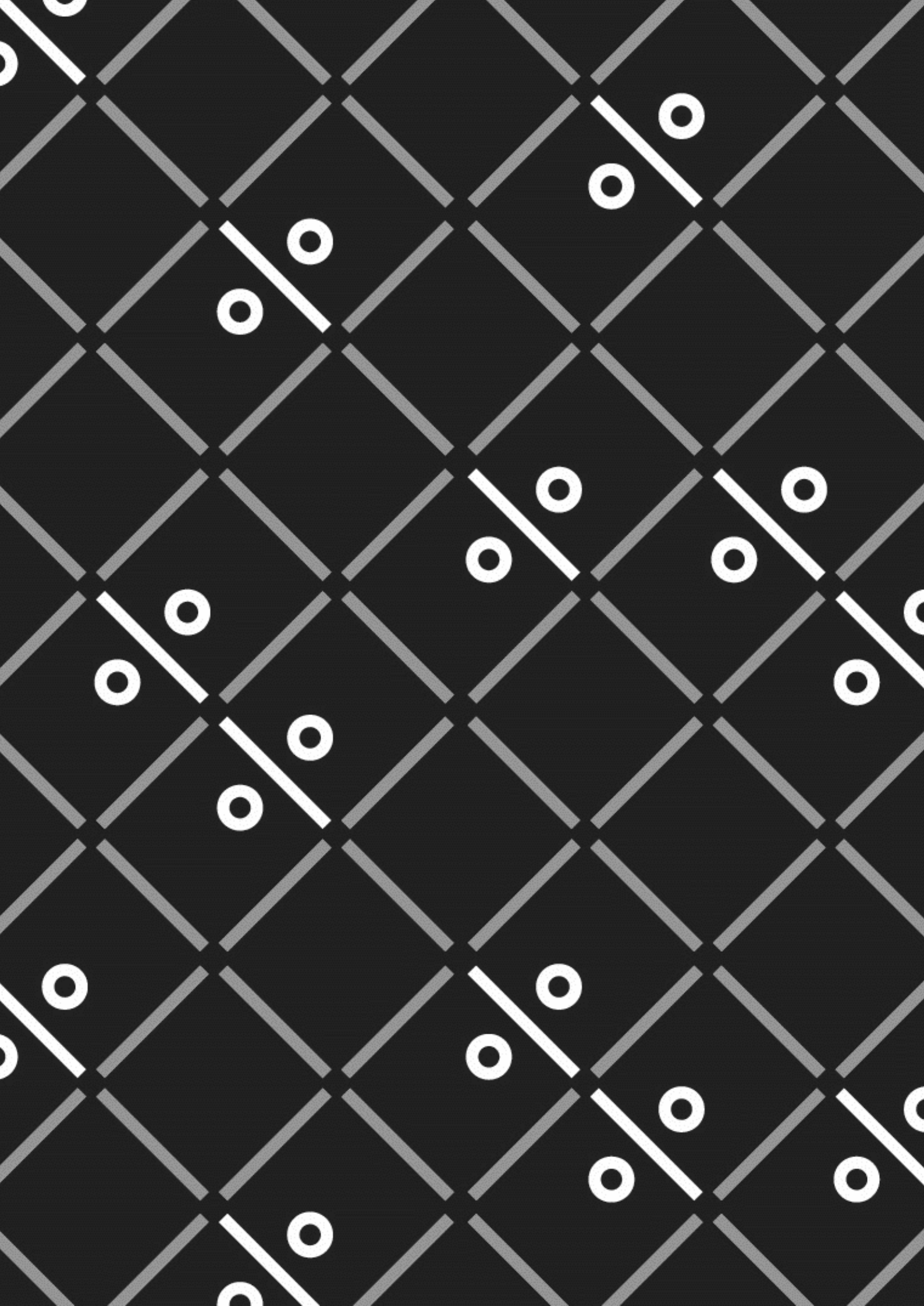
Het Rapport is uitsluitend ten behoeve van de belangen van de Cliënt uitgebracht en heeft niet het oogmerk om voor andere doeleinden dan de daarin genoemde, te worden gebruikt. Op het Rapport kan derhalve niet door anderen dan de Cliënt worden gesteund. Voor het gebruik van het Rapport door andere partijen dan de Cliënt aanvaarden wij derhalve geen verantwoordelijkheid, zorgplicht of aansprakelijkheid - contractueel, op basis van onrechtmatige daad (inclusief nalatigheid) of anderszins.

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



Inhoudsopgave

1. Executive summary ... 3
2. Introductie ... 12
2.1. Achtergrond en doel van het onderzoek ... 12
2.2. Publieke belangen in de energiemarkt ... 12
2.3. Marktordening ... 13
2.4. Onderzoeksverantwoording ... 13
3. Marktordening energiemarkten in Europa en NL ... 15
3.1. De energiemarkt: gas en elektriciteit ... 15
3.2. EU-grondslag voor marktordening ... 15
3.3. Marktordening keuzes in Nederland ... 17
3.4. Marktordening keuzes: Internationale vergelijking ... 20
4. Betaalbaarheid van de energievoorziening ... 23
4.1. Betaalbaarheid in historische context ... 23
4.1.1. Liberalisering van de elektriciteitsmarkt ... 23
4.1.2. Liberalisering van de gasmarkt ... 25
4.1.3. Niet geliberaliseerde onderdelen van de energiewaardeketen ... 26
4.1.4. Structuur en eigendom ... 26
4.2. Betaalbaarheid tijdens de energiecrisis ... 28
4.2.1. Drijvers van hoge energieprijzen in de energiecrisis ... 28
4.2.2. Borging van betaalbaarheid in Nederland tijdens de energiecrisis ... 29
4.2.3. Internationale vergelijking van betaalbaarheid tijdens de energiecrisis ... 31
4.2.4. EU-maatregelen als reactie op de energiecrisis ... 33
4.2.5. Nederlandse maatregelen als reactie op de energiecrisis ... 34
4.2.6. Maatregelen van landen als reactie op de energiecrisis ... 34
5. Betrouwbaarheid van de energievoorziening ... 36
5.1. Liberalisering van de elektriciteitsmarkt ... 36
5.2. Liberalisering van de gasmarkt ... 38
5.3. Betrouwbaarheid tijdens de energiecrisis ... 41
5.4. Betrouwbaarheid: internationale vergelijking ... 43
6. Duurzaamheid van de energievoorziening ... 46
6.1. Duurzaamheid in historische context ... 46
6.2. Borging van duurzaamheid tijdens de energiecrisis ... 47
6.3. Duurzaamheid in de energietransitie ... 47
7. Referentielijst ... 50



1. Executive summary

Introductie: borgen van publieke belangen op de energiemarkt

Bij de Algemene Politieke Beschouwingen is op 22 september 2022 de motie Marijnissen en Segers aangenomen. Marijnissen en Segers uiten in deze motie hun zorgen over de energiecrisis en vragen zich af in hoeverre de geliberaliseerde energiemarkt die wij in Nederland kennen hier mede debet aan is. De indieners van de motie roepen op te onderzoeken hoe de publieke belangen betaalbaarheid en betrouwbaarheid in de Nederlandse energievoorziening beter geborgd kunnen worden. Daarnaast zou de verduurzaming van onze energievoorziening in de energietransitie mogelijk kunnen vragen om een andere borging van publieke belangen.

Tegen de achtergrond van de motie Marijnissen en Segers is de hoofdvraag die centraal staat in dit onderzoek: *hoe draagt de huidige marktordening van de gas- en elektriciteitsmarkt bij aan het borgen van de publieke belangen betaalbaarheid, betrouwbaarheid en duurzaamheid en hoe kunnen publieke belangen beter worden geborgd?*

Marktordening wordt in dit onderzoek gedefinieerd in nauwe zin en verwijst naar de introductie van concurrentie en keuzevrijheid (*liberalisering*), de voorschriften ten aanzien van scheiding van delen van de waardeketen (*structuur*), en keuzes voor private versus publieke uitvoering (*eigendom*).

De marktordening van de energiemarkten zoals we die nu kennen is gevormd door een proces van geleidelijke liberalisering via Europese richtlijnen en de Nederlandse implementatie daarvan. Dit rapport gaat primair over de samenhang tussen de geliberaliseerde gas- en elektriciteitsmarkt en publieke belangen. Om deze reden ligt de focus op de geliberaliseerde onderdelen van de energieketen: productie en levering. Regulering van (toegang tot) de energienetwerken is een integraal onderdeel van het beleid gericht op de introductie van concurrentie en keuzevrijheid in de energiesector. De ervaringen in de gereguleerde netwerksector worden daarom ook meegenomen.

De conclusies in dit onderzoek zijn tot stand gekomen via een combinatie van literatuuronderzoek en interviews met academici, belangenorganisaties, energiebedrijven en toezichthouders.[1] Het rapport is gestructureerd langs de lijnen van de publieke belangen betaalbaarheid, betrouwbaarheid en duurzaamheid.

Betaalbaarheid

De betaalbaarheid van de energievoorziening is positief beïnvloed door liberalisering en regulering

De gedachte achter de liberalisering van de energiesector was dat de introductie van concurrentie en keuzevrijheid bijdraagt aan betaalbaarheid. Concurrentie tussen verschillende aanbieders zou leiden tot prijsdruk, hogere kwaliteit en innovatie. Door integratie van de gas- en elektriciteitsmarkt op Europees niveau zou de concurrentie verder worden versterkt, met positieve effecten op de betaalbaarheid en keuzevrijheid voor energiegebruikers.

Er is veel empirisch onderzoek gedaan naar de effecten van liberalisering op de energieprijzen. Hoewel prijzen door veel factoren worden beïnvloed concluderen deze onderzoeken overwegend dat liberalisering een prijsdrukkend effect heeft gehad op de kale gas- en elektriciteitsprijzen in de EU. Aangehaalde verklaringen daarvoor zijn een toename van de concurrentie, een hogere efficiëntie en meer integratie van gas- een elektriciteitsmarkt op Europese niveau. De prijseffecten zijn het grootst voor industriële afnemers

[1] Deze samenvatting beschrijft de belangrijkste bevindingen, in de hoofdstukken hierna is de verantwoording in de vorm van verwijzingen naar literatuur terug te vinden. De bijlage bevat een volledige lijst van geraadpleegde literatuur en de organisaties die in verband met dit onderzoek zijn geraadpleegd.

en voor actieve consumenten die regelmatig overstappen. Onderzoeken specifiek gericht op Nederland laten een vergelijkbaar beeld zien. Ook interviews met verschillende experts bevestigen het beeld dat liberalisering historisch gezien een positief effect heeft gehad op de betaalbaarheid van elektriciteit en gas.

Het positieve effect van liberalisering op de betaalbaarheid van gas is minder duidelijk dan dat voor elektriciteit. Een mogelijke verklaring hiervoor is dat de Europese gasmarkten minder concurrerend zijn. De gasmarkten zijn meer geconcentreerd dan de elektriciteitsmarkt, omdat er slechts een beperkt aantal producenten is, gedreven door geografische beschikbaarheid van gas. Dit geldt ook voor Nederland, waar het aardgas vanuit het Groningenveld jarenlang met afstand de belangrijkste bron van aanbod was. Hoewel er aanwijzingen zijn van beperkte concurrentie, is meer onderzoek nodig om de mate van concurrentie en de effecten hiervan op betaalbaarheid op de gasmarkt te bepalen.

Transport en distributie van elektriciteit en gas zijn als onderdeel van het liberaliseringsproces als wettelijke monopolies aangewezen en gereguleerd. De tariefregulering voor netbeheerders is altijd met name gericht geweest op het stimuleren van efficiënte aanleg en beheer van de netwerken. Voor zowel Nederland als andere Europese landen bevestigen literatuur en experts dat de regulering van netwerken tot efficiëntiewinsten heeft geleid, wat een drukkend effect heeft gehad op de tarieven van transport en distributie.

De energiecrisis heeft de betaalbaarheid onder druk gezet, gedreven door schaarste aan gas

In de recente energiecrisis, startend in 2021, zijn de energieprijzen in Europa en Nederland sterk gestegen. In de zomer van 2022 werd een prijspiek voor gas bereikt, met TTF-forward gasprijzen van boven de €300/MWh, ten opzichte van het niveau rond de €20/MWh van voor 2021. In vergelijking met het niveau pre-crisis is de gasprijsindex in de EU (TTF) met bijna 1100% gestegen van begin 2021 tot augustus 2022 waar de gasprijzen hun hoogtepunt bereikten. In Azië en de VS stegen de gasprijzen ook, maar minder sterk. De aardgasprijs op de TTF is inmiddels weer gezakt naar rond de €50/MWh, maar is daarmee nog steeds beduidend hoger dan het niveau van voor 2021.

De stijgende marktprijzen vanaf 2021 voor gas werden gedreven door schaarste: er was relatief veel vraag en relatief weinig aanbod. De vraag werd beïnvloed door onder andere het economisch herstel in het post-Covid tijdperk en door uitval van bepaalde elektriciteitsproductie (e.g. kernenergie in Frankrijk), terwijl het aanbod onder druk stond door een krappe LNG-markt en een dalende aanvoer van Russisch gas. Na de inval van Rusland in Ukraine, in februari 2022, droogde het aanbod van Russisch gas snel verder op, terwijl daar niet direct alternatief aanbod tegenover stond. Het logisch gevolg van deze grote en onverwachte aanbodschok op de gasmarkt was een zeer sterke prijsstijging. Dat staat in principe los van de geliberaliseerde markt; ook in een niet-geliberaliseerde markt, of in een markt met meer energiebedrijven die in publiek eigendom zijn, was het nodig geweest om relatief duur gas in te kopen als gevolg van het feit dat een groot deel van het benodigde aanbod plotseling wegvalt.

Hoewel de hoge energieprijzen dus primair het gevolg zijn van schaarste, kan wel worden gesteld dat de geliberaliseerde markt niet automatisch voorziet in (beschermings- of verzekerings) mechanismes om dergelijke sterke prijsfluctuaties te voorkomen. Historische gezien was er in Nederland weinig aanleiding om dergelijke bescherming te organiseren voor prijsschokken, Nederland beschikte met het Groningengasveld over een van de grootste velden ter wereld en had daarom geen strategische gasreserve nodig. Energiebedrijven in Nederland waren gewend dat er voldoende gas werd aangeboden op de TTF en daarom wordt Nederland gekenmerkt door een relatief laag percentage langetermijncontracten die zijn afgesloten door energieleveranciers. Door de afbouw van het Groningenveld ontstond echter een sterke afhankelijkheid van Russisch gas om de TTF liquide te houden. Toen het Russisch aanbod wegviel werd dit risico blootgelegd. De prijsschok als gevolg van de energiecrisis is in Nederland daarom relatief groot.

De beleidsmatige vraag is dus of additioneel beleid nodig is om prijsvolatiliteit op de groothandelsmarkt voor gas te voorkomen. De geliberaliseerde markt leidt immers niet automatisch tot een optimum van bescherming: als een grotere mate van bescherming tegen prijsschokken wenselijk wordt geacht dan zijn

daarvoor instrumenten nodig. Onder het kopje ‘betrouwbaarheid’ bespreken we een aantal van deze beleidsopties, zoals diversificatie, lange termijncontracten en reserves. Bij de meeste van deze opties is sprake van een afweging tussen het beperken van korte termijn prijsschokken en lange termijn kostenniveaus.

De energiecrisis heeft ook geleid tot zeer sterk gestegen retailprijzen van elektriciteit en gas, zij het met enige vertraging omdat veel consumenten lopende energiecontracten met vaste prijzen hadden. In vergelijking met ander landen, is de gemiddelde prijsstijging en volatiliteit van retailprijzen voor gas en elektriciteit in Nederland hoger geweest. De prijsstijgingen hebben grote financiële impact gehad op burgers. Het aantal huishoudens dat in energiearmoede leeft - huishoudens met een laag inkomen in combinatie met een hoge energierekening of een woning van slechte energetische kwaliteit – zou verdubbelen tot meer dan 1 miljoen in 2022 als er geen compensatie vanuit de overheid was geboden. Om de lasten te verlichten en de financiële zekerheid te vergroten heeft de overheid om die reden in januari 2023 een generiek prijsplafond voor de levering van elektriciteit en gas geïntroduceerd.

Ook in de Nederlandse industrie zijn productiekosten sterk gestegen als gevolg van de hoge energieprijzen. Dit effect is relatief groot in Nederland ten opzichte van omringende landen doordat gas een relatief groot aandeel heeft in Nederlandse de energiemix.

De beleidsmatige vraag is in hoeverre het wenselijk is om consumenten van energie te beschermen tegen hoge energiekosten. Lange termijn prijzen worden daarbij gedreven door vraag en aanbod: alleen beleid dat vraag verlaagt en aanbod vergroot kan zorgen voor een structureel drukkend effect op de prijzen. In aanvulling kan de overheid wel een verzekering of compensatie bieden voor tijdelijk hoge prijzen. Het geïntroduceerde prijsplafond is hiervan een voorbeeld. Dergelijke steun kan wel negatieve effecten hebben, bijvoorbeeld omdat het de vraag naar energie vergroot. In principe kan de overheid ook compenseren voor meer structureel hoge energieprijzen, maar dat zal dan vooral om heel gerichte ondersteuning van kwetsbare groepen moeten gaan (bijvoorbeeld lage inkomens in verouderde woningen). Voor al dergelijke vormen van steun geldt dat gerichte ondersteuning valt te prefereren boven generieke steun voor de gehele Nederlandse bevolking omdat dit efficiënter is, waardoor de totale kosten lager liggen. Er zijn verschillende manieren om gerichte ondersteuning te bieden: via toeslagen, via energietarieven of via algemeen inkomensbeleid. Het is daarbij belangrijk om tijdig vorm te geven aan het instrument. De aanbeveling is om onderzoek te doen naar de voor- en nadelen van de verschillende varianten.

De hoge gasprijzen hebben ook geleid tot faillissementen van energiebedrijven die onvoldoende bestand waren tegen de sterk gestegen inkoopprijzen. Deze faillissementen hebben voor gedupeerde consumenten negatieve financiële gevolgen. In totaal moesten ruim 160.000 huishoudens, ongeveer 2% van de huishoudens in Nederland, overstappen naar een andere aanbieder, met verlies van maandelijkse voorschotten en gunstige tarieven.

De beleidsmatige vraag naar aanleiding van deze faillissementen is of consumenten voldoende beschermd waren. Ook hier is sprake van een afweging, namelijk tussen consumentenbescherming enerzijds en het behoud van concurrentie en daarmee lage prijzen anderzijds. Het verhogen van wettelijke toetredingsdrempels voor leveranciers helpt bijvoorbeeld om de kans op faillissementen te beperken, maar kan ten koste gaan van concurrentiedynamiek. Naast het voorkomen van faillissementen is het ook mogelijk om de gevolgen van faillissementen te compenseren, bijvoorbeeld via een garantiefonds. De ACM heeft in reactie hierop beleidsregels verscherpt die strengere eisen stellen aan de financiële stabiliteit van energiebedrijven.

Internationale vergelijking op betaalbaarheid

Marktordeningskeuzes in internationaal perspectief

De contouren en uitgangspunten van de geliberaliseerde energiemarkt zijn in Nederland zeer vergelijkbaar als in andere Europese landen, omdat de spelregels ook grotendeels Europees bepaald zijn. Wat betreft marktordening (in nauwe zin) kunnen er wel verschillen per land optreden in de mate van publiek versus privaat eigendom en in de mate waarin splitsing van de netwerken wettelijk is afgedwongen.

In veel landen zijn de netwerkbedrijven grotendeels in publieke handen en zijn er op de markten voor productie- en levering zowel publieke als private ondernemingen actief. Er zijn geen indicaties dat publiek of privaat eigendom van bedrijven in de energiewaardeketen een belangrijke drijver zijn voor het publieke belang betaalbaarheid – dat wordt veel sterker bepaald door de mate van concurrentie op de markt. Publiek eigendom van energiebedrijven heeft geen effect op de krapte op de gasmarkt en de daarmee gepaarde hoge gasprijzen, maar geeft wel de mogelijkheid om retail tarieven kunstmatig laag te houden zodat consumenten in mindere mate geconfronteerd worden met prijsvolatiliteit. In Frankrijk geldt bijvoorbeeld een gereguleerd retail tarief vanuit het staatsbedrijf EDF voor consumenten, waar ongeveer driekwart van de huishoudens gebruik van maakt, waardoor consumenten minder direct geconfronteerd werden met de stijgende energiekosten. Door problemen met de Franse kerncentrales zijn de inkoopkosten gestegen, maar de verkoopopbrengsten niet, waardoor EDF in 2022 een verlies van €17 miljard heeft geleden. Deze kosten worden uiteindelijk gesocialiseerd via belastingen, waardoor deze indirect weer op de gebruiker worden verhaald.

Ten aanzien van de structuur schreef Europa voor dat energiebedrijven een juridische splitsing moesten aanbrengen tussen productie- en levering enerzijds en de distributie en transport anderzijds. Nederland is het enige land dat heeft gekozen voor volledige eigendom splitsing (*unbundling*) van de netwerken. Uit het literatuuronderzoek blijkt dat er geen eenduidig effect is te zien van splitsing op betaalbaarheid. Splitsing kan een positief effect hebben op de mate van concurrentie in de retailmarkt, omdat de mogelijkheden tot bevoordeling binnen het verticaal geïntegreerd concern afnemen. In Duitsland, het Verenigd Koninkrijk en Frankrijk is gekozen voor juridisch splitsing.

Energiecrisis in internationaal perspectief

In vergelijking met andere landen, is de gemiddelde prijsstijging en volatiliteit van retailprijzen voor gas en elektriciteit in Nederland relatief hoog. Een verklarende factor is dat de elektriciteitsmix in Nederland voor ca. 50% uit gascentrales bestaat waardoor een stijging van de gasprijs direct door wordt vertaald naar een stijging van elektriciteitsprijzen. In landen met een meer gediversifieerde energiemix, zoals Frankrijk met een aandeel van ca. 40% nucleair in de totale energiemix, of landen met een groter aandeel waterkracht, zijn de energiekosten minder hard gestegen. Andere verklarende factoren zijn bijvoorbeeld een gereguleerd consumententarief in Frankrijk, een relatief laag aandeel kale energieprijs in de totale consumentenenergieprijs en historisch relatief hoge marges in Duitsland die een deel van de kostenstijging kunnen opvangen.

Sinds het begin van de energiecrisis in september 2021 is in alle Europese landen in totaal €758 miljard euro uitgetrokken om consumenten te beschermen tegen de stijgende energiekosten. Frankrijk heeft 3.7% van BBP aan budget gealloceerd aan maatregelen, het Verenigd Koninkrijk 3.8%, Nederland 4,6% en Duitsland zit daarboven met 7,4% van het BBP.

Nederland heeft vanaf 1 januari 2023 een generiek prijsplafond voor alle kleinverbruikers ingevoerd voor geheel 2023. Het plafond geldt alleen voor de eerste 2900 KWh elektriciteit en 1200 m2 gas. Het is ingevoerd in reactie op de crisis om kleinverbruikers te beschermen tegen hoge elektriciteit- en gasprijzen. In het Verenigd Koninkrijk is een energieprijsgarantie ingevoerd zodat huishoudens met een gemiddeld energieverbruik tot maart 2023 ongeveer £2.500 per jaar betalen op de elektriciteits- en gasrekening en tot maart 2024 ongeveer £3.000 per jaar. Duitsland heeft een prijsplafond voor elektriciteit en gas ingevoerd dat geldig is van januari 2023 tot april 2024. Voor huishoudens geldt een maximumprijs voor gas en elektriciteit voor 80% van het verbruik van het voorgaande jaar.

Betrouwbaarheid

Liberalisering en Europese marktintegratie hebben een positief effect gehad op betrouwbaarheid

Een van de redenen om de Europese energiemarkt te liberaliseren was het idee dat dit zou leiden tot een hogere betrouwbaarheid, omdat in tijden van krapte elektriciteit en gas uit het buitenland kan worden geïmporteerd. Het proces van liberalisering en internationale marktintegratie, via het opheffen van handelsbarrières tussen lidstaten en de harmonisering van nationale regelgeving, kunnen daarbij niet los van elkaar worden gezien. Liberalisering en marktintegratie zouden leiden tot verbeterde voorzieningszekerheid (de mate waarin op lange termijn de beschikbare energie aansluit bij de vraag daarnaar) en de leveringszekerheid (de mate waarin het energiesysteem flexibel genoeg is om op korte termijn te reageren op plotselinge schommelingen in vraag en aanbod).

Overkoepelend kan op grond van literatuur en interviews worden geconcludeerd dat de marktintegratie en liberalisering inderdaad een positief effect hebben gehad op de betrouwbaarheid. Doordat elektriciteit en gas eenvoudiger kunnen worden gedeeld over grenzen, is het beschikbare lokale aanbod verruimd. Daarnaast is in het gereguleerde deel van de markt, de netwerken, de betrouwbaarheid van de netwerken hoog, wat tot uitdrukking komt in een laag percentage storingen en black-outs. Tegelijkertijd is liberalisering en marktintegratie op zichzelf niet per se voldoende om voorzienings- en leveringszekerheid te borgen. Hieronder bespreken wij achtereenvolgens aandachtspunten voor de elektriciteits- en gasmarkt.

Voor de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening wordt flexibele capaciteit steeds meer van belang

De voorzienings- en leveringszekerheid van elektriciteit zijn positief beïnvloed door de invoering van liberalisering en grensoverschrijdende handel. Een geïntegreerde Europese elektriciteitsmarkt biedt de mogelijkheid via interconnecties met buurlanden elektriciteit te importeren in tijden van binnenlandse schaarste. De *merit order* (de inzet volgorde van verschillende elektriciteitscentrales) was eerst vooral nationaal bepaald, maar is veel meer internationaal geworden. Daardoor profiteert het ene land gedeeltelijk mee van de beschikbare productiecapaciteit in een ander land, met positieve gevolgen voor de voorzienings- en leveringszekerheid. De voorzieningszekerheid van elektriciteit is in Nederland sterk verbonden met de voorzieningszekerheid van gas, omdat ca. 50% van de elektriciteit opwek vanuit gasgestookte centrales plaatsvindt. De borging van voorzieningszekerheid hangt daarmee met name af van voldoende beschikbaarheid en een divers aanbod van gas.

Als gevolg van het steeds toenemende aandeel hernieuwbare elektriciteit, onder meer door de opwek van zonne- en windenergie, is er meer aandacht nodig voor opties die flexibiliteit bieden. Om de leveringszekerheid te kunnen borgen heeft het elektriciteitssysteem flexibele centrales nodig die kunnen inspringen en produceren op momenten dat er weinig wind en zon is. In de literatuur is geen eenduidig antwoord op de vraag of aanvullende financiële prikkels nodig zijn om voldoende investeringen in dergelijke flexibele capaciteit mogelijk te maken. Een aantal landen in Europa heeft gekozen voor het invoeren van een capaciteitsmechanisme om de leveringszekerheid te vergroten. Voor het achter de hand houden van dergelijke capaciteit is een financiële vergoeding nodig en dergelijke instrumenten vragen daarom om een afweging tussen betaalbaarheid en leveringszekerheid. Daarnaast kan de interconnectiecapaciteit met ander landen worden uitgebreid waardoor meer import- en export van elektriciteit mogelijk wordt. Andere opties die bijdragen aan meer flexibiliteit zijn het stimuleren van vraagsturing (*demand response*) en de mogelijkheid tot tijdelijke afschakeling van windmolens of zonneparken (*curtailment*).

De energiecrisis heeft de sterke afhankelijkheid van Russisch gas aan het licht gebracht, de vraag is of additioneel beleid nodig is om voorzieningszekerheid te borgen

De Europese integratie van de gasmarkt heeft ervoor gezorgd dat gas makkelijker te transporteren en verhandelen is binnen Europa. Dat heeft de markten meer liquide gemaakt en het beschikbare aanbod verruimd. Tegelijkertijd wordt de voorzieningszekerheid van aardgas vooral gedreven door de mate van

toegang tot schaarse, natuurlijke bronnen van gas. In veel landen spelen langetermijncontracten met de energiebedrijven uit gasverkopende landen (naast Rusland bijvoorbeeld ook Noorwegen) een grote rol.

Nederland borgde de voorzieningszekerheid historisch gezien vanuit het Groningengasveld en het kleine gasvelden beleid. Marktpartijen in Nederland konden altijd vertrouwen op een zeer liquide handelsplaats (de TTF), omdat Gasterra een groot deel van het Nederlandse gas via deze handelsplaats aanbood. Het afsluiten van langetermijncontracten was om die reden minder nodig. Door de uitfasering van het Groningengasveld is Nederland echter in korte tijd van een netto-exporteur, een netto-importeur geworden. Daarmee is afhankelijkheid ontstaan van gas producerende landen.

De energiecrisis, waarbij een groot deel van het aanbod van gas uit Rusland (zo'n 40% van de Europese consumptie), vrij plotseling opdroogde heeft de voorzieningszekerheid in heel Europa zwaar onder druk gezet. Toch is daarbij een fysiek tekort aan gas, waarbij partijen afgeschakeld moeten worden, voorkomen. Dat is te danken aan een aantal factoren. Ten eerste zaten bepaalde externe omstandigheden mee, namelijk een zachte winter, een lage vraag naar LNG in Azië, en LNG-productie vanuit Rusland die nog steeds een weg naar Europa vond. Ten tweede heeft de integratie van de Europese gasmarkt gezorgd voor flexibiliteit en een goede allocatie van schaars gas, omdat er voldoende transportcapaciteit was en voldoende mogelijkheden om te handelen, zoals via de TTF. Ten derde hebben Nederlandse en Europese overheden in reactie op de schaarste ingegrepen. De Nederlandse regering heeft maatregelen genomen gericht op energiebesparing en het vullen van de gasopslagen. Daarnaast is een tijdelijke gasbesparingsregeling voor grote gasverbruikers ingesteld en staat het Groningenveld zoals gepland op de waakvlam, maar de sluiting van productielocaties is niet onomkeerbaar. De Commissie heeft een verordening opgesteld die bepaalt dat de ondergrondse gasopslag op het grondgebied van de lidstaten voor de winter van 2022/2023 tot ten minste 80% van de capaciteit moet zijn gevuld, en voor de daaropvolgende winterperioden tot 90%.

Tegen de achtergrond van de lessen van de energiecrisis en de veranderende rol van Nederland op de internationale gasmarkt (van exporteur naar importeur) is de beleidsmatige vraag of er aanvullend instrumentarium nodig is om ook in de toekomst de voorzieningszekerheid van aardgas te kunnen borgen. Het is niet vanzelfsprekend dat de TTF zonder aanvullend beleid een liquide marktplaats blijft als de Nederlandse volumes wegvallen. Nederland is qua infrastructuur goed gepositioneerd als internationale fysieke hub met een groot transportnetwerk en hier ligt een duidelijke rol voor de overheid om te zorgen dat deze infrastructuur op orde is en uitbreidingen in nieuwe infrastructuur, zoals LNG-terminals, mogelijk worden gemaakt, om de markt in staat te stellen nieuwe volumes aan te trekken.

Binnen een geliberaliseerd marktmodel is het in eerste instantie aan de vragers van gas (energiebedrijven, de industrie) om gas in te kopen. Dat kunnen zij doen via de spotmarkt of via lange termijncontracten. Het risico als dit volledig aan de markt wordt overgelaten is dat de focus van gebruikers voornamelijk zit op de goedkoopste optie, en de markt in beperkte mate diversifieert. Daarnaast zorgen de onzekerheden die gepaard gaan met het tempo van decarbonisatie in de energietransitie en de beschikbaarheid van gas dat gebruikers terughoudend zijn om lange termijn in te kopen.

Als het maatschappelijk gewenst is om meer lange termijn zekerheden in te bouwen, dan is een mogelijke oplossing om van marktparticipanten een bepaald percentage langetermijncontracten te eisen. Een verplichting tot langetermijncontracten voor gebruikers zal de vraag naar dergelijke contracten doen toenemen, wat ook ruimte voor marktpartijen biedt om de functie van *aggregator* te vervullen door vraag te bundelen. Het bundelen van contracten kan ook helpen om schaal- en inkoopvoordelen te realiseren ten opzichte van de internationale aanbieders van gas en lange termijn (LNG) contracten.

Een andere denkbare route is om strategische reserves aan te gaan houden voor aardgas (onder de aanname dat productie uit het Groningenveld, ook bij schaarste, niet wordt verhoogd). Strategische reserves zijn voorraden die worden ingekocht en buiten de markt worden gehouden totdat een bepaald niveau van schaarste zich voordoet. Nederland beschikt in principe over voldoende opslagcapaciteit. Een strategische reserve kan bijvoorbeeld worden vormgegeven door marktpartijen te verplichten een bepaald

percentage van hun contractuele verplichtingen in reserve aan te houden, of in direct beheer van de overheid. Het aanhouden van strategische gasreserves moet wel gezien worden als een transitiemaatregel, met mogelijke vervanging van aardgas door emissievrije brandstoffen in de toekomst.

Internationale vergelijking

Nederlandse energieleveranciers maken op de gasmarkt traditioneel slechts beperkt gebruik van langetermijncontracten. In 2018 kwam IHS Markit tot de conclusie dat energiebedrijven in Duitsland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk, respectievelijk 64%, 63% en 48% van de vraag in 2023 gedekt hebben via langetermijncontracten, tegenover 0,4% voor Nederland. Een mogelijke verklaring hiervoor is dat historische gezien het Groningengasveld voor voldoende voorzieningszekerheid en flexibiliteit zorgde.

Een aantal landen, waaronder Italië, maakt gebruik van een strategische gasreserve. Hierbij reserveren opslagbeheerders een aandeel van de opslagcapaciteit als strategische opslag, waarbij de kosten worden gesocialiseerd. In Italië is gedurende energiecrisis geen aanspraak gemaakt op de strategische reserve. Ook heeft een aantal landen een verplichting voor leveranciers om een bepaald volume in opslag te hebben. In Spanje geldt een verplichting voor gasleveranciers om 20 dagen aan gaslevering aan eindgebruikers in opslag te hebben. In Frankrijk geldt dat marktpartijen die opslagcapaciteit reserveren, deze voor 1 november van het jaar voor 85% gevuld moeten hebben.

In Duitsland is Uniper – verantwoordelijk voor 40% van de Duitse gasvoorziening – genationaliseerd nadat de financiële stabiliteit van Uniper in gevaar kwam door de hoge gasprijzen en bestaande leveringsverplichtingen aan industrie en kleinere energiebedrijven. Uniper wordt gezien als ‘systeemrelevant’, waarbij een faillissement mogelijk tot een domino-effect zou kunnen leiden bij een groot aantal leveringsbedrijven in de sector.

Frankrijk, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk hebben gekozen voor een elektriciteit capaciteitsmechanisme, waar Nederland hier niet voor kiest. Een capaciteitsmechanisme is een maatregel die borgt dat voldoende capaciteit beschikbaar is om op ieder moment de vraag te kunnen bedienen, en is een aanvulling op de reguliere elektriciteitsmarkt.

Duurzaamheid

Het derde publieke belang op de energiemarkt is duurzaamheid. De komende jaren is een radicale hervorming van het energiesysteem nodig om het systeem volledig te decarboniseren. Marktordening in nauwe zin – dus het pakket van keuzes rond liberalisering, structuur en eigendom – is op zichzelf geen overheidsinstrument om te sturen op deze transitie naar een duurzamer energiesysteem. De marktordening verdeelt het energiesysteem feitelijk in een geliberaliseerd domein en een gereguleerd domein, waarbinnen verschillende duurzaamheidsvragen spelen.

In het geliberaliseerde domein zijn producenten, leveranciers en gebruikers van energie actief. De energietransitie vraagt van hen dat zij het energieverbruik verminderen en de productie van energie verduurzamen zodat de energievoorziening tijdig volledig duurzaam wordt. Dat doen zij echter niet uit zichzelf: er zijn allerlei vormen van marktfalen, waarvan de belangrijkste niet beprijsde negatieve externe effecten zijn – bijvoorbeeld van uitstoot van broeikasgassen en andere vormen van vervuiling. De kerninstrumenten van de overheid om dergelijke externe effecten te internaliseren zijn normering en beprijzing. Marktordeningskeuzes in de nauwe zin zijn geen alternatief voor dergelijk gericht klimaat- en duurzaamheidsbeleid, maar de liberalisering van de energiemarkten heeft wel indirect effect op de borging van het belang duurzaamheid. Op basis van literatuur en interviews ontstaat een beeld dat een

energiesysteem met keuzevrijheid en mogelijkheden voor toetreding mogelijk flexibeler en innovatiever is dan een meer gesloten, centraal aangestuurd systeem.

Net zomin als de introductie van concurrentie is het eigendom van energiebedrijven (publiek of privaat) een kerninstrument voor verduurzaming. Publiek aandeelhouderschap geeft wat meer mogelijkheden om te sturen op bepaalde moeilijk te contracteren publieke belangen, maar de beleidsmatige randvoorwaarden voor verduurzaming moeten worden vorm gegeven via normering, beprijzing en subsidiering en niet via aandeelhouderschap. Dit komt omdat publiek eigendom het probleem van negatieve externaliteiten niet adresseert. Private uitvoering heeft als voordeel dat de overheid de financiële risico's niet alleen hoeft te dragen en te financieren. Tot slot kan private uitvoering bijdragen aan kostenefficiëntie en daarmee mogelijk draagvlak.

Naast normering en beprijzing, als kerninstrumenten voor verduurzaming, kunnen subsidies nodig zijn om bedrijven en consumenten te stimuleren om te investeren in duurzame, maar nog onrendabele technieken. Een vraag daarbij is of de inkomsten uit elektriciteit alleen in de toekomst een voldoende positieve business case bieden voor investeringen in hernieuwbare opwekcapaciteit, zoals windparken. De zorg is dat hernieuwbare productie-eenheden vooral elektriciteit genereren op momenten dat er veel aanbod is (als het waait met veel zon) waardoor juist op die momenten de prijzen laag zullen zijn naarmate het aandeel hernieuwbaar toeneemt. Op grond van de literatuur is niet eenduidig in hoeverre marktpartijen zelf in staat zullen zijn hiervoor een oplossing te vinden, bijvoorbeeld door ook opslagmogelijkheden en/of elektrolyse mee te nemen in hun business case, of dat aanvullend beleid, zoals subsidies in de vorm van *contracts for difference*, nodig is.

In het gereguleerde domein spelen andere vragen – met name of de spelregels voor de beheerders van de energienetwerken, nog voldoende toekomstbestendig zijn. Hier speelt een aantal deelvragen. De grootste is of de tariefregulering netbeheerders wel voldoende in staat stelt om anticiperend te investeren ten behoeve van het realiseren van de energietransitie. De tariefregulering is immers nog altijd vrij sterk gericht op het bevorderen van efficiëntie. De ACM onderzoekt momenteel deze vraag. Een gerelateerde deelvraag is of de netwerkinfrastructuur wel helemaal volgend moet zijn op de vraag en aanbod of dat er via de beprijzing van netwerkcapaciteit ook meer prikkels gegeven kunnen worden voor de aanpassing van vraag en aanbod op de beschikbare capaciteit. Te denken valt aan meer tariefdifferentiatie per locatie of over de tijd. Ten slotte zijn de gereguleerde netbeheerders, en de netwerkgroepen waar die onder vallen, gebonden aan spelregels over welke aangrenzende activiteiten zij wel en niet mogen ondernemen. Het zou kunnen zijn dat door die spelregels potentiële verticale coördinatievoordelen (netverzwaring versus elektriciteitsopslag) beperkt worden benut. Verder onderzoek naar dergelijke voordelen en de risico's op concurrentieverstoring is nodig zijn om te bepalen of de spelregels moeten worden aangepast.

Conclusie

Naar aanleiding van de motie Marijnissen en Segers is in dit rapport onderzocht hoe de huidige marktordening van de gas- en elektriciteitsmarkt bijdraagt aan het borgen van de publieke belangen betaalbaarheid, betrouwbaarheid en duurzaamheid en hoe publieke belangen beter kunnen worden geborgd. Op basis van literatuuronderzoek aangevuld met interviews ontstaat het beeld dat de liberalisering van de markt positieve effecten heeft gehad op de betaalbaarheid (vooral door marktopening en concurrentie) en betrouwbaarheid (vooral door Europese marktintegratie). De energiecrisis heeft de energiemarkt zwaar op de proef gesteld. De geliberaliseerde Europese energiemarkt moet echter niet worden gezien als de oorzaak daarvan, die was immers primair gelegen in tijdelijke schaarste, en lijkt juist eerder geholpen te hebben om de ergste effecten van de crisis te mitigeren, namelijk door de toegenomen mogelijkheden om schaarse energie efficiënt en snel te verdelen.

Tegelijkertijd bestaat er, zowel in de literatuur als onder de geïnterviewden, consensus dat marktordening in nauwe zin onvoldoende is om de publieke belangen te borgen. Alle publieke belangen op de energiemarkt vragen om gericht beleid in aanvulling op de kaders van de geliberaliseerde energiemarkt. Voor betaalbaarheid gaat het om mededingingsbeleid en consumentenbescherming, en in de toekomst

mogelijk om nieuwe vormen van solidariteit in het betalen voor energie. Voor betrouwbaarheid gaat het om het sturen op een maatschappelijk wenselijk niveau van voorzieningszekerheid, bijvoorbeeld door diversificatie te stimuleren of via het aanhouden van reserves. Bij verduurzaming, ten slotte, zijn marktordeningskeuzes geen alternatief voor klimaatbeleid en is overheidsbeleid nodig in de vorm van normering, beprijzing en subsidies. Met andere woorden, met liberalisering en privatisering eindigt niet de rol van de overheid. In tegendeel, op de geliberaliseerde energiemarkt is een proactieve overheid die kaders stelt en financiële prikkels vormgeeft juist onmisbaar om publieke belangen te borgen. Het bekende adagium gaat op: niet markt óf overheid maar markt én overheid.

Dit onderzoek licht een aantal thema's uit voor beleidsopties die mogelijk een rol kunnen spelen in het beter borgen van de publieke belangen betaalbaarheid, betrouwbaarheid en duurzaamheid in de toekomst. Verder onderzoek is nodig naar de precieze uitwerking, voordelen en risico's van deze beleidsopties.

Beleidsoverwegingen bij het borgen van de publieke belangen in de Nederlandse energievoorziening

Betaalbaarheid	• Structurele betaalbaarheid: Het verlagen van de vraag (bv. inzetten op energiebesparing) en vergroten van het aanbod van energie (bv. ontw kkelen van hernieuwbare bronnen) is de enige manier om op lange termijn betaalbaarheid te borgen • Consumentenbescherming tijdelijk hoge prijzen: Energie kan in de toekomst vaker (tijdelijk) schaars en daarmee duur worden. Aanbeveling is om nu na te denken in hoeverre het wenselijk is om consumenten te beschermen tegen hoge prijzen en met welk beleid. Als gecompenseerd wordt valt gerichte steun voor kwetsbare groepen te prefereren boven generieke oplossing • Consumentenbescherming faillissementen: De gevolgen van faillissementen op de energiemarkt, als gevolg van volatiliteit, z jn mogelijk maatschappelijk onwenselijk. De voor- en nadelen van verschillende oplossingen zoals het verhogen van toetredingsbarrières of het instellen van een garantiefonds moeten worden afgewogen
Betrouwbaarheid	• Infrastructuur als randvoorwaarde voor betrouwbaarheid: Actief zorgen voor goede netwerken, voldoende interconnecties, LNG-terminals en andere infrastructuur is van belang, dit kan zowel via regulering als deelnemingen • Lange termijn zekerheid: Grote veranderingen op de gasmarkt leiden tot de vraag of toegang tot gas voldoende geborgd is door de markt of dat aanvullend beleid nodig is. Te denken valt aan meer lange termijn zekerheden aanhouden (langetermijncontracten) en of strategische reserves. De voor- en nadelen van maatregelen moeten zorgvuldig worden afgewogen • Flexibiliteitsopties: Het vermogen van de elektriciteitsmarkt om flexibiliteit te bieden vraagt aandacht, zeker richting de toekomst. Een brede mix aan instrumenten is beschikbaar zoals capaciteitsmechanismen, *demand response*, interconnecties en *curtailment*
Duurzaamheid	• Gel beraliseerde marktonderdelen: Een geliberaliseerde markt vraagt met name om beprijzing, normering en subsidiering om de energietransitie te realiseren. Publieke uitvoering kan in bepaalde situaties helpen, maar is op zichzelf geen kerninstrument voor verduurzaming • Netwerken: Verder onderzoek in hoeverre de huidige spelregels voor de beheerders van de energienetwerken geschikt zijn voor de energietransitie, met name de investeringsprikkels in tariefregulering, de mogelijkheden voor tariefdifferentiatie en de ruimte voor het realiseren van synergiën tussen gereguleerde en ongereguleerde onderdelen van de waardeketen

2. Introductie

2.1. Achtergrond en doel van het onderzoek

Bij de Algemene Politieke Beschouwingen is op 22 september 2022 de motie Marijnissen en Segers aangenomen. Marijnissen en Segers uiten in deze motie hun zorgen over de energiecrisis en vragen zich af in hoeverre de geliberaliseerde energiemarkt die wij in Nederland kennen hier mede debet aan is. De indieners van de motie roepen op te onderzoeken hoe de publieke belangen betaalbaarheid en betrouwbaarheid in de Nederlandse energievoorziening beter geborgd kunnen worden. Daarnaast zou de verduurzaming van onze energievoorziening in de energietransitie mogelijk kunnen vragen om een andere borging van publieke belangen.

De hoofdvraag die centraal staat in dit onderzoek is: *hoe draagt de huidige marktordening van de gas- en elektriciteitsmarkt bij aan het borgen van de publieke belangen betaalbaarheid, betrouwbaarheid en duurzaamheid en hoe kunnen publieke belangen beter worden geborgd?*

De marktordening van de energiemarkten zoals we die nu kennen is gevormd door een proces van geleidelijke liberalisering via Europese richtlijnen en de Nederlandse implementatie daarvan. Dit rapport gaat primair over de samenhang tussen de geliberaliseerde gas- en elektriciteitsmarkt en publieke belangen. Om deze reden ligt de focus op de geliberaliseerde onderdelen van de energieketen: productie en levering. Regulering van (toegang tot) de netwerken is een integraal onderdeel van het beleid gericht op de introductie van concurrentie en keuzevrijheid in de energiesector. De ervaringen in de netwerksector worden daarom ook meegenomen.

In hoofdstuk 2 worden centrale begrippen, publieke belangen en marktordening gedefinieerd. Hoofdstuk 3 gaat vervolgens in op de Europese grondslag voor liberalisering en de keuzes die Nederland en de omringende landen Frankrijk, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk hierbinnen hebben gemaakt. In hoofdstuk 4, 5 en 6 wordt achtereenvolgend ingegaan op de effecten van liberalisering op betaalbaarheid, betrouwbaarheid en duurzaamheid.

2.2. Publieke belangen in de energiemarkt

Het Nederlands energiebeleid kent drie voornaamste publieke belangen: betaalbaarheid, betrouwbaarheid en duurzaamheid.

Onder *betaalbaarheid* streeft de overheid naar de laagst mogelijke relatieve kosten voor eindverbruikers van elektriciteit en gas en voor de overheid. Het beleid van de overheid richt zich zowel op huishoudens en het mkb als grootverbruikers in de industrie. Betaalbaarheid is een relatief begrip en moet altijd in de context worden gezien van bijvoorbeeld de situatie in omringende landen of ten opzichte van het besteedbaar inkomen voor een huishouden.

Onder *betrouwbaarheid* wordt zowel de lange termijn voorzieningszekerheid als de korte termijn voorzieningszekerheid verstaan, in het Nederlands ‘leveringszekerheid’ genaamd. Lange termijn voorzieningszekerheid betreft het zekerstellen van voldoende investeringen in productiecapaciteit en samenloop met algemene economische ontwikkelingen en duurzaamheidsdoelstellingen. Leveringszekerheid betreft het op korte termijn snel kunnen reageren op een plotse verandering in de balans tussen vraag en aanbod.[2]

Duurzaamheid zien wij als de mate waarin uitstoot van broeikasgassen plaatsvindt als gevolg van energiegebruik, het energiesysteem een negatief effect heeft op de directe leefomgeving en natuur en de

[2] Zoals beschreven wordt door IEA en het Clingendael Instituut in https://www.clingendael.org/pub/2017/monitor2017/energie/

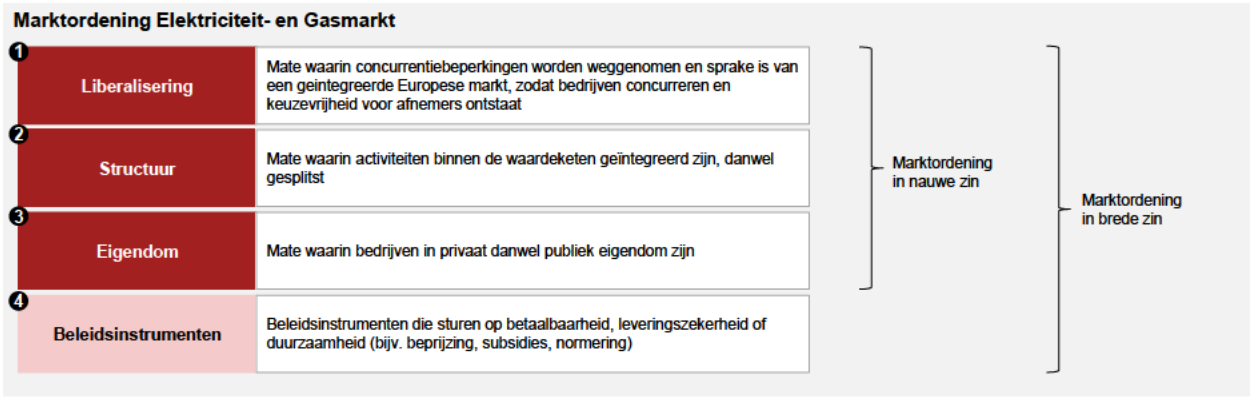
mate van beschikbaarheid van duurzame alternatieven voor fossiele energiebronnen, inclusief de fossiele energiebronnen die gebruikt worden voor de opwek van elektriciteit.

2.3. Marktordening

Dit onderzoek richt zich primair op de marktordeningsaspecten die direct gerelateerd zijn aan de liberalisering van de gas- en elektriciteitssector. Marktordening wordt in dit onderzoek gedefinieerd in nauwe zin en verwijst naar de introductie van concurrentie en keuzevrijheid (*liberalisering*), de voorschriften ten aanzien van scheiding van delen van de waardeketen (*structuur*), en keuzes voor private versus publieke uitvoering (*eigendom*). Waarbij consumentenrecht en mededingingsregels de wettelijke waarborgen voor de geliberaliseerde onderdelen van de energiemarkt zijn.

Onder *liberalisering* verstaan wij de mate waarin concurrentiebeperkingen worden weggenomen over de verschillende activiteiten binnen de waardeketen, zodat bedrijven met elkaar kunnen concurreren en afnemers van producten en diensten keuzevrijheid hebben in het kiezen van een aanbieder. *Structuur* heeft betrekking op interventies van de overheid op het gebied van verticale en horizontale splitsing van activiteiten in de waardeketen. Dit geeft aan of het is toegestaan voor bedrijven om de gehele waardeketen te bedienen (verticaal geïntegreerd) of in meerdere energiewaardeketen actief te zijn (horizontaal geïntegreerd). *Eigendom* wordt gedefinieerd als de mate waarin bedrijven binnen de elektriciteit- en gasmarkt in publiek of privaat eigendom zijn. Ook hier zijn verschillende gradaties. Zo kan een bedrijf direct staatseigendom zijn, of in eigendom zijn van lokale overheden en in sommige gevallen kunnen grote staatdeelnemingen uit het buitenland belangen hebben in private partijen in andere landen.

In bredere zin omvat marktordening ook een spectrum aan beleidsinstrumenten die sturen op betaalbaarheid, betrouwbaarheid of duurzaamheid en die daarmee de energiemix beïnvloeden. Een belangrijk instrument om te sturen op duurzaamheid is klimaatbeleid. De evaluatie van klimaatbeleid is echter geen onderdeel van de scope van dit onderzoek. Figuur 1 geeft een conceptueel overzicht van de definitie van marktordening.



Figuur 1: Marktordening elektriciteit- en gas markt

2.4. Onderzoeksverantwoording

De conclusies in dit onderzoek zijn tot stand gekomen via een combinatie van literatuuronderzoek en interviews met academici, belangenorganisaties, energiebedrijven en toezichthouders. Wij hebben bestaande relevante beleidsevaluaties, (wetenschappelijke) artikelen, en overige documenten geanalyseerd om de onderzoeksvragen te beantwoorden. Deze stukken zijn bijvoorbeeld uitgegeven door Europese instanties (de Europese Commissie, ACER), Nederlandse beleidsmakers en toezichthouders (Ministeries, ACM) en kennisinstanties op nationaal en internationaal niveau (CPB, PBL). Voor dit rapport zijn interviews afgenomen met verschillende organisaties om een breed scala aan perspectieven te verkrijgen. De geïnterviewde organisaties zijn: de Autoriteit Consument & Markt (ACM), het Clingendael International Energy Programme (CIEP), Eneco Groep N.V., het Europees agentschap voor de

samenwerking tussen energieregulators (ACER), Natuur & Milieu, N.V. Nederlandse Gasunie, Technische Universiteit Delft, Tilburg University en de Vereniging voor Energie, Milieu en Water (VEMW).

3. Marktordening energiemarkten in Europa en NL

3.1. De energiemarkt: gas en elektriciteit

De basisbeginselen van de liberalisering van de energiemarkten zijn inmiddels meer dan twintig jaar oud en er heeft zich een volwassen, deels Europees geïntegreerde, markt ontwikkeld. Dit onderzoek richt zich binnen de energiemarkt specifiek op gas en elektriciteit. Andere energiemarkten zoals bijvoorbeeld waterstof en warmte zijn geen onderdeel van dit onderzoek.

Binnen de gas- en elektriciteitssector wordt een aantal hoofdactiviteiten onderscheiden. Productie omvat het opwekken van elektriciteit en de winning van gas, opslag van gas vindt plaats om seizoen fluctuaties op te vangen, transport vindt plaats via hoofdtransportnetten en fijnmazigere regionale distributienetwerken om vervolgens geleverd te worden aan diverse groepen eindverbruikers. Naast de fysieke keten wordt handelgedreven via de groothandelsmarkt en de retailmarkt.

Figuur 2 geeft een overzicht van de diverse spelers op de verschillende onderdelen van de energiemarkten (in Nederland). De groothandelsmarkten voor elektriciteit en gas zijn Europese markten.[3] Daarbij is de groothandelsmarkt voor gas relatief geconcentreerd in termen van marktaandelen in vergelijking met de groothandelsmarkt voor elektriciteit. De retailmarkt is minder internationaal (geografisch gedefinieerd als Nederland) en vrij concurrerend: ~57 leveranciers, alhoewel de markt redelijk geconcentreerd is omdat de grootste drie leveranciers ca. 70% marktaandeel hebben. Daarnaast is er een divers aanbod van producten en services, en zijn er jaarlijks ~1,2 miljoen huishoudens die overstappen,[4] gestimuleerd door prijsvergelijkers en prikkels tot overstappen zoals welkomstbonussen.

In de reflectie op marktordening in de energiesector worden de belangrijkste keuzes en instrumenten voor de gas en elektriciteitsketen beschreven per onderdeel van de waardeketen.

Keten	Productie / Opslag	Transport	Distributie	Levering
Spelers	**Energieproducten**	**Landelijke netbeheerders**	**Regionale netbeheerders**	**Energieleveranciers**
Elektriciteit	• Centrale productie (e.g. Nuon, Essent, Delta, Eneco, EON) • Decentrale productie • Import	TenneT	• Coteq • Enduris • Enexis • Liander • RENDO • Stedin • Westland infra	~57 leveranciers in Nederland, de grootste zijn: • Essent (RWE) • Eneco • Nuon (Vattenfall) • NLE en BudgetEnergie (De Nuts groep) • Lokale energiecollectieven
Gas	• Centrale productie (e.g. NAM) • Decentrale productie (e.g. groengas) • Import (e.g. LNG)	GTS		
Markt	Vrij	Gereguleerd	Gereguleerd	Vrij

Figuur 2: Overzicht Nederlandse gas- en elektriciteitsmarkt[5]

3.2. EU-grondslag voor marktordening

De liberalisering van de Europese energiemarkt begon in de jaren '90 als onderdeel van bredere initiatieven om de Europese interne markt te versterken. Het drijvende idee was om concurrentie te bevorderen en het regionale karakter van de energiemarkt te veranderden naar een meer Europese gas- en elektriciteitsmarkt.

[3] Volgens de ACM zie https://www.acm.nl/nl/onderwerpen/energie/de-energiemarkt/de-energiemarkt
[4] ACM (2022b) *Energiemonitor 2022*
[5] In de productie en leveringsonderdelen van de keten komen de prijzen voor gas en elektriciteit tot stand door vraag en aanbod en is de markt vrij, terwijl bij de transport en distributie onderdelen is tariefregulering van toepassing

In 1996 werd het *First Energy Package* geïntroduceerd door de EU en dit legde de fundering voor de liberalisering van de Europese energiemarkt.[6] Het doel van de EU was om de energiemarkten van de lidstaten geleidelijk open te stellen voor concurrentie. Het pakket introduceerde het concept van de scheiding tussen productie, levering en distributie van energie. Verticaal geïntegreerde bedrijven die al actief waren op de energiemarkt moesten hun activiteiten boekhoudkundig gaan scheiden om belangenconflicten te voorkomen. Zonder scheiding bestaat er immers een prikkel voor het verticaal geïntegreerde energiebedrijf om netwerktoegang voor concurrenten te beperken of prijsdiscriminatie toe te passen. Het *Second Energy Package* volgde in 2003, waarin de EU de liberalisering van de interne markt voor elektriciteit en gas werd voortgezet. Een onderdeel uit dit pakket was bijvoorbeeld dat industriële en huishoudelijke verbruikers vrij kunnen kiezen in hun gas- en elektriciteitsleverancier. Daarnaast moest er een nationale toezichthouder voor de energiemarkt zijn en werd juridische splitsing van TSO's verplicht.

In 2009 werd het *Third Energy Package* aangenomen, met als doel de bevordering van grensoverschrijdende samenwerking en de verdere integratie van de Europese energiemarkt. Het pakket bevat nadere regelgeving over eigendom splitsing van netwerken en de oprichting van het Europees agentschap voor samenwerking tussen energieregulators (ACER) en de twee organisaties voor het Europese netwerk van transmissiesysteembeheerders voor gas en elektriciteit (ENTSOG en ENTSO-E). Het pakket introduceerde ook regelgeving over consumentenbescherming, waaronder transparante facturering, contractinformatie en bescherming van kwetsbare klantgroepen. Daarnaast vereist het *Third Energy Package* dat nationale toezichthouders voor de energiemarkt onafhankelijk zijn van de markt en van de overheid.

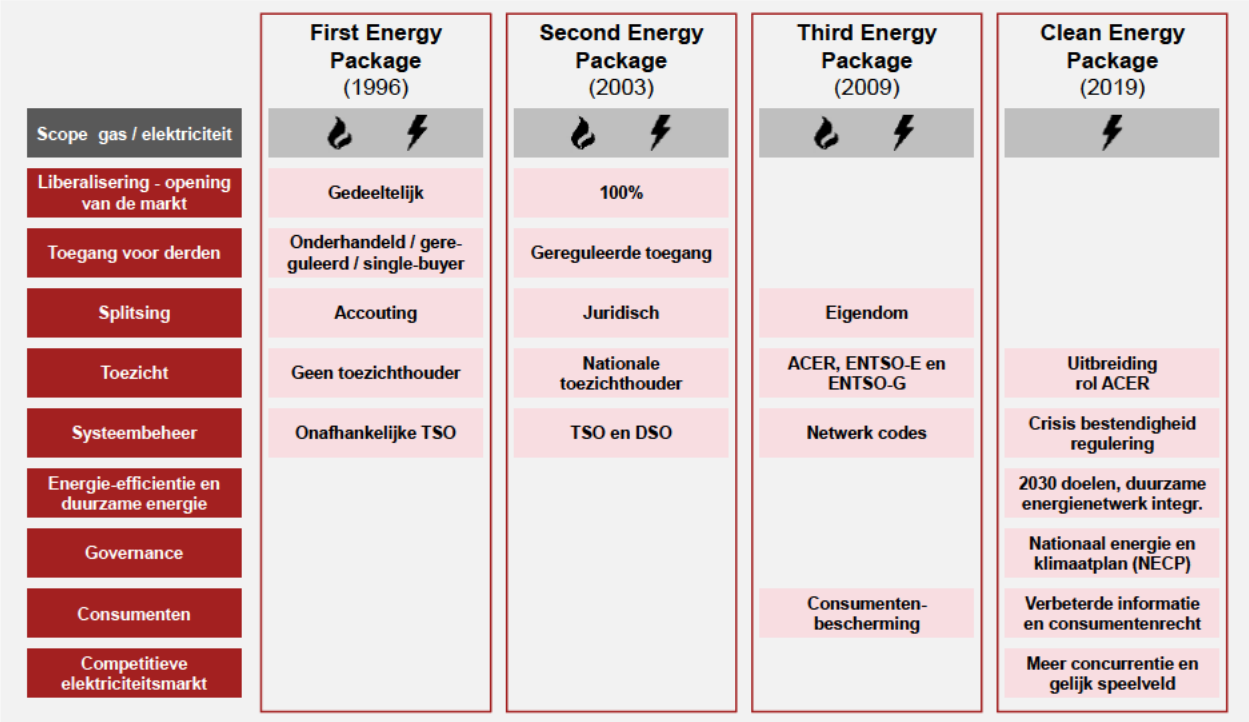
Het meest recente beleidsraamwerk is het *Clean Energy Package (CEP)* uit 2019, ontstaan vanuit de wens om de transitie van fossiel naar duurzaam te faciliteren en om bij te dragen aan het behalen van de Parijs doelstellingen voor het reduceren van broeikasgassen. Het pakket omvat een Governance-verordening om de EU-energiedoelen, in lijn met het Parijs akkoord, op een consistent manier te monitoren en te borgen tussen lidstaten, gebaseerd op geïntegreerde nationale energie- en klimaatplannen voor 2021-2030. Ook wordt de rol van ACER uitgebreid in de coördinatie van beslissingen tussen nationale toezichthouders. Met betrekking tot leveringszekerheid is een methodologie rond *capacity adequacy assessment* ingesteld en evenals regels rond de inzet van capaciteitsmechanismes. Daarnaast is een bindende doelstelling van minimaal 70% benutting van interconnectiecapaciteit opgenomen. Het pakket omvat ook maatregelen over de bevordering van energie-efficiëntie, de bevordering van hernieuwbare energiebronnen en de modernisering van het elektriciteitsnetwerk. Ook gaat het pakket verder in de mate van consumentenbescherming en vereist het bijvoorbeeld een samenvatting van de contractinformatie en gratis toegang tot een energievergelijkingstool. Het *Clean Energy Package* is alleen van toepassing op elektriciteit, voor gas blijft het *Third Energy Package* geldig. Specifiek voor gas is aanvullend het voorstel voor *Hydrogen and gas market decarbonisation package* van toepassing, waarin aanpassingen van de gasverordening worden ingevoerd met het oog op verduurzaming van de gassector en toevoeging van EU-regels op het gebied van waterstof.

De belangrijkste doelstellingen van het Europese regelgevend kader zijn het bevorderen van de concurrentie op de energiemarkt, het verschaffen van netwerk toegang voor derden, het stimuleren van investeringen in infrastructuur en het waarborgen van de onafhankelijkheid van netbeheerders. De EU laat de lidstaten vrij of deze onafhankelijkheid door volledige eigendomssplitsing of alleen door juridische splitsing tot stand komt. Daarnaast moet regulering ervoor zorgen dat consumenten toegang hebben tot eerlijke informatie over energieproducten en de keuze hebben om van leverancier te kunnen veranderen. Deze kaders zijn nader uitgewerkt in Europese netwerkcodes, een set van Commissie-verordeningen die bepalingen bevatten over de werking van de markt (*forward* markten, balanceringsmarkt en *day ahead/intraday* markt), de samenwerking tussen TSO's en DSO's bij het netbeheer (*system operations*) in situaties van nood en de regels met betrekking tot de aansluiting op de netten van zowel producenten als afnemers. Ook heeft de Commissie in 2004 maatregelen geïntroduceerd tot veiligstelling van de

[6] Eerst werd liberalisering van de elektriciteitsmarkt geïntroduceerd met richtlijn 96/92/EG gevolgd voor aardgas met richtlijn 98/30/EG

aardgasvoorziening met de introductie van Richtlijn 2004/67/EG. De meest recente wetgeving komt uit 2017 en stelt dat lidstaten de noodzakelijke maatregelen moeten nemen om ononderbroken gaslevering in de EU te borgen, met name voor beschermde afnemers en in het geval van moeilijke weersomstandigheden of een verstoring van de gaslevering.[7]

In het onderstaande figuur 3 zijn de verschillende elementen van de liberalisering schematisch weergegeven per pakket.



Figuur 3: Evolutie EU regelgeving voor gas en elektriciteit[8]

3.3. Marktordening keuzes in Nederland

Het proces van liberalisering in Nederland en de keuzes die hierin zijn gemaakt worden behandeld op basis van de definitie van marktordening zoals geïntroduceerd in sectie 1.2. Hier wordt achtereenvolgend ingegaan op de mate van liberalisering, de keuze in structuur met betrekking tot splitsing van verticaal geïntegreerde energiebedrijven en de keuze voor publiek en privaat eigendom.

Liberalisering van de Nederlandse energiemarkt

Het *First Energy Package* op Europees niveau heeft geleid tot de invoering van de Elektriciteitswet (1998) en Gaswet (2000) in Nederland. Deze wetgeving heeft stapsgewijs marktwerking geïntroduceerd in productie en leveringsactiviteiten van de energievoorziening en heeft de monopoloïde energienetten gereguleerd. Bovendien moest juridische scheiding plaatsvinden van de netbeheer activiteiten. Dit proces van liberalisering, ten opzichte van de situatie van verticaal geïntegreerde energiemonopolies, is onderdeel van de huidige marktordening zoals we die nu kennen in Nederland. De productie van elektriciteit is vanaf 1999 volledig geliberaliseerd en de leveringsmarkt voor elektriciteit is in verschillende stappen geliberaliseerd. Grootverbruikers, verantwoordelijk voor ongeveer een derde van de elektriciteitsvraag, kregen in 1999 vrijheid in keuze van energieleverancier. Voor de midden verbruikers, eveneens

[7] Verordening (EU) 2017/1938 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de gasleveringszekerheid
[8] ACER (2022a), *Final assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*

verantwoordelijk voor een derde van de vraag, gold dit per januari 2002.[9] Vanaf 2004 is de markt volledig open, met de openstelling voor kleinverbruikers in juli 2004.[10]

De transportmarkt van elektriciteit is niet geliberaliseerd en regulering is ingesteld om de tarieven van de netwerken vast te stellen. Voor transmissie heeft de Elektriciteitswet 1998 TenneT aangewezen als de onafhankelijke beheerder van het landelijk transportnet. Voor distributie van elektriciteit zijn de regionale onafhankelijke netbeheerders zoals Liander, Enexis of Stedin verantwoordelijk.

In Groningen werd in 1959 door de Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM) aardgas gevonden. In datzelfde jaar werd Gasunie opgericht en kreeg het de verantwoordelijkheid voor zowel de levering als transport van gas, waardoor Gasunie als staatsmonopolie functioneerde. De EU was al vanaf de jaren '90 bezig met de liberalisering van energiemarkten en het reguleren van nationale monopolies. Dit leidde ertoe dat in Nederland vanaf 2000 de gasmarkt voor grootverbruikers open is gesteld voor concurrentie. In 2004 werd de gasmarkt volledig opengesteld voor kleinverbruikers, consumenten konden vanaf dat moment kiezen bij welke energieleverancier ze gas afnamen. Bovendien werd bij de uitvoering van het *Second Energy Package* aangedrongen op gereguleerde toegang tot het gasnet, waardoor de asymmetrie in de liberalisering tussen gas en elektriciteitsmarkt nagenoeg is verdwenen. Als gevolg hiervan is Gasunie gesplitst. Gasunie Transport Services (GTS) is de onafhankelijke transmissiesysteembeheerder van het landelijk gastransportnet geworden en het afgesplitste Gasterra is verantwoordelijk gemaakt voor de gaslevering en -handel. Het regionale transport ligt in handen van distributiebedrijven zoals Liander, Enexis en Stedin. De opzet van de tariefregulering van transport- en distributienetwerken voor gas is vergelijkbaar met elektriciteit.

Structuur van Nederlandse energiebedrijven

De elektriciteitswet, geïntroduceerd in 1998, vereiste dat netbeheerders juridisch gescheiden werden van de leveringszijde van het verticaal geïntegreerde energiebedrijf. Hiermee liep de Nederlandse wetgeving voor op de EU want dit vereiste zou pas in het *Second Energy Package* opgelegd worden. Nederland ging vervolgens nog een stap verder met het vereiste voor volledige splitsing van verticaal geïntegreerde energiebedrijven en in 2006 werd de Wet Onafhankelijk Netbeheer (WON), ook wel de Splitsingswet genoemd, ingevoerd. Hiermee werden in de Elektriciteitswet en de Gaswet strengere regels opgenomen dan waartoe het Europese recht verplichtte. Geïntegreerde energiebedrijven moesten de activiteiten volledig scheiden in aparte bedrijven voor productie en levering, en transmissie en distributie. Kortom, netbeheerders mogen geen onderdeel zijn van de groep waarin ook energie wordt geproduceerd of geleverd. Waarbij het belang van transmissie zo groot geacht werd dat de overheid TenneT als enige verantwoordelijke aanwijst voor het beheer van het landelijke elektriciteitstransportnet.

Publiek en privaat eigendom van Nederlandse energiebedrijven

Vanaf de jaren '90 werden verschillende Nederlandse energiebedrijven geprivatiseerd. In het kort betekende dit dat bedrijven werden omgevormd van staatsbedrijven naar private ondernemingen die op een geliberaliseerde markt opereren. De overheid heeft hier de keuze tussen volledige privatisering of staatsdeelneming in onderneming onderhevig aan het privaatrecht, bijvoorbeeld in een naamloze vennootschap (NV).

Na de introductie van het *First Energy Package* en de aanwijzing van TenneT als transmissiesysteembeheerder kwam de vraag op of publiek eigendom van netbeheerders vereist was om gelijke toegang tot het net te bieden. In eerste instantie was het idee om alleen meerderheid aandeelhouderschap aan te houden en eventueel daarna over te gaan tot volledige privatisering. Uiteindelijk is dit er niet van gekomen en zijn beide transmissiesysteembeheerders TenneT en GTS volledig in handen van de Nederlandse Staat gebleven. Daarnaast hebben ook discussies plaatsgevonden over

[9] van Damme, E. E. C. (2006), *Pragmatic privatisation: The Netherlands 1982-2002*
[10] van Damme, E. E. C. (2005), *Liberalizing the Dutch electricity market: 1998-2004*

volledige privatisering van de regionale distributienetwerken. Het eigendom hiervan is echter nog steeds publieke en ligt in handen van gemeenten en provincies door aandeelhouderschap in bijvoorbeeld Liander, Enexis of Stedin.

De levering en productie van energie is in tegenstelling tot transmissie en distributie wel bijna volledig geprivatiseerd. Ter illustratie, voordat Nuon werd verkocht aan Vattenfall in 2009, was het grootste deel van de aandelen in handen van provinciale energiebedrijven. Ook het eigendom van andere grote energiebedrijven, zoals Essent en Eneco, is verkocht aan grote internationale spelers zoals E.ON en Mitsubishi Corporation. De gassector kent wel publiek aandeelhouderschap. Na de ontdekking van het Groningengasveld zijn in 1963 afspraken gemaakt over de winning, transport en verkoop van gas. Voor de exploitatie is de Maatschap Groningen opgericht, bestaande uit 50% de NAM (Shell en ExxonMobil) en 50% EBN (namens de Staat). Gasunie werd in datzelfde jaar opgericht als verkooporganisatie en was 100% in handen van de staat. De afspraken en samenwerkingsvormen tussen deze spelers staan ook wel bekend als het Gasgebouw. Het huidige GasTerra, met als belangrijkste activiteit de inkoop en verkoop van aardgas uit hoofdzakelijk Nederlandse gasvelden, is voor 50% eigendom van de Nederlandse staat (40% EBN, 10% Nederlandse staat), 25% van Shell en 25% van ExxonMobil.

Instrumenten van de ACM

In Nederland houdt de Autoriteit Consument en Markt (ACM) toezicht op de energiemarkten. Voor het toezicht op de gasmarkt is de ACM samen met de Autoriteit Financiële Markten (AFM) verantwoordelijk. De ACM ziet hierbij toe op het onderdeel van de gasmarkt met een levertijd van minder dan 2 dagen, en de AFM op de termijnhandel. De ACM heeft verschillende instrumenten tot haar beschikking. Een belangrijk instrument is tariefregulering voor de monopoloïde energienetwerken. Deze regulering houdt de tarieven op een redelijk niveau, prikkelt netbeheerders om efficiënt te werken en zorgt dat netbeheerders genoeg inkomsten krijgen voor betrouwbare en kwalitatief goede dienstverlening. Het tarief voor regionale netbeheerders komt via maatstafconcurrentie tot stand. Waarbij netbeheerders worden beloond als zij zelf lagere kosten per eenheid output hebben dan de gemiddelde kosten per eenheid output die komt uit de sector benchmark. Regionale distributienetbeheerders, zoals Stedin of Enexis, worden onderling vergeleken om tot een maatstaf te komen. Het gevolg van maatstafconcurrentie is een efficiëntieprikkel om tegen zo laag mogelijke kosten te investeren in het net. Voor de landelijke netbeheerders TenneT en GTS is dit niet mogelijk en wordt de statische efficiëntie gebaseerd op een benchmark van Europese transmissiesysteembeheerders. Tarieven van energieleveranciers zijn in principe niet gereguleerd. Wel is sprake van een vangnetregeling waarbij de ACM controleert of energieleveranciers niet te veel geld vragen boven op de prijs die leveranciers zelf voor de inkoop van energie betalen. Als de retailprijzen te hoog zijn kan de ACM vragen om een prijsverlaging of een maximumtarief opleggen.

Naast de tariefregulering heeft de ACM nog een aantal andere instrumenten tot haar beschikking gericht op betrouwbaarheid. Zo bestaat er om de leveringszekerheid te verhogen een compensatieregeling voor leveringsonderbrekingen. Bovendien hebben energieleveranciers een vergunning van de ACM nodig om energie te mogen leveren. Alleen bedrijven met een goede financiële en organisatie inrichting krijgen een vergunning. De ACM controleert alle energieleveranciers ten minste 2 keer per jaar: vóór en na de winter. Voor de betrouwbaarheid van de transportnetwerken zijn er technische codes opgesteld waarin de rechten en plichten van netbeheerders en gebruikers staan. Ook bestaan er regels ten behoeve van voortzetting van levering bij de intrekking van vergunningen.

Er zijn generieke instrumenten van toepassing op de niet gereguleerde segmenten. De ACM houdt toezicht op de uitvoering en naleving van het kartelverbod, het verbod op misbruik van een economische machtspositie en onderzoekt wat de gevolgen zijn voor de concurrentie en consumenten wanneer bedrijven willen fuseren. Daarnaast heeft ACM een toezichthoudende rol op consumentenrecht. Voor de energiemarkt zijn er een aantal bijzondere regels voor consumentenbescherming. Een voorbeeld is dat aanbiedingen van energiebedrijven begrijpelijk en vergelijkbaar moeten zijn. Een aspect hiervan is het

modelenergiecontract, waarin standaard informatie in exact dezelfde volgorde moet worden weergegeven door elke energieleverancier.[11]

	Transport & distributie	Productie & Levering
Betaalbaarheid	• Tariefregulering voor DSO's op basis van **maatstafconcurrentie** zorgt dat netwerktarieven niet meer dan kostendekkend zijn inclusief een redelijk rendement • **Splitsing** voorkomt **macht** van verticaal geïntegreerd energiebedrijf	• Gereguleerde toegang tot de gas en elektriciteitsnetten waardoor **concurrentie** mogelijk is • Stelsel aan **consumentenbeleid** waaronder transparantie-eisen en vangnetregeling voor onredelijke energieprijzen • **Algemene toezicht op de mededinging** door ACM
Betrouwbaarheid	• Landelijke & regionale netbeheerders zijn **wettelijk aangewezen system operators** van het net vanwege belang voor continuïteit • **Technische codes** voor de betrouwbaarheid van de transportnetwerken • Besluit leveringszekerheid Gaswet • Compensatieregeling voor **leveringsonderbrekingen**	• **Vergunningplicht** voor producenten en leveranciers met informatie en rapportage eisen (o.a. Besluit vergunning levering gas aan kleinverbruikers) • **Controle** door ACM op financiële weerbaarheid energieleveranciers
Duurzaamheid	• **Tariefregulering** kan ingezet worden om investeringen in energietransitie te stimuleren • **Publiek eigendom** van de netbeheerders geeft op papier aanvullende sturingsmogelijkheden	• **Klimaatbeleid** doormiddel van beprijzing, subsidies en normering

Figuur 4: Samenhang tussen beleidsinstrumenten en publieke belangen in de energiesector

3.4. Marktordening keuzes: Internationale vergelijking

De contouren en uitgangspunten van de geliberaliseerde energiemarkt zijn in Nederland zeer vergelijkbaar als in andere Europese landen, omdat de spelregels ook grotendeels Europees bepaald zijn. Wat betreft marktordening (in nauwe zin) kunnen er wel verschillen per land optreden in de mate van publiek versus privaat eigendom en in de mate waarin splitsing van de netwerken wettelijk is afgedwongen. De mate van liberalisering tussen lidstaten wijkt niet af aangezien het wettelijk kader hiervoor is opgelegd vanuit de EU. Dit betekent dat alle lidstaten dezelfde richtlijnen moeten volgen waarin de vereisten voor liberalisering van de gas en elektriciteitsmarkt zijn uiteengezet. Dit behelst dat in elke lidstaat energiebedrijven met elkaar kunnen concurreren en afnemers van producten en diensten keuzevrijheid hebben in het kiezen van een aanbieder.

De implementatie en snelheid waarop deze richtlijnen worden geïmplementeerd verschilt echter wel tussen landen. Het Verenigd Koninkrijk was het eerste land dat de energiemarkt liberaliseerde en privatiseerde onder de regering van Margaret Thatcher. De eerste stap richting een geliberaliseerde sector was de *Electricity Act* uit 1983, waarin de markt voor productie werd geopend. British Gas werd in 1986 geprivatiseerd, terwijl de eerste delen van de elektriciteitssector vanaf 1989 werden geprivatiseerd. Wel is er in 2019 een prijsplafond voor standaard energietarieven ingevoerd (voornamelijk berekend op basis van groothandelsprijzen) om huishoudens te beschermen en ervoor te zorgen dat de prijzen de kosten voor het leveren van energie reflecteren.[12] Duitsland begon het liberaliseringsproces van de elektriciteitsmarkt in 1998, terwijl de liberalisering van de gasmarkt trager verliep en de gasnetten pas in 2005 voor alle marktdeelnemers werden opengesteld. In Nederland is de elektriciteitsmarkt in 2002 opengesteld voor industriële gebruikers en vanaf 2004 volledig opengesteld voor alle gebruikers. Vergelijkbaar is in 2004 is ook de Nederlandse gasmarkt volledig opengesteld. Frankrijk daarentegen heeft de voorkeur gegeven om alleen de minimale stappen tot liberalisering te nemen die vereist worden door de EU, waarbij het nationale energiemodel gekenmerkt wordt door een sterke staatsinmenging. Zo stelt de Franse overheid via het staatsbedrijf EDF de energieprijzen vast. Het liberaliseringsproces begon pas in 1999 en het niveau van

[11] NMa (2012), *NMa geeft groen licht voor modelcontract energie*
[12] Energy Monitor (2022), *The UK energy price cap explained*

staatsbescherming is sindsdien zeer hoog gebleven, onder andere door het bestaan van een gereguleerd consumententarief dat als referentieprijs voor de hele markt werkt.[13]

Over het algemeen gezien zijn er grote overeenkomsten in de regulering van de tarieven voor de transport en distributienetwerken in de vier landen. Er is wel een klein verschil te vinden in de tariefregulering voor regionale netbeheerders (DSO's). In Nederland, Duitsland en Frankrijk berust de tariefregulering op een vorm van sectorale benchmarking. Het Verenigd Koninkrijk heeft een andere keuze gemaakt in de tariefregulering en heeft deze gebaseerd op het RIIO-*framework*.[14] RIIO staat voor *'Revenue = Incentives + Innovation + Outputs'.* Deze vorm van tariefregulering heeft een additionele focus op het bieden van een innovatieprikkel.

Op het gebied van eigendom van energiebedrijven bestaan grote verschillen tussen de vier landen. In Duitsland zijn de productie- en leveringsbedrijven met name in private handen. Bijvoorbeeld de vier TSO's voor elektriciteit zijn in privaat eigendom en zijn ontstaan uit de "grote vier" elektriciteitsbedrijven in Duitsland in het kader van het splitsingsproces. Voor regionale distributienetwerken worden concessies verleend aan private partijen voor een bepaalde tijd door gemeenten, maar het eigendom van deze distributienetwerken blijft in publieke handen. Rond de eeuwwisseling verkochten tal van gemeenten in Duitsland de gemeentelijke nutsbedrijven en energienetwerken aan grote energiebedrijven, omdat de verkoop een aanzienlijke inkomstenbron opleverde. In Nederland zijn de TSO's eigendom van de staat en de DSO's van de lokale overheden. Dit vereiste van publiek eigendom is vastgelegd in de Nederlandse wet met het doel om het algemeen belang van een veilig, betrouwbaar, toegankelijk en betaalbaar energienetwerk te waarborgen. De productie- en leveringsbedrijven zijn echter wel voornamelijk in privaat eigendom, met uitzondering van Gasterra. Het Verenigd Koninkrijk heeft de langste geschiedenis met privatisering en alle onderdelen van de waardeketen zijn privaat. Redenen voor de privatisering in het VK waren het verhogen van de efficiëntie van de bedrijven, het terugdringen van overheidsschulden en de wens voor lagere retail prijzen door meer concurrentie. In Frankrijk daarentegen zijn de productie- en leveringsbedrijven[15] deels in handen van de staat omdat energie wordt beschouwd als een gemeenschappelijk en strategisch goed dat moet worden geleverd via een publiek systeem dat de controle garandeert voor een betaalbare prijs. In Frankrijk wordt elektriciteitsproductie gedomineerd door kernenergie, dat in 2020 goed was voor 68% van de elektriciteitsproductie. Het staatsbedrijf Électricité de France (EDF) heeft de productie hiervan in beheer.

Figuur 5 geeft een overzicht van de belangrijkste verschillen in marktordening tussen Duitsland, Nederland, Verenigd Koninkrijk en Frankrijk.

[13] Rotaru, D. V. (2013), *A Glance at the European Energy Market Liberalization*
[14] CEER (2022), *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021, Incentive Regulation and Benchmarking Work Stream*
[15] Pollitt, M. G. (2012), *The role of policy in energy transitions - lessons from the energy liberalisation era*

		DE	NL	VK	FR
Liberalisering		Concurrentie bij productie en levering via gereguleerde toegang tot transport en distributie netwerken (EU regulering)			
Structuur mate van unbundling		Juridische splitsing	Volledige eigendomssplitsing	Juridische splitsing	Juridische splitsing
Eigendom	Productie & levering	Privaat	Hoofdzakelijk privaat (Gasterra is voor 50% in publieke eigendom)	Privaat	Elektriciteit voornamelijk publiek Gas publiek en privaat
	Transport & distributie	Publiek en privaat (indirect publiek eigendom, private investeerders)	Publiek	Privaat	Voornamelijk publiek (uitzondering gas transport)
instrumenten (selectie)	Regulering netwerken	Tariefregulering met sector benchmarking	Tariefregulering op basis van sectorale maatstafconcurrentie	Tariefregulering incentive regulation met benchmarking (RIIO)	Tariefregulering met sector benchmarking
	Capaciteits mechanisme	Strategische reserve	n.v.t.	Centraal capaciteitsmechanisme	Decentraal capaciteitsmechanisme

Figuur 5: Internationale vergelijking marktordening keuzes

4. Betaalbaarheid van de energievoorziening

De gedachte achter de liberalisering van de energiesector was dat de introductie van concurrentie en keuzevrijheid bijdraagt aan betaalbaarheid. Concurrentie tussen verschillende aanbieders zou leiden tot prijsdruk, hogere kwaliteit en innovatie. Door integratie van de gas- en elektriciteitsmarkt op Europees niveau zou de concurrentie verder worden versterkt, met positieve effecten op de betaalbaarheid en keuzevrijheid voor energiegebruikers. Integratie van de Europese interne markt voor elektriciteit zorgt dat elektriciteit kan stromen van gebieden met lage prijzen naar gebieden met hoge prijzen. Een overvloed aan wind- en zonne-energie die lokaal wordt opgewekt, kan bijvoorbeeld via interconnectoren worden geëxporteerd binnen Europa. Door de toenemende integratie van de Europese energiemarkten hebben energiebedrijven toegang tot een groter aantal potentiële afnemers, wat de concurrentie op de markt vergroot en gemiddelde prijzen op Europees niveau verlaagt. In de onderstaande secties wordt eerst betaalbaarheid in historische context besproken gevolgd door de borging van betaalbaarheid tijdens de energiecrisis.

4.1. Betaalbaarheid in historische context

Empirisch onderzoek wijst uit dat liberalisering en de integratie van de Europese gas en elektriciteitsmarkt een overwegend positief effect heeft gehad op prijzen, en daarmee op het publiek belang betaalbaarheid. Wel bestaan er grote verschillen in elektriciteit en gasprijzen tussen lidstaten, met name door niet markt gedreven factoren zoals netwerktarieven, belastingen en premies.[16] In deze sectie wordt eerst liberalisering van de elektriciteitssector besproken gevolgd door liberalisering van de gassector. Vervolgens wordt ingegaan op betaalbaarheid in niet geliberaliseerde onderdelen van de waardeketen en de effecten van splitsing en privaat eigendom van energiebedrijven.

4.1.1. Liberalisering van de elektriciteitsmarkt

Empirisch onderzoek over de effecten van liberalisering in de elektriciteitssector bevestigt deels de theorie dat liberalisering bijdraagt aan betaalbaarheid van de energievoorziening. De meeste studies concluderen dat liberalisering een prijsdrukkend effect heeft, al zijn er ook een aantal studies die concluderen dat elektriciteitsprijzen juist omhoog zijn gegaan.[17] Niet alle studies maken onderscheid tussen het type gebruikers. Uit de onderzoeken waarin wel een onderscheid is gemaakt tussen eindgebruikersgroepen wordt meermaals geconcludeerd dat liberalisering tot lagere elektriciteitsprijzen voor grote industriële afnemers heeft geleid, maar het effect voor klein verbruikers minder eenduidig is.

Copenhagen Economics heeft in 2005 onderzoek gedaan naar de gevolgen van de openstelling van de elektriciteitsmarkt en constateerde dat de elektriciteitsprijzen daalden, met 8% op korte termijn en een verwachting van 30-60% op lange termijn.[18] Een van de eerste empirische onderzoeken door Steiner in 2000 laat een positief effect voor grote industriële afnemers zien, maar een negatief prijseffect voor huishoudens. Steiners onderzoek bestond uit een regressieanalyse om het effect van liberalisering te analyseren voor 19 OESO-landen gedurende de periode 1986-1996. Joskow komt in 2006 tot een andere conclusie. Met behulp van een tijdreeksanalyse is vastgesteld dat prijzen op een geliberaliseerde elektriciteitsmarkt (vergeleken met een niet geliberaliseerde markt) 5-10% lager waren voor huishoudens en 5% voor industriële afnemers.[19] Ook Da Silva en Cerqueira (2017) vinden een soortgelijk resultaat dat liberalisering van de energiesector gepaard gaat met dalende elektriciteitsprijzen voor huishoudens.[20]

[16] European Commission (2016), *Executive summary of the evaluation of Third Energy Package*
[17] van Streimikiene, D., Bruneckiene, J. & Cibinskiene, A. (2013*), The Review of Electricity Market Liberalization Impacts on Electricity Prices*
[18] Copenhagen Economics (2005), *Market Opening in Network Industries, Part I: Final Report*
[19] Joskow, P. L. (2006), *Introduction to electricity sector liberalization: lessons learned from cross countries studies*
[20] Da Silva, P. P. & Cerqueira, P. A., (2017), *Assessing the determinants of household electricity prices in the EU: a system-GMM panel data approach*

Meerdere onderzoeken concluderen dat het positieve effect van liberalisering het sterkst is voor industriële afnemers. In lijn hiermee stelt Pollitt (2012) dat liberalisering heeft geleid tot een bescheiden positief en wereldwijd verspreide efficiëntiewinsten, maar er is een gebrek aan duidelijk zichtbare voordelen voor huishoudens.[21] Ook het CPB komt in 2006 tot eenzelfde conclusie en stelt dat het effect van liberalisering op retailprijzen voor kleingebruikers minder eenvoudig is. Het CPB geeft als mogelijke verklaring hiervoor het ontbreken van *real-time pricing* en de hogere overstapkosten voor kleingebruikers.[22] Een mogelijke verklaring dat de industriële gebruikers een groter voordeel hebben gehaald uit de liberalisering kan worden gevonden in een betere onderhandelingspositie vergeleken met huishoudens, waardoor zij lagere prijzen kunnen onderhandelen. Daarnaast is de vraag vanuit de industrie meer stabiel en hebben grootverbruikers lagere netwerkkosten, aangezien zij vaak zijn aangesloten op een transportnetwerk.

Door de introductie van keuzevrijheid voor energieleveranciers voor zowel elektriciteit als gas is de mogelijkheid ontstaan voor consumenten om over te stappen naar een andere, meestal goedkopere, energieleverancier. Consumenten die bereid zijn van leverancier te veranderen hebben vaker contracten met tarieven die niet meer dan een redelijke marge voor de leverancier opleveren, terwijl consumenten die niet overstappen aanzienlijk hogere tarieven betalen.[23] In 2006 concludeerde het CBP dat overstapgedrag hoger is in landen waarin vrije concurrentie actief gepromoot wordt en noemt hierbij het voorbeeld van het Verenigd Koninkrijk, waar het percentage overstappers op de elektriciteitsmarkten ongeveer 50% was.[24] Onderzoek in 2021 in Nederland wees uit dat 53% van de consumenten in de laatste 3 jaar is overgestapt van aanbieder of type contract voor dezelfde aanbieder. 23% gaf aan nog nooit te zijn overgestapt. Hetzelfde onderzoek in 2019 wees uit dat 28% nog nooit was overgestapt, wat een indicatie is dat deze groep steeds kleiner wordt.[25]

Uit onderzoek in 2015 van Bacchiocchi et al. In blijkt ook dat liberalisering heeft geleid tot dalende elektriciteitsprijzen voor traditionele EU-landen, maar voor nieuwere toetreders heeft dit in sommige gevallen juist geleid tot hogere prijzen.[26] Een mogelijk verklaring kan zijn dat subsidies wegvielen of de kwaliteit van regulering nog niet op eenzelfde niveau was als in traditionele EU-landen en daardoor tekortschiet. De lidstaten die de energiemarkten als eerste hebben opengesteld, hebben het meest van de liberalisering geprofiteerd.[27] Een mogelijke reden hiervoor is dat het enige tijd duurt voordat het openen van de markt volledig effect heeft op prijzen en productiviteit.

Liberalisering heeft naast een waarschijnlijke daling in de elektriciteitsprijs ook een aantal andere gevolgen gehad voor de markt. Deze omvatten een aanzienlijke toename van de grensoverschrijdende handel in elektriciteit en verbeteringen in de kwaliteit van de regulering.[28] Vanuit Europees perspectief wordt het totale voordeel van liberalisering en de daaruit volgende toename van grensoverschrijdende handel in de elektriciteitssector geschat op 34 miljard euro per jaar voor de hele EU.[29] In 2013 schatte Booz & Company dat het totale voordeel van een geïntegreerde Europese markt voor elektriciteit een economische impact van respectievelijk 4 miljard euro op jaarbasis voor de EU27 zou kunnen hebben.

Empirisch onderzoek specifiek voor de Nederlandse markt wijst uit dat liberalisering ook in Nederland tot lagere prijzen heeft geleid. Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft in 2008 onderzoek gedaan naar het marktwerkingsbeleid. Uit dit onderzoek blijkt dat liberalisering een drukkend effect heeft gehad op de netto-elektriciteitsprijzen. Ondanks dat de elektriciteitsprijzen sterk zijn gestegen is na

[21] Pollitt, M. G. (2012), *The role of policy in energy transitions - lessons from the energy liberalisation era*
[22] Mulder, M., Shestalova, V. & Zwart, G. (2006), *Liberalisation of European energy markets: challenges and policy options*
[23] Moselle, B. (2009), *Assessment of the effects of tariff regulation on the Dutch retail market for energy, June 2006*
[24] Mulder, M., Shestalova, V. & Zwart, G. (2006), *Liberalisation of European energy markets: challenges and policy options*
[25] Motivaction & ACM (2021), *Consumentenonderzoek energiemarkt 2021 te raadplegen op*
[26] Bacchiocchi, E., Florio, M. & Taveggia, G. (2015), *Asymmetric effects of electricity regulatory reforms in the EU15 and in the New Member States Empirical evidence from residential prices 1990-2011*
[27] Copenhagen Economics (2005), *Market Opening in Network Industries, Part I: Final Report*
[28] Pollitt, M. G. (2009), *Electricity Liberalisation in the European Union - A Progress Report*
[29] ACER (2022a), *Final assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*

correctie van brandstofprijzen (olie en gas) een positief effect te zien.[30] De liberalisering in Nederland heeft geleid tot betere interconnectie met buurlanden en een grotere capaciteit van gedecentraliseerde opwek, hetgeen de concurrentie kan bevorderen en dus tot meer concurrerende prijzen kan leiden.[31] Bovendien kan gesteld worden dat dankzij liberalisering de werking van de retailmarkt in het algemeen is verbeterd. Het serviceniveau is hoger en de bereikbaarheid van energiebedrijven is verbeterd ten opzichte van voor liberalisering. Actieve consumenten hebben hier het meest van geprofiteerd en hebben doorgaans lagere energieprijzen omdat zij regelmatig overstappen van energieleverancier.

4.1.2. Liberalisering van de gasmarkt

Empirisch onderzoek over liberalisering in de gassector wijst uit dat liberalisering gedeeltelijk heeft bijgedragen aan een reductie van gasprijzen, met name voor industriële gebruikers. Als gevolg van het openstellen van de markt constateerde Copenhagen Economics in 2005 dat de gasprijzen zijn gedaald met 1% op korte termijn en vooruitkijkend verder zouden dalen met 4-5% de lange termijn.[32] Ook Ernst & Young concludeerde in 2006 dat de gasprijzen voor de consument zijn gedaald. Het onderzoek keek naar de periode voor en na liberalisering tussen 1992-2005 en benoemde de hoge mate van concurrentie op de gasmarkt als oorzaak voor deze dalende prijzen.[33] Daarentegen concludeerde Brau et al. (2010) dat liberalisering van de gasmarkt niet heeft geleid tot een verlaging van de gasprijzen voor huishoudens wanneer de periode tussen 1992 en 2007 wordt bekeken.[34] Het ministerie van Economische Zaken kwam in het onderzoek naar het marktwerkingsbeleid uit 2008 tot een soortgelijke conclusie dat liberalisering geen aantoonbaar positief effect heeft gehad op gasprijzen.[35]

In 2013 schatte Booz & Company dat het totale voordeel van een geïntegreerde Europese markt voor gas, een economische impact van 30 miljard euro op jaarbasis voor de EU27 kan hebben.[36] Het International Energy Agency stelt dat in de periode na liberalisering en voor de energiecrisis, liberalisering geresulteerd heeft in een positieve impact op de betaalbaarheid. Leveranciers hebben door liberalisering de mogelijkheid om zelf gas in te kopen op de internationale markt, waarbij de prijs tot stand komt door vraag en aanbod. Hierdoor zijn de gasprijzen niet meer gekoppeld aan olieprijzen en heeft Europa in de periode tussen 2010 en 2020 €70 miljard bespaard.

Een aandachtpunt voor de gasmarkt is dat er mogelijk sprake is van onvolledige concurrentie op de gasproductiemarkt.[37] In diverse studies wordt benoemd dat de gasmarkt een oligopolie-markt is, waarin de aanbieders in de verschillende regio's de winst maximaliseren, wat onder andere betekent dat er regionale prijsverschillen bestaan.[38] Uit onderzoek van Hamie et al. (2021) blijkt dat het gedrag van de gasproducenten op zowel de Nederlandse als de Oostenrijkse markt het Nash-Cournot-evenwicht volgt en dat zij rationeel handelen om de winst te maximaliseren.[39] Dit is een aanwijzing voor het bestaan van marktmacht op de Nederlandse markt. Interviews bevestigen dit beeld en suggereren dat op de gasmarkt niet kan worden uitgesloten dat er sprake is van marktmacht, doordat een oligopolistische marktstructuur bestaat. Het is de vraag of dit de betaalbaarheid ten goede is gekomen. Hoewel er aanwijzingen zijn van beperkte concurrentie, is meer onderzoek nodig om de mate van concurrentie op de gasmarkt te bepalen.

[30] EZK (2008), *Onderzoek Marktwerkingsbeleid*
[31] Mulder, M. (2015), *Competition in the Dutch Electricity Market: An Empirical Analysis over 2006-2011*
[32] Copenhagen Economics (2005), *Market Opening in Network Industries, Part I: Final Report*
[33] Ernst & Young (2006), *Final Report - Department of Trade and Industry Research Project on the Case for Liberalisation*
[34] Brau, B., Doronzo, R., Fiorio, C. V., & Florio, M. (2010), *EU Industry Reforms and Consumers' Prices*
[35] EZK (2008), *Onderzoek Marktwerkingsbeleid*
[36] Booz&Co (2013), *Benefits of an Integrated European Energy Market*
[37] OECD (2022), *Competition in Energy Markets*
[38] Kinga D., Lijesen, M. G., Mannaerts, H. J. B. M. & Mulder, M. (2002), *Concurrentie op de energiemarkt*
[39] Hamie, H., Hoayek, A. & Auer, H. (2021), *Modeling Post-Liberalized European Gas Market Concentration—A Game Theory Perspective*

4.1.3. Niet geliberaliseerde onderdelen van de energiewaardeketen

Ook in niet geliberaliseerd onderdelen van de energiewaardeketen, transport en distributie van gas en elektriciteit, zijn tarieven gedaald, gedreven door tariefregulering, wat heeft geleid tot lagere kosten voor consumenten. Het jaarverslag van de NMa (2003) laat zien dat in de periode 2001-2006 de netwerktarieven met gemiddeld 17% dalen voor elektriciteit en 20% voor gas.[40] Onderzoek van PwC over dezelfde periode kwam tot de conclusie dat de regulering van de transport- en distributienetwerken voor elektriciteit de consumenten 1,1 miljard euro heeft bespaard.[41] Ook EZK concludeerde in 2008 dat tariefregulering van netwerken een positieve invloed heeft gehad op de betaalbaarheid van energie.[42]

4.1.4. Structuur en eigendom

In theorie zorgt juridische splitsing van de transportactiviteiten en productie en levering activiteiten binnen de energiewaardeketen voor een aantal positieve effecten. Splitsing kan een positief effect hebben op de mate van concurrentie in de retailmarkt, omdat de mogelijkheden tot bevoordeling binnen het verticaal geïntegreerd concern afnemen.[43] Daarnaast kan splitsing de betrouwbaarheid verbeteren omdat het management van de netbeheeractiviteiten zich uitsluitend hoeft te richten op het uitvoeren van het netbeheer.[44] Een derde argument is dat splitsing de transparantie in de sector doet toenemen, wat onder meer een gunstig effect kan hebben op de kosteneffectiviteit van het toezicht.[45] Volledige eigendomssplitsing, zoals geïmplementeerd door Nederland, gaat verder dan juridische splitsing. Hierdoor wordt voor de energieproducenten en leveranciers de mogelijkheid weggenomen om zichzelf te bevoordelen ten opzichte van hun concurrenten. De theorie is dat de kans op kruissubsidiëring volledig wordt uitgesloten.[46] Ook kunnen de netbeheerders, bij volledige eigendom splitsing, zich geheel concentreren op hun kerntaak, en de financiële resultaten uit het netbeheer kunnen niet langer worden aangewend ten behoeve van productie-, leveringsactiviteiten.[47]

Een nadeel dat wordt aangevoerd is dat splitsing kan leiden tot het mislopen van synergiën, omdat het aanbieden van een bepaalde dienst of product binnen de energiesector goedkoper is wanneer al een ander product of dienst wordt aangeboden.[48] Daarnaast zijn er eenmalige transactiekosten, en is er kans op een tijdelijke vermindering van investeringen in productie.[49] Een ander nadeel is dat splitsing effect kan hebben op de toegang tot en de kosten van kapitaal, omdat de resterende ondernemingen kleiner zijn dan de verticaal geïntegreerde onderneming.[50]

Empirisch onderzoek geeft geen eenduidig beeld in hoeverre de juridische splitsing van verticaal geïntegreerde energiebedrijven een positief effect heeft gehad op groothandel- en retail prijzen van energie in de EU.[51] Uit onderzoek van Bushnell et al. (2008) blijkt dat de retailprijzen voor elektriciteit aanzienlijk hoger uitvallen bij splitsing als gevolg van productie-inefficiënties.[52] Hogan en Meade (2007) concludeerden ook dat energieproducenten geneigd zijn de groothandelsprijzen te verhogen wanneer er sprake is van

[40] NMa (2004), *Annual report 2003*
[41] Haffner, R. C. G. & Meulmeester, P. (2005), *Evaluatie van de regulering van het elektriciteitsnetwerk*
[42] EZK (2008), *Onderzoek Marktwerkingsbeleid*
[43] Joskow, P. L. & Tirole, J. (2000), *Transmission rights and market power on electric power networks*
[44] Pollitt, M. G. (2008), *The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks*
[45] Baarsma, B., de Nooij, M., Koster, W. & van der Weijden, C. (2007), *Divide and rule. The economic and legal implications of the proposed ownership unbundling of distribution and supply companies in the Dutch electricity sector*
[46] Kamerstukken II 2004/05, 30 212 (Memorie van Toelichting)
[47] Kamerstukken II 2004/05, 30 212 (Memorie van Toelichting)
[48] van Damme, E. E. C. & Kanning, E. (2004), *Unbundling of regional energy companies: research for the province of Noord-Brabant*
[49] Mulder, M., Shestalova, V. & Lijesen, M. (2005), *Vertical separation of the energy-distribution industry; an assessment of several options for unbundling*
[50] Mulder, M. & Shestalova, V. (2005), *Costs and benefits of vertical separation of the energy distribution industry: the Dutch case*
[51] van Streimikiene, D., Bruneckiene, J. & Cibinskiene, A. (2013), *The Review of Electricity Market Liberalization Impacts on Electricity Prices*
[52] Bushnell, J., Mansur, E., & Saraavia, T. (2008), *Vertical arrangements, market structure and competition: an analysis of restructured US electricity markets*

splitsing, hetgeen resulteert in hogere retail elektriciteitsprijzen[53] Daarentegen komt Fiorio et al. (2008) tot een andere conclusie. In dit onderzoek wordt het effect van liberalisering op de elektriciteitsprijzen voor huishoudens in 15 EU-landen in de periode 1978-2005 onderzocht. De conclusie was dat splitsen van verticaal geïntegreerde energiebedrijven resulteerde in lagere elektriciteitsprijzen.[54]

Onderzoek van PwC uit 2013 concludeert dat er geen aanwijzingen zijn voor een bijdrage van volledige eigendomssplitsing aan concurrentie. De concurrentie op de energiemarkt in Nederland is weliswaar toegenomen nadat de productie en leveringszijde geliberaliseerd zijn, maar dit valt niet toe te schrijven aan het invoeren van eigendomssplitsing.[55] Wel zijn er aanwijzingen van een negatief effect van eigendomssplitsing op de kredietwaardigheid van energiebedrijven. Dit komt omdat de kredietwaardigheid van een geïntegreerd bedrijf per saldo beter zou zijn dan wanneer het bedrijf gesplitst is in twee afzonderlijke bedrijven. Uit onderzoek door Dessing et al. (2013) blijkt dat voor alle gesplitste energiebedrijven de *credit rating* is gedaald. Bij alle afwaarderingen geeft de kredietbeoordelaar S&P aan dat dit met eigendomssplitsing te maken had.[56]

In de afweging tussen privaat en publiek eigendom van energiebedrijven geeft de economische theorie aan dat zolang de publieke belangen goed gedefinieerd kunnen worden, deze vastgelegd kunnen worden in private overeenkomsten en eigendomsrechten, omdat alle publiekrechtelijke randvoorwaarden bekend zijn. Publiek eigendom van energiebedrijven is dus niet van belang als de overheid alle externe effecten met regelgeving of contractuele afspraken kan mitigeren. Afspraken vastgelegd in contracten zijn in dat geval voldoende om de publieke belangen te beschermen. In theorie geeft publiek eigendom wel een meerwaarde als de overheid niet alle externe effecten kan voorzien en kan afdekken. Het vasthouden van beslissingsbevoegdheid door de overheid kan de efficiëntie ten goede komen omdat de overheid meer flexibiliteit heeft om te reageren op marktontwikkelingen. Bij de keuze voor de vorm van publiek aandeelhouderschap bestaan voor de staat meerdere gradaties: (i) doormiddel van regelgeving; (ii) door specifieke taken in de statuten van de onderneming op te nemen (iii) benoeming van leden van de raad van commissarissen; (iv) uitoefening van zijn rechten als aandeelhouder.[57]

Meerdere onderzoeken rond privatisering van energiebedrijven in het Verenigd Koninkrijk concluderen dat er sprake is van een hogere efficiëntie van energiebedrijven wanneer deze worden geprivatiseerd. Onderzoek van Rotaru in 2013 wijst uit dat liberalisering en privatisering van de energiemarkt in het Verenigd Koninkrijk tot meer concurrentie in de markt heeft geleid en tot verbeteringen in de kwaliteit van service doordat aanbieders prijsdruk ervaarden in de periode na liberalisering en privatisering.[58] In 2008 had het Verenigd Koninkrijk een van de meest concurrerende elektriciteitsmarkten voor huishoudens ter wereld, met een grote betrokkenheid van de consument en concurrerende retail marges en hoge jaarlijkse overstappercentages.[59] Er blijft echter wel een tweedeling bestaan tussen een grote groep actieve klanten die profiteerde van de concurrerende markt en een grote groep inactieve klanten die niet overstapte en daardoor hogere energietarieven betalen. Voorts wijst de empirische literatuur op de positieve effecten van de liberalisering en privatisering op de productie-efficiëntie van opwekkingsinstallaties. De opbrengsten hiervan kunnen mogelijk verdeeld worden tussen consumenten en producenten.[60]

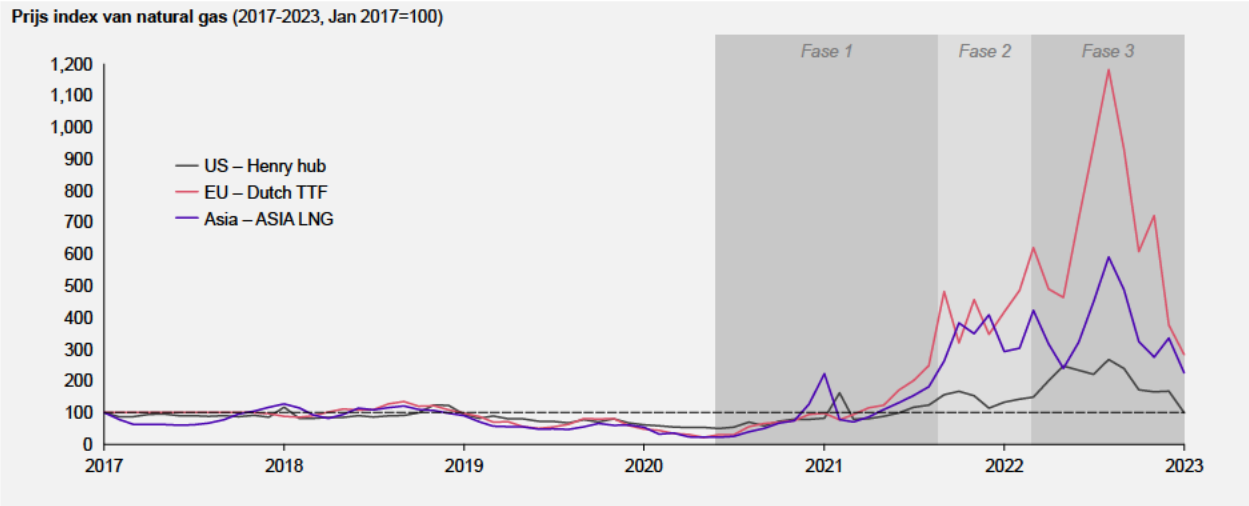
[53] Hogan, S. & Meade, R. (2007), *Vertical integration and market power in electricity markets*
[54] Fiorio, C.V., Florio, M., & Doronzo, R. (2008), *The Electricity Industry Reform Paradigm in the European Union: Testing the Impact on Consumers*
[55] PwC (2013), *Splitsing in de energiesector een verdeeld of onverdeeld succes*
[56] Dessing, B., Helmer, D., Sitompoel, R. & Nillesen, P. (2013), *Verticale splitsing in de energiesector*
[57] van Damme, E. E. C. (2006), *Pragmatic privatisation: The Netherlands 1982-2002*
[58] Rotaru, D. V. (2013), *A Glance at the European Energy Market Liberalization*
[59] Pollitt, M. G. & Haney A. B. (2014), *Dismantling a Competitive Retail Electricity Market: Residential Market Reforms in Great Britain*
[60] Mulder, M., Shestalova, V. & Zwart, G. (2006), *Liberalisation of European energy markets: challenges and policy options*

4.2. Betaalbaarheid tijdens de energiecrisis

In de onderstaande sectie wordt eerst ingegaan op de drijvers van de hoge energieprijzen in de energiecrisis. Daarna wordt de borging van betaalbaarheid in Nederland tijdens de energiecrisis behandeld, gevolgd door een internationale vergelijking. Tot slot, worden de maatregelen die zijn genomen door de EU, Nederland en de landen uit de internationale vergelijking besproken.

4.2.1. Drijvers van hoge energieprijzen in de energiecrisis

De hoge marktprijzen die voorkwamen in 2022 voor energie werden met name gedreven door schaarste in toelevering van gas. Door het post-Covid economisch herstel in 2021 is de mondiale vraag naar gas teruggekeerd tot het niveau van vóór de pandemie en werd het aanbod overtroffen. Drijvende factoren voor deze eerste fase van de energiecrisis waren een krappe LNG-markt, de uitval van energieproductie (e.g. onderhoud kerncentrale in Frankrijk) en lange periodes van droogte over het hele continent. In de tweede fase zorgden een sterk dalende aanvoer van gas via Russische gaspijpleidingen en de daarmee samenhangende geopolitieke onzekerheid voor een sterke opwaartse druk op de prijzen. Een deel hiervan kon worden opgevangen door LNG-import omdat Europa een premium markt werd en LNG schepen zich richting Europa begaven. De derde fase van de energiecrisis start met de inval van Rusland in Oekraïne in februari 2022. Dit heeft de crisis verergerd en de import van Russisch gas is nog verder verminderd. Bovendien heeft de EU in de zomer van 2022 een dekkingsgraad van minimaal 80% van de gasreserves als doel gesteld, met als effect nog verder stijgende prijzen als gevolg van EU-landen die tegen elkaar opboden voor gasvolumes. In vergelijking met het niveau pre-crisis is de gasprijsindex in de EU (TTF) met bijna 1100% gestegen van begin 2021 tot augustus 2022 (waar de gasprijzen een hoogtepunt bereikten). In Azië en de VS stegen de gasprijzen minder sterk. In Azië steeg de LNG-prijsindex in dezelfde periode met 370% en in de VS met 185%.



Figuur 6: Prijs index van natural gas 2017-2023, met januari 2017 gelijk aan 100 (bron: Dutch Title Transfer Facility, Reuters, IEA)

Als we deze derde fase nader bekijken, lijkt het erop dat de prijsontwikkeling in belangrijke mate wordt beïnvloed door de onzekerheid in de markt of er voldoende beschikbaarheid is van korte termijn gasleveringen aan de EU. De fysieke gaslevering aan de EU zijn namelijk redelijk gelijk gebleven, waarbij LNG-leveringen het Russische gas uit gaspijpleidingen hebben vervangen. Vanaf halverwege 2022 is vervolgens alweer vrij snel een dalende trend in de gasprijzen te zien. De aardgasprijs op de TTF is inmiddels weer gezakt naar rond de €50/MWh in het eerste kwartaal van 2023, maar zijn daarmee nog steeds aanmerkelijk hoger dan het niveau van voor 2021.

Elektriciteitsprijzen zijn nauw verbonden met de gasprijs doordat gas een belangrijke bron is voor elektriciteitsproductie en als de inputprijs voor elektriciteit stijgt, stijgt de prijs van elektriciteit. In het merit-

order model wordt de prijs van elektriciteit bepaald door de marginale kosten van de laatste elektriciteitscentrale die nodig is om aan de vraag te voldoen. Deze prijs geldt vervolgens voor alle geproduceerde elektriciteit in dat uur. Doordat gas een belangrijke inputbron is voor de productie van elektriciteit, leidden hogere gasprijzen ook tot hoge elektriciteitsprijzen in de markt tijdens de energiecrisis.

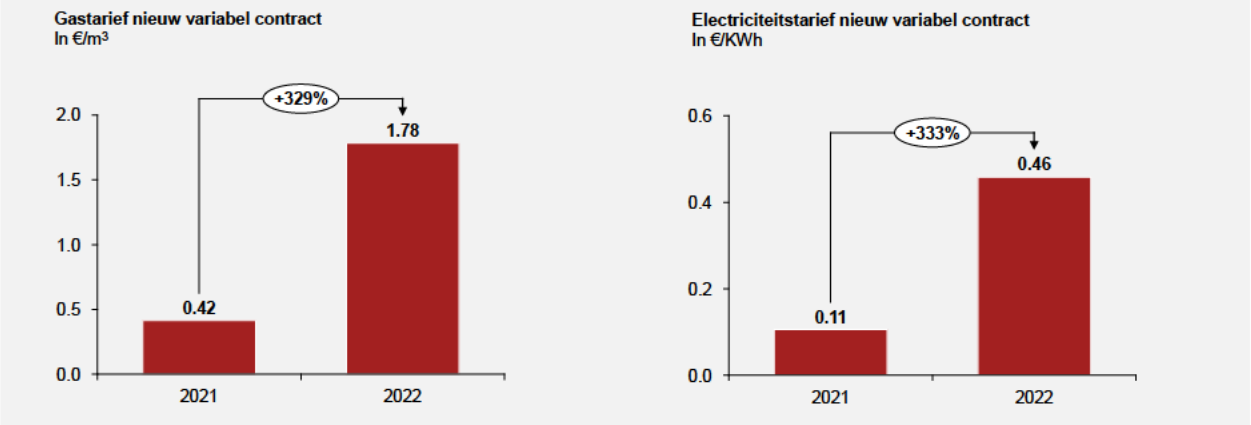
4.2.2. Borging van betaalbaarheid in Nederland tijdens de energiecrisis

De recente energiecrisis heeft de betaalbaarheid van de elektriciteit- en gasvoorziening in Nederland sterk onder druk gezet omdat inkoopkosten van gas en daarmee de productiekosten van elektriciteit zijn gestegen op de groothandelsmarkt. De hoge energieprijzen op de groothandelsmarkt staan echter los van liberalisering en los van de eigendomsstructuur van energiebedrijven en zijn voornamelijk een reflectie van schaarste op productiemarkten: er was relatief veel vraag en relatief weinig aanbod. Het heeft met name aan de productiekant van gas tot toegenomen winsten geleid.[61] De ACM heeft recent geconcludeerd dat de tarieven van Essent, Vattenfall en Eneco in het eerste kwartaal van 2023 hoog maar niet onredelijk zijn. De winstmarges zitten op het niveau van voorgaande jaren. De tariefstijging die is doorgevoerd door de drie onderzochte leveranciers is vooral een gevolg van de stijgende inkoopkosten.[62] Ook in een niet-geliberaliseerde markt was het nodig geweest om duur gas in te kopen wanneer een groot deel van het aanbod zou wegvallen. Wel kan worden gesteld dat de markt niet automatisch voorziet in mechanismes om sterke prijsfluctuaties – naar aanleiding van onvoorziene aanbodschokken – te voorkomen. Dat betekent niet dat de markt niet diversifieert tussen energiebronnen, of dat de markt niet werkt met langetermijncontracten en niet investeert in reserve aanbod; het betekent wel dat de mate van diversificatie, lange termijncontracten en investeringen in reserve aanbod afhankelijk zullen zijn van de aanwezigheid van financiële prikkels. Historische gezien was dit in Nederland een minder groot probleem. Nederland beschikte met het Groningengasveld over een van de grootste velden ter wereld en had daarom geen strategische gasreserve nodig. Energiebedrijven in Nederland waren gewend dat er voldoende gas werd aangeboden op de TTF en daarom wordt Nederland gekenmerkt door een relatief laag percentage langetermijncontracten. Echter, na het sluiten van het Groningenveld ontstond een sterke afhankelijkheid van Russisch gas om de TTF liquide te houden. Toen het Russisch aanbod wegviel werd dit risico blootgelegd.

De beleidsmatige vraag is dus of additioneel beleid nodig is om prijsvolatiliteit op de groothandelsmarkt voor gas te voorkomen. De geliberaliseerde markt leidt immers niet automatisch tot een optimum van bescherming: als een grotere mate van bescherming tegen prijsschokken wenselijk wordt geacht dan zijn daarvoor instrumenten nodig. Onder het hoofdstuk ‘betrouwbaarheid’ bespreken we een aantal van deze beleidsopties, zoals diversificatie, langetermijncontracten en reserves. Bij de meeste van deze opties is sprake van een afweging tussen het beperken van korte termijn prijsschokken en lange termijn kostenniveaus.

De energiecrisis heeft ook geleid tot zeer sterk gestegen retail prijzen, zij het met enige vertraging omdat een deel van de consumenten energiecontracten met vaste prijzen hadden. Consumenten met een vast contract voor een bepaalde tijd, bijvoorbeeld 1 of 2 jaar, kregen niet direct met een prijsstijging te maken. Voor consumenten met een variabel tarief, werd het tarief periodiek omhoog bijgesteld door de leverancier. In figuur 7 is te zien dat het kale gastarief bij een nieuw variabel contract met 329% is gestegen tussen 2021 en 2022. Voor elektriciteit is een vergelijkbaar percentage van 333% te zien met een prijsstijging van €0,11 cent/KWh naar €0,46/KWh per KWh voor het kale elektriciteitstarief.

[61] Milman, O. (2023), *‘Monster profits’ for energy giants reveal a self-destructive fossil fuel resurgence*
[62] ACM (2023), *Geen onredelijke prijzen grootste drie energieleveranciers*



Figuur 7: Leveringstarief gas en elektriciteit bij afsluiten van een nieuw contract. Bron (CBS, 2023)

TNO heeft in 2022 de impact van stijgende energieprijzen op energiearmoede in Nederland onderzocht en komt tot de conclusie dat zonder compensatie vanuit de overheid, meer dan 1 miljoen huishoudens in energiearmoede zouden leven in 2022. Dit zou bijna een verdubbeling ten opzichte van de situatie in 2020 betekenen.[63] TNO definieert energiearmoede als huishoudens die te maken hebben met een laag inkomen in combinatie met een hoge energierekening of een woning van (zeer) slechte energetische kwaliteit. Om de lasten te verlichten en de financiële zekerheid te vergroten heeft de overheid om die reden in januari 2023 een generiek prijsplafond voor de levering van elektriciteit en gas geïntroduceerd.

De beleidsmatige vraag is in hoeverre het wenselijk is om consumenten van energie te beschermen tegen hoge energiekosten. Lange termijn prijzen worden daarbij gedreven door vraag en aanbod: alleen beleid dat vraag verlaagt en aanbod vergroot kan zorgen voor een structureel drukkend effect op de prijzen. In aanvulling kan de overheid wel een verzekering of compensatie bieden voor tijdelijk hoge prijzen. Het geïntroduceerde prijsplafond is hiervan een voorbeeld. Dergelijke steun kan wel negatieve effecten hebben, bijvoorbeeld omdat het de vraag naar energie vergroot. In principe kan de overheid ook compenseren voor meer structureel hoge energieprijzen, maar dat zal dan vooral om heel gericht ondersteuning van kwetsbare groepen moeten gaan (bijvoorbeeld lage inkomens in verouderde woningen). Voor al dergelijke vormen van steun geldt dat gerichte ondersteuning valt te prefereren boven generieke steun voor de gehele Nederlandse bevolking omdat dit meer efficiënt is, waardoor de totale kosten lager liggen. Er zijn verschillende manieren om gerichte ondersteuning te bieden: via toeslagen, via energietarieven of via algemeen inkomensbeleid. Het is daarbij belangrijk om tijdig vorm te geven aan het instrument. De aanbeveling is om onderzoek te doen naar de voor- en nadelen van de verschillende varianten.

Gedurende de energiecrisis zijn meerdere energieleveranciers failliet gegaan als gevolg van de sterk opgelopen stroom- en gasprijzen (o.a. door speculatie). Dit heeft echter geen gevolgen gehad voor energievoorziening van gedupeerde consumenten, doordat deze consumenten worden overgeplaatst naar een andere aanbieder. De totale maatschappelijke impact van deze faillissementen is klein omdat het slechts om een kleine groep consumenten gaat. In totaal zijn het ruim 160.000 huishoudens, ongeveer 2% van alle huishoudens in Nederland.[64] Wel kan de financiële schade aanzienlijk zijn. Dit zit enerzijds in dat bij een faillissement van een aanbieder, de consument geen aanspraak meer kan maken op voorschotten of nog niet verrekende welkomkorting, en anderzijds in een gedwongen overstap naar een andere leverancier, met verlies van recht op tarieven of voorwaarden. Ook kan het zijn dat opwek met zon PV niet volledig meer kan worden gesaldeerd. De beleidsmatige vraag naar aanleiding van deze faillissementen is of consumenten voldoende beschermd waren. Ook hier is sprake van een afweging, namelijk tussen consumentenbescherming enerzijds en het behoud van concurrentie en daarmee lage prijzen anderzijds. Het verhogen van wettelijke toetredingsdrempels voor leveranciers beperkt de kans op faillissementen

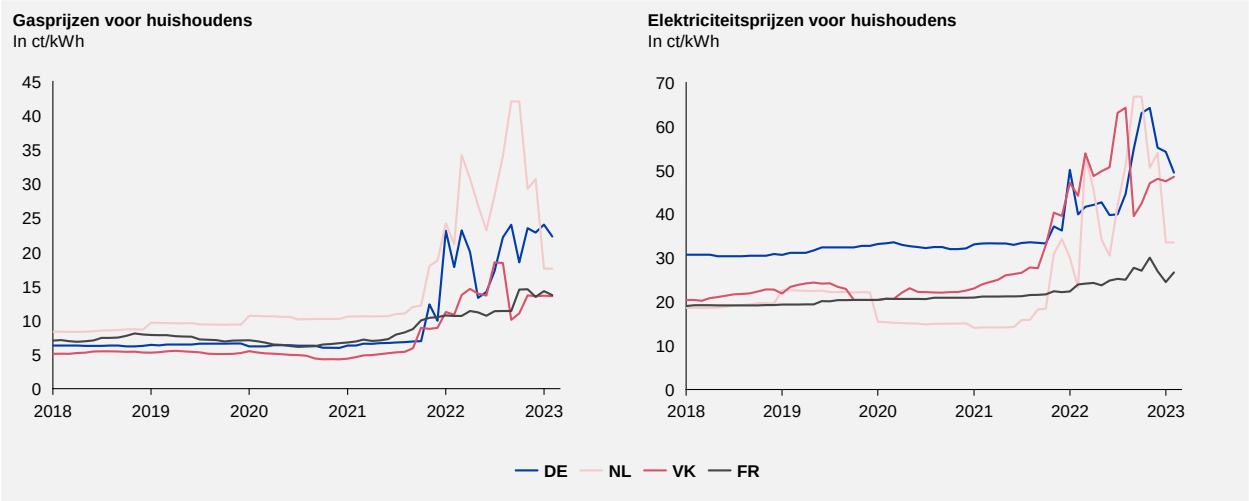
[63] TNO (2023), *Energiearmoede in Nederland 2022*
[64] Cijfers aangeleverd door ACM zie Kamervragen (Aanhangsel) 2021-2022, nr. 1701

maar leidt mogelijk tot hogere prijzen en minder innovatie. Het volledig voorkomen van faillissementen, bijvoorbeeld door veel strengere of nieuwe toelatingseisen zoals bestuurderstoetsing, of strenger toezicht leidt eveneens tot kosten en beperkt mogelijk innovatie. Naast het voorkomen van faillissementen is het ook mogelijk om de gevolgen van faillissementen te compenseren, bijvoorbeeld via een garantiefonds. Dit kan bijvoorbeeld gaan om de dekking van te veel betaalde voorschotten en overstapbonussen. Uiteindelijk is de verwachting dat de kosten voor het garantiefonds door de huishoudens in Nederland wordt betaald, ofwel direct of via belastingen.

De ACM heeft in reactie hierop beleidsregels verscherpt die strengere eisen stellen aan de financiële stabiliteit van energiebedrijven. De ACM controleert of energieleveranciers kunnen voldoen om op een betrouwbare manier gas en elektriciteit te leveren en monitort in dat kader de financiële positie van energieleveranciers. Als reactie op de energiecrisis en de faillissementen van meerdere energieleveranciers heeft de ACM in een nieuwe beleidsregel opgenomen dat energieleveranciers voortaan net zoveel energie moeten hebben ingekocht als zij verwachten te zullen moeten leveren in een bepaalde periode.[65] In dezelfde beleidsregel heeft de ACM extra (financiële) eisen gesteld aan energieleveranciers om hen financieel robuuster te maken en de rechts- en financiële positie van consumenten te verbeteren.[66]

4.2.3. Internationale vergelijking van betaalbaarheid tijdens de energiecrisis

In vergelijking met andere landen, lijkt Nederland relatief minder schokbestendig, met relatief hoge en volatiele consumentenprijzen voor zowel gas als elektriciteit. In de figuur hieronder is te zien dat gasprijzen voor huishouden in Nederland in het jaar 2022 gemiddeld ver boven de prijzen in Duitsland, Frankijk en het Verenigd Koninkrijk lagen. Bij de elektriciteitsprijzen voor huishoudens had Nederland de laagste prijzen tot aan de energiecrisis in vergelijking met omringende landen. Gedurende 2022 heeft Nederland echter relatief de sterkste prijsstijging doorgemaakt en ook de grootste volatiliteit in energieprijzen ervaren.

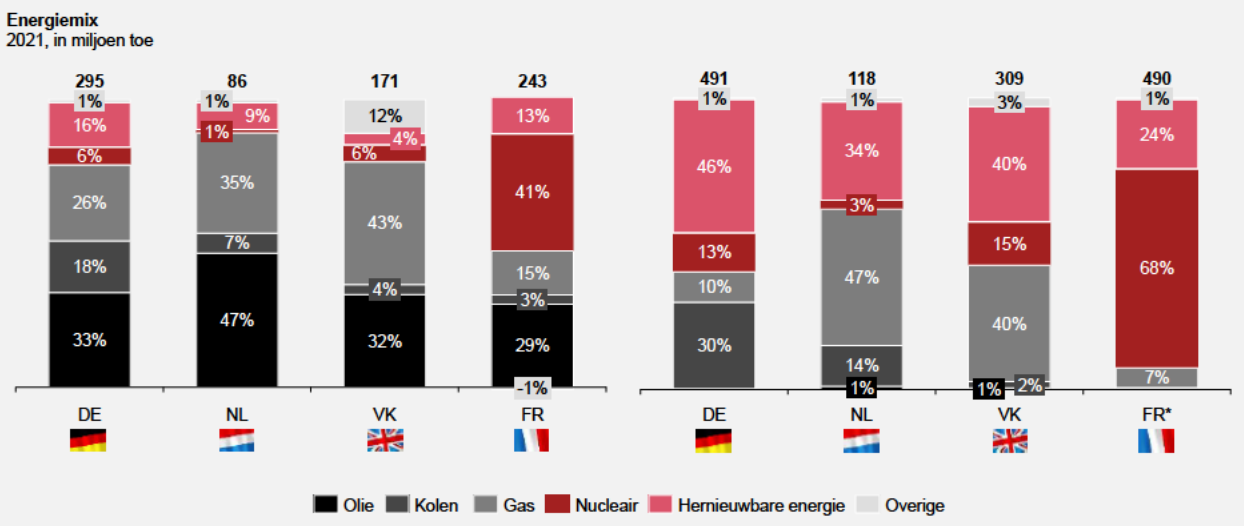


Figuur 8: Gas- en elektriciteitsprijzen voor huishoudens (Bron: VaasaETT)

Een mogelijke reden dat de impact op Nederland relatief groter is dan op buurlanden is omdat gas een groot aandeel uitmaakt van de Nederlandse energiemix. Hierdoor heeft een prijsstijging een grotere economische impact op Nederland dan op landen die minder afhankelijk zijn van gas. Andere Europese landen, zoals Frankrijk of Duitsland, werden relatief minder hard getroffen door een groter aandeel kernenergie in Frankrijk of bruinkool in Duitsland in de energiemix.[67] Andere verklarende factoren zijn bijvoorbeeld een gereguleerd consumententarief in Frankrijk, een relatief laag aandeel kale energieprijs in

[65] ACM (2022a), *Beleidsregel continuïteit energieleveranciers*
[66] ACM (2022a), *Beleidsregel continuïteit energieleveranciers*
[67] PwC (2022), *Major impact energy crisis on profitability Dutch companies*

de totale consumentenenergieprijs en historisch relatief hoge marges in Duitsland die een deel van de kostenstijging kunnen opvangen.[68] In het verlengde hiervan concludeert PwC (2022) dat ook de Nederlandse industrie harder geraakt wordt vergeleken met rest van EU. Dit komt mede door Nederlandse afhankelijkheid van gas want in landen met een meer gediversifieerde energiemix zijn de productiekosten voor de industrie minder hard gestegen.[69] Ook met betrekking tot elektriciteitsprijzen was de positie van Nederland gedurende de crisis minder gunstig omdat het aandeel van gas in de totale elektriciteitsproductiemix met 47% in 2021 zeer hoog is. In vergelijking, voor Frankrijk is dit slechts 7% en voor Duitsland 10%.



Figuur 9: Energiemix en elektriciteitsproductiemix (Bron: Eurostat, Fraunhofer ISE, CBS, DUKES, S&P)

Een andere mogelijke verklaring is dat Nederland gas vrijwel volledig via de TTF-markt inkoopt en prijsstijgingen daarmee gelijk worden doorvertaald naar de retail tarieven van variabele energiecontracten of nieuwe vaste contracten. Dit in tegenstelling tot omringende landen, waar energieleveranciers vaak meer lange termijncontacten hebben afgesloten voor gaslevering. Uit onderzoek door IHS Markit in 2018 is gebleken dat de het aandeel van de Nederlandse gasvraag in 2023 dan gedekt wordt door langetermijncontracten, vrijwel nul is. In 2018 hadden Duitse energieleveranciers langetermijncontracten die de gasvraag van 2023 voor 64% afdekken, voor Frankrijk was dit 63% en voor het Verenigd Koninkrijk 48%. Een verklaring voor dit verschil kan zijn dat Nederland tot aan 2018, door het Gasgebouw en het Groningengasveld, altijd heeft kunnen vertrouwen op voldoende goedkope gasvolumes op de TTF-markt. Wel moet worden opgemerkt dat grote buitenlandse energieleveranciers ook op de Nederlandse energiemarkt actief zijn, waardoor een deel van de Nederlandse vraag mogelijk alsnog wordt afgedekt door buitenlandse langetermijncontracten. Wel zijn langetermijncontracten waarschijnlijk duurder dan inkoop op de TTF-markt, waardoor retailprijzen mogelijk hoger uitvallen als leveranciers meer langetermijncontracten in plaats hebben. Hierbij moet vermeld worden dat, ondanks de aanwezigheid van meer langetermijncontracten in andere landen, de tarieven uit deze contracten vaak worden geïndexeerd op grond van TTF-gasprijzen, waardoor ook bij langetermijncontracten een prijsstijging kan plaatsvinden.

Er zijn geen indicaties dat publiek of privaat eigendom van bedrijven in de energiewaardeketen een belangrijke drijver is voor het publieke belang betaalbaarheid – dat wordt veel sterker bepaald door de mate van concurrentie op de markt. Publiek eigendom van energiebedrijven heeft geen effect op de krapte op de gasmarkt en de daarmee gepaarde hoge gasprijzen, maar geeft wel de mogelijkheid om retail tarieven kunstmatig laag te houden zodat consumenten in mindere mate geconfronteerd worden met prijsvolatiliteit. In Frankrijk geldt bijvoorbeeld een gereguleerd retail tarief vanuit het staatsbedrijf EDF voor consumenten, waar ongeveer driekwart van de huishoudens gebruik van maakt, waardoor consumenten minder direct

[68] VasaaETT (2022), *Provision of Retail Energy Market Data and Analysis for ACER*
[69] PwC (2022), *Major impact energy crisis on profitability Dutch companies*

geconfronteerd werden met de stijgende energiekosten. Door problemen met de Franse kerncentrales zijn de inkoopkosten gestegen, maar de verkoopopbrengsten niet, waardoor EDF in 2022 een verlies van €17 miljard heeft geleden. Deze kosten worden uiteindelijk gesocialiseerd via belastingen, waardoor deze indirect weer op de gebruiker worden verhaald.

4.2.4. EU-maatregelen als reactie op de energiecrisis

Om de stijgende energieprijzen het hoofd te bieden heeft de EU verschillende maatregelen genomen. In oktober 2021 is een *toolbox* gelanceerd met gerichte maatregelen binnen de bestaande wetgeving om de reactie van de lidstaten op de stijgende energieprijzen te coördineren. De nadruk ligt op maatregelen die de gevolgen van prijsstijgingen voor kwetsbare consumenten en het MKB verzachten. Voorbeelden zijn noodinkomenssteun, belastingverlagingen, tijdelijk uitstel van betalingen en het voorkomen van afsluiting van het net.[70] Daarnaast zijn internationale overeenkomsten gesloten om de import van LNG en niet-Russisch gas te waarborgen en diversificatie te vergroten. Ook zijn investeringen gedaan in nieuwe LNG-terminals en gas interconnectie infrastructuur om te zorgen dat elke lidstaat gaslevering van tenminste twee bronnen kan ontvangen en *reverse flows* tussen buurlanden mogelijk zijn.[71]

In 2022 is AggregateEU opgericht, een EU-platform voor de gemeenschappelijke inkoop van gas, LNG en mogelijk in de toekomst waterstof. Voor lidstaten geldt dat minste 15% van het gas dat nodig is om de nationale opslagfaciliteiten te vullen op EU-niveau wordt ingekocht. Boven de 15% is de gemeenschappelijk inkoop vrijwillig. Dit komt doordat een groot gedeelte van de volumes die nodig zijn om de gasopslagen te vullen reeds gedekt worden door langetermijncontracten.[72] Het doel van AggregateEU is om voor lagere prijzen in te kopen, de voorzieningszekerheid te vergroten door meer diversificatie en langetermijncontracten en het risico te verminderen dat lidstaten tegen elkaar opbieden voor gasvolumes. Het voorkomt ook dat het verschil in de mate van voorzieningszekerheid tussen lidstaten groter wordt. Grotere landen, zoals Duitsland en Italië, zijn erin geslaagd om nieuwe gascontracten af te sluiten in 2022, weliswaar tegen recordprijzen, terwijl andere landen zoals Bulgarije hierin niet slagen.[73] De kritiek op deze marktinterventie is dat het concurrentie op de interne markt verstoord en dat de verplichting om voor bepaalde data de gasopslagen te hebben gevuld een prijsopdrijvend effect zou hebben. Ook zijn er uitdagingen met betrekking tot de juridische aansprakelijkheid tussen de lidstaten. Dit gaat met name over wie de kosten draagt voor het transporteren tussen landen of het hervergassen van LNG.
In mei 2022 is REPowerEU gepresenteerd, een overkoepelend EU-plan om de afhankelijkheid Russische fossiele brandstoffen te reduceren. Het plan omvat drie hoofddoelstellingen: energie besparen, schone energie leveren en de energievoorziening diversifiëren. Een belangrijk onderdeel is investeringen van 210 miljard euro tussen nu en 2027 om de import van fossiele brandstoffen uit Rusland geleidelijk te reduceren. Met ingang van juni 2022 is nieuwe wetgeving ingevoerd op grond waarvan de ondergrondse gasopslag in de EU tegen 1 november 2022 tot 80% gevuld moet zijn - en tot 90% in de jaren daarna. Dit is geldig tot december 2025. Ook werd een eenmalige verplichting ingevoerd om de vraag naar elektriciteit tijdens de piekuren tussen 1 december 2022 en 31 maart 2023 met 5% te verminderen, alsmede een doelstelling om de vraag naar gas met 15% te verminderen. De vermindering van de gasvraag was oorspronkelijk een tijdelijke maatregel voor de periode augustus 2022 tot maart 2023, maar is met een jaar verlengd op vrijwillige basis, met de mogelijkheid deze om te zetten in een verplichting.[74]

In september 2022 zijn de lidstaten het eens geworden over een solidariteitsbijdrage van fossiele brandstofbedrijven en een inkomstenplafond voor elektriciteit, beide tijdelijke maatregelen. De solidariteitsbijdrage heeft betrekking op winsten die meer dan 20% hoger liggen dan de gemiddelde winsten van fossiele brandstofbedrijven in de voorgaande drie jaar. Het wordt geïnd op het winstoverschot in 2022 en/of 2023. De inframarginale heffing is een inkomstenplafond voor elektriciteit van €180 per MWh en treft elektriciteitsproducenten die uitzonderlijke winsten hebben geboekt vanwege de hoge gasprijzen, terwijl de

[70] European Union (2021), *Factsheet - Tackling rising energy prices: A toolbox for action and support*
[71] European Union (2022), *EU actions to address the energy crisis*
[72] Reuters (2023a), *EU Commission wants first joint purchases of gas by summer*
[73] OSW (2023), *The EU steps up work on joint gas purchases*
[74] Council of the European Union (2023), *Member states agree to extend voluntary 15% gas demand reduction target*

productiekosten laag zijn gebleven. Alle inkomsten boven dit niveau worden geïnd en herverdeeld naar energieconsumenten om de impact van de hoge energieprijzen te verlichten. Beide maatregelen zijn bekritiseerd door energieproducenten en brancheorganisaties, die aanvoeren dat het leidt tot ernstige verstoringen van de energiemarkt en toekomstige investeringen kan ontmoedigen omdat het de risicoperceptie van investeerders vergroot.[75] Hoge prijzen ten tijde van schaarste geven een signaal aan de markt om te investeren. Dat signaal wordt weggenomen door een inkomstenplafond in te stellen. Bovendien worden investeringen in productiecapaciteit meestal gedaan met een horizon van 10-20 jaar, wat betekent dat de rendementen op de lange termijn moeten worden beoordeeld in plaats van te focussen op een korte termijn prijspiek. Daarnaast zijn de lidstaten overeengekomen om vanaf 15 februari 2023 een plafond van €180 per MWh voor de groothandel gasprijs in te stellen. Waarbij de gasprijs €35 per MWh boven de LNG-prijs moet liggen om het plafond in werking te stellen. De maatregel is tijdelijk en geldig voor een jaar.[76]

4.2.5. Nederlandse maatregelen als reactie op de energiecrisis

De Nederlandse overheid heeft verscheidene maatregelen genomen om huishoudens en bedrijven tegemoet te komen in de stijgende energieprijzen. De regering reageerde eerst door de energiebelasting en de BTW te verlagen. Huishoudens met een laag inkomen kregen een eenmalige uitkering van de gemeente, en er werd 300 miljoen euro gereserveerd om huishoudens te helpen energie te besparen. In november en december 2022 ontvingen alle huishoudens een compensatie van 190 euro per maand vanwege de hoge energieprijzen. Onderzoek van TNO concludeerde dat de financiële compensatie in 2022 naar schatting 400 duizend huishoudens heeft behoed voor energiearmoede.[77] Naast huishoudens zijn ook bedrijven hard geraakt door de gestegen energiekosten. De overheid heeft steun aan energie intensieve mkb-ondernemingen verleend door de Tegemoetkoming Energiekosten-regeling (TEK). Ook heeft de regering het lastiger gemaakt om gedurende de wintermaanden kleine gebruikers van energie af te sluiten door een nieuwe tijdelijke regeling. Energiebedrijven moeten nu driemaal een aanmaning sturen in plaats van eenmaal.[78]

Vanaf 1 januari 2023 heeft de regering een tijdelijk generiek prijsplafond voor alle kleinverbruikers ingevoerd voor heel 2023. Het plafond geldt alleen voor de eerste 2900 KWh elektriciteit en 1200 m2 gas. Het instellen van een prijsplafond dempt de effecten van hogere energieprijzen op de koopkracht van huishoudens. Alsnog schat het CPB dat de koopkracht voor een standaard huishouden in 2022 en 2023 in totaal met ongeveer 4% daalt.[79] Wel heeft het prijsplafond mogelijk een negatief effect op de prikkel om minder gas te verbruiken. De vraag van een grote groep huishoudens, waarvan de consumptie nu onder de plafondquota blijft, hangt straks niet meer af van de marktprijs. Normaal gesproken reageren deze laagverbruikers op een hogere prijs door minder energie te consumeren. Maar het prijsplafond schakelt deze reactie uit.[80] Het instellen van een tijdelijk prijsplafond heeft ook gevolgen op de overheidsfinanciën. De kosten van het prijsplafond hangen af van de energieprijzen in 2023. Uitgaande van de marktverwachting in december 2022 zijn deze geschat op 8,4 miljard euro en kunnen oplopen tot 13,1 miljard euro in het scenario met een hogere marktprijs voor gas en meer verbruik.[81]

4.2.6. Maatregelen van landen als reactie op de energiecrisis

Ongeacht verschillen in marktordening keuzes, zijn omringende landen zoals Duitsland, VK en Frankrijk, net als Nederland, hard geraakt door de energiecrisis. De landen hebben ieder meerdere maatregelen genomen om huishoudens en bedrijven te beschermen tegen de stijgende energieprijzen. Sinds het begin van de energiecrisis in september 2021 is door alle Europese landen in totaal 768 miljard euro uitgetrokken ter bescherming tegen de stijgende energiekosten. Frankrijk heeft in 3.7% van BBP gealloceerd aan

[75] Baunsgaard, T. & Vernon, N. (2022), *Taxing Windfall Profits in the Energy Sector*
[76] Council of the European Union (2022), *Council agrees on temporary mechanism to limit excessive gas prices*
[77] TNO (2023), *Energiearmoede in Nederland 2022*
[78] Regeling afsluitbeleid voor kleinverbruikers van elektriciteit en gas
[79] CPB (2022), *Scenario's energieprijzen*
[80] Schinkel, M. P. & Haan, M., van Tartwijk, S., Tieben, B. & Tuinstra, J. (2023), *Energieplafond systeem heeft prijsopdrijvend effect*
[81] CPB (2022), *Scenario's energieprijzen*

maatregelen, het VK 3.8%, Nederland zit daarboven met 4,6% en Duitsland daar weer boven met 7,4% van het BBP. [82]

	NL	DE	VK	FR
Belasting verlaging / BTW	✓	✓	✓	✓
Retail prijs regulering	✓	✓	✓	✓
Ondersteuning kwetsbare groepen	✓	✓	✓	✓
Ondersteuning van bedrijven	✓	✓	✓	✓
solidariteitsbijdrage	✓	✓	✓	✓
Groothandelsprijs regulering				✓
Mandaat aan staatsbedrijven				✓
Aanpassing levensduur of productiecap van conventionele productie	✓	✓		
Nationalisering van energiebedrijven		✓		✓

Figuur 10: Maatregelen van NL, DE, VK en FR als reactie op de crisis

In Duitsland is een prijsplafond voor elektriciteit en gas ingevoerd voor huishoudens en industriële afnemers dat geldig is van januari 2023 tot april 2024. Voor huishoudens geldt een maximumprijs voor gas en elektriciteit voor 80% van het verbruik van het voorgaande jaar. Voor industriële afnemers geldt een maximumprijs van 70% van het verbruik van het voorgaande jaar. Daarnaast is er in Duitsland steun voor kwetsbare groepen uit een eenmalige subsidie voor energiekosten van €200 voor studenten en €300 voor gepensioneerden.[83] In het Verenigd Koninkrijk heeft Ofgem in oktober 2022 een energieprijsgarantie voor huishoudens aangekondigd zodat huishoudens met een gemiddeld energieverbruik tot maart 2023 ongeveer £2.500 per jaar betalen op de elektriciteits- en gasrekening en tot maart 2024 ongeveer £3.000 per jaar. Voor kwetsbare groepen heeft het Verenigd Koninkrijk een steunpakket ingesteld, waarbij gepensioneerden een toelage van £300 krijgen en personen met een werkloosheidsuitkering £650. In Frankrijk is de stijging van de gereguleerde tarieven voor gas en elektriciteit voor huishoudens en kleine bedrijven beperkt tot 4% in 2022 en tot 15% in 2023. Voorts is eenmalig €100 uitgekeerd aan elke inwoner die minder dan €2.000 per maand netto verdient.[84] Daarnaast hebben alle geanalyseerde landen een plafond op de inkomsten van elektriciteitsproducenten ingesteld en is er een solidariteitsbijdrage voor olie- en gasbedrijven ingevoerd. Dit is een extra winstbelasting, voortkomend uit EU-maatregelen, die kan worden opgelegd in het geval van onverwachte meevallers of bovengemiddelde bedrijfswinsten.

Om eerlijke concurrentie tussen asymmetrische marktspelers te waarborgen, is er in Frankrijk ook een mandaat voor het staatsbedrijf EDF ingevoerd. Dankzij het zogenaamde ARENH-mechanisme kunnen andere elektriciteitsleveranciers de door de kerncentrales van EDF geproduceerde elektriciteit kopen tegen een gereguleerde prijs van 42 €/MWh voor 100 TWh per jaar. Tijdens de crisis heeft de Franse regering EDF verplicht om in 2022 in het kader van het ARENH een extra 20 TWh aan door kernenergie geproduceerde elektriciteit te verkopen aan andere leveranciers tegen 46,2 €/MWh om de stijging van de elektriciteitstarieven te beperken.

[82] Sgaravatti, G., S. Tagliapietra, C. Trasi & G. Zachmann (2021), *National policies to shield consumers from rising energy prices, Bruegel Datasets*
[83] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung (2023), *Wir entlasten Deutschland*
[84] Sgaravatti, G., S. Tagliapietra, C. Trasi & G. Zachmann (2021), *National policies to shield consumers from rising energy prices, Bruegel Datasets*

5. Betrouwbaarheid van de energievoorziening

Een van de redenen om de Europese energiemarkt te liberaliseren was het idee dat dit zou leiden tot een hogere betrouwbaarheid, omdat in tijden van krapte elektriciteit en gas uit het buitenland kan worden geïmporteerd. Het proces van liberalisering en internationale marktintegratie, via het opheffen van handelsbarrières tussen lidstaten en de harmonisering van nationale regelgeving, kunnen daarbij niet los van elkaar worden gezien.[85] Liberalisering en marktintegratie zouden leiden tot verbeterde voorzieningszekerheid (de mate waarin op lange termijn de beschikbare energie aansluit bij de vraag daarnaar) en de leveringszekerheid (de mate waarin het energiesysteem flexibel genoeg is om op korte termijn te reageren op plotselinge schommelingen in vraag en aanbod).

In onderstaande sectie wordt eerst ingegaan op de relatie tussen liberalisering van elektriciteitsmarkt en betrouwbaarheid gevolgd door gas. In de daaropvolgende sectie wordt ingegaan op de betrouwbaarheid gedurende de energiecrisis en daarna volgt een internationale vergelijking waarin verschillende maatregelen van landen worden toegelicht om de betrouwbaarheid te borgen.

5.1. Liberalisering van de elektriciteitsmarkt

De voorzienings- en leveringszekerheid van elektriciteit zijn positief beïnvloed door de invoering van liberalisering en grensoverschrijdende handel. Een geïntegreerde Europese elektriciteitsmarkt biedt de mogelijkheid via interconnecties met buurlanden elektriciteit te importeren in tijden van binnenlandse schaarste. Nederland heeft bijvoorbeeld voor het transport van elektriciteit interconnecties met Duitsland, België, Verenigd Koninkrijk, Denemarken en Noorwegen. Dit zorgt voor een hogere betrouwbaarheid omdat de afhankelijkheid van alleen binnenlandse productie elektriciteitsproductie afneemt. Daarnaast wordt door een beter geïntegreerde Europese energiemarkt uitwisseling van duurzaam opgewekte energie tussen landen eenvoudiger. Hierdoor wordt het mogelijk om overschotten van bijvoorbeeld wind- of zonne-energie te exporteren naar gebieden waar minder zon of wind is op dat moment. De *merit order* (de inzet volgorde van verschillende elektriciteitscentrales) was eerst vooral nationaal bepaald, maar is veel meer internationaal geworden. Daardoor profiteert het ene land gedeeltelijk mee van de beschikbare productiecapaciteit in een ander land, met positieve gevolgen voor de voorzienings- en leveringszekerheid. Een geïntegreerde Europese elektriciteitsmarkt zorgt dat bij een te hoge binnenlandse vraag naar elektriciteit het tekort bij buurlanden kan worden ontleend. Dit is bijvoorbeeld gebeurd in de winter van 2018-2019, waarin België elektriciteit importeerde om het tekort aan eigen productie op te vangen.[86] De voorzieningszekerheid van elektriciteit is in Nederland wel sterk verbonden met de voorzieningszekerheid van gas, omdat ca. 50% van de elektriciteit opwek vanuit gasgestookte centrales plaatsvindt. De borging van voorzieningszekerheid hangt daarmee met name af van voldoende beschikbaarheid en een divers aanbod van gas.

Er is geen bewijs om aan te nemen dat liberalisering heeft gezorgd voor een afname van de leveringszekerheid en Pollit (2009) vindt geen toename in het aantal en de duur van interrupties en stroomstoringen.[87] Een relatie tussen splitsing en leveringszekerheid is ook niet waarneembaar. Om het effect van eigendomssplitsing op de leveringszekerheid te beoordelen heeft PwC (2013) een analyse gemaakt van de jaarlijkse gemiddelde uitvalduur van elektriciteitsnetwerken en de ontwikkeling in de netwerkinvesteringen bij gesplitste bedrijven en de geïntegreerde bedrijven en het blijkt dat de uitvalduur na splitsing niet is verbeterd.[88] Wel heeft liberalisering geleid tot een hogere benuttingsgraad van elektriciteitscentrales, wat een mogelijke indicatie is voor een lager investeringsniveau in capaciteit. Dit is echter niet noodzakelijk slecht voor de leveringszekerheid, want vóór de liberalisering werden de markten

[85] EPRS (2023), *The European Union and regional economic integration*
[86] ACER (2022a), *Final assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*
[87] Yu, W. & Pollitt, M. G. (2009), *Does Liberalisation cause more electricity blackouts Evidence from a global study of newspaper reports*
[88] PwC (2013), *Splitsing in de energiesector een verdeeld of onverdeeld succes*

vaak gekenmerkt door overinvesteringen.[89] In Nederland specifiek zijn er na liberalisering van de elektriciteitsmarkt geen problemen voorgekomen met leveringszekerheid en is tot nu onvrijwillige afschakeling van gebruikers van de elektriciteitsvoorziening voorkomen. Transmissiesysteembeheerder TenneT heeft bekend gemaakt dat het een 99,99% betrouwbaarheid bereikt in de levering van elektriciteit.[90]

Als gevolg van het steeds toenemende aandeel hernieuwbare elektriciteit, onder meer door de opwek van zonne- en windenergie, is er wel meer aandacht nodig voor opties die flexibiliteit bieden. Om de leveringszekerheid te kunnen borgen heeft het elektriciteitssysteem flexibele centrales nodig die kunnen inspringen en produceren op momenten dat er weinig wind en zon is. Voor het achter de hand houden van dergelijke capaciteit is een financiële vergoeding nodig en dergelijke instrumenten vragen daarom om een afweging tussen betaalbaarheid en leveringszekerheid. Daarnaast kunnen het aantal interconnecties met ander landen worden verhoogd om meer import- en export van elektriciteit mogelijk te maken. Andere opties die bijdragen aan meer flexibiliteit zijn het stimuleren van vraagsturing (*demand response*) en de mogelijkheid tot tijdelijke afschakeling van windmolens of zonneparken (*curtailment*).

Capaciteitsmechanismes in de elektriciteitsmarkt

In een *energy only* elektriciteitsmarkt worden producenten van elektriciteit vergoed op basis van de elektriciteitsprijs, die gezet wordt vanuit de marginale kosten van productie. In theorie leidt deze prijsvorming tot optimale investeringen in nieuwe capaciteit doordat prijzen in tijden van schaarste hoog genoeg zijn om de kosten van piek capaciteit terug te verdienen. In de praktijk is er een aantal factoren die kunnen leiden tot niet optimale investeringen. In sommige landen is sprake van een *price cap* op de groothandelsmarkt. Dit is een inschatting van de toezichthouder voor de *Value of Lost Load* (VOLL), in andere woorden, de prijs waarop consumenten liever afgesloten worden dan een hogere prijs betalen. In tijden van schaarste zullen prijzen niet boven de *price cap* uitkomen terwijl dit wellicht wel nodig is om de kosten van piek capaciteit terug te verdienen. Dit wordt ook wel het *missing money* probleem genoemd, wat mogelijk tot onder-investeringen in piek capaciteit leidt. Daarnaast is de vraag naar elektriciteit relatief in-elastisch, waardoor de volatiliteit toeneemt. Aan de ene kant geeft de volatiliteit met piekprijzen de mogelijkheid om kosten terug te verdienen, maar brengt deze volatiliteit tegelijkertijd risico's en onzekerheden met zich mee voor investeerders. Ter illustratie laat empirisch onderzoek van Joskow (2008) zien dat investeerders in de Amerikaanse elektriciteitsmarkt hun investeringskosten niet terugverdienen.[91]

Een capaciteitsmechanisme is een aanvulling op de reguliere elektriciteitsmarkt, om leveringszekerheid te garanderen, wanneer de verwachting is dat onvoldoende wordt geïnvesteerd in (piek) capaciteit. Dit kan bijvoorbeeld de vorm aannemen van een capaciteitsvergoeding voor beschikbaarheid van capaciteit, een strategische reserve, betrouwbaarheid opties, of decentrale capaciteitsvormen. Verschillende landen in Europa en de Verenigde Staten hebben een vorm van capaciteitsmechanisme ingevoerd, maar niet alle expert zijn het eens over de noodzaak van capaciteitsmechanismes.

Een tegenargument voor het invoeren van een capaciteitsmechanisme is het risico dat de kosten door de invoering van een capaciteitsmechanisme stijgen.[92] Aargaard en Kleit (2022) beargumenteren dat toezichthouders op capaciteitsmarkten zowel de piekvraag naar elektriciteit als de kosten voor producenten om tot de markt toe te treden overschatten. [93] Het resultaat is dat de consument extra betaalt voor deze overcapaciteit. Een ander tegenargument is dat capaciteitsmechanismes bestaande elektriciteitsproducenten subsidiëren.[94] Ook wordt aangevoerd dat, vanwege de hoge mate van verbondenheid met buurlanden, capaciteitsmechanismes voor een klein land, zoals Nederland, slechts een

[89] Mulder, M., Shestalova, V. & Zwart, G. (2006), *Liberalisation of European energy markets: challenges and policy options*
[90] TenneT (2021), *Integrated Annual Report 2021*
[91] Joskow, P. L. (2008), *Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design*
[92] Cramton, P., Ockenfels, A. & Stoft, S. (2013), *Capacity Market Fundamentals*
[93] Aagaard, T. & Kleit, A. (2022), *Why capacity market prices are too high*
[94] Cramton, P., Ockenfels, A. & Stoft, S. (2013), *Capacity Market Fundamentals*

beperkt effect heeft. Dit komt omdat een te grote binnenlandse vraag door interconnectie vanuit buurlanden kan worden geïmporteerd.[95]

De gedachte van Nederlandse overheid is dat investeringsprikkels tijdig komen om te investeren in additionele productiecapaciteit. De theorie hierachter is dat elektriciteitsprijzen op momenten van schaarste hoog zijn wat vervolgens resulteert in hogere (forward) marktprijzen. Dit vormt een prikkel voor marktpartijen om te investeren omdat zij voldoende rendement op de investering in extra capaciteit kunnen krijgen. Net zoals Nederland vertrouwen veel andere Europese landen, waaronder, Denemarken en Noorwegen, op dit systeem.[96] Het theoretisch bezwaar om volledig op de markt te vertrouwen is dat deze dynamiek niet altijd leidt tot voldoende investeringen, met name in flexibele capaciteit, en dit alleen goed werkt als er ook periodes van schaarste prijzen kunnen ontstaan, terwijl deze prijzen maatschappelijk gezien niet gewenst zijn. De markt bedient de vraag en levert voldoende capaciteit in normale omstandigheden, echter voor extreme of onverwachte situaties voorziet de markt niet in voldoende capaciteit. Denk hierbij weersomstandigheden met weinig zon of wind, technische problemen bij energiecentrales of geopolitieke omstandigheden.[97]

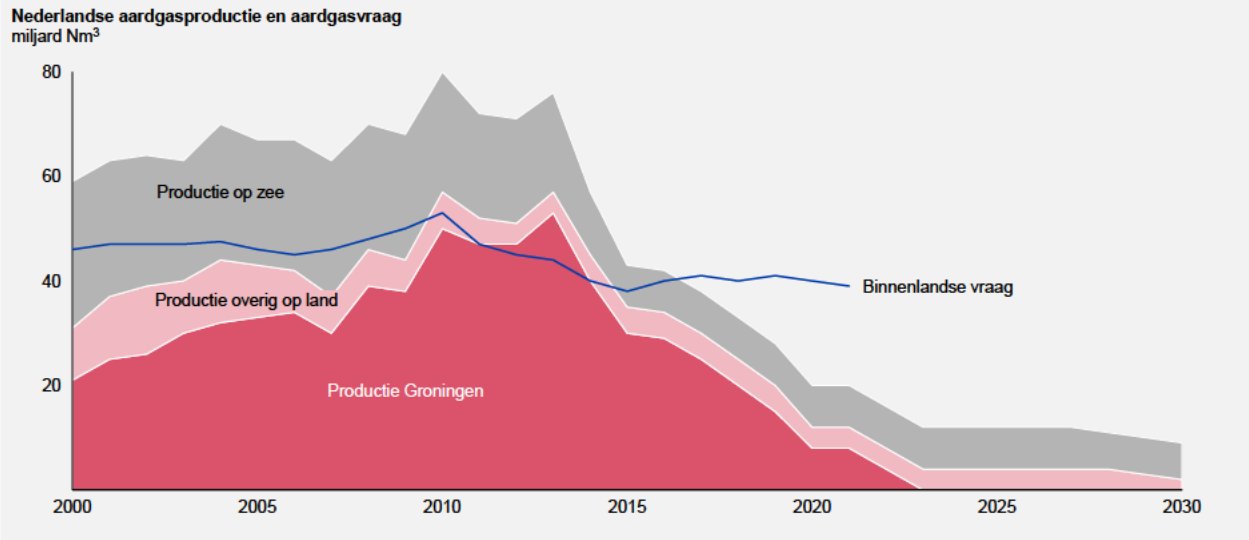
De Europese Commissie is van mening dat capaciteitsmechanismen potentieel de grensoverschrijdende handel kunnen verstoren en de voltooiing van de interne elektriciteitsmarkt in Europa kunnen belemmeren.[98] Bijvoorbeeld wanneer capaciteitsbetalingen aan producenten van invloed zijn op energiebiedingen, terwijl buurlanden zonder capaciteitsmechanisme dit niet hebben. Dit kan het gelijk speelveld voor producenten aan weerszijden van de grens beïnvloeden.[99] Bovendien is het onduidelijk wie de kosten dragen van een capaciteitsmarkt. Als het resulteert in stijgende energieprijzen, vindt er een inkomensherverdeling plaats van de elektriciteitsverbruikers naar de producenten die de elektriciteitscentrales exploiteren.[100]

5.2. Liberalisering van de gasmarkt

De Europese integratie van de gasmarkt heeft ervoor gezorgd dat gas makkelijker te transporteren en verhandelen is binnen Europa. Dat heeft de markten meer liquide gemaakt en het beschikbare aanbod verruimd. Tegelijkertijd wordt de voorzieningszekerheid van aardgas vooral gedreven door de mate van toegang tot schaarse, natuurlijke bronnen van gas. In lijn hiermee concludeerde Joskow (2005) dat liberalisering van de elektriciteits- en gasmarkten geen negatieve invloed heeft op de betrouwbaarheid en dat dit eerder wordt bepaald door de marktstructuur, het marktontwerp en een effectieve regulerende instantie.[101] Nederland is jarenlang een van de grootste producenten van aardgas geweest in Europa. Door het uitfaseringen van het Groningengasveld, zijn alleen Rusland en Noorwegen nog over als grote gasproducenten. Bijna de helft van het gas in de EU kwam in 2020 uit Rusland (43%), daarna volgde Noorwegen met 21%. Overige kleinere producenten zijn Algerije (8%) en Qatar (5%). Al in 2014 stelde de Nederlandse Adviesraad Internationale Vraagstukken (AIV) dat de EU zich in een kwetsbare positie bevindt door de afhankelijkheid van Russisch gas. Daarbij heeft het AIV aan de EU geadviseerd om de afhankelijkheid te verminderen van de lidstaten die voor 50% of meer afhankelijk zijn van gas uit Rusland.[102]

Nadat het gasveld in Groningen, een van de grootste gasvelden ter wereld, ontdekt was in 1959, is Nederland meer dan 50 jaar zelfvoorzienend geweest. Tussen 2000 en 2013 lag de totale binnenlandse productie op ca. 65 bcm, ten opzichte van ca. 40 bcm aan binnenlandse vraag. In 2018 was Nederland voor het eerst netto-importeur van gas door de uitfasering van het Groningengasveld. In 2021 importeerde Nederland al 15% van het Nederlandse gasgebruik uit Rusland.

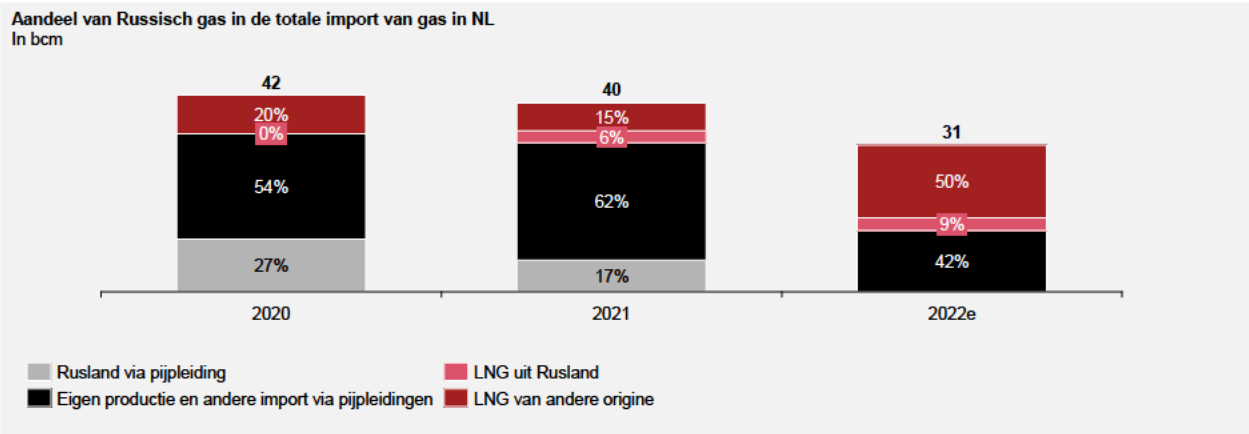
[95] Meister, U. (2013), *Kein Kapazitätsmarkt im Alleingang*
[96] Overlegtafel Energievoorziening (2017), *Rapport Marktdesign Elektriciteitsvoorziening*
[97] Pepermans, G. (2019), *European Energy Market Liberalization - Experiences and Challenges*
[98] Cepeda, M. (2018), *Assessing cross-border integration of capacity mechanisms in coupled electricity markets*
[99] ACER (2013), *Capacity Remuneration Mechanisms and the Internal Market for Electricity*
[100] Lehmann, P., Brandt, R., Gawel, E. et al. (2015), *Capacity payments to secure electricity supply? On the future of Germany's power market design*
[101] Joskow, P. L. (2007), *Supply Security in Competitive Electricity and Natural Gas Markets*
[102] AIV (2014), *De EU-gasafhankelijkheid van Rusland hoe een geïntegreerd eu-beleid dit kan verminderen*



Figuur 11: Nederlandse aardgasproductie en aardgasvraag (Bron: PBL: KEV-raming 2022)

Nederland heeft historisch gezien altijd kunnen vertrouwen op de schaal van het Groningengasveld om ook in extreme omstandigheden in de gasvraag te voorzien en daarmee de voorzieningszekerheid te waarborgen. De historische beschikbaarheid van gas uit Groningen is ook de basis voor de *Title Transfer Facility (TTF)*. De Nederlandse TTF, staat bekend als zeer liquide, met name historisch gezien door de grote volumes vanuit Groningen die werden aangeboden, waardoor marktpartijen doorgaans altijd genoeg volume konden inkopen en verkopen. Door de grote beschikbaarheid van gasvolumes was voorzieningszekerheid lange tijd geen punt van zorg voor Nederland.

Na het wegvallen van Groningen is in de gasmarkt een grote afhankelijkheid van Russisch gas ontstaan. Afnemers van gas, op een vrije markt, gaan opzoek naar de eerstvolgende meest efficiënte aanbieder van aardgas en dit was Rusland. Spelers op de Nederlandse markt hebben weinig aandacht besteed aan het diversifiëren van de gasmix, bijvoorbeeld door het aangaan van lange termijn LNG-contracten. De mate van diversificatie op de markt is immers afhankelijk van financiële prikkels. De energiemix op de markt volgt de vraag en aanbodkenmerken, waarbij gediversifieerde oplossingen alleen worden aangeboden als deze winstgevend zijn.



Figuur 12: Aandeel Russisch gas in de import van gas in NL (Bron: CBS, Tagesschau, NL overheid)

Langetermijncontracten zijn historisch gezien essentieel geweest om de voorzieningszekerheid te waarborgen. Zo sloot Gasunie in 1996 een twintigjarig contract af met Rusland voor de levering van 4 bcm gas aan Nederland vanaf 2001. In veel Europese landen hebben langetermijncontracten gedeeltelijk plaats

gemaakt voor inkoop op de TTF-markt. Een verklaring hiervoor is de groeiende schaal en liquiditeit van de spotmarkten voor gas in Europa, geleid door de Nederlandse Title Transfer Facility (TTF). Het belang van de langetermijncontracten, welke jarenlang een belangrijk schakel waren in de voorzieningszekerheid, is hierdoor afgenomen.[103] Een andere reden dat langetermijncontracten een minder grote rol spelen is dat energieleveranciers weerstand hebben tegen het afsluiten van 15 jaar contracten, omdat het risico bestaat dat in 2038 de vraag naar gas wellicht niet meer bestaat.

Daarnaast investeert de markt niet uit zichzelf in reserves in geval van extreme marktomstandigheden. De markt diversifieert alleen op basis van financiële prikkels en biedt daarmee geen garantie op betrouwbaarheid. Als voorbeeld wordt het economisch gezien steeds minder rendabel om gasreserves aan te houden. Historisch gezien werden voorraden door commerciële partijen gevuld door in de zomer de gasreserves te vullen en dit gas in de winter tegen een hogere prijs te verkopen. De voornaamste drijver was daarmee economisch, met als gevolg dat hiermee ook leveringszekerheid in de winter werd geborgd. De afgelopen jaren is dit prijsverschil tussen zomer en winter sterk afgenomen waardoor het aanleggen van gasreserves niet altijd meer rendabel is en de betrouwbaarheid van de gasvoorziening daardoor mogelijk is afgenomen.

Het is niet vanzelfsprekend dat de TTF zonder aanvullend beleid een liquide marktplaats blijft als de Nederlandse volumes wegvallen. Nederland is qua infrastructuur goed gepositioneerd als internationale fysieke hub met een groot transportnetwerk en hier ligt een duidelijke rol voor de overheid om te zorgen dat deze infrastructuur op orde is en uitbreidingen in nieuwe infrastructuur, zoals LNG-terminals, mogelijk worden gemaakt, om de markt in staat te stellen nieuwe volumes aan te trekken. Binnen een geliberaliseerd marktmodel is het in eerste instantie aan de vragers van gas (energiebedrijven, de industrie) om gas in te kopen. Dat kunnen zij doen via de spotmarkt of via lange termijncontracten. Het risico als dit volledig aan de markt wordt overgelaten is dat de focus van gebruikers voornamelijk zit op de goedkoopste optie, en de markt in beperkte mate diversifieert. Daarnaast zorgen de onzekerheden die gepaard gaan met het tempo van decarbonisatie in de energietransitie en de beschikbaarheid van gas dat gebruikers terughoudend zijn om lange termijn in te kopen.

Als het maatschappelijk gewenst is om meer lange termijn zekerheden in te bouwen, dan is een mogelijke oplossing om van marktparticipanten een bepaald percentage langetermijncontracten te eisen. Een verplichting tot langetermijncontracten voor gebruikers zal de vraag naar dergelijke contracten doen toenemen, wat ook ruimte voor marktpartijen biedt om de functie van *aggregator* te vervullen door vraag te bundelen. Wel suggereren interviews dat de relatief kleine energiebedrijven in Nederland een te beperkte schaal en slagkracht hebben om druk uit te kunnen oefenen op internationale aanbieders van gas en lange termijn (LNG) contracten. Het bundelen van contracten kan helpen om schaal- en inkoopvoordelen te realiseren ten opzichte van de internationale aanbieders van gas en lange termijn (LNG) contracten.

Naar de toekomst toe kan ook de energietransitie leiden tot risico's voor de voorzieningszekerheid van gas. Voor gas bestaat onzekerheid over het tempo van uitfasering om de energiesector te verduurzamen. Deze onzekerheid leidt mogelijk tot onder-investering in productie en netwerken of juist tot hoge kosten voor overgebleven gebruikers en *stranded assets.* Gas kan een belangrijke rol spelen in de energietransitie doordat gas de volatiliteit in productie van hernieuwbare energie kan opvangen met flexibele centrales en relatief lage CO_2 uitstoot. Echter is de ambitie om gas op termijn, richting 2050 uit te faseren. De toekomstige vraag naar gas en duurzame gasvormige energiedragers, zoals groen gas en waterstof, wordt gekenmerkt door een hoge onzekerheid. Het gevolg hiervan is dat de manier van inzet en het toekomstig gebruik van de gasnetten ook zeer onzeker is.[104]

De ambitie om gas op termijn uit te faseren leidt tot drie risico's. Ten eerste is het denkbaar dat het daadwerkelijke tempo waarin de vraag naar gas afneemt, een lager tempo volgt dan de beleidsambities beogen. Dit kan tot gevolg hebben dat er te weinig nieuwe investeringen plaatsvinden in gasproductie

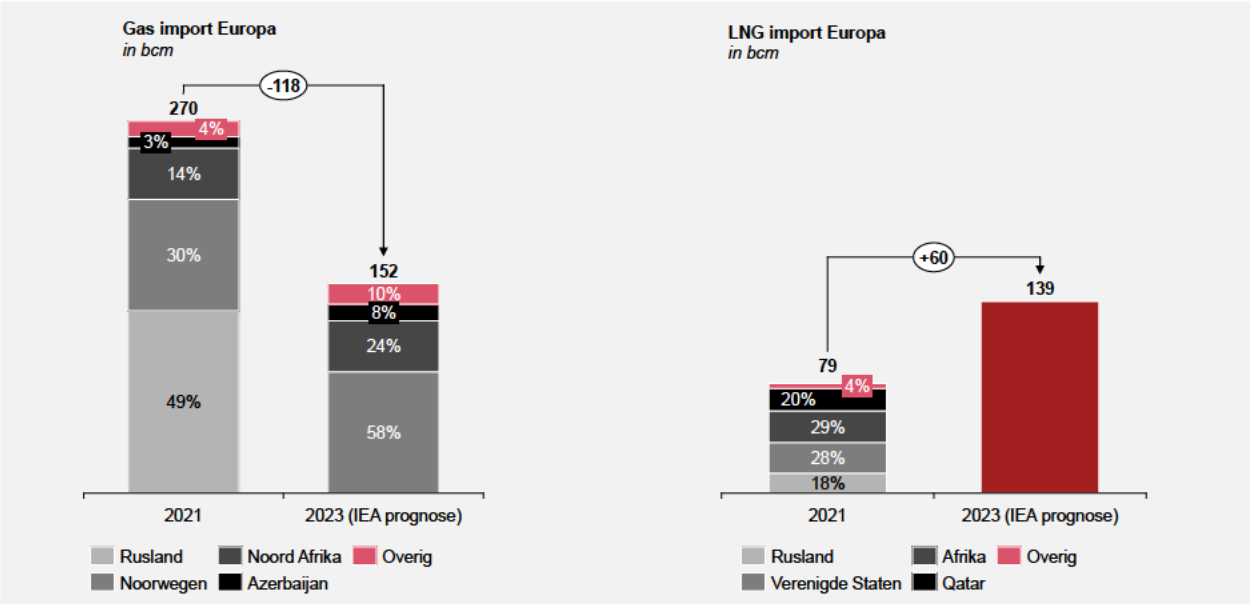
[103] IHS Markit (2018), *The swing in Dutch gas: From autonomy to full dependence*
[104] ACM (2018), *Scenario's voor benutting van gasnetten*, Notitie voor de stakeholderbijeenkomst van 30 mei 2018 voor project MORGAN (Moet Regulering Gasnetten ANders)

omdat marktpartijen terughoudend zijn in het aangaan van lange termijn 10-20 jaar gascontracten met gasproducenten. Hierdoor kan op termijn de voorzieningszekerheid in gevaar komen als de vraag hoger blijkt dan het aanbod. Er moet wel worden opgemerkt dat het ministerie van Economische Zaken en Klimaat versneld vergunningen heeft verleend voor gaswinning op de Noordzee en daarmee investeringen in nieuwe productie stimuleert. Ten tweede kan een snellere afname van het gasgebruik een risico op *stranded assets* bij netbeheerders opleveren doordat het gasnet beperkt wordt gebruikt en de kosten daarom niet meer kunnen worden terugverdiend voordat het gasnet volledig is afgeschreven. Ook kan een te snelle afname van het gasgebruik leiden tot hoge netwerktarieven voor de overgebleven netgebruikers. Indien deze kosten niet tijdig zijn gesocialiseerd, worden de kosten aan het eind van de energietransitie gedragen door een kleine groep achterblijvers. Als gevolg hierop heeft de ACM kenbaar gemaakt dat de landelijke gasnetbeheerder GTS de kosten eerder in rekening mag brengen zodat geanticipeerd kan worden op de gevolgen van de energietransitie en de netten eerder kunnen worden afgeschreven.[105] In het verlengde hiervan, heeft de ACM gezorgd dat ook regionale netbeheerders van gas de kosten eerder krijgen vergoed via de netwerktarieven.[106] Daarnaast is het mogelijk dat GTS de gasleidingen die niet meer gebruikt worden overhevelt naar Hynetwork Services (HNS). Dit is een 100% dochteronderneming van Gasunie en is verantwoordelijk voor het ontwikkelen van het landelijk waterstofnetwerk in Nederland. Zowel de mogelijkheid tot progressieve afschrijving en overheveling van de netten vermindert de kans op *stranded assets.* Desondanks neemt dit het risico niet volledig weg wanneer het tempo van de afbouw van het gasgebruik sneller gaat dan wordt verwacht. Ten derde worden in reactie op de energiecrisis investeringen in LNG-infrastructuur gedaan en komt er meer focus op lange termijn LNG-contracten. Dit biedt op de korte termijn een oplossing voor de voorzieningszekerheid van gas, maar de langetermijncontracten die daarmee gemoeid gaan, belemmeren de ambitie om gas uit te faseren. Dit is een voorbeeld waarin marktordening om betrouwbaarheid te waarborgen direct ingaat tegen duurzaamheid ambities.

5.3. Betrouwbaarheid tijdens de energiecrisis

De energiecrisis laat de kwetsbaarheden van de gas- en elektriciteitsmarkt zien. Terugkijkend kan gesteld worden dat de mate van diversificatie op de gasmarkt – mix tussen herkomst, type (e.g. gas of LNG) en contractvorm – onvoldoende kan zijn om grote en onvoorziene aanbod schokken te absorberen en daarmee voldoende volumes voor Nederland veilig te stellen in extreme situaties. Het wegvallen van het Russisch gas en het stilleggen van de Nord Stream 1 zorgde bovendien dat Noors gas, dat voorheen via Emden naar Nederland werd getransporteerd, een andere bestemming kreeg omdat het wegvallen van Russisch gas in Duitsland nog grotere gevolgen had. Ondanks dat ongeveer 40% van de gasconsumptie in de EU in 2021 uit Rusland kwam is de markt er in de energiecrisis in geslaagd om alternatieven te vinden voor Russisch gas en daarmee de voorzieningszekerheid van gas te waarborgen. Wel is voor deze voorzieningszekerheid een hoge prijs betaald. Daarnaast is de grote vraag vanuit Europa ten koste gegaan van de voorzieningszekerheid elders in de wereld omdat bestaande contracten zijn afgekocht. In Pakistan en Bangladesh zijn bestaande LNG-contracten opgezegd om aan Europa, tegen hogere prijzen, te leveren. In Bangladesh leidde dit tot de grootste *blackout* van de afgelopen 10 jaar, als direct gevolg van een fysiek tekort aan gas voor de opwekking van elektriciteit. Dat de markt erin is geslaagd om voor nu een fysiek tekort aan gas te voorkomen is echter geen garantie voor lange termijn voorzieningszekerheid, aangezien de behoefte aan alternatieve gasvolumes werd gedrukt door externe marktomstandigheden zoals een lager gasverbruik in Europa, een zachte winter, een lage vraag naar LNG in Azië, en LNG-productie vanuit Rusland die nog steeds een weg naar Europa vindt.

[105] Methodebesluit GTS 2022–2026
[106] Methodebesluit regionaal netbeheer gas 2022 – 2026



Figuur 13: Aandeel Russisch gas in de import van gas en LNG in EU (Bron: BP (2022) Statistical review of world energy 2022, IEA)

Het bestaan van een geïntegreerde Europese gasmarkt heeft gezorgd voor flexibiliteit en een goede allocatie van schaars gas. De mechanismes binnen de marktordening, zoals regulering van voldoende transportcapaciteit, de verplichting om bidirectionele capaciteit mogelijk te maken (*reverse flows*), en toegankelijkheid van veilingen zoals de TTF, hebben daaraan bijgedragen. In het verlengde hiervan concludeert de AFM (2023) dat de Nederlandse gastermijnmarkt goed is blijven functioneren gedurende de crisis, ondanks de hoge volatiliteit. Een belangrijke indicator hiervoor is de liquiditeit van de TTF welke gedurende crisis voldoende liquide is gebleven.[107] Op het gebied van betrouwbaarheid waren op Europees niveau *checks en balances* op zijn plaats om het systeem te toetsen op onvoorziene omstandigheden, bijvoorbeeld via de door ENTSO-G gehanteerde *Security of Supply Simulations*. De energiecrisis heeft een impact op de Europese gasmarkt die ver buiten deze scenario's valt, waardoor het systeem onder extreme omstandigheden is getest. Daarnaast zijn alle landen in de EU in staat geweest om tijdig hun gasvoorraden te vullen. In september 2022 waren de opslagen gemiddeld al voor 80% gevuld. In oktober 2022 bedroeg de vullingsgraad gemiddeld 90%. De Commissie heeft hiervoor een verordening opgesteld die bepaalt dat de ondergrondse gasopslag op het grondgebied van de lidstaten voor de winter van 2022/2023 tot ten minste 80% van de capaciteit moet zijn gevuld, en voor de daaropvolgende winterperioden tot 90%. Coördinatie tussen lidstaten in het vulseizoen van 2023 kan voorkomen dat landen tegen elkaar opbieden, en zij daarmee de prijs van gas opdrijven.

De Nederlandse regering heeft maatregelen genomen gericht op het borgen van de betrouwbaarheid van de energievoorziening waaronder de oproep tot besparen energie en nationaal energiebesparingsdoel, het vullen van de gasopslagen en ook de productiebeperking van kolencentrales is per direct opgeheven. Daarnaast is een tijdelijke gasbesparingsregeling voor grote gasverbruikers ingesteld en staat het Groningenveld zoals gepland op de waakvlam.[108] Per 1 april 2023 sluiten zes productielocaties van het Groningenveld, maar deze sluiting is echter niet onomkeerbaar.[109] Daarnaast is in Nederland, via Gasunie, de LNG-invoercapaciteit ongeveer verdubbeld met de uitbreiding in de Eemshaven en de optimalisatie van de terminal in Rotterdam. In de Nederlandse Gaswet zijn verantwoordelijkheden opgenomen van de minister van Economische Zaken en Klimaat, waaronder het nemen van maatregelen op het gebied van gasvoorraden. In Nederland zijn er 5 operationele gasvoorraden met een totale opslagcapaciteit van 14

[107] AFM (2023), *Trendzicht 2023 - Hoofdstuk 3: De gastermijnmarkt*
[108] Rijksoverheid (z. d.), *Neemt maatregelen voor energiezekerheid*
[109] EZK (2023), *Besluit over voorgenomen sluiting van productielocaties van het Groningenveld per 1 april 2023*

bcm, wat overeenkomt met 35% van het totale jaarlijkse verbruik in Nederland.[110] Dit zijn geen strategisch opslagen omdat het gas niet wordt bewaard voor noodsituaties. Wel heeft de minister van Klimaat en Energie in 2022 een subsidieregeling ingesteld om de gasopslagen te vullen. Dit is gedaan omdat de risico's voor de marktpartijen te groot zijn om de gasopslagen zonder stimulans zelf te vullen. Bovendien heeft Gazprom in 2021, al voor de oorlog, nagelaten om gebruik te maken van het recht om de bergermeer opslag tot 40% te vullen, een reden waarom de vullingsgraad in 2021 onder het langjarig gemiddelde lag.[111] De Nederlandse overheid heeft in 2022 Energie Beheer Nederland (EBN) de opdracht gegeven tot het inkopen van gas en het vullen van de gasopslag Bergermeer. Al het gas wat in de Nederlandse opslagen ligt is echter niet per definitie gereserveerd voor de Nederlands markt. Het wordt verkocht aan de hoogste bieder op de Europese markt. Het kan daardoor gebeuren dat gas uit Nederlandse opslagen naar Duitsland stroomt indien daar een tekort is.[112]

De Nederlandse overheid maakt zelf geen gebruik van een strategische gasreserve. De reden hiervoor zijn de hoge kosten voor het aanleggen en de potentieel marktverstorende werking.[113] In deze context is het relevant om te noemen dat een strategische gasreserve ook niet nodig was. Nederland beschikte immers over het Groningengasveld. De Nederlandse energiemix is nog steeds sterk gericht op gas, inkoop door Nederlandse leveranciers vindt voornamelijk plaats op de TTF en wordt voor slechts voor een klein deel gedekt via langetermijncontracten. Pas nadat Nederland een netto-importeur van gas is geworden in 2018, is het aanhouden van strategische reserves een relevante kwestie, maar de effecten van deze nieuwe situatie werden door Nederland voor de energiecrisis slechts in beperkte mate gevoeld. De daling van de gasproductie had, met de relatief lage gasprijs van die tijd, beperkte financiële consequenties omdat op de TTF altijd voldoende gas tegen redelijke prijzen kon worden ingekocht. Er is een beleidsoverweging of het wenselijk is om het aanhouden van strategische gasreserves te stimuleren, vergelijkbaar met de verplichting voor strategische oliereserves. Nederland beschikt in principe over voldoende opslagcapaciteit. Hierbij moet worden opgemerkt dat het aanhouden van een strategische gasreserve anders is dan voor olie. Dit komt met name omdat er meer infrastructuur, een speciale installatie en voldoende kussengas nodig zijn, welke het aanhouden van een gasreserve kostbaar maken. Een strategische gasreserve kan bijvoorbeeld worden vormgegeven door marktpartijen te verplichten een bepaald percentage van hun contractuele verplichtingen in reserve aan te houden, of in direct beheer van de overheid. Voor het aanhouden van gasreserves moet financiële ondersteuning door de overheid geboden worden, waardoor een hogere betrouwbaarheid ten koste gaat van betaalbaarheid. In het licht van de aankomende energietransitie moet het aanhouden van strategische gasreserves wel gezien worden als een transitiemaatregel, met mogelijke vervanging van aardgas door emissievrije brandstoffen in de toekomst.

5.4. Betrouwbaarheid: internationale vergelijking

Er zijn aanzienlijke verschillen tussen landen met betrekking tot capaciteitsmechanismen voor de elektriciteitsmarkt en het houden van gasreserves. Sommige landen lijken de mate van diversificatie welke door de markt wordt geboden voldoende te vinden; andere landen hebben extra maatregelen genomen. In Duitsland is de regering van mening dat er onvoorspelbare extreme situaties kunnen voorkomen waarin extra capaciteit nodig is, die niet wordt gestimuleerd door normale marktactiviteit. Daarom is in Duitsland in 2019 een "capaciteitsreserve" ingevoerd die via een veiling wordt toebedeeld.[114] De centrales die vallen binnen de reserve mogen niet langer elektriciteit produceren behalve wanneer zij nodig zijn voor leveren van reservecapaciteit. Deelname aan de capaciteitsreserve is mogelijk voor alle technologieën, waardoor concurrentie ontstaat en de meest efficiënte technologieën de overhand kunnen krijgen.[115] In Frankrijk heeft de sterke stijging van het winterpiekverbruik in het afgelopen decennium, aangedreven door het hoge gebruik van elektrische verwarming, de vrees voor mogelijke black-outs doen ontstaan bij de regering. Om

[110] Algemene Rekenkamer (2022), *Focus op strategische voorraden*
[111] Algemene Rekenkamer (2022), *Focus op strategische voorraden*
[112] De Europese richtlijn (2009/73/EG) stelt dat gas vrij door de gehele EU moet kunnen stromen via pijpleidingen waar dat fysiek mogelijk is. De gasstroom mag daarom niet beperkt worden tot afnemers van een lidstaat
[113] EZK (2021), *Antwoorden op Kamervragen over hoge aardgasprijzen en leveringszekerheid*
[114] BMWK (2023), *Was sind eigentlich Netzreserve, Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft?*
[115] Sperling, C. & Steiniger, H. (2017), *Gürtel zum Hosenträger? Reserven im Stromnetz*

de continuïteit van de elektriciteitsvoorziening te waarborgen, is in 2016 een gedecentraliseerd capaciteitsmechanisme op basis van veilingen ingevoerd. Elektriciteitsproducenten krijgen capaciteitscertificaten welke overeenstemmen met de beschikbare capaciteit die zij kunnen leveren tijdens piekperiodes (tussen november en maart). Verplichtingen om capaciteitsgaranties te verwerven worden toegewezen aan energieleveranciers op basis van het werkelijke verbruik van hun klanten tijdens piekperiodes. De clearingdiensten voor de capaciteitsmarktveiling worden beheerd via de EPEX SPOT markt zodat kosten geminimaliseerd worden en een transparante markt bestaat met vrije concurrentie.[116] De capaciteitsmarkt in het Verenigd Koninkrijk is in 2018 ingevoerd met het doel te garanderen dat de elektriciteitsproductie altijd blijft voldoen aan de vraag omdat er steeds meer volatiele hernieuwbare energieproductie onderdeel van de energiemix wordt. De capaciteitsmarkt van het Verenigd Koninkrijk bestaat uit een centraal georganiseerde veiling waarin deelnemers kunnen bieden op contracten welke vier jaar voor de leveringsdatum van de capaciteit worden aangeboden. De energieleveranciers moeten gedurende de wintermaanden voor de capaciteitsmarktregeling betalen in overeenstemming met hun marktaandeel.

Voor de opslag van gas hebben de meeste Europese landen ieder eigen maatregelen genomen om de betrouwbaarheid van de gasvoorziening te borgen. In het onderstaande figuur 14 zijn de type opslag regulering en de vergoeding voor opslagbeheerders in de EU weergegeven.

	Markt gebaseerde vergoeding	Inkomstenvergoeding	Opslag verplichting	Strategische opslag
Oostenrijk	✓			
België	✓			
Bulgarije	✓		✓	
Kroatië		✓		
Tsjechië	✓		✓	
Denemarken	✓			
Frankrijk		✓	✓	
Duitsland	✓			
Hongarije	✓			✓
Italië		✓		✓
Letland	✓			
Nederland	✓			
Polen			✓	
Portugal		✓	✓	✓
Roemenië			✓	
Slowakije	✓			
Spanje			✓	
Zweden	✓			✓

Figuur 14: type opslag regulering in de EU (Bron: ACER (2022) Report on Gas Storage Regulation and Indicators)

Nederland heeft geen strategische gasreserves of opslagverplichtingen die verder gaan dan wat de Europese Commissie heeft verplicht in de zomer van 2022. De meeste Europese landen hebben, net zoals Nederland, een markt gebaseerde benadering gekozen waarin de inkomsten van de opslagbeheerders worden bepaald door de markt en afhankelijk zijn van de seizoens- en korte termijnprijsschommelingen. Wel hebben sommige landen, bijvoorbeeld Frankrijk, een inkomstenvergoeding ingesteld als het verschil tussen de marktprijs en het vastgestelde minimuminkomsten niveau negatief is. Ook bestaat er in sommige landen een verplichting voor leveranciers om een bepaald percentage van de jaarlijkse leveringsverplichting in opslag te hebben.[117] In Spanje geldt een verplichting voor gasleveranciers om 20 dagen aan gaslevering voor eindgebruikers in opslag te hebben. In Frankrijk geldt dat marktpartijen die opslagcapaciteit reserveren, deze voor 1 november van het jaar voor 85% gevuld moeten hebben. Een aantal landen, waaronder Italië, maakt gebruik van een strategische gasreserve om de leveringszekerheid te borgen. Hierbij reserveren opslagbeheerders een aandeel van de opslagcapaciteit als strategische

[116] Epexspot (2016), *EPEX SPOT successfully launches first auction of French capacity market*
[117] ACER (2022c), *Report on Gas Storage Regulation and Indicators*

opslag, waarbij de kosten worden gesocialiseerd. In Italië is gedurende energiecrisis echter geen aanspraak gemaakt op de strategische reserve.[118] Hierdoor is het niet mogelijk om het effect op voorzieningszekerheid te analyseren. In het Verenigd Koninkrijk is de grootste gasopslag (Rough) in 2017 gesloten vanwege de beperkte inkomsten.[119] Bovendien werd een verlenging van de levensduur economisch gezien niet haalbaar geacht door de exploitant en de Britse regering weigerde om financiële steun te bieden. Echter is in de winter van 2022/2023 de opslag door de exploitant opnieuw geopend vanwege de sterk gestegen gasprijzen in 2022,[120] wat een positief gevolg heeft voor de voorzieningszekerheid van gas in het Verenigd Koninkrijk.15

Langetermijncontracten voor gas spelen een belangrijke rol in het waarborgen van de voorzieningszekerheid voor Europese landen. Zoals eerder is genoemd blijkt uit onderzoek van IHS Markit dat Duitse en Franse energieleveranciers in 2018 een groot deel van de verwachte vraag met langetermijncontracten gedekt hebben (voor 2023 is dat 63-64%) en daarmee voorzieningszekerheid tot een bepaalde hoogte hebben geborgd. Langetermijncontracten spelen een iets meer bescheiden rol spelen in het Verenigd Koninkrijk (48%).[121] Nederland is hierop een uitzondering. Onderzoek van IHS Markit in 2018 laat zien dat Nederland vrijwel geen volumes via langetermijncontracten heeft vastgelegd en daarmee vertrouwd op voldoende volumes op de TTF.

Alle Europese landen zijn hard geraakt door de energiecrisis en de meeste landen hebben maatregelen doorgevoerd om de betrouwbaarheid te waarborgen. In Duitsland en Nederland is een productieverhoging van conventionele elektriciteitscentrales doorgevoerd om de continuïteit van de energievoorziening te waarborgen. In Duitsland is de levensduur van kerncentrales verlengd tot april 2023 en zijn verscheidene kolengestookte centrales opnieuw in bedrijf genomen of is de levensduur ervan verlengd tot na de originele sluitingsdatum. In Nederland is het productieplafond voor kolencentrales tijdelijk opgeheven tot eind 2024. Daarnaast is in Duitsland de federale staat meerderheidsaandeelhouder van Duitslands grootste gasimporteur Uniper geworden, door verwerving van 99% van de aandelen. Uniper werd gezien als *"too big to fail*" want het vertegenwoordigt 40% van de Duitse gasmarkt en levert gas aan meer dan 400 gemeentelijke nutsbedrijven en vele grote industriële klanten. Uniper wordt gezien als 'systeemrelevant', waarbij een faillissement mogelijk tot een domino-effect zou kunnen leiden bij een groot aantal leveringsbedrijven in de sector. De interventie van de Duitse overheid is echter slechts een tijdelijke maatregel, aangezien de goedkeuring van de EU afhankelijk was van de voorwaarde dat de Duitse staat haar belang tegen 2028 zal terugbrengen tot 25% plus één aandeel. Door de nationalisatie werd de betrouwbaarheid van gas gewaarborgd, echter wel tegen hoge kosten voor de Duitse belastingbetaler.[122]

[118] Reuters (2023b), *Italian gas storage at end of winter seen higher than in 2022*
[119] van den Beukel, J. & van Geuns, L. (2021), *De afnemende leveringszekerheid van aardgas in Nederland*
[120] https://www.theguardian.com/business/2022/oct/28/uk-biggest-gas-storage-site-brought-back-online-winter
[121] IHS Markit (2018), *The swing in Dutch gas: From autonomy to full dependence*
[122] ZEIT ONLINE (2022), *Uniper ist verstaatlicht*

6. Duurzaamheid van de energievoorziening

Het derde publieke belang op de energiemarkt is duurzaamheid. Liberalisering van de energiemarkten is op zichzelf staand geen instrument om duurzaamheid van energiemarkten te waarborgen. Wel kan liberalisering indirecte gevolgen hebben op duurzaamheid. Zo kan het innovatieve vermogen van de markt worden ingezet wat duurzame productie en energie-efficiënte te stimuleren. In theorie leidt liberalisering van de energiemarkt tot meer concurrentie en innovatie, gedreven door keuzevrijheid voor afnemers om een aanbieder te kiezen die producten en services aanbiedt die het beste aansluiten bij de voorkeuren van de consument, zoals bijvoorbeeld zon PV of *real-time* inzicht in verbruik en energie-efficiëntie. Door de vrije toegang tot energienetwerken, kunnen nieuwe duurzame energieproducenten toetreden tot de energiemarkt, wat mogelijk een stijging in het aandeel hernieuwbare energie stimuleert. Daarnaast concurreren energieleveranciers met elkaar op gunstige voorwaarden voor terug levering van opgewekte elektriciteit, wat voor de consument een reden kan zijn om van leverancier te wisselen. In de onderstaande secties wordt eerst duurzaamheid in historische context kort besproken gevolgd door de borging van duurzaamheid tijdens de energiecrisis. Aan het eind wordt ingegaan op duurzaamheid in de energietransitie.

6.1. Duurzaamheid in historische context

Volgens empirisch onderzoek zijn de effecten van liberalisering op duurzaamheid niet eenduidig.[123] Uit de onderzoeken gericht op het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen blijkt dat de effecten in belangrijke mate afhangen van de uitgangssituatie in een land vóór de liberalisering. Daarbij is het bestaan van milieubeleidsmaatregelen van cruciaal belang. Wel concluderen Nicolli en Vona (2019) dat na de hoogte van het BBP per capita, liberalisering het grootste effect heeft op duurzaamheid. Een mogelijke reden hiervoor is dat liberalisering de toetredingsdrempels verlaagt en hierdoor meer toetreding van gedecentraliseerde energieproductie kan plaatsvinden, wat gunstig is voor de penetratie van hernieuwbare energiebronnen.[124] Uit ditzelfde onderzoek blijkt dat privatisering geen aantoonbaar effect heeft op duurzaamheid, want het positieve effect wordt volledig verklaard door het verlagen van toetredingsdrempels.[125]

Internationale vergelijking van eigendomskeuzes en duurzaamheid

In Duitsland werden liberalisering en privatisering gelijktijdig doorgevoerd, maar recent is een trend zichtbaar waarin het eigendom van regionale distributie en leveringsbedrijven terugkomt bij lokale overheden. Lokale nutsbedrijven hebben een lange traditie in Duitsland. Vaak waren meerdere nutsbedrijven geïntegreerd in een organisatie die ook wel bekend staat als “Stadtwerk”. Rond 2000 hebben veel lokale overheden in Duitsland hun energiebedrijven en netwerken verkocht aan grote energiebedrijven, waarbij de verkoop hoge inkomsten hebben gebracht.[126] In de laatste jaren is er een tegenovergestelde trend gaande waarbij distributiebedrijven en leveringsbedrijven terug zijn gekomen in handen van lokale overheden. Hiervan zijn ongeveer 300 casussen bekend in de Duitse energiesector.[127] De belangrijkste factoren voor lokale overheden om deze bedrijven weer in publieke handen te krijgen hebben te maken met sturing in de ontwikkeling van duurzame energiebronnen en het faciliteren en versterken van de lokale economie.[128] Deze trend wordt daarnaast onderbouwd door het feit dat

[123] Mulder, M., Shestalova, V. & Zwart, G. (2006), *Liberalisation of European energy markets: challenges and policy options*
[124] Nicolli, F. & Vona, F. (2019), *Energy market liberalization and renewable energy policies in OECD countries*
[125] Nicolli, F. & Vona, F. (2019), *Energy market liberalization and renewable energy policies in OECD countries*
[126] Becker, S. (2017), *Our City, Our Grid: The energy remunicipalisation trend in Germany*
[127] Ilkhani, D. Q. & Woertz, E. (2019), *Remunicipalisation of local energy provision: The Role of Cities and Bottom-up Initiatives*
[128] Hall (2016), *Public ownership of the UK energy system - benefits, costs and processes*

kleinschalige lokale nutsbedrijven, in eigendom van gemeentes en coöperatieven een belangrijke rol hebben gespeeld in het promoten van duurzaam energiebeleid in Duitsland.[129]

In Frankrijk heeft de overheid een staatsdeelneming in energiebedrijf EDF. Een meerderheidsaandeel in EDF heeft als doel, naast financiële stabiliteit van de energievoorziening, controle over de agenda rond kernenergie en investeringen in duurzame energie. De Franse staat heeft tijdens de energiecrisis zijn aandeel in EDF verhoogd van 84,5% tot 93% om de continuïteit van de voorziening tijdens de crisis te waarborgen en strategische kwesties met betrekking tot de toekomstige energiemix (verdere uitbreiding van kernenergie en duurzame energiebronnen) te sturen.[130] De transactie om de resterende 16% aandelen te verwerven zal 10 miljard euro kosten.[131]

6.2. Borging van duurzaamheid tijdens de energiecrisis

De energiecrisis en de daarmee gepaarde hoge prijzen van fossiele brandstoffen hebben tot een reductie van het gasgebruik in Nederland geleid. In het eerste halfjaar van 2022 daalde het verbruik van de energie-intensieve industrie met meer dan 30% in vergelijking met de eerste helft van 2021. Hetzelfde is te zien voor huishoudens, die ongeveer 16% minder gas verbruikten.[132] Ook brengt de energiecrisis een versnelde transitie richting een duurzame samenleving omdat fossiele brandstoffen relatief gezien veel duurder zijn geworden dan hernieuwbare energiebronnen.[133] Gerlagh en Vollebergh (2023) komen tot een soortgelijke conclusie dat de hoge energieprijzen de transitie richting hernieuwbare energie een grote impuls hebben gegeven.[134] Noodmaatregelen om gedurende de energiecrisis de leveringszekerheid en betaalbaarheid te waarborgen, zoals het opheffen van de productiebeperking voor kolencentrales, gaan echter op korte termijn ten koste van het publiek belang duurzaamheid.[135] Bovendien wordt er nu geïnvesteerd in nieuwe gasinfrastructuur voor LNG, wat betekent dat waarschijnlijk nieuwe contracten met betrekking tot gas worden aangegaan, voor de lange termijn. Dit draagt bij aan de voorzieningszekerheid, maar bemoeilijkt de uitfasering van gas in de transitie naar een duurzame energievoorziening.[136]

6.3. Duurzaamheid in de energietransitie

De komende jaren is een radicale hervorming van het energiesysteem nodig om het systeem volledig te decarboniseren. Marktordening in nauwe zin – dus het pakket van keuzes rond liberalisering, structuur en eigendom – is op zichzelf geen overheidsinstrument om te sturen op deze transitie naar een duurzamer energiesysteem. De marktordening verdeelt het energiesysteem feitelijk in een geliberaliseerd domein en een gereguleerd domein, waarbinnen verschillende duurzaamheidsvragen spelen.

Het geliberaliseerde domein van de energiemarkt

In het geliberaliseerde domein zijn producenten, leveranciers en gebruikers van energie actief. De energietransitie vraagt van hen dat zij het energieverbruik verminderen en de productie van energie verduurzamen zodat de energievoorziening tijdig volledig duurzaam wordt. Dat doen zij echter niet uit zichzelf: er zijn allerlei vormen van marktfalen, waarvan de belangrijkste niet beprijsde negatieve externe effecten zijn – bijvoorbeeld van uitstoot van broeikasgassen en andere vormen van vervuiling. De kerninstrumenten van de overheid om dergelijke externe effecten te internaliseren zijn normering en beprijzing. Marktordeningskeuzes zijn geen alternatief voor dergelijk gericht klimaat- en duurzaamheidsbeleid, maar de liberalisering van de energiemarkten heeft wel indirect effect op de borging van het belang duurzaamheid. Op basis van literatuur en interviews ontstaat een beeld dat een

[129] Nicolli, F. & Vona, F. (2019), *Energy market liberalization and renewable energy policies in OECD countries*
[130] EDF (2023), *Capital Structure*
[131] Lawson, A. (2022), *France to pay nearly €10bn to fully nationalise EDF*
[132] CBS (2022), *Gasverbruik 25 procent lager in eerste halfjaar 2022*
[133] Elsweier, F., & Bruijsten, C. (2023), *Energiecrisis en enkele fiscale gevolgen in de winstsfeer*
[134] Gerlagh, R. & Vollebergh H. (2023), *De energiecrisis versnelt de energietransitie*
[135] EZK (2022), *Beantwoording schriftelijke vragen over de productiebeperking voor kolencentrales*
[136] Boot P. (2023), *Gastekort vergt bijsturing voor plannen energietransitie*

energiesysteem met keuzevrijheid en mogelijkheden voor toetreding mogelijk flexibeler en innovatiever is dan een meer gesloten, centraal aangestuurd systeem.

Net zomin als de introductie van concurrentie is het eigendom van energiebedrijven (publiek of privaat) een kerninstrument voor verduurzaming. Energiebedrijven in publiek eigendom ontwikkelen niet altijd hernieuwbare energieprojecten tegen de laagste maatschappelijke kosten.[137] Daarnaast hebben private partijen veel ervaring in mitigeren van projectrisico's, wat mogelijk een kostenbesparende werking heeft voor het systeem als geheel. Bovendien vergt de energietransitie grootschalige investeringen, zoals offshore en onshore windparken en grote infrastructuurprojecten, waarin naast de overheid, private investeerders een essentiële financieringsrol hebben. Het betrekken van meer durfkapitaal kan de transitie ook versnellen, aangezien de private sector over relevante kennis beschikt die hierbij kan worden benut.[138] Publiek aandeelhouderschap geeft wel wat meer mogelijkheden om te sturen op bepaalde moeilijk te contracteren publieke belangen, maar de beleidsmatige randvoorwaarden voor verduurzaming moeten worden vorm gegeven via normering, beprijzing en subsidiering en niet via aandeelhouderschap. Dit komt omdat publiek eigendom het probleem van negatieve externaliteiten niet adresseert.

Naast normering en beprijzing, als kerninstrumenten voor verduurzaming, kunnen subsidies nodig zijn om bedrijven en consumenten te stimuleren om te investeren in duurzame, maar nog onrendabele technieken. Een vraag daarbij is of de inkomsten uit elektriciteit alleen in de toekomst een voldoende positieve business case bieden voor investeringen in hernieuwbare opwekcapaciteit, zoals windparken. De toekomstige energiemarkt zal moeten voorzien in voldoende prikkels om investeringen in nieuwe hernieuwbare opwek te garanderen. In de huidige elektriciteitsmarkt dient hernieuwbare opwek de investeringskosten, net als conventionele capaciteit, te dekken met marktprijzen. Een toenemend aandeel hernieuwbare energie heeft twee effecten op de marktprijs. Ten eerste gaat, volgens sommige studies, de gemiddelde elektriciteitsprijs omlaag, gedreven door de lage marginale kosten van hernieuwbare productie. Op de lange termijn zal dit naar verwachting worden gecorrigeerd door de behoefte aan een groter aandeel flexibele opwekcapaciteit met relatief hoge marginale kosten, wat de gemiddelde elektriciteitsprijs op den duur mogelijk weer verhoogt. Ten tweede verdienen producenten van hernieuwbare elektriciteit, bij een hoge penetratie, gemiddeld een lager bedrag dan de gemiddelde elektriciteitsprijs. Dit komt omdat de prijs gedurende hoge hernieuwbare productie laag ligt, wat een drukkend effect heeft op inkomsten. In theorie geven schaarste prijzen de mogelijkheid voor productiecapaciteit om investeringen terug te verdienen in piekuren. Echter zijn de piekuren waarin schaarste prijzen van toepassing zijn de uren waarin productie van hernieuwbare elektriciteit laag is. Het doel om een groot aandeel duurzame energie te behalen, zou kunnen leiden tot een grotere subsidiebehoefte om deze investeringen te stimuleren. In de literatuur bestaat echter geen eenduidig antwoord of de marginale kosten van hernieuwbare energieproductie daadwerkelijk te laag zijn om een voldoende verdienmodel te bieden. Mogelijk kunnen door het toenemend gebruik van opslag en elektrolyse, additionele inkomstenstromen ontstaan door de opwekking te "verschuiven" in de tijd, [139] wat de businesscase positief beïnvloed. Deze discussie zal nog verder beslecht moeten worden in de toekomst. Als er geen voldoende verdienmodel is op de korte termijn voor hernieuwbare opwek, kan een mogelijke oplossingsrichting zijn om subsidies ter dekking van de vaste kosten te introduceren. Deze kunnen energieproducenten een stabiel inkomen bieden en bedrijven tegen prijsvolatiliteit beschermen. De Commissie heeft onder andere tweerichtingscontracten om verschillen te verrekenen voorgesteld, zogenaamde *contracts for difference,* om dit te bereiken.

Het gereguleerde domein van de energiemarkt

In het gereguleerde domein spelen andere vragen – met name of de spelregels voor de beheerders van de energienetwerken, nog voldoende toekomstbestendig zijn. Hier speelt een aantal deelvragen. De

[137] Nieuwenhout, C. T. (2022), *There and Back Again: The Dutch Energy Sector from Privatisation to New Public Energy Companies*
[138] Kemfert, C. & Schäfer, D. (2012), *Finanzierung der Energiewende in Zeiten großer Finanzmarktinstabilität*
[139] ACER (2022c), *Avenues for reform of the electricity market*, Informal Ministerial meeting in Prague on 11 – 12 October 2022

grootste is of de tariefregulering netbeheerders wel voldoende in staat stelt om anticiperend te investeren ten behoeve van het realiseren van de energietransitie. De tariefregulering is immers nog altijd vrij sterk gericht op het bevorderen van efficiëntie. Beheerders van elektriciteits- en gasnetten en van collectieve warmtebedrijven moeten hun investeringen meer dan verdubbelen in vergelijking met de afgelopen tien jaar.[140] Een te sterke focus op efficiëntie zou de transitie naar duurzaam vertragen omdat investeringen in het net worden uitgesteld. De huidige vorm van maatstafconcurrentie voor regionale netbeheerders (DSO's) legt de nadruk op efficiëntie en te weinig op de investeringen in het net die nodig zijn. Door de energietransitie neemt de onzekerheid over benutting toe, waardoor de effectiviteit van de efficiëntieprikkel uit de huidige regulering om te streven naar een hoge benutting en het vermijden van overcapaciteit, minder effectief wordt. Door regionale netbeheerders op benutting af te rekenen via de maatstafconcurrentie ontstaat een financiële prikkel om te wachten tot er meer zekerheid kan worden verkregen. Dit komt omdat de netbeheerder niet goed kan inschatten waar, wanneer en hoeveel investeringen nodig zijn en daarom ook niet wat de tariefinkomsten zullen zijn. De ACM is op dit moment bezig met een traject om *greenfield* te kijken naar de opzet van de DSO-tariefregulering. Hierbij wordt onder andere gekeken naar de lessen die we kunnen leren uit het buitenland en hoe de prikkel eruit kan zien om investeringen te stimuleren. Het plan is om tegen het eind van 2023 een aantal opties te identificeren voor mogelijke verbeteralternatieven. Een gerelateerde deelvraag is of de netwerkinfrastructuur wel helemaal volgend moet zijn op de vraag en aanbod of dat er via de beprijzing van netwerkcapaciteit ook meer prikkels gegeven kunnen worden voor de aanpassing van vraag en aanbod op de beschikbare capaciteit. Momenteel is er geen prijsverschil tussen dal- en piekmomenten. Dit kan worden veranderd door gebruik van het net tijdens dal momenten in aanmerking te laten komen voor lagere tarieven, zodat een prijsprikkel wordt geïntroduceerd om de vraag beter te spreiden over de dag. Daarmee wordt het net efficiënter benut. Daarnaast kan ditzelfde mechanisme worden ingezet voor verschillende geografische locaties.

Een andere vraag is of de huidige afbakening van het gereguleerde domein opnieuw geëvalueerd moet worden om te bepalen of er meer ruimte moet komen voor verticale integratie. Een hogere penetratie van hernieuwbare energie zorgt voor een hogere onvoorspelbaarheid en variabiliteit van elektriciteitsproductie. Dit vergt mogelijk nieuwe vormen van flexibiliteit, bijvoorbeeld in de vorm opslag van elektriciteit of gas zoals waterstof, om het net *real time* te balanceren met een groot aandeel hernieuwbare opwek. Daarnaast kunnen flexibiliteitopties zorgen dat investeringen in het verzwaren van het net kunnen worden uitgesteld of voorkomen, waardoor er voor netbeheerders veel waarde zit in deze flexibiliteit. Dit kan bijvoorbeeld in de vorm van batterijen of opslag. Echter uit het in 2019 geïntroduceerde EU *Clean Energy Package* voor de elektriciteitsmarkt volgt dat TSO's en DSO's in beginsel geen opslagfaciliteiten mogen ontwikkelen, bezitten, beheren of exploiteren.[141] Dit roept de vraag op in hoeverre de taken van de netbeheerders zouden moeten worden uitgebreid om de waarde van opslag voor het net te kunnen benutten. Het is echter belangrijk om de mogelijke nadelen van verticale integratie tussen transport en opslag, zoals mogelijke verstoring van de concurrentie en belangenconflicten, in overweging te nemen bij het bepalen van de wenselijkheid van het uitbreiden van de taken van netbeheerders. Mogelijk kan verticale integratie tussen productie en opslag eenzelfde resultaat opleveren zonder ingrijpende veranderingen voor de marktordening. Verder onderzoek naar dergelijke voordelen en de risico's op concurrentieverstoring is nodig om te bepalen of de spelregels moeten worden aangepast.

[140] Hensgens R., van Heugten, M. & Koerse, M. (2023), *Energietransitie vraagt om hoger rendement van beheerders in infrastructuur*
[141] CEER (2019), *CEER Status Review on Implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions - Update and Clean Energy Package Outlook*

7. Referentielijst

Aagaard, T. & Kleit, A. (2022), *Why capacity market prices are too high,* Utilities Policy, Volume 75

ACER (2013), *Capacity Remuneration Mechanisms and the Internal Market for Electricity*

ACER (2022a), *Final assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*

ACER (2022b), *Avenues for reform of the electricity market*, Informal Ministerial meeting in Prague on 11 – 12 October 2022, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/The_agency/Documents/20221012_CZ_Presidency_Informal_Ministerial-ACER_kick-off_presentation-Session_Three.pdf

ACER (2022c), *Report on Gas Storage Regulation and Indicators*

ACM (2018), *Scenario's voor benutting van gasnetten,* Notitie voor de stakeholderbijeenkomst van 30 mei 2018 voor project MORGAN (Moet Regulering Gasnetten ANders)

ACM (2022a), *Beleidsregel continuïteit energieleveranciers*

ACM (2022b), *Energiemonitor 2022*

ACM (2023), *Geen onredelijke prijzen grootste drie energieleveranciers*

AFM (2023), *Trendzicht 2023 - Hoofdstuk 3: De gastermijnmarkt*

AIV (2014), *De EU-gasafhankelijkheid van Rusland hoe een geïntegreerd eu-beleid dit kan verminderen*

Algemene Rekenkamer (2022), *Focus op strategische voorraden*

Baarsma, B., de Nooij, M., Koster, W. & van der Weijden, C. (2007), *Divide and rule. The economic and legal implications of the proposed ownership unbundling of distribution and supply companies in the Dutch electricity sector*, Energy Policy, Volume 35, Issue 3

Bacchiocchi, E., Florio, M. & Taveggia, G. (2015), *Asymmetric effects of electricity regulatory reforms in the EU15 and in the New Member States Empirical evidence from residential prices 1990-2011,* Utilities Policy, Volume 35, 2015

Baunsgaard, T. & Vernon, N. (2022), *Taxing Windfall Profits in the Energy Sector*, IMF Note 2022/00, International Monetary Fund, Washington, DC

Becker, S. (2017), *Our City, Our Grid: The energy remunicipalisation trend in Germany*, in: Kishimoto, S. & Petitjean, O. (Eds.), Reclaiming public services - How cities and citizens are turning back privatization, TNI

van den Beukel, J. & van Geuns, L. (2021), *De afnemende leveringszekerheid van aardgas in Nederland,* HCSS

BMWK (2023), *Was sind eigentlich Netzreserve, Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft?,* Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/09/Meldung/direkt-erklaert.html

Boot P. (2023), *Gastekort vergt bijsturing voor plannen energietransitie,* ESB, Jaargang 108 (4818)

Booz&Co (2013), *Benefits of an Integrated European Energy Market*

Brau, B., Doronzo, R., Fiorio, C. V., & Florio, M. (2010), *EU Industry Reforms and Consumers' Prices*, The Energy Journal, Volume 31, Number 4

Bushnell, J., Mansur, E., & Saraavia, T. (2008), *Vertical arrangements, market structure and competition: an analysis of restructured US electricity markets*, American Economic Review, Volume 98, Number 1

CBS (2022), *Gasverbruik 25 procent lager in eerste halfjaar 2022*, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2022/35/gasverbruik-25-procent-lager-in-eerste-halfjaar-2022

CEER (2019), *CEER Status Review on Implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions - Update and Clean Energy Package Outlook*

CEER (2022), *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021, Incentive Regulation and Benchmarking Work Stream*

Cepeda, M. (2018), *Assessing cross-border integration of capacity mechanisms in coupled electricity markets*, Energy Policy, Volume 119, 2018

Copenhagen Economics (2005), *Market Opening in Network Industries, Part I: Final Report*, September 2005

Council of the European Union (2022), *Council agrees on temporary mechanism to limit excessive gas prices, Press release,* Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/12/19/council-agrees-on-temporary-mechanism-to-limit-excessive-gas-prices/

Council of the European Union (2023), *Member states agree to extend voluntary 15% gas demand reduction target, Press release*, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/03/28/member-states-agree-to-extend-voluntary-15-gas-demand-reduction-target/

CPB (2022), *Scenario's energieprijzen*

Cramton, P., Ockenfels, A. & Stoft, S. (2013), *Capacity Market Fundamentals,* Economics of Energy & Environmental Policy, Volume 2, Number 2

Da Silva, P. P. & Cerqueira, P. A., (2017), *Assessing the determinants of household electricity prices in the EU: a system-GMM panel data approach*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, Volume 73(C)

Dessing, B., Helmer, D., Sitompoel, R. & Nillesen, P. (2013), *Verticale splitsing in de energiesector*, ESB, Jaargang 98 (4674 & 4675)

EDF (2023), *Capital Structure*, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/investors-shareholders/the-edf-share/capital-structure

Elsweier, F., & Bruijsten, C. (2023), *Energiecrisis en enkele fiscale gevolgen in de winstsfeer,* Weekblad voor Fiscaal Recht, Afl. 7465(WFR 2023/39), 5-12

Energy Monitor (2022), *The UK energy price cap explained*, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.energymonitor.ai/policy/market-design/the-uk-energy-price-cap-explained/

Elsweier, F., & Bruijsten, C. (2023), *Energiecrisis en enkele fiscale gevolgen in de winstsfeer,* Weekblad voor Fiscaal Recht, Afl. 7465(WFR 2023/39), 5-

Epexspot (2016), *EPEX SPOT successfully launches first auction of French capacity market*, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.epexspot.com/en/news/epex-spot-successfully-launches-first-auction-french-capacity-market

EPRS (2023), *The European Union and regional economic integration,* Briefing

Ernst & Young (2006), *Final Report - Department of Trade and Industry Research Project on the Case for Liberalisation,* London

European Commission (2016), *Executive summary of the evaluation of Third Energy Package*

European Union (2021), *Factsheet - Tackling rising energy prices: A toolbox for action and support*

European Union (2022), *EU actions to address the energy crisis*, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/eu-action-address-energy-crisis_en

EZK (2008), *Onderzoek Marktwerkingsbeleid*

EZK (2021), *Antwoorden op Kamervragen over hoge aardgasprijzen en leveringszekerheid. Tweede Kamer, vergaderjaar 2021-2022*, *Kenmerk DGKE-E / 21218829*

EZK (2022), *Beantwoording schriftelijke vragen over de productiebeperking voor kolencentrales*

EZK (2023), *Besluit over voorgenomen sluiting van productielocaties van het Groningenveld per 1 april 2023,* Brief regering, kenmerk 33529-1139

Fiorio, C.V., Florio, M., & Doronzo, R. (2008), *The Electricity Industry Reform Paradigm in the European Union: Testing the Impact on Consumers,* in: Arestis, P., Sawyer, M. (Eds.), Critical Essays on the Privatisation Experience, Basingstoke, Palgrave Macmillan

Gerlagh, R. & Vollebergh H. (2023), *De energiecrisis versnelt de energietransitie,* ESB, Jaargang 108 (4817)

Haffner, R. C. G. & Meulmeester, P. (2005)*, Evaluatie van de regulering van het elektriciteitsnetwerk,* ESB, Jaargang 90 (4472)

Hall (2016), *Public ownership of the UK energy system - benefits, costs and processes,* Public Services International Research Unit (PSIRU), University of Greenwich

Hamie, H., Hoayek, A. & Auer, H. (2021), *Modeling Post-Liberalized European Gas Market Concentration—A Game Theory Perspective*, Forecasting. 2021, Volume 3, Issue 1

Hensgens R., van Heugten, M. & Koerse, M. (2023), *Energietransitie vraagt om hoger rendement van beheerders in infrastructuur,* ESB, Jaargang 108 (4818)

Hogan, S. & Meade, R. (2007), *Vertical integration and market power in electricity markets*, ISCR Working Paper, 1 May, Wellington, ISCR

IHS Markit (2018), *The swing in Dutch gas: From autonomy to full dependence*

Ilkhani, D. Q. & Woertz, E. (2019), *Remunicipalisation of local energy provision: The Role of Cities and Bottom-up Initiatives*, CIDOB Policy Brief

Joskow, P. L. (2006), *Introduction to electricity sector liberalization: lessons learned from cross countries studies*, in: Sioshansi, F. P. & Pfaffenberger, W. (Eds.), Electricity Market Reform: an International Perspective, Oxford, Elsevier

Joskow, P. L. (2007), *Supply Security in Competitive Electricity and Natural Gas Markets*, in: Robinson, C. (Ed.), Utility Regulation in Competitive Markets, chapter 4, Edward Elgar Publishing

Joskow, P. L. (2008), *Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design*, Utilities Policy, Volume 16, Issue 3

Joskow, P. L. & Tirole, J. (2000), *Transmission rights and market power on electric power networks*, RAND Journal of Economics, Volume 31, Issue 3

Kemfert, C. & Schäfer, D. (2012), *Finanzierung der Energiewende in Zeiten großer Finanzmarktinstabilität,* in: Energiewende braucht private Investoren, DIW Wochenbericht 31 (2012)

Kinga D., Lijesen, M. G., Mannaerts, H. J. B. M. & Mulder, M. (2002), *Concurrentie op de energiemarkt*, ESB, Jaargang 87 (4348)

Lawson, A. (2022), *France to pay nearly €10bn to fully nationalise EDF*, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.theguardian.com/business/2022/jul/19/france-to-pay-nearly-10bn-to-fully-nationalise-edf

Lehmann, P., Brandt, R., Gawel, E. et al. (2015), *Capacity payments to secure electricity supply? On the future of Germany's power market design*, Energy, Sustainability and Society 5, Number 15

Meister, U. (2013), *Kein Kapazitätsmarkt im Alleingang*, Bulletin

Milman, O. (2023), *'Monster profits' for energy giants reveal a self-destructive fossil fuel resurgence,* Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.theguardian.com/environment/2023/feb/09/profits-energy-fossil-fuel-resurgence-climate-crisis-shell-exxon-bp-chevron-totalenergies

Moselle, B. (2009), *Assessment of the effects of tariff regulation on the Dutch retail market for energy, June 2006,* The Brattle Group

Motivaction & ACM (2021), *Consumentenonderzoek energiemarkt 2021 te raadplegen op*

Mulder, M. (2015), *Competition in the Dutch Electricity Market: An Empirical Analysis over 2006-2011,* The Energy Journal, International Association for Energy Economics, Volume 0, Number 2

Mulder, M. & Shestalova, V. (2005), *Costs and benefits of vertical separation of the energy distribution industry: the Dutch case,* Competition and Regulation in Network Industries, Volume 1, Issue 2

Mulder, M., Shestalova, V. & Lijesen, M. (2005), *Vertical separation of the energy-distribution industry; an assessment of several options for unbundling,* CPB Document 84*,* CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis

Mulder, M., Shestalova, V. & Zwart, G. (2006), *Liberalisation of European energy markets: challenges and policy options*, CPB Document 138, CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis

Nicolli, F. & Vona, F. (2019), *Energy market liberalization and renewable energy policies in OECD countries,* Energy Policy, Volume 128, 2019

Nieuwenhout, C. T. (2022), *There and Back Again: The Dutch Energy Sector from Privatisation to New Public Energy Companies*, in: Fleming, R., De Graaf, K., Hancher, L. & Woerdman, E. (Eds.), A Force of Energy: Essays in Energy Law in Honour of Professor Martha Roggenkamp (pp. 230-239). University of Groningen Press

NMa (2004), *Annual report 2003*

NMa (2012), *NMa geeft groen licht voor modelcontract energie*, nieuwsbericht 6 April

OECD (2022), *Competition in Energy Markets*, OECD Competition Policy Roundtable, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/ddn-20220315-1

OSW (2023), *The EU steps up work on joint gas purchases*, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.osw.waw.pl/en/publikacje/analyses/2023-01-26/eu-steps-work-joint-gas-purchases

Overlegtafel Energievoorziening (2017), *Rapport Marktdesign Elektriciteitsvoorziening*

Ozdemir, O., van Hout, M. & Koutstaal, P. (2017), *Integration costs and market value of variable renewables - A study for the Dutch power market,* ECN, Petten

Pepermans, G. (2019), *European Energy Market Liberalization - Experiences and Challenges,* International Journal of Economic Policy Studies, Springer, Volume 13, Issue 1

Pollitt, M. G. (2008), *The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks,* Energy Policy, Volume 36, Issue 2

Pollitt, M. G. (2009), *Electricity Liberalisation in the European Union - A Progress Report,* Cambridge Working Papers in Economics 0953, Faculty of Economics, University of Cambridge

Pollitt, M. G. (2012), *The role of policy in energy transitions - lessons from the energy liberalisation era,* Energy Policy, Volume 50, 2012

Pollitt, M. G. & Haney A. B. (2014), *Dismantling a Competitive Retail Electricity Market: Residential Market Reforms in Great Britain,* The Electricity Journal, Volume 27, Issue 1, 2014

Presse- und Informationsamt der Bundesregierung (2023), *Wir entlasten Deutschland*, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/entlastung-fuer-deutschland

PwC (2013), *Splitsing in de energiesector een verdeeld of onverdeeld succes*, Amsterdam: PriceWaterhouseCoopers

PwC (2022), *Major impact energy crisis on profitability Dutch companies*, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.pwc.nl/en/insights-and-publications/services-and-industries/energy-and-utilities/major-impact-energy-crisis-on-profitability-dutch-companies.html

Reuters (2023), *EU Commission wants first joint purchases of gas by summer*, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.reuters.com/business/energy/eu-commission-wants-first-joint-purchases-gas-by-summer-2023-01-16/

Reuters (2023b), *Italian gas storage at end of winter seen higher than in 2022,* Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.reuters.com/article/italy-gas-storage-idUSL8N33O1ZG

Rijksoverheid (z. d.), *Neemt maatregelen voor energiezekerheid*, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gas/minder-afhankelijk-worden-van-rusland

Rotaru, D. V. (2013), *A Glance at the European Energy Market Liberalization, CES Working Papers*, Alexandru Ioan Cuza University of Iasi, Centre for European Studies, Iasi, Volume 5, Issue 1

Schinkel, M. P. & Haan, M., van Tartwijk, S., Tieben, B. & Tuinstra, J. (2023), *Energieplafond systeem heeft prijsopdrijvend effect,* ESB, Jaargang 108 (4817)

Sgaravatti, G., S. Tagliapietra, C. Trasi & G. Zachmann (2021), *National policies to shield consumers from rising energy prices, Bruegel Datasets*, first published 4 November 2021, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices

Sperling, C. & Steiniger, H. (2017), *Gürtel zum Hosenträger? Reserven im Stromnetz*, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/reserven-stromnetz-deutschland

TenneT (2021), *Integrated Annual Report 2021*

TNO (2023), *Energiearmoede in Nederland 2022*

van Damme, E. E. C. (2005), *Liberalizing the Dutch electricity market: 1998-2004*, Energy Journal, 2005

van Damme, E. E. C. (2006), *Pragmatic privatisation: The Netherlands 1982-2002,* in: Kothenburger, M., Sinn, H.-W., & Whalley, J. (Eds.), Privatization Experiences in the European Union, MIT Press

van Damme, E. E. C. & Kanning, E. (2004), *Unbundling of regional energy companies: research for the province of Noord-Brabant*, Tilburg: Tilec

van Streimikiene, D., Bruneckiene, J. & Cibinskiene, A. (2013*), The Review of Electricity Market Liberalization Impacts on Electricity Prices,* Transformations in Business and Economics, 12

VasaaETT (2022), *Provision of Retail Energy Market Data and Analysis for ACER*

Vries, L. & Jimenez, I. S. (2022), *Market signals as adequacy indicators for future flexible power systems,* Oxford Open Energy, Volume 1, 2022

Yu, W. & Pollitt, M. G. (2009), *Does Liberalisation cause more electricity blackouts Evidence from a global study of newspaper reports,* Energy Policy Research Group, University of Cambridge, 2009

ZEIT ONLINE (2022), *Uniper ist verstaatlicht*, Geraadpleegd op 11 april 2023, van https://www.zeit.de/wirtschaft/unternehmen/2022-12/energiekrise-uniper-verstaatlicht-gasversorgung

Geïnterviewde organisaties

Autoriteit Consument & Markt

Clingendael International Energy Programme (CIEP)

Eneco Groep N.V.

Het Europees agentschap voor de samenwerking tussen energieregulators (ACER)

Natuur & Milieu

N.V. Nederlandse Gasunie

Technische Universiteit Delft

Tilburg University

Vereniging voor Energie, Milieu en Water (VEMW)

Over dit rapport

Onze Reikwijdte



Dit rapport heeft als doel om een bijdrage te leveren aan de maatschappelijke discussie over hoe de huidige marktordening van de gas- en elektriciteitsmarkt bijdraagt aan het borgen van de publieke belangen betaalbaarheid, betrouwbaarheid en duurzaamheid en hoe deze publieke belangen beter kunnen worden geborgd.

Dit onderzoek richt zich primair op de marktordeningsaspecten die direct gerelateerd zijn aan de liberalisering van de gas- en elektriciteitssector. Marktordening wordt in dit onderzoek gedefinieerd in nauwe zin en verwijst naar de introductie van concurrentie en keuzevrijheid (*liberalisering*), de voorschriften ten aanzien van scheiding van delen van de waardeketen (*structuur*), en keuzes voor private versus publieke uitvoering (*eigendom*). Evaluatie van klimaatbeleid is geen onderdeel van de reikwijdte van dit onderzoek.

In het rapport worden marktordeningskeuzes van Nederland vergeleken met andere landen. Hierbij is met name, maar niet uitsluitend, gekeken naar Duitsland, Frankrijk, en het Verenigd Koninkrijk.

De doorlooptijd van het onderzoek was c.a. 10 weken. Het onderzoek heeft zicht daarom gefocust op de belangrijkste inzichten en het geven van een doorkijk naar mogelijke beleidsalternatieven. Dit rapport kan dan ook niet gezien worden als een allesomvattend overzicht.

Beschikbaarheid en kwaliteit van informatie



De conclusies in dit onderzoek zijn tot stand gekomen via een combinatie van literatuuronderzoek en interviews met academici, belangenorganisaties, energiebedrijven en toezichthouders. Wij hebben bestaande relevante beleidsevaluaties, (wetenschappelijke) artikelen, en overige documenten geanalyseerd om de onderzoeksvragen te beantwoorden. Deze stukken zijn bijvoorbeeld uitgegeven door Europese instanties (de Europese Commissie, ACER), Nederlandse beleidsmakers en toezichthouders (Ministeries, ACM) en kennisinstanties op nationaal en internationaal niveau (CPB, PBL). Voor dit rapport zijn interviews afgenomen met verschillende organisaties om een breed scala aan perspectieven te verkrijgen. De geïnterviewde organisaties zijn: de Autoriteit Consument & Markt (ACM), het Clingendael International Energy Programme (CIEP), Eneco Groep N.V., het Europees agentschap voor samenwerking tussen energieregulators (ACER), Natuur & Milieu, N.V. Nederlandse Gasunie, Technische Universiteit Delft, Tilburg University en de Vereniging voor Energie, Milieu en Water (VEMW).

Ons bronnenonderzoek is beëindigd op 24 april 2023. Wij hebben op de verkregen informatie en inzichten uit de interviews geen kwaliteitscontrole, of andere activiteiten uitgevoerd die het karakter dragen van een *due diligence*.

Contactgegevens



Prof. dr. Gülbahar Tezel
Partner
Email:



Robert Hensgens
Director
Email:



Christian Swager
Manager
Email:



Daniel Drewes
Associate
Email:

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

www.strategyand.pwc.com

strategyand.pwc.com
© 2023 PwC. All rights reserved. PwC refers to the PwC network and/or one or more of its member firms, each of which is a separate legal entity. Please see www.pwc.com/structure for further details. Mentions of Strategy& refer to the global team of practical strategists that is integrated within the PwC network of firms. For more about Strategy&, see www.strategyand.pwc.com. No reproduction is permitted in whole or part without written permission of PwC. Disclaimer: This content is for general purposes only, and should not be used as a substitute for consultation with professional advisors.