

Achtergrond bij inbreng GasTerra rondetafelgesprek Vaste Commissie voor Economische Zaken en Klimaat over afhankelijkheid Russisch gas.

Introductie

Ook wij zijn ontzet, ongerust en boos over de door Rusland ingezette oorlog in de Oekraïne. Wij zien de ernst van de situatie in op het gebied van de energievoorziening en ons handelen op dat gebied heeft daarom in deze crisis onze hoogste prioriteit. Daarnaast hebben wij in diverse samenwerkingsverbanden de afgelopen dagen Russische betrokkenheid of Russische vertegenwoordiging beëindigd.

In dit stuk gaan wij in op de vraag met betrekking tot de afhankelijkheid van Russisch gas. Wij hechten er aan op te merken dat we geprobeerd hebben alle facetten van dit vraagstuk te benoemen, zonder mogelijke taboes te vermijden.

GasTerra koopt een deel van zijn gas van Gazprom. Vanwege het belang voor de gasvoorziening wil GasTerra geen zelfstandige besluiten nemen over de beëindiging daarvan. Wel hebben we besloten tot nader order geen nieuwe verplichtingen meer aan te gaan. Mochten sancties vanuit de overheid worden opgelegd die op onze business betrekking hebben dan worden deze uiteraard uitgevoerd. Verder houden we nauw contact met de overheid en danken deze vaste Kamercommissie om onze inbreng te kunnen geven bij het actuele debat.

De vraag die is voorgelegd door de Vaste Kamercommissie voor EZK is *Wat zijn de gevolgen van de afhankelijkheid van Russisch gas en hoe kan dit afgebouwd worden. Specifiek, wat moet er gebeuren om de komende winter niet meer afhankelijk te zijn van Russisch gas?*

Het is onze overtuiging dat het mogelijk is om de afhankelijkheid van Russisch gas af te bouwen. Als we dit willen zonder dat significante energietekorten ontstaan is het een opdracht voor een lange adem.

GasTerra ervaart de huidige marktsituatie, met de onzekerheid over Russisch gas, als een energiecrisis.

De context: huidige marktomstandigheden beperken de mogelijkheden

Deze vraag is begrijpelijk in de huidige situatie. Tegelijkertijd is er geen eenvoudig antwoord. Zeven factoren acht GasTerra van belang voor de context waarbinnen het vraagstuk zich afspeelt.

Ten eerste is de gasmarkt een open geïntegreerde Europese markt¹. Het heeft uiteraard zin om de specifieke Nederlandse situatie goed te bekijken, maar daarnaast moet ook de bredere Europese context goed begrepen worden. Met name uit die context kan gesteld worden dat het niet mogelijk is om komende winter significant minder afhankelijk te zijn van Russisch gas zonder dat er significante tekorten ontstaan. Russisch gas heeft simpelweg een te groot aandeel in de Europese energiemix om op zo'n korte termijn vervangen te kunnen worden door ander aanbod of door vraagreductie. De Nederlandse situatie kan hierbij als voorbeeld dienen: De besluiten tot snelle reductie van het Groningenveld heeft Nederland niet kunnen opvangen met vraagreductie en/of door vervanging met duurzame energie ondanks beleid wat daarop gericht is. Als gevolg hiervan

¹ Dit is het gevolg van het EU beleid de afgelopen 20-25 jaar om het gastransportsysteem zoveel mogelijk te integreren zodat lidstaten elkaar kunnen bijstaan in het geval van gastekorten. Dit beleid geeft de EU nu de maximale optionaliteit voor toevoer van gas elders.

moet Nederland forse inkopen doen om reductie van Groningen op te vangen. Het Nederlandse gasgebruik is de afgelopen jaren niet significant afgenomen.

Ten tweede constateren we dat in de huidige ongekend krappe markt het gas uit Rusland nog wel grotendeels stroomt (de nominaties onder de lange termijn contracten worden nagekomen, er wordt geen additioneel 'vrij' gas geleverd). Een vermindering van de gasaanvoer vanuit Rusland zal de reeds krappe en zeer volatiele markt nog verder onder druk zetten.

Ten derde de Nederlandse situatie. Deze laat deze zich samenvatten als een sneller afnemend aanbod dan de vraag. Nederland is daardoor sinds 2018 importafhankelijk. Via deze afhankelijkheid ondervindt ook Nederland de volle gevolgen van de krapte die sinds de tweede helft van 2021 in de mondiale gasmarkt is ontstaan. De gasmarkt wordt sindsdien gekenmerkt door ongekend hoge en volatiele prijzen. De krappe markt kent meerdere oorzaken, maar de onzekerheid over het aanbod uit Rusland voert nu de absolute boventoon.

Ten vierde is van belang om de importbehoefte, en dus de afhankelijkheid, niet enkel binnen de Nederlandse landsgrenzen te bezien. Naast de Nederlandse markt voor laagcalorisch gas (L-gas) en hoogcalorisch gas (H-gas), worden ook de L-gasmarkt in Duitsland, Frankrijk en België hoofdzakelijk vanuit Nederland beleverd. Hoewel die landen hun fysieke L-gasvraag afbouwen door over te stappen op H-gas of op andere manieren, is momenteel de omvang van de behoefte aan gas in Nederland door dit "achterland" nog groot. Hiervoor is aanvoer van H-gas naar Nederland nodig, om hier naar L-gas omgezet te worden en weer geëxporteerd te worden. Duitsland, Frankrijk en België hebben zelf geen significante conversiemogelijkheden. Anderzijds zijn wij mede van Duitsland en LNG afhankelijk voor de noodzakelijke aanvoer van H-gas.

Ten vijfde is het van belang de gasmarkt niet in isolatie te zien. In de handelsmarkten is er al sprake van een integraal energiesysteem. Dat hebben we gezien aan hoe hoge prijzen voor primaire energie – aardgas – hebben doorgewerkt in die voor elektriciteit, maar dat ook de olieprijs en de kolenprijs ongekend hoog zijn. De grootste variabele gasvraag is die voor elektriciteitsopwekking, waar schakelen tussen brandstoffen mogelijk is. Als gevolg van de marktprijzen is de inzet van gascentrales in 2021 reeds sterk gedaald: van bijna 10 mrd m³ in 2020 naar bijna 7 mrd m³ in 2021. Hiermee is reeds een groot gasvraagreductiepotentieel in de markt gerealiseerd. Tegelijkertijd spelen gascentrales een belangrijke rol in de elektriciteitsvoorziening, een rol die versterkt wordt door de sluiting van kolencentrales. Dit geeft wel aan dat beperking van de elektriciteitsvraag van invloed is op beperking van de gasvraag, een aandachtspunt dat nog weinig benoemd is.

Ten zesde speelt de financiële kant van de gasmarkt een significante rol. De ordegrottes geven dit goed weer: de gasprijzen lagen eind vorige week met zo'n 200 €/MWh (of zo'n 2 €/m³) ruwweg 10 keer hoger dan een jaar geleden; op een Nederlandse markt (~8% van de Europese markt) van ruim 35 mrd m³ betekent dit een stijging van de financiële waarde van € 7 mrd naar € 70 mrd. Ook de volatiliteit is groot: afgelopen vrijdag steeg de prijs met 75 €/MWh (~75 €/m³). Dit heeft vanzelfsprekend zeer grote gevolgen voor het handelen in gas: de kapitaalvereisten bij deze prijsstijging en sterke prijsschommelingen zijn eveneens zeer sterk gestegen, van miljoenen naar miljarden Euro's op dagbasis. Dat zet zeer zware druk op het plaatsen en weer onttrekken van kapitaal, waarbij ook daar tegen grenzen van de financiële mogelijkheden wordt geopereerd. Het is GasTerra's indruk dat deze situatie niet beperkt is tot de gasmarkt, maar ook een grote uitdaging is in de elektriciteitsmarkt. De marktprijzen voor de komende zomer liggen momenteel hoger dan die voor de winter die in oktober 2022 begint, waardoor er wederom vanuit de markt geen prikkel is om voorraden aan te leggen.

De rol van gasopslagen

De vraag van de Vaste Kamercommissie voor EZK is begrijpelijk gericht op komende winter. Voor het winterseizoen zijn gasopslagen van belang. De gasopslagen die GasTerra benut staan de laatste jaren in dienst van de minimalisering van de productie uit Groningen. De veel besproken lage vulgraad van opslagen aan het begin van het winterseizoen in oktober 2021, gold in ieder geval niet voor de L-gasopslagen Norg en Alkmaar, omdat de vulgraad van deze bergingen voortvloeide uit de minimalisering van Groningen, met daarin een belangrijke uitvoerende rol voor GasTerra. De vulgraad van andere, H-gas, opslagen waren gedreven door de prikkels op de markt: de prijzen voor gas in de zomer lagen vorig jaar hoger dan de prijs voor gas in de winter, waardoor het economisch niet aantrekkelijk was om deze te vullen door de gebruikers van opslagen, typisch energiebedrijven actief op de groothandelsmarkt met een klantenportfolio of een handelspositie. Dit gold ook voor de H-gasopslag Grijpskerk die GasTerra onder contract heeft staan.

Voor de komende zomer liggen de marktprijzen momenteel wederom hoger dan die voor de winter die in oktober 2022 begint, waardoor er ook dit jaar vanuit de markt geen prikkel is om voorraden aan te leggen. De in het regeerakkoord opgenomen verplichte vulgraad van gasopslagen leidt in de huidige marktomstandigheden tot (grote) verliezen, voor veel bedrijven met een reeds verslechterde financiële positie. Bovendien beschouwen wij gasopslagen als volume-neutraal in een jaar: in een jaar gaat er net zoveel in als uit – het aanleggen van een voorraad is vooral bedoeld om de hogere vraag in de winter het hoofd te bieden, niet om structureel de afhankelijkheid van een leverancier te beperken. Als gasopslagen gebruikt zouden worden als strategische lange termijn voorraden dan zullen lange termijn financieringsopties voor ontwikkeld moeten worden. Tegen de huidige prijzen betekent het vullen van een gasopslag met 1 mrd m³ een financieringsvraagstuk van € 2 miljard.

Recent heeft staatssecretaris Vijlbrief aangegeven dat het voor gasopslag Grijpskerk mogelijk is om niet alleen H-gas maar ook als L-gasmiddel te worden ingezet. Door Grijpskerk te vullen met L-gas kan het Groningenveld sneller gesloten worden. De huidige planning van GasTerra is dat deze eerste vulling met L-gas deze zomer zal plaatsvinden. Een consequentie van deze ombouw naar L-gas is dat eerste winter na vulling met L-gas de functionaliteit van de gasopslag, om technische redenen, sterk beperkt wordt. Het is de vraag of in het licht van de huidige ontwikkelingen het verstandig is om deze zomer de gasopslag Grijpskerk te vullen met L-gas of dat deze gevuld moet worden met H-gas om zo over maximale functionaliteit te kunnen beschikken. In dat geval kan de gasopslag Grijpskerk zowel de L-gas (via de stikstofinstallaties) als de H-gas markt blijven bedienen. Het nadeel hiervan is dat het daarmee niet mogelijk is om Groningen conform de huidige planning te sluiten per oktober 2023, maar ten minste een jaar later. Verder voorkomt dit dat er slechts één grote H-gasopslag in Nederland in operatie zal zijn: die in Bergermeer, eigendom van de Bergen partners en waarvan, naar wij begrepen hebben, een belangrijk deel van de capaciteit is door Gazprom gecontracteerd is. De genoemde leveringszekerheid voor L-gas is dus de facto belegd door middel van afspraken in het gasgebouw rondom het vullen van Norg en Alkmaar, ook als dit economisch niet aantrekkelijk is; de verantwoordelijkheid voor de leveringszekerheid in de H-gasmarkt is belegd bij het collectief dat als 'de markt' wordt aangeduid en waarbij het duidelijk is dat de marktsignalen niet altijd het gewenste collectieve belang dienen. Wij kunnen ons daarom goed voorstellen dat er additionele maatregelen worden getroffen om adequate vulling van gasopslagen zeker te stellen. Hierbij moet wel worden nagedacht over de rollen en de verdeling van de kosten hiervoor tussen de Staat, de eigenaren van opslagen en de gebruikers er van. Anders zouden gasopslagen wel eens door niemand meer gecontracteerd kunnen worden en dan blijven ze alsnog leeg. Conceptueel zou de logica als volgt kunnen zijn: opslagen zonder vulgraadverplichtingen hebben een bepaalde commerciële waarde. Door minimale vulgraden te eisen betekent dit een beperking van de commerciële waarde. Het verschil van deze twee zou een waardering zijn voor leveringszekerheid. Dit verschil zou gesocialiseerd moeten/kunnen worden. Het is dus van groot belang hierover snel sluitende afspraken te maken.

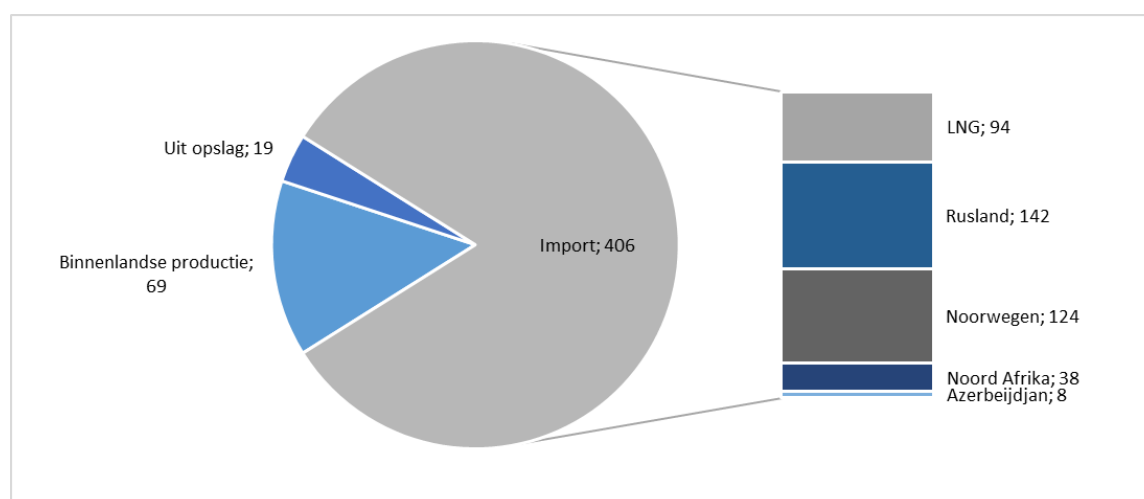
De omvang

De herkomst van importstromen, dus ook van Russisch gas, naar Nederland zijn lastig vast te stellen. Dit komt omdat er sprake is van een Europese gasmarkt, waarin verschillende importstromen samenkomen. Zo is de herkomst van het gas dat over de Nederlands-Duitse grens ons land binnenstroomt Noorwegen én Rusland. Dit geldt ook voor import vanuit België en het Verenigd Koninkrijk, die waarschijnlijk zijn oorsprong vindt in LNG, Noors gas of UK productie. Desalniettemin weten we van LNG schepen wel de herkomst: in 2020 kwam van de circa 7,4 mrd m³ (bron: CBS) bijna 60% uit Rusland (bron: GIIGNL, de volumes naar herkomst zijn voor 2021 nog niet gepubliceerd). De totale afhankelijkheid van Rusland die GasTerra voor 2020 zag, komt daarmee op ten minste 27%, ofwel ten minste 10 mrd m³. Zoals hierboven beschreven is de importbehoefte voor Nederland groter omdat een grotere markt moet worden bediend, en lijkt het zeer aannemelijk dat de importafhankelijkheid van Russisch gas ook groter is.

2021 (in mrd m ³) (bron: CBS, IEA, GasTerra)	Vraag	Aanbod			
		productie	import	wv LNG	pijpleiding
Nederland	36,1	18,8	17,3	7,6	9,7
Nederland + L-gas Bel, Fra, Dld	63,6	18,8	44,8		37,2

Op basis van de volumes in 2021, lijkt er nog enige ruimte voor meer LNG omdat de maximale jaarlijkse invoercapaciteit 12 mrd m³ is; ook leken fysieke, directe importstromen uit Noorwegen nog niet het hele jaar op het maximaal beschikbare niveau te liggen. Overigens zijn lagere (zomer-) vraag en onderbrekingen in de aanvoer door onderhoud en storingen ook factoren die zorgen dat niet de maximaal opgegeven capaciteit kan worden benut. De gezamenlijke nog niet benutte ruimte van beide factoren lag in 2021 op zo'n 7 mrd m³ (bron: CBS, IEA). Overigens is het onze indruk dat de gasproductie in Noorwegen, en de gasexport ervan naar Europa, inmiddels maximaal is.

De Europese situatie is zeer relevant voor Nederland. Bij het wegvallen van Russisch gas zullen nagenoeg alle landen in Europa aanspraak willen maken op de alternatieven. De Europese gasmarkt in 2021 was als volgt:



De Europese gasmarkt (EU-27 + het Verenigd Koninkrijk) in 2021, in mrd m³. Bron: OIES, die zich baseert op ENTSOG Transparency Platform, Eurostat, Gas Infrastructure Europe en Kpler.²

² In dit overzicht wordt melding gemaakt van een aanbod van 19 mrd m³ uit gasopslagen. Dit houdt in dat in kalenderjaar 2021 er netto meer gas uit bergingen is onttrokken dan dat er in is gestopt. Het is een verklaring

Wat kan er gedaan worden om minder afhankelijk te zijn van Russisch gas?

Hiertoe kan gekeken worden naar de vraag – een reductie ervan - en naar alternatief aanbod.

Aan de vraagkant lijken er geen makkelijke maatregelen meer voorhanden te zijn, vanwege de reeds heersende uitdagende omstandigheden. De inzet op gasvraagreductie via 'van gas los' is in 2016 ingezet. Gelet op de gerealiseerde vraagreductie na 6 jaar beleid, is het niet direct voor de hand liggend dat een versnelling van dit beleid op korte termijn significante besparingen zal opleveren. GasTerra is voorzichtiger dan de recent verschenen optimistische volumereducties: wij zien het potentieel, steunen uiteraard acties als verbeterde isolatie en terugdringen van het energiegebruik, maar waarschuwen voor te optimistische prognoses, omdat als deze stappen niet gerealiseerd worden, onze afhankelijkheid van Rusland hoog blijft omdat er voor deze "stappen" dan geen alternatief aanbod wordt ontwikkeld. De vraagreductie die met het huidige prijsniveau optreedt, lijkt het gevolg van energiearmoede, doordat sommige industrieën/consumenten de energierekening niet meer kunnen betalen of bang zijn deze niet meer te kunnen betalen. Gedwongen afschakeling van grote gasgebruikers kan helpen, voor zover de huidige gasprijzen niet al in die richting wijzen. De sterke inzet op overstappen op elektriciteit heeft als alternatief voor gas alleen zin als dit wordt opgewekt uit andere middelen dan gascentrales, daarvan is alleen kolen een realistisch alternatief. Het inzetten op bijvoorbeeld nieuwe kerncentrales levert op korte termijn geen effect; op langere termijn moet het effect bezien worden tegen de dan geldende fors grotere elektriciteitsvraag.

De totale gasvraag in Nederland bestaat uit twee componenten: de vraag naar laagcalorisch gas (L-gas) en de vraag naar hoogcalorisch gas (H-gas). Het aanbod bestaat ook uit deze twee componenten: Groningen bevat L-gas, kleine velden produceren in de regel H-gas. Import is van H-gas kwaliteit. Er bestaan twee gassystemen, voor beide kwaliteiten een apart systeem, die met elkaar verbonden zijn via meng en stikstofinstallaties van landelijk netbeheerder GTS. Door stikstof aan H-gas toe te voegen wordt alternatief L-gas gemaakt ("pseudo-G-gas"). Inmiddels wordt het grootste deel van de L-gasvraag beleverd met dit pseudo-G-gas, wat dus veel H-gas vergt en de Nederlandse importbehoefte heeft vergroot (zie uitleg boven). Meer productie uit het Groningenveld zorgt ervoor dat er minder H-gas nodig is voor het bedienen van de L-gas markt en dit vrijgespeelde H-gas volume kan dan gebruikt worden voor de H-gas markt. Dit reduceert direct afhankelijkheid van Russisch gas.

Het vergroten van de binnenlandse productie uit kleine velden helpt ook om afhankelijkheid van import uit Rusland te verminderen. Hoewel de productie van aardgas uit kleine velden de laatste jaren vrij sterk is gedaald door geleidelijke uitputting en een maatschappelijk anti-gas sentiment is er potentieel om het productieverval van bestaande velden te beperken. In 2021 was de productie uit kleine velden goed voor 1/3 van de Nederlandse gasvraag, 12 mrd m³. Hiervan kwam ruwweg 1/3 van velden op land, 2/3 van de van kleine velden op zee. Op land kan uitbreiding van de productie sneller gerealiseerd worden dan offshore. Wel zal het dan nodig zijn producenten te steunen in het vergunningentraject. Daarnaast is het van belang dat producenten zich tot het uiterste inspannen om nieuwe productie aan te boren en aan te sluiten, ook op zee, zoals de aangeboorde reserves boven Schiermonnikoog.

Alternatief aanbod aan aardgas kan ook komen in de vorm van LNG van de wereldmarkt. Hiertoe wordt momenteel geleund op de markt, waarbij de gasprijzen bepalend zijn of deze schepen naar Rotterdam zullen komen. Hierbij moet geconcurrereerd worden met vooral China, 's werelds grootste stijger in het gebruik van gas, die bereid is hoge prijzen te betalen, omdat die al black-outs hebben ervaren door energietekorten. Op dit moment liggen de prijzen in Europa net boven de prijzen in Azië, wat de recente toename in LNG importen verklaart. Overigens dient opgemerkt te worden dat

van de lage vulgraden van de bergingen; om tot een normale vulgraad te komen zal er dus extra gas in de zomer van 2022 moeten worden aangetrokken.

ook de ingevoerde LNG voor een groot deel – in 2020 ongeveer de helft – uit Russisch gas bestaat. De mogelijkheden om LNG te importeren zijn gemaximeerd door de omvang van de LNG terminal in Rotterdam, wat al een vrij grote installatie is. Uitbreiding ervan, zoals Gasunie heeft aangegeven te onderzoeken, is een maatregel voor de wat langere termijn, in ieder geval niet voor komende winter. Benutting van deze nieuwe infrastructuur is echter niet gegarandeerd; het verdient flankerend beleid om naast diversificatie van invoeropties ook te sturen op daadwerkelijke volumes.

Alternatieven in de vorm van (opschaling van) waterstof en groen gas zijn op kortere termijn niet significant ten opzichte van de volumes aan Russisch gas: het groen gas volume was in 2021 223 miljoen m³; volumes Russisch gas in Nederland zijn, zoals boven voorgerekend, tenminste 10 miljard m³. Dit laat onverlet dat inzet op ontwikkeling van schone gassen zinvol is en meerdere doelen dient.

De huidige inrichting van de markt laat zien dat gas op de korte termijn markt wordt ingekocht tegen de laagste prijs, ook al is die extreem hoog, binnen de mogelijke aanvoerroutes. De aanvoerroutes zijn in Nederland divers: eigen productie, LNG, pijpleidingimport uit Noorwegen en uit Rusland. De vraag naar minder Russisch gas is er één waarin niet de prijs leidend is, maar andere factoren. De markt is hier niet voor ingericht. Grip hebben op de herkomst van het gas, vraagt niet alleen om diversificatie van de opties – de infrastructuur – maar ook om diversificatie van portfolio's van marktpartijen: het sluiten van langetermijncontracten met niet-Russische partijen zou daarbij helpen. Langetermijncontracten bieden dus een optie om te sturen op de herkomst en in ieder geval het zekerstellen van aanbod. Hiermee dragen deze contracten bij aan marktvertrouwen, en kunnen dus een stabiliserende werking hebben. Deze contracten worden afgerekend tegen korte termijn marktprijzen. Omdat de Europese gasmarkt voor ruim 80% bestaat uit importen en er gearbitreerd kan worden tussen pijpleidingimporten en LNG, is de prijs het gevolg van de wisselwerking tussen deze vormen van aanbod. De relatie met de prijzen op de korte termijn markt zou voorkomen kunnen worden door vaste of minimum prijzen af te spreken wat uiteindelijk betekent dat de koper daarmee een risico op zich neemt. Door de juiste hoeveelheid aanbod vast te leggen, passend bij de daadwerkelijke vraag, ontstaat niet zo'n grote disbalans met normalere prijzen tot gevolg.

Effecten van de huidige situatie en het voorliggende vraagstuk hebben ook voor de toekomst een effect. Over het algemeen investeert de olie- en gasindustrie op basis van verwachte regionale/mondiale vraag- en aanbodscenario's. Het vervangen van het Russische aanbod van zo'n 140 mrd m³ zal grote investeringen vereisen. Een extra risico voor investeerders nu is dat het aanbod uit Rusland niet weg is, maar ongewenst. Dat maakt dat investeringen in alternatieven extra onzeker zijn, omdat deze nieuwe/alternatieve volumes aardgas niet meer nodig zijn zodra direct of indirect (via bijvoorbeeld sterk grotere afname van Russisch gas door China) weer Russische volumes op de markt komen.

En vanzelfsprekend blijft het doel om in 2050 CO₂ neutraal te zijn. Dientengevolge is er dan geen of (met CCS) een beperkte vraag naar aardgas. Deze horizon speelt al een rol bij huidige investeringsbeslissingen om het volgens deze projectie het benodigde aanbod te ontwikkelen.

Resumé

Nederland is, om bekende redenen, *short* in gas. Het overaanbod op de gasmarkt heeft de afgelopen jaren de gevolgen hiervan verzacht. In korte tijd is de gasmarkt veranderd naar een krappe markt. Bovenop deze krappe markt komt nu de vraag naar reductie van gas uit Rusland. Dit is niet in isolatie voor Nederland te zien. Wel kan Nederland zelf stappen zetten, al is het GasTerra's ongemakkelijke boodschap dat het laag hangende fruit inmiddels is geplukt, door marktomstandigheden en reeds ingezet beleid. Dit zet de situatie voor Nederland op scherp. De mogelijkheden die er nog zijn, zijn:

- a. Roep als nationale en/of Europese overheid een crisissituatie af voor de energiemarkten.
- b. De huidige situatie is er een van krapte aan H-gas. Besluiten over de L-gasmarkt hebben direct effect op de H-gasmarkt: het grootste gedeelte van het L-gas komt na bijmenging van stikstof uit H-gas. Komende winter zal dit nagenoeg helemaal het geval zijn. Beoordeel de genomen besluiten die gericht waren op (enkel) de L-gasmarkt vanuit de nieuwe ontstane situatie, om naast dat doel – zo snel mogelijk sluiten van het Groningenveld – (ook) voldoende H-gas zeker te stellen waarvoor de minimale vulgraad van bergingen in het regeerakkoord is opgenomen.
 - i. Verhogen van de productie uit het Groningenveld
 - ii. Blijf gasopslag Grijpskerk benutten als H-gasberging, in plaats van deze om te zetten naar een L-gasmiddel. De omschakeling: draagt bij aan het versneld sluiten van het Groningenveld en is zodoende een afgeleide van het vorige punt; betekent verminderde beschikbaarheid voor de komende winter; beperkt de functionaliteit structureel. Bovendien is het vraagstuk over de importafhankelijkheid, en dus van Russisch gas, een H-gas kwestie.
- c. Stimuleren van de productie uit kleine velden door versnelling van de vergunningsverlening; ontwikkel de aangeboorde reserves zoals die boven Schiermonnikoog.
- d. Schakelen (recent gesloten) kolencentrales in; voor langere termijn uitgerust met CCS en aangevuld met kerncentrales voor structurele energiediversificatie in het elektriciteitssysteem.
- e. Stel aanvoer van gas van andere producenten dan Russische zeker. De korte termijn markt is daar niet voor ingericht; deze volgt de laagste prijs. Lange termijn zekerheid over (een gedeelte van) de importbehoefte kan de prijs(volatiliteit) dempen. Uitbreiding van aanvoeropties, zoals Gasunie heeft aangegeven te onderzoeken, is een maatregel voor de wat langere termijn, in ieder geval niet voor komende winter. Benutting van deze nieuwe infrastructuur is echter niet gegarandeerd; het verdient flankerend beleid om naast diversificatie van invoeropties ook te sturen op daadwerkelijke volumes. Een complicerende factor is de moeilijke financiële situatie van veel energiebedrijven door de reeds krappe (korte termijn) markt: er zijn steeds minder bedrijven om contracten aan te (kunnen) gaan.
- f. Creëer een financiële regeling om in de huidige marktomstandigheden, waarin de prijs voor de zomer hoger is dan voor de winter, te kunnen voldoen aan de aangekondigde verplichte vulgraad van bergingen.
- g. Opgemerkt moet worden dat indien overwogen wordt strategische voorraden aan te leggen, dit ten koste gaat van huidige gasopslagen, en daarmee wordt een tekort gecreëerd voor de korte termijn opslag.
- h. In geval van afschakeling van (niet beschermd) gebruikers, organiseer hoe dit vrijgekomen gas wordt aangewend voor de stabiliteit van het energiesysteem: wanneer dit gas op de vrije handelsmarkt wordt aangeboden is enkel de prijs leidend wie dit gas zal afnemen in de Europese gasmarkt.
- i. Verminderen van de vraag naar aardgas en elektriciteit door energiebesparing. Versterk het 'van gas los' beleid, maar de ervaring leert voorzichtig te zijn met zeer optimistische prognoses, die op korte termijn een averechts effect hebben op de daadwerkelijke importafhankelijkheid. Daarnaast vraagt GasTerra aandacht voor een tweede-orde-effect: wanneer van gas los betekent dat op elektriciteit wordt overgestapt en deze grotere vraag naar stroom leidt tot een hogere inzet van elektriciteitscentrales, dit niet leidt tot een vraagreductie in de gasmarkt.

- j. Zet in op alternatieven, zoals groen gas en waterstof, ook al zijn de volumes ten minste een factor 10 kleiner dan om het vraagstuk het hoofd te bieden.

Kortom, GasTerra begrijpt de vraag om niet meer afhankelijk te zijn van Russisch gas. Hoewel er nu nog steeds Russisch gas stroomt, beschouwt GasTerra de huidige marktsituatie al als een in crisis. In het geval van verminderde of wegvallende volumes aan Russisch gas zal acuut de vraag zich voordoen hoe het energiesysteem in stand gehouden kan worden. Het is onze indruk dat wanneer een dergelijk scenario zich voordoet er sprake is van een energiecrisis waarvan de consequenties ver buiten de gasector voelbaar zullen zijn.

Groningen, 7 maart 2022

Annie Krist

CEO GasTerra