

De rol van gas in de Nederlandse energiehuishouding op de korte en lange termijn

Jeroen de Joode

In het Nederlandse energiesysteem heeft aardgas altijd een zeer belangrijke rol gespeeld. Na een daling de laatste jaren is de verwachting dat de rol van aardgas verder afneemt op middellange (2023 / 2030) en op de lange termijn (2050). Dit artikel schetst de verwachte ontwikkelingen in de rol van gas in de Nederlandse energietransitie. Daarbij wordt ook een breder begrip van de definitie van gas gehanteerd en wordt ingegaan op relevante ontwikkelingen aan zowel vraag- als aanbodzijde van de gasmarkt.

1 Achtergrond

Inleiding. Sinds de ontdekking van aardgas in Slochteren in 1959 heeft aardgas een grote rol gespeeld in de Nederlandse energiehuishouding. Een rol die echter aan het veranderen is. Dat komt enerzijds door veranderingen in de vraag en anderzijds door ontwikkelingen rond het aanbod van gas. De vraag verandert door beleid zoals energiebesparing, door de opkomst van hernieuwbare energie in de elektriciteitsopwekking en, in toenemende mate op de langere termijn, door het klimaatbeleid. Aan de aanbod kant spelen zaken een rol zoals aardbevingen bij de winning van aardgas in Groningen, voorzieningszekerheid in het licht van een toenemende afhankelijkheid van gas uit Rusland en de verdere integratie van de wereldmarkt door de ontwikkeling van LNG.

In dit artikel gaan we eerst in op de rol van aardgas nu en in de periode tot 2030, waarvoor duidelijke kwantitatieve verwachtingen beschikbaar zijn. Dan gaan we in op de keuzes aan aanbodzijde waarvoor Nederland zich gesteld ziet. Vervolgens behandelen we meer verkennend verschillende mogelijkheden van ontwikkelingen aan de vraagkant op langere termijn: welke rol zullen aardgas en gasvormige energiedragers dan blijven spelen? Het artikel trekt uiteindelijk drie conclusies.

Beschrijvende en normatieve analyses. Dit artikel gaat in op zowel de verwachte ontwikkelingen tot 2023/2030 als de waarschijnlijk noodzakelijke ontwikkelingen tot 2050. Voor de periode tot 2023/2030 is voor een aantal factoren al tamelijk goed in te schatten hoe deze zich zullen ontwikkelen. Naast marktfactoren

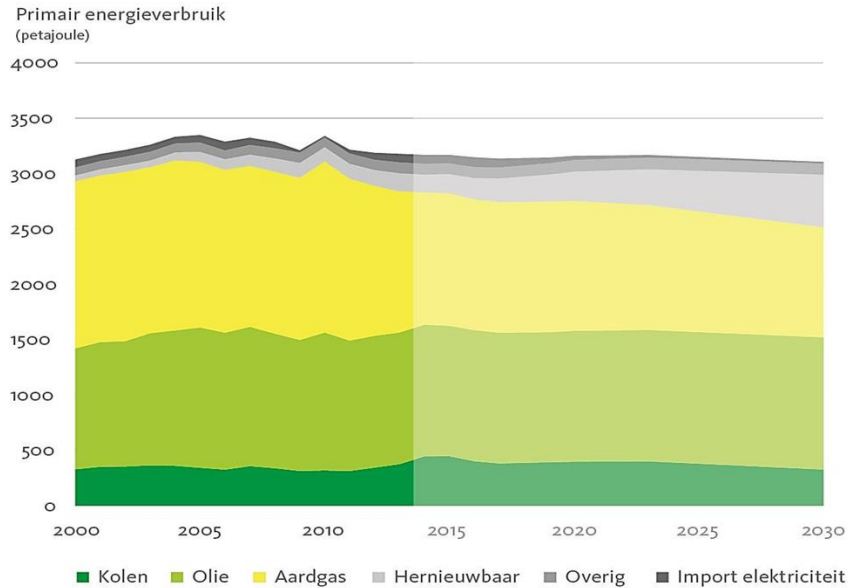
(bijvoorbeeld commodityprijzen) en technische beperkingen (zoals technische potentiëlen voor duurzame energiebronnen en de beschikbaarheid van resterende fossiele reserves) zijn de specifieke beleidsdoelen die op het terrein van klimaat en energie zijn of nog worden vastgesteld daarbij van belang. Zo zijn een aantal concrete doelen geformuleerd voor 2023 in het Energie Akkoord (EA) met betrekking tot energiebesparing, het aandeel hernieuwbare energie, en de reductie in broeikasgassen. Voor de lange termijn van 2050 geldt dat Nederland het EU doel van een CO₂-emissiereductie van 80 tot 95% heeft geaccepteerd (ten opzichte van het emissieniveau in 1990).

Voor 2050 zijn de onzekerheden vele malen groter. Inzichten ten aanzien van de positionering van gas zijn dan ook verkregen uit twee type analyses. De inzichten voor de periode tot 2030 zijn verkregen uit de Nationale Energie Verkenning 2014 (Hekkenberg en Verdonk 2014). Deze laat zien wat de ontwikkelingen zijn tot 2030, gegeven het huidige beleid en het voorgenoemde beleid. Onzekerheden die een rol spelen in dit tijdsbestek zijn hierbij meegenomen middels bandbreedte-analyses. Voor 2050 zijn inzichten ontleend aan een aantal normatieve analyses voor het Nederlands energiesysteem met behulp van het optimalisatiemodel OPERA¹ (Daniëls et al. 2012; De Joode et al. 2014; Van der Welle et al. 2014). Dit model berekent welke mix van energietechnologieën leidt tot de vereiste CO₂-emissiereductiedoelstelling van het Nederlandse energiesysteem tegen de laagst mogelijke maatschappelijke kosten. Hierbij zijn onzekerheden meegenomen door het uitvoeren van een brede range aan scenario's waarin onzekere factoren met een waarschijnlijk significante impact zijn gevarieerd. Dit soort analyses levert niet zozeer heel specifieke blauwdrukken voor het energiesysteem van 2050, maar laat voornamelijk zien welke onderlinge afhankelijkheden, mechanismen en interacties een rol spelen.

2 Rol gas nu en op middellange termijn

Fossiele energiedragers zijn dominant in de Nederlandse energiemix (zie Figuur 1), waarbij aardgas rond de eeuwwisseling het grootste aandeel had. Recenter is echter olie weer de energiedrager met het grootste aandeel in het Nederlands primair energieverbruik. Niet zozeer vanwege een groei in olieconsumptie, maar meer vanwege een neergang in de vraag naar gas. In de NEV 2014 wordt geschat dat het aandeel van gas verder zal afnemen richting 2030, van circa 48% in 2000 naar 32% in 2030.

¹ OPERA staat voor *Option Portfolio for Emissions Reduction Assessment*.

Figuur 1 Ontwikkeling primair energieverbruik in Nederland

Bron: Hekkenberg en Verdonk, 2014.

Het primair gasverbruik in Nederland vindt plaats in de elektriciteits- en warmtevoorziening en in een aantal eindverbruikerssectoren. Hieronder volgt een schets van de ontwikkeling van deze sectoren als het gaat om de rol van gas.

Elektriciteitsvoorziening. Gas was lang de dominante primaire energiebron in de elektriciteitsmix middels verbranding in zowel grootschalige gasgestookte eenheden als warmte-kracht-koppeling (WKK) eenheden bij eindgebruikers. Sinds 2012 is het aandeel van gas in de elektriciteitsvoorziening echter sterk gedaald, van 54% in 2012 naar 36% in 2014. De neergang treft vooral de centrale gasgestookte elektriciteitsproductie eenheden (van 29% naar 16%), en in minder mate het decentraal WKK-opwekkingsvermogen (van 25% naar 21%). Aan deze ontwikkeling ligt een combinatie van factoren ten grondslag, zoals de recente toename van de kolencapaciteit in Nederland, de huidige lage kolenprijs, de hoge aardgasprijs, de lage prijs voor CO₂-emissierechten en de relatief lage elektriciteitsprijs in de afgelopen 2-3 jaar als gevolg van de economische recessie en de import van goedkope hernieuwbare elektriciteit uit Duitsland. De verwachting is dat het aandeel gas in de elektriciteitsmix verder zal afnemen, tot circa 25% in 2030 (Hekkenberg en Verdonk 2014). Dit aandeel zou dan in twee decennia zijn gehalveerd.

Deze verdere afname van het aandeel gas tot 2030 is erg waarschijnlijk, maar het precieze beeld is onzeker en hangt af van het verdienmodel voor gascentrales. Onder invloed van de stijging van hernieuwbare elektriciteit zal het jaarlijks aantal draaiuren van centrales verder afnemen. Het – al dan niet tijdelijk – uit productie

nemen van capaciteit kan eventueel soelaas bieden voor de gascentrales die nog operationeel zijn. Dit geldt bijvoorbeeld voor de sluiting van oude kolencentrales, zoals overeen is gekomen in het Energieakkoord. Een gunstig effect voor het verdienmodel zou de toename in de vraag naar specifieke vormen van flexibiliteit kunnen zijn als gevolg van het toenemend aandeel hernieuwbaar vermogen (met name wind) (ECN 2014). Andere factoren die het verdienmodel van gascentrales positief zouden kunnen beïnvloeden zijn prijsontwikkelingen in de CO₂-, kolen- of gasmarkt, die de prijsverhouding gunstiger zouden kunnen maken voor gascentrales.

Gebouwde omgeving. Ongeveer de helft van het huidige Nederlands gasverbruik vindt plaats in de gebouwde omgeving. Hieronder vallen huishoudens, diensten en de landbouwsector. De totale gasvraag vanuit deze sectoren zal in de periode tot 2030 verder afnemen. Een belangrijk gezamenlijk kenmerk voor de gasvraag in deze sectoren is dat de vraag sterk gedreven wordt door de warmtevraag en daarom een sterk seizoenspatroon laat zien met een sterke afhankelijkheid van de buitentemperatuur. Voor specifiek de diensten- en landbouwsector speelt ook de economische ontwikkeling mee als verklarende factor voor variatie in de gasvraag in de tijd.

De daling in het gasverbruik in de *huishoudelijke sector* is gaande sinds 1995 en zal in de toekomst doorzetten. Naar verwachting verbruikt een gemiddeld huishouden in 2030 nog slechts 1240 m³, terwijl dit in 1995 nog ruwweg het dubbele, 2200 m³ was. Ontwikkelingen die een bijdrage leveren aan deze afname zijn de installatie van Hr-ketels, de betere isolatie van bestaande woningen, het steeds energiezuiniger worden van nieuwe woningen, meer een- of tweepersoonshuishoudens, evenals een ander gedrag en leefstijl van huisbewoners waardoor het gasverbruik voor koken en warmtapwater is afgenomen. Voor de toekomst zullen energieprestatienormen een grotere rol spelen bij het invullen van de energiebehoefte in deze sector. Door recente (2015) en voorgenomen (2020) aanscherping van de energieprestatienorm voor bijvoorbeeld nieuwbouwwoningen moeten deze woningen vanaf 2020 nagenoeg energieneutraal zijn. Dit vereist een verdergaande woningisolatie en toepassing van elektrische warmtepompen, hybride ketels en zon-PV, waardoor het gemiddeld gasverbruik dus verder afneemt.

De behoefte aan gas in de *dienstensector* komt voort uit de warmtevraag. De vraag naar gas in deze sector is lang toegenomen maar is met de recente economische recessie afgenomen. Daarnaast dragen demografische ontwikkelingen bij aan de ingezette neergang in de vraag, zoals de vergrijzing, een kleinere beroepsbevolking en minder studenten in het onderwijs. Verder spelen trends als internetwinkelen, ‘het nieuwe werken’ en ouderen die langer thuis blijven wonen een rol in de afnemende ruimtebehoefte van de dienstensector.

Ook in de *landbouwsector* zal de vraag naar gas afnemen richting 2030. Gasgestookte ketels en WKK leveren het grootste deel van de energievraag in deze sector, maar de economische positie van deze eenheden is sterk verslechterd de laatste jaren. Hoewel de energievraag naar verwachting nog licht toe zal nemen in de peri-

ode tot 2030 zal dit waarschijnlijk in mindere mate met gasopties worden ingevuld. Het is waarschijnlijk dat niet alle bestaande WKK's zullen worden vervangen door nieuwe en binnen de sector ligt er in het bijzonder de ambitie om warmtevraag te verduurzamen door de inzet van geothermie. Toch zal gas – via de inzet van WKK – een belangrijke rol kunnen blijven spelen. In die gevallen waarbij de in bedrijf zijnde WKK tevens in de eigen vraag naar elektriciteit en / of CO₂ voorziet (ten behoeve van de teelt van gewassen) kan WKK een rendabele optie zijn. Verder kan WKK toch ook nog een rol spelen in een duurzame warmtevoorziening wanneer het elektriciteit levert voor warmte-koude opslagsystemen. Ten slotte heeft WKK in bijvoorbeeld de glastuinbouw nog een voordeel dat deze flexibel kan worden ingezet op de elektriciteitsmarkt wanneer warmtebuffers beschikbaar zijn.

Industrie. De industriesector is verantwoordelijk voor circa een derde van het Nederlandse gasverbruik op jaarbasis. De gasvraag komt voor het grootste deel voort uit de vraag naar warmte. Hierbij worden in belangrijke mate WKK-eenheden ingezet. Daarnaast wordt gas ook gebruikt als grondstof voor bijvoorbeeld de (petro)chemische industrie. Een belangrijk product dat gebruikt maakt van gas als grondstof is ammoniak voor verdere verwerking in kunstmest. Het gebruik van gas als grondstof in de industrie is in de periode 2000 – 2010 sterk gestegen, maar zal naar verwachting nog slechts licht verder stijgen tot 2030. De gasvraag voor warmtegebruik is echter juist gedaald, maar zal iets toe kunnen gaan nemen richting 2030. Ook de WKK in de industrie staat onder druk door ongunstige marktomstandigheden en verwacht wordt dat ook in de nabije toekomst WKK-eenheden zullen worden vervangen door gasgestookte ketels.

Transport. De laatste jaren neemt de gasvraag in de transportsector toe, maar het aandeel van gas in de sectorale energiemix is zeer gering. De verwachting is dat dit richting 2030 zal toenemen. De omvang en aard van de gasvraag in de transportsector verschilt van segment tot segment. Aardgas wordt toegepast in het openbaar vervoer (bussen), bij personenauto's (middels *compressed natural gas*, CNG), en in het vrachtverkeer en de scheepvaart (middels vloeibaar gemaakt aardgas, LNG). Verbetering van luchtkwaliteit is daarbij vaak een belangrijk argument.

3 Impact van aanbodzijde op rol gas in energietransitie

Naast de ontwikkelingen aan de vraagzijde van de gasmarkt hebben ook ontwikkelingen aan de aanbodzijde een mogelijk gevolg voor de rol van gas in het veranderende energiesysteem. Hieronder worden een aantal relevante aspecten aan de aanbodzijde besproken.

Het debat rond de maximale productiewaarden die momenteel gelden voor het Groningenveld en de verdere beperkende maatregelen die mogelijk moeten worden genomen voor de toekomst leiden ook tot discussies over de wenselijkheid van extra gasimporten. Aangezien Nederland momenteel nog een netto-exportpositie voor

gas geniet zijn grootschalige additionele importen nog niet vanzelfsprekend aan de orde. Maar het moment dat Nederland omschakelt naar een netto-importeurspositie komt snel dichterbij: de inschatting is dat dit spoedig na 2025 zal gebeuren.

Een alternatief is uiteraard om een eventueel afgedwongen reductie in eigen gasproductie te compenseren met een reductie in de gasvraag. Mogelijk liggen hier opties voor substitutie naar andere energiedragers maar de vraag is op welke termijn deze substitutie te realiseren zou zijn, en tegen welke eventuele meerkosten. Voor de korte termijn is een verhoging van de importen (eventueel in combinatie met een verlaging van gasexporten in zoverre mogelijk gegeven afgesloten exportcontracten) een meer waarschijnlijke optie.

Vanuit het perspectief van nationale CO₂-emissiereductiedoelstellingen zullen extra importen in plaats van eigen productie geen groot verschil maken. Hoewel er met de productie van gas elders en het transport naar Nederland energieverbruik en emissies gepaard gaan tellen deze boekhoudkundig niet mee in de emissies van Nederland. Uiteraard is er vanuit economisch perspectief wel een effect op de betalingsbalans van Nederland.

Of (extra) gas verkregen via importen voor energiegebruikers in het algemeen acceptabel is als optie in de energievoorziening kan te maken hebben met het duurzaamheidsaspect ('gas is geen duurzame optie en als wij het zelf niet meer hebben kunnen we beter kiezen voor een interne duurzame optie') of met het voorzieningszekerheid perspectief ('extra gas komt waarschijnlijk uit Rusland en daar moet je geen zaken mee willen doen').

Nederland importeert en exporteert gas over een jaar gezien, maar heeft zoals gezegd een netto-exportpositie. Nederland exporteerde vorig jaar naar schatting 59 miljard m³ en importeerde circa 29 miljard m³, waarbij werd geïmporteerd uit met name Noorwegen (55%) en Rusland (22%). De import van LNG is relatief klein en was vorig jaar slechts 4% van de totale import. Wanneer voor de komende jaren meer gas zal moeten worden geïmporteerd om een afname in eigen gasproductie te compenseren dan zal dit waarschijnlijk van dezelfde bronnen moeten komen. Hierbij is de levering van LNG het meest flexibel als het gaat om potentiële leveranciers (Algerije, Trinidad & Tobago, Egypte, Qatar), maar ook een relatief duurdere optie omdat in levering moet worden geconcurrereerd met de Aziatische markt waar de gasprijs op een substantieel hoger niveau ligt dan in Europa.

De beschikbaarheid van gas in de wereld is op de lange termijn zeer waarschijnlijk geen belemmering voor een rol van gas zoals in de voorgaande analyse geschetst. De wereldgasvoorraad is omvangrijker dan de hoeveelheid gas die de wereld zich kan permitteren om te verstoken in een scenario waarin er een gereede kans is dat de temperatuurstijging op aarde beperkt kan blijven tot 2 °C. Vanuit geopolitiek oogpunt kan de verdeling wellicht als problematisch worden gekwalificeerd, met grote reserves in met name Rusland en het Midden-Oosten, maar dan nog, en helemaal sinds de schaliegasrevolutie, is de spreiding van gas over de wereld evenrediger te noemen dan de spreiding van olie.

Op de korte termijn kan een afgedwongen reductie in de gasproductie uit het Groningenveld wel tot actie nopen als het gaat om de gaskwaliteit waarop het hui-

dige gassysteem is ontworpen. Aangezien een belangrijk deel van de Nederlandse gasvraag (met de name gebouwde omgeving) wordt bediend met gas uit Groningen (Groningengas kwaliteit) zal er moeten worden nagegaan of de productiebeperkende maatregelen leiden tot een grotere behoefte aan conversiecapaciteit om geïmporteerd gas (hoogcalorisch gas) geschikt te maken voor Groningengasgebruikers. Onlangs liet de minister van Economische Zaken weten dat de bestaande capaciteit om stikstof te produceren zal worden uitgebreid per 2019. Door het geïmporteerde gas te mengen met stikstof kan het geschikt gemaakt worden voor de Groningengasmarkt.

Daarnaast is het de vraag in hoeverre de productiebeperkende maatregelen voor de komende jaren ook invloed hebben op de zekerheid die het gassysteem in het geheel biedt door het jaar heen (ten behoeve van seizoen flexibiliteit) en onder extreme omstandigheden (zoals zeer koude winters, een zeer koude winterdag of calamiteiten). Daar speelt het Groningenveld een zeer belangrijke rol. Wanneer die rol beperkt wordt is het wellicht noodzakelijk om extra investeringen te doen in nieuwe infrastructuur (bijvoorbeeld gasopslag).

Rol gas op lange termijn (2030-2050)

Op de middellange termijn vertegenwoordigt aardgas een belangrijke waarde als brandstof met relatief minder emissies dan de fossiele brandstoffen olie en kolen. Dan leidt een substitutie van olie of kolen naar aardgas ook direct tot een vermindering van CO₂-emissies. Op de lange termijn van 2050 met een streven naar welhaast volledige verduurzaming van het energiesysteem ligt dit geheel anders en wordt de inzet van aardgas in het systeem eerder een last. De inzet van aardgas zal dan gepaard moeten gaan met het afvangen en opslaan of hergebruiken van CO₂. Als het gaat om het inventariseren van de rol van gas op de lange termijn is het daarom nuttig om een bredere definitie van gas te hanteren die samen gaat met deze ambitieuze doelstellingen: in plaats van (fossiel) aardgas kunnen we dan beter spreken over gasvormige energiedragers.

Van aardgas naar alternatieve gasvormige energiedragers

De definitie ‘gasvormige energiedragers’ omvat naast het conventionele, fossiele aardgas (zoals gewonnen uit het Groningenveld of het gas zoals geïmporteerd uit Rusland) ook groen gas (verkregen uit vergisting of vergassing van biomassa) en waterstof.

Hiermee wordt niet gesuggereerd dat de verschillende soorten gas zonder meer uitwisselbaar zijn; er zijn belangrijke verschillen in gaskwaliteit en daarmee ook grote verschillen in de eisen die gesteld worden aan de technologieën en apparatuur in de waardeketen. In het verlengde van het adopteren van een bredere definitie van gas ligt ook het spreken van een mogelijke *second life* voor gasinfrastructuur. Bestaande gasinfrastructuur zou bijvoorbeeld geschikt kunnen worden gemaakt voor een breder scala aan gasvormige energiedragers. De grenzen hiervan worden al opgezocht in de recente discussie over de verschillen in aardgaskwaliteit – bijvoorbeeld tussen het hoogcalorische gas geïmporteerd uit Rusland en Noorwegen en het

geïmporteerde LNG – en in de discussie over het injecteren van groen gas in het bestaande gassysteem. Een andere richting behelst het eventueel geschikt maken van het bestaande gassysteem voor het bijmengen van hogere percentages waterstof in het gassysteem. Het investeren in nieuwe infrastructuur voor het transporteren van gasvormige energiedragers is ook een nadrukkelijke optie op het moment dat het inzetten van een nieuwe optie met bijbehorende infrastructuur effectief en kostenefficiënt is in vergelijking met andere opties voor het reduceren van CO₂ emissies (waar dan ook in het systeem) op weg naar 2050.

Routes voor de rol van gasvormige energiedragers. In een (bijna) volledig CO₂-vrij energiesysteem in 2050 zou gas in theorie via verschillende routes een rol kunnen spelen:

1. Inzet van fossiel aardgas in combinatie met CO₂-afvang (CCS);
2. Inzet van groen gas uit biomassa;
3. Inzet van waterstof uit hernieuwbare bronnen.

Inzet van fossiel aardgas in combinatie met CO₂-afvang

Een van die opties betreft het verbruik van aardgas in combinatie met CCS, vooral in de industrie, maar mogelijk ook in de elektriciteitssector (zij het dat de combinatie van CCS met kolen waarschijnlijk aantrekkelijker is door de hogere CO₂-intensiteit en de doorgaans lagere prijs van deze brandstof). Zowel het daadwerkelijk realiseerbaar potentieel als de tijdsfasering van deze optie is echter zeer onzeker: afhankelijk van de ontwikkeling van de prijs voor CO₂-emissierechten, de nadere (kosten)ontwikkeling van adequate technologieën voor de afvang en opslag van CO₂ uit diverse vormen van gasverbruik, de beschikbaarheid van voldoende opslagcapaciteit voor CO₂ en het maatschappelijke draagvlak voor binnenlandse, ondergrondse opslag van CO₂.

Inzet van groen gas uit biomassa

Groen gas is gezuiverd en gedroogd biogas en wordt geproduceerd uit onder meer slib, afval van stortplaatsen, tuinafval, resten groenten en fruit, en dierlijke restproducten zoals koeienmest. De omvang van de productie van groen gas is momenteel relatief beperkt maar in het kader van de zogenaamde *Green Deal* is afgesproken om de productie van groen gas te verhogen naar 3 miljard m³ per jaar in 2030.

Biomassa is een van de vier belangrijke pijlers voor het volledig CO₂-neutraal maken van ons energiesysteem, maar het is erg onzeker of de inzet hiervan op de lange termijn via grootschalige toepassing van groen gas verloopt. Het is waarschijnlijker dat de inzet van biomassa via groen gas een rol heeft in het reduceren van CO₂-emissies op vooral de kortere tot middellange termijn (tot 2030), maar dat het geen substantiële rol heeft op de lange termijn. De inzet van biomassa is namelijk veelzijdig – biomassa kan namelijk omgezet worden in elektriciteit en/of warmte, groen gas, waterstof, grondstoffen en transportbrandstoffen – en het is waarschijnlijk dat de waarde van een biomassatoepassing in een andere sector

wordt geprefereerd, met dan voornamelijk in sectoren waar alternatieve CO₂-neutrale opties schaars en relatief duur zijn. In welke sector biomassa zal worden ingezet is sterk afhankelijk van de ontwikkeling van de vraag naar energie in diverse sectoren en de ontwikkeling van alternatieve, klimaatneutrale opties in de betreffende sectoren. Toepassingen in de chemie en als biobrandstof voor lucht- en scheepvaart en hoge-temperatuur-warmte-toepassingen in de industrie zijn wat dat betreft zeker preferent te noemen. Voor het dekken van warmtevrage in de nieuwbouw is biomassa vrijwel zeker niet nodig. Een onzekere tussencategorie bevat onder meer elektriciteitsproductie, warmtevrage in de bestaande bouw en biobrandstoffen in het wegverkeer. De mate waarin biomassa hier een rol zal spelen zal onder meer afhangen van de (mondiale) groei van de vraag naar biomassa, de resulterende beschikbaarheid en prijs van biomassa, en de waarde van biomassa in concurrerende toepassingen.

De rol van biomassa in het halen van lange termijn CO₂-reductiedoelstellingen is sterk afhankelijk van de beschikbaarheid van biomassa en de ontwikkeling van nieuwe technologieën voor het maken van hoogwaardige producten (chemie, biobrandstof) uit biomassa. Een belangrijke kanttekening bij biomassa is dat de mondiale beschikbaarheid van biomassa, en zeker van biomassa die aan de duurzaamheidscriteria voldoet, onzeker is. De schattingen hierover lopen sterk uiteen.

De combinatie van biomassa en CO₂-opvang en opslag maakt negatieve emissies mogelijk: CO₂ die door planten uit de atmosfeer is vastgelegd wordt zo langdurig onttrokken aan de koolstofcyclus. Deze negatieve emissies kunnen vooral bij vergaande reductie een belangrijke rol spelen om de kosten laag te houden. Ze helpen immers om dure maatregelen elders te voorkomen. Toepassing bij de productie van elektriciteit, warmte of waterstof zorgt voor volledige benutting van het potentieel aan negatieve emissies: in de geproduceerde energiedrager zit immers geen koolstof meer. Bij toepassing van biomassa voor productie van groen gas- en biobrandstoffen komt een belangrijk deel van de CO₂ later alsnog vrij. Bij biomassa en biomassa + CCS is een belangrijke keuze of biomassa ingezet wordt voor sectoren die weinig alternatieven hebben, zoals de luchtvaart, of dat negatieve emissies elders gebruikt worden om te compenseren voor het relatief ongemoeid laten van die sectoren.

Inzet van waterstof uit hernieuwbare bronnen

Een andere gas-gebaseerde langetermijnoptie betreft ‘*power-to-gas*’ (P2G). In deze technologie wordt hernieuwbare elektriciteit aangewend voor de productie van gasvormige energiedragers als waterstof of (groene) methaan. De verkregen gasvormige energiedrager kan vervolgens worden ingezet als groene brandstof in de eindverbruiksectoren die traditioneel veelal gebruik maken van fossiele brandstoffen en vaak relatief weinig alternatieve CO₂-mitigatie-opties hebben. Denk hierbij aan de industrie, transport en gebouwde omgeving.

4 Rol gasvormige energiedragers in sectoren

Binnen de *elektriciteitsvoorziening* zijn verschillende opties beschikbaar die volledig hernieuwbare energie (wind, zon) of op z'n minst CO₂-vrij CO₂ leveren (kern-energie). De ruime mate waarin deze opties beschikbaar zijn in Nederland (of liever: Noordwest Europa) maakt het twijfelachtig of de optie van CO₂-vrije elektriciteit verkregen middels het stoken van gas in combinatie met CO₂-afvang een kostenefficiënte basislastoptie voor de elektriciteitsvoorziening zal zijn. Op de lange termijn is veeleer de behoefte aan flexibiliteit die nodig is om het variërende aanbod uit wind en zonne-energie te accommoderen een mogelijk belangrijke drijfveer voor een rol voor gas. De mix aan opties om flexibiliteit te leveren aan het elektriciteitssysteem op de middellange en lange termijn is divers, maar zowel fossiel aardgas als biomassa in combinatie met CCS kan een belangrijke optie zijn. Voor een positie in deze mix combineren deze gas-gebaseerde opties met andere opties zoals het tijdelijk afschakelen van variabele duurzame elektriciteitsbronnen (*curtailment*), uitwisseling met het buitenland, flexibele elektriciteitsvraag, energieopslag (kleinschalig of grootschalig), en conversie van elektriciteit naar warmte, producten of waterstof. De concurrentie vindt niet plaats om een bepaald type flexibiliteit, maar vindt plaats op verschillende deelmarkten voor diverse vormen van flexibiliteit op verschillende tijdschalen. Factoren die zullen bepalen of gas-gebaseerde opties in meer of in minder mate een rol spelen als back-up zijn de technologische ontwikkeling in het kostenefficiënt flexibel maken van CCS technologie, de technologische ontwikkeling van concurrerende opties (denk aan centrale en decentrale energieopslag), de prijs van CO₂-emissies, en de prijs voor kolen en gas.

In de diverse *eindverbruikerssectoren* (gebouwde omgeving, transport) lijkt het gebruik van fossiel aardgas enkel mogelijk wanneer de CO₂ die decentraal vrijkomt bij verbranding direct wordt gecompenseerd door het vangen van CO₂ uit de lucht ter plekke (of elders); oftewel het toepassen van *CO₂ air capture*. Wanneer dit niet het geval is, zal er per saldo CO₂ aan de atmosfeer worden toegevoegd. Op dit moment lijkt *CO₂ air capture* de meest kostbare optie om CO₂-emissies te reduceren en technologische ontwikkeling zullen de kosten hiervan substantieel naar beneden moeten brengen. Een optie die qua kosteneffectiviteit dan preferent is, is de afvang en opslag van CO₂. Dat maakt dat waarschijnlijk het vangen van CO₂ uit de atmosfeer pas zal plaatsvinden wanneer het beschikbare potentieel aan CO₂-opslagcapaciteit volledig is benut. In het algemeen kunnen de kosten van de *CO₂ air capture* optie dan ook als *back-stop* worden beschouwd voor het volledig CO₂-neutraal maken van het energiesysteem.

Als alternatief zal een substantieel deel van de energievraag in de gebouwde omgeving (voorheen voorzien door aardgas) worden voorzien door elektriciteitsopties (of: elektrificatie van eindvraag). Voor de warmtevoorziening zal worden ingezet op voornamelijk elektrische warmtepompen en geothermie. Ook hybride opties (hybride warmtepompen, WKK op biomassa / groen gas) kunnen aantrekkelijk zijn, te meer omdat deze mogelijk kunnen profiteren van het kunnen arbitreran tus-

sen meerdere systemen en het zodoende leveren van flexibiliteit aan het elektriciteitssysteem.

In de *industriese sector* zal de uitdaging zijn om waar mogelijk de eindvraag te elektrificeren zodat gebruik kan worden gemaakt van het relatief overvloedige potentieel aan hernieuwbare energie die doorgaans in de vorm van elektriciteit wordt ‘geogst’. Dit betekent bijvoorbeeld de inzet van *power-to-products* en *power-to-chemicals*. Daarnaast is er de uitdaging om biomassa bronnen geschikt te maken als *feedstock* voor industriële processen (ter vervanging van de fossiele bronnen die momenteel worden gebruikt).

In de *transportsector* is het potentieel om volledig te verduurzamen verschillend over de segmenten. Elektrificatie en de inzet van duurzaam geproduceerde waterstof zijn belangrijke routes voor het CO₂-neutraal maken van deze sector, waarbij elektrificatie met name kansen biedt voor personenauto’s (*light duty vehicles*) en waterstof voor *heavy duty vehicles*.

5 Conclusies

Het voorgaande leidt tot drie conclusies.

- Aardgas en groene gasvormige energiedragers zullen waarschijnlijk een belangrijke rol blijven spelen in de Nederlandse energietransitie op de middellange én lange termijn. Op de middellange termijn kan de inzet van aardgas zorgen voor CO₂-emissiereducties via substitutie van kolen en olie, en levert gas een deel van de flexibiliteit die nodig is om een toenemend aandeel duurzame elektriciteit uit wind en zon te integreren. Op de lange termijn kan aardgas een rol blijven spelen in de elektriciteitsvoorziening als bron van flexibel inzetbare CO₂-vrije elektriciteit middels centrales gecombineerd met CO₂-afvang (en opslag of hergebruik).
- Als groene gasvormige energiedragers kunnen waterstof en synthetisch methaan een belangrijke rol spelen op de lange termijn, en dan met name als groene brandstof voor de sectoren die traditioneel sterk worden gedomineerd door fossiele brandstoffen als olie en gas (industrie, transport, gebouwde omgeving). Via deze elektriciteit-naar-gas-route wordt deze sectoren een optie geboden om gebruik te maken van het relatief overvloedig beschikbare potentieel aan hernieuwbare elektriciteit in Nederland (en buurlanden). Zeker wanneer inschattingen met betrekking tot de beschikbaarheid en de kosten van een concurrerende optie als biomassa lager zullen uitvallen, zal deze route nog meer aan importantie winnen.
- De huidige discussie rond gaswinning uit het Groningenveld hoeft vanuit het energiesysteemperspectief niet te leiden tot een andere rol voor gas in het energiesysteem. Een afname in het draagvlak voor aardgas zou echter wel kunnen leiden tot een verschuiving naar meer aandacht (en vergroting van de acceptatie?) van alternatieve energiebronnen. Verdere productiebeperkende maatregelen voor het Groningenveld leiden tot op zeker hoogte enkel tot een versnelling

van een ontwikkeling die al gaande was, namelijk: het veranderen van een netto-gasexporteur in een netto-gasimporteur. De beschikbaarheid van gas op wereldniveau staat in ieder geval niet in de weg van de rol die gas zou kunnen spelen in de Nederlandse energietransitie zoals geschetst in dit artikel.

Auteur

Jeroen de Joode (e-mail: dejoode@ecn.nl) is coördinator gas bij Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN).

Literatuur

- Daniëls, B.W., B. Tieben, J. Weda, M. Hekkenberg, K. Smekens en P. Vethman, 2012, Kosten en baten van CO₂ reducerende maatregelen, ECN / SEO, ECN-E--12-008, mei 2012.
- Hekkenberg, M. en M. Verdonk, 2014, Nationale Energieverkenning 2014, ECN-O--14-036, oktober 2014.
- Joode, J. de, B.W. Daniëls, K. Smekens, J. van Stralen, F. Dalla Longa, K. Schoots, L. Grond, J. Holstein, 2014, Exploring the role for P2G in the future Dutch energy system: Background report of the TKI P2G system analysis project, ECN / DNV GL, ECN-O--14-026, september 2014.
- Welle, A.J. van der, F. Dalla Longa, B.W. Daniëls, J. de Joode, A. Plomp en A.J. Seebregts, 2014, Assessing security of energy services in Dutch energy transition scenarios, ECN-E--15-006, februari 2015.