Inkoopkosten van netverliezen voor regionale gastransportnetten

Uitgevoerd door: KYOS Energy Consulting BV (“KYOS”)
In opdracht van: Autoriteit Consument en Markt (“ACM”)

definitief - Datum: 6 augustus 2021

Verklaring van niet-aansprakelijkheid ('disclaimer')

KYOS heeft dit rapport opgesteld met inachtneming van de noodzakelijke professionele zorgvuldigheid en gebruik makend van de haar beschikbare kennis en gegevens. Waar nodig heeft KYOS aannames gemaakt die volgens haar inschatting redelijk zijn voor de uitvoering van dit onderzoek. KYOS aanvaardt geen enkele aansprakelijkheid voor de resultaten van dit onderzoek, in het bijzonder niet voor geleden schade, direct dan wel indirect, voortvloeiend uit beslissingen die genomen worden op basis van dit onderzoek.

Inhoudsopgave

1 Managementsamenvatting 4
2 Inleiding 6
2.1 Achtergrond van het onderzoek 6
2.2 Doelstelling 7
3 Onderzoeksmethode en data 8
3.1 Kostencomponenten 8
3.2 Volume-, flexibiliteit en transportdata 9
3.3 Prijsdata 10
4 Schatting van de kostencomponenten 12
4.1 Commodity kosten 12
4.2 Flexibiliteitskosten 14
4.3 Transportkosten 17
4.4 Overige kosten 18

I Managementsamenvatting

Sinds 1 januari 2020 worden netverliezen gas als transporttaak gezien van de netbeheerders. Regionale netbeheerders moeten vanaf deze datum deze netverliezen inkopen op de gasmarkt en er moet een geschikte kostenschatting worden gemaakt ten behoeve van de bepaling van de vergoeding voor de netbeheerders. De Autoriteit Consument en Markt (ACM) heeft KYOS gevraagd om de inkoopkosten van deze netverliezen te schatten.

Voor het bepalen van deze prijscomponent hebben we onderzocht welke kosten een leverancier netbeheerders in rekening gebracht zou hebben in de jaren 2018-2020. Deze kosten bestaan uit de volgende componenten:

- Commodity kosten: deze ontstaan door de inkoop van de dagelijkse gasverliezen en zijn gerelateerd aan de prijsniveaus op de TTF markt. Hierbij wordt rekening gehouden met hogere verwachte gaskosten in wintermaanden, waar het verbruik eveneens het hoogst is.
- Flexibiliteitskosten: deze ontstaan doordat er flexibiliteit nodig is om de uurlijkse (“intra-day”) variaties in de gasverliezen te kunnen balanceren.
- Transportkosten: deze ontstaan doordat er bij Gasunie Transport Services (GTS) transportcapaciteit op het landelijk transportnetwerk ingekocht moet worden.
- Overige kosten: administratieve kosten, uitvoeringskosten, andere kosten, plus een eventuele winstopslag

De commodity kosten vormen veruit de grootste kostenpost; ze zijn geschat op 18,48 €/MWh. Dit reflecteert grotendeels het gemiddelde prijsniveau op de TTF markt in de onderzochte periode. Bij de bepaling van deze kosten is het gemiddelde genomen van indexatie tegen twee verschillende TTF forwardprijzen: 1 maand vooruit (M+1) en 1 jaar vooruit (Y+1). Voor de in te kopen volumes is uitgegaan van het G2C profiel met een standaard temperatuurcorrectie.

De flexibiliteitskosten en transportkosten zijn beduidend lager dan de commodity kosten en bedragen respectievelijk 0,08 €/MWh en 1,20 €/MWh. Ook deze resultaten zijn gebaseerd op het G2C profiel. Voor de bepaling van de flexibiliteitskosten is geschat welke gasopslagcapaciteit nodig is om uurlijkse volumevariaties op te vangen, en wat de vaste en variabele kosten daarvan zijn. Voor de bepaling van de transportkosten vormt de door GTS aan de netbeheerders gealloceerde exit-capaciteit voor de netverliesvolumes en bijbehorende kosten het uitgangspunt.

De overige kosten zijn een inschatting op basis van KYOS’ expertise op het gebied van gascontracten. Leveranciers zullen bepaalde kosten doorberekenen, onder andere voor de uitvoering en administratie van de leveringen. De leverancierskosten schatten we op 0,50 €/MWh.

Tabel 1 toont een overzicht van alle kosten over de periode 2018 – 2020 voor de inkoop van netverliezen voor alle netbeheerders samen. Per jaar bedragen deze gemiddeld € 21,2 miljoen, wat neerkomt op 20,26 €/MWh.

		Kosten in €/jaar				Totale kosten	
	Volume (MWh)	Commodity	Flexibiliteit	Transport	Overig	in €/jaar	in €/MWh
2018	1,096,589	21,357,273	72,688	1,314,581	548,294	23,292,836	21.24
2019	1,049,370	21,070,224	95,169	1,258,101	524,685	22,948,179	21.87
2020	987,679	15,678,475	87,692	1,184,066	493,839	17,444,072	17.66
Gemiddelde	**1,044,546**	**19,368,657**	**85,183**	**1,252,249**	**522,273**	**21,228,362**	**20.26**

Tabel 1 Overzicht van de kosten, uitgesplitst per jaar en per kostencomponent.

2 Inleiding

2.1 Achtergrond van het onderzoek

Sinds 1 januari 2020 zijn netverliezen gas een transporttaak van de netbeheerder en derhalve verantwoordelijk voor de inkoop hiervan[1]. De Autoriteit Consument en Markt (ACM) heeft KYOS gevraagd om de inkoopkosten van deze netverliezen te schatten.

In dit onderzoek worden netverliezen (of transportverliezen) gedefinieerd als het verschil tussen het gemeten gasvolume dat in het regionaal transportnetwerk geïnjecteerd is, minus het volume dat door de afnemers eraan onttrokken is. Hoewel de huidige studie geen analyse bevat van de oorzaken van de netverliezen is het zinvol om de belangrijkste oorzaken kort te benoemen:

- Daadwerkelijke gasverliezen
    - Het lekken van gas uit pijpleidingen, verbindingen en andere onderdelen van het gasnetwerk
    - Het lekken van gas door incidenten, bijvoorbeeld als gevolg van graafwerkzaamheden
- Administratieve gasverliezen
    - De uitwisseling van gas tussen netwerken zonder dat deze (correct) gemeten en/of geregistreerd wordt
    - Ongemeten gasverbruik als gevolg van diefstal
    - Ongemeten gasverbruik als gevolg van administratieve fouten (bijvoorbeeld wanneer een gebruiker aangesloten is, maar de leverancier niet wordt geregistreerd)
    - Fouten in meetgegevens, bijvoorbeeld bij de eindverbruiker
    - Onnauwkeurigheid in standaardprofielen die gebruikt worden om het verbruik van bepaalde verbruikersgroepen te schatten

KYOS heeft in opdracht van ACM in 2019 en 2020 vergelijkbaar onderzoeken[2] gedaan naar de kosten van netverliezen voor netbeheerders. Het huidige onderzoek volgt dezelfde methodologie als de eerder uitgevoerde onderzoeken.

[1] Stb. 2019, 91, Besluit van 22 februari 2019 tot wijziging van het Besluit van 26 april 2018 tot vaststelling van het tijdstip van inwerkingtreding van de wijziging van de Elektriciteitswet 1998 en van de Gaswet (voortgang energietransitie).

[2] "Inkoopkosten van Netverliezen voor regionale gastransportnetten", KYOS Energy Consulting BV, 6 september 2019 en "Inkoopkosten van Netverliezen voor regionale gastransportnetten", KYOS Energy Consulting BV, 8 september 2020

2.2 Doelstelling

Sinds 2020 zijn regionale netbeheerders verantwoordelijk worden voor de inkoop van netverliezen. De kosten hiervoor worden opgenomen in de regulering als onderdeel van de totale kosten en inkomsten van de regionale netbeheerders. ACM heeft een kostenschatting nodig om de netverliezen in de tariefregulering te kunnen opnemen. Deze kostenschatting is gebaseerd op de kosten van de netverliezen zoals die zouden zijn geweest als netbeheerders deze hadden moeten inkopen in de periode 2018-2020.

Het doel van dit onderzoek is om deze kosten van de inkoop van het gas ter compensatie van de netverliezen in te schatten. Dit rapport beschrijft de onderzoeksaanpak en de onderzoeksresultaten en is uitgevoerd op basis van een historische analyse.

3 Onderzoeksmethode en data

3.1 Kostencomponenten

ACM schat de netverliezen als een percentage van gemiddeld 0,5915%[3] van de totale invoeding op het net. Dit percentage wordt vermenigvuldigd met de invoeding van het onderhavige jaar om tot het absolute netverlies te komen.

Netbeheerders kunnen zelf handelen op de groothandelsmarkt om de verliezen in te kopen. Aangezien gashandel niet hun kernactiviteit is en daarvoor een professionele organisatie voor nodig is, is het waarschijnlijk dat ze de inkoop zullen doen bij een leverancier. Als de netbeheerders verantwoordelijk worden voor de inkoop van deze netverliezen, worden ze feitelijk een eindverbruiker van gas. Deze leverancier zal de groothandelskosten plus een opslag voor aanverwante kosten doorberekenen aan de netbeheerder zoals ze dat ook doet aan andere eindverbruikers. Voor de resultaten van ons onderzoek maakt het geen verschil of de netbeheerder zelf handelt in de markt of de inkoop doet bij een leverancier.

De belangrijkste kosten voor de levering van gas bestaan uit de kosten van het gas zelf, de zogenaamde commodity kosten. Daarnaast zijn er de kosten voor het dagelijks balanceren van de uurlijkse variaties in gasverbruik en kosten voor het gastransport op het landelijk netwerk van Gasunie Transport Services (GTS). Tenslotte zijn er bijkomende kosten voor een leverancier, waaronder administratieve kosten.

Deze studie is bedoeld om tot geschikte schattingen te komen van de volgende kostencomponenten, zoals een leverancier die zal doorberekenen aan een regionale netbeheerder als eindverbruiker:

- Commodity kosten: deze ontstaan door de inkoop van de dagelijkse gasverliezen en zijn gerelateerd aan de prijsniveaus op de TTF markt.
- Flexibiliteitskosten: deze ontstaan doordat er flexibiliteit nodig is om de uurlijkse (“intra-day”) variaties in de gasverliezen te kunnen balanceren.
- Transportkosten: deze ontstaan doordat er bij Gasunie Transport Services (GTS) transportcapaciteit op het landelijk transportnetwerk ingekocht moet worden.
- Overige kosten: administratieve kosten, uitvoeringskosten, andere kosten, plus een eventuele winstopslag

De schatting van de verschillende kostencomponenten wordt in het vervolg van dit hoofdstuk nader toegelicht. Allereerst volgt echter een toelichting op de gebruikte volumedata aan de hand waarvan de kosten worden bepaald.

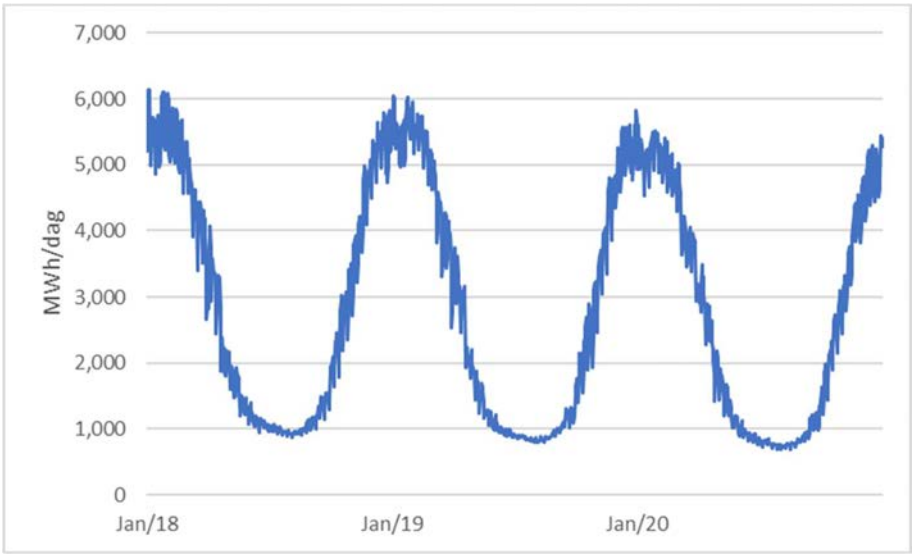
[3] Dit percentage verschilt per netbeheerder. Het hier gepresenteerde percentage is het gemiddelde netverlies berekend over alle netbeheerders in de periode 2016-2018.

3.2 Volume-, flexibiliteit en transportdata

Volgens de Allocatiecode Gas[4] zullen netverliezen worden afgerekend tegen het G2C[5] profiel. Dit profiel bestaat uit een genormaliseerd volume voor verschillende uren in het jaar, afhankelijk van seizoen en dagtype. Een profiel verdeelt feitelijk het totale volume in een jaar over de verschillende dagen en uren. Het G2C profiel wordt ook gebruikt voor andere verbruikers waarvan het verbruik niet dagelijkse of uurlijks gemeten kan worden en met een relatief hoog verbruik[6]. Het profiel bestaat uit een temperatuur onafhankelijke component en een temperatuur afhankelijk gedeelte. Voor het temperatuur afhankelijke gedeelte wordt de standaard temperatuur gebruikt, zoals gepubliceerd met het profiel.

Het werkelijke uurlijkse verbruik van netbeheerders als gevolg van netverliezen kan nooit exact bepaald worden omdat deze uurlijkse netverliezen niet gemeten kunnen worden. De werkelijke uurlijkse netverliezen zullen dus nooit volledig gelijk zijn aan het standaard G2C profiel.

Het werkelijke totale jaarlijkse verbruik (invoeding) op de regionale netten wordt vermenigvuldigd met het netverliespercentage en het G2C profiel om het uurlijks netverlies te bepalen. KYOS heeft hiervoor de invoeding per regionaal netbeheerder voor de periode 2018-2020 gebruikt. Het G2C-profiel bepaalt vervolgens de verdeling van dit volume over de verschillende dagen en uren. Hiervoor zijn de relevante G2C-profielen gebruikt voor de periode 2018-2020. Zie Figuur 1.



Figuur 1 Het geschatte netverlies op de regionale transportnetten over de jaren 2018-2020 op basis van het G2C verbruiksprofiel.

[4] Artikel 4.9.3. onderdeel j.

[5] De G2C profielen zijn te vinden op de website van de NEDU (www.nedu.nl)

[6] Een verbruiker (zonder dagelijkse/uurlijkse meter) behoort tot de categorie G2C verbruikers als het jaarlijks verbruik tussen 5.000 m^3 en 170.000 m^3 ligt en de profielbedrijfstijd meer dan 1500 uren bedraagt.

Voor de bepaling van de transportkosten wordt de methodologie gevolgd die geldt voor boekingen van GTS transportcapaciteit naar de regionale netwerken (zogenaamde RNB-Exit punten) zoals beschreven in de Transportcode Gas LNB. De regionale netbeheerders krijgen door GTS een hoeveelheid RNB-Exit capaciteit gealloceerd voor de inkoop van netverliezen. Hiervoor is een nieuwe afnamecategorie GMN gecreëerd. Deze capaciteit wordt bepaald volgens dezelfde methode die geldt voor iedere shipper die gas van het landelijke GTS gasnetwerk in het regionale gasnetwerk wil stromen. Tot 2020 werd hiervoor per maand het netverlies vermenigvuldigd met een zogenaamde Fit Factor en Maximale Fractie van het G2C profiel. Beide factoren worden gepubliceerd door GTS[7]. Voor dit onderzoek hebben we het mechanisme gebruikt dat vanaf 1 januari 2020 van toepassing is, gebaseerd op het NC TAR besluit. Hierbij bepaalt GTS een optimale boekingsstrategie voor de RNB-exitpunten over de verschillende capaciteitsproducten: jaar, kwartaal en maand producten. Deze systematiek is uitgelegd op de website van GTS[8] . Verder zijn voor dit onderzoek de tarieven voor de RNB-exitpunten genomen die geldig is voor 2021[9].

Alle data in dit rapport wordt getoond op landelijk niveau. De berekeningen zijn echter ook gedaan voor de afzonderlijke regionale netbeheerders. Deze gedetailleerde resultaten worden in een Excel file aan ACM ter beschikking gesteld.

3.3 Prijsdata

Voor het berekenen van de commodity kosten zijn verschillende soorten prijsdata gebruikt. In deze paragraaf worden deze beschreven en kort geanalyseerd.

- **TTF:** staat voor 'Title Transfer Facility'. Het is het virtuele handelspunt voor de Nederlandse gasmarkt. Als gas gekocht wordt op de TTF, levert de verkoper het gas ergens op het landelijk transportnet van GTS (op een 'entry point') en draagt het eigendom over ('title transfer') aan de koper. De koper kan het gas op een willekeurig ander punt van het GTS netwerk afnemen: op de TTF zelf, op een grenspunt of op een Gas Ontvangst Station (GOS of 'exit point').
- **Spot:** gashandelaren kopen en verkopen gas voor levering op de volgende dag. Dit wordt aangeduid als 'day-ahead' of spothandel. Als een handelaar bijvoorbeeld 10 MW gas day-ahead koopt tegen een prijs van 20 €/MWh, dan krijgt hij de volgende gasdag[10] ieder uur een volume van 10 MWh geleverd op het TTF netwerk. De koper betaalt hiervoor commodity kosten van 24 x 10 x 20 = 4.800 € aan de verkoper.
- **Forward/future:** gashandelaren kopen en verkopen ook gas voor perioden verder vooruit. De meest verhandelde contracten zijn voor levering in de volgende maand ('M+1' of 'month-ahead') en volgend kalenderjaar ('Y+1' of 'year-ahead'). Deze contracten worden aangeduid als futures als

[7] https://www.gasunietransportservices.nl/shippers/capaciteit-boeken/rnb-exitcapaciteit

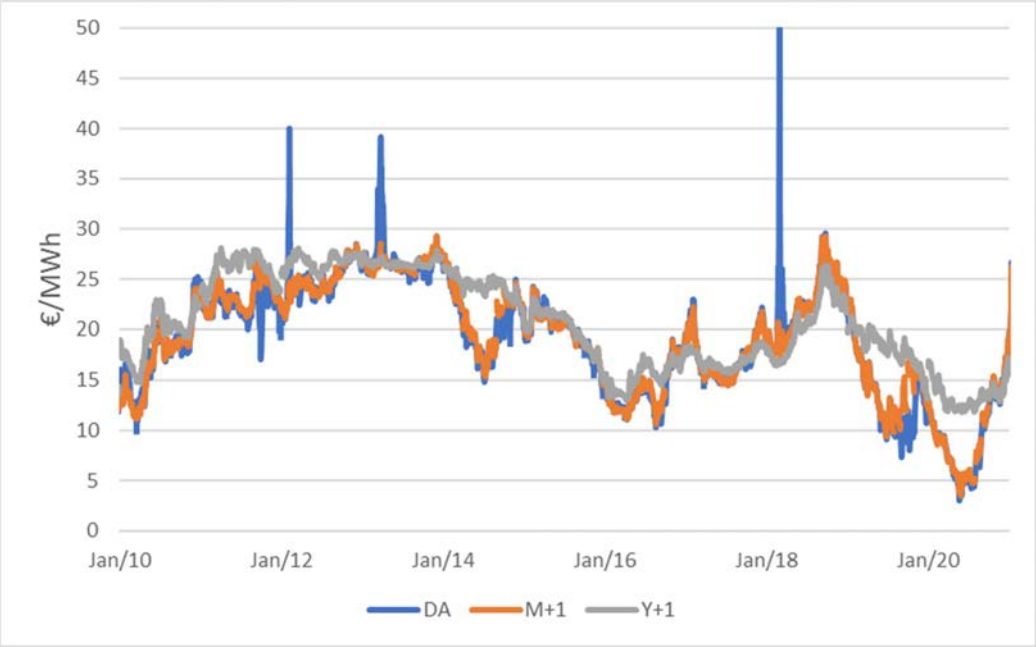
[8] https://www.gasunietransportservices.nl/uploads/fckconnector/7ee840d6-036a-5ee9-8368-e5a3cea0bc88/314792676 1/Factors%20and%20fractions%20DSO%20exit%202020%20%2B%20calculation%20tool%20%286%29.xlsx?lang=nl

[9] GTS TSC 2021-1 gepubliceerd op 9 Juni 2020. https://www.gasunietransportservices.nl/shippers/voorwaarden-en-contracten/tsc

[10] Een gasdag loopt van 6:00h tot 6:00h.

ze op een beurs verhandeld worden en aangeduid als forwards als ze buiten de beurs tot stand komen via direct contact tussen koper en verkoper ('Over-the-counter' of 'OTC'). Forwards en futures leveren baseload volumes: een gelijk volume voor ieder uur. Zowel bij forwards als futures is de prijs en het verhandelde volume bekend bij het aangaan van de transactie. Als er bijvoorbeeld 10 MW gas verhandeld wordt voor levering in 2019 tegen een prijs van 20 €/MWh, dan wordt gedurende heel 2019 ieder uur een volume van 10 MWh op het GTS netwerk geleverd. In totaal betaalt de koper een bedrag van 365 x 24 x 10 x 20 = 1.752.000 € aan de verkoper.

Figuur 2 toont de historische ontwikkeling van TTF gasprijzen over de periode 2010-2020. De forward prijzen (M+1 en Y+1) zijn slotkoersen van de ICE-Endex beurs. Dit is de belangrijkste beurs voor TTF futures handel. De spotprijzen zijn van de spotgasbeurzen van PEGAS. De spotprijzen zijn duidelijk volatieler, hebben meer uitschieters, dan de forwardprijzen. Met name de year-ahead (Y+1) prijs is minder volatiel dan de spotprijs.



Figuur 2 TTF gasprijzen 2010-2020: day-ahead spot en forward prijzen month-ahead (M+1) en year-ahead (Y+1).

4 Schatting van de kostencomponenten

4.1 Commodity kosten

Allereerst kijken we naar de belangrijkste kostencomponent, de kosten voor het kopen van het gas (commodity kosten). Voor de inkoop van gas op basis van het G2C profiel kan een netbeheerder verschillende handelsstrategieën toepassen.

Hieronder beschouwen we drie mogelijke strategieën, allen gebaseerd op spotprijzen, maandelijkse forwardprijzen (M+1) of jaarlijkse forwardprijzen (Y+1). In de praktijk zijn nog vele ander strategieën denkbaar en strategieën kunnen ook gecombineerd worden. Zo kan een inkoper eerst op basis van Y+1 prijzen inkopen en vervolgens gedurende het jaar één of meer maanden vooruit inkopen. Ook kan een leveringscontract voor bijvoorbeeld 50% geïndexeerd zijn op basis van Y+1 prijzen en 50% op M+1 prijzen of op een ander verhandelbaar product. Tenslotte bevatten verschillende contracten de mogelijkheid om te 'klikken': een contract is bijvoorbeeld Y+1 geïndexeerd, maar in het jaar voor levering kan een afnemer de prijs van een bepaald toekomstig volume vastklikken, wat betekent dat voor dat volume de dan geldende marktprijs zal gelden (Y+1 in dit geval).

De drie inkoopstrategieën zijn:

1) Spot:
   - Iedere dag wordt het benodigde volume voor de volgende gasdag gekocht op de spot (day-ahead) markt
2) Maand (M+1):
   - Voor iedere maand wordt een voorspelling gemaakt van het verwachte volume
   - Dit volume wordt in de maand voor levering gekocht tegen de gemiddelde M+1 forward prijs in de markt.
   - Gedurende de leveringsmaand worden de dagelijkse afwijkingen gekocht op de spotmarkt. De maandvoorspelling kan te hoog of te laag zijn; in de spotmarkt wordt daarom soms gekocht, soms verkocht.
3) Jaar (Y+1):
   - Voor ieder jaar wordt een voorspelling gemaakt van het verwachte volume
   - Dit volume wordt in het jaar voor levering gekocht tegen de gemiddelde Y+1 forward prijs in de markt.
   - Gedurende het leveringsjaar worden de dagelijkse afwijkingen gekocht op de spotmarkt. De jaarvoorspelling kan te hoog of te laag zijn; in de spotmarkt wordt daarom soms gekocht, soms verkocht. Met name in de wintermaanden zal moeten worden bijgekocht op de spotmarkt, in de zomermaanden verkocht.

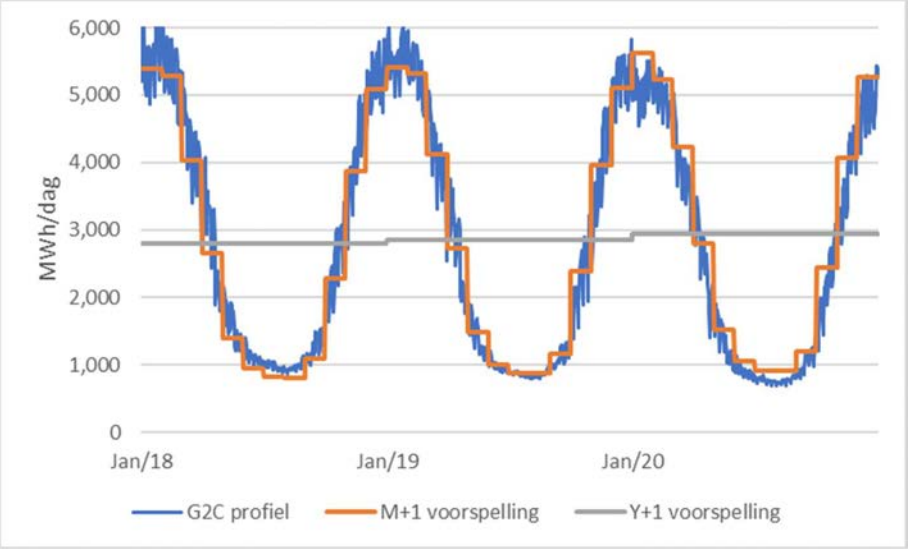
Merk op dat alle strategieën rekening houden met verschillen in volumes en prijzen gedurende het jaar. Bij spot inkoop gebeurt dit automatisch. En het geldt ook voor de M+1 en Y+1 strategieën. Alles wat met de M+1 strategie teveel of te weinig wordt ingekocht op de forward markt, wordt aangevuld met extra

transacties op de day ahead spotmarkt. Hierbij wordt ook de spot gasprijs betaald (of ontvangen). Hetzelfde proces gebeurt bij de Y+1 strategie.

Net als in de voorgaande studies, is besloten de spothandelsstrategie weg te laten uit de eindresultaten. Spothandel stelt een inkoper namelijk sterk bloot aan korte-termijn marktschommelingen en is in de praktijk niet erg gangbaar. Bovendien zit er al een spothandelscomponent in de andere twee strategieën. Door te kiezen voor het gemiddelde van de twee overgebleven strategieën, zijn de commodity kosten gelijkelijk gebaseerd op een enigszins risicovolle strategie (M+1) en een relatief zekere strategie (Y+1), die beiden gangbaar zijn in de markt.

We denken dat de M+1 en Y+1 strategieën samen een representatieve schatting geven voor de kosten van het grote scala aan mogelijke strategieën en contractindexaties in de praktijk. Er is gekozen voor een gelijke weging van beide strategieën, omdat ze beide ongeveer even gangbaar zijn. Voor de berekeningen zijn de volgende soorten voorspellingen van het verwachte volume nodig:

- Maand: het voorspelde volume is gelijk aan het gemiddelde volume van die maand in de andere jaren. Dus om het volume te voorspellen voor bijvoorbeeld januari 2020, nemen we het gemiddelde van januari 2018 en 2019. De huidige maand is weggelaten uit de berekening van het gemiddeld om te voorkomen dat de voorspelling onrealistisch nauwkeurig is ('biased'). In de praktijk is het gerealiseerde volume van een periode immers nog niet bekend op het moment dat voor die periode een schatting gemaakt wordt.
- Jaar: het voorspelde volume is gelijk aan het gemiddelde volume in de andere jaren. De voorspelling voor 2020 is bijvoorbeeld het gemiddelde volume van 2018 en 2019.



Figuur 3 Dagelijkse gasvolumes, maandvoorspelling en jaarvoorspelling op basis van het G2C profiel.

Voor het totale inkoopvolume zijn we uitgegaan van het algemene verliespercentage (0,5915%) maal de

totale invoeding op de lokale transportnetten voor ieder van de jaren 2018-2020. Hierop is het G2C profiel toegepast, wat leidt tot een dagelijks gasvolume dat volgens de verschillende strategieën wordt ingekocht.

Commodity kosten					
	Volume (MWh)	M+1 (€)	Y+1 (€)	M+1 en Y+1 gemiddeld (€)	M+1 en Y+1 gemiddeld (€/MWh)
2018	1,096,589	24,113,102	18,601,443	21,357,273	19.48
2019	1,049,370	18,517,937	23,622,512	21,070,224	20.08
2020	987,679	11,176,257	20,180,694	15,678,475	15.87
Gemiddelde	1,044,546	17,935,765	20,801,550	19,368,657	18.48

Tabel 2 Commodity kosten voor de twee verschillende strategieën.

De resultaten in Tabel 2 laten zien dat de kosten enigszins variëren tussen de verschillende strategieën. Gemiddeld over de drie jaren zijn over de kosten van de M+1 strategie iets lager dan de Y+1 strategie. Wel zijn grote verschillen tussen de verschillende jaren te zien. De lage gasprijzen in 2020 zorgde er bijvoorbeeld voor dat een M+1 strategie duidelijk gunstiger was dan een Y+1 strategie. In 2018 was dit beeld, door toenemende prijzen juist precies omgekeerd. Vanwege deze verschillen van jaar tot jaar is het gebruikelijk om, zeker voor in principe handels risicomijdende bedrijven zoals gasnetbeheerders, een mix inkoopstrategie te nemen die de M+1 en Y+1 strategie combineert. De gemiddelde commodity kosten van deze gecombineerde strategie van 18,48 €/MWh zijn 0,4 €/MWh lager dan in de 2020 studie. Dit is voornamelijk veroorzaakt door de (historisch) lage gasprijzen gedurende een groot gedeelte van 2020.

4.2 Flexibiliteitskosten

De commodity kosten zijn gebaseerd op dagvolumes die moeten worden ingekocht. Dit is een constant volume over de dag, een zogenaamd baseload volume. De echte netverliezen variëren echter per uur. Er zijn daarom nog extra flexibiliteitskosten voor balancering gedurende de dag.

Gas shippers moeten proberen hun portfolio ieder uur in balans te hebben. De kosten voor deze uurlijkse (of intra-day) balancering kunnen worden geschat aan de hand van een (virtuele) gasopslag. De benodigde flexibiliteitsvolumes hebben we geschat aan de hand van het G2C profiel:

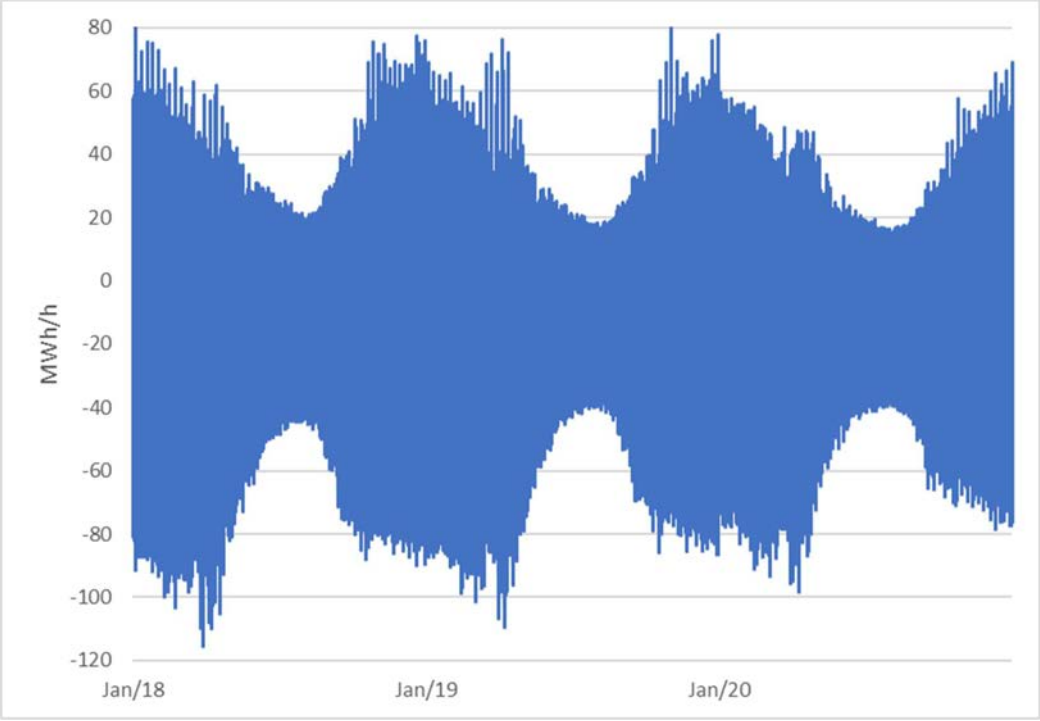
- Op basis van het G2C profiel zijn de volumes over de uren in het jaar verdeeld. Dit zijn dezelfde volumes als die zijn gebruikt voor de commodity kosten, maar dan op uurniveau.
- We nemen aan dat het totale dagvolume voor de volgende dag juist geschat kan worden.
- Het flexibiliteitsvolume voor ieder uur is het verschil tussen het werkelijke volume per uur en het gemiddelde dagvolume. Op een dag is de totale geschatte positieve flexibiliteit dus gelijk aan de totale geschatte negatieve flexibiliteit. Deze flexibiliteitsvolumes worden weergegeven in figuur 4.

Ze zijn groter (positief en negatief) in de winter dan in de zomer, aangezien ook het absolute volume dan hoger is.

Op basis van de flexibiliteitsvolumes is geschat welke gasopslagcapaciteit gekocht zou moeten worden om deze variaties op te vangen. Het maximale uitzendvolume moet groot genoeg zijn om de grootste negatieve flexibiliteit op te vangen. Het maximale injectievolume moet groot genoeg zijn om de grootste positieve flexibiliteit op te vangen. Het werkvolume van de opslag hoeft maar beperkt te zijn; we zijn ervan uit gegaan dat deze gelijk is aan 24 maal het maximale injectie- of uitzendvolume, afhankelijk van welke het grootste is.

Aangezien het verbruiksprofiel van alle netbeheerders gelijk is, namelijk het G2C profiel, wordt de berekening uitgevoerd op portfolioniveau. Een berekening op het niveau van de netbeheerders, gesommeerd, leidt tot een identiek resultaat.

Over de jaren 2018-2020 is de maximale negatieve flexibiliteit 115 MWh/uur, terwijl de maximale positieve flexibiliteit 80 MWh/uur is. Dit zijn de grootste positieve en negatieve uitschieters in Figuur 4. Dit worden respectievelijk de uitzendcapaciteit en de injectiecapaciteit van de gasopslag. Het benodigde werkvolume moet groot genoeg zijn om 24 uren achter elkaar te injecteren of uitzenden en komt op 2,765 MWh.



Figuur 4 Uurlijkse flexibiliteitsvolumes in 2018-2020. De volumes zijn gebaseerd op de jaarlijkse netverbruiken, vermenigvuldigd met een verliespercentage van 0,4941%, en verdeeld over de uren volgens het G2C profiel.

De kosten voor een gasopslag kunnen verdeeld worden in een vaste en een variabele component. De variabele kosten worden berekend over de volumes die worden geïnjecteerd en uitgezonden. In haar halfjaarlijkse veiling van gasopslagcapaciteit hanteert GasTerra bijvoorbeeld kosten van 0,42 €/MWh voor injectie en 0,03 €/MWh voor uitzenden. Dit zijn ook representatieve kosten voor andere gasopslagfaciliteiten en hanteren we als basis voor de berekening van variabele kosten. Er vanuit gaande dat alle positieve flexibiliteit moet worden gebalanceerd door gas te injecteren en alle negatieve flexibiliteit gebalanceerd door gas uit de opslag te halen, zijn de gemiddelde variabele kosten over de jaren 2018-2020 gelijk aan 37,413 €/jaar. Zie Tabel 3 voor de uitsplitsing per jaar.

Voor de bepaling van de vaste opslagkosten gebruiken we een opslagwaarderingsmodel. Het gebruikte model, KyStore, is een commercieel gebruikt softwarepakket van KYOS. Het wordt door een groot aantal marktspelers in Europa gebruikt om gasopslag te waarderen en te optimaliseren in de gasmarkt.

De belangrijkste parameter die deze waarde bepaalt, naast de karakteristieken van de gasopslag zelf, is de spotvolatiliteit. De spotvolatiliteit is een maat voor de beweeglijkheid van de spotprijzen. Een gangbare manier waarop marktpartijen de spotvolatiliteit schatten is om dit te berekenen op basis van de (al bekende) spotprijzen in het voorgaande jaar. Dit betekent dat voor het bepalen van de waarde van de opslag voor 2019 de spotvolatiliteit in 2018 is berekend en gebruikt. Dit levert voor de jaren 2018, 2019 en 2020 een spot volatiliteit van respectievelijk 39%, 40% en 75%.

De geschatte jaarlijkse flexibiliteitskosten komen daarmee op 47.770 € vaste kosten plus gemiddeld 37.413 € variabele kosten. Deze totale kosten van 85.183 € worden vervolgens gedeeld door het jaarlijkse netverliesvolume, waarmee de jaarlijkse flexibiliteitskosten uitkomen op 0,08 €/MWh. Dit is relatief laag ten opzichte van de commodity kosten. In vergelijking met de 2020 studie zijn de flexibiliteitskosten in €/MWh vrijwel onveranderd.

Flexibiliteitskosten					
	Volume (MWh)	Vast (€)	Variabel (€)	Totaal (€)	Totaal (€/MWh)
2018	1,096,589	32,402	40,286	72,688	0.07
2019	1,049,370	57,584	37,585	95,169	0.09
2020	987,679	53,324	34,368	87,692	0.09
Gemiddelde	1,044,546	47,770	37,413	85,183	0.08

Tabel 3 Flexibiliteitskosten op basis van een virtuele gasopslag. De berekening is uitgevoerd met behulp van het KyStore model.

4.3 Transportkosten

Naast de commodity kosten en de flexibiliteitskosten hebben shippers (netgebruikers) te maken met de kosten voor het gebruik van het landelijk transportnet van GTS. De kosten worden aangeduid als transportkosten. Voor het gebruik van het landelijke gastransportnet wordt er, in het geval het de uitwisseling met regionale gastransportnetten betreft, transportcapaciteit door GTS gereserveerd voor de shippers. De uitwisselingspunten tussen het GTS transportnet en de regionale gastransportnetten worden RNB-Exit punten genoemd. Deze toewijzing gebeurt niet op basis van een boeking, maar op basis van een allocatie aan de hand van de maximaal afgenomen capaciteit op het RNB-Exit punt. Voor deze reservering wordt een bijbehorende vergoeding betaald, waarvan het tarief vanaf 2020 gelijk is voor ieder RNB-Exit punt (*postzegel tarief*).

De reservering van exit-capaciteit wordt door GTS maandelijks berekend aan de hand van een formule die onder andere rekening houdt met het mogelijke piekverbruik in de betreffende maand. Hierbij hanteert GTS sinds 2020 een geoptimaliseerde boekingsstrategie waarbij de optimale mix van jaar-, kwartaal en maandproducten wordt gehanteerd. De door GTS gebruikte factoren voor het reserveren van de RNB-Exit capaciteit zijn te vinden op de website van GTS[11] . Ook voor de allocatie van exit-capaciteit behorende bij netverliezen wordt deze methode gebruikt. In deze studie zijn de exit-tarieven gebruikt die geldig zijn voor 2021. Het bijbehorende tarief voor de boeking van een jaarproduct is met 2.29 €/kWh/uur/jaar identiek aan het gebruikte tarief in de 2020 studie.

Tabel 4 toont de resultaten per jaar. De transportkosten per jaar bedragen gemiddeld € 1.252.249.

Transportkosten			
	Volume (MWh)	Kosten (€)	Kosten (€/MWh)
2018	1,096,589	1,314,581	1.20
2019	1,049,370	1,258,101	1.20
2020	987,679	1,184,066	1.20
Gemiddelde	1,044,546	1,252,249	1.20

Tabel 4 Transportkosten behorende bij de inkoop van netverliezen door regionale netbeheerders.

De gemiddelde transportkosten zijn in €/MWh vrijwel identiek aan de 2020 studie. Vanwege het hogere absolute netverliesvolume in deze studie zijn de absolute transportkosten wel hoger in vergelijking met de 2020 studie.

[11] https://www.gasunietransportservices.nl/shippers/capaciteit-boeken/rnb-exitcapaciteit

4.4 Overige kosten

Naast de commodity kosten, flexibiliteitskosten en transportkosten berekenen leveranciers nog andere kosten door in hun tarieven. De overige kosten dekken met name de uitvoeringskosten, administratieve kosten, kosten van werkkapitaal, kredietkosten, plus een eventuele winstmarge. In het geval van netbeheerders kunnen de kredietkosten als verwaarloosbaar klein verondersteld worden, aangezien de kans op wanbetaling zeer gering is. Op basis van KYOS' expertise op het gebied van gascontracten schatten we de overige kosten op ongeveer 0,50 €/MWh or 522.273 € per jaar.