

# RAPPORT

## Ketenemissies aardgasmix 2022-2023

Klant: Rijkswaterstaat

Referentie: BI4005I&BRP001F01

Status: Definitief/01

Datum: 25 januari 2024

HASKONINGDHV NEDERLAND B.V.

George Hintzenweg 85  
3068 AX Rotterdam  
Netherlands  
Industry & Buildings

+31 88 348 90 00 **T**  
info@rhdhv.com **E**  
royalhaskoningdhv.com **W**

Titel document: Ketenemissies aardgasmix 2022-2023

Sub titel:

Referentie: BI4005I&BRP001F01

Uw kenmerk --

Status: Definitief/01

Datum: 25 januari 2024

Projectnaam: Actualiseren ketenemissies aardgasketen

Projectnummer: BI4005

Auteur(s): Harry Croezen, Matthew Doe, Nienke Jorna

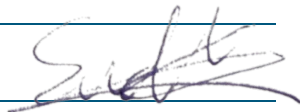
Opgesteld door: Harry Croezen

Gecontroleerd door: Sander van den Brand

Datum: 25 januari 2024

Goedgekeurd door: Sander van den Brand

Datum: 26 januari 2024



Classificatie

Alleen voor intern gebruik

*Behoudens andersluidende afspraken met de Opdrachtgever, mag niets uit dit document worden veeveelvoudigd of openbaar gemaakt of worden gebruikt voor een ander doel dan waarvoor het document is vervaardigd. HaskoningDHV Nederland B.V. aanvaardt geen enkele verantwoordelijkheid of aansprakelijkheid voor dit document, anders dan jegens de Opdrachtgever.*

*Let op: dit document bevat mogelijk persoonsgegevens van medewerkers van HaskoningDHV Nederland B.V.. Voordat publicatie plaatsvindt (of anderszins openbaarmaking), dient dit document te worden geanonimiseerd of dient toestemming te worden verkregen om dit document met persoonsgegevens te publiceren. Dit hoeft niet als wet- of regelgeving anonimiseren niet toestaat.*

## Inhoud

<b>Samenvatting</b>	<b>1</b>
<b>1 Project op hoofdlijnen</b>	<b>4</b>
<b>2 Herkomst geconsumeerd aardgas</b>	<b>6</b>
<b>3 Emissies per ketenschakel</b>	<b>8</b>
3.1 Uitgevoerde analyse	8
3.2 Resultaten	8
3.2.1 Resultaten voor G-gas	8
3.2.2 Resultaten voor H-gas	9
<b>4 Onzekerheden in resultaten</b>	<b>11</b>
4.1 Methaanemissies	11
4.2 Andere onzekerheden	11
4.3 Aanbeveling voor de frequentie van actualisering	11

## Tabellen

Tabel 1. Berekening broeikasgasemissies per eenheid voor G-gas, afgeleverd bij kleinverbruikers, (alle waarden in kg CO <sub>2</sub> -eq/GJ aardgas op calorische onderwaarde)	1
Tabel 2. Berekening broeikasgasemissies per eenheid H-gas, afgeleverd bij grootverbruikers (alle waarden in kg CO <sub>2</sub> -eq/GJ aardgas op calorische onderwaarde)	2
Tabel 3. Berekening broeikasgasemissies per eenheid voor G-gas, afgeleverd bij kleinverbruikers, (alle waarden in kg CO <sub>2</sub> -eq/GJ aardgas op calorische onderwaarde)	9
Tabel 4. Berekening broeikasgasemissies per eenheid H-gas, afgeleverd bij grootverbruikers (alle waarden in kg CO <sub>2</sub> -eq/GJ aardgas)	10
Tabel 5 Aangehouden gassamenstellingen	4
Tabel 6 Aangehouden samenstelling van G-gas en H-gas gasmengsels in 2022 - 2023	5
Tabel 7 Emissies van methaan bij gaswinning en LNG-productie in 2022 volgens IEA	11
Tabel 8: Broeikasgasemissies van de Noorse gasketen tot en met Nederland, per ketenschakel en soort emissie	19
Tabel 9 Broeikasgasemissies van Russisch gasketen tot en met Nederland, per ketenschakel en soort emissie	23
Tabel 10 Emissiefactoren voor aardgasproductie uit Groningen gasveld	27
Tabel 11: (Geertsen, 1998) (Correljé, 2003) Overzicht emissiefactoren voor productie en gasbehandeling van aardgas uit het Groningen gasveld	27

## Figuren

Figuur 1	Indicatief schema van processtappen bij aardgasproductie en -opwerking	4
Figuur 2	In Nederland geproduceerde of door Nederland geïmporteerde volumes aardgas in de periode augustus 2022 – juli 2023	6
Figuur 3	Indicatief schema van processtappen bij aardgasproductie en -opwerking	1
Figuur 4	Schematische weergave van productie van LNG (Perez, 2009)	7
Figuur 5	Uitsnede uit LRQA Independent Assurance Statement bij het milieujaarverslag van QatarEnergy van 2022	8
Figuur 6	Specifieke broeikasgasemissies voor een aantal LNG-productie-installaties (bron (Saunier, Jilani, & Brown, 2021), (Rogers, 2013))	9
Figuur 7	Overzicht van de bijdragen van verschillende typen emissiebronnen aan de totale broeikasgasemissies bij LNG-productie in Qatar in 2011 (bron (Subedar & Fragu, 2012))	10
Figuur 8:	Overzicht van bestaande Amerikaanse LNG export terminals en capaciteiten.	14
Figuur 9:	Overzicht aardgasproductieketen Equinor met bijbehorende emissies (Equinor, 2020)	17
Figuur 10:	Gaspijpleiding netwerk in de Noordzee, opgehaald van: <a href="https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/the-oil-and-gas-pipeline-system/">https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/the-oil-and-gas-pipeline-system/</a>	18
Figuur 11:	Overzichtskaart van pijpleidingnetwerk vanuit Rusland naar Europa Bron: (COWI, 2015).	21
Figuur 12:	Vergelijk van Russische methaanemissies uit olie- en gasketens van IEA met andere studies.	22

## Bijlagen

- A. Algemene opbouw aardgasketen
- B. Aangehouden aardgas-samenstellingen
- C. LNG uit Qatar
- D. LNG import uit Verenigde Staten van Amerika
- E. Noorse Aardgas
- F. Aardgas per pijpleiding uit Rusland
- G. Aardgas uit de kleine Nederlandse velden
- H. Aardgas uit Groningen aardgasveld
- I. Emissies bij transmissie en distributie in Nederland
- J. Bronnen

## Samenvatting

Royal HaskoningDHV heeft in opdracht van Rijkswaterstaat directie Water, Verkeer en Leefomgeving de broeikasemissies in de toeleveringsketen geactualiseerd voor in Nederland geconsumeerd aardgas van G-gas en van H-gas kwaliteit, zoals afgeleverd bij respectievelijk kleinverbruikers en grootverbruikers. De geactualiseerde emissiefactoren zullen worden gebruikt in het overzicht van broeikasgas emissiefactoren op de website CO<sub>2</sub>-emissiefactoren.nl<sup>1</sup>.

Na bepaling van de herkomst van in Nederland geconsumeerd aardgas is voor de voornaamste landen van herkomst – Nederland, Noorwegen en de VS – een schatting gemaakt van de broeikasgasemissies bij winning, gasbehandeling en eventueel vloeibaar maken van aardgas en eventueel transport naar Nederland. Daarnaast zijn schattingen gemaakt voor winning en behandeling, transmissie en distributie van aardgas in Nederland zelf.

Voor de analyse is gebruik gemaakt van informatie uit openbare bronnen zoals milieujaarverslagen van Equinor en Gazprom, data van CBS Statline en LevensCyclusAnalyses (LCA's) voor bijvoorbeeld LNG uit de Verenigde Staten. Voor methaanemissies in de verschillende ketens is gebruik gemaakt van gegevens van de IEA Methane Tracker om de meest recente inzichten uit satellietwaarnemingen te verdisconteren en lacunes in andere informatiebronnen op te vangen.

De geschatte broeikasgasemissies per eenheid afgeleverd aardgas van G-gas kwaliteit aan kleinverbruikers zijn gegeven in Tabel 1.

Tabel 1. Berekening broeikasgasemissies per eenheid<sup>2</sup> voor G-gas, afgeleverd bij kleinverbruikers, (alle waarden in kg CO<sub>2</sub>-eq/GJ aardgas op calorische onderwaarde)

	Kleine NL velden	Offshore	Noorwegen (pijpleiding)	US LNG	LNG uit Qatar en andere landen	Mix
Aandeel in eindgebruikersmix	5,5%	13,4%	37,8%	19,9%	23%	
Broeikasgasemissies per ketenschakel (kg CO <sub>2</sub> eq. /GJ geleverd):						
• Winning	0,00	0,00	0,17	6,73	4,33	2,42
• Gasbehandeling	2,57	2,92	1,64	7,75	0,00	2,69
• Transport in exportland	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
• Liquefactie in exportland	0,00	0,00	0,00	8,13	6,88	3,22
• Transport naar Nederland	0,00	0,00	0,11	1,86	2,14	0,91
• Hervergassing in Nederland	0,00	0,00	0,00	0,27	0,27	0,12
• Transmissie in Nederland	0,92	1,19	1,63	1,52	1,70	1,52
• Distributie in Nederland	0,20	0,19	0,19	0,21	0,20	0,20
Totaal:	3,69	4,30	3,74	26,46	15,52	11,08
Waarvan uit elektriciteit	0,79	1,06	1,50	1,67	1,85	1,52

<sup>1</sup> Zie: <https://www.co2emissiefactoren.nl/lijst-emissiefactoren/>

<sup>2</sup> Per eenheid energie op calorische onderwaarde / stookwaarde

Geschat wordt dat de emissies per eenheid Nederlands gas uit kleine velden en Noors gas vergelijkbaar zijn, terwijl emissies per eenheid LNG uit de VS en uit Qatar en andere landen respectievelijk 6 - 7 en circa 4 maal groter zijn.

De hogere broeikasgasemissie voor LNG uit de VS en andere LNG producerende landen hangt samen met het energiegebruik voor vloeibaar maken van aardgas, maar ook met hogere methaanemissies in de keten door diffuse emissies van aardgas bij winning, opwerking en transport.

Bij winning in Nederland wordt de broeikasgasemissie bij winning, opwerking en transport voornamelijk bepaald door de benodigde compressie bij aardgasproductie uit kleinere gasvelden, met name bij offshore gasproductie (zie ook (Serna Tamez & Dellaert, 2020)).

In de schatting is uitgegaan van gebruik van grijze elektriciteit (elektriciteit ingekocht vanaf het net uit hernieuwbare bronnen) bij hervergassing van LNG en transmissie in Nederland<sup>3</sup>. Er is geen rekening gehouden met eventuele vergroening door inkoop van GvO's.

Om het effect van verduurzaming van ingekochte of geconsumeerde elektriciteit te illustreren is apart de geschatte indirecte bijragen gerelateerd aan elektriciteitsgebruik gegeven<sup>4</sup>.

De geschatte broeikasgasemissies per eenheid afgeleverd aardgas van H-gas kwaliteit aan grootverbruikers zijn gegeven in Tabel 2.

Tabel 2. Berekening broeikasgasemissies per eenheid<sup>5</sup> H-gas, afgeleverd bij grootverbruikers (alle waarden in kg CO<sub>2</sub>-eq/GJ aardgas op calorische onderwaarde)

	Kleine NL velden	Offshore	Noorwegen (pijpleiding)	US LNG	LNG uit Qatar en andere landen	Mix
Aandeel in eindgebruikersmix	5,5%	13,4%	37,8%	19,9%	23%	
Broeikasgasemissies per ketenschakel (kg CO <sub>2</sub> eq. /GJ geleverd):						
• Winning	0,00	0,00	0,17	6,73	4,33	2,42
• Gasbehandeling	2,56	2,92	1,64	7,74	0,00	2,69
• Transport in exportland	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
• Liquificatie in exportland	0,00	0,00	0,00	8,13	6,87	3,22
• Transport naar Nederland	0,00	0,00	0,11	1,85	2,14	0,91
• Hervergassing in Nederland	0,00	0,00	0,00	0,27	0,27	0,12
• Transmissie in Nederland	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
• Distributie in Nederland	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Totaal:	3,02	3,37	2,38	25,18	14,06	9,81
Waarvan uit elektriciteit	0,32	0,32	0,32	0,60	0,60	0,44

De ketenemissie per Nm<sup>3</sup> aardgas bedraagt 355 g CO<sub>2</sub>-eq/Nm<sup>3</sup> voor G-gas en 362 g CO<sub>2</sub>-eq/Nm<sup>3</sup> voor H-gas<sup>6</sup>.

Zoals aangegeven in dit rapport is de onzekerheid, in de in deze studie bepaalde ketenemissies, aanzienlijk vanwege onzekerheid in emissiecijfers van met name methaan, beperkte beschikbaarheid van specifieke emissiecijfers voor winning en behandeling van aardgas en vanwege de ontwikkelingen in de emissies door emissiereductiemaatregelen.

<sup>3</sup> Elektriciteitsgebruik bij transmissie betreft gebruik bij compressie voor transport en seizoenopslag en gebruik voor N<sub>2</sub>-productie bij Gasunie Transport Services en bij externe N<sub>2</sub>-toeleveranciers (met name Linde Gas in IJmuiden).

<sup>4</sup> Gebaseerd op een specifieke emissie van 158 kg CO<sub>2</sub>/GJ<sub>e</sub>, conform jaarverslag van Gasunie Transport Services.

<sup>5</sup> Per eenheid energie op calorische onderwaarde / stookwaarde.

<sup>6</sup> De stookwaarde van G-gas en H-gas is geschat op respectievelijk 32,0 MJ/Nm<sup>3</sup> en 36,9 MJ/Nm<sup>3</sup>.

Tegelijkertijd is ook de aardgasmarkt sterk in beweging met afbouw van aardgasproductie in Nederland, toenemende import en de invloed op de importstromen door geopolitieke ontwikkelingen en de beoogde substitutie van aardgas door waterstof.

De in onze studie uitgevoerde actualisering van de ketenemissies bij toelevering van in Nederland geconsumeerd aardgas is vooral een momentopname in een dynamische ontwikkeling.

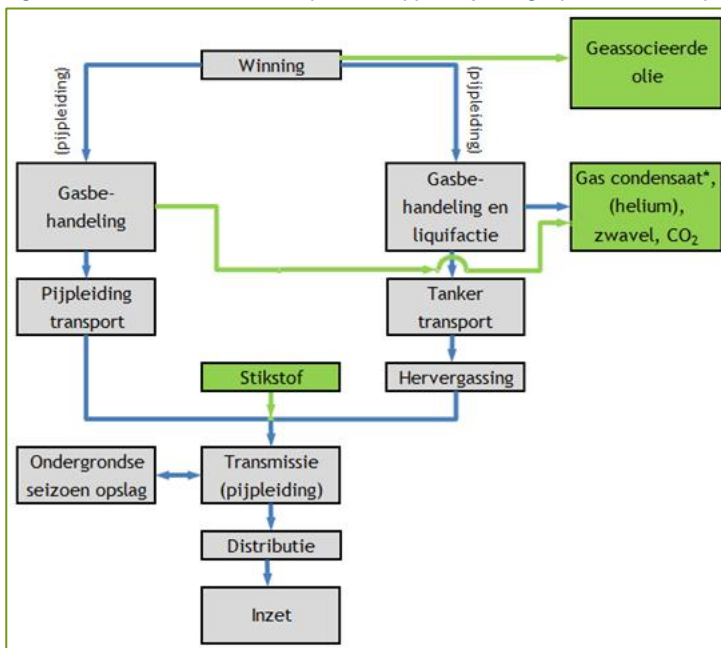
Er wordt daarom aanbevolen elk jaar te evalueren of actualisering zinvol is.

## 1 Project op hoofdlijnen

Royal HaskoningDHV heeft in opdracht van Rijkswaterstaat directie Water, Verkeer en Leefomgeving de broeikasemissies in de toeleveringsketen geactualiseerd voor in Nederland geconsumeerd aardgas. De toeleveringsketen van aardgas (zie ook Figuur 1) bestaat uit alle schakels vanaf winning tot aflevering en omvat gasbehandeling, transport / transmissie, seizoenopslag en distributie en eventueel ook bijmenging van N<sub>2</sub> (stikstof). Extra ketenstappen bij LNG zijn vloeibaar maken van behandeld aardgas en hervergassing.

Een uitvoeriger beschrijving is opgenomen in Bijlage A.

Figuur 1 Indicatief schema van processtappen bij aardgasproductie en -opwerking



Bron: eigen productie

Met groene achtergrondkleur aangegeven toevoegingen (stikstof) of bijproducten (olie, condensaat, zwavel, helium, CO<sub>2</sub>) komen uit of gaan naar een andere waardeketen

De geactualiseerde emissiefactoren zullen worden gebruikt in het overzicht op de website CO<sub>2</sub>-emissiefactoren.nl<sup>7</sup>.

In de hoofdtekst van dit rapport is een beknopte beschrijving van de uitvoering en de resultaten van de actualiseringsstudie gegeven. Achtergrondinformatie is te vinden in de Bijlagen A t/m H bij dit rapport.

De analyse is uitgevoerd in 3 deelstappen, hieronder in aparte hoofdstukken beschreven:

- Vaststelling van de herkomst van in Nederland geconsumeerd aardgas (Nederlandse productie, import).
- Vaststellen van broeikasgasemissies in de productieketen voor aardgas uit Nederland en een aantal aan Nederland aardgas leverende landen.
- Combinatie van landen-specifieke broeikasgasbalansen tot mengsels geleverd aan afnemers in Nederland.

Een uitgebreidere beschrijving van de analyse is opgenomen in de bijlagen.

<sup>7</sup> Zie: <https://www.co2emissiefactoren.nl/lijst-emissiefactoren/>



Er is onderscheid gemaakt tussen twee kwaliteiten aardgas:

- Zogenaamd hoogcalorisch aardgas (H-gas), dat wordt gebruikt als grondstof voor productie van methanol, waterstof en ammoniak en dat bij een aantal grote industriële bedrijven en energiecentrales als brandstof wordt gebruikt.
- Aardgas van zogenaamde G-gaskwaliteit, voornamelijk gebruikt bij 'kleingebruikers' in bebouwde omgeving en landbouw (glastuinbouw) en een aantal industriële gebruikers en energiecentrales.

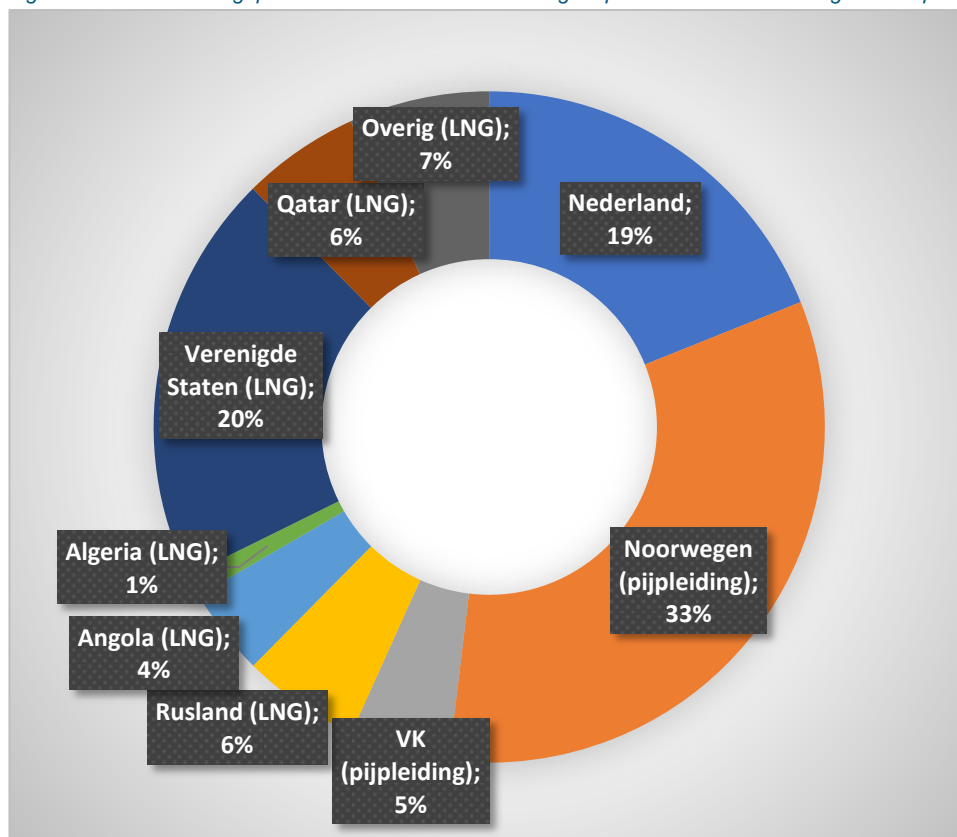
De G-gaskwaliteit is uniek in de wereld en is gebaseerd op de unieke gassamenstelling van aardgas uit het Groningen gasveld, ooit de ruggengraat van de Nederlandse aardgasinfrastructuur.

## 2 Herkomst geconsumeerd aardgas

In de eerste stap is op basis van informatie van Eurostat en de International Group of Liquefied Natural Gas Importers een overzicht gemaakt van de herkomst van aardgas dat in het afgelopen jaar in Nederland is geconsumeerd.

De herkomst kan productie in Nederland of import zijn. Import kan zowel rechtstreeks zijn in de vorm van LNG of per pijpleiding aangevoerd aardgas uit Noorwegen of Groot-Brittannië (Bacton Balgzand Line), maar kan ook doorvoer via België, Duitsland en Groot-Brittannië betreffen.

Figuur 2 In Nederland geproduceerde of door Nederland geïmporteerde volumes aardgas in de periode augustus 2022 – juli 2023



Bron: Eurostat, Department for Energy Security & Net Zero (VK)

Bij het opstellen van het overzicht zijn importcijfers voor aardgas vanuit België, Duitsland en voor het Verenigd Koninkrijk (VK) op basis van data uit respectievelijk Eurostat en Department for Energy Security & Net Zero zo goed als mogelijk omgerekend naar productievolumes (voor VK)<sup>8</sup> en importvolumes uit de oorspronkelijke aardgas producerende landen. Daarbij is ook rekening gehouden met doorvoer via België en Duitsland van aardgas vanuit Frankrijk, Spanje en Verenigd Koninkrijk.

Bij doorvoer is steeds aangenomen dat naar Nederland doorgevoerd aardgas dezelfde samengestelde herkomst heeft als het totale door het land van herkomst geïmporteerde (bij VK: en geproduceerde) volume aan aardgas.

Zoals geïllustreerd in Figuur 2 zijn met name Noorwegen, de VS en Nederland zelf de voornaamste bronnen voor in Nederland geconsumeerd aardgas.

<sup>8</sup> Omdat VK nog een significante eigen productie heeft, in tegenstelling tot België, Frankrijk en Duitsland

Aardgas uit Noorwegen wordt voornamelijk via pijpleiding aangevoerd, net als aardgas uit Nederland en Verenigd Koninkrijk. Alle andere importstromen betreffen LNG. Een deel van de LNG-import wordt in andere landen (België, Frankrijk, Verenigd Koninkrijk) hervergast en via pijpleiding naar Nederland getransporteerd.

Import van Russisch aardgas per pijpleiding naar Nederland is sinds het 3e kwartaal van 2022 stopgezet. Er wordt wel Russische LNG geïmporteerd door (wat betreft landen die relevant zijn voor de aardgashuishouding in Nederland) met name België en in mindere mate Spanje.

De categorie 'Overig' betreft LNG-import uit landen als Nigeria, Trinidad & Tobago, Peru en Egypte.

### 3 Emissies per ketenschakel

#### 3.1 Uitgevoerde analyse

In stap 2 zijn voor een aantal landen de emissies van broeikasgassen in de verschillende ketenschakels van de aardgas productieketen bepaald of geschat. In overleg met de opdrachtgever zijn de volgende landen geselecteerd:

- Nederland (pijpleidinggas);
- Noorwegen (pijpleidinggas);
- Verenigde Staten (LNG op basis van schaliegas);
- Qatar (LNG).

Productie van LNG in Qatar is representatief verondersteld voor LNG-productie in andere, aan Nederland leverende landen, dan de VS. Qatar is na de VS de voornaamste leverancier van LNG in Europa en LNG-productie in dit land is daarom bij wijze van 1<sup>e</sup> orde benadering representatief verondersteld voor LNG-productie in andere aan Nederland leverende landen (anders dan de VS).

Voor aardgasproductie in Nederland zelf is vanwege de verschillen tussen deze bronnen en de verschillende samenstelling van het geproduceerde aardgas (zie Bijlage B) onderscheid gemaakt tussen aardgasproductie uit kleine velden op zee en uit kleine velden op land.

Gegevens over broeikasgasemissies zijn ontleend aan openbare bronnen zoals milieujaarverslagen, data van CBS Statline en LCA's. Achtergrondinformatie is te vinden in Bijlagen C t/m H.

Voor methaanemissies in de verschillende ketens is gebruik gemaakt van gegevens van de IEA Methane Tracker om de meest recente inzichten uit satellietwaarnemingen te verdisconteren en lacunes in andere informatiebronnen op te vangen.

Qua methodologie zijn de volgende keuzes gemaakt:

- Bij gecombineerde winning van aardgas / associated gas en aardolie of condensaat zijn broeikasgasemissies gealloceerd op basis van energie-inhoud.
- Voor omrekenen van methaanemissies en eventuele emissies van andere broeikasgassen is gebruik gemaakt van de global warming potential factoren (GWP100-factoren) uit de Fifth Assessment Report (AR5)<sup>9</sup>.

Beschikbare emissiegegevens (in openbare bronnen) zijn vaak geaggregeerd over verschillende individuele installaties en pijpleidingen, over verschillende ketenschakels binnen de aardgasketen en – vanwege verknoping van aardgasproductie met aardoliewinning middels geassocieerd gas en condensaat – de aardolieketen. Daardoor is het vaak alleen mogelijk om een broeikasgasemissie per gemiddelde eenheid koolwaterstoffen (aardgas, condensaat, aardolie) te bepalen.

### 3.2 Resultaten

#### 3.2.1 Resultaten voor G-gas

De geschatte broeikasgasemissies per eenheid afgeleverd aardgas van G-gas kwaliteit aan kleinverbruikers zijn gegeven in Tabel 3.

<sup>9</sup> Zie bijvoorbeeld: [https://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values%20%28Feb%2016%202016%29\\_1.pdf](https://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values%20%28Feb%2016%202016%29_1.pdf)

Tabel 3. Berekening broeikasgasemissies per eenheid<sup>10</sup> voor G-gas, afgeleverd bij kleinverbruikers, (alle waarden in kg CO<sub>2</sub>-eq/GJ aardgas op calorische onderwaarde)

	Kleine NL velden	Offshore	Noorwegen (pijpleiding)	US LNG	LNG uit Qatar en andere landen	Mix
Aandeel in eindgebruikersmix	5,5%	13,4%	37,8%	19,9%	23%	
Broeikasgasemissies per ketenschakel (kg CO <sub>2</sub> eq. /GJ geleverd):						
• Winning	0,00	0,00	0,17	6,73	4,33	2,42
• Gasbehandeling	2,57	2,92	1,64	7,75	0,00	2,69
• Transport in exportland	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
• Liquefactie in exportland	0,00	0,00	0,00	8,13	6,88	3,22
• Transport naar Nederland	0,00	0,00	0,11	1,86	2,14	0,91
• Hervergassing in Nederland	0,00	0,00	0,00	0,27	0,27	0,12
• Transmissie in Nederland	0,92	1,19	1,63	1,52	1,70	1,52
• Distributie in Nederland	0,20	0,19	0,19	0,21	0,20	0,20
Totaal:	3,69	4,30	3,74	26,46	15,52	11,08
Waarvan uit elektriciteit	0,79	1,06	1,50	1,67	1,85	1,52

Geschat wordt dat de emissies per eenheid Nederlands gas uit kleine velden en Noors gas vergelijkbaar zijn, terwijl emissies per eenheid LNG uit de VS en uit Qatar en andere landen respectievelijk 6 -7 en circa 4 maal groter zijn.

De hogere broeikasgasemissie voor LNG uit de VS en andere LNG producerende landen hangt samen met het energiegebruik voor vloeibaar maken van aardgas, maar ook met hogere methaanemissies in de keten door diffuse emissies van aardgas bij winning, opwerking en transport.

Bij winning in Nederland wordt de broeikasgasemissie bij winning, opwerking en transport voornamelijk bepaald door de benodigde compressie bij aardgasproductie uit kleinere gasvelden, met name bij offshore gasproductie (zie ook (Serna Tamez & Dellaert, 2020)).

In de schatting is uitgegaan van gebruik van grijze elektriciteit (elektriciteit ingekocht vanaf het net uit hernieuwbare bronnen) bij hervergassing van LNG en transmissie in Nederland<sup>11</sup>. Er is geen rekening gehouden met eventuele vergroening door inkoop van GVO's.

Om het effect van verduurzaming van ingekochte of geconsumeerde elektriciteit te illustreren is apart de geschatte indirecte bijragen gerelateerd aan elektriciteitsgebruik gegeven<sup>12</sup>.

### 3.2.2 Resultaten voor H-gas

De geschatte broeikasgasemissies per eenheid afgeleverd aardgas van H-gas kwaliteit aan grootverbruikers zijn gegeven in Tabel 4.

<sup>10</sup> Per eenheid energie op calorische onderwaarde / stookwaarde

<sup>11</sup> Elektriciteitsgebruik bij transmissie betreft gebruik bij compressie voor transport en seizoenopslag en gebruik voor N<sub>2</sub>-productie bij Gasunie Transport Services en bij externe N<sub>2</sub>-toeleveranciers (met name Linde Gas in IJmuiden).

<sup>12</sup> Gebaseerd op een specifieke emissie van 158 kg CO<sub>2</sub>/GJ<sub>e</sub>, conform jaarverslag van Gasunie Transport Services.

Tabel 4. Berekening broeikasgasemissies per eenheid<sup>13</sup> H-gas, afgeleverd bij grootverbruikers (alle waarden in kg CO<sub>2</sub>-eq/GJ aardgas)

	Kleine NL velden	Offshore	Noorwegen (pijpleiding)	US LNG	LNG uit Qatar en andere landen	Mix
Aandeel in eindgebruikersmix	5,5%	13,4%	37,8%	19,9%	23%	
Broeikasgasemissies per ketenschakel (kg CO <sub>2</sub> eq. /GJ geleverd):						
• Winning	0,00	0,00	0,17	6,73	4,33	2,42
• Gasbehandeling	2,56	2,92	1,64	7,74	0,00	2,69
• Transport in exportland	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
• Liquificatie in exportland	0,00	0,00	0,00	8,13	6,87	3,22
• Transport naar Nederland	0,00	0,00	0,11	1,85	2,14	0,91
• Hervergassing in Nederland	0,00	0,00	0,00	0,27	0,27	0,12
• Transmissie in Nederland	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
• Distributie in Nederland	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Totaal:	3,02	3,37	2,38	25,18	14,06	9,81
Waarvan uit elektriciteit	0,32	0,32	0,32	0,60	0,60	0,44

<sup>13</sup> Per eenheid energie op calorische onderwaarde / stookwaarde.

## 4 Onzekerheden in resultaten

### 4.1 Methaanemissies

Gerapporteerde cijfers voor methaanemissies bij winning, behandeling en transport vertonen grote verschillen tussen de verschillende informatiebronnen.

Zoals aangegeven in voorgaande hoofdstuk is in deze studie voor methaanemissies in de verschillende ketens gebruik gemaakt van gegevens van de IEA Methane Tracker om zo goed mogelijk de meest recente inzichten uit satellietwaarnemingen te verdisconteren en lacunes in andere informatiebronnen op te vangen.

### 4.2 Andere onzekerheden

Andere bronnen van onzekerheden in de analyseresultaten zijn de beperkte mate van detailinformatie en het tijdelijke karakter van de gehanteerde emissiecijfers.

Alle gebruikte bronnen geven emissiecijfers die zijn geaggregeerd over meerdere installaties, waar vaak meerdere producten tegelijkertijd worden geproduceerd of geven emissiecijfers geaggregeerd over meerdere ketenschakels. Het is daardoor zo goed als onmogelijk om na te gaan of de gebruikte gegevens exclusief betrekking hebben op productie en behandeling van aardgas of dat er bijvoorbeeld ook is geaggregeerd over bijvoorbeeld behandeling van condensaat of aardolie. In deze studie is in dat geval uitgegaan van geaggregeerde cijfers en is gealloceerd naar de verschillende producten op basis van energie-inhoud (stookwaarde).

We zien daarnaast dat bedrijven in meer of mindere mate maatregelen nemen om broeikasgasemissies te reduceren. Gasunie TransportServices (GTS) bijvoorbeeld vergroent in toenemende mate de voor compressie en stikstofproductie ingekochte elektriciteit. Equinor en andere producenten werken aan reductie van emissies door elektrificatie van procesapparatuur. De VS zal in de komende jaren de methaanemissies van olie- en gasproductie significant reduceren<sup>14</sup>. In Qatar wordt ingezet op opslag van CO<sub>2</sub> (zie ook bijlage C) en op minimalisering van methaanemissies door monitoring van deze emissies en daaraan gerelateerd onderhoud van potentiële bronnen van diffuse emissies. Dit soort wenselijke ontwikkelingen maakt dat in deze en vergelijkbare studies aangehaalde emissiecijfers binnen enkele jaren weer zijn achterhaald.

### 4.3 Aanbeveling voor de frequentie van actualisering

Zoals aangegeven in dit hoofdstuk is de onzekerheid in de in deze studie bepaalde ketenemissies aanzienlijk vanwege onzekerheid in emissiecijfers van met name methaan, beperkte beschikbaarheid van specifieke emissiecijfers voor winning en behandeling van aardgas en vanwege de ontwikkelingen in de emissies door emissiereductiemaatregelen.

Tegelijkertijd is ook de aardgasmarkt sterk in beweging met afbouw van aardgasproductie in Nederland, toenemende import en de invloed op de importstromen door geopolitieke ontwikkelingen en de beoogde substitutie van aardgas door waterstof.

De in onze studie uitgevoerde actualisering van de ketenemissies bij toelevering van in Nederland geconsumeerd aardgas is vooral een momentopname in een dynamische ontwikkeling. Er wordt daarom aanbevolen vooralsnog **elk jaar** te evalueren of actualisering zinvol is.

<sup>14</sup> Zie bijvoorbeeld: <https://www.epa.gov/newsreleases/us-sharply-cut-methane-pollution-threatens-climate-and-public-health>.

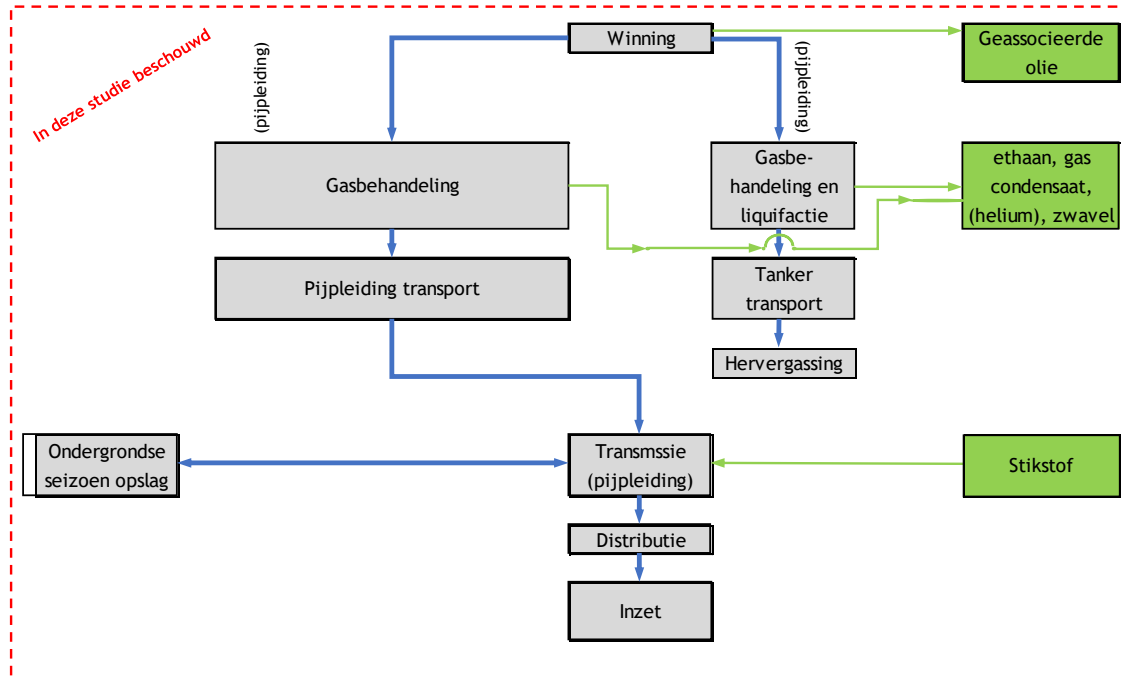
## Appendix

### A. Algemene opbouw aardgasketen



De in deze studie beschouwde keten betreft alle processen vanaf winning van ruw aardgas tot en met de aflevering van aardgas bij de eindgebruiker. Een indicatief schema van de keten is weergegeven in onderstaande figuur.

Figuur 3 Indicatief schema van processtappen bij aardgasproductie en -opwerking



Bron: eigen productie

\*Bij grote gasvolumes met commercieel interessante gehalten aan ethaan en propaan worden deze aardgascomponenten soms ook geïsoleerd voor conversie naar etheen en propaan.

Bij gaswinning wordt een mengsel van aardgas, condensaat<sup>15</sup>, formatiewater<sup>16</sup> en vast materiaal geproduceerd. Vast materiaal wordt door het water en gas meegesleurd.

Het geproduceerde mengsel wordt na afscheiding van formatiewater met vast materiaal bij de gasput per buisleiding naar een gasbehandelingsinstallatie gestuurd en geschikt gemaakt voor transmissie / lange afstand transport per pijpleiding of voor LNG-productie.

Tijdens gasbehandeling wordt condensaat en resterend vloeibaar water verwijderd, net als waterdamp<sup>17</sup>, zwavelverbindingen en (een teveel aan) CO<sub>2</sub>. Daarbij kunnen aan energiegebruik gerelateerde emissies optreden, bijvoorbeeld gerelateerd aan verwijdering van waterdamp. Afgevangen zwavelverbindingen zullen deels als SO<sub>2</sub> worden geëmitteerd.

Voor lange afstand transport per buisleiding (transmissie) wordt het behandelde gas indien nodig gecomprimeerd. Bij transmissie van aardgas over land vindt tussentijdse hercompressie plaats om drukval door wrijving in de buizen tijdens gasverplaatsing te compenseren. De daarbij gebruikte compressoren kunnen met gasturbines of met elektromotoren zijn aangedreven.

<sup>15</sup> Condensaat bestaat uit hogere, vluchtige koolwaterstoffen als pentaan en hexaan, die in het reservoir gasvormig zijn, maar condenseren bij gasbehandeling.

<sup>16</sup> Water (formatiewater) komt uit de onder het gasveld liggende waterhoudende geologische laag.

<sup>17</sup> Drogen voor verwijderen van waterdamp kan bij ruw aardgas van hoge druk worden gerealiseerd middels diepgaand koelen, maar kan ook door absorptie aan een chemische stof (silicagel, TEG) die vervolgens weer met hete rookgassen uit een fornuis moet worden geregenereerd.

Bij transmissie via onderzeese leiding wordt het gas gecompriemd tot zeer hoge druk zodat de transportafstand zonder recompressie kan worden overbrugd.

Bij LNG-productie wordt het schone aardgas in een aantal stappen gekoeld tot de condensatietemperatuur van methaan (-162 °C) met externe koelcycli, vergelijkbaar met die in een koelkast. De koelcycli worden aangedreven door gasturbines<sup>18</sup> of elektromotoren.

Geproduceerde LNG wordt met speciaal ontwikkelde tankschepen naar Nederland getransporteerd en bij de GATE-terminal overgeslagen in geïsoleerde tanks. Het wordt vanuit de tanks op druk voor het Nederlandse gasnet gebracht en verdampt / hervergast middels verhitting. Voor hervergassen van de LNG wordt bij de GATE-terminal restwarmte van een nabijgelegen energiecentrale gebruikt.

Bij alle genoemde processen treden naast brandstofgebruik gerelateerde emissies ook lekverliezen van methaan op door bijvoorbeeld lekkages van afsluiters, diffuse emissies bij gasdrogen en eventuele CO<sub>2</sub>-afvang en bij belading van LNG-tankers.

In Nederland worden twee verschillende aardgaskwaliteiten bij eindgebruikers afgezet:

- Zogenaamd hoogcalorisch aardgas, dat wordt gebruikt als grondstof voor productie van methanol, waterstof en ammoniak en bij een aantal grote industriële bedrijven en energiecentrales als brandstof wordt gebruikt.
- Aardgas van zogenaamde G-gaskwaliteit, voornamelijk gebruikt bij 'kleingebruikers' in bebouwde omgeving, landbouw (glastuinbouw) en een aantal industriële gebruikers en energiecentrales.

De G-gaskwaliteit is uniek in de Wereld en is gebaseerd op de unieke gassamenstelling van aardgas uit het Groningen aardgas, ooit de ruggegraat van de Nederlandse aardgasinfrastructuur.

Uit Noorwegen of Qatar geïmporteerd aardgas zal moeten worden gemengd met stikstof (N<sub>2</sub>) om het dezelfde kwaliteit te geven als aardgas van Groningen kwaliteit, de standaard kwaliteit voor aardgas voor bebouwde omgeving, glastuinbouw en kleinere bedrijven.

Ook zal een deel van het gas tussen tijds ondergronds moeten worden opgeslagen vanwege de fluctuaties in de vraag naar warmte door het jaar heen. Met de aflopende productie uit het Groningen aardgasveld – inmiddels afgenomen naar 0 m<sup>3</sup>/jaar - wordt circa 25% van het in Nederland gebruikte aardgas tussentijds opgeslagen gedurende de zomermaanden om de piekvraag in de winter te kunnen (helpen) dekken. Beide aspecten zijn in deze studie verdisconteerd.

---

<sup>18</sup> met name in Midden Oosten en bij oudere installaties in andere landen.

## Appendix

### B. Aangehouden aardgas- samenstellingen

De in deze studie aangehouden gassenstellingen zijn gegeven in Tabel 5.

Tabel 5 Aangehouden gassenstellingen

	H-gas kleine velden	Noordzee gas	Noors aardgas	LNG uit VS	LNG uit Qatar
Samenstelling, vol%					
CO <sub>2</sub>	2,2%	2,5%	2,0%		0,01%
N <sub>2</sub>	6,9%	4,6%	1,0%	1,3%	0,70%
CH <sub>4</sub>	87,0%	86,5%	87,8%	95,4%	93,36%
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,6%	4,6%	7,6%	2,6%	5,90%
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,3%	1,1%	1,3%	0,7%	0,03%
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0%	0,4%	0,2%		
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0%	0,1%	0,0%		
C <sub>6</sub> +	0,0%	0,2%	0,0%		
	100,000%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Dichtheid, kg/Nm <sup>3</sup>	0,81	0,83	0,81	0,75	0,76
Stookwaarde, MJ/Nm <sup>3</sup>	33,97	35,8	37,8	36,4	37,2
Calorische bovenwaarde, MJ/Nm <sup>3</sup>	37,6	39,6	41,8	40,3	41,1
Wobbe-index, MJ/Nm <sup>3</sup>	47,5	49,5	52,7	53,1	53,8
C-gehalte, kg/m <sup>3</sup>	0,53	0,56	0,59	0,55	0,56
w.v. Niet-methaan	0,061	0,098	0,120	0,039	0,064
CO <sub>2</sub> -eq bij verbranding, kg/GJ	56,92	57,50	57,27	55,45	55,65
kg CO <sub>2</sub> -eq/GJ bij afblazen	519	493	476	528	509
kg N <sub>2</sub> /Nm <sup>3</sup> aardgas in reservoir	0,08	0,13	0,20	0,20	0,22

Gegevens voor Noors aardgas zijn overgenomen uit (R. Vergeer, 2015). Voor de samenstelling van aardgas uit Groningen gasveld en kleinere velden op land en zee is gebruik gemaakt van informatie uit de 'NW European Gas Atlas' (Lokhorst, 1997). De samenstelling van LNG uit de VS is ontleend aan (National Energy Technology Laboratory, 2019).

De in deze studie afgeleide en aangehouden samenstelling van G-gas (inclusief bijgemengde stikstof) en H-gas zijn gegeven in Tabel 6.

Tabel 6 Aangehouden samenstelling van G-gas en H-gas gasmengsels in 2022 - 2023

	G-gas	H-gas
Samenstelling, vol%		
CO <sub>2</sub>	1,07%	1,2%
N <sub>2</sub>	14,70%	1,8%
CH <sub>4</sub>	78,49%	90,4%
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,80%	5,5%
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,76%	0,9%
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,13%	0,1%
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,02%	0,0%
C <sub>6</sub> +	0,03%	0,0%
	100,000%	100,000%
Dichtheid, kg/m <sup>3</sup>	0,850	0,789
Stookwaarde, MJ/Nm <sup>3</sup>	32,03	36,89
Calorische bovenwaarde, MJ/Nm <sup>3</sup>	35,45	40,83
Wobbe-index, MJ/Nm <sup>3</sup>	43,7	52,3
C-gehalte, kg/m <sup>3</sup>	0,49	0,57
w.v. Niet-methaan	0,07	0,08
CO <sub>2</sub> -eq bij verbranding, kg/GJ	56,56	56,55
kg CO <sub>2</sub> -eq/GJ bij afblazen	499	505

## Appendix

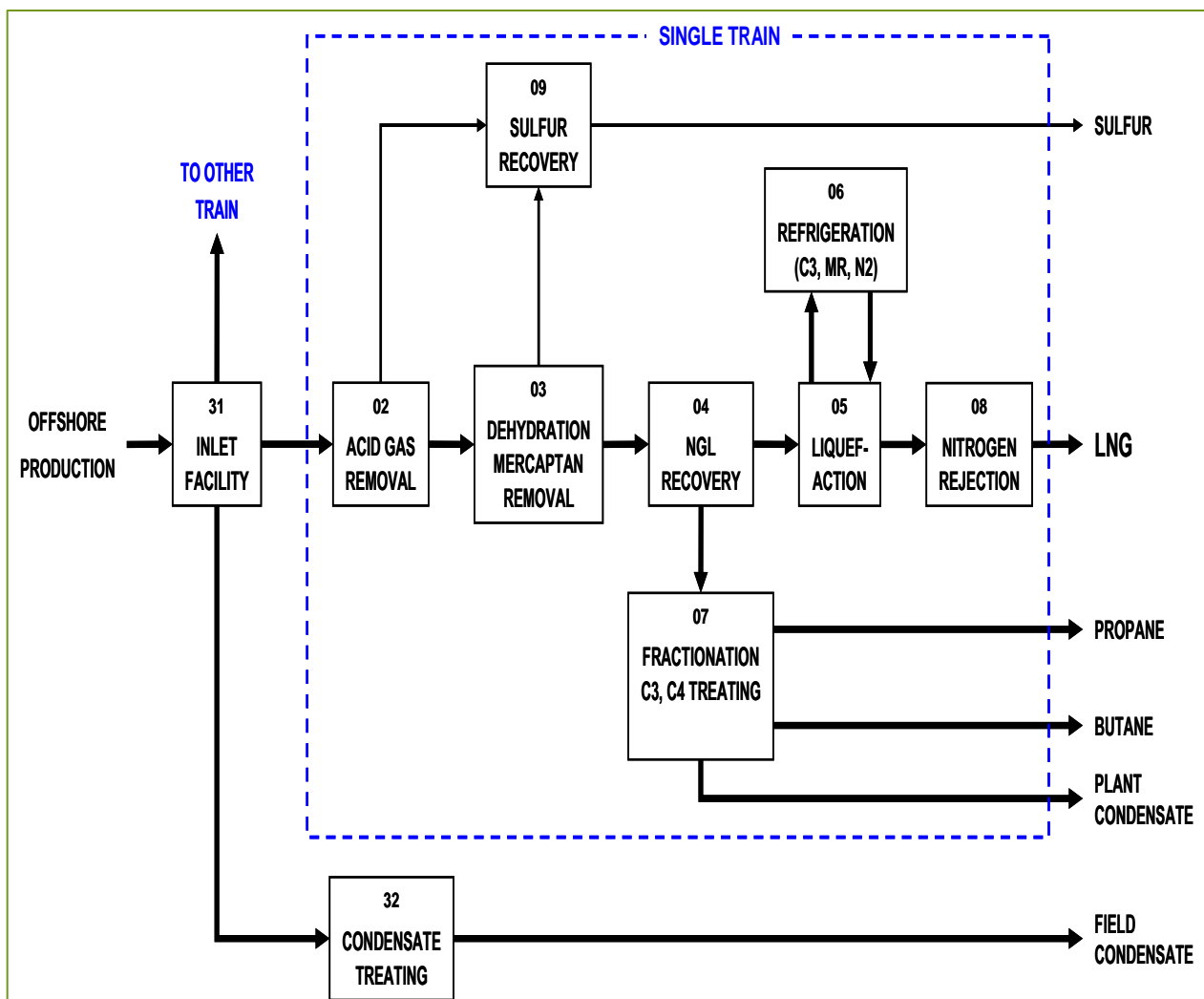
### C. LNG uit Qatar

Productie en toelevering van LNG uit Qatar wordt verzorgd door QatarEnergy, het staatsoliebedrijf van Qatar. Het bedrijf exploiteert alle olie- en gasactiviteiten in Qatar, inclusief exploratie, productie, raffinage, transport en opslag.

## Benadering

De broeikasgasemissies voor LNG uit Qatar zijn geschat voor de keten vanaf put tot en met injectie van verdampte LNG in het H-gas net of G-gas net.

Het LNG productieproces is in meer detail weergegeven in Figuur 4.



Figuur 4 Schematische weergave van productie van LNG (Perez, 2009)

Het uit de productieput komende mengsel wordt gescheiden in vloeibare componenten (veldcondensaat) en gasvormige en vluchtige componenten.

De gassen worden ontdaan van zwavel, CO<sub>2</sub> en waterdamp. Aangevangen CO<sub>2</sub> wordt voor een deel (2,1 Mton/jaar) in de diepe ondergrond opgeslagen. H<sub>2</sub>S wordt omgezet in verkoopbaar zwavel.

Gedroogd 'zoetgas' wordt daarna in meerdere stappen afgekoeld tot -162 °C, waarbij hogere koolwaterstoffen en butaan en propaan als respectievelijk natural gas liquids en LPG worden afgescheiden en als bijproducten worden afgezet. Daarnaast wordt helium geproduceerd.

De LNG wordt in Q-flex en Q-max tankers uitgerust met op HFO lopende tweetaktmotoren naar Nederland of omliggende landen getransporteerd. Tijdens de tocht verdampende LNG wordt gebruikt als brandstof voor de motoren.

In Nederland wordt de LNG overgeslagen, op druk gebracht en met restwarmte van de MPP3 energiecentrale verdampt. Bij injectie in het G-gas netwerk wordt de LNG gemengd met stikstof om de kwaliteit van het gasmengsel aan te passen aan de specificaties van apparatuur bij eindgebruikers.

De in dit rapport beschreven situatie en gepresenteerde waarden zijn voor een beperkte tijd representatief.

QatarEnergy is gestart met een grootschalige expansie van de productiecapaciteit van LNG en bijproducten (condensaat, LPG). De ambitie is om de LNG-productiecapaciteit in 2027/2028 te hebben vergroot tot 142 Mton per jaar.

Daarnaast wil het bedrijf de afvangcapaciteit voor CO<sub>2</sub> uitbreiden van het bestaande niveau van 2,2 Mton/jaar tot 6 Mton/jaar in 2028 en tot 11 Mton/jaar in 2035.

## Gehanteerde waarden

### LNG-productie

In Qatar zijn momenteel in totaal 14 LNG-productie-installaties (“LNG-treinen”) operationeel, in leeftijd variërend van bijna 30 jaar tot ongeveer 15 jaar<sup>19</sup>. De verschillende productie-installaties verschillen qua productiecapaciteit, mate van energetische optimalisatie en qua gebruikte processen (bijvoorbeeld type koelsysteem) en apparatuur (bijvoorbeeld type gasturbine in compressie). Door die verschillen is het binnen een project van beperkte omvang niet goed mogelijk om een precieze inventarisatie uit te voeren van de broeikasgasemissies gerelateerd aan productie van LNG in Qatar.

In plaats daarvan is gebruik gemaakt van de door QatarEnergy opgegeven specifieke broeikasgasemissie per eenheid LNG<sup>20</sup> en is nagegaan of deze waarde op basis van openbare bronnen op hoofdlijnen reproduceerbaar is.

Door QatarEnergy is aangegeven dat de broeikasgasemissie voor LNG-productie in Qatar in 2022 circa 32,1 Mton CO<sub>2</sub>-eq bedroeg, waarvan 0,6 Mton aan indirecte emissies<sup>21</sup>. De overeenkomstige specifieke emissies bedraagt circa 0,42 ton CO<sub>2</sub>-eq/ton LNG.

Scope of GHG emissions QG-LNG	Million Tonnes CO <sub>2</sub> e Total	Million Tonnes CO <sub>2</sub> e QatarEnergy Equity Basis
Direct GHG emissions (Scope 1)	31.49	22.95
Energy indirect GHG emissions <sup>1</sup> (Scope 2, Location-based)	0.57	0.40
<b>Total</b>	<b>32.06</b>	<b>23.35</b>

Figuur 5 Uitsnede uit LRQA Independent Assurance Statement bij het milieujaarverslag van QatarEnergy van 2022

Deze waarde komt qua orde van grootte overeen met de specifieke emissie genoemd voor de nieuwere gerealiseerde – en energetisch efficiëntere - LNG-treinen van uitbreidingsprojecten Qatargas 2 (zie ook

<sup>19</sup> Zie <https://www.igu.org/wp-content/uploads/2023/07/IGU-LNG2023-World-LNG-Report.pdf> voor een overzicht van productie-installaties, jaar van ingebruikname en productiecapaciteit.

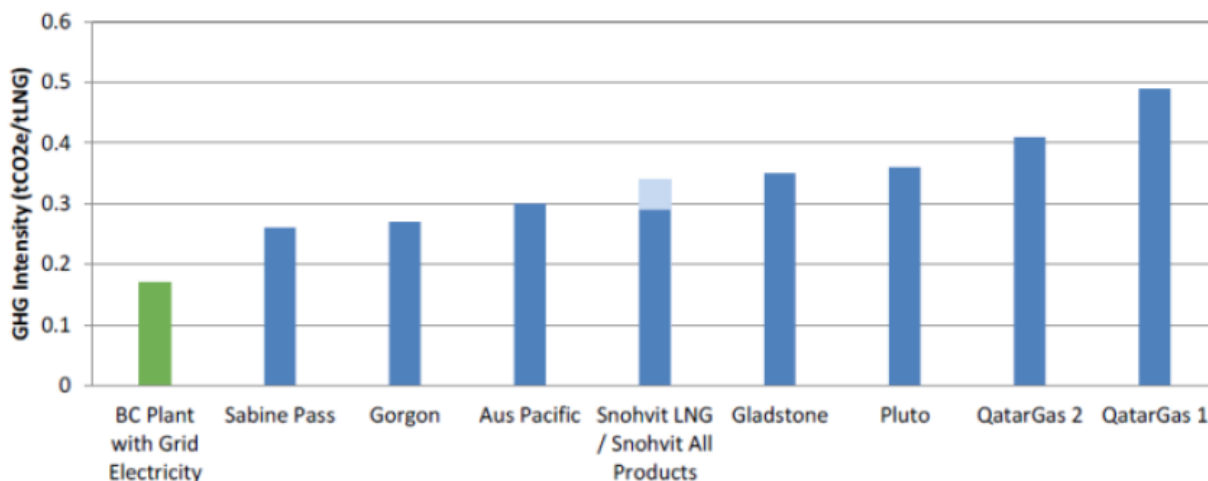
<sup>20</sup> Zie: QatarEnergy 2022 Sustainability Report; <https://www.qatarenergy.qa/en/MediaCenter/Publications/QatarEnergy%202022%20Sustainability%20Report.pdf>

<sup>21</sup> Zie de “LRQA Independent Assurance Statement” in Bijlage E van het duurzaamheidsverslag voor 2022 (weblink in voetnoot 20)



Figuur 6), Qatargas 3 en 4 en Rasgas 3<sup>22</sup>, zoals genoemd in (Saunier, Jilani, & Brown, 2021) en zoals bepaald op basis van gegevens uit 2012.

Gezien de maatregelen in de tussenliggende jaren op gebied van CO<sub>2</sub>-opslag (2,2 Mton/jaar) en reductie van het volume aan afgefakkeld aardgas bij 'upstream' processen met 70% sinds 2012<sup>23</sup> is de door LRQA geverifieerde emissiewaarde goed verklaarbaar.



Figuur 6 Specifieke broeikasgasemissies voor een aantal LNG-productie-installaties (bron (Saunier, Jilani, & Brown, 2021), (Rogers, 2013))

Er is ook op een andere manier geprobeerd de door QatarEnergy opgegeven en door LRQA geverifieerde emissiewaarde te reproduceren.

Onder de in de vorige alinea genoemde projecten gerealiseerde 6 nieuwere LNG-treinen hebben ieder een productiecapaciteit van 7,8 Mton LNG per jaar en gebruiken 280 MW aan compressie-energie, die wordt geleverd door industriële gasturbines met een mechanisch rendement van 33% - 34%.

De door de gasturbines geproduceerde CO<sub>2</sub>-emissies – circa 0,19 ton CO<sub>2</sub>/ton LNG - vertegenwoordigden in 2011/2012 ongeveer 45% van de totale broeikasgasemissies van de beide voorgangers van QatarEnergy (zie Figuur 7).

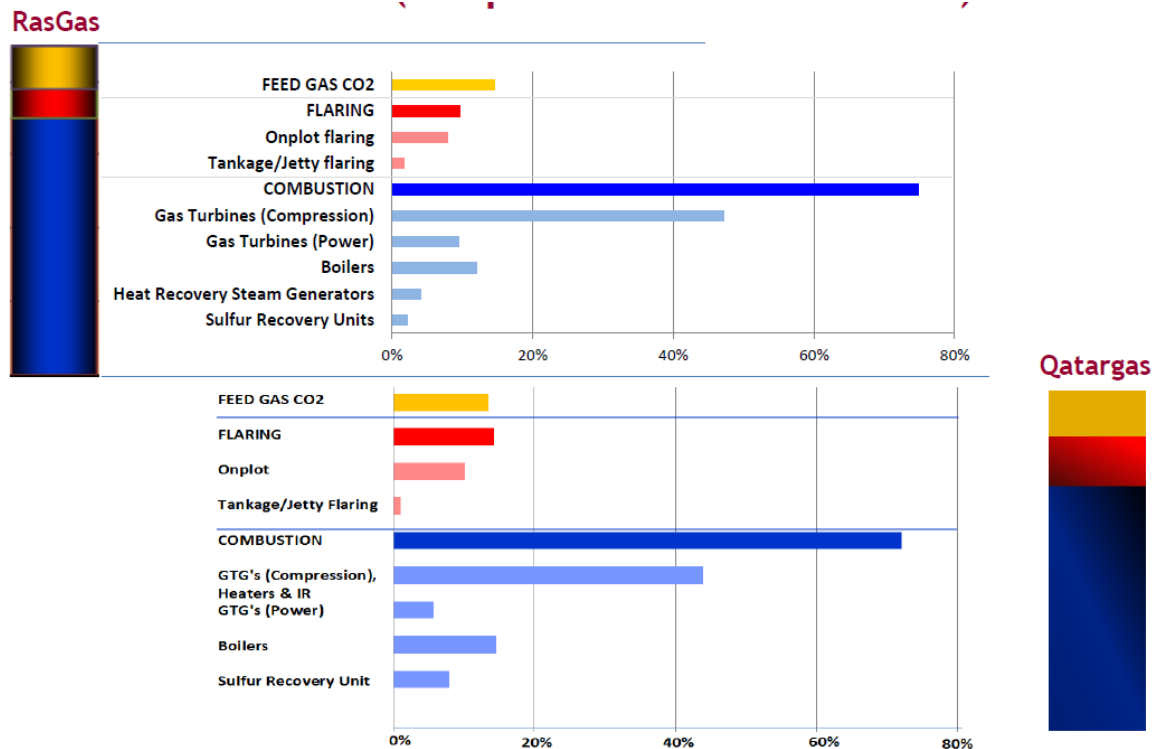
De overeenkomstige totale broeikasgasemissie bedroeg naar schatting 0,40 – 0,45 ton CO<sub>2</sub>-eq per ton LNG. Ook in dit geval geldt dat sinds die tijd emissies van fakkelen en afblazen van CO<sub>2</sub> zijn afgenomen van respectievelijk 3 Mton/jaar en 6 Mton/jaar tot respectievelijk 1 Mton CO<sub>2</sub>-eq/jaar en 4 Mton CO<sub>2</sub>/jaar, een afname van ongeveer 0,05 ton CO<sub>2</sub>/ton LNG.

Ook via deze benadering lijkt de opgegeven en geverifieerde emissiefactor goed verklaarbaar.

De gerapporteerde broeikasgasemissies bestaan vrijwel uitsluitend uit CO<sub>2</sub>. Emissies van methaan zijn volgens het milieujarverslag 0,0035% van de geproduceerde hoeveelheid voorbehandeld aardgas en daarmee verwaarloosbaar.

<sup>22</sup> Deze LNG-treinen zijn qua ontwerp en toegepaste apparatuur allemaal vergelijkbaar.

<sup>23</sup> In de huidige situatie veroorzaakt affakkelen in het 'upstream' deel van de productieketen een totale broeikasgasemissie van circa 2,1 – 2,5 Mton CO<sub>2</sub>/jaar, waarvan ongeveer 1 Mton CO<sub>2</sub>/jaar direct is gerelateerd aan LNG-productie. Upstream lijkt alle processen vanaf productieput tot en met LNG te betreffen.



Figuur 7 Overzicht van de bijdragen van verschillende typen emissiebronnen aan de totale broeikasgasemissies bij LNG-productie in Qatar in 2011 (bron (Subedar & Fragu, 2012))

De emissiecijfers zijn voor zover kan worden nagegaan niet gealloceerd naar de verschillende producten (LNG, LPG, condensaat, zwavel, He, CO<sub>2</sub>).

Op basis van de samenstelling van het ruwe aardgas waaruit de LNG wordt geproduceerd is geschat dat er bij LNG-productie naast 77 Mton aan LNG ook circa 12 Mton/jaar aan condensaat (c.q. natural gas liquids) en circa 8 Mton/jaar aan LPG wordt geproduceerd. De geschatte productieomvang aan condensaat komt overeen met de verwerkingscapaciteit van de beide condensaatraffinerijen in Ras Laffan (circa 300.000 vaten per dag). De verhouding tussen LNG-productie en LPG-productie is vergelijkbaar met de verhouding in geproduceerde hoeveelheden LNG en LPG bij LNG-treinen 6 en 7 van RasGas (één van de twee voorgangers van QatarEnergy)<sup>24</sup>.

Wanneer de geschatte verhoudingen correct zijn, dan vertegenwoordigen LPG en condensaat circa 20% van de totale energie-inhoud van de geproduceerde koolwaterstoffen.

De overeenkomstige broeikasgasemissie per ton LNG bedraagt in dat geval bij allocatie op basis van energie-inhoud ongeveer 0,32 CO<sub>2</sub>-eq/ton LNG. De specifieke broeikasgasemissie zal als gezegd de komende jaren afnemen doordat meer CO<sub>2</sub> zal worden afgevangen voor eeuwigdurende opslag.

In aanvulling op de door QatarEnergy gerapporteerde cijfers is gebruik gemaakt van de emissieschattingen uit de Methane Tracker van IEA<sup>25</sup>. Volgens deze bron werd in 2022 bij winning en verwerking van aardgas in totaal ongeveer 0,73 Mton CH<sub>4</sub> geëmitteerd, 0,9% van de geproduceerde hoeveelheid LNG.

Het gaat vooral om emissies bij offshore gaswinning. Emissies bij transport op land en bij LNG-productie zijn zoals QatarEnergy ook rapporteert beperkt tot verwaarloosbaar.

<sup>24</sup> Zie: [https://www.mechademy.com/lng\\_plant/rasgas-3-trains-6-7/](https://www.mechademy.com/lng_plant/rasgas-3-trains-6-7/)

<sup>25</sup> Zie: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/methane-tracker-data-explorer>.

De overeenkomstige broeikasgasemissie per ton LNG bedraagt 260 kg CO<sub>2</sub>-eq/ton LNG zonder allocatie en 210 kg CO<sub>2</sub>-eq/ton LNG met (geschatte) allocatie.

Tabel 7 Emissies van methaan bij gaswinning en LNG-productie in 2022 volgens IEA

	kton CH <sub>4</sub> /jaar	CO <sub>2</sub> -eq/ton LNG
Gaspipelines and LNG facilities, fugitive	58	0,02
Gaspipelines and LNG facilities, vented	31	0,01
Offshore gas, fugitive	198	0,07
Offshore gas, vented	430	0,16
Onshore gas, flared	3	0,001
Onshore gas, vented	6	0,002
		0,26

### Transport

Voor schatten van broeikasgasemissies gerelateerd aan transport is gebruik gemaakt van informatie uit het milieujaarverslag van QatarEnergy van 2020 (zie onderstaande figuur).

Volgens de in het jaarrapport gepubliceerde cijfers is het energiegebruik voor LNG-transport gemiddeld over de voor QatarEnergy varende vloot circa 1 kJ/ton/km<sup>26</sup>.

Omdat vrijwel alle grotere schepen (Q-Flex en Q-max) een installatie aan boord hebben voor het weer vloeibaar maken van verdampte LNG is aangenomen dat methaanemissies verwaarloosbaar zijn en dat tijdens de reis geen LNG verloren gaat en als brandstof wordt gebruikt. Het minimale gebruik van verdampte LNG als brandstof voor scheepstransport blijkt ook uit de specifieke broeikasgasemissie per eenheid verbruikte energie van  $8.104 \text{ kton CO}_2/\text{jaar} \div 109 \text{ PJ/jaar} = 74,5 \text{ kg CO}_2/\text{GJ}$ , wat overeenkomt met de emissiefactor voor bunkerbrandstof voor scheepvaart.

De reisafstand tussen Qatar en Nederland bedraagt volgens <http://www.shiptraffic.net/2001/05/sea-distances-calculator.html> ongeveer 13.400 kilometers (via Suezkanaal en Middellandse Zee). Bij deze afstand is de aan verscheping gerelateerde broeikasgasemissie ongeveer  $13.400 \times 0,11 \cdot 10^{-6} \times 74,5 = 105 \text{ kg CO}_2\text{-eq/ton LNG}$ .

### Hervergassing

Voor elektriciteitsgebruik bij hervergassing is gebruik gemaakt van gegevens uit de milieueffectrapportage (MER) voor de GATE Terminal. Het elektriciteitsgebruik is gerelateerd aan recompressie van LNG voorafgaand aan hervergassing en aan compressie van boil-off gas.

In de MER wordt een ogesteld vermogen van 35 MW<sub>e</sub> genoemd bij een uitzendcapaciteit van 16 miljard Nm<sup>3</sup> LNG (exclusief bijgemengde N<sub>2</sub>). Overeenkomstig specifiek elektriciteitsgebruik bedraagt circa 2 MJ<sub>e</sub>/GJ aardgas.

### Hoofdresultaten

In Tabel 2 staan de ketenemissies per ketenschakel per GJ (LHV), deze zijn berekend op basis van GWP100. De CO<sub>2</sub>-emissies door affakkelen en verbranden voor energieopwekking voor compressie,

<sup>26</sup> De totale gerapporteerde energiegebruik bedraagt 109 PJ/jaar. De afgelegde afstand bedraagt volgens het jaarverslag 13 miljoen kilometers en de vervoerde vracht heeft een omvang van 77,5 Mton LNG. De aangegeven emissiefactor volgt uit  $109 \div (77,5 \times 13) = 0,00011 \text{ MJ/ton/km}$ .

opslag, behandeling en transmissie, als mede de methaanemissies door lekkages en afblazen, zijn apart gepresenteerd in de onderstaande tabel.

Tabel 1: Broeikasgasemissies van Amerikaanse LNG-gasketen tot en met Nederland, per ketenschakel en soort emissie.

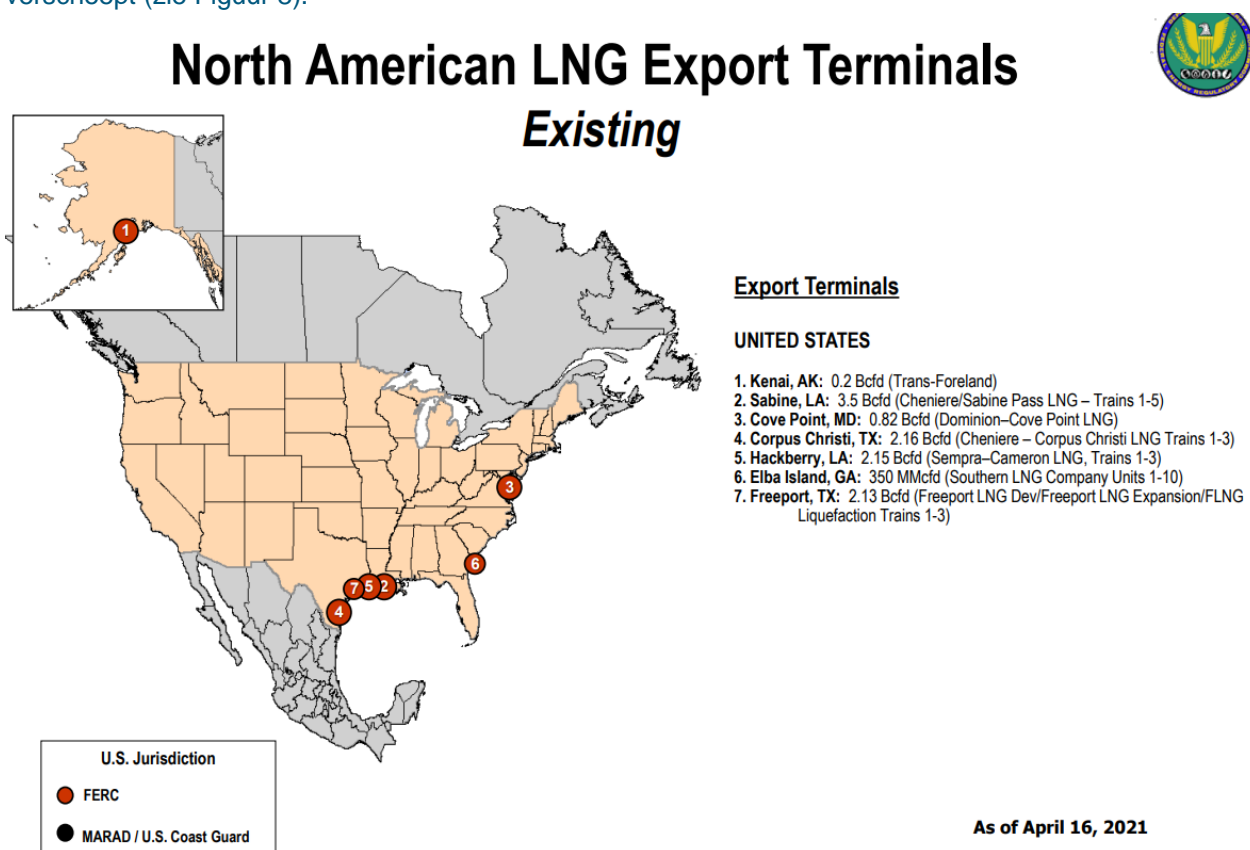
<u>Verenigde Staten (LNG)</u>	kg CO <sub>2</sub> / GJ	kg CO <sub>2</sub> eq (van CH <sub>4</sub> ) / GJ	kg CO <sub>2</sub> eq / GJ Totaal
Winning, gasbehandeling, LNG-productie	6,7	4.3	<b>11.0</b>
Transport LNG	2,1	0.0	<b>2,1</b>
Hervergassing in Nederland	0.2	0.0	<b>0.3</b>
Totaal:	<b>9.0</b>	<b>4.3</b>	<b>13.3</b>

## Appendix

### D. LNG import uit Verenigde Staten van Amerika

LNG-import uit Verenigde Staten van Amerika

LNG uit de Verenigde Staten wordt geproduceerd uit zowel conventionele als schaliegasvelden verdeelt over het land. In recente jaren is de productie van met name schaliegas aanzienlijk toegenomen, tot het punt dat VS van LNG-importeur tot LNG-exporteur is geworden. Ongeveer 40% van de gasproductie vindt plaats in de westelijke golfkust, met name in Texas, Louisiana en Oklahoma. Aan de golfkust bevinden zich dan ook de meeste LNG-export terminals, waar vanuit LNG naar de Rotterdamse haven wordt verscheept (zie Figuur 8).



Figuur 8: Overzicht van bestaande Amerikaanse LNG export terminals en capaciteiten.

## Aanpak

De compositie van gas uit de VS is gebaseerd op de schaliegasproductie uit drie winningsgebieden nabij de westelijke kust van de Golf van Mexico, namelijk Barnett, Fayetteville, en Haynesville Shale Plays. Hiervan is de gemiddelde compositie van gas bepaald (Bullin & Krouskop, 2009). Vervolgens is de compositie bepaald voor LNG-gas, door correctie voor verwijderde gassen tijdens liquefactie ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ,  $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ,  $\text{C}_6\text{H}_+$ ).

De ketenemissies zijn bepaald, tot het Nederlandse gasnet, op basis van een recente LCA-studie naar LNG-export vanuit de VS. Hieruit zijn per ketenschakel de  $\text{CO}_2$ -emissies bepaald op basis van de inventory data. Voor de methaanemissies is de IEA methane tracker data gebruikt op dezelfde wijze als de Russische keten, inclusief correcties tegen dubbeltelling van emissies.

## Gegevens

De ketenemissies voor gasconsumptie in de keten en fakkelen zijn gebaseerd op de inventory data uit de LCA-studie van National Energy Technology Laboratory (National Energy Technology Laboratory, 2019).

Hierin worden de levenscyclusemissies van LNG geïmporteerd uit de VS vergeleken met import van gas uit andere landen en kolen voor elektriciteitsproductie. Dit is de meeste recente en betrouwbare studie van de Amerikaanse LNG-keten. Met grote zorg is data betreft energieverbruik en emissies in de keten uit de LCA-studie selectief overgenomen en verwerkt om tot de ketenemissies te komen voor LNG uit de VS. Voor de methaanemissies is met oog op een consistente benadering gekozen om de data van IEA methane tracker database voor het jaar 2020 (International Energy Agency, 2021) te gebruiken.

Voor elektriciteitsgebruik bij hervergassing is gebruik gemaakt van gegevens uit de milieueffectrapportage (MER) voor de GATE Terminal. Het elektriciteitsgebruik is gerelateerd aan recompressie van LNG voorafgaand aan hervergassing en aan compressie van boil-off gas.

In de MER wordt een ogesteld vermogen van 35 MW<sub>e</sub> genoemd bij een uitzendcapaciteit van 16 miljard Nm<sup>3</sup> LNG (exclusief bijgemengde N<sub>2</sub>). Overeenkomstig specifiek elektriciteitsgebruik bedraagt circa 2 MJ<sub>e</sub>/GJ aardgas.

## Hoofddresultaten

In Tabel 2 staan de ketenemissies per ketenschakel per GJ (LHV), deze zijn berekend op basis van GWP100. De CO<sub>2</sub>-emissies door affakkelen en verbranden voor energieopwekking voor compressie, opslag, behandeling en transmissie, als mede de methaanemissies door lekkages en afblazen, zijn apart gepresenteerd in de onderstaande tabel.

Tabel 2: Broeikasgassenemissies van Amerikaanse LNG-gasketen tot en met Nederland, per ketenschakel en soort emissie.

<u>Verenigde Staten (LNG)</u>	kg CO <sub>2</sub> / GJ	kg CO <sub>2</sub> eq (van CH <sub>4</sub> ) / GJ	kg CO <sub>2</sub> eq / GJ Totaal
Winning	2.5	4.1	<b>6.6</b>
Gasbehandeling + pijpleiding	5.7	2.0	<b>7.7</b>
Liquefactie LNG	8.1	0.0	<b>8.1</b>
Transport LNG	1.9	0.0	<b>1.9</b>
Hervergassing in Nederland	0.2	0.0	<b>0.3</b>
Totaal:	<b>18.4</b>	<b>6.2</b>	<b>24.7</b>

## Appendix

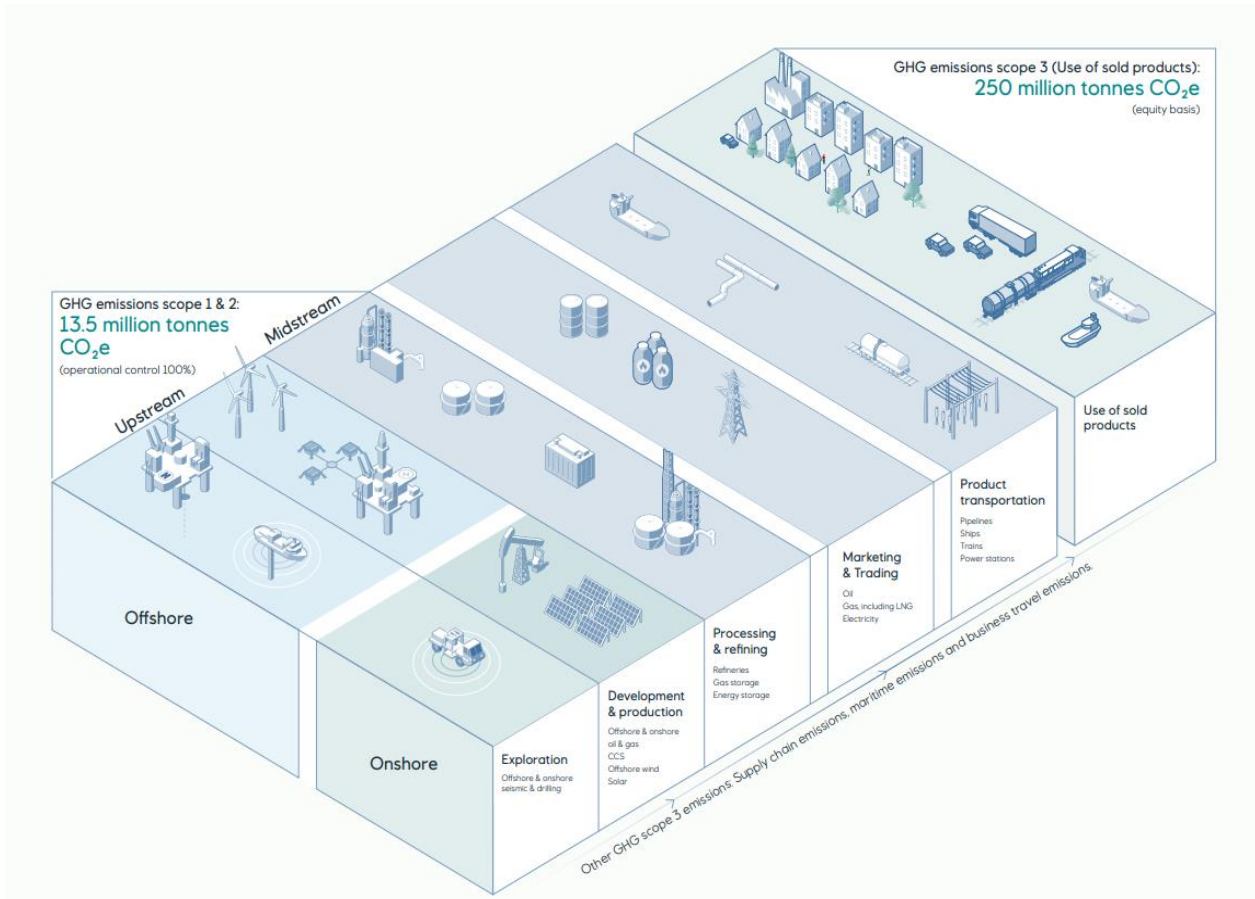
### E. Noorse Aardgas



Noors aardgas wordt geproduceerd uit off shore gasvelden en olievelden en betreft deels associated aardgas. Na afscheiding van olie en condensaat wordt 'rich gas' per pijpleiding naar het vaste land getransporteerd. Drie gasverwerkingsfabrieken aan land - Kårstø, Kollsnes en Nyhamna - zijn geïntegreerd in het pijpleiding netwerk en ontvangen rijk gas uit de velden. Droog gas wordt gescheiden van rijk gas voor verder transport van onderzeese pijpleidingen naar ontvangende terminals in het buitenland. Er zijn vier ontvangende terminals voor Noors gas in continentaal Europa (twee in Duitsland, één in België en één in Frankrijk) en nog eens twee in het VK.

## Aanpak

Het staatsbedrijf Equinor is de grootste Noorse gasproducent. Voor de emissies gerelateerd aan de winning en behandeling van Noors gas is het Equinor Sustainability Report 2020 als basis gebruikt. Scope 1 en 2 emissies uit het Equinor Sustainability report 2020 zijn gedeeld door de productievolumes.



Figuur 9: Overzicht aardgasproductieketen Equinor met bijbehorende emissies (Equinor, 2020)

De emissies gerelateerd aan het transport tot aan de Nederlandse grens zijn gebaseerd op de energievraag per km uit het DBI Life Cycle Emissions Natural Gas Germany 2020 report en de lengte van Europese I, de pijpleiding die het Draupner E platform verbindt met het Duitse vaste land.



Figuur 10: Gaspijpleiding netwerk in de Noordzee, opgehaald van: <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/the-oil-and-gas-pipeline-system/>

## Gegevens

Voor het schatten van de broeikasgasemissies zijn de volgende gegevens gebruikt:

- Het Sustainability Report van Equinor uit 2020 geeft een olie & gas productievolume van 1106 mmmboe/yr (operationele basis) waarvan het aandeel aardgas 46% is. De 2020 scope 1 en 2 emissies voor de productie en behandeling van olie & gas zijn 13,5 miljoen ton CO<sub>2</sub>-eq (operationele basis) (Equinor, 2020). Dit levert een emissie cijfer van 2 kg CO<sub>2</sub>-eq/GJ op voor de productie en behandeling van Noors aardgas.
- Het is lastig om de exacte cijfers gerelateerd aan de aardgasproductie te achterhalen, omdat de cijfers van verschillende gas- en olievelden geaggregeerd zijn. De cijfers voor winning en behandeling betreffen dus ook emissies gerelateerd aan olieraffinage in bijvoorbeeld Mongstedt en LNG-productie in bijvoorbeeld Snohvit. Het Equinor CDP climate change questionnaire report 2020 houdt daarom een verdeling van emissies aan naar rato van de productie van olie en aardgas (CDP, 2020).
- Om tot een apart cijfer voor de productie en de behandeling te komen zijn de emissies zoals vermeld in de Equinor CDP climate change questionnaire report 2020 aangehouden voor affakkelen (met name de winning) en overige aardgasverbranding (met name de behandeling), die samen is gelijk aan 1,8 kg CO<sub>2</sub>-eq/GJ, in lijn met de emissie cijfers zoals aangegeven door Equinor in het sustainability report.
- De methaanemissie cijfers zijn laag voor Noors gas. Equinor meldt in het Sustainability Report 2020 dat 0,03% van het gewonnen aardgas geëmitteerd wordt (Equinor, 2020).

- De transport emissies zijn gebaseerd op basis van het energieverbruik voor transport, zoals deze vermeld zijn in de DBI Life Cycle Emissions Natural Gas Germany 2020 rapport. Deze komen overeen met 0,006 kJ/(MJ\*kg) in 2018, waarvan de helft elektriciteitsvraag en de andere helft aardgas vraag betreft (DBI, 2021). De elektriciteit in Noorwegen is hernieuwbaar en wordt daarom niet meegerekend in de emissiecijfers. Tot slot is er uitgegaan van een pijpleiding van 620 km. Dit geeft een broeikasgasemissie van in totaal 0,1 kg CO<sub>2</sub>-eq/GJ.

## Hoofdresultaten

In Tabel 8 staan de ketenemissies per ketenschakel per GJ (LHV), deze zijn berekend op basis van GWP100. De CO<sub>2</sub>-emissies door affakkelen en verbranden voor energieopwekking voor compressie, opslag, behandeling en transmissie, als mede de methaanemissies door lekkages en afblazen, zijn apart gepresenteerd in de onderstaande tabel.

Tabel 8: Broeikasgasemissies van de Noorse gasketen tot en met Nederland, per ketenschakel en soort emissie

Noorwegen	kg CO <sub>2</sub> / GJ	kg CO <sub>2</sub> eq (van CH <sub>4</sub> ) / GJ	kg CO <sub>2</sub> eq / GJ
Winning	0,2	0,0	0,2
Gasbehandeling	1,5	0,1	1,6*
Transmissie in Noorwegen	0,0	0,0	0,0
Transmissie Noorwegen - NL-grens	0,1	0,0	0,2
Gas in Nederland	0,1	0,2	0,3
<b>Totaal:</b>	<b>1,9</b>	<b>0,3</b>	<b>2,2</b>

\*Gecombineerd getal voor winning & gasbehandeling

## Appendix

### F. Aardgas per pijpleiding uit Rusland

## Aanpak

De ketenemissies in het Russisch deel zijn gebaseerd op gegevens van Gazprom, gezien enkel Gazprom aardgas mag exporteren. Hierin wordt er onderscheid gemaakt tussen de ketenschakels van winning, gasbehandeling, en transmissie tot de Russische grens, zodat de opeenstapeling van verliezen en verbruik wordt meegenomen in de keten.

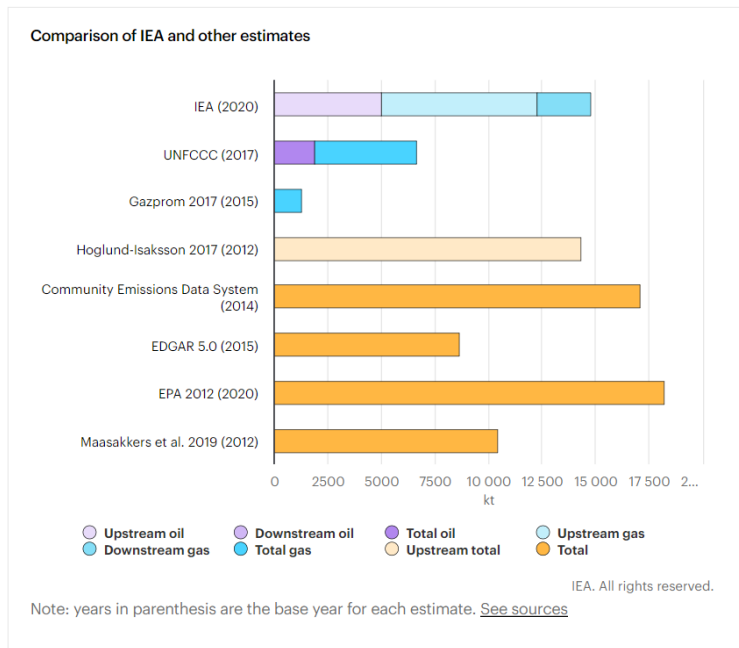


Figuur 11: Overzichtskaart van pijpleidingnetwerk vanuit Rusland naar Europa Bron: (COWI, 2015).

Voor de methaanemissies wordt de gegevens van de IEA methane tracker gebruikt, dit wegens de verschillen tussen de rapportages van methaanlekkages in Rusland<sup>27</sup>. Er is gekozen om de gegevens van de Internationale Energie Agentschap te gebruiken, gezien haar internationale rol en dat de cijfers in lijn liggen met andere studies (zie Figuur 12). Voor de ketenemissies is er een correctie gedaan op de gegevens van Gazprom om dubbeltelling van methaanuitstoot te voorkomen.

De ketenemissies zijn berekend tot de Nederlandse grens, waarbij de emissies voor het deel tussen Nederland en Rusland bepaald is op basis van EDGAR 5.0 (Joint Research Centre, 2017).

<sup>27</sup> Op 19 Oktober 2021 publiceerde The Washington Post een artikel waarin wordt gesteld dat methaanlekkages van Russisch gas ondergerapporteerd zijn. [Russia's greenhouse gas emissions: Satellites find, monitor methane leaks in country - Washington Post](#) (The Washington Post, 2021)



Figuur 12: Vergelijk van Russische methaanemissies uit olie- en gasketens van IEA met andere studies.

De diversiteit aan gerapporteerde emissies toont de onzekerheid over de werkelijke methaanemissies in de Russische gasketen. Gezien de invloed van methaanemissies op de totale broeikasgasemissies, weegt deze onzekerheid zwaar op de resultaten. Ondanks de keuze voor een internationale, en daarmee onafhankelijker, informatiebron voor methaanemissie, geeft maar beperkte zekerheid dat de cijfers representatief zijn voor de werkelijk methaanemissies en de toewijzing aan de gasketen.

## Gegevens

Emissiecijfers voor aardgasverbruik in de keten (gasturbines voor compressors, etc.) en affakkelen van restgassen bepaald op basis van Gazprom Environmental Report 2020 (Gazprom, 2021), specifiek de cijfers betreft PJSC Gazprom. Deze zijn genormaliseerd ten opzichte van de totale gasproductie van PJSC Gazprom in 2020 (399 miljard Nm<sup>3</sup>, (Gazprom, 2021)).

Methaanemissies zijn overgenomen uit de IEA methane tracker database voor 2020 (International Energy Agency, 2021), en genormaliseerd op basis van de totale gasproductie van Rusland in 2020 (International Energy Agency, 2021). Hierbij is het onderscheid tussen upstream en downstream emissies gehandhaafd en gealloceerd naar winning en transmissie in Rusland respectievelijk.

De resulterende emissiecijfers per eenheid aardgas zijn weergegeven in Tabel 9.

Tabel 9 Broeikasgassenemissies van Russisch gasketen tot en met Nederland, per ketenschakel en soort emissie

<i>Rusland</i>	kg CO <sub>2</sub> / GJ	kg CO <sub>2</sub> eq (van CH <sub>4</sub> ) / GJ	kg CO <sub>2</sub> eq / GJ Totaal
Winning	0.9	6.3	7.3
Gasbehandeling	0.5	0.0	0.5
Transmissie in Rusland	3.8	4.9	8.7
Transmissie Rusland - NL-grens	1.6	1.0	2.7
Gas in Nederland	0.0	0.2	0.2
<b>Totaal:</b>	<b>6.9</b>	<b>12.5</b>	<b>19.3</b>

## Appendix

### G. Aardgas uit de kleine Nederlandse velden



## Aanpak

Emissies bij aardgasproductie uit Nederlandse kleine velden zijn geschat op basis van informatie van CBS Statline, KIWA, EBN en GTS.

Energiegebruik gerelateerd aan aardgasproductie is geschat door op het in CBS Statline gemelde totale energiegebruik in 2020 voor winning en transport van aardgas in Nederland het eigen gebruik van GTS en bij winning uit het Groningen gasveld in mindering te brengen.

Het eigen gebruik van GTS is ontleend uit het jaarverslag voor 2020 van GTS (zie hoofdstuk I). Voor schatten van het eigen gebruik bij winning uit het Groningen gasveld is uitgegaan van een jaarproductie in 2020 van circa 8 miljard Nm<sup>3</sup>. Dit volume is gecombineerd met de uit het productieplan voor 2016 voor het Groningen gasveld afgeleide factoren voor aardgas voor eigen gebruik en fakkels (zie hieronder).

Cijfers voor emissies door afblazen van aardgas en lekverliezen zijn rechtstreeks overgenomen uit de factsheet van de KVGN voor 2020.

## Gegevens

### Eigen gebruik en affakkelen

In CBS Statline is aangegeven hoeveel aardgas uit Nederlandse bodem is geproduceerd en hoeveel aardgas bij winning en transport is gebruikt of afgefakkeld.

De getallen voor 2020 zijn:

- Verbruik bij winning en transport: 751 miljoen Nm<sup>3</sup>
- Fakkels: 20 miljoen Nm<sup>3</sup>

Deze getallen hebben betrekking op:

- productie uit Nederlandse ondergrond van 22,8 miljard Nm<sup>3</sup>, waarvan circa 8 miljard Nm<sup>3</sup> uit het Groningen gasveld.
- Transport via GTS transmissienetwerk van circa 79 miljard Nm<sup>3</sup>.

GTS geeft een eigen gebruik van 50 miljoen Nm<sup>3</sup> aardgas voor haar bedrijfsvoering. Combinatie van de productie uit het Groningen gasveld met de uit het winningsplan afgeleide factor voor eigen gebruik en affakkelen van 0,8% geeft een additioneel gebruik van circa  $8 \times 0,8\% = 62$  miljoen Nm<sup>3</sup> aardgas. Het in mindering brengen van het eigen gebruik van  $50 + 62 = 112$  miljoen Nm<sup>3</sup> aardgas op het op CBS Statline opgegeven totaal 771 miljoen Nm<sup>3</sup> geeft een totaal eigen gebruik voor productie uit kleine gasvelden van circa 660 miljoen Nm<sup>3</sup> in 2020. De productie uit kleine velden in 2020 bedroeg circa 15 miljard Nm<sup>3</sup>. Daaruit volgt voor productie uit kleine velden een eigen gebruik van circa **4,4%** van het gewonnen aardgas.

### Emissiefactoren voor methaan

Door de Koninklijke Vereniging van Gasfabrikanten in Nederland (KVGN) is aangegeven dat de emissiefactor voor methaan bij aardgasproductie op land **0,01%** bedraagt en **0,08%** voor productie op zee (Ambrose, 2019).

## Appendix

### H. Aardgas uit Groningen aardgasveld

## Eigen gebruik en affakkelen

Op basis van het winningsplan voor het Groningen gasveld uit 2016 zijn de in **Tabel 10** gegeven factoren aangehouden voor eigen gebruik en affakkelen bij aardgaswinning uit Groningen veld.

Tabel 10 Emissiefactoren voor aardgasproductie uit Groningen gasveld

	miljoen Nm <sup>3</sup> /jaar	Percentage van productie
Fakkel	3	0,011%
Eigen gebruik direct	15	0,1%
Eigen gebruik elektriciteit	200	0,7%
		0,8%

De gegeven percentages hebben betrekking op een in het winningsplan voor 2016 vastgesteld jaarlijks productievolume van 27 miljard Nm<sup>3</sup> aardgas.

Er is nog ongeveer 600 miljard Nm<sup>3</sup> aardgas in het veld aanwezig. Bij verdere productie zal het veld verder 'depletieren' en zal de druk waarmee het gas kan worden geproduceerd c.q. gewonnen dalen. Daardoor zal bij verdere winning meer 'depletiecompressie' nodig zijn om het aardgas te kunnen behandelen en op de voor transmissie benodigde druk te brengen. Meer depletiecompressie betekent een toename van het eigen gebruik.

## Emissiefactoren voor methaan

Door de Koninklijke Vereniging van Gasfabrikanten in Nederland (KVGN) is aangegeven dat de emissiefactor voor methaan bij aardgasproductie op land **0,01%** bedraagt. Deze factor is ook representatief verondersteld voor winning uit het Groningen gasveld.

## Resultaat

Een samenvattend overzicht van emissiefactoren is gegeven in Tabel 11.

Tabel 11: (Geertsen, 1998) (Correljé, 2003) Overzicht emissiefactoren voor productie en gasbehandeling van aardgas uit het Groningen gasveld

	Eigen gebruik, fakkel	Methaan-emissie	Som
Gebruik, verlies (perc.) van gewonnen gas	0,8%	0,01%	
Emissiefactoren <sup>28</sup> GWP100 (kg CO <sub>2</sub> -eq/GJ)	55,60	519,2	
Broeikasgasemissie			
- kg CO <sub>2</sub> -eq/GJ	0,45	0,1	0,52
- g CO <sub>2</sub> -eq/Nm <sup>3</sup>	14,2	2,4	16,6

<sup>28</sup> Voor emissiefactoren: Fifth Assessment Report, zie bijvoorbeeld [https://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values%20%28Feb%2016%202016%29\\_1.pdf](https://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values%20%28Feb%2016%202016%29_1.pdf). Hierin is

## Appendix

### I. Emissies bij transmissie en distributie in Nederland

Volgens het jaarverslag van GTS is in Nederland in 2020 door GTS voor transport in totaal circa 50 miljoen Nm<sup>3</sup> aardgas als brandstof gebruikt en circa 4 kiloton methaan / 7 miljoen Nm<sup>3</sup> aardgas (aanname: G-gaskwaliteit) weggelekt.

Het totale door GTS via en in Nederland getransporteerde volume aan aardgas bedroeg circa 79 miljard Nm<sup>3</sup> - zowel voor consumptie in Nederland als voor doorvoer.

Het totale jaarlijkse eigen gebruik en weggelekte volume bedragen respectievelijk circa 0,06% en 0,01% van het getransporteerde volume.

Er is in 2020 daarnaast door GTS circa 705 miljoen kWh aan elektriciteit gebruikt voor compressie en stikstofproductie. Hiervan was circa 400 miljoen kWh aan elektriciteit afkomstig uit hernieuwbare bronnen (Europese windenergie) met GvO's. Het specifieke eigen gebruik bedraagt bij een getransporteerd volume van circa 79 miljard Nm<sup>3</sup>. circa 0,001 GJ<sub>e</sub>/GJ aardgas of circa 30 kWh<sub>e</sub>/1.000 Nm<sup>3</sup> aardgas (G-gas kwaliteit)<sup>29</sup>.

De ingekochte elektriciteit wordt gebruikt voor compressie voor transmissie en opslag, maar ook voor stikstofproductie in Zuidbroek en Ommen. Het is met de gevonden informatie niet mogelijk de verschillende deelvragen te kwantificeren. Er is aangenomen dat dit eigen gebruik min of meer volledig is gerelateerd aan compressie voor transmissie en opslag. Deze benadering is mede gebaseerd op de indicatieve berekening in het onderstaande tekstvak.

Elektriciteitsgebruik voor aardgasopslag bedraagt – afgaande op informatie voor de opslag in Norg en Alkmaar – circa 0,274 GJ<sub>e</sub>/1.000 Nm<sup>3</sup>.

In de afgelopen jaren is ongeveer 25% van het jaarlijks in Nederland geconsumeerde volume aan aardgas van in totaal circa 40 miljard Nm<sup>3</sup> volgens informatie op CBS Statline voorafgaand aan consumptie eerst opgeslagen in seizoenopslag.

Het totale elektriciteitsgebruik voor seizoenopslag zou op basis van deze gegevens bij benadering  $40 \times 25\% \times 0,274 \approx 2,75$  PJ<sub>e</sub>/jaar of circa 760 miljoen kWh<sub>e</sub>/jaar. Dit is qua orde van grootte vergelijkbaar met het door GTS voor 2020 gerapporteerde eigen gebruik van 705 miljoen kWh aan elektriciteit.

Het eigen gebruik aan elektriciteit per eenheid aan klanten geleverd aardgas is met het stopzetten van aardgasproductie uit het Groningen gasveld toegenomen omdat deze productie moet worden opgevangen door het vergroten van het volume aan hoogcalorisch aardgas dat door bijmengen van stikstof op G-gas kwaliteit wordt gebracht. De voor stikstofproductie gebouwde drie luchtscheidingsfabrieken bij Heiligerlee / Zuidbroek zijn sinds oktober van dit jaar in bedrijf. De geproduceerde stikstof wordt deels tijdelijk ondergronds opgeslagen bij 160 bar druk. Door de tijdelijke ondergrondse opslag en de daarvoor benodigde druk is het energiegebruik hoger<sup>30</sup> dan bij de bestaande luchtscheidingsfabrieken van GTS in Ommen of van Linde in IJmuiden.

In Nederland is in 2022 circa 12 Mton aan LNG ingevoerd, voornamelijk via de GATE terminal. In de periode augustus 2022 – juli

Gate Terminal verhoogde de uitzending tijdens de zomer 2022 tot 16 BCMA door middel van een paar kleine investeringen en aanpassingen. De operator lanceerde een open seizoen in september 2022 voor 4 extra BCMA van uitzendcapaciteit, inclusief een 4e tank.

<sup>29</sup> Er is ook wat voor te zeggen om dit verbruik alleen toe te rekenen aan in Nederland geconsumeerd aardgas. Het eigen gebruik voor transmissie is ingeschat als 'beperkt' en deels gedekt met eigen gebruik aan aardgas.

<sup>30</sup> In de omgevingsvergunning wordt een jaarverbruik genoemd van 1.000 Gwh<sub>e</sub> bij een vrijwel volcontinue productie (92,5% beschikbaarheid of meer) van  $3 \times 60.000$  Nm<sup>3</sup> N<sub>2</sub>/uur. Het overeenkomstige specifieke gebruik bedraagt circa 2,5 GJ<sub>e</sub>/1.000 Nm<sup>3</sup> N<sub>2</sub>.

In september 2022 is een nieuwe offshore 8 BCMA LNG terminal EemsEnergyTerminal is operationeel geworden in Eemshaven. Het project is een 100% dochteronderneming van NV Nederlandse Gasunie. De terminal bevat twee FSRU's<sup>31</sup>, het Eemshaven LNG-schip van Exmar en de Golar Igloo van Energos Infrastructure, die dat wel heeft gedaan verhuurd voor een periode van 5 jaar. De terminal is aangesloten op het Nederlandse hogedrukgasnet door middel van een Aansluitleiding van 4 kilometer. De jaarlijkse capaciteit is volgeboekt door ČEZ (Tsjechië), Shell Western LNG B.V. en ENGIE SA.

Voor hervergassing van LNG bij de GATE terminal zijn geen emissies toegerekend. Voor hervergassing benodigde warmte wordt geleverd door de E.On MPP3 kolencentrale. De door de centrale geleverde warmte betreft lage temperatuur restwarmte van de condensor van circa 30°C die geen andere nuttige toepassing heeft anders dan voor hervergassing van LNG.

Bij eventuele sluiting van deze centrale in of na 2030 zal de restwarmtebron overigens komen te vervallen.

---

<sup>31</sup> *Floating Storage and Regassification Units*

## Appendix

### J. Bronnen

OPI-rapport 2018 - Operationele prestatie indicatoren  
EBN, Utrecht  
(EBN, 2018)

Factsheet Methaanemissie in de Nederlandse gasketen  
KVGn, augustus 2021  
<https://www.onsaardgas.nl/wp-content/uploads/2021/09/2021-08-09-KVGn-Factsheet-Methaanemissies-NL-uitgebreid.pdf>  
(KVGn, 2021)

Laatste reguliere gasjaar: winning Groningen naar 3,9 miljard kuub  
Nieuwsbericht van Rijksoverheid.nl | 24-09-2021 | 16:30  
<https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2021/09/24/laatste-reguliere-gasjaar-winning-groningen-naar-39-miljard-kuub>  
(Rijksoverheid, 2021)

Stef Blok  
Minister van Economische Zaken en Klimaat  
[https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/kamerstukken/2021/09/24/kamerbrief-over-gaswinningsniveau-groningen-gasjaar-2021-2022/DOMUS-21226201-v15-Kamerbrief\\_gaswinningsniveau\\_Groningen\\_gasjaar\\_2021-2022.pdf](https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/kamerstukken/2021/09/24/kamerbrief-over-gaswinningsniveau-groningen-gasjaar-2021-2022/DOMUS-21226201-v15-Kamerbrief_gaswinningsniveau_Groningen_gasjaar_2021-2022.pdf)  
(Blok, nb)

Anonymus  
Delfstoffen en aardwarmte in Nederland, Jaarverslag 2020  
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Den Haag, 2021  
(Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2021)

P.J. Zijlema  
Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO2 emissiefactoren, versie januari 2020  
RVO, Utrecht, Januari 2020  
<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2020/03/Nederlandse-energiedragerlijst-versie-januari-2020.pdf>  
(RVO, 2020)

Jaarverslag 2020 - N.V. Nederlandse Gasunie, Van gastransportbedrijf naar energie-  
infrastructuuronderneming  
<https://www.gasuniereport2020.nl/downloaden-als-pdf>  
(N.V. Nederlandse Gasunie, 2020)

Anonymus  
Winningsplan Groningen Gasveld 2016, definitief, EP201604259068  
NAM, Den Haag, 2015  
[https://www.nam.nl/general/media-centre/gas-production-plan-2016/\\_jcr\\_content/par/textimage\\_996696702.stream/1461000524569/1d3f1162f0dbba3f15b8bbc2c7087224fb413ee1/winningsplan-groningen-2016.pdf](https://www.nam.nl/general/media-centre/gas-production-plan-2016/_jcr_content/par/textimage_996696702.stream/1461000524569/1d3f1162f0dbba3f15b8bbc2c7087224fb413ee1/winningsplan-groningen-2016.pdf)  
(NAM, 2015)



(R. Vergeer, 2015)

R. (Robert) Vergeer, M.J. (Martijn) Blom, H.J. (Harry) Croezen  
Maatschappelijke effecten van alternatieven voor gasproductie  
CE Delft, Delft, November 2015.

#### Bibliography

- Ambrose, J. (2019). Fracking causing rise in methane emissions, study finds. *The Guardian*. Retrieved from <https://www.theguardian.com/environment/2019/aug/14/fracking-causing-rise-in-methane-emissions-study-finds>.
- Blok, S. (nb). *Gaswinningsniveau Groningen gasjaar 2021-2022*. Retrieved from [file:///C:/Users/920516/Downloads/DOMUS-21226201-v15-Kamerbrief\\_gaswinningsniveau\\_Groningen\\_gasjaar\\_2021-2022.pdf](file:///C:/Users/920516/Downloads/DOMUS-21226201-v15-Kamerbrief_gaswinningsniveau_Groningen_gasjaar_2021-2022.pdf)
- Bullin & Krouskop. (2009). *Composition Variety Complicates Processing Plans for US Shale Gas*. Retrieved from [oilandgas.com](http://oilandgas.com).
- CDP. (2020). *Equinor CDP Climate Change Questionnaire*. Opgehaald van <https://www.equinor.com/en/sustainability/our-approach/sustainability-reports.html>
- Correljé, A. V. (2003). Natural gas in the Netherlands. *Oranje-Nassau Groep*.
- COWI. (2015). *Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas*. Brussels: DG ENER.
- DBI. (2021). *Carbon Footprint of Natural Gas 1.1*. Retrieved from [https://www.dbi-gut.de/files/PDFs/Dokumente/61\\_Gasnetze/61\\_CFNG1.1\\_Report\\_ENG.pdf](https://www.dbi-gut.de/files/PDFs/Dokumente/61_Gasnetze/61_CFNG1.1_Report_ENG.pdf)
- EBN. (2018). *OPI-rapport - Operationele prestatie indicatoren*. Utrecht.
- Equinor. (2020). *Equinor Sustainability Report*.
- European Commission. (2021). *Quarterly Report on European Gas Markets - 2021 Q2*. Brussels: European Commission - Directorate-General for Energy, Unit A.4, Market Observatory for Energy.
- Gazprom. (2021). *Gazprom Environmental Report 2020 - Growth at Scale - english edition*. Gazprom.
- Gazprom. (2021). *Gazprom in figures 2016–2020 Factbook*. Gazprom.
- Geertsen, T. M. (1998). Physical properties of natural gas. *N.V. Nederlandse Gasunie, 1988*.
- International Energy Agency. (2021). *Gas Market Report Q2-2021*. Paris: IEA.
- International Energy Agency. (2021, December). *Methane Tracker Database*. Retrieved from International Energy Agency: <https://www.iea.org/articles/methane-tracker-database>
- Joint Research Centre. (2017). *Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR), release EDGARv5.0*. Joint Research Centre.
- KVGN. (2021, Augustus). *Factsheet Methaanemissie in de Nederlandse gasketen*. Retrieved from <https://www.onsaardgas.nl/wp-content/uploads/2021/09/2021-08-09-KVGN-Factsheet-Methaanemissies-NL-uitgebreid.pdf>
- Lokhorst, A. (. (1997). *NW European Gas Atlas*. Haarlem: NITG-TNO.
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2021). *Delfstoffen en aardwarmte in Nederland, jaarverslag 2020*. Den Haag.
- Myhre, G. D.-M.-F. (2013). *Chapter 8 - Anthropogenic and Natural Radiative Forcing*. In: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis*. UN IPCC - Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- N.V. Nederlandse Gasunie. (2020). *Jaaverslag 2020 - N.V. Nederlandse Gasunie, van transportbedrijf naar energieinfrastructuuronderneming*. Retrieved from <https://www.gasuniereport2020.nl/downloaden-als-pdf>
- NAM. (2015). *Winningsplan Groningen Gasveld 2016*. Den Haag. Retrieved from [https://www.nam.nl/general/media-centre/gas-production-plan-2016/\\_jcr\\_content/par/textimage\\_996696702.stream/1461000524569/1d3f1162f0dbba3f15b8bbc2c7087224fb413ee1/winningsplan-groningen-2016.pdf](https://www.nam.nl/general/media-centre/gas-production-plan-2016/_jcr_content/par/textimage_996696702.stream/1461000524569/1d3f1162f0dbba3f15b8bbc2c7087224fb413ee1/winningsplan-groningen-2016.pdf)

- NAM. (n.d.). *Cijfers Gas- en Oliewinning*. Retrieved from [https://www.nam.nl/feiten-en-cijfers/gaswinning.html#iframe=L2VtYmVkL2NvbXBvbmVudC8\\_aWQ9Z2Fzd2lubmluZw](https://www.nam.nl/feiten-en-cijfers/gaswinning.html#iframe=L2VtYmVkL2NvbXBvbmVudC8_aWQ9Z2Fzd2lubmluZw)
- National Energy Technology Laboratory. (2019). *Life Cycle Greenhouse Gas Perspective on Exporting Liquefied Natural Gas from the United States: 2019 Update*. National Energy Technology Laboratory - U.S. Department of Energy.
- Perez, V. (2009). Qatargas 2, the Designs and Technologies for a 7.8 MTPA LNG Train. *7th Doha Natural Gas Conference*, (p. 15). Doha.
- R. Vergeer, M. B. (2015). *Maatschappelijke effecten van altern.* Delft: CE Delft.
- Ramón A. ALVAREZ, e. a. (13 Jul 2018). Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. *Science*, Vol 361, Issue 6398 - pp. 186-188.
- Rijksoverheid. (2021, September 24). *Laatste regulier gasjaar: winning Groningen naar 3,9 miljard kuub*. Opgehaald van <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2021/09/24/laatste-reguliere-gasjaar-winning-groningen-naar-39-miljard-kuub>
- Rogers, J. (2013). *LNG Emissions Benchmarking*. Ottawa: The Delphi Group.
- RVO. (2020, Januari). *Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO2 emissiefactoren, versie januari 2020*. Retrieved from <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2020/03/Nederlandse-energie dragerlijst-versie-januari-2020.pdf>
- Saunier, S., Jilani, M., & Brown, P. (2021). *Methane emissions from LNG*. Oslo: Carbon Limits AS.
- Serna Tamez, A., & Dellaert, S. (2020). *Decarbonisation options for the Dutch offshore natural gas industry*. The Hague: PBL Netherlands Environmental Assessment Agency.
- Subedar, A., & Fragu, L. (2012). Qatar LNG GHG Management Strategy. *IPIECA Side-Event at UNFCCC COP - 18*, (p. 17). Doha.
- The Washington Post. (2021, October 19). Russia allows methane leaks at planet's peril. *The Washington Post*.
- van Swigchem, J., & Croezen, H. (2005). *Energiebesparing in de Nederlandse aardgasketen*. Delft: CE Delft.