

Factsheet

Methaanemissie in de Nederlandse gasketen

Executive summary

- Methaanemissies komen voor in de natuur en als gevolg van menselijk handelen. 39% van de emissies komt uit natuurlijke bronnen, waarin moerasgebieden grote natuurlijke emitters zijn. In Nederland is door menselijk handelen de grootste emitter de landbouw, voornamelijk door veeteelt, en afvalverwerking.
- In Nederland zijn de methaanemissies van de gasindustrie sinds 1990 met 76% teruggebracht. De gasector zet zich in om die trend voort te zetten, door de emissies nuttig te gebruiken als vorm van energie.
 - De totale methaanemissies in Nederland bedragen 9,5% van de totale broeikasgasemissies (CO₂-eq) in Nederland.
 - Methaanemissies van de gehele gasector in Nederland bedragen 2,7% van de totale methaanemissies in Nederland.
 - De methaanemissies van de gehele gasector in Nederland bedragen 0,26% van de totale broeikasgasemissies (CO₂-eq.) in Nederland.
 - De methaanemissie intensiteit van de Nederlandse gasketen met 0,06% beduidend lager dan het internationaal gemiddelde van 1,7%.
 - Een percentage van geëmitteerde methaan ten opzichte van de Nederlandse gasvraag, is geen indicator voor lineaire extrapolatie. Met andere woorden, een verdubbeling van de vraag hoeft niet te leiden tot en verdubbeling van de emissies, en omgekeerd.
- De gasindustrie heeft in de afgelopen decennia kennis en ervaring opgebouwd rondom methaanemissie en beperkende maatregelen. Intensieve programma's worden gehanteerd om methaanemissies structureel steeds verder te reduceren.
 - Voor upstream komt de reductie door het nuttig hergebruik van restgassen ('off gas').
 - Voor transport wordt dit verklaard door het Leak Detection and Repair Programme, hercompressie en het emissieloos maken van pneumatische componenten.
 - Voor distributie komt dit door vervanging van gietijzeren leidingen.
- Wanneer elektriciteit wordt opgewekt met aardgas, is dit volgens het IEA sterk minder vervuilend dan wanneer dit gebeurt met kolen, of nu een 100 jaar of een 20 jaar tijdschaal wordt genomen voor het broeikas effect van methaan (terwijl de winning van kolen ook leidt tot methaanemissies). Voor de Nederlandse gasketen geldt dit in versterkte mate, aangezien de emissie intensiteit van 0,06 % aanzienlijk lager is dan het mondiale gemiddelde van 1,7%.
- Deze feiten tonen dat:
 - de aardgasindustrie erop gericht is om methaanemissies bij winning, transport en distributie zoveel mogelijk te reduceren. Dit zowel vanuit veiligheids- en milieuoverwegingen, maar ook om omzetverlies te beperken.
 - de gasector zich inspant om methaanemissies structureel zo veel mogelijk op te sporen en te vervolgens reduceren. Dit heeft de afgelopen jaren al geleid tot een substantiële

reductie van de methaanemissie. Daarnaast spant de gasector zich in om de methaanemissies zo transparant mogelijk te rapporteren. Onder andere dit factsheet moet daaraan bijdragen.

- De emissie intensiteit van Nederlands aardgas is beduidend lager dan die van geïmporteerd gas. Optimaliseren van de productie van aardgas uit Nederlandse bodem (met name offshore) beperkt de klimaat footprint van het gebruik van aardgas onderweg naar een klimaatneutrale energievoorziening in 2050.

De gasector wil samenwerken met andere sectoren om ook daar methaanemissies te reduceren. Bijvoorbeeld door beperking van methaanemissies uit de landbouw en uit afval, door vergisting of deze af te vangen en nuttig in te zetten, als bron van groen gas.

Factsheet

Methaanemissie in de Nederlandse gasketen

Doel

Het doel van dit factsheet is om op basis van feitelijke data inzicht te geven in de methaanemissies in de gehele Nederlandse gasketen. Hiertoe brengt dit factsheet de informatie samen over de hele Nederlandse gasketen: exploratie, productie, transport en distributie. Het issue kan echter niet alleen op Nederland worden betrokken, omdat klimaatverandering een mondiaal probleem is, en het thema derhalve mondiaal en Europees aandacht krijgt.

1 Aanleiding

De laatste 250 jaar zijn er veel meer broeikasgassen in de atmosfeer gekomen, bijvoorbeeld door de verbranding van fossiele brandstoffen waarbij CO₂ vrijkomt, wat het broeikaseffect versterkt. Naast CO₂ hebben andere broeikasgassen ook effect op klimaatverandering. Methaan (CH₄) is een krachtig broeikasgas.

Naast de emissie als gevolg van verbranding van fossiele brandstoffen wordt in toenemende mate ook gekeken naar de emissies over de hele gasketen en broeikasgasemissies anders dan CO₂.

Aardgas wordt in het algemeen gezien als de minst vervuilende van de fossiele brandstoffen. De uitstoot van CO₂, fijnstof, NO_x en SO₂ als gevolg van de verbranding van aardgas is geringer dan wanneer olie of kolen wordt ingezet. De effecten van aardgas in termen van klimaatverandering moeten niet alleen beoordeeld worden op basis van de uitstoot van CO₂ als gevolg van verbranding in de diverse onderdelen van de gasketen. De uitstoot van CH₄ in de gasketen moet hierin integraal worden meegewogen.

Aardgas is van de fossiele brandstoffen wereldwijd qua totale volume van uitstoot de grootste emitter van methaan. Hierdoor wordt door sommige partijen in twijfel getrokken of aardgas inderdaad de minst vervuilende fossiele brandstof is.

Er is toenemende aandacht voor methaanemissies vanuit beleidsmakers. Op 14 oktober 2020 heeft de Europese Commissie (EC) een plan gepubliceerd over een EU-strategie om de methaanemissies te verminderen (de EU-methaanstrategie). Voor de energiesector zijn de specifieke doelstellingen van het voorstel van de EU-methaanstrategie tweeledig. Ten eerste het verbeteren van de beschikbaarheid en nauwkeurigheid van informatie over de specifieke bronnen van methaanemissies die verband houden met het energieverbruik in de EU – met name gericht op Leak Detection and Repair (LDAR) en Monitoring, Verification and Reporting (MVR). Ten tweede het invoeren van EU-verplichtingen voor bedrijven om die emissies in verschillende segmenten van de energievoorzieningsketen te verminderen. De reikwijdte van de acties die in de EU-methaanstrategie worden overwogen, omvat de volledige toeleveringsketens van olie, gas en steenkool, inclusief vloeibaar aardgas (LNG), gasopslag en biomethaan dat in gassystemen wordt geïntroduceerd. De EU-methaanstrategie zal mede worden gebaseerd op de aanpak in het UNEP Oil and Gas Methane Partnership (OGMP). De eerste concrete voorstellen voor regelgeving worden verwacht in december 2021.

Kortom, er wordt een behoefte aan nauwkeurige en onderbouwde data over methaanemissie in de gasketen geconstateerd. Dit factsheet heeft daarom mede tot doel de transparantie te vergroten door zoveel mogelijk inzicht te geven in de methaanemissies in de gasketen en de wijze waarop deze worden bepaald.

2 Kwantificering / impact

2.1 Effect van methaan

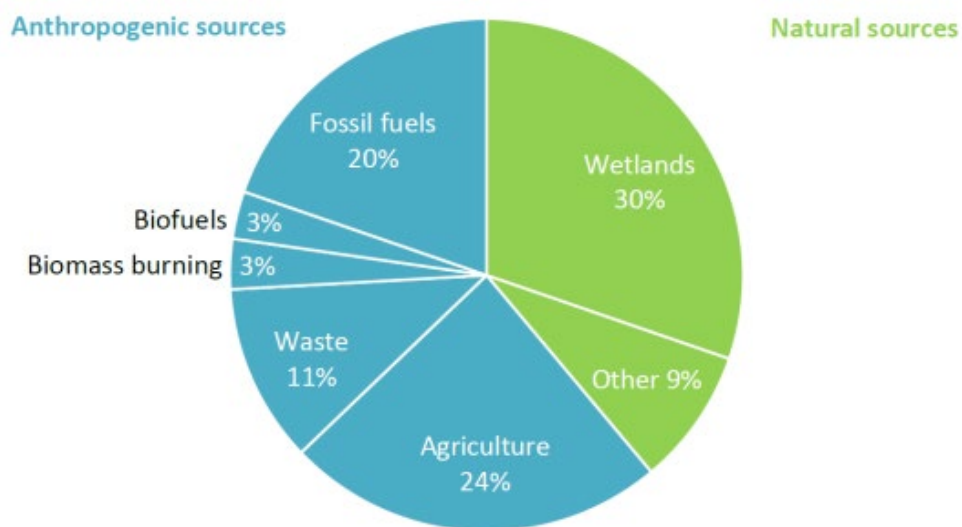
Het broeikaseffect van methaan is sterker dan dat van CO₂. Echter, methaan blijft niet als methaan in de atmosfeer, maar wordt omgezet - hoofdzakelijk in CO₂. In 12,4 jaar halveert het volume methaan in de atmosfeer. Over het algemeen wordt een tijdshorizon van 100 jaar aangehouden om het effect van methaan uit te drukken, en dan is het broeikaseffect 25 maal sterker dan CO₂, volgens het meest recente Assessment Report (AR5) van het International Panel on Climate Change (IPCC). Wanneer het effect wordt uitgedrukt over een periode van 20 jaar, is het broeikaseffect 86 maal sterker dan CO₂.

De waarden over het opwarmend effect van methaan zijn door beter begrip in de opeenvolgende Assessments Reports van het IPCC telkens naar boven aangepast. Zo werd methaan in het eerdere IPCC tweede Assessment Report (SAR) nog beoordeeld als 21 keer zo sterk als CO₂ op een 100 jaar schaal.

2.2 Vergelijking met andere sectoren/bronnen

Mondiaal

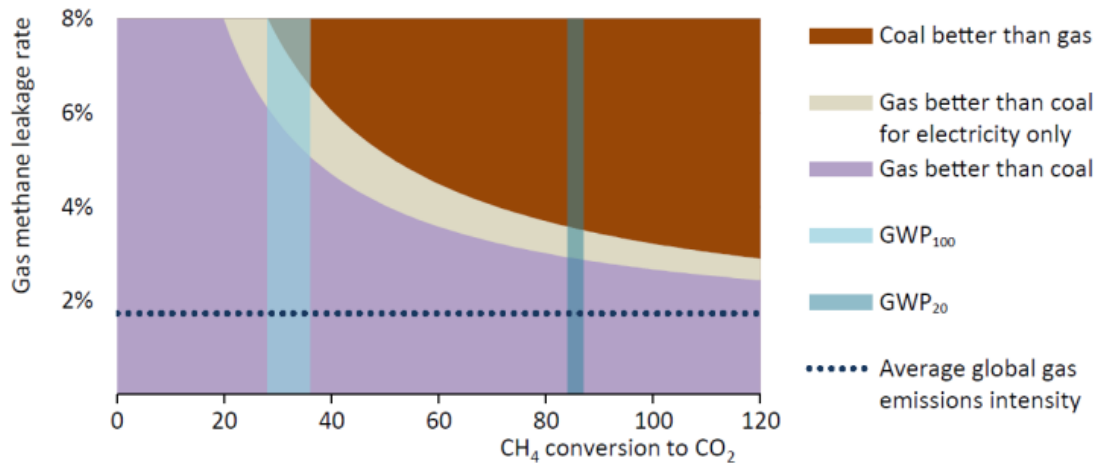
Methaanemissies komen voor in de natuur en als gevolg van menselijk handelen. Ruim een derde van de emissies komt uit natuurlijke bronnen, waarin moerasgebieden grote natuurlijke emitters zijn. Door menselijk handelen is de grootste emitter de landbouw, die 24% van de totale methaanemissies uitstoot, voornamelijk door veeteelt en het verbouwen van rijst. 20% van de totale methaanemissies komt van fossiele brandstoffen. Naast methaanemissies bij de winning van aardgas, komt er ook methaan vrij bij winning van olie en van kolen.



Figuur 1: Bronnen van methaanemissies (bron: International Energy Agency, World Energy Outlook 2017)

Critici twijfelen er, gezien de methaanuitstoot van de gasector, aan of elektriciteitsopwekking met gas schoner is dan met kolen. Ofwel: Is de CO₂-equivalent footprint van elektriciteitsopwekking met aardgas daadwerkelijk lager dan die van kolen?

Volgens het IEA stoot de aardgassector in de hele keten wereldwijd 1.7% van het geproduceerde methaan uit. Daarmee is aardgas zowel op een 100 jaar als op een 20 jaar tijdschaal minder vervuilend dan kolen¹.



Figuur 2: Vergelijking van aardgas en kolen (bron: International Energy Agency, World Energy Outlook 2017)

In het kader van de energietransitie zal de toepassing van zowel aardgas als kolen afgebouwd (moeten) worden. Voor het ontwikkelen en implementeren van alternatieven is echter tijd benodigd. De gasketen kan er, omdat aardgas de fossiele brandstof met de geringste klimaat impact is, toe bijdragen dat de beschikbare tijd voor het bereiken van het 1,5 °C klimaatdoel zo lang mogelijk is. Belangrijk is om daarbij de emissie van methaan zo veel mogelijk te beperken. Op die manier wordt het tijdpad om alternatieve vormen van energie te realiseren geoptimaliseerd.

Europa

Methaanemissies in Europa zijn, gemeten in CO₂-equivalenten, 12% van de totale emissies aan broeikasgassen. De grootste emissie van broeikasgassen is in de vorm van CO₂; andere vormen zijn bijvoorbeeld N₂O, HFC's en SF₆.

De totale methaanemissies in Europa zijn voor 36% afkomstig uit veeteelt, 19% uit afval en 9% uit landbouw. De gassector stoot 4% van de totale Europese methaanemissies uit². Dit staat gelijk aan 0,5% van de totale EU broeikasgasemissies (in CO₂-equivalenten)³. Tussen 1990 en 2019 zijn de methaanemissies van aardgasactiviteiten in Europa met 61% gedaald⁴. Deze daling komt met name uit Roemenië (afnemende productie en andere meetmethode), Verenigd Koninkrijk (verbeterde technieken), Duitsland (verbeteringen in het pijpleidingnetwerk) en Italië (aanpassingen in distributienetwerken).

¹ IEA (2017) World Energy Outlook 2017. In deze editie is speciale aandacht voor methaanemissies.

² European Environmental Agency (EEA, 2021), Annual European Union GHG inventory 1990–2019 and inventory report 2021; figuur 2.7, p.71

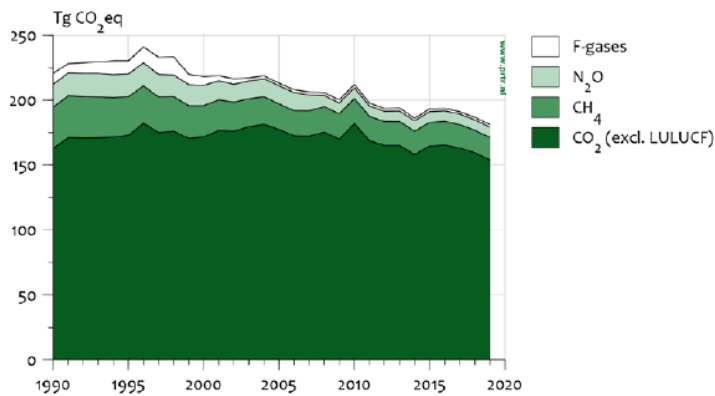
³ European Environmental Agency (EEA, 2021), Annual European Union GHG inventory 1990–2019 and inventory report 2021; tabel 2.4. Methaanemissies: 443 Mt CO₂-equivalenten / Totaal netto CO₂-emissies: 3833 Mt CO₂-equivalenten = 12%. Methaanemissies door de gassector als percentage van de totale EU broeikasgasemissies in CO₂-equivalenten: 12% * 4% = 0,5%.

⁴ European Environmental Agency (EEA, 2021), Annual European Union GHG inventory 1990–2019 and inventory report 2021; tabel 3.118, p.364.

Nederland

Het jaarlijkse RIVM National Inventory Report toont dat in Nederland van de broeikasgassen de emissie van CO₂ het grootste is, in termen van CO₂-equivalenten.

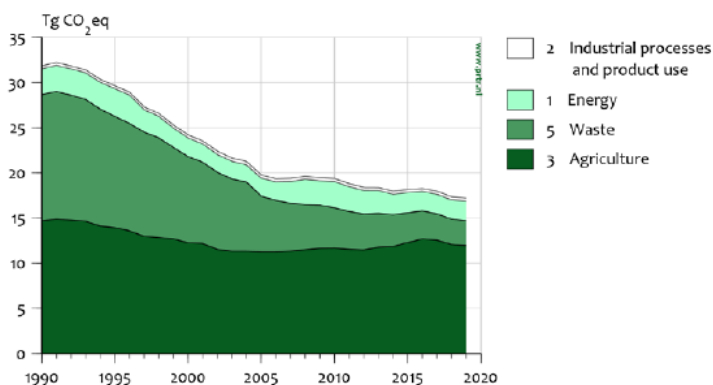
De methaanemissies zijn in Nederland tussen 1990 en 2019 met 45,9% gedaald. In 2019 waren de landbouw en afvalsectoren de grootste emitters, met 69,5% en 15,8% respectievelijk. De rest komt van brandstof gebruik en uit industriële processen (waarin ook de winning, transport en distributie van aardgas is besloten)⁵.



Figuur 3: Broeikasgassen – trends en emissies (excl. LULUCF) 1990-2019 (Bron: RIVM 2021, National Inventory Report)

Toelichting bij figuur 3 over totale broeikasgasemissies (2019):

- De totale emissies bedroegen in 2019 circa 180,7 Tg (=Mton) CO₂-equivalenten (CO₂-eq) en zijn daarmee circa 18 procent afgenomen in vergelijking met de emissies in 1990 (220,5 Tg CO₂-eq);⁶
 - CO₂ (excl. LULUCF): 153,6 Mton CO₂;
 - CH₄: 17,2 Mton CO₂-eq;
 - N₂O: 7,9 Mton CO₂-eq;
 - F-gassen: 2,0 Mton CO₂-eq.



Figuur 4: CH₄ - trends en emissies van sectoren 1990-2019 (Bron: RIVM 2021, National Inventory Report)

⁵ Greenhouse gas emissions in the Netherlands 1990–2019, National Inventory Report 2021, RIVM Report 2021-0007

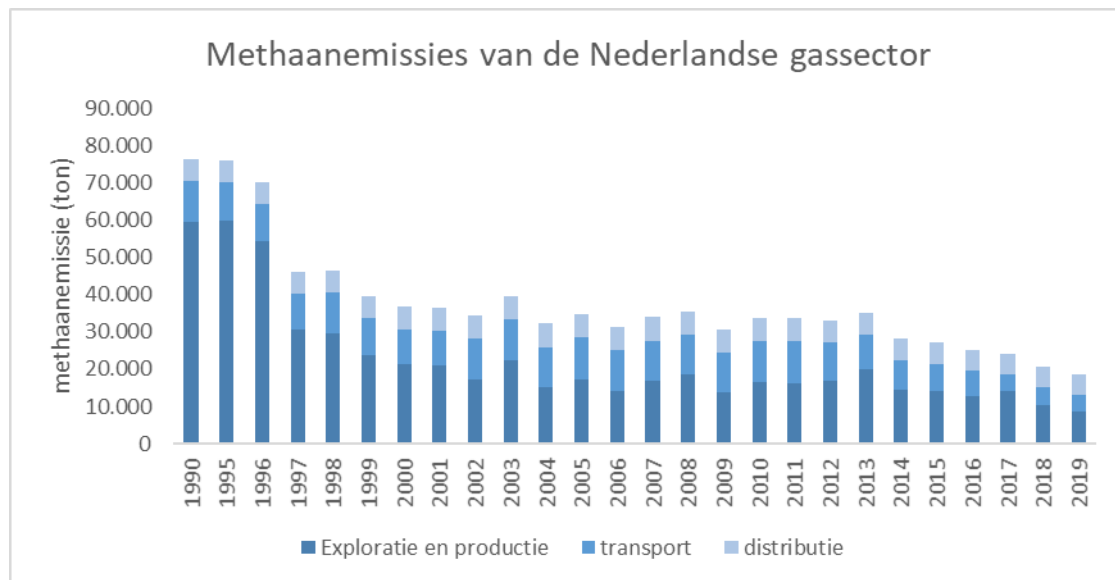
⁶ De hier gepresenteerde emissies zijn inclusief de indirecte CO₂ emissies en exclusief de emissies van landgebruik en bossen (LULUCF).

Toelichting bij figuur 4 over methaanemissies (2019):

- De totale methaanemissies bedroegen in 2019 circa 17,2 Tg (Mton) CO₂-eq en zijn daarmee circa 46 procent afgenomen in vergelijking met de emissies in 1990 (31,8 Tg CO₂-eq);
 - Landbouw: 12,0 Mton CO₂-eq (-18,5% t.o.v. 1990);
 - Afval: 2,7 Mton CO₂-eq (-80,7% t.o.v. 1990);
 - Vluchtige emissies van brandstoffen: 0,5 Mton CO₂-eq (-76,3% t.o.v. 1990);
 - Brandstof gebruik: 1,7 Mton CO₂-eq (+91,6% t.o.v. 1990);
 - Industriële processen en gebruik producten: 0,3 Mton CO₂-eq (+9,4% t.o.v. 1990).

Van alle broeikasgasemissies leveren CO₂-emissies in Nederland de grootste bijdrage, ook in termen van het totale broeikas effect (figuur 3). In Nederland zijn de methaanemissies in totaal sterk gedaald (figuur 4).

3 Methaanemissies in de Nederlandse gasketen



Figuur 5: Methaanemissies van de Nederlandse gasector

- Methaanemissies in de Nederlandse gasketen zijn tussen 1990 en 2019 met 76% gedaald.
- Methaanemissie van de Nederlandse gasketen in 2019 zijn ten opzichte van 2018 met 5% gedaald.⁷

Om aardgas bij de gebruiker te krijgen, moet het worden geproduceerd, getransporteerd en gedistribueerd. Per stap in de keten treden er methaanemissies op. In de grafiek hierboven is de ontwikkeling van methaanemissies sinds 1990 weergegeven. In de volgende tabel zijn de data voor 2019 – het meest recente jaar waarvoor alle gevalideerde emissiedata beschikbaar is – uitgesplitst weergegeven.

⁷ In 2018 waren de methaanemissie van de Nederlandse gasketen 19,46 kton CH₄; in 2019 18,48 kton.

Tabel 1: Methaanemissies in de Nederlandse gasketen

2019 data	Emissie (kton CH ₄)	Emissie (Mton CO ₂ -eq) ⁸	Volume (mrd m ³)	Leidinglengte (km)
Exploratie en Productie	8,77 ⁹	0,22	32,0 mrd m ³	
Transport	4,18 ¹⁰	0,10	81,8 mrd m ³ ¹¹	12.000 ¹²
Distributie	5,53 ¹³	0,16		125.347 ¹⁴
Totaal gasketen Nederland	18,48	0,48	38,2 mrd m³ ¹⁵	
Emissie intensiteit	0,06%	= emissie: 25,81 mln m³ / gasvraag: 38,2 mrd m³		

Verhoudingen in 2019:

- De totale methaanemissies, i.e. voor alle sectoren, in Nederland bedragen 9,5% van de totale broeikasgasemissies (CO₂-eq) in Nederland¹⁶.
- De methaanemissies van de gehele gassector in Nederland bedragen 0,26% van de totale broeikasgasemissies (CO₂-eq.) in Nederland¹⁷.
- Methaanemissies van de gehele gassector in Nederland bedragen 2,7% van de totale methaanemissies in Nederland¹⁸.
- De methaanemissie intensiteit¹⁹ van de Nederlandse gassector – dat wil zeggen de in Nederland opgetreden methaanemissies afgezet tegen de nationale gasvraag - is 0,06%. Met andere woorden: voor elke 1.000 m³ geconsumeerd aardgas zijn er ongeveer 0,6 m³ methaanemissies.

⁸ Omrekening gebaseerd op een conversiefactor van 25 zoals gebruikt in RIVM, 2021, p.386. Vanwege vergelijking met RIVM data is dezelfde eenheid gebruikt.

⁹ Het totaal van 8,77 mln kg CH₄ kan worden opgesplitst in 1,63 mln kg CH₄ voor onshore en 7,14 mln kg CH₄ voor offshore.

¹⁰ Bron: Jaarverslag Gasunie. De totale methaanemissie van het gehele hogedrukgasstelsel van Gasunie in Nederland komt overeen met 0,01% van de door Gasunie in Nederland getransporteerde hoeveelheid aardgas. De methaanemissies waarover wordt gerapporteerd, betreffen zowel de circa 12.000 km lange hogedrukleidingen als de bijbehorende installaties.

¹¹ Getransporteerd volume in 2019 (bron: jaarverslag GTS).

¹² Bron: <http://energiecijfers.info/hoofdstuk-1/>; netgegevens gas

¹³ Bron: Netbeheer Nederland/KIWA (2020)

¹⁴ Idem

¹⁵ De totale Nederlandse gasvraag in 2019 (bron: CBS). NB: dit is niet de optelsom van E&P, transport en distributie. Eenheid: 35,17 MJ/m³.

¹⁶ De totale methaanemissies in Nederland in 2019: 17,2 Tg CO₂-equivalenten / de totale broeikasgasemissies in Nederland: 180,7 Tg CO₂-equivalenten.

¹⁷ Methaanemissies in de gassector: 0,46 Tg CO₂-equivalenten / de totale broeikasgasemissies in Nederland: 180,7 Tg CO₂-equivalenten.

¹⁸ Methaanemissies in de gassector: 0,46 Tg CO₂-equivalenten / totale methaanemissies in Nederland: 17,2 Tg CO₂-equivalenten.

¹⁹ Bij de bepaling van de relatieve methaanemissies in de Nederlandse gasketen is rekening gehouden met de definitie van de emissie intensiteit zoals deze door het IEA wordt gehanteerd (en welke ook is gehanteerd bij de bepaling van de internationale emissie intensiteit van 1,7%): "Emission intensity is the ratio of the volume of methane emitted to the volume of natural gas produced (upstream) or transmitted and distributed (downstream) expressed as a percentage" (IEA (2017) World Energy Outlook 2017). Voor de bepaling van de emissie intensiteit van de NL gasketen, is de som van de methaanemissies van de drie onderdelen van de gasketen (18,53 mln kg) gerelateerd aan de totale gasvraag in Nederland (38,2 mrd. m³). De methaanemissie is hiertoe op basis van de dichtheid van methaan omgerekend naar m³. De gasvraag is op basis van het percentage methaan in aardgas omgerekend naar volume methaan (gebaseerd op de energetische waarde van gas van 35,17 MJ/m³).

- De Nederlandse methaanemissie intensiteit is beduidend lager dan het internationaal gemiddelde van 1,7%²⁰.

Opgemerkt moet worden dat:

- Een percentage van geëmitteerde methaan ten opzichte van de Nederlandse gasvraag, is geen indicator voor lineaire extrapolatie. Met andere woorden, een verdubbeling van de vraag hoeft niet te leiden tot en verdubbeling van de emissies, en omgekeerd.
- De hoeveelheid gas die jaarlijks door de Nederlandse infrastructuur wordt geleid is groter dan de nationale gasvraag. Dit is het gevolg van het feit dat een deel van het geïmporteerde aardgas wordt doorgevoerd naar omringende landen (transit gas).
- Wanneer methaan niet direct wordt uitgestoten door venting, maar door verbranding ervan via flaring en dus in de vorm van CO₂, dan is het effect op het klimaat 10 maal kleiner dan bij directe emissie.

Overigens laat dit onverlet dat de Nederlandse gasector zal blijven onderzoeken hoe de methaanemissies verder gereduceerd kunnen worden.

Gelet op de verschillende stappen en rollen in de gasketen, is het belangrijk dat de stakeholders hier een goed basis-beeld van hebben. Hiervoor is bijvoorbeeld een syllabus beschikbaar, "Een overzicht van de energieontwikkelingen" door PBL, CIEP, NERA, TNO, Netbeheer Nederland, NOGEPa, VNPI. Het boek "Zó werkt energie in Nederland", uitgebracht door een brede coalitie van 21 partijen, waaronder KVGn. Maar ook brochures van GasTerra, waaronder 'Toekomstperspectieven van gas in Nederland'.

4 Registratie en rapportagesysteem in Nederland

In Nederland worden jaarlijks alle emissies gerapporteerd in het National Inventory Report door het Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu (RIVM). Dit wordt opgesteld volgens de richtlijnen van de IPCC, en is de officiële basis voor internationale berekeningen en beleid op het gebied van emissiereductie.

4.1 Exploratie en productie

Proces van rapportage

De upstream gasector draagt bij aan deze rapportage, via een specifieke olie- en gasmodule in het Elektronisch Milieu Jaarverslag (e-MJV), die door het RIVM wordt beheerd. De olie- en gasmodule in het e-MJV is opgesteld ten tijde van het milieuconvenant (1995-2010). Deze rapportageverplichtingen zijn nadien opnieuw vastgelegd in een convenant dat is gericht op rapportage van milieugegevens via het e-MJV. De data die door de E&P-operators gerapporteerd worden, komt uit het emissieregistratiesysteem dat de verschillende olie- en gasmaatschappijen hebben geïmplementeerd, mede op basis van vergunningvoorschriften per inrichting. Het Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) ziet toe op de implementatie van het emissieregistratiesysteem en inspecteert deze. Het SodM heeft deze inspecties geïntensiveerd met kantoorinspecties en inspecties op locaties inclusief ad hoc metingen.

SodM toetst de cijfers die operators jaarlijks invoeren in het e-MJV. De diverse bronnen van de methaanemissies die operators rapporteren, liggen vast in de groepering zoals gehanteerd in het e-MJV, module olie- en gaswinning. In NOGEPa-verband wordt gewerkt aan een verdere standaardisatie van rapportage, transparantie en, waar mogelijk, verbetering van de betrouwbaarheid.

Gehanteerde hoofdcategorieën

Het e-MJV kent een aantal categorieën van methaanemissies, die door operators worden gehanteerd om de emissies te rapporteren:

²⁰ Zie ook paragraaf 2.2.

1. Stookinstallaties t.b.v. olieproductie;
2. Stookinstallaties t.b.v. gasproductie;
3. Flaring t.b.v. olieproductie;
4. Flaring t.b.v. gasproductie;
5. Venting t.b.v. olieproductie;
6. Venting t.b.v. gasproductie;
7. Overige installaties incl. diffuse emissies door olieproductie;
8. Overige installaties incl. diffuse emissies door gasproductie;
9. Drilling & well services.

Kwantificering van methaanemissies

De rapportage van methaanemissies in de olie- en gasector vindt plaats op basis van een protocol voor het bepalen van methaanemissies. Dit protocol is in 2018 vastgesteld en gepubliceerd op de website van NOGEPa²¹. Het protocol wordt door alle operators gehanteerd om de methaanemissies te rapporteren. Het protocol gaat uit van metingen en berekeningen die zijn gebaseerd op kentallen, die voor de verschillende stappen in het productieproces zijn vastgelegd. Kentallen in het protocol zijn gebaseerd op internationale 'industry standards' (bijvoorbeeld EPA), fabrieksgegevens van procescomponenten en in toenemende mate validatiemetingen. Deze kentallen worden vervolgens afgezet tegen het gebruik van de verschillende stappen in het productieproces, de 'flow rates', om de totale emissies te bepalen.

Om de diffuse methaanemissies zoveel mogelijk te beperken wordt gewerkt met zogenoemde 'Leak Detection and Repair Programma's', waarbij met lekdetectie apparatuur eventuele lekkages worden opgespoord en gerepareerd. Dit gebeurt onder andere door infrarood camera's om lekkages te vinden. Hierbij wordt een leak/no-leak methode toegepast. Dat wil zeggen dat ook wanneer componenten niet lekken er een kleine emissiefactor wordt toegepast omdat een (onvermijdelijke) lek zich kan voordoen onder het detectielimiet of tussen meetcampagnes door.

In 2018 heeft ECN-TNO, onder toezicht van Staatstoezicht op de Mijnen (SodM), een offshore meetcampagne uitgevoerd. Doel van het onderzoek was om vast te stellen of de door de operators gerapporteerde emissies overeenkomen met onafhankelijk uitgevoerde metingen²². Hoertoe zijn in twee meetrondes 55 metingen verricht bij offshore installaties op het Nederlands Continentaal Plat. In het eindrapport concludeert ECN-TNO onder andere dat, gegeven de onzekerheden, de totale door de operators gerapporteerde hoeveelheden vergelijkbaar zijn met op basis van de metingen bepaalde hoeveelheden.

4.2 Transmissie

Proces van rapportage

Gasunie rapporteert jaarlijks de methaanemissies voor het hogedruk transportsysteem, inclusief de ondergrondse opslag te Zuidwending en de Peak Shaver op de Maasvlakte. Daarnaast worden voor alle grote compressorstations rapportages gemaakt in het e-MJV dat door RIVM wordt beheerd. Met openbare jaarverslagen worden de emissies door Gasunie ook op een transparante manier openbaar gemaakt.

Gehanteerde hoofdcategorieën

²¹ Bepalingsprotocol Methaanemissies e-MJV, 02-08-2018: <https://www.nogepa.nl/downloads/milieu/>

²² Methane emission measurements of offshore oil and gas platforms, TNO, Report 10895, 20 September 2019: <http://publications.tno.nl/publication/34634946/XYcOP9/TNO-2019-R10895.pdf>

De bepaling van de methaanemissies voor hogedruk aardgastransport vindt plaats op basis van een combinatie van metingen, berekening en schattingen. In grote lijn worden er 4 typen emissie beschouwd:

1. Diffuse emissies (“niet gekanaliseerde emissies uit diverse bronnen”)
2. Pneumatische componenten
3. Vents t.g.v. onderhoudswerkzaamheden of incidenten
4. Onverbrand methaan van stookinstallaties

Kwantificering van methaanemissies

Diffuse emissies zijn (kleine) lekkages langs o.a. koppelingen, flenzen en appendages in het gastransportsysteem. Dit type lekkages wordt meestal d.m.v. meting vastgesteld. Hiertoe wordt gebruik gemaakt van de in Nederland geldende richtlijn milieumonitor 14 en 15. Voor de meting is hiervoor speciale apparatuur aangeschaft. Gasunie werkt volgens een zogenaamd LDAR programma, waarbij een bezoek wordt gebracht aan alle gasontvangststations (GOS), meet- en regelstations (M&R), compressorstations (CS) en hogedruk afsluiter locaties.

Pneumatische componenten zijn die onderdelen in het gastransportsysteem welke aardgas kunnen emitteren om te kunnen functioneren, zoals drukregelaars, afsluiters etc. In veel gevallen wordt de aardgasemissie geschat en berekend op basis van activiteit factoren en de daarbij horende emissiefactoren. Deze kentallen zijn gebaseerd op internationale ‘industry standards’, fabrikantsgegevens van procescomponenten.

Ten gevolge van onderhoudswerkzaamheden is het soms noodzakelijk om aardgas af te blazen. Daarnaast kan het in het geval van een incident of een calamiteit noodzakelijk zijn om een hoeveelheid gas af te blazen. Voor het hogedruktransportsysteem wordt de hoeveelheid aardgas dat wordt gevent bijgehouden en gerapporteerd. In de meest gevallen wordt de hoeveelheid gas berekend op basis van de druk en het volume van het leidingsegment dat wordt gevent.

Bij een aantal installaties komt een klein deel van het aardgas onverbrand uit de schoorsteen. Voor alle compressorstations worden deze emissies d.m.v. een predictive emission monitoring systeem vastgesteld.

4.3 Opslag

De emissies als gevolg van gasopslag, zoals voor Alkmaar, Norg, Grijskerk en Zuidwending zijn onderdeel van de emissies gerapporteerd onder Exploratie, Productie en Transmissie.

4.4 Distributie

Proces van rapportage

De methaanemissie in de gasdistributie wordt voor de regionale netbeheerders jaarlijks berekend door Kiwa²³. Deze rapportage wordt ingebracht bij RIVM, die deze verwerkt in het National Inventory Report.

Gehanteerde hoofdcategorieën

De rapportage van methaanemissies wordt onderverdeeld in categorieën die zijn gebaseerd op de verschillende leidingmaterialen die in het distributienetwerk worden toegepast:

1. grijs gietijzer
2. overige materialen ≤ 200 mbar
3. overige materialen > 200 mbar

²³ De meest recente rapportage over 2019 is te vinden op <https://www.netbeheernederland.nl/publicaties-en-codes/publicaties>.

Kwantificering van methaanemissies

Bij de bepaling van de methaanemissie wordt gebruik gemaakt van de berekeningsmethodiek gebaseerd op de zogenaamde Tier 3 methode.

In de Tier 3 methode wordt de methaanemissie bepaald door de leidinglengte te vermenigvuldigen met een emissiefactor.²⁴ Op basis van de gegevens van lekhoefheidsmetingen uit 2005 en 2013 zijn emissiefactoren bepaald voor grijs gietijzer en overige materialen op hoge druk en lage druk²⁵.

De emissiefactoren zijn als volgt:

- 323 m³ methaan/km per jaar voor grijs gietijzer
- 51 m³ methaan/km per jaar voor overige materialen ≤200 mbar
- 75 m³ methaan/km per jaar voor overige materialen ≥ 200 mbar

De onzekerheid in bovenstaande emissiefactoren wordt geschat op 50%. De onzekerheid is gebaseerd op lekhoefheidsmetingen bij verschillende leidingmaterialen en drukken en is in lijn met de door de IPCC geschatte waarde voor IPCC Tier 3 methodes²⁶, die uitkomt op 25-50%.

Binnen Nederland is de lekzoekprocedure en de rapportage voor de regionale netbeheerders uniform. Binnen Europa is dat niet het geval, er worden vele verschillende methoden toegepast²⁷. Dit maakt het moeilijk om de methaanemissies van verschillende landen met elkaar te vergelijken. Momenteel wordt er in GERG (European gas research group) verband gewerkt aan uniformering van de methoden voor de bepaling van de methaanemissies in de gasdistributiesector.

4.5 Verificatie en validatie

Er zijn vier niveaus van verificatie en validatie:

1. Interne verificatie

De bepaling van de methaanemissies omvat de hele keten van registratie (verzameling en acquisitie) van veld en locatie gegevens naar gerapporteerde vrachten. De hierbij gehanteerde emissiefactoren, gassamenstellingen, flows en eventuele discontinue emissies ('events') worden op bedrijfsniveau in een regelmatige beoordelingscyclus actueel gehouden. Bij significante verschillen van gerapporteerde emissies ten opzichte van een voorgaande periode wordt intern eerst geverifieerd en worden indien nodig ook onderbouwingen voor de verschillen gerapporteerd.

2. Externe verificatie van de methodiek en getallen

- a. bijvoorbeeld verificateurs van de ISO-14001 elementen van bedrijfsvoering.
- b. accountant

²⁴ $E = EF \cdot K$ met:

E = totale methaanemissie [m³ methaan/jaar]

EF = emissiefactor [m³ CH₄/km jaar]

De emissiefactor (EF) wordt bepaald door de lekkage hoeveelheid per lek (R), de lekfrequentie (N) en de lekzoekfrequentie (J): $EF = 8,76 \cdot R \cdot N \cdot F \cdot (J + j) / 2$

met:

EF = emissiefactor [m³ CH₄/km jaar]

8.76 = omrekeningsfactor (uren per jaar/1000) [uur/jaar]

R = lekhoefheid per lek [liter/uur]

N = aantal lekken per km leiding per jaar [# / km jaar]

F = percentage methaan in aardgas (81,3%) [vol.%]

J = lekzoekinterval [jaar] (standaard elke 5 jaar)

j = tijd tussen lekindicatie en reparatie [jaar] (aannee 0,5 jaar)

K = aantal kilometer hoofdleiding [km]

²⁵ Bron: Kiwa Technology (2020). Evaluatie emissiefactoren, H.A. Ophoff, Apeldoorn, Nederland

²⁶ Bron: IPCC (1997). Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Emission Inventories. Three volumes: Reference manual, Reporting Guidelines and Workbook. IPCC/OECD/IEA. IPCC WG1 Technical Support Unit, Hadley Centre, Meteorological Office, Bracknell, UK

²⁷ Bron: http://www.gerg.eu/public/uploads/files/Management_Summary_Final_2016-06-06.pdf

De onderliggende 'flows' c.q. productievolumes worden ook met een hoge nauwkeurigheid vastgesteld in verband met bijvoorbeeld het Europese emissiehandelsysteem (Emission Trade System; ETS) en voor fiscale doeleinden;

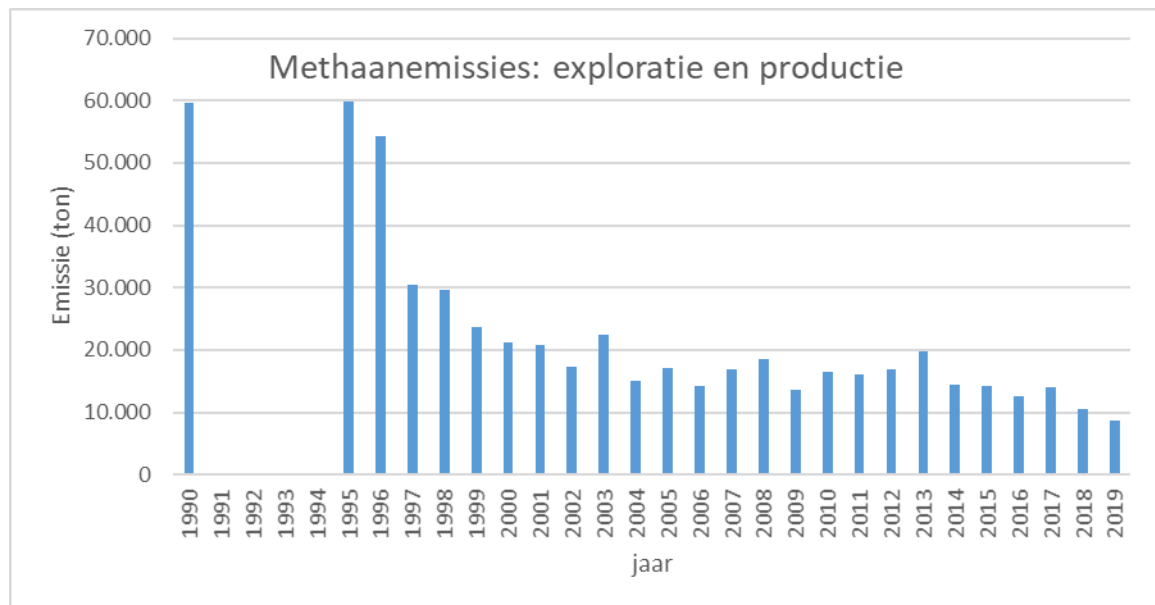
3. Toezicht op de implementatie van het emissieregistratiesysteem van operators door het bevoegd gezag;
4. Toetsing van de jaarlijkse rapportage door operators in het e-MJV door het bevoegd gezag.

Bij distributie zit de verificatie en validatie besloten in de gehanteerde methodiek. De gehanteerde methodiek is uniform voor alle regionale netbeheerders en is gebaseerd op gemeten methaanemissies. De berekening wordt uitgevoerd door een onafhankelijke deskundige externe partij.

5 Methaanemissie trends in gasketen Nederland

5.1 Exploratie en productie

Het feit dat methaanemissies en met name ook de methaanemissie intensiteit (emissies gedeeld door productie) vanuit de Nederlandse E&P-sector (exploratie en productie binnen de olie- en gasector) laag zijn in vergelijking met andere landen, wordt enerzijds verklaard door het bijzondere karakter van de winningsinstallaties, met name die in Groningen. Hier worden grote volumes gas door een relatief beperkt aantal moderne installaties geleid, maar dit is en wordt sterk afgebouwd. Daarnaast zijn in de olie- en gasector diverse maatregelen genomen waardoor in de loop der jaren een aanzienlijke emissiereductie van methaan is bereikt. De productie uit het Groningenveld wordt afgebouwd en zal binnen afzienbare tijd gestopt worden.



Figuur 5: Trends methaanemissies bij exploratie en productie van aardgas

Emissiereductie maatregelen en casussen

De upstream olie- en gasector heeft in de periode 1995-2010 ook tal van maatregelen getroffen om de methaanemissie te reduceren. Deze maatregelen waren onderdeel van de bedrijfsmilieuplannen

van de operators in het kader van een milieuconvenant²⁸. De methaanemissies zijn in de periode 1995-2006 afgenomen van ongeveer 60.000 ton tot 12.500 ton (een reductie van bijna 80%)²⁹.

Voorbeelden van belangrijke maatregelen die sinds 1995 in de upstream sector zijn genomen om methaanemissies te reduceren zijn onder andere:

- De inzet van restgassen (off-gas) en ventgas als stookgas voor de opwekking van energie door middel van de inzet van zogenoemde 'overhead vapour combustors' en off-gas compressoren;
- Het voorkomen van emissies als gevolg van 'venting' (bijvoorbeeld bij 'blow downs' en 'well testing') en door venting reductie programma's, door de inzet van ventgas compressie. Wanneer methaan niet direct wordt uitgestoten door venting, maar door verbranding ervan via flaring en dus in de vorm van CO₂, dan is het effect op het klimaat 10 maal kleiner dan bij directe emissie;
- Optimalisatie operatie glycolsystemen (verminderen glycol circulatie- en stripgasdebiet);
- Het beperken van het van druk aflaten van installaties en leidingen door planning van onderhoud, installatie op druk laten etc.;
- Purgen, blanket en sealgas met stikstof;
- Toepassing van controle- of meetprogramma's ter beperking van lekverliezen;
- Centraliseren en/of minimaliseren van voorzieningen en behandeling op platforms ("de-complexing");
- Toepassing van elektrische, pneumatische of hydraulische startmotor voor gasturbine;
- Nauwkeurige afstelling van veiligheidskleppen.

Op 26 augustus 2019 hebben NOGEPa en de minister van Economische Zaken en Klimaat een convenant ondertekend waarin de Nederlandse offshore olie- en gasindustrie zich committeert om eind 2020 de uitstoot van methaan te halveren ten opzichte van de emissie in 2017. Dit komt overeen met een reductie van ongeveer 120.000 ton CO₂-equivalent. Uit de eindrapportage, die in mei 2021 aan het Ministerie van EZK is gepresenteerd³⁰, blijkt dat de upstream sector de reductiedoelstelling heeft overtroffen: eind 2020 is een reductie van 57% ten opzichte van 2017 bereikt.

In bijlage 1 zijn een aantal voorbeelden van concrete projecten en maatregelen die hebben bijgedragen aan de reductie van methaanemissies in de upstream olie- en gasector. Hierin zijn drie casussen beschreven: Groningen Long Term, De-complexing K14 en Leak Detection & Repair.

5.2 Transport

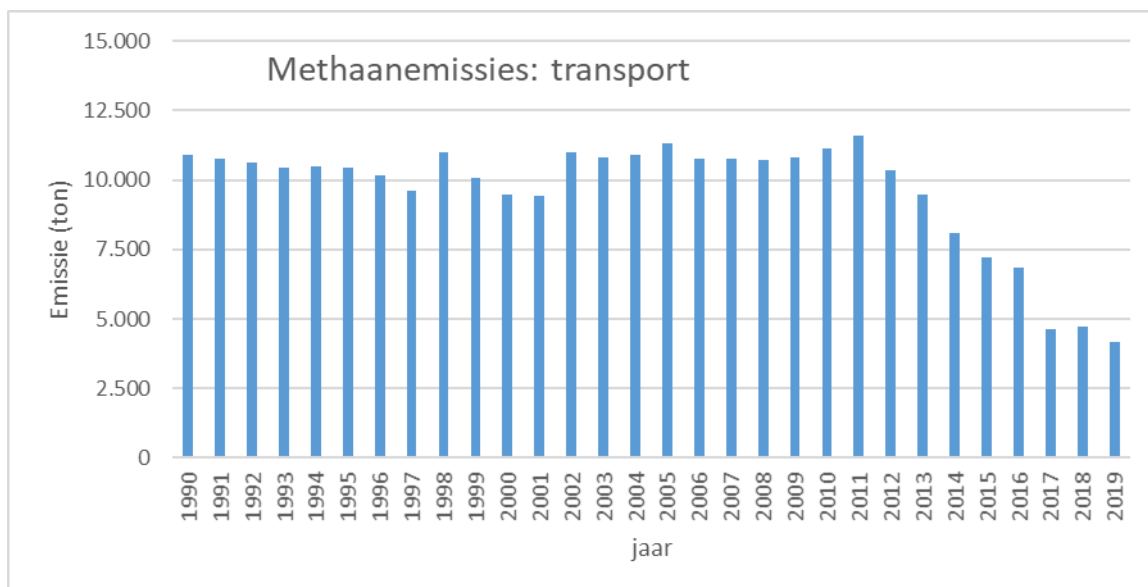
Bij aardgastransport worden verschillende middelen en methoden ingezet om aardgasemissies te voorkomen. Voorbeelden hiervan zijn:

- Het toepassen van mobiele hercompressie units in geval dat door onderhoudswerkzaamheden gas moet worden afgeblazen. Door de inzet van de mobiele units kan het aardgas van een leidingsegment in een ander leidingsegment worden gebracht zodat het aardgas niet hoeft te worden afgeblazen.
- Leak Detection and Repair: Gasunie heeft een uitgebreid leak detection and repair programma waarbij diffuse emissies (sluipende lekkages) worden opgespoord en verholpen.
- Het vervangen van aardgas emitterende componenten in het transportsysteem door niet emitterende componenten. Voorbeelden hiervan zijn het op luchtsturing zetten van kleppen en regelaars en het elektrisch of op lucht starten van de turbines.

²⁸ 'Intentieverklaring Uitvoering Milieubeleid Olie- en Gaswinningindustrie' (convenant), ondertekend door het Ministerie van EZ (incl. SodM), - VROM, - V&W en NOGEPa, waarin gedurende vier BMP perioden uitvoering is gegeven aan veel milieuverbeterprojecten.

²⁹ Bronnen: Elektronisch Milieujaarverslag (e-MJV), RIVM en de diverse Jaarrapportages Uitvoering intentieverklaring Olie- en gaswinningsindustrie van het Ministerie van VROM en FO-Industrie

³⁰ Offshore Methaan Reductie Convenant 2019-2020 – Eindrapport 31-03-2021, MACH10, 23 juni 2021; <https://www.onsaardgas.nl/nederlandse-olie-en-gasindustrie-halveert-offshore-methaanuitstoot/>



Figuur 6: Trends methaanemissies bij het transport van aardgas

In bijlage 2 zijn twee voorbeelden van concrete projecten en maatregelen die hebben bijgedragen aan de reductie van methaanemissies bij het transport van gas: hercompressie en flaring.

5.3 Distributie

Elk jaar wordt 1/5 deel van het gehele gasdistributienet gecontroleerd op lekkage. Elke leiding wordt dus eens per vijf jaar gecontroleerd. Hierbij wordt gebruik gemaakt van een geüniformeerde lekzoekprocedure³¹.

De gevonden lekken worden ingedeeld in twee klassen:

1. klasse I: lekken met hoog veiligheidsrisico (grotere lekken en alle lekken dicht bij de gevel)
2. klasse II: lekken met een laag veiligheidsrisico (overige lekken)

Klasse I lekken worden zo spoedig mogelijk gerepareerd. Klasse II lekken worden planmatig op een later tijdstip in het jaar gerepareerd.

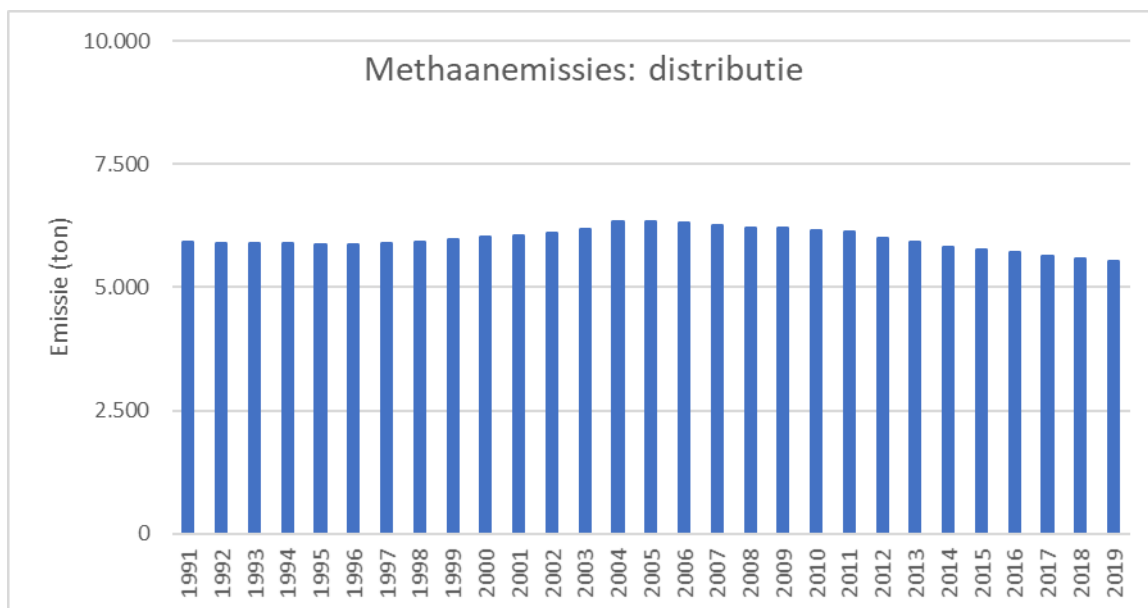
In de gasdistributie draagt de vervanging van oude grijs gietijzeren leidingen bij aan de vermindering van de methaanemissie. Er is een vervangingsprogramma voor grijs gietijzeren leidingen (deze hebben de hoogste emissiefactor).

Verder is er een scala aan maatregelen om het aantal lekkages in het gasdistributienet zo klein mogelijk te houden. Dit varieert van toepassing van normen (system-, component-, materiaal-, competentie-) en certificering tot aan regelgeving voor het voorkomen van graafschade.

De onderstaande figuur geeft de trends in de methaanemissie in de gasdistributie.

³¹ De procedure is te vinden op:

https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Meetprocedure_bovengrondse_lekzoeken_versie_augustus_2012_100.pdf



Figuur 7: Trends methaanemissies bij de distributie van aardgas

Al vanaf 1990 neemt het aandeel grijs gietijzer in de distributienetten gestaag af door sanering en vervanging. Netten van grijs gietijzer hebben de grootste emissiefactor wat tot een daling van de methaanemissie leidt. Echter tot 2004 werd de bijbehorende berekende afname van de methaanemissie deels tenietgedaan door een emissietoename als gevolg van de groei van de totale netlengte. In 2004 en 2005 is een correctie in de netlengte van grijs gietijzer doorgevoerd wat ook de toename in de emissie in 2004 verklaart. Sinds 2005 is de groei in de totale netlengte afgezwakt terwijl de leidinglengte van grijs gietijzer nog steeds gestaag afneemt. Door de gemiddeld meer dan vijf keer zo hoge emissiefactor van grijs gietijzer ten opzichte van de emissiefactor van de overige materialen is het effect van de afname van grijs gietijzer op de methaanemissie groter dan de toename van de totale leidinglengte.

In bijlage 3 is een voorbeeld van een concreet project beschreven dat heeft bijgedragen aan de reductie van methaanemissies in de distributie van gas, namelijk de vervanging van grijs gietijzer.

6 Emissies door aardgasimporten.

Nederland is in 2018 netto importeur van aardgas geworden. Dit komt door de snel afnemende binnenlandse productie, met name door de minimalisering van de winning in Groningen.

Ook de productie uit andere gasvelden, de zogenoemde ‘kleine velden’, raakt uitgeput. Nieuwe velden – die nog steeds op zee worden gevonden – blijven een belangrijke bron van energie en inkomsten voor Nederland, maar kunnen de afname niet compenseren.

Doordat de binnenlandse productie afneemt maar de vraag minder snel daalt (de laatste jaren is de vraag zelfs gestegen), neemt de importbehoefte, ondanks de stappen die zijn gezet in energietransitie, toe. De klimaat footprint (CO₂- en methaanemissies) van geïmporteerd gas ligt beduidend hoger dan die van in Nederland geproduceerd aardgas. Dat komt met name doordat emissies optreden bij het transport, maar kan ook te maken hebben met emissies bij de winning van aardgas in andere landen.

De vraag is hoeveel hoger de wereldwijde emissies worden, nu meer van het in Nederland gebruikte aardgas geïmporteerd wordt. Dit is een complex vraagstuk en de beantwoording hangt af van drie factoren:

- waar het gas vandaan komt;
- in welke vorm het gas naar Nederland wordt gebracht;
- via welke route het gas naar Nederland stroomt.

Op voorhand is niet te zeggen waar het gas vandaan komt, aangezien dit bepaald wordt door de prijzen op de wereldmarkten en strategieën van de buitenlandse leveranciers. De winningstechnieken – en daardoor de emissies – verschillen per veld, onder andere wegens modernisering van de gebruikte technologie. Importvolumes worden echter niet gecontracteerd per veld maar met partijen die over verschillende productielocaties beschikken. Ook kan het te leveren gas worden gekocht op een handelsmarkt, zoals de Henry Hub in de VS, waar het gas vele malen van eigenaar kan wisselen voordat het de eindgebruiker bereikt, zodat niet te achterhalen is waar de oorsprong ligt van het gekochte gas.

Importvolumes zijn gasvormig wanneer zij per pijpleiding naar Nederland komen, maar vloeibaar in het geval van LNG. Om aardgas vloeibaar te maken moet het sterk gekoeld worden, wat gepaard gaat met de uitstoot van CO₂. De omvang van het aanbod, de importcapaciteit en het verschil in prijs tussen de bronnen van het gas bepalen de transportmethode. Ook de route die het gas aflegt maakt uit. Algemeen geldt dat hoe langer de afstand is, hoe meer energie het transport kost en dus CO₂-emissies veroorzaakt. Het nadeel van met name oudere pijpleidingen is dat deze door gebrekkig onderhoud vaker last hebben van lekkages met hogere methaanemissies tot gevolg.

Bandbreedte emissie intensiteit met importen³²

Ondanks deze complexiteit kan een bandbreedte van de emissie intensiteit van het in Nederland gebruikte import aardgas worden bepaald. Dat gebeurt door het hoogste en laagste emissieniveau te berekenen als enerzijds alle additionele volumes uit LNG zouden bestaan (beste geval) en anderzijds als deze volumes per pijpleiding uit Rusland zouden komen (slechtste geval). Opvallend is dat LNG met de laagste ketenemissies tot een lagere emissie intensiteit komt dan pijpleidinggas uit Rusland. Interessant hierbij is dat deze LNG grotendeels uit Rusland afkomstig is. Dat is bij een toenemende importbehoefte verhoudingsgewijs goed voor het klimaat, want Amerikaans LNG produceert bijna twee keer zo veel emissies als Russisch LNG. Wanneer Nederland alle additionele volumes uit de VS zou betrekken, komt de emissie intensiteit fors hoger uit dan in het geval van pijpleidinggas uit Rusland.

³² Deze berekening is gebaseerd op de verwachtingen van de Nederlandse gasvraag en –aanbod uit de KEV 2020, waaruit de importafhankelijkheid volgt. Data over methaanemissies bij LNG per land van Platts (2020) en BCG (2020), die bij importen via pijpleidingen door DBI (2017).

De emissie intensiteit van geïmporteerd gas in CO₂-equivalenten zal de komende jaren stijgen. De beschreven bandbreedte komt in 2030 uit tussen 1,4% en 2,5%. Dat de marge zo breed is, komt doordat de herkomst een combinatie zal zijn van pijpleidinggas en LNG van verschillende oorsprong. Ook aan de bovenkant van de bandbreedte is aardgas nog steeds minder vervuilend voor het klimaat dan kolen, zolang de methaanemissies door de gasector lager dan 3% zijn en het klimatologisch effect van methaan gemeten wordt op een tijdschaal van 20 jaar. Kortom: aardgas behoudt desondanks zijn positie op de ladder van 7.

Met het optimaliseren van de gasproductie uit Nederlandse velden kan de importbehoefte zo veel mogelijk worden beperkt. Vanwege de relatief lage emissie intensiteit van Nederlands aardgas kan hiermee ook de klimaatimpact, onderweg naar een klimaatneutrale energievoorziening in 2050, zoveel mogelijk worden beperkt.

Casus 1. Groningen productielocaties (1997 – 2009)

‘Groningen Long Term’: Dit renovatieproject is in 1997 gestart en in 2009 afgerond. De voor de gaswinning in Groningen benodigde energie wordt onttrokken aan het elektriciteitsnetwerk.

Daarnaast zijn de volgende maatregelen getroffen om de methaanemissies te reduceren:

- Door de gekozen gascompressor die elektrisch wordt aangedreven in plaats van met een gasturbine, vinden geen additionele emissies op de installatie meer plaats.
- Het fornuis voor de glycolregeneratie is vervangen door een OVC (Overhead Vapour Combustor, Recuperatieve naverbrander). De functie is tweeledig, namelijk ten eerste voldoende warmte leveren voor de glycolregeneratie en ten tweede het verbranden van afgassen met een zo laag mogelijke belasting voor het milieu;
- Afgescheiden productiewater wordt niet meer naar de skimmer en de productiewaterbak (open bassin) geleid, maar gaat rechtstreeks via een gesloten leidingsysteem naar de WaCo-opslagvaten. Hierdoor wordt voorkomen dat koolwaterstoffen door verdamping uit de skimmer/productiewaterbak in de atmosfeer komen;
- Opslagtanks zijn verwijderd, waardoor geen adememissies vanuit deze tanks meer voorkomen;
- Het aantal flenzen is geminimaliseerd, waardoor de diffuse emissies worden beperkt;
- Het aardgas, dat voor de afdichting van het magnetische lager van het (depletie)compressor/motorsysteem wordt gebruikt en als primair seal gas vrijkomt, wordt in de OVC verbrand.



Casus 2. De-complexing K14

Eerder complexe installaties worden omgebouwd naar onbemande satellieten. Gasbehandeling van gewonnen gas wordt hiermee verplaatst van individuele offshore installaties naar een centrale behandelingslocatie. Hierdoor zijn tal van installatieonderdelen (met potentiële methaanemissies) op deze individuele offshore installaties verwijderd. Op de centrale behandelingslocatie K14 zelf zijn ook een aantal methaan reductiemaatregelen getroffen:

- Van enkele belangrijke voormalige continue emissiepunten (kolommen van de glycolregeneratie) worden de afgassen via de vapour gas recovery unit (VGRU) verwerkt tot stripgas of stookgas. Hiermee wordt voorkomen dat circa 25 m³/uur gas naar de atmosfeer wordt geventileerd.
- Als de VGRU niet bijstaat en het stripgas wel, zou dit kunnen betekenen dat circa 150 m³/uur methaan naar de atmosfeer wordt uitgestoten. Maar door de desbetreffende alarmering een hogere prioriteit te geven wordt via een bleeper systeem aan de operator, het stripgas stopzet als de VGRU stopt. Verder wordt ernaar gestreefd om het onderhoud aan de VGRU zoveel mogelijk gelijk te laten lopen met de jaarlijkse onderhoudsstop van de gasbehandelingsinstallatie.
- De purdegas emissies van de installatie zullen door de geplande stikstofgenerator zoveel mogelijk worden beperkt .



Casus 3. Leak Detection and Repair (LDAR)

Op de offshore platforms van olie- en gasmaatschappijen worden ultrasoon-geluidsdetectoren toegepast om kleine lekkages op te sporen en meteen te verhelpen. Kleine gaslekkages maken een typisch geluid, waarvan een aanzienlijk deel in het ultrasone spectrum ligt.

Middels een specifieke detector kunnen deze kleine gas lekkages (voor ieder gas, dus aardgas, maar ook perslucht, stikstof etc.) vanaf een relatief grote afstand gedetecteerd worden.

Er wordt twee keer per jaar een routinematig geplande inspectie over de site uitgevoerd, waarbij indien mogelijk de gevonden (vaak minieme) lekkages meteen gerepareerd worden.

Daarnaast wordt er ook na iedere reparatie, waarbij het gassysteem open is geweest, bij de opstart gecontroleerd of alle verbindingen goed lekdicht zijn. In geval van een gevonden lekkage wordt onmiddellijk actie ondernomen.

Deze frequent uitgevoerde inspectiemethode levert niet alleen een bijdrage aan de veiligheid van de installaties, maar minimaliseert ook de diffuse gas emissies, wat een reductie van de emissie van broeikasgassen (met name methaan) tot gevolg heeft.

Ook onshore gewerkt met LDAR programma's, waarbij met behulp van infrarood camera lekkages worden opgespoord en gerepareerd. Hiermee wordt invulling gegeven aan vergunningvoorschriften.

Bijlage 2: Concrete voorbeelden om emissies te reduceren – transport

Casus 1: Hercompressie-unit

Door onderhoudswerkzaamheden is het soms noodzakelijk om leidingdelen met aardgas af te blazen. Gasunie probeert dit zo veel mogelijk te voorkomen door de inzet van een mobiele hercompressie-unit. Door de druk van aardgas met behulp van de compressie unit te verhogen kan het aardgas worden overgepompt in een ander leidingdeel zodat het niet hoeft te worden afgeblazen.



Casus 2: Flare

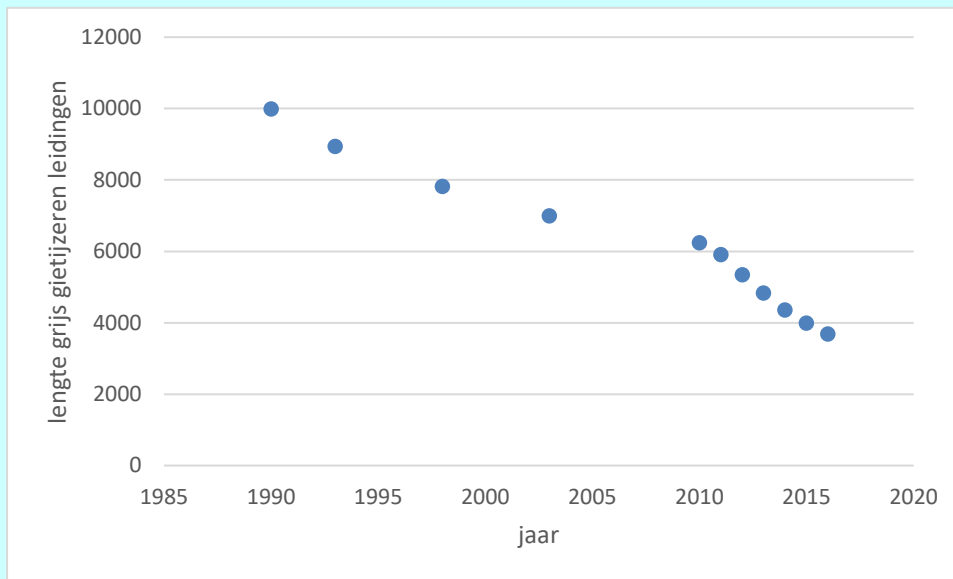
Gasunie zet in bepaalde gevallen mobiele affakelinstallaties (flare) in als gas niet d.m.v. hercompressie kan worden overgebracht in een ander leidingsegment. Bij het affakkelen van aardgas is het broeikaseffect per m³_n aardgas ongeveer 8 keer minder dan wanneer het gas afgeblazen wordt naar de atmosfeer.



Bijlage 3: Concrete voorbeelden om emissies te reduceren – distributie

Casus 1: Vervanging van grijs gietijzer

Grijs gietijzeren gasdistributieleidingen hebben een veel hogere emissiefactor dan de overige gasdistributieleidingen (323 m³ methaan/km per jaar). Er is een vervangingsprogramma voor deze leidingen. In de onderstaande figuur is de lengte aan grijs gietijzeren leidingen weergegeven als functie van de tijd.



Vanaf 1990 tot 2016 is de lengte aan grijs gietijzeren leidingen gedaald met ruim 6.000 km. Dit heeft geleid tot een jaarlijkse vermindering van de methaanemissie van ruim 2 miljoen m³.