The Hague Centre
for Strategic Studies

De afnemende leveringszekerheid van aardgas in Nederland

Jilles van den Beukel en Lucia van Geuns
Oktober 2021

HCSS

Samenvatting

De Nederlandse aardgasproductie is het laatste decennium snel afgenomen. De groei van nieuwe energieproductie zonder uitstoot van broeikasgassen, die in 2050 moet gaan zorgen voor een *net zero* energiesysteem, gaat daarentegen geleidelijk. Tussen de twee ligt een groot gat waarin Nederland, sinds 2018 een netto importeur van gas, op grote schaal gas zal importeren.

De effecten van deze, voor Nederland geheel nieuwe, situatie werden tijdens de ruime gasmarkten van de afgelopen jaren slechts in beperkte mate gevoeld. De daling van de gasproductie had, met de relatief lage gasprijs van die tijd, beperkte financiële consequenties. Bij beleidsmakers sloop het vertrouwen binnen dat het goed functionerende TTF (Title Transfer Facility) gas handelssysteem en een groeiende aanvoer van vloeibaar gas (LNG) leveringszekerheid van gas, tegen acceptabele prijzen, blijvend zou garanderen.

Binnen de gaswereld zelf was dat vertrouwen veel minder groot. In het oude gassysteem had Groningen het potentieel, zowel qua volume als qua flexibiliteit, alle problemen op het gebied van leveringszekerheid op te lossen. Het nieuwe systeem is een veel complexer systeem waarin gasopslagen en conversiecapaciteit (om geïmporteerd hoogcalorisch gas naar laagcalorisch gas te converteren) een grotere rol spelen. Bovenal is de beschikbaarheid van voldoende geïmporteerd gas, iets waarover wij slechts beperkte controle hebben, nu een kritische factor geworden. Hoe het nieuwe systeem zal functioneren tijdens langdurig krappe gasmarkten is nog onbekend.

In 2021 sloegen de gasmarkten om van ruim naar krap. Dit bracht een snelle stijging van de gasprijzen met zich mee tot niveaus die in het verleden nog nooit waren bereikt. Het leidde in Europa, waar gasopslagen een belangrijke rol spelen, tot een relatief lage vulgraad van deze gasopslagen. Verschillende structurele factoren speelden hierbij een rol: de groei van de vraag naar gas (met name in Azië), de vermindering van de stroom van nieuwe LNG fabrieken, de afnemende rol van kolen en nucleair en de afnemende gasproductie (met name in Europa). Daarnaast waren er meer tijdelijke factoren zoals een relatief koude 2020-2021 winter, een lage benuttingsgraad van LNG fabrieken en relatief lage windsnelheden in Europa. De belangrijkste additionele factor was echter de terughoudendheid van Rusland om meer gas naar Europa te exporteren in aanvulling op de afgesloten langetermijncontracten. Terwijl dat voor Gazprom waarschijnlijk ook een element van niet kunnen bevatte, was dat voor Rusland als geheel, naar onze inschatting, vooral een kwestie van niet willen.

Aan het begin van de winter 2021/2022 is het afwachten hoe gasprijzen en beschikbaarheid van gas zich verder zullen ontwikkelen. Op de korte termijn zal veel afhangen van de strengheid van de komende winter (niet alleen in Europa maar ook in Azië), de bereidheid van Rusland om meer gas te exporteren en de mate waarin de gasvraag omlaag gaat bij extreem hoge prijzen. Verder kan men komende winter weinig meer doen dan *damage control*.

Op de langere termijn zou de Nederlandse overheid echter een aantal maatregelen moeten nemen om de levering van gas de komende jaren meer zeker te stellen. Ten eerste, is het aan te raden de bestaande commerciële gasopslagen (Norg, Grijpskerk en Bergermeer) in stand te houden (hetzij in Nederlands, hetzij in Europese Unie (EU) verband), zo mogelijk de capaciteit uit te breiden, en net als in een aantal andere Europese landen als Frankrijk en Polen ervoor zorg te dragen dat deze goed zijn gevuld aan het begin van de winter. Dat geldt niet alleen voor laagcalorische opslag, waarvoor een zekere regeling is getroffen, maar ook voor hoogcalorische opslag. Met name de vulgraad van de hoogcalorische Bergermeer opslag is aan het begin van de winter 2021/2022 met ruim 20% ongekend laag. Ten tweede is het raadzaam dat er voor de Nederlandse gasvoorziening ook langetermijncontracten worden afgesloten. Al onze buurlanden hebben, voor enige tientallen procenten van de gasconsumptie, dergelijke contracten lopen tot tenminste 2030.

Ten derde: houd de productie uit kleine velden in stand; uit het oogpunt van financiën, leveringszekerheid en klimaat. Het verminderen van de gasproductie, in landen waar deze productie een lage carbon footprint heeft, is

contraproductief als dit resulteert in de import van gas met een veel hogere *carbon footprint*, zoals dat bijvoorbeeld voor Russisch gas het geval is. Hogere prijzen voor gas mogen de gasvraag dan verminderen, het is beter deze hoge prijzen te bewerkstelligen door een vorm van CO_2 beprijzing, waarbij het geld ook in Nederland blijft, dan dit te bereiken door een gebrek aan investeringen in gas in de westerse wereld en een vergroting van de invloed op de gasprijs van een land als Rusland.

Naast deze maatregelen aan de aanbodkant geldt natuurlijk onverminderd: maak vaart met het verminderen van de gasvraag. Daarbij bieden betere isolatie en een grootschalige invoering van hybride warmtepompen meer uitzicht op een snelle vermindering van de gasvraag dan een volledig gasloos maken van een beperkt (gezien de hoge kosten) aantal bestaande huizen.

De huidige krapte op de gasmarkten en het feit dat krapte ook in de toekomst niet zal kunnen worden uitgesloten, maakt het vooralsnog onverantwoord kolencentrales, de nucleaire centrale in Borssele en het Groningen veld te sluiten.

Inleiding

Nederland als aardgasimportland. Het Nederlandse aardgassysteem was een relatief simpel systeem, met het Groningen gasveld als fundament. De kleine velden speelden daarbij een aanvullende rol.[1] Die essentiële rol van Groningen gas was gerelateerd aan twee eigenschappen: de enorme grootte van het veld, met totale initiële reserves van ongeveer 2900 miljard kubieke meter (kuub) behoort het tot de grootste gasvelden ter wereld, en de hoge productiecapaciteit. Met een maximum capaciteit van ongeveer 0.5 miljard kuub per dag [2] was het veld in staat om aan een substantieel deel van de gasvraag in Noordwest Europa te voldoen op een koude winterdag.

Van een simpel systeem, "Groningen lost alles op", gaan we nu naar een meer gecompliceerd systeem waarin de import van gas per pijpleiding uit diverse landen (met name Rusland), de import van vloeibaar gas (LNG), de conversie van dit geïmporteerde gas tot gas van Groningen specificaties (laagcalorisch) en gasopslagen (om aan de grotere vraag in de winter te voldoen) allen van essentieel belang zijn. Over sommige elementen, zoals bijvoorbeeld conversiecapaciteit, heeft Nederland de controle. Voor de beschikbaarheid van geïmporteerd gas, tegen enigszins acceptabele prijzen, is dat echter niet het geval. Ons hele energiesysteem wordt met de energietransitie meer divers en complex. Dat geldt ook voor ons aardgassysteem in de komende decennia, de nadagen van het fossiele tijdperk.

Ondertussen is er in Nederland nog wel een hoge mate van afhankelijkheid van aardgas, die historisch gegroeid is. Verwarming in de gebouwde omgeving vindt grotendeels met aardgas plaats; daarnaast verbruikt men in de industrie en in de tuinbouw relatief veel aardgas. Het aandeel van aardgas in het Nederlandse energieverbruik ligt op ongeveer 44%. Mooier was geweest als de afbouw van de gasproductie en de opbouw van een *zero carbon* energiesysteem naadloos op elkaar hadden aangesloten. Het heeft niet zo mogen zijn; tussen de twee ligt een gapend gat (zie ook figuur 1). De energietransitie kwam te laat, of zo men wil, de sluiting van Groningen te vroeg.

Met de snelle daling van de Nederlandse gasproductie is Nederland een aardgas importland geworden; veel sneller dan men in het verleden verwachtte.[3] Daarbij is het zinvoller te kijken naar de Europese gasmarkt als geheel, waar Nederland deel van uit maakt, dan naar een enkel land.[4] De export van Russisch pijpleidinggas naar Europa nam tussen 2014 en 2019 toe van ongeveer 140 naar 200 miljard kuub per jaar. Die stijging was vergelijkbaar met de daling van de Nederlandse gasproductie in diezelfde periode. Terwijl de hoeveelheid Russisch gas die per pijpleiding naar Nederland komt relatief beperkt is, is er in een land als Duitsland wel veel Nederlands gas vervangen door Russisch gas. Gas stond in NW Europa voor Groningen; het is steeds meer voor Rusland gaan staan. Met een marktaandeel dat gegroeid is tot 39% (2019, voor de coronacrisis) is het niet overdreven te stellen dat Russisch gas nu het meest essentiële element is van de Europese gasvoorziening.

Met de snelle transitie naar een gasimportland heeft Nederland de levering van gas niet meer geheel in eigen hand en is leveringszekerheid niet meer de vanzelfsprekendheid die het vroeger was (mits men de technische zaken als transportcapaciteit maar op orde had).

[1] In fysieke zin was het lange tijd andersom en werd aan de kleine velden voorrang gegeven om door het jaar heen te kunnen produceren terwijl Groningen vooral aan de grote wintervraag voldeed. De grote rol die het Nederlandse gasgebouw gespeeld heeft was echter vooral gebaseerd op het Groningen veld.
[2] Deze maximum capaciteit werd bereikt na het voltooien van alle productie clusters eind jaren 70 van de vorige eeuw. De verlaging van de maximale productie in de daarop volgende decennia, door de vermindering van de reservoir druk, werd gecompenseerd door het in gebruik nemen van de Norg en Grijpskerk ondergrondse gasopslagen.
[3] In het in 2017 door TNO en HCSS gepubliceerde *white paper* (Van exporteur naar importeur, de verander(en)de rol van aardgas in Nederland) werden 4 scenario's geschetst waarin Nederland een netto importland van gas werd tussen 2021 en 2029. Het ontving hiervoor veel kritiek als zijnde de pessimistisch. Uiteindelijk bleek Nederland reeds in 2018 een netto importland te zijn geworden.
[4] Een enkel land kan, met name om logistieke redenen, relatief veel gas importeren uit bv Noorwegen, Algerije of Rusland. Maar het gaat uiteindelijk, met een ruime intra-Europese pijpleidingcapaciteit, om de Europese markt.

Figuur 1: Nederlandse productie en consumptie van energie. Na 2020 zijn er substantiële onzekerheden; hier wordt een relatief snelle groei van *zero/low carbon* energie aangenomen en een daling van de totale energieconsumptie (een gelijkblijvende of licht stijgende consumptie is ook een reëel scenario). Zelfs voor dit optimistische scenario is er een groot gat tussen de recente snelle daling van de energieproductie (meer specifiek: aardgasproductie) en de geleidelijke toename van nieuwe *zero/low carbon* energiebronnen. Wij moeten komende decennia van een nu sterk importafhankelijk aardgasland omschakelen naar een land met een duurzame energievoorziening. In die tussenfase moet in ieder geval de leveringszekerheid, en liefst ook nog enigszins acceptabele gasprijzen, behouden blijven. Bron: EBN (via Expronews).

Leveringszekerheid. Leveringszekerheid van aardgas speelt op verschillende tijdschalen: de korte termijn (weken; gerelateerd aan koude periodes tijdens de winter), de middellange termijn (seizoenen) en de lange termijn (jaren, decennia met een verhoogd risico, bv voor de beschikbaarheid van geïmporteerd gas). Er kan onderscheid gemaakt worden tussen infrastructuur (fysieke transport- en conversiecapaciteit) en beschikbaarheid (productiecapaciteit, beschikbaarheid van gas op krappe of ruime LNG markten). Qua beschikbaarheid kan gas weliswaar fysiek beschikbaar blijven maar mogelijk slechts tegen extreem hoge prijzen. Bij schaarste aan gas zullen de prijzen stijgen. Indien die stijging niet tot genoeg vraagvermindering leidt kunnen prijzen tot extreme hoogte stijgen; het voorportaal voor fysieke tekorten.

De gaswet bevat wel bepalingen aangaande de capaciteit van het transport- en distributienet bij extreme kou maar niet over de beschikbaarheid van gas. Dat laatste is een overblijfsel uit de tijd dat de Nederlandse productiecapaciteit van gas dat toch wel waarborgde. Gasunie stelt in het 2021 halfjaarbericht: “Onze huidige inschatting is dat er in de toekomst voldoende infrastructuur is, maar de verantwoordelijkheid om voor voldoende gas voor de levering aan Nederlandse afnemers te zorgen rust op de marktpartijen op de Nederlandse gasmarkt”.

Reeds eerder, in het 2017 Netwerk Ontwikkelingsplan van Gasunie Transport Services (GTS) vindt men: *“although GTS can assure the ability of shippers to deliver gas to their customers through the infrastructure, and proposes to invest to enable shippers to have a wide choice of supply sources, GTS is not in a position to assess whether in aggregate the shippers will always be able to obtain sufficient gas to assure the gas supply itself.* ***That is a matter of the market, and will depend on global market conditions that are outside GTS control.****”*

Dat Nederland (en in mindere mate de ons omringende landen) ook een laagcalorisch (Groningen kwaliteit) gas netwerk heeft is een complicerende factor. Wij moeten én de gasimport van hoogcalorisch gas én de conversiecapaciteit naar laagcalorisch gas (én daarnaast de opslag van zowel laagcalorisch als hoogcalorisch gas), op orde hebben. Bij dat laatste gaat het niet alleen om de binnenlandse vraag maar ook om het voldoen aan de bestaande export contracten (2020: 17 miljard kuub naar Duitsland; 9 miljard kuub naar België en Frankrijk) die pas in 2030 volledig zijn afgebouwd.[5]

Het afgelopen decennium had de problematiek in Groningen de volle aandacht van de Nederlandse politiek. Tegenwoordig is dat het geval voor de, hoog noodzakelijke, energietransitie. De aandacht voor de beschikbaarheid van gas, verantwoordelijk voor meer dan 40% van onze energievoorziening en essentieel voor de levering van elektriciteit en warmte, is echter klein gebleven. Veelal hoorde men binnen de gaswereld de verzuchting dat dit slechts na een crisissituatie zou veranderen. De Mijnraad en Clingendael hebben regelmatig zorgen geuit over leveringszekerheid. Gasunie en Gasterra geven al geruime tijd aan dat voor de beschikbaarheid van voldoende import gas in het systeem het het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) is die de regie op zich zal moeten nemen. EZK vertrouwt vooralsnog vooral op marktwerking.

Elementen van ons nieuwe aardgassysteem

Nederlandse gasproductie. De productie uit kleine velden is het laatste decennium in snel tempo afgenomen. In een eerder artikel van het *The Hague Centre for Strategic Studies* (HCSS) hebben we de achtergrond van deze snelle afname geschetst en aangegeven waarom, naar onze inschatting, de voorspellingen van het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) voor de Nederlandse gasproductie in 2030 te optimistisch waren. Inmiddels heeft het PBL, in de 2020 Klimaat- en Energieverkenning de verwachting voor 2030 naar beneden bijgesteld tot ongeveer 5 miljard kuub. De productie uit deze kleine velden is relatief constant door het jaar heen en bevindt zich continu op (vrijwel) het maximaal mogelijke niveau. Zij zijn niet in staat meer te produceren tijdens periodes van grote vraag en/of hoge prijzen.

Wij zien geen redenen om onze eerdere inschatting, van een Nederlandse kleine velden productie van rond de 5 miljard kuub per jaar in 2030 (zie ook figuur 2), aan te passen. De mix van de grotere inspanning die nodig is om nog tot succesvolle exploratie te komen en het relatief slechte Nederlandse investeringsklimaat is blijvend.

Producenten die actief blijven in het grotere Noordzee gebied zijn eerder geneigd zich te focussen op het Verenigd Koninkrijk of Noorwegen dan Nederland. Een relatief hoge belastingdruk en langdurige en moeizame procedures worden hierbij vaak als reden genoemd. Het in 2017 gevonden N05-A veld in de Noordzee zal pas rond 2024 in productie komen. Een dergelijke tijdsduur van 7 jaar is ongeveer 2 keer zo lang als de tijdsduur die dit in de zuidelijke Noordzee aan de Engelse kant zou kosten. Veel van de Nederlandse offshore gasproductie staat op dit moment in de (stille) verkoop. Het gevaar bestaat dat op een gegeven moment een beperkte hoeveelheid velden niet langer de operationele productiekosten van pijpleidingen en productiesystemen kan dragen.

[5] Wij gaan ervan uit dat het prijsrisico voor de import van hoog calorisch gas, benodigd voor de export van laagcalorisch gas, volledig is afgedekt.

Figuur 2: Prognose (laag, midden, hoog) voor de Nederlandse gasproductie uit kleine velden (*Bron: HCSS rapport "The deteriorating outlook for Dutch small natural gas fields")*.

De reguliere Groningen productie zal na het gasjaar 2021-2022 (dat loopt tot 1 oktober 2022) stoppen. Al enige tijd lopen discussies tussen EZK en operator Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM) over het beschikbaar houden van een aantal productieclusters binnen het Groningen veld om tijdens een koude winterperiode te kunnen bijspringen. Een dergelijke *stand-by* functie brengt een jaarlijkse productie van rond de 1.5 of 2 miljard kuub met zich mee (gezien de tijd die nodig is voor het opstarten na een totale productiestop). Uiteindelijk zal dit mogelijk deel uitmaken van een meer veelomvattend akkoord tussen NAM en Staat dat zowel een stand-by functie voor Groningen, de ombouw naar laagcalorisch gas voor de gasopslag in Grijpskerk (een aanvraag daartoe is nog niet ingediend) als een minimale vulgraad voor de gasopslagen in Norg en Grijpskerk zou kunnen bevatten.[6]

De huidige discussies betreffen alleen een eventueel bijspringen van Groningen tijdens extreme kou; het is niet denkbeeldig dat er ook een discussie zal komen over een bijspringen tijdens andersoortige crisissituaties (een tekort aan import gas en/of extreme gasprijzen).

Import uit Rusland. Sinds de aanleg in de jaren 70 van de vorige eeuw van het pijpleidingsysteem dat de grote gasvelden in West Siberië met Europa verbindt is Rusland de belangrijkste bron van geïmporteerd gas in Europa. Tussen 2014 en 2019 nam de export per pijpleiding door Gazprom toe van ongeveer 140 miljard kuub tot dicht bij de 200 miljard kuub. De toename van de export was gerelateerd aan de afname van de Europese gasproductie[7] en een zekere mate van vervanging van kolen door gas in een tijd van dalende gasprijzen (en stijgende CO_2 prijzen). In 2019 was Russisch gas (inclusief een klein maar snel groeiend aandeel Russisch LNG) verantwoordelijk voor 39% van de EU gasconsumptie.

Voor de export van gas zijn voor Rusland niet de gasreserves de limiterende factor maar de transportcapaciteit om gas (per pijpleiding of via LNG transport) naar buitenlandse markten te vervoeren.[8] Ruslands energiestrategie

[6] Het enthousiasme van NAM voor de *stand-by* functie lijkt klein; gezien de lage opbrengsten en de financiële consequenties op het gebied van schades en versterking die dit met zich meebrengt. De Staat heeft echter de mogelijkheid een bepaald Groningen productieniveau voor te schrijven (al zal dit mogelijkerwijs kunnen leiden tot juridische procedures aangaande de hogere kosten van schades en versterking). Voor de gasopslagen speelt dat het nu niet geproduceerde kussengas een significante waarde heeft. Gezien het grote belang voor Nederland zijn Staat en NAM er wel haast toe gedwongen hier gezamenlijk uit te komen in een regeling die zowel recht doet aan het grote belang van gasopslagen en de *stand-by* functie van Groningen voor de leveringszekerheid als de zorgen van NAM over stijgende kosten van versterking en schades in Groningen.

[7] In deze tijd nam de Nederlandse gasproductie met ongeveer 60 miljard kuub per jaar af; een daling die voor 2/3 op het conto van Goningen kwam en voor 1/3 op het conto van de kleine velden.

[8] Gazproms productiecapaciteit kan tijdelijk een limiterende factor zijn; iets wat valt op te lossen door het boren van additionele putten of het aankopen van gas van andere Russische producenten. Dat laatste vereist waarschijnlijk een aanwijzing hiertoe van Poetin.

voorziet een toename van de gasproductie met ongeveer 30% in het jaar 2035. Een groot deel van deze nieuwe productie is bestemd voor de export. Daarbij zal het aandeel van de export naar Azië (met name China) en het aandeel LNG (bestemd voor een wereldwijde markt) toenemen en het aandeel export via pijpleiding naar Europa afnemen. De export naar China vindt plaats vanuit velden in Centraal en Oost Siberië die niet per pijpleiding zijn verbonden met de velden in West Siberië die naar Europa exporteren. Voor Europa speelt ook dat het naar Europa geëxporteerde gas geleidelijk aan steeds minder uit de velden in West Siberië zal komen en steeds meer uit het Jamal gebied in Noord Siberië (iets dat investeringen van Gazprom in productie, verwerking en transportcapaciteit in dit gebied vereist).

Over de laatste 10 jaar waren olie en gas verantwoordelijk voor 40 tot 50% van het Russische staatsbudget en ongeveer 60 tot 70% van de export inkomsten. Gezien het grote commerciële belang van olie en gas en de geopolitieke invloed die met name gas aan Rusland geeft, is gas voor Rusland "*chefsache*" en zijn geopolitieke en commerciële belangen onlosmakelijk met elkaar verbonden.

Met Nord Stream 2 zal de totale jaarlijkse transportcapaciteit per pijpleiding van Rusland naar Europa toenemen van ongeveer 230 tot ruim 280 miljard kuub (zie ook figuur 3). Alhoewel het niet volledig valt uit te sluiten is het onwaarschijnlijk dat een toename van de capaciteit tot boven de huidige 230 miljard kuub nodig zal zijn. De voornaamste reden voor de bouw van Nord Stream 2 is dan ook het omzeilen van Oekraïne. Op zich is de irritatie van Gazprom (en Poetin) over de hoge tarieven voor het transport door Oekraïne begrijpelijk (per km en eenheid gas waren die een aantal keren hoger dan die in Rusland zelf) maar in een puur commerciële wereld had Gazprom dat geaccepteerd en was Nord Stream 2 waarschijnlijk niet aangelegd.

Nord Stream 2 is in september 2021, met een kleine 2 jaar vertraging ten gevolge van de door Trump opgelegde sancties, door Gazprom technisch voltooid. Voor de EU verandert er niet zoveel: men was, is en zal van Russisch gas afhankelijk zijn (en dit staat los van Nord Stream 2). Het is een afhankelijkheid die twee kanten op werkt: ook Rusland heeft voor het leeuwendeel van het naar Europa geëxporteerde gas geen alternatief als afnemer. De Europese afhankelijkheid van Rusland als leverancier doet zich vooral voelen tijdens wereldwijd krappe gasmarkten; de Russische afhankelijkheid van Europa als verreweg grootste afnemer doet zich vooral voelen tijdens ruime gasmarkten.

Voor Oekraïne betekent Nord Stream 2 wel een grote verandering: het verlies van een verdienmodel (met inkomsten van ongeveer 2 miljard dollar per jaar) en een vermindering van de leveringszekerheid van gas. Het is dan ook begrijpelijk dat de nieuwe Biden administratie het verzet tegen de rol van Nord Stream 2 in de Europese energievoorziening laat varen, dat verder aan de EU zelf overlaat en zich, met Duitsland, concentreert op het steunen van de gasleveringszekerheid voor Oekraïne en de energietransitie in het algemeen.

Tot nu toe, in 2021, heeft Gazprom nog geen extra capaciteit geboekt boven de vaste 40 miljard kuub per jaar die het tot 2024 heeft vastgelegd voor transport door Oekraïne. Het is een van de belangrijkste oorzaken van de sterke stijging van de TTF gasprijs in 2021. Financieel is het voor Gazprom nu voordelig de export niet te verhogen. In tegenstelling tot vroeger is slechts een klein gedeelte (13% volgens Gazproms recente strategie presentatie) gelinkt aan de prijs van olie en is het merendeel gelinkt aan gas hub prijzen zoals TTF (56% *day ahead of front month*; 31% *forward prices* van een kwartaal tot jaar). Tevens houdt het hiermee de druk op de ketel om, als Nord Stream 2 gas deze winter beschikbaar komt, de komst van dit gas niet te zeer te bemoeilijken. De *Bundesnetzagentur* (de Duitse regulator) heeft aangegeven uiterlijk 8 januari 2022 met een beslissing te komen die dan wordt doorgestuurd naar de Europese Commissie.

Het is onduidelijk hoe hard het Poetin regime dit in de toekomst zal gaan spelen. In het verleden is gas weliswaar als geopolitiek wapen gebruikt maar was er ook een zekere terughoudendheid; ingegeven door de noodzaak gezien te worden als een betrouwbare langetermijnleverancier van gas. Maar wat als de EU, met de voorgestelde EU *Green Deal*, nu zo snel mogelijk het verbruik van aardgas probeert te verminderen? Wat als er geen langetermijntoekomst

voor gas meer is in Europa? In dit geval verliest het imago van een betrouwbare langetermijngasleverancier aan waarde. De verleiding kan dan ontstaan om deze tijdelijke machtspositie (de EU verbruikt nog veel gas en produceert zelf weinig meer; internationale olie- en gasbedrijven als Shell wordt het moeilijker gemaakt om nog te investeren in nieuwe gasproductie of LNG), zoveel mogelijk uit te buiten.

Naast pijpleiding import uit Rusland wordt er ook per pijpleiding gas geïmporteerd in de EU uit Noorwegen, Algerije en Azerbeidzjan. De volumes uit Noorwegen zijn, met ruim 100 miljard kuub per jaar, het grootst. Verreweg het grootste deel van de Noorse gasproductie wordt naar Europa geëxporteerd. De productie, en daarmee de export naar Europa, bevindt zich op een plateau. Naar verwachting zal hier rond 2025 een dalende trend inzetten. Additionele import in Europa zal of per pijpleiding uit Rusland moeten komen of per LNG moeten worden geïmporteerd.

Figuur 3: Pijpleidingen en pijpleidingcapaciteit (in miljard kuub/jaar; Bron: Gazprom). Gerealiseerd jaarlijks transport kan boven de ontwerpcapaciteit liggen (2019 Nordstream: 58.5 miljard kuub; 2019 Yamal-Europe: 33.7 miljard kuub). Schattingen voor de capaciteit voor het systeem door Ukraine variëren van 120 (ENTSOG) tot 132 (IEA) miljard kuub per jaar. Deze capaciteit kan mogelijk niet meer volledig worden bereikt.

Import van LNG. De totale LNG import capaciteit van de EU (plus het Verenigd Koninkrijk) is ruim 200 miljard kuub per jaar. Voor Nederland heeft de *Gas Access to Europe* (GATE) terminal bij Rotterdam een jaarlijkse capaciteit van 12 miljard kuub. Lange tijd is de gemiddelde benuttingsgraad van Europese LNG terminals relatief laag geweest; tussen 2010 en 2015 schommelde deze rond de 20%.

Europese landen zijn bereid geweest een lage benuttingsgraad te accepteren wegens het grote belang van het bestaan van deze capaciteit voor de leveringszekerheid. De aanwezigheid van deze capaciteit wordt gezien als noodzakelijk om de afhankelijkheid van Rusland, en het vermogen van Rusland om de gasprijs omhoog te stuwen, te verminderen. Dat werkt – met name gedurende ruime gasmarkten. Een beperkende factor hier is dat de grote import capaciteit van LNG terminals wel flexibiliteit kan geven maar dat de productie van LNG zelf niet bijzonder flexibel is. De kosten van LNG fabrieken zijn dermate hoog dat na de bouw deze fabrieken over het algemeen continu op een relatief hoge capaciteit moeten blijven doordraaien om de hoge investeringen eruit te krijgen. Dat beperkt de flexibiliteit; de productie van schaliegas in de Verenigde Staten kan zo nodig relatief snel worden opgeschroefd; de bouw van een nieuwe LNG fabriek vereist ongeveer 5 jaar.

Na 2015 is de Europese LNG import geleidelijk gaan stijgen; een stijging die in een stroomversnelling raakte in 2019 toen de totale LNG import steeg naar ongeveer 100 miljard kuub. Sinds begin 2019 wordt een groot deel van de capaciteit van de GATE terminal benut (lange tijd was dit slechts ongeveer 10%). Tot 2018 werd de grotere Europese

behoefte aan de import van gas vooral opgevangen door een grotere import uit Rusland; in 2019 gebeurde dit echter door een toename van de import van LNG.[9] Hierbij speelde de snel toenemende LNG exportcapaciteit van VS schaliegas een grote rol.

De limiterende factor voor LNG import in Europa is niet zozeer de importcapaciteit als wel de beschikbaarheid van LNG op de wereldwijde LNG markt. Daarin vond recent een omslag plaats. Rond 2010 werd er een groot aantal nieuwe LNG projecten opgezet.[10] Het leidde tot een stroom aan nieuwe LNG fabrieken die tussen 2014 en 2020 begonnen te produceren. In eerste instantie vooral in Australië (nabij de in die tijd zeer winstgevende Aziatische LNG markt); later vooral aan de Gulf Coast in de VS (relatief lage bouwkosten en op beperkte afstand van de grote schaliegasgebieden in de VS). Die stroom van nieuwe projecten is nu, in ieder geval tijdelijk, afgezwakt.

In combinatie met de groeiende Aziatische vraag en de Russische terughoudendheid om de export naar Europa in 2021 weer snel op te schroeven[11] heeft dat ervoor gezorgd dat LNG markten niet langer relatief ruim zijn maar relatief krap zijn geworden. Europa dient nu op prijs te concurreren met Azië; de lage LNG importen in 2021 en lage vulgraad van de Europese gasopslagen geven aan dat, ondanks een record TTF Europese gasprijs, deze prijs vooralsnog niet hoog genoeg is om voldoende LNG naar Europa te halen. Hoe LNG markten zich de komende jaren zullen ontwikkelen is onzeker maar het is goed mogelijk dat deze tot 2025, als naar verwachting de grote uitbreiding van Qatar ('s werelds grootste LNG producent) voltooid zal zijn, eerder krap dan ruim zullen zijn.

De afnemende rol van kolen en nucleair. Lange tijd functioneerden kolen en gas als twee communicerende vaten bij de stroomproductie in Noordwest Europa. Voor beiden was er overcapaciteit. In veel landen namen zij tezamen het leeuwendeel van de productie voor hun rekening. In tijden van hoge gasprijzen groeide het aandeel van kolen en verschafte het daarmee een zacht plafond voor de gasprijs. Deze rol van kolen, en de grote importcapaciteit voor LNG, maakte het mogelijk dat Europa lange tijd op de wereldwijde LNG markt als "*swing consumer*" functioneerde.

De rol van kolen wordt nu, naarmate de energietransitie verder vordert, geleidelijk aan steeds kleiner. Politieke maatregelen spelen hier mee maar ook de stijgende prijs van emissierechten voor de uitstoot van broeikasgassen (gerelateerd aan het dalende aantal emissierechten) speelt hier een belangrijke rol. Dat heeft tot gevolg dat kolen steeds minder goed in staat is het stokje van gas over te nemen in tijden van relatief hoge gasprijzen en daarmee een dempende werking op de gasprijzen uit te oefenen.

Landen in Europa zonder een groot potentieel voor waterkracht schakelen nu veelal over op een stroomproductie uit zon/wind die aangevuld wordt door een vrij regelbare productie die in de praktijk steeds meer uit gas bestaat. Terwijl bestaande kerncentrales worden gesloten,[12] is een revival van nucleair onzeker. Als deze er al van komt zal dat niet voor 2035 zijn. Met de afnemende rol van kolen en nucleair wordt de rol van gas steeds belangrijker. Als aanvulling op een stijgend aandeel zon en wind moet gas het steeds meer in zijn eentje opknappen – in een tijd waarin Europa nog slechts in zeer beperkte mate zelf gas produceert.

Vanuit een oogpunt van leveringszekerheid is het onverantwoord bestaande kolen en kerncentrales te sluiten zolang de leveringszekerheid van gas niet beter gewaarborgd is. Desondanks het lijkt wel, in meer of mindere mate, eerder vroeger dan later, te gaan gebeuren.

[9] Wij leggen in dit artikel de nadruk op de langetermijnontwikkelingen en minder op de tijdelijke, aan de COVID-19 crisis gerelateerde, ontwikkelingen in 2020.
[10] Het was in deze tijd dat de IEA het befaamde "*Are we entering a golden age of gas?*" rapport publiceerde; een rapport dat de *Zeitgeist* op de gasmarkten indertijd perfect verwoordde.
[11] Zonder deze Russische terughoudendheid had de omslag naar krappere LNG markten mogelijk pas later plaats gevonden.
[12] Dit speelt met name in België en Duitsland. Het is iets waarbij zowel politieke factoren (het draagvlak voor kernenergie blijft, hoewel enige verbetering plaats vindt, relatief beperkt) als technisch/commerciële factoren (voor kerncentrales die aan het eind van de geplande levensduur komen wordt een upgrade door operators onder de huidige omstandigheden vaak niet meer als commercieel aantrekkelijk gezien)

Gasopslagen. Met het wegvallen van de productie, en flexibiliteit, van het Groningen veld is het belang van gasopslagen toegenomen. Binnen de EU is er bijna 120 miljard kuub aan opslagcapaciteit die, meer dan vroeger, essentieel is voor de leveringszekerheid in de winter. Ruim 10% van de Europese capaciteit bevindt zich in Nederland (een vergelijkbaar percentage als het Nederlandse aandeel in de EU gasconsumptie), te weten in Norg (6 miljard kuub, laagcalorisch, operator NAM), Grijpskerk (2 miljard kuub, hoogcalorisch, operator NAM) en Bergermeer (4 miljard kuub, hoogcalorisch, operator TAQA). Bergermeer wordt, in tegenstelling tot Norg en Grijpskerk, vooral gebruikt voor de internationale gashandel. Gazprom, dat deze opslag ooit voorzag van het kussengas, heeft hier ruim 40% van de capaciteit.

Het verdienmodel van gasopslagen is in de meeste landen, en ook in Nederland, echter niet het verschaffen van leveringszekerheid maar het verschil dat er gemiddeld bestaat tussen de gasprijs in de winter en de zomer. Dat was de laatste jaren een wankel verdienmodel. De grootste gasopslag in het Verenigd Koninkrijk (Rough) werd in 2017 gesloten vanwege de beperkte verdiensten en omdat een dure upgrade en verlenging van de levensduur commercieel niet aantrekkelijk werden geacht door de operator. Ook voor de gasopslag in Grijpskerk is sluiting om economische redenen een reële optie geweest.

Een aantal landen (Frankrijk, Italië, Polen) heeft regelgeving ingevoerd die er voor zorgt dat gasopslagen in die landen aan het begin van de winter goed gevuld zijn.[13] Andere landen, waaronder Nederland en Duitsland, laten dit volledig aan de markt over. Het bestaan van een ruime opslagcapaciteit heeft Europa tot 2020 behoed van al te scherpe extremen in prijs, zoals die in Azië, waar de opslagcapaciteit veel lager ligt, wel een aantal keren hebben plaatsgevonden. Het vertrouwen in de markt om deze opslagen te vullen is echter wel een reden tot zorg, met name in tijden van relatief krappe gasmarkten.

Voor Nederland bleven in 2021 met name de hoogcalorische gasopslagen in Bergermeer en Grijpskerk op een relatief laag niveau (zie figuur 4). Voor Norg is recent een zekere regeling getroffen tussen EZK en NAM (en de NAM aandeelhouders) waarbij het uitgangspunt het eerder kunnen sluiten van het Groningen veld is en niet het verschaffen van leveringszekerheid. De exacte implicaties voor de vulgraad van Norg zijn onduidelijk maar het is wel de enige grotere Nederlandse gasopslag die op 1 oktober 2021 behoorlijk was gevuld.

Figuur 4: Vulgraad Nederlandse gasopslagen (Bron: Martien Visser (Gasunie / Hanzehogeschool). Norg (laagcalorisch) kent een veel hogere vulgraad dan de twee hoogcalorische opslagen (Bergermeer en Grijpskerk). De vulgraad van Bergermeer is uitzonderlijk laag.

[13] Ook al is er een Europese gasmarkt, het is aannemelijk dat het gas in deze opslagen, in geval van krapte, vooral aan consumenten uit deze landen zelf ten goede zal komen.

Conversiecapaciteit. Naast gasopslagen zijn ook stikstoffabrieken, die geïmporteerd of lokaal geproduceerd hoogcalorisch gas in laagcalorisch gas omzetten, een essentieel element van het nieuwe gas systeem. Het is een belangrijke factor bij de versnelde stillegging van de reguliere productie van het Groningen veld die mogelijk gemaakt wordt door:

- De bouw van nieuwe conversiecapaciteit (Zuidbroek II)
- Een hogere benutting van de bestaande conversiecapaciteit[14]
- De nog te realiseren omschakeling van Grijpskerk naar laagcalorisch gas
- De ombouw bij een aantal industriële verbruikers van laagcalorisch gas
- De versnelde ombouw in het buitenland van bestaande laagcalorisch gas netwerken

Als de Zuidbroek II stikstof fabriek voltooid is (planning April 2022) zal de reguliere productie van het Groningen veld kunnen stoppen. De uiteindelijke volledige stillegging van Groningen, zo geeft Gasunie aan, vereist dat aan een aantal condities aangaande de beschikbaarheid van hoogcalorisch gas en opslag (zowel qua volume als qua vermogen om snel gas aan de opslag te onttrekken), moet worden voldaan.

Langetermijncontracten. Een overzicht van langetermijncontracten die eind 2018 waren afgesloten door Nederland en een aantal andere Europese landen wordt gegeven in een rapport van IHSMarkit, een van de grootste en meest gerenommeerde consultancy bedrijven op het gebied van olie en gas (deze studie werd verricht in opdracht van Gasterra).[15] Op dat moment was het aandeel van de gasvraag dat door langetermijncontracten in 2023 was afgedekt vrijwel nul (ter vergelijking: België 36%, Duitsland 64%, Spanje 94%). Daarentegen is men in Nederland het komend decennium wel gecommitteerd aan het leveren van gas voor de export.

IHSMarkit stelde in dit rapport dat de vraag of er nieuwe langetermijncontracten moeten worden afgesloten voor de Nederlandse overheid de "*key energy question*" was en dat een beleid van volledig vertrouwen op de *spot* markten niet wenselijk was vanuit een oogpunt van leveringszekerheid, mede gezien de veranderende gasmarkten, de dalende Noordwest Europese gasproductie en de mogelijke veranderingen in Gazproms commerciële strategie die het bedrijf een veel grotere invloed op de TTF prijzen zou kunnen geven (iets waarvan men nu in 2021 moet concluderen dat dit daadwerkelijk heeft plaats gevonden). Om de leveringszekerheid, met name in het midden van de 2020er jaren, te kunnen garanderen achtte IHSMarkit het "*strongly advisable to have long term contracts in place*".

2021: Stijgende prijzen, een lage vulgraad van de gasvoorraden en zorgen over de leveringszekerheid

Het jaar 2021 zag, in ieder geval tot aan het schrijven van deze studie in september, een ongekend snelle stijging van de Europese gasprijzen (zie figuur 5). Er zijn vele factoren die op gasprijzen en gasmarkten van invloed zijn. Het laatste decennium, tot aan de winter 2020/2021, hadden factoren die leidden tot relatief ruime markten veelal de overhand:

- een licht dalende vraag naar gas in Europa.
- de *EU third party package* en de TTF gashandelsplaats, resulterend in een relatief open en transparante gasmarkt (maar niet resulterend in een grotere hoeveelheid beschikbaar gas)

[14] In hoeverre deze hogere inzet van de bestaande installaties (tot een niveau hoger dan verwacht bij het ontwerp) invloed heeft op de bedrijfszekerheid is onderwerp van discussie.
[15] Het is ons onduidelijk in hoeverre de situatie de afgelopen drie jaar is veranderd. Ook het ministerie van EZK gaf in een recent antwoord op kamervragen aan hier geen goed beeld van te hebben. Wij zijn ons niet bewust van enige nieuwe langetermijncontracten die in Nederland zijn afgesloten; de aanstaande opheffing van Gasterra in 2024 maakt dat ook weinig waarschijnlijk.

- de oplevering van veel nieuwe LNG fabrieken in de periode tussen 2014 en 2020 (met name in Australië en de VS).
- de nog steeds aanzienlijke rol van kolen in de stroomproductie. Zowel voor kolen als voor gas was er in Europa een overcapaciteit. De mogelijkheid om meer stroom met kolen te genereren betekende de facto een zacht plafond voor de gasprijzen.

Recent hebben een aantal ontwikkelingen die de andere kant opwerken, en leiden tot relatief krappe markten, de overhand gekregen:[16]

- de snel toenemende vraag naar gas in Azië, met name China. De snelle manier om iets te doen aan klimaatverandering en de ernstige milieuverontreiniging in grote steden is het vervangen van kolen door gas. Met de groeiende rol van LNG, dat over de hele wereld vervoerd kan worden, hebben dit soort ontwikkelingen aan de andere kant van de wereld meer invloed op de Europese gasmarkt.
- het verminderen van de stroom van nieuwe LNG fabrieken (na de val van de gasprijzen in 2014/2015 zijn er minder nieuwe projecten opgezet).
- de afnemende rol van kolen en nucleair in de Europese stroomvoorziening door stijgende CO_2 ETS prijzen (kolen) en politieke maatregelen (kolen én nucleair).
- de afnemende gasproductie in Noordwest-Europa, met name in Nederland. Op de lange duur lijkt een toenemende druk van investeerders te leiden tot lagere investeringen van westerse gasbedrijven in nieuwe productie en LNG fabrieken; voordat de vermindering van de gasconsumptie in dezelfde mate op gang is gekomen.

Daarnaast speelde een aantal meer incidentele factoren een belangrijke rol: relatief lage windsnelheden in Europa in de zomer van 2021; een relatief koud voorjaar en de lage wereldwijde benuttingsgraad van de LNG fabrieken (veel onderhoud dat voor 2020 gepland was is ten gevolge van COVID-19 uitgesteld naar 2021).

De krapte op de gasmarkten en de sterke stijging van de gasprijzen zorgde ervoor dat de Europese gasopslagen in 2021 slechts langzaam gevuld werden. De vulgraad van de Nederlandse gasopslagen was met 55% (26 september 2021, data van AGSI), ongekend laag voor de tijd van het jaar. Voor Europa als geheel was dit 73%.
De hierboven beschreven ontwikkelingen van de laatste jaren hebben de invloed van Gazprom op de gasmarkten in Europa doen toenemen. Dat de prijzen op dit moment tot een recordhoogte zijn gestegen ligt ook aan de strategie van Gazprom in 2021 die, net zoals OPEC dat doet op de wereldwijde oliemarkten, op de Europese gasmarkt net iets minder levert dan waar de markt om vraagt.

Let wel: Gazprom voldoet aan alle langetermijncontracten die het heeft afgesloten. Maar het kiest ervoor niet meer volumes te leveren voor de spot markten (en meer pijpleiding capaciteit in Oekraïne te boeken, die wel beschikbaar is, om dit additionele gas te kunnen leveren).

Daarvoor dienen een aantal redenen zich aan:

- een financiële. Ook de langetermijncontracten (qua volumes) zijn nu vooral gerelateerd aan de TTF prijzen (spot of slechts een beperkte tijd, maanden i.p.v. jaren, vooruit. Blijkens de laatste Gazprom strategie presentatie verkoopt Gazprom nog slechts nauwelijks gas dat qua prijs olie-geïndexeerd is ("*56 per cent of Gazprom's export sales are linked to day-ahead or front-month hub prices, a further 31 per cent were linked to forward prices (quarter, season, and year), and just 13 per cent linked to the price of oil*").
- een strategische. De huidige situatie maakt het voor Europa uitermate lastig om gas, dat via de nu voltooide Nord Stream 2 leidingen naar Europa zou kunnen komen, gedurende de winter 2021/2022 te weigeren. Voor Gazprom en Poetin is de ingebruikname van Nord Stream 2 van groot belang.

[16] Zie voor een meer gedetailleerde discussie de recente publicatie van OIES (Oxford Institute of Energy Studies): "*Why are gas prices so high*".

- een technische. In de zomer van 2021 lijkt het dat de capaciteit van Gazprom om meer gas, uit eigen productie, naar Europa te exporteren beperkt is. Naast incidentele oorzaken, zoals een brand in een processing fabriek in Urengoy, speelt hier mogelijk dat, met het uitstel van de ingebruikname van Nord Stream 2, investeringen in additionele productie en binnenlandse transport capaciteit in 2020 en 2021 meer gericht zijn geweest op het opvoeren van de export naar China en naar Turkije (ten koste van investeringen in additionele productie, verwerking en binnenlandse transportcapaciteit in het Jamal gebied, dat voor Europa een steeds grotere rol zal gaan spelen door de afname van de productie in West Siberië).[17]

Naar onze inschatting is het voor Rusland als geheel wel mogelijk om aan de Europese vraag te voldoen (of in ieder geval om meer te leveren dan het in 2021 tot september gedaan heeft; in lijn met een persbericht met een dergelijke strekking van het IEA). Het kan echter vereisen dat Gazprom óf gas inkoopt bij andere producenten óf een bedrijf als Rosneft toegang geeft tot een zekere exportcapaciteit. Begrijpelijkerwijs zijn andere gasproducenten, die hun gas op de lokale markt tegen een lage, gereguleerde prijs verkopen, hier enthousiaster over dan Gazprom, dat niet het monopoly op de export van gas per pijpleiding zal willen opgeven. Het is aan Poetin om hierover uiteindelijk, mogelijk pas na de ingebruikname van Nord Stream 2, een knoop door te hakken.

Figuur 5: *Front month* TTF gasprijs (laatste datapunt: 27-9-2021). Inmiddels zijn, eind september, de prijzen doorgestegen tot boven de $30/MMBTU; corresponderend met bijna €100/MWh.

Leveringszekerheid en prijsniveau van gas verdienen meer aandacht

De afgelopen jaren hebben wij een aantal studies gepubliceerd over aardgas in Nederland. In 2017 was er de TNO/HCSS studie die aangaf dat Nederland veel sneller dan verwacht een aardgasimportland zou kunnen worden. In 2020 publiceerden we een HCSS studie waarin gesteld werd dat de productie uit kleine velden sneller dan verwacht zal verminderen. Deze studie, waarin wij stellen dat de leveringszekerheid van gas geen gegeven meer is, en meer aandacht vereist van de Nederlandse bestuurlijke en politieke wereld[18], is een logisch vervolg in deze serie.

Wij gaan van een simpel systeem (Groningen productie lost alles op, zowel qua volumes door het jaar heen als qua flexibiliteit) naar een meer complex systeem waarin meerdere elementen (import van gas per pijpleiding, LNG import,

[17] In deze hele discussie is het ook raadzaam de kant eens een keer van de Russische zijde te bezien en in ieder geval een zeker begrip te tonen voor een aantal van hun frustraties. De Amerikaanse sancties tegen Nord Stream 2 hebben tot grote vertraging en kostenverhogingen geleid, de pijpleiding tarieven in Oekraïne zijn inderdaad uitermate hoog en de regulering betreffende Nord Stream 2 werd tijdens de bouw van Nord Stream 2 veranderd.
[18] Iets dat ook al langere tijd wordt aangegeven door verschillende stakeholders in de Nederlandse gaswereld (Gasunie, Gasterra, Mijnraad, Clingendael, etc).

conversiecapaciteit, gasopslagen) een kritische rol spelen. Sommige van die elementen hebben we in de hand, andere niet. Wij zien als grootste risico het vertrouwen in de markt, dat op de *spot* markten altijd gas beschikbaar zal zijn. Nu wereldwijde gasmarkten in 2021 zijn omgeslagen van ruim naar krap, en Rusland dit jaar heeft laten zien de hand aan de kraan te houden (om financiële en strategische redenen) en de *spot* markten niet te voorzien van extra gas, lijkt dit vertrouwen misplaatst. Zelfs als er qua volumes nog steeds kan worden geleverd, bestaat er een substantieel risico op extreem hoge prijzen, zoals bijvoorbeeld tijdens een koude winterperiode. Extreem hoge prijzen kunnen het voorportaal zijn van werkelijke fysieke tekorten, zoals die in de winter van 2020/2021 in Texas (waar ook nagenoeg volledig op de markt werd vertrouwd) plaats vonden.

Op de lange duur, decennia, is het goed mogelijk dat een dalende vraag naar olie en gas zal leiden tot systematisch lagere prijzen. Maar evenzeer is het een reëel scenario dat voor die tijd, komend decennium, er een overgangsfase is waarin de olie- en gasproductie in de westerse wereld afneemt maar de wereldwijde vraag nog niet. In deze overgangsfase kan prijs-zettend vermogen weer terugschuiven naar landen als Saoedi-Arabië (olie) en Rusland (gas). De afnemende investeringen van westerse olie- en gasbedrijven (de *upstream* investeringen van bedrijven als Shell bedragen in 2021 minder dan de helft van die in 2014 en de grotere terughoudendheid om nieuwe LNG fabrieken op te zetten, kunnen in deze fase een opwaartse druk geven op de gasprijzen en een neerwaartse druk op de leveringszekerheid.

Een mogelijke crisis zal waarschijnlijk een samenspel zijn van verschillende factoren zoals strenge winters (niet alleen in de EU maar ook in Azië), relatief krappe LNG markten en Rusland dat de prijs van gas opdrijft door terughoudend te zijn met leveringen (passend bij Gazproms 2021 "*value over volume*" strategie). Dat kan al plaatsvinden gedurende de winter 2021/2022 maar wij zien dit vooral als een meer structureel risico voor het komende decennium, voor Europa in het algemeen en voor Nederland in het bijzonder.

De Nederlandse overheid wordt nu geconfronteerd met een unieke situatie: de gasproductie uit Groningen die, geheel of grotendeels, verdwijnt, de snel teruglopende gasproductie uit kleine velden, de aflopende lange termijn inkoopcontracten voor gas, de nog geruime tijd lopende exportcontracten voor laagcalorisch gas (zie ook figuur 6), een onzeker verdienmodel voor gasopslagen en het volledige vertrouwen dat er uiteindelijk op de *spot* markten altijd gas kan worden ingekocht. Dat laatste staat of valt met ruime LNG markten en de bereidheid van Gazprom/Rusland om op afroep van de Europese landen naar behoeven de *spot* markten te voorzien van meer gas (een bereidheid die er in 2021 niet was).

Figuur 6: Nederlandse netto gasimport en netto gasverplichting. Netto import = consumptie – productie. Netto verplichting = (consumptie + exportcontracten) – (productie + importcontracten).
Aannames: Consumptie volgens PBL KEV2020 (36 miljard kuub in 2030). Productie Groningen: werkelijke productie, 3,7 miljard kuub in gasjaar 2021/2022; daarna 1.5 miljard kuub tot 2026. Productie kleine velden: mid case scenario uit de HCSS kleine velden studie (zie ook Figuur 2). Import- en exportcontracten uit de IHSMarkit studie.
.

Het bestaan van een liquide TTF gasmarkt is geen volledige vervanging van lokale productie of import via langetermijncontracten.

Voor de Nederlandse overheid zijn verschillende maatregelen raadzaam om de levering van gas, tegen acceptabele prijzen, de komende jaren zeker te stellen:

- Houd de bestaande commerciële gasopslagen (Norg, Grijpskerk en Bergermeer) in stand (hetzij in Nederlands, hetzij in EU verband). Zij zijn essentieel voor de leveringszekerheid in de winter. Zorg daarbij van overheidswege voor een regeling, zoals deze bestaat in een aantal andere Europese landen, dat deze gasopslagen door commerciële partijen ook daadwerkelijk gevuld zijn aan het begin van de winter (als leidraad: minimaal 80% en liefst 90% vulgraad per 1 oktober). Als alternatief kan dit ook door een semioverheidsinstantie (Gasterra2.0?) worden gedaan. De facto worden dit dan strategische gasvoorraden. Nederland heeft die alleen voor olie (een overblijfsel van de oliecrises van de vorige eeuw) terwijl ze in de huidige situatie voor gas eigenlijk meer noodzakelijk en waardevol zijn.
- Zorg dat er voor de Nederlandse gasvoorziening ook langetermijncontracten worden afgesloten. Al onze buurlanden hebben, voor enige tientallen procenten van de gasconsumptie, dergelijke contracten lopen (voor een gedeelte ook uit Nederland), tenminste tot 2030. Het bestaan van export contracten en de afwezigheid, vanaf 2023, van importcontracten maakt dat de “netto verplichting” van Nederland om gas te leveren relatief hoog is (zie ook figuur 6).
- Maak vaart met het verminderen van de gasvraag. Isolatie en een grootschalige invoering van hybride warmtepompen zijn nu mogelijk en bieden meer uitzicht op een snelle vermindering van de gasvraag dan een volledig gasloos maken van een beperkt (gezien de hoge kosten) aantal bestaande huizen. Daarbij gaat het ook om maatregelen om dit ook mogelijk te maken, zoals het aanpakken van het gebrek aan vakmensen en de financiering en steun voor huishoudens met lage inkomens.
- Stimuleer de productie uit kleine velden, uit het oogpunt van financiën, leveringszekerheid en klimaat. De invloed van de Nederlandse gasproductie uit kleine velden op gasprijzen mag dan beperkt zijn, de consequenties van extreem hoge gasprijzen voor de economie worden wel verminderd als de Nederlandse productie meer op peil blijft. Het verminderen van de gasvraag is zinvol. Het verminderen van de gasproductie, in landen waar deze productie een lage carbon footprint heeft (de methaanlekkages bij gasproductie in Noordwest-Europa zijn een orde van grootte lager dan die in Rusland of de VS), is dat niet. Dat is geen tegenwerken van de energietransitie maar het onderhouden van het huidige energiesysteem zolang dat onontbeerlijk is voor onze, voor de samenleving essentiële, energievoorziening.
- Tenslotte moeten we ons voorbereiden op een aantal moeilijke keuzes. Willen we Groningen gasproductie, en mogelijk ook een aantal kolencentrales, de komende jaren operationeel houden? Zijn we alleen bereid om dat voor leveringszekerheid gerelateerd aan extreme kou te doen of ook bij andere crisis situaties? Zijn we bereid een veel groter deel van de baten van resterende Groningen productie ook aan deze provincie ten goede te laten komen?

Wij hebben op energiegebied twee grote uitdagingen: een nieuw *zero carbon* systeem op te bouwen en het bestaande systeem op een fatsoenlijke manier, zonder grote ongelukken, af te sluiten. Ook die tweede uitdaging verdient onze aandacht.

De afnemende leveringszekerheid van aardgas in Nederland

Oktober 2021

The Hague Centre for Strategic Studies

1 Aardgasopslag op 1 oktober 2021 in TWh

10 TWh komt ongeveer overeen met 1 miljard m3

Binnenlandse aardgas productie

Totale aardgas consumptie

2 Sinds 2018 is Nederland een netto importeur van aardgas

4 De TTF gasprijs

Front month TTF gasprijs (laatste datapunt: 27-9-2021). Inmiddels zijn, eind september, de prijzen doorgestegen tot boven de $30/MMBTU; corresponderend met bijna €100/MWh.

3 De Nederlandse gasrotonde: een uitgebreide gas infrastuctuur

5 Russisch aardgas naar Europa (pijpleidingen en LNG)