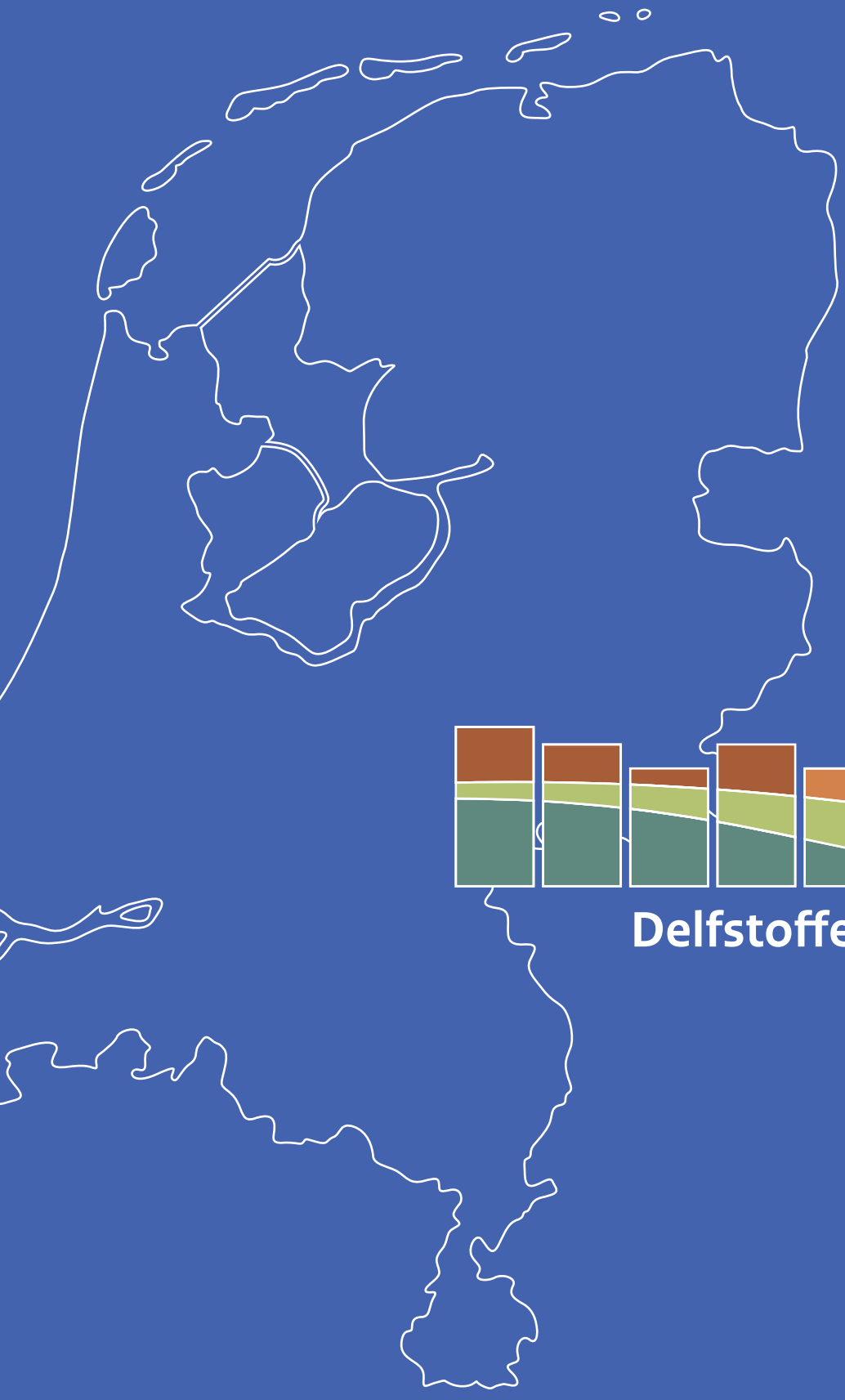
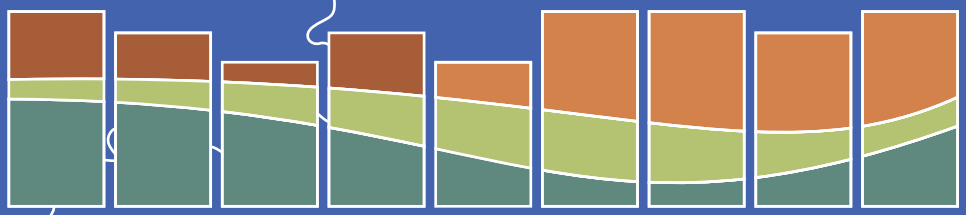
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat





Delfstoffen en aardwarmte in Nederland

Jaarverslag 2025

DELFSTOFFEN EN AARDWARMTE IN NEDERLAND

Jaarverslag 2025

Een overzicht van opsporings- en winningsactiviteiten en ondergrondse opslag.

Den Haag, september 2026
Versie 1.2

Inleiding

Voor u ligt de 51ste editie van het jaarverslag "Delfstoffen en aardwarmte in Nederland". Het eerste jaarverslag werd in 1976 gepubliceerd, en sindsdien is elk jaar een jaarverslag uitgebracht. Waar het Jaarverslag traditioneel vooral werd gezien als een feitelijke terugblik, is het inmiddels uitgegroeid tot een essentieel naslagwerk dat alle mijnbouwactiviteiten omvat.

De maatschappelijke en politieke aandacht voor de Nederlandse ondergrond is de afgelopen jaren sterk toegenomen. De aanhoudende geopolitieke spanningen en verstoringen op internationale energiemarkten hebben opnieuw duidelijk gemaakt dat leveringszekerheid van energie geen vaststaand gegeven is. In deze context is het jaarverslag niet alleen relevanter geworden, maar ook zichtbaarder.

De vraag naar informatie over de Nederlandse ondergrond blijft groot en vooral over hoe deze gebruikt kan worden voor de energietransitie, zoals geothermie, energieopslag middels waterstof en emissiereductie via CO_2 opslag[1]. Daarnaast zijn ook de traditionele grondstoffen nodig om de energietransitie mogelijk te maken. Gas speelt bijvoorbeeld een belangrijke rol als transitiebrandstof. Recente moties en beleidslijnen zetten nadrukkelijk in op het stimuleren en verder onderzoeken van duurzaam gebruik van de ondergrond. Dit vraagt om betrouwbare en toegankelijke informatie over potentie, activiteiten en voortgang. Juist hierin is het jaarverslag essentieel: het bundelt deze informatie. Dit illustreert het belang van dit jaarverslag en de publieke informatievoorziening die door het ministerie wordt verzorgd.

Het Jaarverslag biedt een uitgebreid overzicht van de activiteiten en resultaten op het gebied van opsporing en winning van delfstoffen in Nederland. Daarnaast wordt de status en toekomst van de ondergrondse opslag van stoffen voor tijdelijke opslag (aardgas, aardolie en stikstof en toekomstig waterstof) en permanente opslag (zout water en CO_2) behandeld. Daarmee worden alle opsporings-, winnings- en opslagactiviteiten in Nederland op land en het Nederlandse deel op zee, die onder de Mijnbouwwet vallen, gezamenlijk gerapporteerd.

Dit jaar bevat het jaarverslag enkel de hoofdstukken die in gaan op de ontwikkelingen in het jaar 2025. Ten opzichte van voorgaande jaren worden de overzichten vanaf dit jaar als 'standalone' Excel bestand gepubliceerd op NLOG.nl/jaarverslag. De overzichten geven de situatie per 1 januari 2026 en de ontwikkelingen gedurende de afgelopen decennia weer.

Het verslag is samengesteld door TNO-AGE in opdracht van het Directoraat-Generaal Realisatie Groene Groei van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK). Het jaarverslag bevat onder meer de gegevens die de Minister van KGG conform artikel 125 van de Mijnbouwwet aan de beide Kamers der Staten-Generaal moet verstrekken. De digitale versie is te vinden op www.nlog.nl.

Dit jaarverslag wordt samengesteld op basis van gegevens ontvangen van de uitvoerders van vergunningen onder de Mijnbouwwet. De olie en gas volumes worden conform artikel 11.3.1 van de Mijnbouwregeling uitgedrukt in Normaal kubieke meters voor gassen en Standaard kubieke meters voor vloeistoffen. In dit jaarverslag worden getallen afgerond weergegeven, wat kan resulteren in afrondingsverschillen in sommaties. Overname van gegevens uit dit jaarverslag is toegestaan mits met volledige bronvermelding. Aan dit verslag kunnen geen rechten worden ontleend.

[1] The EU's 2030 carbon storage target - European Commission

Inhoudsopgave

Inleiding 2

Kerngegevens 6

1. Aardgasvoorraad en toekomstig binnenlands aanbod 8
   - 1.1 Inleiding 8
   - 1.2 Aardgasvoorkomens 9
   - 1.3 Voorraadraming 10
   - 1.4 Verwachte ontwikkeling van de aardgaswinning 13
   - 1.5 Evaluatie gasvraag en aanbod 22
2. Aardolievoorraad 25
3. Productie van gas, olie en condensaat 28
   - 3.1 Gasproductie op land in 2025 30
   - 3.2 Gasproductie op zee in 2025 33
   - 3.3 Cumulatieve gasproductie vanaf 1960 36
   - 3.4 Aardolie- en condensaatproductie in 2025 37
   - 3.5 Cumulatieve olieproductie vanaf 1960 38
4. Ondergrondse opslag 39
   - 4.1 De verschillende soorten opslag in Nederland 39
   - 4.2 Ontwikkelingen in tijdelijke opslag 40
   - 4.3 Ontwikkelingen in permanente opslag 43
   - 4.4 Opgeslagen en afgevoerde volumes in 2025 45
   - 4.5 Vergunningen voor opslag in 2025 46
5. Aardwarmte 48
   - 5.1 Aardwarmteproductie in 2025 48
   - 5.2 Aardwarmteproductie-installaties in 2025 50
   - 5.3 Aardwarmteboringen in 2025 54
   - 5.4 Vergunningen voor aardwarmte in 2025 55
6. Zout 56
   - 6.1 Zoutproductie in 2025 56
   - 6.2 Opslag in zout cavernes 57
   - 6.3 Vergunningen voor zout 58
7. Steenkool 59
   - 7.1 Winningsvergunningen voor Steenkool 59
   - 7.2 Vergunningen voor steenkool 59

8. Vergunningen, wijzigingen in 2025 61
8.1 Koolwaterstofvergunningen, land 61
8.2 Koolwaterstofvergunningen, zee 63
8.3 Opslagvergunningen 66
8.4 Aardwarmte vergunningen 68
8.5 Steenzout vergunningen 74
8.6 Steenkool vergunningen 74
9. Vergunningen, maatschappij- en naamswijzigingen, wijzigingen in 2025 75
9.1 Koolwaterstoffen 75
9.2 Opslag 76
9.3 Aardwarmte 76
9.4 Steenzout 76
9.5 Steenkool 76
10. Seismisch onderzoek 77
10.1 Historische overzicht van seismisch onderzoek 77
11. Boringen beëindigd in 2025 80
11.1 Koolwaterstoffen 80
11.2 Aardwarmte 84
11.3 Zout 85
12. Aardgasbaten 87
12.1 Aardgasbaten 1965 – 2019 87
12.2 Samenstelling en prognose aardgasbaten vanaf 2019 88
Bijlage 1. Overzichtskaart van vergunningen voor koolwaterstoffen 89
Bijlage 2. Overzichtskaart vergunningen voor aardwarmte 91
Bijlage 3. Instanties betrokken bij mijnbouw 95
Bijlage 4. Toelichting op enkele begrippen 96
Bijlage 5. Geologische tijdtabel 101
Bijlage 6. Mijnrechtelijke kaart 102
Bijlage 7. Petroleum Resource Management Systeem (PRMS) 103

Opgelet:

In dit jaarverslag worden de aardgashoeveelheden weergegeven in Normaal kubieke meters (Nm^3).
"Normaal" heeft betrekking op de referentiecondities 0 °C en 101,325 kPa: 1 Nm^3 = 0,9475 Sm^3.

In enkele gevallen worden aardgashoeveelheden weergegeven in Groningen aardgasequivalent (m^3 Geq) van 35,17 Megajoules bovenwaarde per m^3 bij 0 °C en 101,325 kPa.
In die gevallen wordt dat expliciet in de tekst aangegeven.

Volumes van aardolie en condensaat worden weergegeven in Standaard kubieke meters (Sm^3). "Standaard" heeft betrekking op de referentiecondities 15 °C en 101,325 kPa.

Kerngegevens

Voorraad koolwaterstoffen

De raming van de totale aangetoonde aardgasvoorraad per 1 januari 2026 bedraagt 65,3 miljard Nm^3. Hiervan bevindt zich 27,7 miljard Nm^3 aan reserves en voorwaardelijke voorraden in de kleine velden op land en 37,7 miljard Nm^3 aan reserves en voorwaardelijke voorraden in de kleine velden op zee. Zie Hoofdstuk 1 voor details

Ten opzichte van 1 januari 2025 is de aardgasvoorraad afgenomen met 5,6 miljard Nm^3 ten gevolge van de gasproductie (-8,1 miljard Nm^3), herevaluatie en vondsten van enkele velden (+2,5 miljard Nm^3).

De totale aangetoonde aardolievoorraad per 1 januari 2026 bedraagt 13,8 miljoen Sm^3, waarvan 9,0 miljoen Sm^3 aan reserves en voorwaardelijke voorraden in olievelden op land en 4,8 miljoen Sm^3 aan reserves en voorwaardelijke voorraden in velden op zee. Zie Hoofstuk 2 voor details.

Aardgaswinning

In 2025 bedroeg de aardgasproductie uit de Nederlandse gasvelden 8,1 miljard Nm^3. De kleine gasvelden op land produceerden 2,2 miljard Nm^3. De gasvelden op zee produceerden 5,9 miljard Nm^3. De totale gasproductie in 2025 is daarmee 4,8% lager dan in 2024. Zie Hoofdstuk 3 voor details.

Aardoliewinning

In 2025 werd in totaal 0,365 miljoen Sm^3 aardolie gewonnen, 4,5% minder dan in 2024. De velden op land produceerden 0,101 miljoen Sm^3, een afname van 17,2% vergeleken met 2024. De productie op zee bedroeg 0,264 miljoen Sm^3, een stijging van 1,5%. Zie Hoofdstuk 3 voor details.

Gascondensaatwinning

In 2025 werd in totaal 0,09 miljoen Sm^3 gascondensaat gewonnen, 14,2% minder dan in 2024. De velden op land produceerden 0,05 miljoen Sm^3, een afname van 10,0% vergeleken met 2024. De productie op zee bedroeg 0,04 miljoen Sm^3, een daling van 18,4%. Zie Hoofdstuk 3 voor details.

Opslag

Op 1 januari 2026 waren 10 opslagvergunningen van kracht. In 2025 is 1 opslagvergunningen voor waterstof op land verleend. Op zee is 1 opsporingsvergunning voor de opslag van CO_2 aangevraagd en zijn 2 opslagvergunningen voor CO_2 aangevraagd. Zie Hoofdstuk 4 voor details.

Aardwarmtewinning

In 2025 is de cumulatieve gerapporteerde aardwarmteproductie 7,737 PJ. Dit is 0,246 PJ meer dan in 2024. Vanaf 2008 is er cumulatief 62,613 PJ aan aardwarmte geproduceerd. Het totaal aan aardwarmteproductie-installaties (exclusief Mijnwater Energiecentrale Heerlen) bedraagt nu 33, waarvan er 25 operationeel waren in 2025. Zie Hoofdstuk 5 voor details.

Zoutwinning

Op 1 januari 2026 waren er 16 winningsvergunningen voor zout en waren er geen opsporingsvergunningen voor zout van kracht. Er loopt één aanvraag voor een winningsvergunning uit een eerder jaar. De productie van steenzout in 2025 bedroeg 5,315 miljoen ton. Zie Hoofdstuk 6 voor details.

Steenkool

In 2025 hebben zich geen ontwikkelingen voorgedaan m.b.t steenkoolwinning. Het aantal winningsvergunningen dat van kracht is bedraagt vijf. Zie Hoofdstuk 7 voor details.

Vergunningen koolwaterstoffen

In 2025 waren op land 3 opsporingsvergunningaanvragen en geen winningsvergunningaanvragen in behandeling. Op land zijn 4 opsporingsvergunningen vervallen of er is afstand van gedaan. Van 3 opsporingsvergunningen is de verlenging geweigerd en voor 1 aangevraagde verlenging loopt een gerechtelijke procedure. Tenslotte is 1 winningsvergunning verleend. Zie Hoofdstuk 8 voor details.

In 2025 waren op zee 2 aanvragen voor een winningsvergunning in behandeling en geen opsporingsvergunningaanvragen. In 2025 is 1 opsporingsvergunningen verleend en zijn 3 vergunningen verlengd, waarvan 1 opsporingsvergunning en 2 winningsvergunningen. In totaal zijn 7 winningsvergunningen en 1 opsporingsvergunning in omvang beperkt. Tenslotte zijn 3 opsporingsvergunningen en 1 winningsvergunning vervallen/of is er afstand van gedaan. Zie Hoofdstuk 8 voor details.

Vergunningen aardwarmte

In 2025 waren 2 aanvragen voor een vergunning voor wetenschappelijk onderzoek en het voeren van centraal beleid voor aardwarmte in behandeling. In 2025 zijn 2 van deze vergunningen verleend en zijn er 3 ingetrokken.

In 2025 zijn 2 toewijzing zoekgebieden voor aardwarmte verleend en zijn er 8 verlengd en van 6 toewijzing zoekgebieden is alleen het resterende deel verlengd. Daarnaast zijn 9 toewijzing zoekgebieden vervallen of ingetrokken. Acht startvergunningen voor aardwarmte zijn verlengd in 2025. In totaal zijn op 1 januari 2026 8 startvergunningen voor aardwarmte in aanvraag en 17 van kracht.

In 2025 zijn er 6 vervolgvergunningen voor aardwarmte aangevraagd en zijn 20 vervolgvergunningen voor aardwarmte van kracht. Zie Hoofdstuk 8 voor details.

Seismiek

In 2025 is geen 2D of 3D seismiek opgenomen op zee. Op land is één 3D-seismische survey uitgevoerd en zijn 14 2D-seismische lijnen opgenomen. Zie hoofdstuk 10 voor details.

Boringen in 2025

In 2025 zijn in totaal 12 boringen naar koolwaterstoffen verricht, waarvan 4 op land en 8 op zee. Tien van de 12 boringen hebben gas aangetroffen, één exploratieboring heeft olie ontdekt en van 1 ontwikkelingsboring was het resultaat droog.

In 2025 zijn 9 aardwarmteboringen gezet, waarvan 5 exploratie- en 4 evaluatieboringen. Dat is in totaal 1 boring minder dan in 2024. In 2025 zijn 4 ontwikkelingsboringen voor zout gezet. Zie Hoofdstuk 11 voor details.

1.
Aardgasvoorraad en toekomstig binnenlands aanbod

1.1 Inleiding

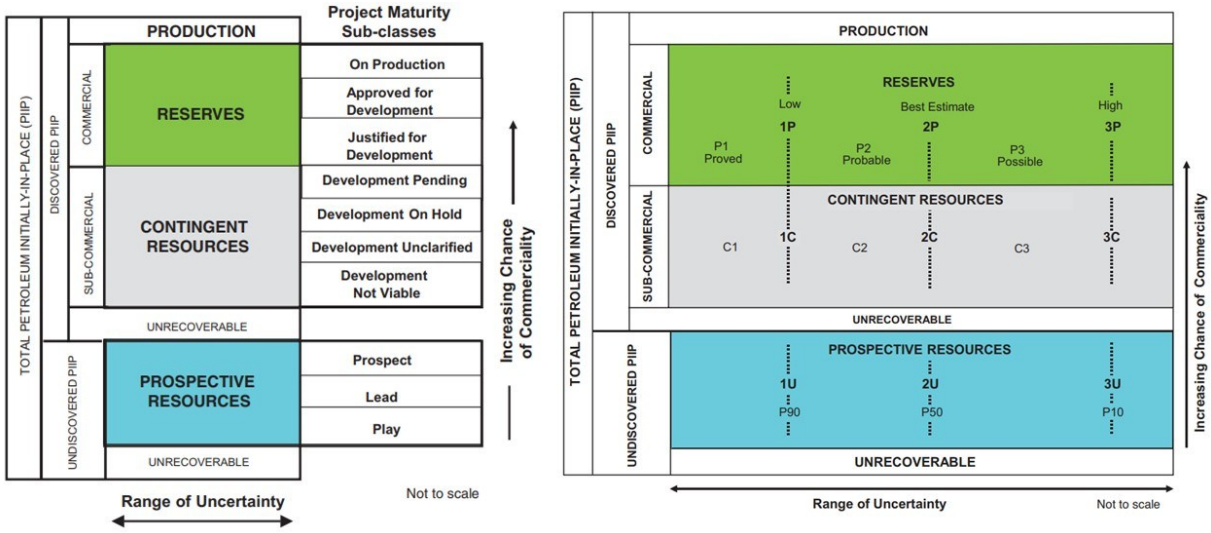
Dit hoofdstuk rapporteert over de aardgasvoorraad in Nederland en in het Nederlandse deel van de Noordzee. Eerst wordt ingegaan op de raming van de omvang van de aardgasvoorraad per 1 januari 2026 en op de veranderingen ten opzichte van vorig jaar. Vervolgens wordt de verwachte jaarlijkse aardgasproductie in Nederland voor de komende 25 jaar besproken.

Gegevens

Op grond van artikel 113 van het Mijnbouwbesluit verstrekt de uitvoerder (operator) jaarlijks per voorkomen een overzicht van de resterende voorraad en de verwachte jaarlijkse productie. Deze gegevens vormen het uitgangspunt voor de vaststelling van de aardgasvoorraad en de prognose van het binnenlandse aanbod. De gegevens over de aardgasvoorraad worden aangeleverd conform het internationale Petroleum Resource Management Systeem (hierna: PRMS), versie 2018, waardoor een uniforme en consistente classificatie van de voorraad mogelijk maakt (zie Bijlage 7 voor een nadere toelichting).

Langs de verticale as van het PRMS wordt de gasvoorraad onderverdeeld in drie hoofdklassen: reserves, voorwaardelijke voorraad (contingent resources) en prospectieve voorraad (prospective resources) (Zie Figuur 1.1). Elke hoofdklasse is vervolgens onderverdeeld in subklassen. In dit jaarverslag worden de reserves uitsluitend op het niveau van de hoofdklassen gerapporteerd. Van de voorwaardelijke voorraad wordt alleen de subklasse ‘in afwachting van commerciële ontwikkeling’ (Development Pending) opgenomen. De resterende drie subklassen — ‘Development on Hold’, ‘Unclarified’ en ‘Not Viable’ — worden vanwege de grote onzekerheid over hun maturiteit niet nader beschreven. Van de prospectieve voorraad wordt uitsluitend de subklasse ‘prospect’ (nog te ontdekken voorkomens) gerapporteerd.

Aangezien de olie- en gasvoorraad zich fysiek op grote diepte in de ondergrond bevindt, zijn de ramingen gebaseerd op de evaluatie van ondergrondgegevens die de aanwezigheid daarvan moeten aantonen. Voorraadramingen zijn daarom altijd met een zekere mate van onzekerheid omgeven. De PRMS-voorraadclassificatie houdt expliciet rekening met deze onzekerheid, die langs de horizontale as wordt weergegeven (zie Figuur 1.1). In dit verslag worden de hoofdklasse reserves en de subklassen ‘Development Pending’ en ‘Prospect’ geraamd op basis van hun middenwaarden, respectievelijk 2P, 2C en 2U.



Figuur 1.1 Schematische weergave van de PRMS-classificatie (zie tevens bijlage 7).

1.2 Aardgasvoorkomens

Per 1 januari 2026 heeft Nederland 510 ontdekte aardgasvoorkomens (zie Tabel 1.1). Hiervan zijn 190 voorkomens momenteel in productie, dit zijn er 11 minder dan vorig jaar. Daarnaast is een viertal gasvelden operationeel als gasopslagfaciliteit (plus nog één gasopslag in één caverne cluster). Een totaal van 116 voorkomens is niet ontwikkeld. De verwachting is dat 28 hiervan binnen vijf jaar in productie zullen worden genomen, van de overige 88 voorkomens is het onzeker of deze zullen worden ontwikkeld. Voor 199 voorkomens geldt dat deze in het verleden aardgas hebben geproduceerd, maar dat de productie (tijdelijk) is gestaakt. Een complete lijst van alle voorkomens gegroepeerd naar status en met vermelding van uitvoerder en vergunning is opgenomen in Excel overzicht tabblad A.

Tabel 1.1 Aantal aangetoonde aardgasvoorkomens, geclassificeerd naar status per 1 januari 2026.

Status aardgasvoorkomens	Op land	Op zee	Totaal
I. Ontwikkeld			
a. In productie	78	112	190
b. Aardgasopslag*	5	-	5
II. Niet ontwikkeld			
a. Ontwikkeling verwacht binnen 5 jaar	4	24	28
b. Ontwikkeling niet verwacht binnen 5 jaar	39	49	88
III. Productie gestaakt			
a. Tijdelijk gestaakt	12	3	15
b. Gestaakt	75	109	184
Totaal	213	297	510

* Inclusief aardgasopslag in één caverne cluster.

1.3 Voorraadraming

Ontdekte gasvoorraad

Per 1 januari 2026 bedraagt de totale ontdekte gasvoorraad in ontwikkelde en niet ontwikkelde voorkomens samen 65,3 miljard Nm^3 (Tabel 1.2).

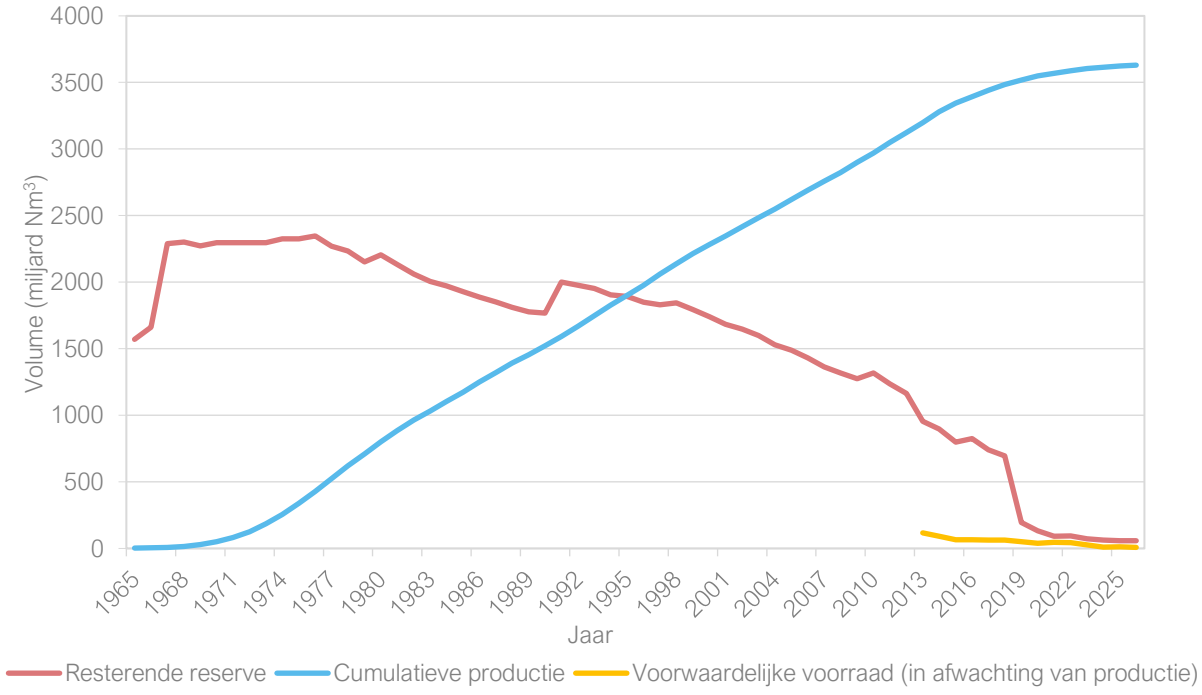
Reserves en voorwaardelijke voorraad

De reserves van 46,8 miljard Nm^3 bevinden zich uitsluitend nog in de kleine velden; daarnaast is 10,4 miljard Nm^3 aanwezig in ondergrondse gasopslagen (UGS). Van de reserves in de kleine velden bevindt 76% zich op zee, overeenkomend met 35,5 miljard Nm^3. Sinds 1 januari 2024 worden in het Groningenveld geen voorraden meer gerapporteerd.
De voorwaardelijke voorraad, in afwachting van commerciële ontwikkeling, bedraagt 6,0 miljard Nm^3 in de kleine velden en 2,2 miljard Nm^3 in UGS. Binnen de kleine velden bevindt 3,8 miljard Nm^3 zich op land en 2,2 miljard Nm^3 op zee. In tegenstelling tot de reserves is 63% van de voorwaardelijke voorraad op land aanwezig (Tabel 1.2 en Figuur 1.2).

Tabel 1.2 Nederlandse aardgasvoorraad per 1 januari 2026 in miljard Nm^3.

Gebied	Reserves		Voorwaardelijke voorraad (In afwachting van productie)		Totaal
	Overige velden	UGS	Overige velden	UGS	
Op land	11,3	10,4	3,8	2,2	27,7
Op zee	35,5	-	2,2	-	37,7
Totaal	46,8	10,4	6,0	2,2	65,3

* Door het afronden van de productiecijfers per maand kunnen er kleine verschillen ontstaan met de totale hoeveelheid.



Figuur 1.2 Aardgasvoorraad en cumulatieve productie (1 januari 2026).

Om te kunnen rekenen met volumes aardgas van verschillende kwaliteit worden deze op basis van verbrandingswaarde omgerekend naar een volume in Groningen aardgasequivalenten (Geq) (Tabel 1.3). Het Groningen aardgasequivalent wordt berekend ten opzichte van de oorspronkelijke verbrandingswaarde van Groningengas (zijnde 35,17 MJ/Nm^3).

Tabel 1.3 Nederlandse aardgasvoorraad per 1 januari 2026 in miljard m^3 Geq.

Gebied	Reserves		Voorwaardelijke voorraad (In afwachting van productie)		Totaal
	Overige velden	UGS	Overige velden	UGS	
Op land	12,2	10,5	4,0	2,5	29,2
Op zee	40,7	-	2,5	-	43,2
Totaal	52,9	10,5	6,5	2,5	72,4

Bijstelling in de aardgasvoorraad ten opzichte van 1 januari 2025

Tabel 1.4 toont de totale bijstelling in de Nederlandse aardgasvoorraad ten gevolge van:

- Herevaluatie van eerder aangetoonde en nieuwe voorkomens.
- Productie gedurende vorig jaar.

Het netto resultaat is een afname van de voorraad met 5,6 miljard Nm^3 ten opzichte van 1 januari 2025. De productie in het jaar 2025 (8,1 miljard Nm^3) wordt nader toegelicht in Hoofdstuk 3.

Periodiek worden de gasvelden door de uitvoerders geëvalueerd op technische en economische basis. Nieuwe ontwikkelingen of inzichten kunnen leiden tot aanpassing van de voorraadraming. De bijstelling van de aardgasvoorraad wordt gebaseerd op o.a. commerciële afwegingen, het productiegedrag en het uitvoeren van technische aanpassingen. Deze aanpassingen hebben onder meer betrekking op het boren van nieuwe putten en de toepassing van technieken ter verlenging van de productieduur. Door herevaluatie van zowel producerende en niet producerende gasvelden zijn de voorraadramingen in 2025 bijgesteld met 2,5 miljard Nm3, de bijstelling betreft uitsluitend gasvelden op zee. Een overzicht van de bijstelling in de aardgasvoorraad wordt weergegeven in Tabel 1.4. In 2025 werden drie nieuwe aardgasvoorkomens ontdekt (Tabel 1.5).

Tabel 1.4 Bijstelling in de aardgasvoorraad (totaal van de reserves en voorwaardelijke voorraad) t.o.v. 1 januari 2025, in miljard Nm^3.

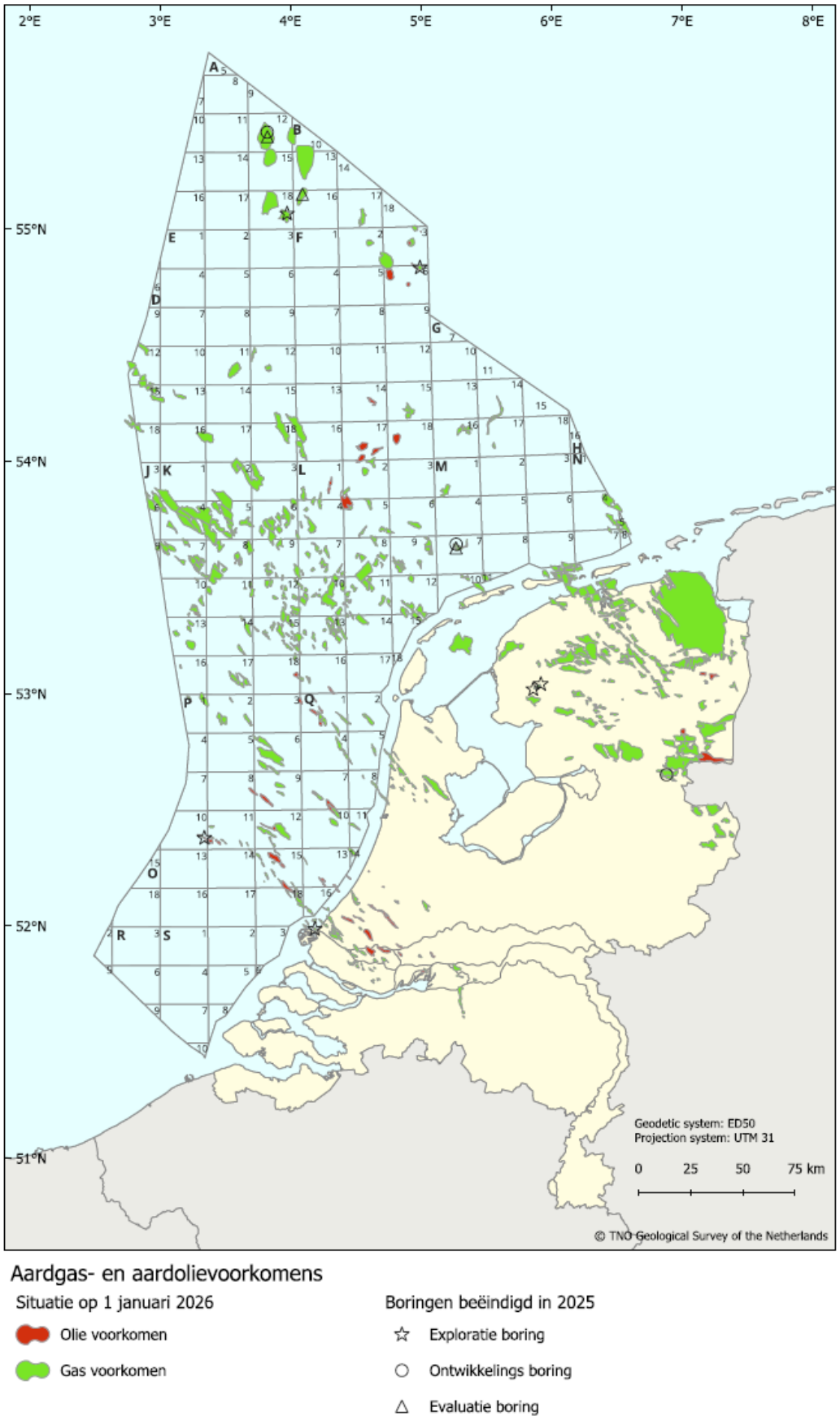
Gebied	Aardgasvoorraad per 1 januari 2025	Nieuwe vondsten en herevaluatie	Productie	Bijstelling*	Aardgasvoorraad per 1 januari 2026
Op land	30,2	-0,3	-2,2	-2,5	27,7
Op zee	40,7	2,8	-5,9	-3,1	37,7
Totaal	70,9	2,5	-8,1	-5,6	65,3

* De bijstelling is de som van de nieuwe vondsten, herevaluatie en de productie.

Tabel 1.5 Aardgasvoorkomens ontdekt in 2025.

Voorkomen	Ontdekkingsboring	Vergunningsgebied [Type]	Operator
F06 Genesis East	F06-10	F03c [wv],F06e [wv]	Dana Petroleum Netherlands B.V.
A18-SE	A18-03	Open*	Petrogas E&P Netherlands B.V.
Maasdiep	MSD-01	Botlek-Breeddiep [wv]	ONE-Dyas B.V.

* De opsporingsvergunning A18b is teruggeven op 16-12-2025 in de periode na de afronding van de boring A18-03.



Figuur 1.3 Overzichtskaart olie- en gasvoorkomens in Nederland per 1 januari 2026. Alle gasboringen inclusief ontwikkelingsboringen zijn aangegeven met een ster.

1.4 Verwachte ontwikkeling van de aardgaswinning

Beleid

De afgelopen jaren is de binnenlandse gasproductie afgenomen. Het beleid van de Nederlandse overheid is gericht op met name het vertragen van de daling van de gasproductie uit kleine velden. Gas uit Nederland draagt bij aan meer energieonafhankelijkheid doordat de import uit het buitenland verminderd wordt en het heeft bovendien een lagere koolstofdioxide-voetafdruk dan geïmporteerd gas. Voor het gas uit de Noordzee geldt dat het minder impact heeft op de samenleving dan de gaswinning op land. Desondanks spelen zee spelen ook andere belangen die in ogenschouw moeten worden genomen. Ook moet rekening gehouden worden met de tijdsdruk die het afbouwen of ombouwen van de infrastructuur veroorzaakt. Door de beëindiging van de productie uit een steeds groter aantal gasvelden wordt de bestaande infrastructuur gaandeweg verlaten en opgeruimd of mogelijk hergebruikt voor transport van CO_2 naar ondergrondse opslag in gedepleteerde gasvelden. Daarnaast wordt gezinspeeld op toekomstige ontwikkelingen in de richting van productie van waterstof bij windparken (door middel van elektrolysers) en de transport en grootschalige opslag ondergronds hiervan. Het eventueel ontbreken van een gasinfrastructuur maakt het aansluiten van nieuwe gasprojecten moeilijker en mogelijk economisch (veel) minder aantrekkelijk doordat de kosten van de infrastructuur met steeds minder velden kunnen worden gedeeld.

Om het investeringsklimaat voor gasontwikkeling op de Noordzee financieel aantrekkelijker te maken is de belastingaftrek van investeringen in 2020 tot 40% verruimd. Dit geldt voor alle investeringen in gas exploratie- en productieactiviteiten. In 2025 is het sectorakkoord gaswinning in de Energietransitie getekend en in 2026 aangevuld met het hoofdstuk[2] Gaswinning op Land. Hiermee is de noodzaak van gaswinning in Nederland extra benadrukt en is ingezet op een nauwere samenwerking om kosten en risico's te verlagen. Het doel van het akkoord is om de gaswinning op zee te optimaliseren en voor gaswinning op land toe te werken naar een geleidelijke afbouw richting 2050. Hierdoor moet er meer duidelijkheid ontstaan voor alle betrokkenen over gaswinning in de energietransitie. Tegelijkertijd is in 2022 een tijdelijke verhoging van de belasting op de (over)winsten uit de gasproductie ingesteld in verband met de op dat moment zeer hoge gasprijs en de dekking voor mitigerende maatregelen voor kleinverbruikers. Op de lange termijn wordt in de vergunningsduur rekening gehouden met de afbouw richting de klimaat neutrale doelstelling van 2050.

Naast nationaal beleid heeft ook regelgeving vanuit de Europese Commissie een sterke invloed op gas- en oliewinning in Nederland. Hierbij zijn met name de eisen voor monitoring van geabandonneerde putten voorvloeiend uit de Methane Emissions Act[3] die zwaar drukken op de kosten voor uitvoerders. Als laatste heeft de Net Zero Industry Act een verplichting voor producenten van koolwaterstoffen om opslag voor koolstofdioxide te creëren. De invloed hiervan op het investeringsklimaat is nog onzeker, maar lijkt ongunstig voor de verdere ontwikkeling van nieuwe olie- en gasvelden.

De volgende paragrafen behandelen achtereenvolgens de gaswinning uit het Groningen gasveld en de (kleine) gasvelden, onderverdeeld in land en zee. Deze indeling komt voort uit de specifieke dynamiek die deze gebieden kenmerkt. Tenslotte worden de verwachte ontwikkelingen in het aanbod van Nederlands aardgas (binnenlandse productie) voor de komende 25 jaar beschreven (2026 t/m 2050). De rapportage over de kleine velden is grotendeels samengesteld uit gegevens afkomstig van uitvoerders. De peildatum voor de rapportage is 1 januari 2026.

---

[2] Sectorakkoord in de energietransitie: https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2025/04/23/sectorakkoord-gaswinning-in-de-energietransitie

[3] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/?uri=OJ%3AL_202401787

Groningenveld

Op 19 april 2024 is het wetsvoorstel voor het beëindigen van de gaswinning uit het Groningenveld in werking getreden en daarmee is het Groningengasveld definitief gesloten. Er blijft naar schatting [4] een kleine 500 miljard Nm^3 winbaar gas in het Groningen gasveld achter.

De kleine velden

Alle Nederlandse gasvelden behalve het Groningenveld worden geteld als kleine velden. Het Groningenveld is circa 40 keer groter dan het op één na grootste Nederlandse gasveld.

Voorraden in de Gasopslagfaciliteiten

De gasvoorraden in de opslagfaciliteiten worden niet meegerekend in de winning prognose van de kleine gasvelden, maar worden wel meegenomen in de reserves en voorwaardelijke voorraden (Tabel 1.2 & 1.3). Het zogeheten kussengas, dat nodig is om de druk in de opslag op peil te houden, kan technisch gezien nog worden gewonnen zodra de opslagactiviteiten stoppen.

Technische en economische onderverdeling

Op grond van artikel 113 van het Mijnbouwbesluit verzamelt TNO van de operators zowel de verwachte gaswinning als de hoeveelheid aangetoonde winbare koolwaterstoffen. De aanlevering van de aangetoonde winbare delfstoffen gebeurt in overeenstemming met het Petroleum Resource Management Systeem (PRMS). De PRMS hanteert drie hoofdklassen; reserves, voorwaardelijke voorraden en prospectieve voorraden. De som van deze drie hoofdklassen wordt beschouwd als de totale aardgasvoorraad. Bij de genoemde getallen wordt uitgegaan van de verwachte technische middenwaarde:

a. Reserves; het deel waarvan de productie gaande is of waar het (investerings)besluit om de productie te starten is genomen.
b. Voorwaardelijke voorraden (development pending): het minder zekere deel van de voorraden in aangetoonde voorkomens. Hier moet meer zekerheid komen omtrent de technische, economische en/of juridische (licentie) voorwaarden voordat er zal worden geïnvesteerd in de gasproductie. Voorwaardelijke voorraden waarvan volgens PRMS de ontwikkeling nog onzeker, gestaakt of momenteel niet levensvatbaar worden geacht, worden vanwege de grote onzekerheid of zij ooit in productie zullen komen, niet in de profilering opgenomen. Voor deze klasse wordt aangenomen dat een deel van deze voorraad niet ontwikkeld wordt.
c. Prospectieve voorraden: voorraad die nog niet is aangetoond maar waarvan op basis van technische gegevens wordt vermoed dat zij aanwezig zijn en economisch winbaar worden geacht. Daadwerkelijke winning kan pas worden gestart als met een exploratieboring de aanwezigheid van het gas is bevestigd en vervolgens is gebleken dat technische en economische winning mogelijk is. Op basis van de aangeleverde totale prospectieve gasvoorraden genereert TNO verschillende exploratiescenario's (zie Tabel 1.6).

[4] Jaarverslag delfstoffen en aardwarmte 2018: Tabel 1.4 (www.nlog.nl)

Scenario's gaswinning komende 25 jaar

De Nederlandse gaswinning uit de kleine velden neemt sinds 2005 af door het leeg produceren van de bestaande velden (door natuurlijke drukverlaging in het reservoir stroomt het resterende deel minder snel) en beperkte aanvulling met nieuwe vondsten. Sinds winning uit het Groningenveld afgebouwd en gestopt werd en door de afname van de import van Russisch gas in 2022 is maximalisatie van gaswinning uit kleine velden belangrijker geworden. Om de winning op de Noordzee te stimuleren is in april 2025 een sectorakkoord[5] met enkele voorgenomen beleid- en samenwerkingsmogelijkheden getekend. Op 16 januari 2026 is een aanvullend sectorakkoord gesloten voor gaswinning op land.

De invloed van bezwaarprocedures en de grote verschillen tussen investeringsbereidheid van uitvoerders maken de prognose van de binnenlandse gaswinning hoogst onzeker. Daarom heeft TNO drie mogelijke scenario's gegenereerd voor de winningsprognoses: een hoog scenario, een midden scenario en een laag scenario (Figuur 1.4). In het Hoog scenario wordt uit gegaan van een hoge investeringsbereidheid en is het aantal exploratieboringen hoog. In het Laag scenario wordt nagenoeg niet in nieuwe projecten geïnvesteerd. Op basis van deze scenario's is de verwachte gaswinning bepaald. De figuren laten de uitkomsten van het midden scenario zien.

Laag scenario

In dit scenario wordt uitgegaan van 1 exploratieboring per 4 jaar voor land. Voor zee wordt uitgegaan van 1 exploratieboring per jaar. Vanaf 2035 worden geen exploratieboringen meer geplaatst voor zowel land als zee. In dit scenario worden geen voorwaardelijke voorraden ontwikkeld. Netto komt dit neer op het winnen van de reserves met een beperkte aanvulling door exploratie.

Midden scenario

Het Midden scenario gaat uit van een korte periode met een beperkte opleving van investeringen in gaswinning. Daarnaast wordt de voorwaardelijke voorraad klasse "in afwachting van winning" meegenomen, deze hebben een redelijke kans daadwerkelijk tot winning te komen. Voor de prospectieve voorraad wordt daarbij uitgegaan van een booractiviteit die representatief is voor de afgelopen 10 jaar. Dit uit zich in 1 exploratieboring per 2 jaar op land tot en met 2035. Op zee is de verwachting dat er 3 boringen per jaar geplaatst worden, met een afloop naar 0 boringen per 2035.

Hoog scenario

Het Hoog scenario gaat uit van een sterke stimulerende werking van nieuwe beleidsmaatregelen en/of meer aantrekkelijke omstandigheden voor de uitvoerders om gasprojecten te ontwikkelen. Dit betekent dat naast de projecten waarover een redelijke zekerheid bestaat, ook de hoog-risicoprojecten worden uitgevoerd. Wat betreft de prospectieve voorraad vindt er een opleving plaats in het aantal exploratieboringen naar nieuwe gasvelden op de Noordzee, gemiddeld 4 boringen per jaar tot 2036.

Ook op land gaat TNO uit van aantrekkelijke omstandigheden waardoor er een opleving van exploratieboringen op land zal zijn, met 1 boring per jaar tot 2036.

[5] Sectorakkoord gaswinning in de energietransitie (https://open.overheid.nl/documenten/23b81a85-beb3-4fe8-9626-b8c8232dbdba/file)

Kansen scenario's

Afgelopen jaren heeft er structurele daling plaatsgevonden in zowel winning, aantal (geplande) boringen en de voorraden. Met het sectorakkoord is er een ambitie uitgesproken om de exploratie inspanning op zee te verhogen. Een sterke opleving is verwerkt in het Hoog scenario. Voor 2026 zijn de investeringen iets verhoogd ten opzichte van het voorgaande jaar, echter de daadwerkelijke resultaten van het sectorakkoord zullen hoogst onzeker blijven.

Het Midden scenario, met een beperkt investeringsniveau, acht TNO op dit moment als meest waarschijnlijk.

Tabel 1.6 Beschrijving van de gehanteerde scenario's, zie Figuur 1.4 voor grafiek.

Scenario	*Reserves*	*Voorwaardelijke voorraden*	*Prospectieve voorraad*
LAAG	Winning van gehele reserve categorie in bestaande velden, conform opgave mijnbouwmaatschappijen.	Geen nieuwe projecten	1 exploratieboring op zee 1 exploratieboring op land per vier jaar Boringen voor land en zee 0 in 2035
MIDDEN		Winning van voorwaardelijke voorraden, subcategorie "in afwachting van winning"	3 exploratieboringen op zee (gem 2 boringen) 1 exploratieboring op land per twee jaar Boringen voor land en zee 0 in 2035
HOOG		Winning van voorwaardelijke voorraden, subcategorie "in afwachting van winning" inclusief een deel van de projecten die momenteel als minder aantrekkelijk worden ingeschat door de mijnbouwmaatschappijen. Dit betreft dus alleen voorwaardelijke voorraden in de subcategorie "Development on hold" en "Development unclarified". Met de prognoses wordt ook rekening gehouden met een levertijd voordat winning daadwerkelijk kan starten.	Gemiddeld 4 exploratieboringen op zee (max 7 in 2028 en 2029) 1 exploratieboring op land per jaar Boringen voor land en zee 0 in 2036

Vanwege het gebruik van verschillende scenario's zijn de berekende productieprofielen uit de reserves en voorwaardelijke voorraden in dit hoofdstuk niet geheel overeenkomstig met de getallen in Tabel 1.3 (Hoofdstuk 1.3). Bij de bepaling van de productieprognoses wordt daarnaast ook rekening gehouden met de "Probability of Maturation", een factor die corrigeert voor het mogelijk niet in productie gaan van een project. In de huidige methodologie is deze factor 1 voor het aanbod uit de reserves. Het aanbod uit de voorwaardelijke voorraden kent een correctiefactor van 0,9.



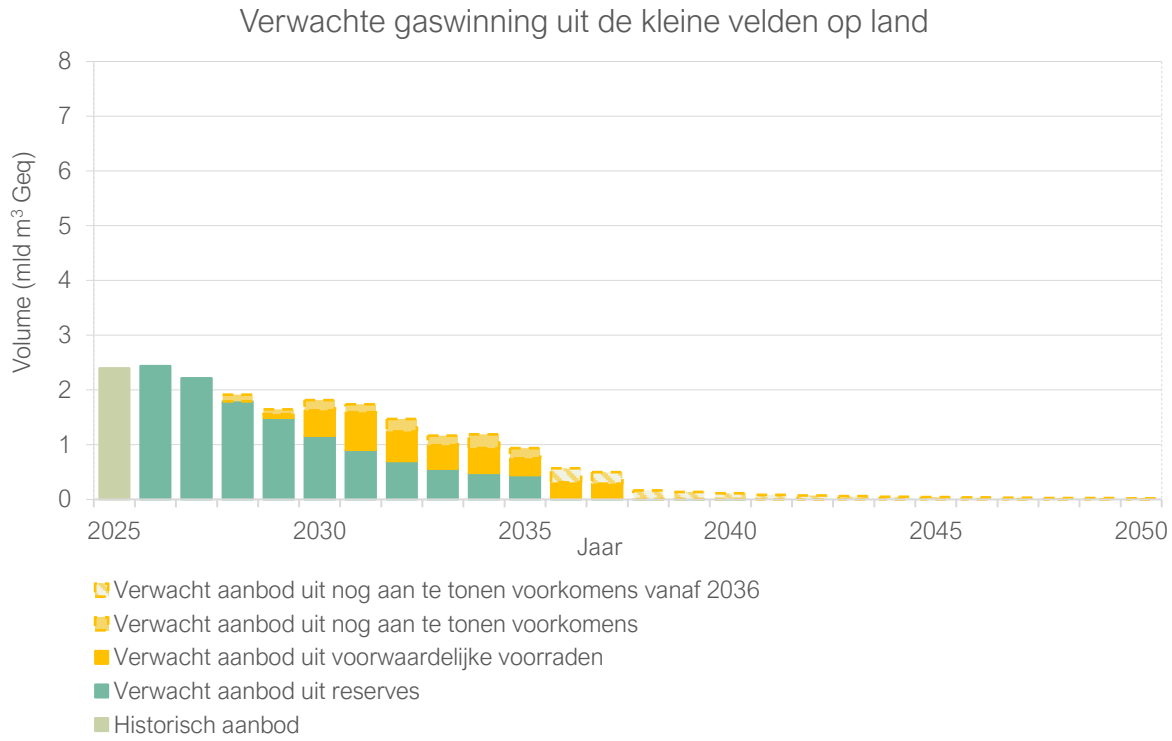
Figuur 1.4 Grafiek behorend bij Tabel 1.6: exploratie boorinspanning per scenario vanaf 2026.

Verwachte gaswinning uit de kleine velden op land

In 2026 is de verwachte winning, uit de reserves van de kleine velden op land (groen in Figuur 1.5) nog 2,4 miljard m^3 Geq. De verwachte winning van de huidige reserves uit de kleine velden op land, 12,2 miljard m^3 Geq, zal in 2036 zijn afgelopen.

Gaandeweg worden naar verwachting, gebruikmakend van het Midden scenario in Tabel 1.6, ook de huidige voorwaardelijke voorraden gewonnen. Dit compenseert de afname van de winning uit de reserves enige tijd. Het totaal-profiel (aanbod uit reserves en voorwaardelijke voorraden) laat eerst een opleving zien met een winning net boven de 2 miljard m^3 Geq per jaar. Na een aanvankelijk groeiende bijdrage van de winning uit de voorwaardelijke voorraden neemt ook deze vanaf 2032 af waardoor de totale winning geleidelijk daalt tot rond 0,75 miljard m^3 Geq in 2035. Uiteindelijk wordt verwacht nog 3,6 miljard m^3 Geq te winnen uit de voorwaardelijke voorraden.

Gezien de onzekerheid over meerdere invloed factoren, verderop in dit hoofdstuk besproken, is het met name op land de vraag of de prospectieve voorraden ook daadwerkelijk aangeboord zullen worden. Op basis van het Midden scenario inschatting (zie Tabel 1.6) is de verwachting dat gemiddeld 1 exploratieboring per twee jaar plaats vindt tot 2036. Op basis van het Midden scenario kan een totale productie van 2,7 miljard m^3 Geq nog uit niet aangetoonde voorkomens gerealiseerd worden. Dit is cumulatief aanzienlijk minder dan de inschatting van vorige prognoses en valt te verklaren door een verlaging van de verwachte boorinspanning. Echter de winning per jaar blijft vergelijkbaar. Op termijn zijn de verwachtingen voor de nog niet aangetoonde voorkomens zeer onzeker, op basis van dit scenario blijft naar schatting 42 miljard m^3 Geq van het exploratiepotentieel onbenut.

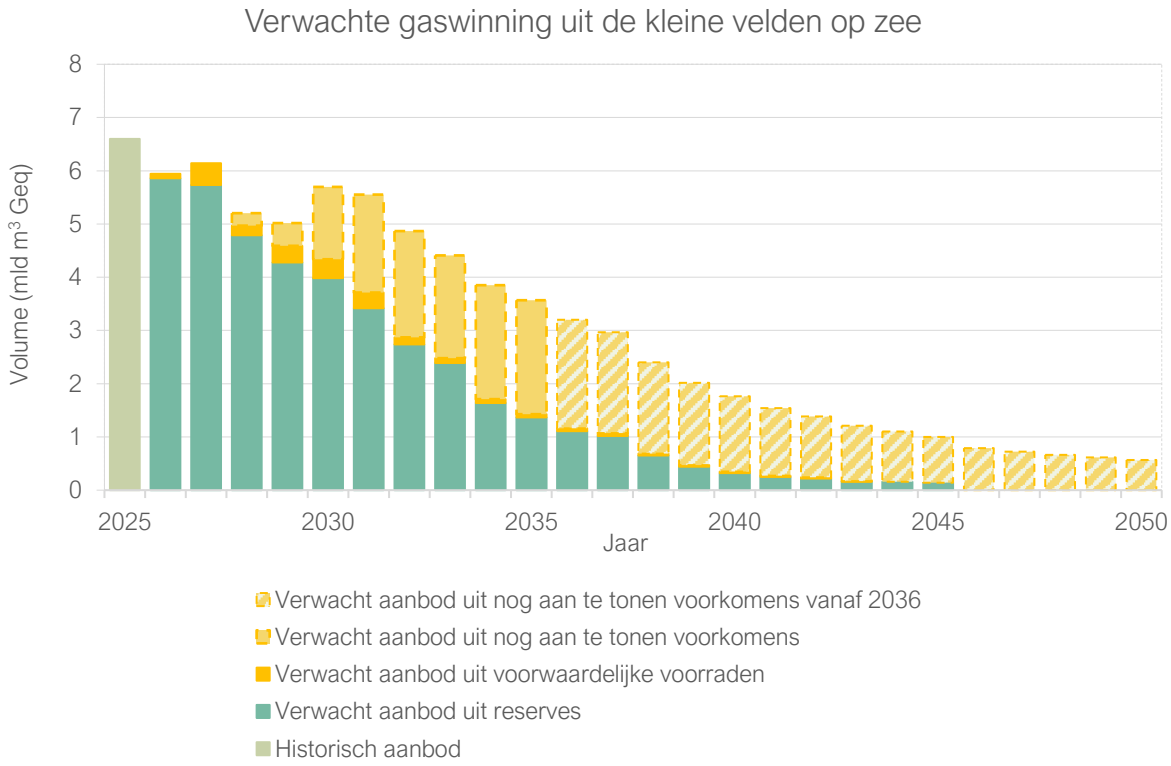


Figuur 1.5 Gerealiseerd (2025) en verwachte (2026 – 2050) winning van aardgas uit de kleine velden op land. De waarden onderliggend aan dit profiel worden in Excel overzicht tabbladen B, C en F gegeven. NB; in dit figuur is alleen het Midden scenario is weergegeven.

Verwachte gaswinning uit kleine velden op zee

De gaswinning uit de reserves van de producerende kleine velden op zee (groen in Figuur 1.6) wordt voor 2026 geraamd op 5,9 miljard m^3 Geq, waarna deze geleidelijk afneemt tot rond 1 miljard m^3 Geq in 2036. In totaal wordt er verwacht dat er nog 40,7 miljard m^3 Geq aan reserves resteren. Ondanks een beperkte stabilisatie tot en met 2027, zorgt de productie uit de voorwaardelijke voorraad voor een beperkte compensatie van de daling van de totale productie uit de reserves. In totaal bedraagt de voorwaardelijke voorraad 2,2 miljard m^3 Geq.

Figuur 1.6 laat zien dat vanaf 2034 de gaswinning op zee voor meer dan de helft komt uit gasvelden die nu nog niet zijn aangetoond. In totaal is, in de nog niet aangetoonde voorkomens, een potentieel aan voorraden die economische aantrekkelijk zouden zijn van 105 miljard m^3 Geq. Op basis van het Midden scenario zou hiervan in de komende 25 jaar een totale productie van 29,3 miljard m^3 Geq kunnen worden gerealiseerd. Ten opzichte van vorig jaar is dit een verhoging in absolute zin. Met de verwachting dat de industrie aankomende jaren meer exploratie zal doen, lijkt het dat de totaal te winnen volumes zelfs kunnen toenemen. Op termijn zijn de verwachtingen voor de nog niet aangetoonde voorkomens zeer onzeker aangezien een aantal invloedfactoren mogelijk significant veranderen, zie paragraaf hieronder. Op basis van het Midden scenario blijft naar schatting 72 miljard m^3 Geq van het exploratiepotentieel onbenut.



Figuur 1.6 Gerealiseerd (2025) en verwachte (2026 – 2050) winning van aardgas uit de kleine velden op zee. De waarden onderliggend aan dit profiel worden in Excel overzicht tabbladen B, C en F gegeven. Op termijn zijn de verwachtingen voor de nog niet aangetoonde voorkomens zeer onzeker aangezien de omstandigheden mogelijk veranderen. NB; in dit figuur is alleen het Midden scenario weergegeven.

Verwachte totale gaswinning uit de kleine velden

Figuur 1.7 geeft de prognose van de gaswinning uit de kleine velden voor land en zee tezamen voor het Midden scenario uitgesplitst naar voorraadklasse. Daarnaast is ook de prognose op het verwachte aanbod van het Hoog scenario aangegeven.

Voor het realiseren van het Hoog scenario is een zeer forse (investering/boor)inspanning nodig. Het sectorakkoord streeft ernaar dit niveau te behalen. Hiervoor moet het aantal exploratieboringen op zee terugkomen op het niveau van ~10-15 jaar geleden.

Daarnaast wordt een deel van de nog niet ontwikkelde projecten (onder andere al eerder aangetoonde gasvelden of nieuwe putten in bestaande velden) meegenomen in het Hoog scenario.

Dit gebeurt op basis van de historische kans dat voorraden binnen een bepaalde classificatie daadwerkelijk tot winning komen. Dit heeft een groot effect op de uitkomst, omdat een aanzienlijk deel van de voorheen meest kansrijke volumes in de afgelopen jaren is afgewaardeerd.

Invloedsfactoren gaswinning

Momenteel zijn er een aantal ontwikkelingen voorzien die de lange termijn gaswinning in Nederland beïnvloeden:

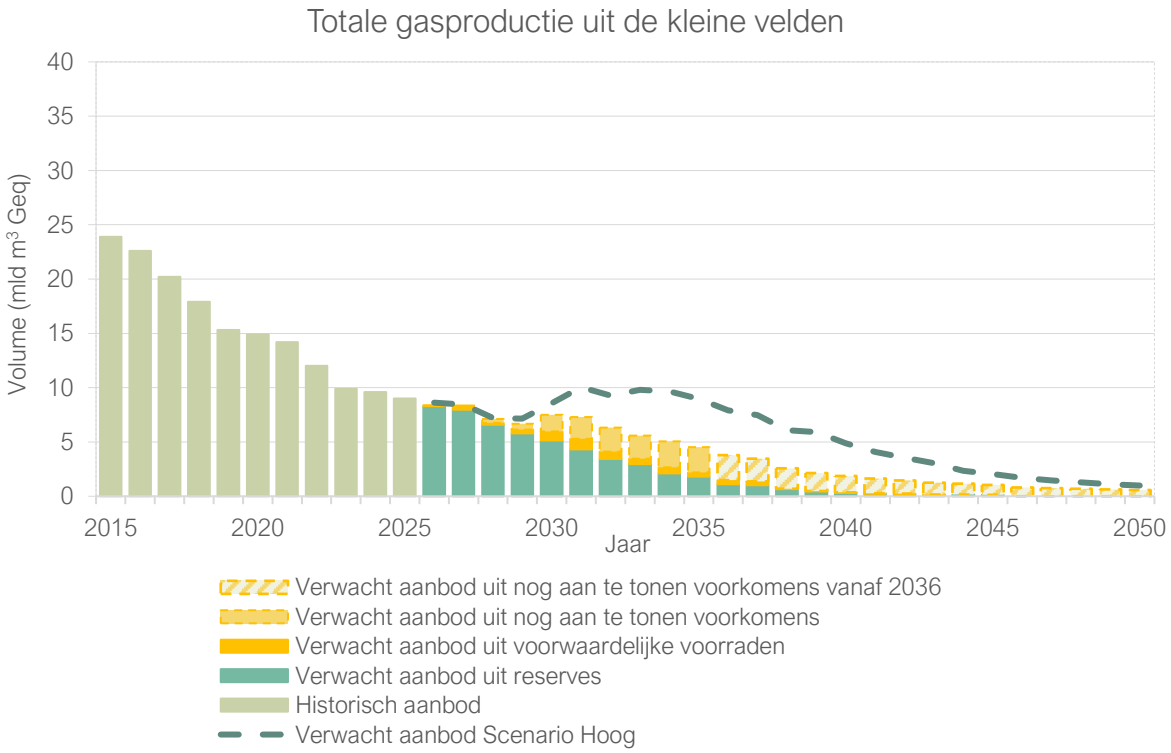
a. Het sectorakkoord Gaswinning in de Energietransitie is in april 2025 getekend[6], maar de concrete uitwerking hiervan moet zich nog bewijzen en zullen naar verwachting pas zichtbaar zijn in de gasvolumes na enkele jaren. De eerste regiogesprekken zijn door EBN geïnitieerd en worden nu verder uitgewerkt. Het Hoofdstuk Gaswinning op Land is dit jaar getekend. Daadwerkelijke invloed van het akkoord wordt momenteel geëvalueerd.
b. Tenaz heeft de vergunningen van NAM op zee overgenomen. NAM heeft de afgelopen jaren weinig geïnvesteerd, Tenaz is meer activiteiten gaan ontplooien.
c. Het embargo voor nieuwe opsporingsvergunningen op land en het voorgenomen embargo op winning onder de Waddenzee beperkt de voorraad.
d. Embargo's op investeringen in de fossiele industrie kunnen leiden tot een beperking van de investeringsruimte voor de operators.
e. Praktische doorlooptijd van vergunningverleningen voor het realiseren van gasprojecten wordt door de operators ervaren als onvoorspelbaar. Gezien de forse a priori investeringskosten nodig voor gasprojecten drukt dit sterk op de economische aantrekkelijkheid.
f. De depletie van bestaande gasvelden zorgen voor een zeer lage winning waarmee de operationele kosten van de bestaande infrastructuur relatief steeds zwaarder drukt. Hierdoor is het waarschijnlijk dat een groot deel van de infrastructuur binnen korte termijn niet economisch is en zal worden afgebroken waardoor een groter deel van het aardgaspotentieel ook niet meer winbaar zal zijn.
g. De sector heeft binnen het Noordzee-akkoord afgesproken dat de productie binnen Nederland altijd onder de gasvraag zal blijven. Indien dit gevolg heeft voor beleid door bijvoorbeeld de vergunningsduur te beperken dan zou dit ertoe kunnen leiden dat lange termijn investeringen uit blijven, omdat niet duidelijk is of deze ook tot productie kunnen leiden.
h. Meervoudig ruimtegebruik; momenteel worden op de Noordzee zeer veel bovengrondse activiteiten zoals windparken en defensie oefengebieden, maar ook ondergrondse activiteiten zoals opslag van CO_2 voorzien. Deze activiteiten kunnen de toegankelijkheid voor nieuwe gasprojecten verhinderen.

[6] Sectorakkoord Gaswinning in de Energietransitie | Rapport | Rijksoverheid.nl

Duiding lange termijn prognoses

Er is een afvlakking in de daling van de gaswinning (zie Hoofdstuk 3) en de aardgasvoorraden (Tabel 1.4). De winning is afgeremd, en de aardgasvoorraden op zowel land als zee dalen langzamer dan de afgelopen 10 jaar. De huidige scenario's bieden het vooruitzicht dat de daling van de gaswinning dermate afneemt dat er een stabilisatie te zien is op de korte termijn. Op langere termijn is de productie afhankelijk van de uitwerking en implementatie van het sectorakkoord en daaruit volgend dus ook nieuwe investeringen.

Het Midden scenario moet gezien worden als een prognose waarbij de randvoorwaarden redelijk stabiel blijven maar waarin het aantal exploratieboringen en opwerken van voorwaardelijke projecten hoger ligt dan de afgelopen 5 jaar (zie ook Excel overzicht tabblad F). Het Hoog scenario is optimistisch te noemen waarin uitgegaan wordt van een structureel hoger investeringsniveau dan de afgelopen 10 jaar.



Figuur 1.7 Totale gaswinning uit de kleine velden. Gerealiseerde (2015-2025) en verwachte (2026 – 2050) winning van aardgas uit de kleine velden voor zowel land als zee. De voorraden worden conform het Midden scenario gepresenteerd. Het kussengas van gasopslagen is hier buiten beschouwing gelaten. De cumulatieve prognose voor het Hoog scenario wordt weergegeven als groene stippellijn. De waarden onderliggend aan dit profiel worden in Excel overzicht tabbladen B, C en F gegeven.

1.5 Evaluatie gasvraag en aanbod

Achtergrond

In een brief aan de Tweede Kamer d.d. 16 juni 2023[7] heeft de toenmalige Staatsecretaris Mijnbouw toegezegd om een jaarlijkse toetsing te laten uitvoeren om inzicht te krijgen in hoeverre de verwachte gasvraagontwikkeling en de prognose van de olie- en gaswinning in Nederland in lijn zijn met de klimaatambities. Dit om het kabinet in staat te stellen te monitoren of het afbouwpad van de olie- en gaswinning past binnen de klimaatambitie. Deze paragraaf geeft hieraan gevolg door de prognoses van het Nederlandse gasverbruik en gaswinning voor de komende 25 jaar te presenteren. De Nederlandse oliewinning (zie Hoofdstuk 2) voorziet momenteel voor ~1% van de binnenlandse vraag[8]. Aangezien de kans dat de oliewinning de vraag overstijgt verwaarloosbaar is, wordt deze prognose niet verder uitgewerkt en daarmee impliciet aangenomen.

Gaswinningprognose

De gaswinningprognose zoals besproken in paragraaf 1.4 en de recente ontwikkelingen in de Nederlandse gassector, lijken te wijzen op een aanzienlijke productie afname tot 2050. Een zeer ambitieus scenario (Hoog scenario) leidt echter wel tot een initiële opleving van de winning. In de scenario's is daarbij geen rekening gehouden met de kans dat de infrastructuur op zee, door de hoge kosten en daling van de winning, binnen zeer korte termijn onrendabel wordt. Dit kan daardoor tot een nog steilere afname van de gaswinning leiden.

Daarnaast wordt uitgegaan van een minimaal scenario op basis van de reserves zoals nu bekend. De afgelopen jaren zijn deze niet altijd geproduceerd, dus indien de huidige reserves worden afgeboekt door de uitvoerders heeft dit wederom een negatief effect op de gasprognoses.

Gasvraagontwikkeling

Aangezien er geen expliciete beleidsdoelstellingen zijn gesteld voor de gasvraag, wordt deze ingeschat op basis van (aangekondigd) beleid en energiesysteemanalyses. Als bovengrens voor de gasvraag is de raming op basis van, vastgesteld en voorgenomen, beleid uit de Klimaat- en Energieverkenning[9] (KEV) van het PBL uit 2024 genomen. De KEV richt zich op dit moment voornamelijk nog op het jaar 2030, conform het klimaatdoel voor 2030. Geleidelijk zal dit opschuiven, waarbij het PBL ook naar de periode na 2030 en verder zal kijken.

Aangezien de KEV2024-ramingen niet leiden tot de netto nul in 2050 doelstelling, is aanvullend hieraan een energiesysteemscenario toegevoegd in de analyse. Dit is het TRANSFORM-scenario uit de TNO-scenariostudies[10] uit 2024, waarin de gasvraag het snelst daalt. Ook in andere scenario's van deze studie daalt de gasvraag, maar daarin blijft deze hoger. Het TRANSFORM-scenario kan dan ook beschouwd worden als een (extreme) ondergrens voor de gasvraagontwikkeling.

De gasvraagontwikkeling is exclusief biogas. Biogas is als aparte energiedrager gemodelleerd. Hoewel biogas in principe te mengen is in het huidige aardgassysteem, is hier modelmatig dus rekening mee gehouden.

---

[7] Gaswinning | Tweede Kamer der Staten-Generaal

[8] Aardoliegrondstoffen- en aardolieproductenbalans; aanbod en verbruik | CBS

[9] Klimaat- en Energieverkenning (KEV) | Planbureau voor de Leefomgeving | pbl.nl

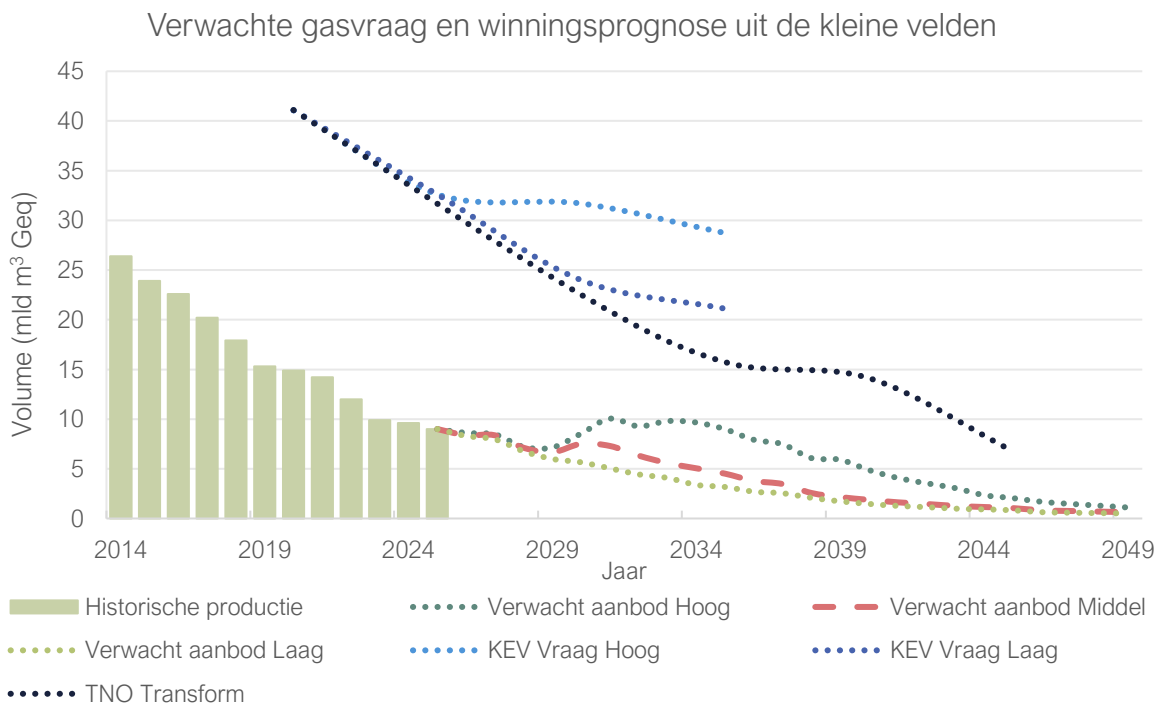
[10] https://energyscenarios.tno.nl - TNO-2025-R10245.pdf

Op basis van de ramingen van de broeikasgasemissies kwam Nederland in 2022 niet uit op de gestelde doelen. Ook eventueel alternatief beleid in de toekomst, kan invloed hebben op de verwachte gasvraag. Om dit te ondervangen is in onderstaande vergelijking, daarom het TNO TRANSFORM scenario meegenomen als (extreme) ondergrens voor de gasvraagontwikkeling

Vergelijking en onzekerheden klimaatambitie gasproductie

Figuur 1.8 toont een drietal scenario's van de gasproductie en de gasvraag van 2026 t/m 2050. Op basis van de huidige vergelijking is het nagenoeg uitgesloten dat de hoeveelheid in Nederland geproduceerd gas, de vraag in die periode, overschrijdt. Bij veranderingen in beleid en/of omstandigheden zal de gasvraag uiteraard lager kunnen worden, maar de verwachting is dat deze ook dan niet onder de gasproductie uit zal komen.

Daarnaast is er de vraag in hoeverre een lage gasproductie in Nederland bijdraagt aan de klimaatambitie. Bij een lage gasproductie zal import van LNG het gat tussen vraag en productie moeten vullen. LNG heeft een veel hogere CO_2 (equivalent) uitstoot in de keten dan in Nederland geproduceerd aardgas. Dit houdt in dat een grotere importafhankelijkheid tot een grotere CO_2 equivalent uitstoot op wereldschaal zal leiden. Binnen Nederland zal de broeikasgasemissie ook stijgen ten opzichte van binnenlands aardgas, maar blijft het effect beperkt tot het effect van de energie-inzet voor het gasvorming maken van LNG.



Figuur 1.8 De Nederlandse gasvraagontwikkeling en gaswinningprognoses voor de komende 25 jaar. De gasvraagontwikkeling is conform de geformuleerde beleidskeuzes opgesteld (KEV 2024). De KEV Vraag Hoog betreft de bovenkant van de bandbreedte van de raming op basis van alleen het vastgesteld en voorgenomen beleid, de KEV Vraag Laag de onderkant van de bandbreedte van dezelfde raming. Het TNO TRANSFORM scenario is ter aanvulling opgenomen omdat dit voldoet aan de broeikasgasneutraliteit in 2050 doelstelling. Voor de conversie van volume naar energie-eenheid is 1 miljard m^3 Geq. gelijk aan circa 10 TWh of 35 PJ. De gasvraag in dit scenario daalt het snelst, ook in vergelijking met scenario's die dezelfde doelstelling behalen.

Evaluatie gasvraag en aanbod binnen vergunningen

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft ook gevraagd om een evaluatie van de bestaande vergunningen voor olie- en gaswinning en in hoeverre deze passen binnen het beoogde afbouwpad van de vraag naar fossiele brandstoffen. Hiermee bestaat de mogelijkheid om adaptief, indien bijvoorbeeld de gasvraag alsnog meer daalt, in te grijpen via de vergunningen voor olie- en gasproductie. Op basis van een eerdere prognose worden nieuwe vergunningen nu tot 2045 vergeven.

Naar verwachting zal het aandeel geproduceerd gas voornamelijk uit winningsvergunningen komen die nu reeds verleend zijn. Dit geldt voor alle scenario's, al zal dit aandeel lager zijn bij hogere gasproductie, dan is ook exploratie in opsporingsvergunningen en open gebied nodig.

Op basis van de vergelijking van gasproductie en de gasvraag (Figuur 1.8) passen alle huidige prognoses van gasproductie van de vergunde activiteiten, inclusief opsporingsactiviteiten, ruim binnen de bandbreedte van de gasvraag. Zoals eerder vermeld is de olieproductie dusdanig beperkt dat redelijkerwijs aangenomen kan worden dat de olieproductie past binnen de olievraag.

2.
Aardolievoorraad

Per 1 januari 2026 zijn er 54 aangetoonde aardolievoorkomens in Nederland (Tabel 2.1). Hiervan zijn er 6 in productie en komen 2 velden naar verwachting in productie binnen vijf jaar. Een volledig overzicht van alle aardolievoorkomens is opgenomen in Exel overzicht tabblad A, inclusief de bijbehorende status, (laatste) uitvoerder en vergunning.

Tabel 2.1 Aantal aangetoonde aardolievoorkomens, geclassificeerd naar status per 1 januari 2026.

Status aardolievoorkomens	Land	Zee	Totaal
I. Ontwikkeld			
In productie	1	5	6
II. Niet ontwikkeld			
a. Ontwikkeling verwacht binnen 5 jaar	0	2	2
b. Ontwikkeling niet verwacht binnen 5 jaar	10	19	29
III. Productie gestaakt			
a. Tijdelijk gestaakt	2	0	2
b. Gestaakt	7	8	15
Totaal	20	34	54

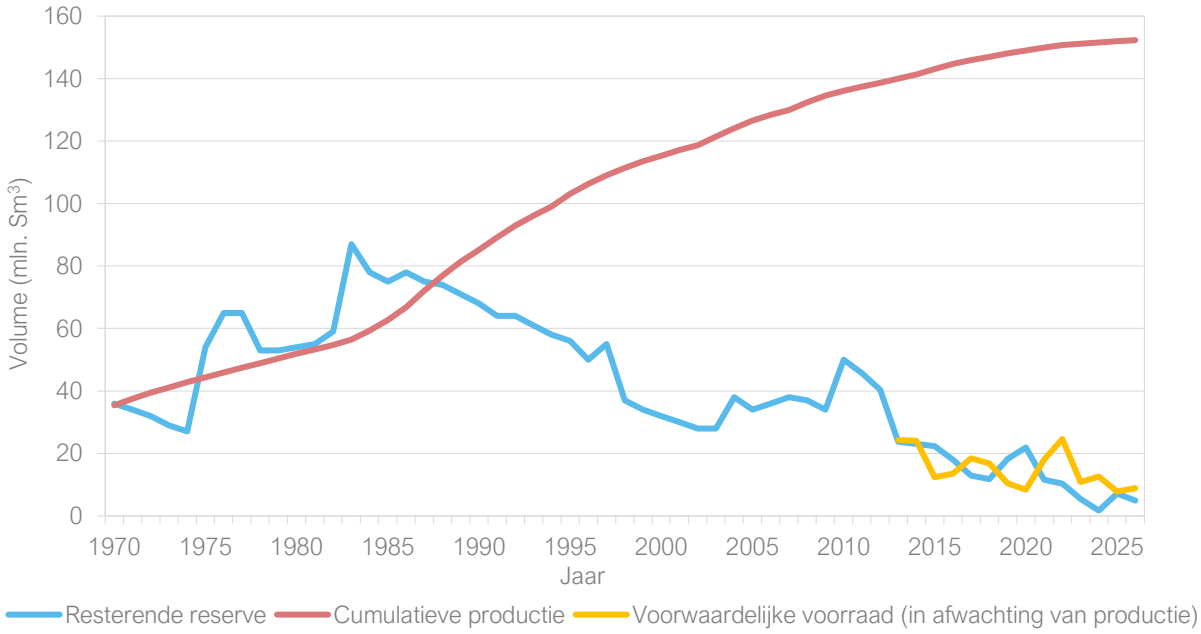
Aardolievoorraad per 1 januari 2026

De voorraadraming is gebaseerd op gegevens die zijn verstrekt door de uitvoerders op grond van de Mijnbouwwet. De rapportage is uitgevoerd conform het Petroleum Resource Management System (zie Bijlage 7 voor nadere toelichting). In Tabel 2.2 worden de reserves en de voorwaardelijke voorraad gerapporteerd. Reserves worden gedefinieerd als de voorraad die commercieel geproduceerd kan worden en worden ook zodanig door de uitvoerders gekwalificeerd. De voorwaardelijke voorraad is het (sub)commerciële deel waarbij nog niet aan alle voorwaarden is voldaan om dit als commercieel te classificeren. Binnen de voorwaardelijke voorraad wordt uitsluitend de subklasse “in afwachting van commerciële ontwikkeling” (development pending) gerapporteerd. De overige subklassen “on hold”, “unclarified” en “not viable”, zijn niet in de tabel opgenomen, omdat de onzekerheid over de uiteindelijke realisatie daarvan groter is. Omdat de voorraadclassificatie is gebaseerd op de projectmatige ontwikkeling van het voorkomen en er binnen de ontwikkeling van één voorkomen meerdere projecten aanwezig kunnen zijn, kan één voorkomen zowel reserves als voorwaardelijke voorraad hebben.

De totale aardolievoorraad bedraagt 13,8 miljoen Sm^3, waarvan 4,9 miljoen Sm^3 oliereserves en 8,9 miljoen Sm^3 voorwaardelijke olievoorraad.

Tabel 2.2 Nederlandse aardolievoorraad per 1 januari 2026 in miljoen Sm^3.

Gebied	Reserves	Voorwaardelijke voorraad (In afwachting van productie)	Totaal
Land	3,5	5,5	9,0
Zee	1,5	3,4	4,8
Totaal	4,9	8,9	13,8



Figuur 2.1 Aardolievoorraad en cumulatieve productie (1 januari 2026).

Bijstelling in de aardolievoorraad ten opzichte van 1 januari 2025

Tabel 2.3 toont de totale bijstelling in de Nederlandse aardolievoorraad ten gevolge van:

- Productie gedurende vorig jaar.
- Herevaluatie van aangetoonde voorkomens.
- Nieuwe vondsten in nieuwe ontdekte voorkomens.

De totale bijstelling resulteert in een afname van 1,3 miljoen Sm^3 (Tabel 2.3). Deze afname van de aardolievoorraad tot 13,8 miljoen Sm^3, is hoofdzakelijk het gevolg van herevaluatie door de uitvoerder, met name van de olievelden op land.

Tabel 2.3 Bijstelling in de aardolievoorraad (totaal van de reserves en voorwaardelijke voorraad) t.o.v. 1 januari 2025, in miljoen Sm^3.

Gebied	Aardolievoorraad per 1 januari 2025	Nieuwe vondsten en herevaluatie	Productie	Bijstelling*	Aardolievoorraad per 1 januari 2026
Op land	10,0	-0,9	-0,1	-1,0	9,0
Op zee	5,1	-0,0	-0,3	-0,3	4,8
Totaal	15,1	-0,9	-0,4	-1,3	13,8

* De bijstelling is de som van de nieuwe vondsten, herevaluatie en de productie.

Figuur 2.2 toont de historische olieproductie sinds 2015 en de verwachte productie (prognose) voor de komende vijftien jaar (Excel overzicht tabbladen D en F bevatten de cijfermatige onderbouwing van het figuur, inclusief de uitsplitsing naar productie op land en op zee). De verwachte productie is gebaseerd op de jaarrapportages van de uitvoerders per 1 januari 2026. Ten opzichte van de verwachte productie van 1 januari 2025 voor datzelfde jaar (0,39 miljoen Sm^3) is de gerealiseerde productie in 2025 (0,37 miljoen Sm^3) licht achtergebleven (-5%). Dit is voornamelijk toe te schrijven aan een lager dan verwachte productie vanuit, met name, het P15 Rijn-olieveld, maar ook vanuit de olievelden P11b De Ruyter, Rotterdam en F02a Hanze.

In de verwachte productie per 1 januari 2026 wordt uitgegaan van lagere aardolievoorraden (reserves en voorwaardelijke voorraden) dan in de verwachtingen van een jaar eerder. Dit hangt vooral samen met de afwaardering van het Schoonebeek-olieveld, dat zich momenteel in de opstartfase bevindt na het besluit van de minister van Klimaat en Groene Groei in 2024 om de oliewinning te hervatten.

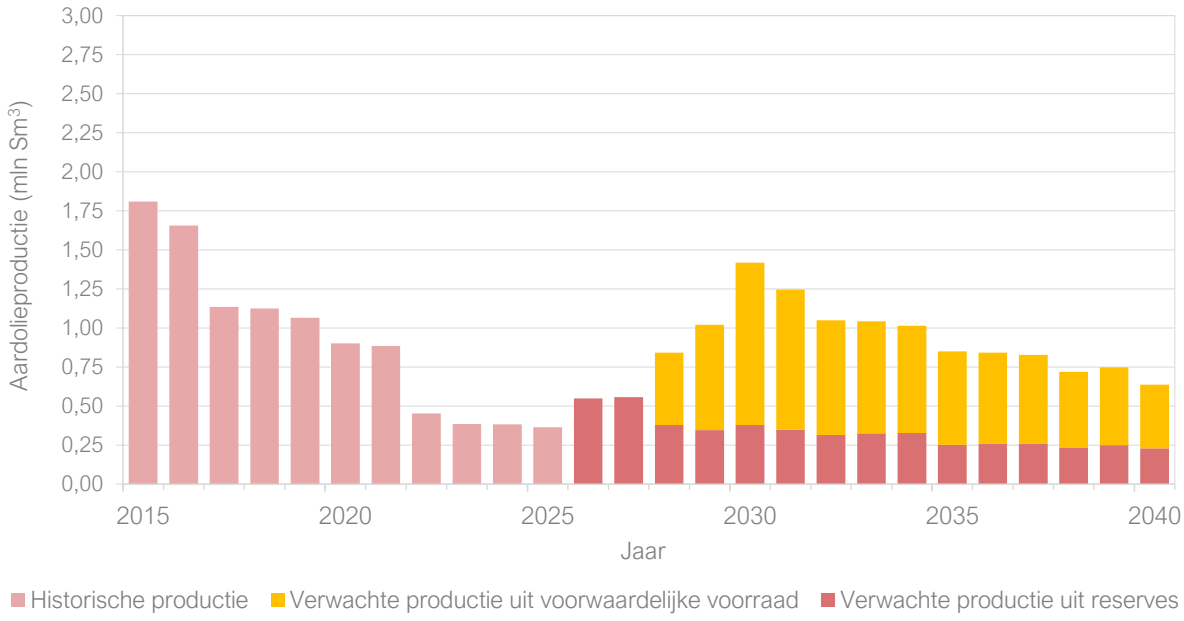
De productie uit reserves vertoont volgens de huidige inzichten een geleidelijk dalende trend, van 0,5 miljoen Sm^3 in 2026 naar 0,2 miljoen Sm^3 in 2040. Vanaf 2028 kan mogelijk aanvullende productie plaatsvinden uit voorraden die momenteel als voorwaardelijk worden geclassificeerd.

Vanwege het beperkte aantal olieprojecten en de aanzienlijke invloed van enkele grote projecten op de prognose, zijn de onzekerheden op de ramingen groot. Vanaf 2041 is het aantal olievelden met productieprognoses te gering om nog een betrouwbare verwachting van de productie op te stellen. Daarom is de prognose beperkt tot en met 2040.

In 2025 is één nieuw aardolievoorkomen ontdekt (zie Tabel 2.4).

Tabel 2.4 Aardolievoorkomens ontdekt in 2025.

Voorkomen	Ontdekkingsboring	Vergunningsgebied [Type]	Uitvoerder ontdekkingsboring
Johan de Liefde	P11-13	P10a [wv], P10b [wv]	Dana Petroleum Netherlands B.V.



Figuur 2.2 Historische (2015 – 2025) en verwachte (2026 – 2040) aardolieproductie (in miljoen Sm^3). De verwachte productieprofielen zijn gebaseerd op de profielen zoals aangeleverd door de uitvoerders.

3.
Productie van gas, olie en condensaat

Gedurende het jaar 2025 zijn 2 velden in productie genomen en 18 velden uit productie gegaan (zie Tabel 3.1 en 3.2).

Tabel 3.1 Velden in productie genomen in 2025

Veldnaam	In productie sinds	Ontdekkingsjaar	Delfstof
Johan de Liefde	Maart	2025	Gas & Olie
N05-A	Maart	2017	Gas

Tabel 3.2 Velden uit productie genomen in 2025

Veldnaam	Uit productie sinds	Ontdekkingsjaar	Delfstof
Blesdijke-East	Juni	2021	Gas
Harkema	Januari*	2008	Gas
Loon op Zand-Zuid	Januari*	2005	Gas
Monster	Februari	1982	Gas
Spijkenisse-Intra	Januari*	2020	Gas
Weststellingwerf	Januari*	1983	Gas
D12-D	Januari*	2020	Gas
K07-FE	Januari*	2000	Gas
L05-C	Juli	2003	Gas
L06-B	Juli	2009	Gas
L08-A-West	Juli	1998	Gas
L08-P	Juli	1992	Gas
M07-A	Juli	1996	Gas
P10a De Ruyter Western Extension	Februari	2013	Gas
P18-2	Mei	1989	Gas
P18-4	Mei	1991	Gas
P18-6	Mei	2003	Gas
Q16-FA	Mei	1989	Gas

*de productiestop van significante volumes al gerapporteerd in de loop van 2024.

Overzicht van de productie in 2025 en veranderingen ten opzichte van 2024

Onderstaande tabellen geven de geaggregeerde productiecijfers voor aardgas, aardolie en condensaat in 2025. Condensaat wordt beschouwd als een bijproduct van de olie- of gasproductie. De veranderingen ten opzichte van 2024 zijn zowel absoluut als procentueel weergegeven. De tabellen zijn gebaseerd op cijfers die door de uitvoerders zijn verstrekt en op NLOG gepubliceerd.

De totale daling in de gasproductie in 2025 ten opzichte van 2024 bedraagt 4,8%. Dit is lager dan de daling van 17,0% tussen 2023 en 2024. Destijds werd deze daling echter grotendeels veroorzaakt door het stilleggen van de productie uit het gasveld Groningen. In 2025 is de daling het gevolg van een sterkere afname van de productie uit de kleine velden op land (18,9%) die niet werd gecompenseerd door de beperkte toename van de productie op zee (2,2%) (Tabel 3.3).

Tabel 3.3 Aardgasproductie*[1] in 2025 en veranderingen ten opzichte van 2024 (in miljard Nm^3)

Ligging van het veld	Productie 2024	Productie 2025	Verandering t.o.v. 2024 Absoluut / %	
Groningen	0,01	0,00	-0,01	-100,0
Land (overige velden)	2,7	2,2	-0,5	-18,9
Op land (subtotaal)	2,8	2,2	-0,5	-19,2
Zee	5,7	5,9	0,1	2,2
Totaal	8,5	8,1	-0,4	-4,8

*1 Exclusief meegeproduceerd aardgas uit winningsvergunningen aardwarmte.

De totale daling in de olieproductie ten opzichte van 2024 bedraagt 4,5% en wordt veroorzaakt door een afname van de productie uit het enige producerende veld op land, Rotterdam (Tabel 3.4). Op zee is de olieproductie daarentegen met 1,5% gestegen, voornamelijk als gevolg van het in productie nemen van het veld Johan de Liefde.

Tabel 3.4 Aardolieproductie in 2025 en veranderingen ten opzichte van 2024 (in 1000 Sm^3)

Ligging van het veld	Productie 2024	Productie 2025	Verandering t.o.v. 2024 Absoluut	%
Op land	122,4	101,3	-21,1	-17,2
Op zee	259,9	263,8	3,9	1,5
Totaal	382,3	365,1	-17,2	-4,5
Productie per dag *	1,047	1,000	-0,047	

* Totale jaarproductie van aardolie, gedeeld door 365 dagen.

Tabel 3.5 Productie van gascondensaat* in 2025 en verandering ten opzichte van 2024 (in 1000 Sm^3)

Ligging van het veld	Productie 2024	Productie 2025	Verandering t.o.v. 2024 - Absoluut	%
Op land **	50,6	45,6	-5,1	-10,0
Op zee	51,0	41,6	-9,4	-18,4
Totaal	101,6	87,2	-14,4	-14,2

* Gascondensaat wordt ook aangeduid met putgasbenzine of Natural Gas Liquids (NGL).
** Exclusief meegeproduceerd gascondensaat uit winningsvergunningen aardwarmte en exclusief geproduceerd gascondensaat uit de opslagvelden Alkmaar, Bergermeer, Grijpskerk en Norg (zie hoofdstuk 4).

3.1 Gasproductie op land in 2025

In onderstaande tabel zijn de maandelijkse productiecijfers per winningsvergunning op land opgenomen. De productie per vergunning is een sommatie van de veldproductie, verdeeld naar rato van de veldoppervlakte in de vergunningen waaronder ze vallen. Door afronding van de productie per maand kunnen geringe schijnbare verschillen optreden met de totalen per jaar.

Een langjarig overzicht van de jaarproductie van aardgas van 1960 t/m 2025 wordt in Excel overzicht tabblad B en Figuur 3.5 gegeven.

Tabel 3.6 Productie van aardgas per vergunning in 2025 (in miljoen Nm^3), op land

Vergunning	Uitvoerder	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Totaal
Akkrum	Vermilion	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	4,6
Andel Va	Vermilion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Beijerland	NAM	1,0	1,9	1,6	0,5	1,2	1,3	1,5	1,3	1,1	0,6	1,9	1,7	15,5
Bergen II	TAQA Off	2,4	2,1	2,3	2,4	2,3	2,2	2,3	2,1	1,4	2,1	2,3	2,2	26,0
Botlek IV	NAM	5,8	6,1	8,2	9,2	7,1	6,1	6,4	6,7	5,1	4,6	5,3	4,7	75,3
De Marne	NAM	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,7
Drenthe IIIa	Vermilion	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,0
Drenthe IIa	Vermilion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Drenthe IIb	NAM	3,7	3,3	0,7	0,0	0,0	0,5	3,3	3,1	5,7	5,8	5,4	3,7	35,2
Drenthe IV	Vermilion	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	1,4
Drenthe V	Vermilion	0,7	0,6	0,7	1,3	0,5	1,1	1,0	1,4	1,1	0,9	0,7	0,6	10,6
Drenthe VI	Vermilion	10,9	9,7	10,5	9,6	9,6	9,1	8,7	8,4	7,4	7,7	6,7	6,4	104,7
Gorredijk	Vermilion	2,5	2,4	2,3	2,0	1,9	2,2	1,9	3,0	3,2	2,6	2,2	2,3	28,6
Groningen	NAM	27,0	22,8	21,9	20,6	21,8	14,5	20,4	24,7	23,4	17,3	24,6	24,4	263,5
Hardenberg	NAM	1,5	1,3	1,4	1,1	0,8	1,4	1,5	1,4	1,3	1,2	1,4	1,4	15,7
Leeuwarden	Vermilion	2,3	2,1	2,5	2,4	1,9	2,5	2,5	2,3	2,1	1,8	1,5	1,5	25,3
Middelie	NAM	19,5	18,0	20,0	18,9	18,2	17,5	18,2	17,0	11,3	13,5	14,2	13,6	199,9
Noord-Friesland	NAM	77,2	63,0	81,6	76,9	67,7	74,0	73,7	61,6	39,3	63,8	59,3	60,4	798,4
Oosterend	Vermilion	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,7
Rijswijk	NAM	7,3	6,3	15,0	14,6	16,0	16,2	16,4	18,5	16,8	16,8	14,4	10,3	168,6
Schoonebeek	NAM	21,0	19,5	25,1	24,2	12,4	24,3	22,8	24,3	21,7	22,6	23,1	24,3	265,4
Slootdorp	Vermilion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steenwijk	Vermilion	2,2	1,5	1,6	1,4	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,5	13,8
Tietjerksteradeel II	Vermilion	6,1	5,5	5,9	5,9	5,7	5,1	4,6	4,5	4,3	4,5	4,3	4,0	60,4
Tietjerksteradeel III	NAM	4,1	3,1	3,6	3,4	3,6	2,4	3,3	3,9	3,1	2,8	3,4	4,3	41,0
Waalwijk	Vermilion	0,1	1,0	0,9	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,6	0,4	0,7	0,9	8,2
Zuid-Friesland III	Vermilion	2,1	1,8	1,9	1,9	1,9	1,7	1,5	1,5	1,3	7,2	13,8	14,7	51,4
Zuidwal	Vermilion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totaal		198,1	172,6	208,4	197,5	175,1	184,7	192,7	188,3	151,7	177,7	186,7	182,4	2215,7

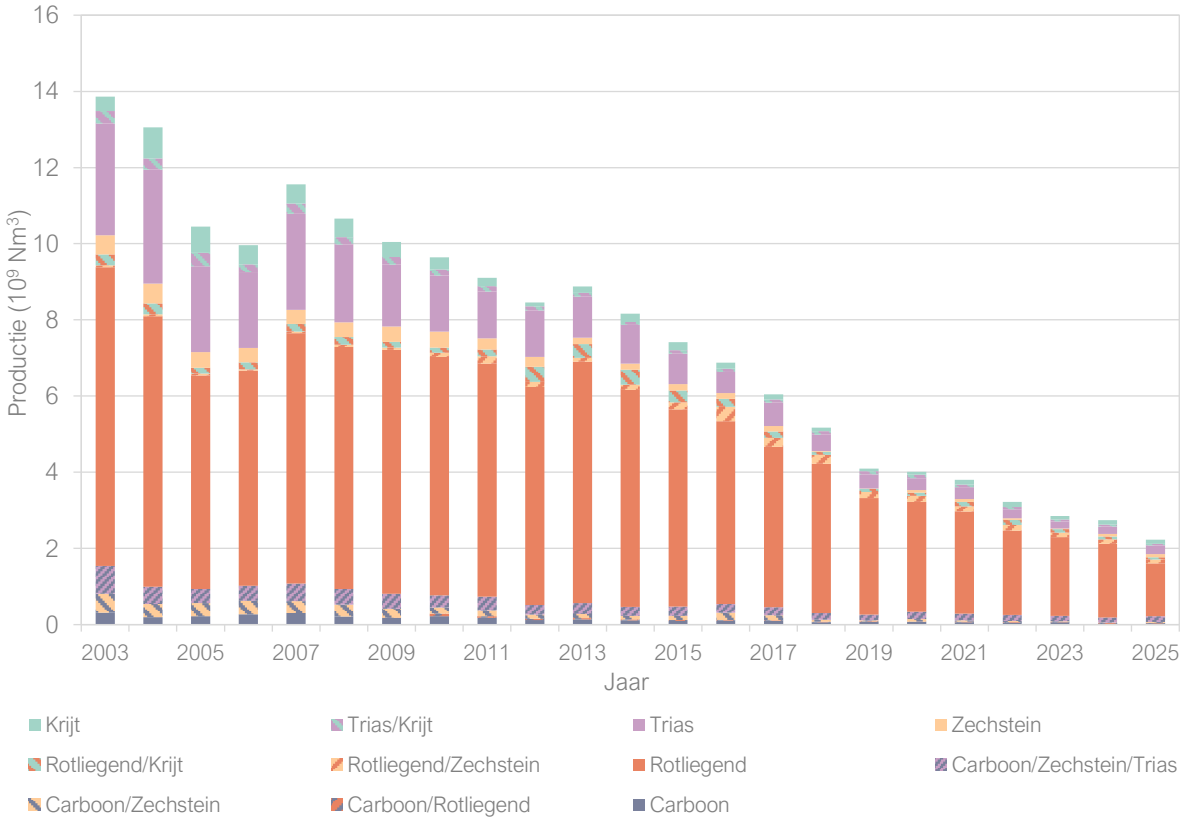
*[1] Exclusief meegeproduceerd aardgas uit winningsvergunningen aardwarmte (zie Tabel 5.6)

*[2] Er vallen meerdere gasvelden binnen de Groningen vergunningen.

Productie op land per stratigrafisch reservoir

Figuur 3.1 en Figuur 3.2 tonen de bijdrage per stratigrafisch reservoir aan de gasproductie uit de kleine velden op land. Productie uit velden met meerdere reservoirs zijn met gearceerde kleuren weergegeven. Het gasveld Groningen, hier buiten beschouwing gelaten, bevindt zich in het Rotliegend reservoir.

Figuur 3.1 laat zien dat de grootste bijdrage aan de gasproductie uit de kleine velden afkomstig is van de Rotliegend en Trias reservoirs. De sterk dalende trend in de totale productie van 1 tot 3 miljard Nm^3 per jaar over de periode 2003 - 2006 wordt in 2007 onderbroken, voornamelijk door de start van de gaswinning onder de Waddenzee. Vanaf 2008 zet de dalende trend zich voort met 0,4 tot 0,9 miljard Nm^3 per jaar. In 2013 wordt deze trend opnieuw onderbroken met een lichte toename van de productie. Na 2013 zet de dalende trend zich weer voort met iets sterkere afname dan voorheen (0,5 tot 1,1 miljard Nm^3 per jaar). In 2020 wordt de trend gebroken. Daarna wordt een minder sterke daling waargenomen (0,1 tot 0,5 miljard Nm^3 per jaar). Tussen 2023 en 2024 is er nauwelijks een daling van de productie (0,1 miljard Nm^3), terwijl de productie in 2025 met circa 0,5 miljard Nm^3 is gedaald.



Figuur 3.1 Gasproductie op land, per reservoir (exclusief gasveld Groningen).

In Figuur 3.2 zijn de bijdragen van Rotliegend en Trias reservoirs niet meegenomen. Duidelijker zichtbaar zijn daardoor de bijdragen aan de gasproductie uit Krijt, Zechstein en Carboon reservoirs. Nog opgemerkt wordt dat op het vaste land geen productie bestaat uit Jura reservoirs. De productie uit deze groep reservoirs laat over het algemeen ook een dalende trend zien, met uitzondering van een redelijk stabiele productie van 2012 tot 2016. Dit komt met name door de toename van de productie uit het Rotliegend/Krijt reservoir van het Vinkega voorkomen, terwijl de productie uit de Krijt en Zechstein reservoirs in die periode juist afnam. De toename van de productie uit de Rotliegend/Zechstein reservoirs in 2016 is veroorzaakt door een toename in productie van Middelie van 29 naar 161 miljoen Nm^3 en de herclassificatie van

Slootdorp door de start van productie uit het Rotliegend-reservoir, terwijl de productie voorheen uitsluitend uit het Zechstein plaatsvond. Vanaf 2017 laat de gasproductie, door drukdepletie in de bestaande velden, opnieuw een duidelijke en forse dalende trend zien. De productietoename van de Zechstein, Carboon/Zechstein en Carboon/Zechstein/Trias reservoirs heeft in 2020 gezorgd voor een tijdelijk onderbreking van de dalende trend. Sindsdien lijkt de productie redelijk stabiel te zijn. Er is alleen sprake van een plotselinge afname als gevolg van een sterk productieverlies van een aantal velden zoals in 2023 het geval is.



Figuur 3.2 Gasproductie op land, per reservoir (exclusief gasveld Groningen, Rotliegend en Trias reservoirs).

3.2 Gasproductie op zee in 2025

In onderstaande tabel zijn de maandelijkse productiecijfers per winningsvergunning op zee opgenomen. De productie per vergunning is een sommatie van de veldproductie, verdeeld naar rato van de veldoppervlakte in de vergunningen waaronder ze vallen. Door afronding van de productie per maand kunnen geringe schijnbare verschillen optreden met de totalen per jaar.

Een langjarig overzicht van de jaarproductie van aardgas van 1960 t/m 2025 wordt in Excel overzicht tabblad B en Figuur 3.5 gegeven.

Tabel 3.7 Productie van aardgas per vergunning in 2025 (in miljoen Nm^3), op zee

Vergunning	Operator	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Totaal
A12a	Petrogas E&P Netherlands B.V.	13,9	16,0	16,2	15,1	18,7	16,3	16,3	15,9	2,5	10,0	10,9	17,5	169,3
A12b & B10a	Petrogas E&P Netherlands B.V.	19,7	24,1	25,3	20,5	24,3	25,8	26,8	26,3	3,7	22,0	18,6	16,4	253,7
A12d	Petrogas E&P Netherlands B.V.	3,4	3,9	4,0	3,6	4,5	4,1	4,0	3,9	0,6	3,0	3,3	4,1	42,5
A15a	Petrogas E&P Netherlands B.V.	21,3	25,1	26,4	21,6	27,1	26,4	26,1	25,3	4,1	24,9	27,4	24,8	280,6
A18a	Petrogas E&P Netherlands B.V.	6,0	7,5	8,6	7,0	8,7	8,5	9,8	9,0	0,2	0,3	0	7,4	72,8
A18c	Petrogas E&P Netherlands B.V.	3,1	3,9	4,4	3,6	4,5	4,4	5,0	4,6	0,1	0,1	0	3,8	37,5
B10c & B13a	Petrogas E&P Netherlands B.V.	3,9	4,6	4,7	3,8	5,5	4,6	5,4	4,6	0,8	0,5	0	6,0	44,2
D12a	Wintershall Noordzee B.V.	10,9	8,7	5,4	9,5	8,3	7,7	8,9	7,9	7,4	6,6	5,4	5,8	92,3
D12b & D12c	Wintershall Noordzee B.V.	18,9	15,2	9,3	16,5	14,4	13,4	15,5	13,7	12,9	11,4	9,5	10,0	160,7
D15a	Eni Energy Netherlands B.V.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E16a	Eni Energy Netherlands B.V.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E17a & E17b	Eni Energy Netherlands B.V.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F02a	Dana Petroleum Netherlands B.V.	3,8	2,3	3,2	3,8	2,8	3,1	3,9	3,9	2,6	3,9	4,4	5,3	43,0
F03b	Eni Energy Netherlands B.V.	6,9	3,5	5,1	6,7	4,1	4,8	7,0	7,0	6,3	6,9	8,6	10,5	77,3
F06a	ONE-Dyas B.V.	1,2	0,6	0,9	1,2	0,7	0,8	1,2	1,2	1,1	1,2	1,5	1,8	13,6
F15a	TotalEnergies EP Nederland B.V.	4,2	3,4	4,2	4,0	3,9	3,6	3,6	2,9	3,8	3,5	2,8	4,2	44,1
F17c	Tenaz Energy Netherlands B.V.	2,7	2,5	2,6	2,8	2,6	2,3	2,8	2,5	1,6	2,4	2,4	2,8	30,0
G14a & G17b	Eni Energy Netherlands B.V.	22,8	17,8	22,6	19,9	12,6	14,5	14,8	14,6	9,0	18,4	15,5	18,7	201,2
G16a	Eni Energy Netherlands B.V.	11,5	10,3	11,2	11,1	11,0	11,6	10,5	10,4	6,2	9,3	9,2	8,1	120,2
G17a	Eni Energy Netherlands B.V.	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,7	3,2	3,3	1,9	3,3	3,0	3,1	18,5
G17d	Eni Energy Netherlands B.V.	0	0	0	0	0	0	0,7	3,0	1,9	3,2	3,0	3,1	15,0
J03a	TotalEnergies EP Nederland B.V.	2,5	2,5	2,6	2,4	1,1	1,7	2,0	0,2	0,00	0,2	0,3	0,3	15,7
J03b & J06a	Spirit Energy Nederland B.V.	0,8	0,8	0,9	0,8	0,4	0,5	0,6	0	0	0	0	0	4,7
K01a	TotalEnergies EP Nederland B.V.	6,2	5,4	5,6	5,2	2,2	4,5	4,7	1,3	0	1,9	2,5	2,5	42,0
K02b	Eni Energy Netherlands B.V.	1,8	1,7	2,5	2,4	2,2	2,3	2,2	2,4	2,2	2,2	2,0	2,3	26,3
K02c	TotalEnergies EP Nederland B.V.	2,3	1,6	2,4	2,3	1,2	1,5	2,3	1,9	1,9	2,2	1,9	1,9	23,4
K03a	Eni Energy Netherlands B.V.	4,4	4,1	6,1	6,0	5,3	5,7	5,5	6,0	5,5	5,5	5,0	5,7	64,7
K03b	TotalEnergies EP Nederland B.V.	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	1,7
K03c	Eni Energy Netherlands B.V.	0,05	0,05	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,7
K04a	TotalEnergies EP Nederland B.V.	18,7	17,0	18,8	18,3	15,6	17,5	22,1	13,0	10,5	11,6	14,6	15,3	193,0
K04b & K05a	TotalEnergies EP Nederland B.V.	36,5	32,0	36,5	36,8	17,7	21,5	32,0	27,0	29,9	32,0	31,4	32,2	365,5
K05b	TotalEnergies EP Nederland B.V.	7,6	6,0	7,5	7,8	4,0	4,4	7,6	6,0	6,3	7,4	7,3	7,9	79,8
K06a, K06b, L07a & L07b	TotalEnergies EP Nederland B.V.	13,1	10,3	11,3	9,1	12,3	14,4	14,7	13,1	11,4	13,3	13,2	11,1	147,4
K07	Tenaz Energy Netherlands B.V.	2,9	3,0	2,5	2,4	1,0	1,0	1,7	2,0	1,3	0,6	2,5	2,4	23,2

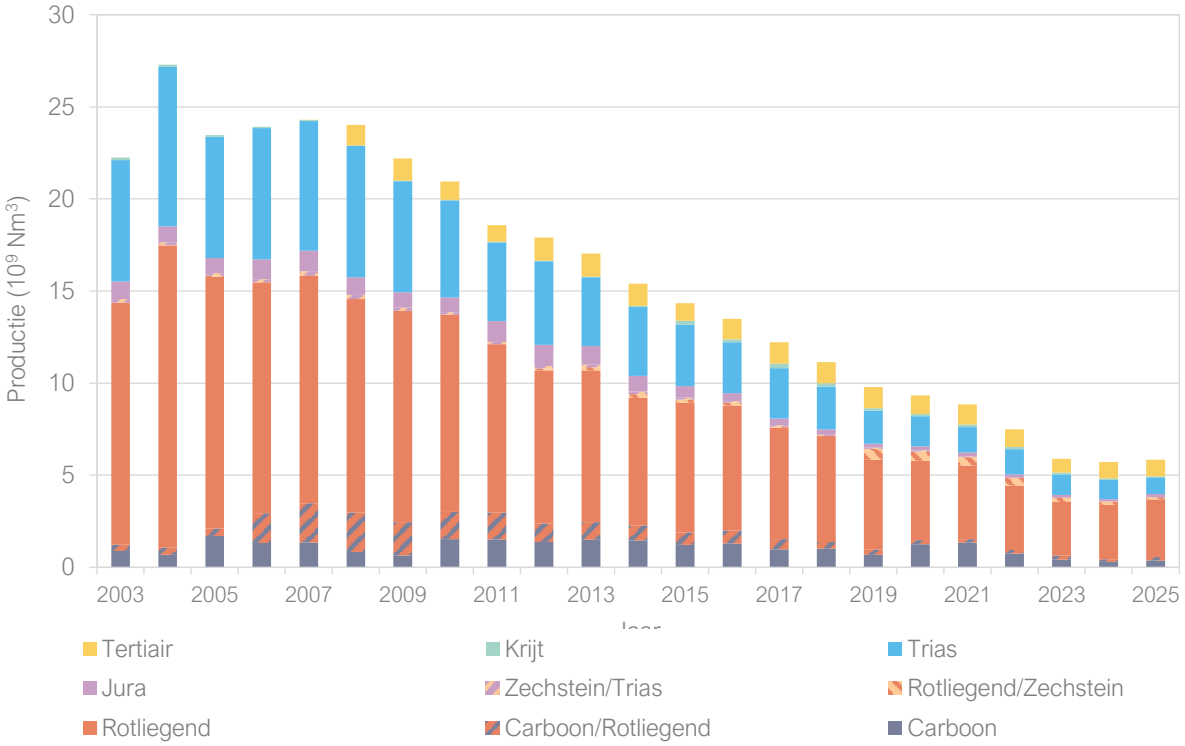
Vergunning	Operator	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Totaal
K08 & K11a	Tenaz Energy Netherlands B.V.	22,3	19,1	18,5	16,6	5,7	10,9	15,7	14,7	6,9	8,4	15,9	16,2	171,0
K09a & K09b	Eni Energy Netherlands B.V.	0,5	0,8	0,01	0,04	0,00	0,2	3,5	3,6	1,9	3,1	3,4	3,3	20,3
K09c & K09d	Eni Energy Netherlands B.V.	0,7	0,5	0,6	0,4	0,6	0,7	0,7	0,5	0,5	0,6	0,5	0,2	6,5
K12a	Eni Energy Netherlands B.V.	16,4	15,5	18,8	15,5	11,1	15,1	15,1	16,8	16,7	15,4	15,1	13,2	184,6
K14a	Tenaz Energy Netherlands B.V.	1,0	0,9	0,9	0,7	0,3	0,6	2,1	1,2	0,4	0,4	0,8	0,8	9,9
K15	Tenaz Energy Netherlands B.V.	29,3	21,4	28,0	23,3	15,4	17,1	23,7	24,5	20,7	23,7	22,7	28,3	278,0
K17a	Tenaz Energy Netherlands B.V.	5,2	4,3	4,5	3,9	1,1	1,5	2,3	2,5	2,5	2,5	3,1	3,2	36,6
K18b	Wintershall Noordzee B.V.	9,2	8,0	8,8	8,5	4,2	8,1	6,3	6,1	7,2	11,1	10,2	10,2	98,0
L01a	TotalEnergies EP Nederland B.V.	1,6	1,4	1,7	1,1	1,4	1,6	1,6	1,6	1,4	1,6	1,5	1,6	18,1
L01d	TotalEnergies EP Nederland B.V.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,5
L01e	TotalEnergies EP Nederland B.V.	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,02	2,1
L01f	TotalEnergies EP Nederland B.V.	0,8	0,7	0,9	0,6	0,8	0,9	0,8	0,8	0,7	0,8	0,7	0,8	9,4
L02	Tenaz Energy Netherlands B.V.	15,2	13,6	14,2	15,1	14,2	12,0	13,9	15,1	9,1	12,8	12,5	14,8	162,7
L04a & L04b	TotalEnergies EP Nederland B.V.	7,9	6,9	8,7	5,2	7,7	8,5	8,4	8,0	6,9	4,4	6,5	8,2	87,3
L04c	Eni Energy Netherlands B.V.	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,3	0,0	0,4	0,5	0,4	0,4	0,5	4,4
L05a	Eni Energy Netherlands B.V.	24,7	22,0	23,0	21,7	22,5	17,9	0,0	21,9	19,7	21,0	18,7	22,0	235,1
L05b	Wintershall Noordzee B.V.	0,9	0,8	0,9	0,9	0,8	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,9
L05c	Wintershall Noordzee B.V.	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3	0,0						1,6
L06a-Diep	Wintershall Noordzee B.V.	1,6	1,4	1,5	1,4	1,2	0,7	0,0						7,7
L06b	Wintershall Noordzee B.V.	0,8	0,7	0,8	0,8	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5
L08a & L08c	Wintershall Noordzee B.V.	4,6	2,6	4,2	3,6	1,7	3,4	2,5	4,0	1,2	3,3	3,3	3,6	38,1
L08b, L08d & L08e	Wintershall Noordzee B.V.	3,7	2,8	3,5	3,2	2,5	3,1	0,7	1,2	0,3	1,0	1,0	1,0	24,0
L09	Tenaz Energy Netherlands B.V.	11,3	9,4	10,8	12,2	9,8	10,3	7,6	10,6	10,3	10,6	10,3	9,9	123,0
L10a, L10b & L11a	Eni Energy Netherlands B.V.	17,3	16,4	18,9	14,7	11,3	20,8	18,6	19,3	20,8	20,8	18,9	16,0	213,9
L11b	ONE-Dyas B.V.	2,5	1,4	2,0	2,7	1,4	1,9	1,9	2,5	1,0	1,8	2,4	2,1	23,4
L11c	ONE-Dyas B.V.	1,4	1,6	1,2	1,4	1,0	1,6	2,1	0,9	1,6	0,5	2,3	1,6	17,2
L12a	Eni Energy Netherlands B.V.	2,9	2,7	2,9	2,7	2,8	2,5	2,5	1,7	1,7	1,1	2,0	2,2	27,7
L12b & L15b	Eni Energy Netherlands B.V.	8,2	7,6	8,2	7,8	7,6	7,6	11,0	8,5	6,6	10,2	10,0	9,6	103,0
L13	Tenaz Energy Netherlands B.V.	19,1	20,3	22,6	22,5	12,3	17,8	21,5	21,0	19,9	20,5	19,4	15,5	232,5
L15c	Eni Energy Netherlands B.V.	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	2,2
M07a	ONE-Dyas B.V.	7,5	4,7	7,5	7,1	6,5	2,0	0,8	2,7	3,2	3,6	3,3	2,9	51,6
N04, N05 & N08	ONE-Dyas B.V.			46,6	55,7	54,3	59,8	60,9	62,0	60,5	54,9	45,5	41,0	541,2
N07a	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	1,0	0,8	1,0	1,0	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	11,2
P10a	Dana Petroleum Netherlands B.V.	0,01	0,01	0,01	0,04	0,02	0,1	0,1	0,1	0,1	0,05	0,5	0,5	1,5
P10b	Dana Petroleum Netherlands B.V.			0,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,6	0,4	0,2	1,3	1,2	5,3
P11b	Dana Petroleum Netherlands B.V.	6,2	6,4	5,6	2,4	0,0	0,4	3,7	7,2	6,2	6,4	6,6	4,7	55,9
P15a, P15d, P15e & P15f	TAQA Offshore B.V.	3,2	3,0	2,7	1,2	0,0	0,0	1,7	2,2	2,3	3,8	3,5	3,2	27,0
P15c, P15g, P15h & P15i	TAQA Offshore B.V.	0,1	0,5	0,1	0,01	0,0	0,0	0,01	0,04	0,04	0,05	0,05	0,03	1,0
P18a	TAQA Offshore B.V.	4,9	3,9	2,0	0,0									10,7
P18c	TAQA Offshore B.V.	0,3	0,2	0,1	0,0									0,7
Q01c-diep	Wintershall Noordzee B.V.	14,1	15,4	17,0	16,4	14,4	15,9	16,2	15,1	3,8	16,8	7,3	15,9	168,3
Q04a	Wintershall Noordzee B.V.	1,8	1,7	1,8	1,8	1,6	1,7	1,8	1,7	0,4	1,7	0,7	1,6	18,3
Q07a & Q10a	Kistos NL2 B.V.	14,4	12,4	10,6	3,9	0,0	0,0	8,8	14,8	12,3	11,3	10,6	9,5	108,5

Vergunning	Operator	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Totaal
Q13a	Eni Energy Netherlands B.V.	0,4	0,3	0,4	0,1	0,0	0,0	0,2	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3	3,2
Q16a	ONE-Dyas B.V.	1,6	1,3	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7
Totaal		516,7	468,6	554,6	521,7	433,7	476,4	520,0	528,6	385,4	484,8	469,0	502,7	5862,1

Productie op zee per stratigrafisch reservoir

Figuur 3.3 en Figuur 3.4 tonen de bijdrage per stratigrafisch reservoir aan de totale gasproductie uit de kleine velden op zee. Productie uit velden met meerdere reservoirs zijn met gearceerde kleuren weergegeven.

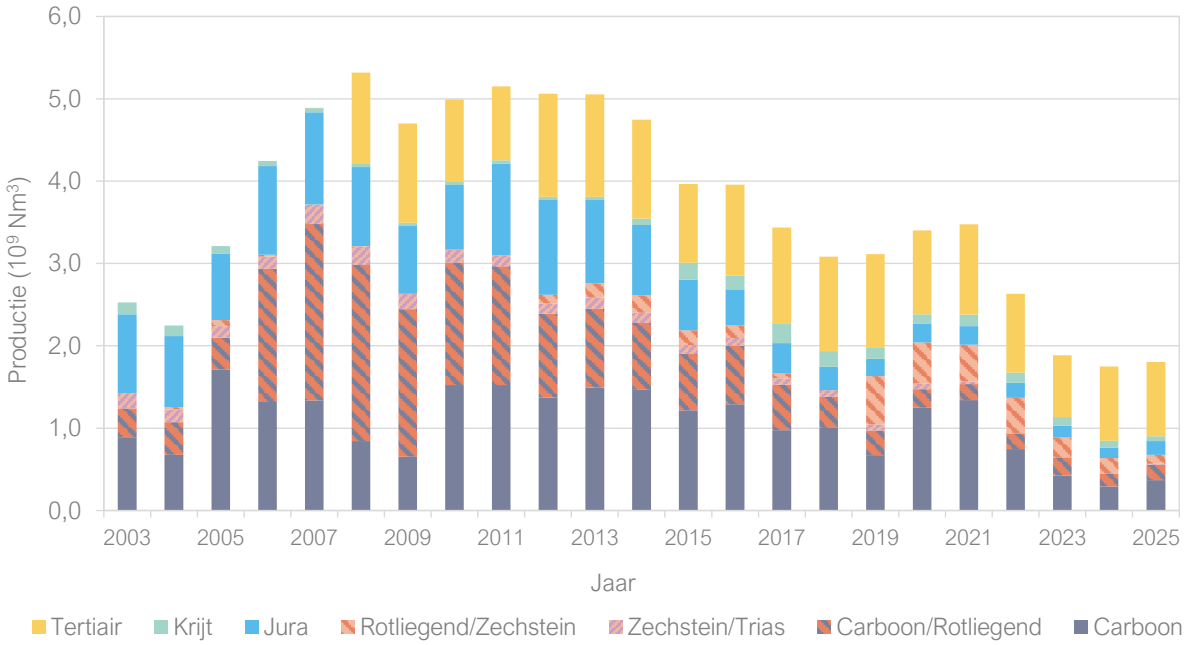
Figuur 3.3 laat alle producerende reservoirgroepen zien. Hieruit blijkt dat, net als op land, de bijdrage van de Rotliegend en Trias reservoirs dominant is. Van 2003 – 2007 groeit de productie nog licht, maar vanaf 2008 tot 2019 neemt deze gestaag af (0,7 tot 2,2 miljard Nm^3 per jaar). De sterk dalende trend in productie wordt in 2020 geremd, vooral door de start van de gaswinning uit gasveld D12-B (Carboon). Daarna zorgt de tegenvallende productie van Rotliegend, Zechstein en Carboon gasvelden voor eenzelfde daling die al zichtbaar was in de periode daarvoor. In 2024 en 2025 wordt deze daling gecompenseerd door een productietoename uit respectievelijk het Tertiair en het Rotliegend.



Figuur 3.3 Gasproductie op zee, per reservoir.

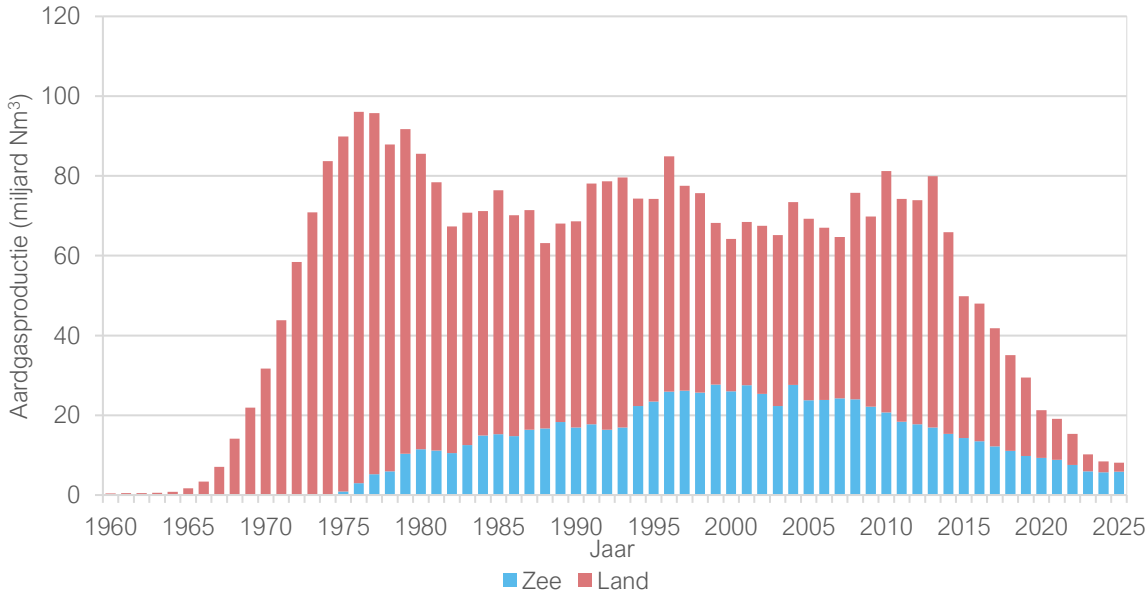
In Figuur 3.4 zijn de bijdragen van het Rotliegend en Trias reservoirs niet meegenomen, waardoor de bijdragen uit andere reservoirs aan de gasproductie beter zichtbaar zijn. Over de periode 2005 - 2007 is de bijdrage uit velden met gecombineerde Carboon–Rotliegend reservoir bijna verdrievoudigd, sinds 2008 neemt de productie uit dit gecombineerd reservoir weer geleidelijk af. Opmerkelijk is de bijdrage aan de aardgasproductie uit de zogenaamde 'shallow gas' reservoirs (Tertiair) in de noordelijke offshore in 2008. De productie uit het Tertiair blijft redelijk op peil doordat in 2015 het B13-FA veld in productie is genomen. De productiestart van Q10-A (Rotliegend/Zechstein) in 2019 en D12-B (Carboon) in 2020 hebben gezorgd

voor een omkering van de dalende trend over de periode 2016 t/m 2018. De productie in 2021 is opnieuw toegenomen ten opzichte van vorig jaar vanwege de hoge productie van A12-FA, D12-B en D12-D. Deze trend heeft zich vanaf 2022 niet voortgezet vanwege de snelle daling in de productie van de eerdere genoemde gasvelden D12-B en D12-D. Door de productietoename uit het Tertiair in 2024 (als gevolg van de startproductie van B10-FA) is de totale productie, ondanks de afname uit andere reservoirs, gestabiliseerd.



Figuur 3.4 Gasproductie op zee, per reservoir (exclusief Rotliegend en Trias reservoirs).

3.3 Historische gasproductie vanaf 1960



Figuur 3.5 Historische aardgasproductie 1960 – 2025. Onderliggende gegevens zijn te vinden in Excel overzicht tabblad B. N.B. De aardgasproductie wordt in dit figuur weergegeven voor gasvelden op land en op zee. Deze waarden kunnen licht afwijken van die in Hoofdstuk 3.1 en 3.2, waar de productie per vergunning wordt gepresenteerd.

3.4 Aardolie- en condensaatproductie in 2025

In onderstaande tabellen zijn de maandelijkse productiecijfers van aardolie en condensaat per winningsvergunning opgenomen. De productie per vergunning is een sommatie van de veldproductie, verdeeld naar rato van de veldoppervlakte in de vergunningen waaronder ze vallen. Door afronding van de productie per maand kunnen geringe schijnbare verschillen optreden met de totalen per jaar.

Een langjarig overzicht van de jaarproductie van aardolie wordt in Excel overzicht tabblad D gegeven.

Tabel 3.8 Productie van aardolie per vergunning in 2025 (in 1000 Sm^3)

Vergunning *	Operator	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Totaal
F02a	Dana Petroleum Netherlands B.V.	9,3	7,3	8,8	9,0	8,7	8,4	7,2	8,9	1,3	10,0	9,6	10,4	98,9
F03b	Eni Energy Netherlands B.V.	1,4	1,1	0,9	1,6	1,0	0,8	0,9	1,7	1,5	1,6	2,3	4,3	19,0
F06a	ONE-Dyas B.V.	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,8	3,3
P10a	Dana Petroleum Netherlands B.V.	0,1	0,3	0,3	0,4	0,3	0,5	0,6	0,7	0,6	0,4	1,3	1,2	6,7
P10b	Dana Petroleum Netherlands B.V.			0,1	7,5	7,0	4,3	1,8	2,8	1,8	0,8	9,9	4,2	40,4
P11b	Dana Petroleum Netherlands B.V.	1,0	1,6	1,7	0,7	0,0	2,0	3,0	3,4	3,2	2,2	4,9	5,5	29,3
P15a, P15d, P15e & P15f	TAQA Offshore B.V.	2,4	2,8	2,9	1,0	0,0	0,0	0,6	3,2	3,1	3,5	3,4	2,5	25,5
P15c, P15g, P15h & P15i	TAQA Offshore B.V.	0,3	0,3	0,4	0,1	0,0	0,0	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	3,2
Q13a	Eni Energy Netherlands B.V.	5,1	5,1	4,2	1,4	0,0	0,0	1,8	4,1	3,9	4,6	4,3	3,1	37,6
Rijswijk	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	10,0	9,3	7,0	8,7	9,1	8,3	7,3	8,0	8,4	8,8	9,2	7,1	101,3
Schoonebeek	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totaal		30,1	27,9	26,4	30,8	26,2	24,5	23,4	33,4	24,4	32,6	45,8	39,4	365,1

* Exclusief meegeproduceerde aardolie uit winningsvergunningen aardwarmte.

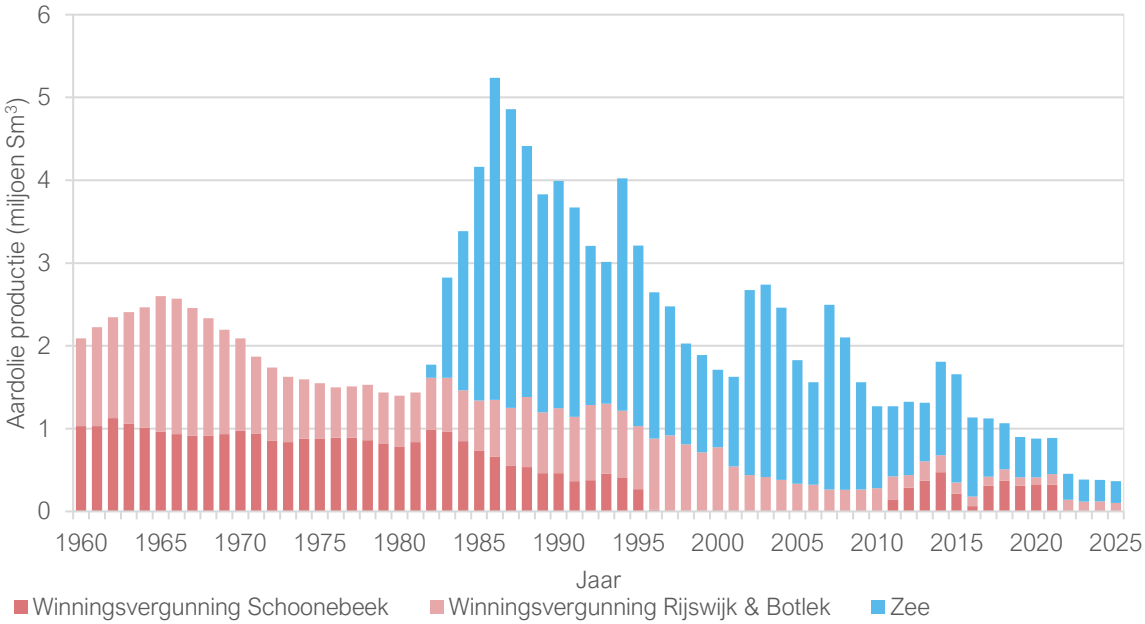
Tabel 3.9 Productie van gascondensaat * in 2025 (in 1000 Sm^3)

Vergunning	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Totaal
Op land **	2,9	3,2	3,9	3,4	4,1	4,0	4,3	5,0	3,3	3,5	4,4	3,7	45,6
Op zee	4,4	4,1	3,9	5,2	2,7	2,7	3,2	2,8	2,5	3,1	3,3	3,4	41,6
Totaal	7,3	7,3	7,8	8,6	6,8	6,7	7,5	7,8	5,9	6,6	7,7	7,1	87,2

* Gascondensaat wordt ook aangeduid met putgasbenzine of Natural Gas Liquids (NGL),

** Exclusief meegeproduceerd gascondensaat uit winningsvergunningen aardwarmte en exclusief geproduceerd gascondensaat uit de opslagvelden Alkmaar, Bergermeer, Grijpskerk en Norg (zie hoofdstuk 4).

3.5 Historische olieproductie vanaf 1960



Figuur 3.6 Historische aardolieproductie 1960 – 2025. Onderliggende gegevens zijn te vinden in Excel overzicht tabblad D. N.B. De aardolieproductie wordt in dit figuur weergegeven voor gasvelden op land en op zee. Deze waarden kunnen licht afwijken van die in Hoofdstuk 3.3 en 3.4, waar de productie per vergunning wordt gepresenteerd.

4.
Ondergrondse opslag

Dit hoofdstuk rapporteert over de ontwikkelingen rond de opslag van gassen en vloeistoffen in de Nederlandse ondergrond in 2025. Het hoofdstuk beschrijft de verschillende soorten van opslag en rapporteert de maandelijkse volumes aardgas en stikstof die in de ondergrond zijn opgeslagen en daaruit zijn teruggehaald. Het laatste deel van dit hoofdstuk geeft een overzicht van de geldende opslagvergunningen.

4.1 De verschillende soorten opslag in Nederland

Ondergrondse opslag is een bijzonder ruimte-effectieve methode om zeer grote volumes stoffen op te slaan. Er zijn verschillende vormen van opslag mogelijk in de Nederlandse ondergrond. Bijvoorbeeld opslag in poreuze lagen, waarbij stoffen worden opgeslagen in de poriën (de poriënruimte tussen de gesteentekorrels) van gedepleteerde aardgasvelden en watervoerende lagen (aquifers), of in door mens aangelegde ondergrondse holtes, zoals cavernes in steenzout en mijngangen in kolenlagen. Deze opslagsystemen kunnen onder meer worden ingezet voor de tijdelijke opslag van grondstoffen en/of energiedragers (zoals aardgas, stikstof en mogelijk ook waterstof) met laad- en ontlaadtijden die variëren van uren tot maanden. Daarnaast kunnen (bij)producten (zoals CO_2 en zoutwater) permanent worden opgeslagen, om de impact op het milieu te minimaliseren en/of bij te dragen aan het beperken van klimaatverandering.

Volgens de Mijnbouwwet[11] is voor het opslaan van stoffen in de ondergrond (op meer dan 100 m diepte) een opslagvergunning nodig en dient de vergunninghouder te beschikken over een goedgekeurd opslagplan. De opslagplannen bevatten informatie over de geologische setting, het opslagproces en het monitoringprogramma. In een aantal gevallen valt de injectie van stoffen in de bodem juridisch gezien niet onder “het opslaan” van stoffen zoals gedefinieerd in de Mijnbouwwet. Dit geldt bijvoorbeeld voor (i) de injectie van stikstof om bodemdaling tegen te gaan wanneer dit onderdeel uitmaakt van het winningsplan (zoals voor het gasveld De Wijk – Fase 2, inmiddels gestopt), en bij (ii) de her-injectie van formatie- of proceswater wat valt als onvermijdelijk meegeproduceerde stof onder de milieuwetgeving.

Nederland heeft bestaande ondergrondse opslagen voor aardgas (in gedepleteerde aardgasvelden en zoutcavernes), voor stikstof en aardolie (in zoutcavernes) en zoutwater (in diepe aquifers). Naast deze bestaande opslaglocaties zou de Nederlandse ondergrond in de toekomst vanuit technisch en geologisch oogpunt voldoende ruimte kunnen bieden voor de opslag van diverse nieuwe vormen van duurzame

[11] Mijnbouwwet Hoofdstuk 3 | https://wetten.overheid.nl/BWBR0014168/2025-03-29#Hoofdstuk3

energiedragers. Toekomstige energiescenario's voorzien een toenemende vraag naar grootschalige ondergrondse opslag voor het bufferen van energie om vraag en aanbod op elkaar af te stemmen. De meest concrete ontwikkelingen hierin zijn: waterstofopslag en hoge temperatuur warmteopslag (HT-ATES). In 2025 is de eerste waterstofopslag vergunning verleend voor een tijdelijke voorraad waterstof. Daarnaast lopen er projecten voor permanente opslag van CO_2, afgevangen uit industriële processen, waarbij de CO_2 zal worden opgeslagen in gedepleteerde aardgasvelden op de Noordzee.

4.2 Ontwikkelingen in tijdelijke opslag

Aardgasopslag

De seizoensgebonden variatie in de aardgasvraag (winter/zomer) in Nederland werd lange tijd opgevangen met de variatie van de productie uit het Groningenveld. Een belangrijke reden hiervoor was dat daardoor de kleine velden op constante snelheid konden produceren (onderdeel van het kleineveldenbeleid). Naarmate de reserves in het Groningenveld afnamen, liep de druk, en daarmee de flexibiliteit in de productiesnelheid, van het Groningenveld geleidelijk terug. Om toch voldoende flexibiliteit te houden om de schommeling in de gasvraag te kunnen opvangen en zodoende de leveringszekerheid van aardgas te kunnen garanderen, zijn er sinds 1997 successievelijk vier ondergrondse gasopslagen (Underground Gas Storage - UGS) in gebruik genomen in (voormalige) gasvelden. Dit zijn: Norg, Grijpskerk, Alkmaar en Bergermeer. Sinds 2011 is daarnaast in Zuidwending de eerste gasopslag in zoutcavernes in gebruik genomen.

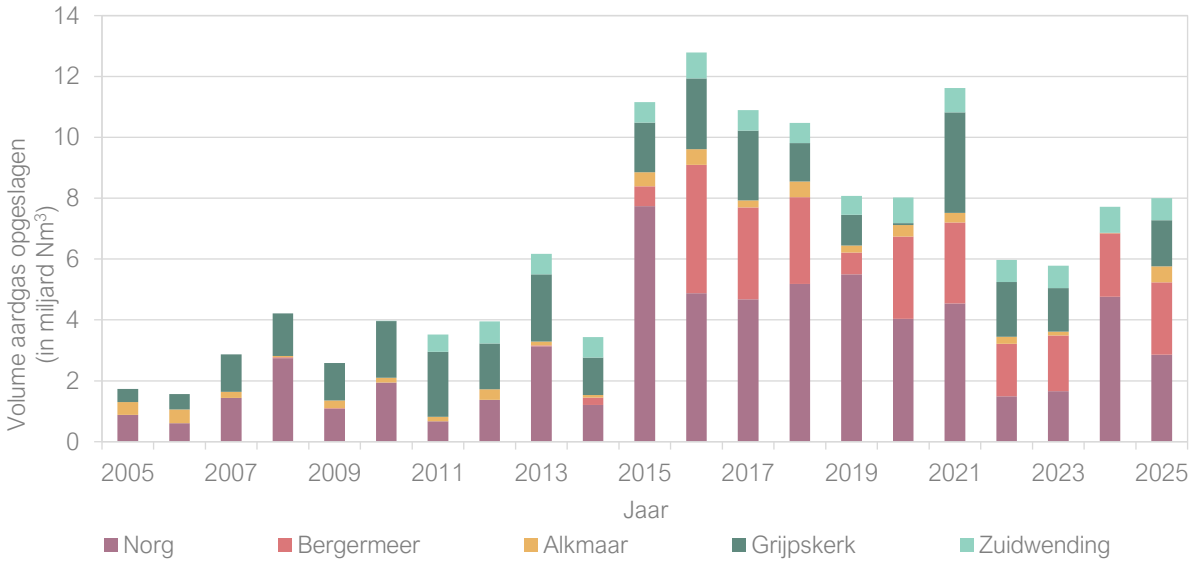
Het aardgas in de opslag van Norg (laag-calorisch gas/pseudo-Groningengas) en Grijpskerk (hoog-calorisch gas t/m 2022, daarna laag-calorisch gas) wordt gebruikt om seizoensgebonden schommelingen in de vraag op te vangen. De gasopslagen in Alkmaar en Zuidwending (laag-calorisch gas) zijn vooral voor het opvangen van piekvragen van één of meerdere dagen en, in het geval van Zuidwending, ook voor verkoop wanneer dit commercieel interessant is (spot market). Als laatste is de opslag in Bergermeer (hoog-calorisch) tot op heden primair gericht op de internationale handel in gas.

Figuur 4.1 en Figuur 4.2 tonen respectievelijk het opgeslagen en het afgevoerde volume aardgas van de vijf aardgasopslagen van de afgelopen 20 jaar. Vanaf 2015[12] is de gebruikte capaciteit van de opslag in Norg sterk gestegen door het verhogen van het werkvolume van 3 naar 6 miljard Nm^3.

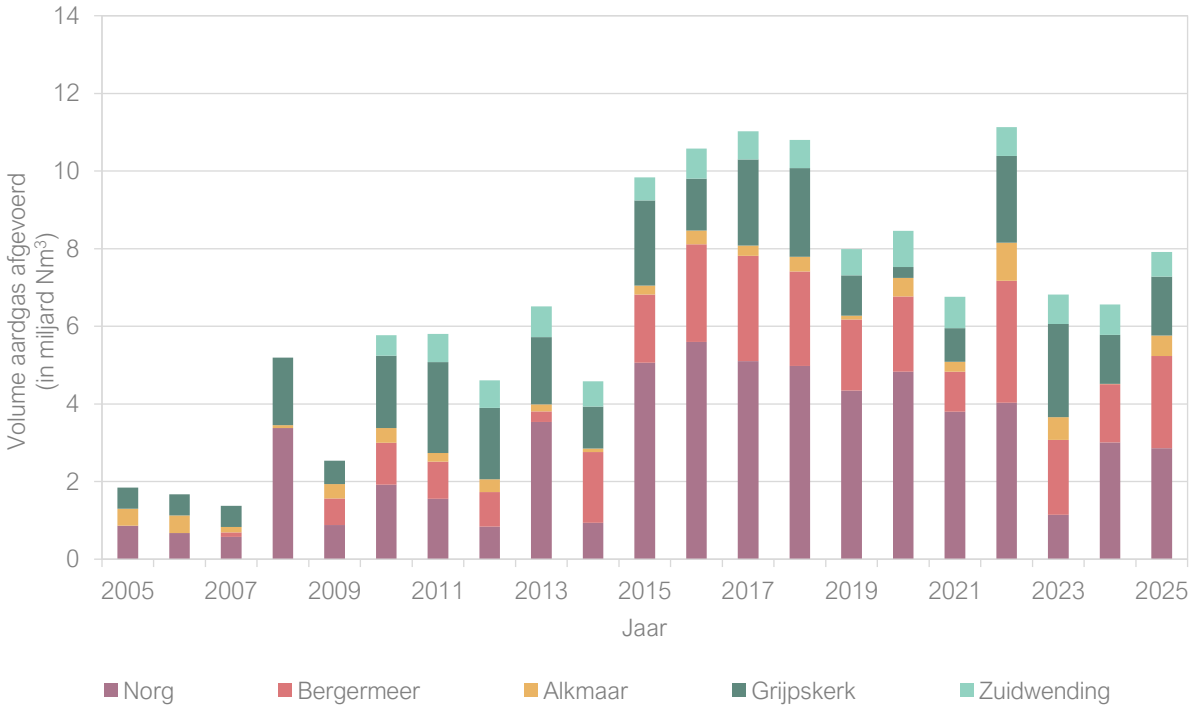
De start van de oorlog in Oekraïne en de volatiele gasprijzen hebben in 2022 geleid tot nieuwe EU-wetgeving voor ondergrondse gasopslagen. De nieuwe wetgeving stelt doelen voor de minimale vulgraden van de gasopslagen op meerdere momenten in het jaar, om zo de continuïteit van de gasvoorziening in de EU te garanderen. Figuur 4.3 toont de totale vullingsgraad van alle ondergrondse aardgasopslagen in Nederland sinds 2022. De voorraden van alle vijf ondergrondse opslagen individueel gedurende 2025 is te zien in Figuur 4.4. Op 1 november 2025 was de totale vulgraad 73% wat één procentpunt onder de EU-vulverplichting van 74%[13]. Op EU-niveau blijft de behaalde vulgraad binnen de toegestane 10%-marge ten opzichte van de vulverplichting van 74% tussen 1 oktober en 1 december, die bij moeilijke omstandigheden door een lidstaat kan worden aangehaald. Naast de EU-vulverplichting heeft Nederland ook een nationaal streefdoel van 80% per 1 november hier viel de vulgraad 7%-punt onder.

[12] in 2019 bijgesteld van 7 naar 6 miljard Nm^3

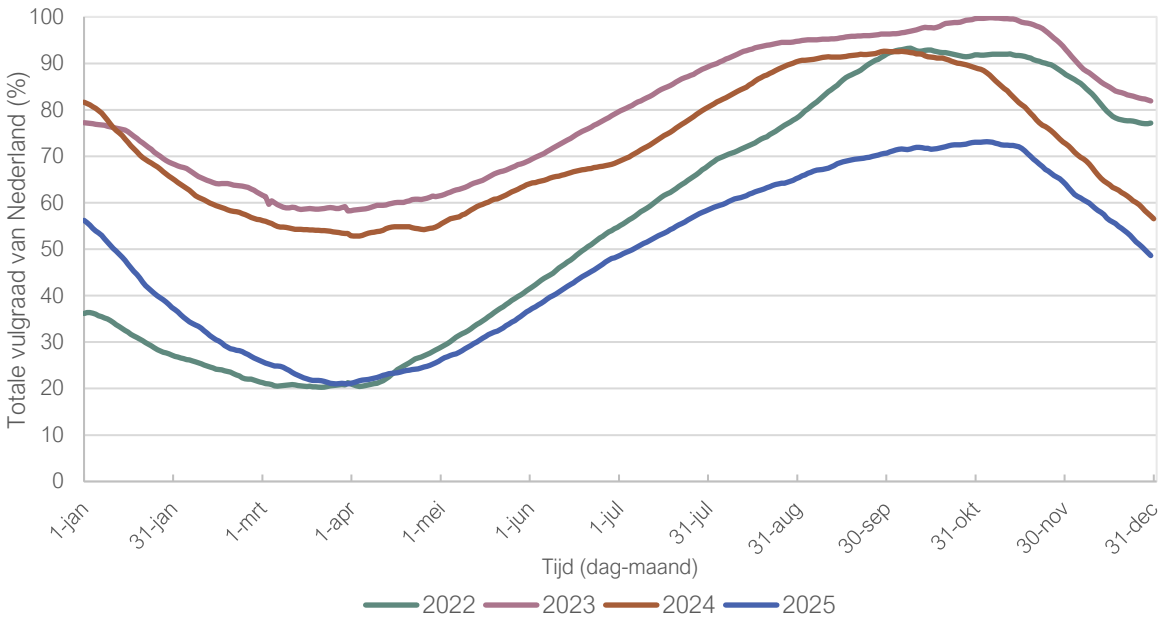
[13] Voorzienings- en leveringszekerheid energie | Tweede Kamer der Staten-Generaal



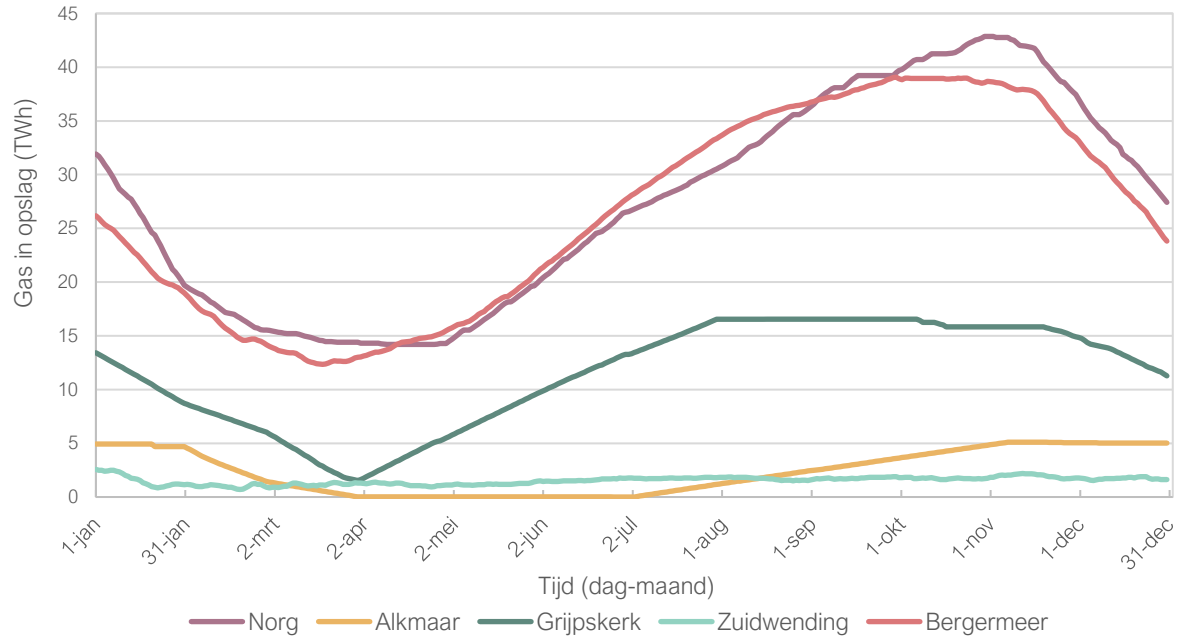
Figuur 4.1 Opgeslagen volume aardgas per UGS-locatie van 2005-2025.



Figuur 4.2 Afgevoerd volume aardgas per UGS-locatie van 2005-2025.



Figuur 4.3 Historische totale vulgraad (in %) van alle ondergrondse aardgasopslaglocaties in Nederland sinds 2022. Databron: Gas Infrastructure Europe (GIE)- AGSI+ (Aggregated Gas Storage Inventory)[14] voor dagelijkse rapporten over de ondergrondse gasvoorraden in de EU27 en omliggende landen).



Figuur 4.4 Gas in opslag (TWh) in 2025 per ondergrondse aardgasopslaglocatie in Nederland. Databron: Gas Infrastructure Europe (GIE): AGSI+ (Aggregated Gas Storage Inventory)[3] voor dagelijkse rapporten over de ondergrondse gasvoorraden in de EU27 en omliggende landen.

[14] https://agsi.gie.eu/

Eventuele piekvraag naar aardgas in Nederland, bijvoorbeeld tijdens zeer koude winterperioden, kan ook worden opgevangen door geïmporteerd aardgas uit het buitenland dat via internationale pijpleidingen en LNG terminals wordt aangevoerd. Op de Maasvlakte is er een terminal (GATE) waarin vloeibaar aardgas (LNG) wordt opgeslagen in bovengrondse tanks (aanzienlijk kleiner dan ondergrondse opslag). In 2025 is de bouw van een extra LNG opslag tank begonnen die de capaciteit voor LNG zal vergroten. In de Eemshaven is daarnaast een tijdelijke LNG terminal (EET). In 2025 werden er gesprekken gehouden om de Eemshaven terminal langer operationeel te houden na de geplande einddatum van 2027[15].

Waterstofopslag

Momenteel wordt gewerkt aan de ontwikkeling om gasvormige waterstof op te slaan in zoutcavernes. Hiervoor loopt de projectprocedure voor het eerste project: HyStock in de gemeente Veendam. In 2025 is de eerste opslagvergunning voor waterstofopslag verleend die wordt aangeduid als Zuidwending (zie Tabel 4.5). Deze waterstof opslagcaverne bevindt zich naast de opslagcavernes voor aardgas van de aardgas opslagvergunning Zuidwending[16]. De waterstofopslag volgens de huidige planning in 2031 operationeel zijn. Hiervoor zal nog wel een opslagplan moeten worden goedgekeurd. Daarnaast is het voornemen om nog drie aanvullende cavernes voor waterstofopslag te ontwikkelen in Zuidwending.

Opslag van stikstof en gasolie

Naast de ondergrondse aardgas opslagen zijn er nog twee andere ondergrondse opslagtypes in Nederland. In Twente (in de opslagvergunning Twenthe-Rijn De Marssteden) wordt een strategische gasolievoorraad opgeslagen en in Winschoten (Heiligerlee) wordt stikstof opgeslagen die wordt aangewend om hoogcalorisch gas om te zetten naar laagcalorisch pseudo-Groningen gas. Hierbij is de vergunning in Winschoten verdeelt in twee gebieden. Een klein gebied (Winschoten II, vergunninghouder Gasunie) gedefinieerd door de ligging van de zoutcaverne waar stikstof in wordt opgeslagen en afgevoerd. Het grote gebied (Winschoten III, vergunninghouder Nobian) is beschikbaar als een potentieel gebied waar aanvullende, geschikte cavernes kunnen worden ontwikkeld voor opslag.

4.3 Ontwikkelingen in permanente opslag

CO_2 opslag

In het Nederlandse gedeelte van de Noordzee is er een grote potentiële capaciteit voor CO_2-opslag in gedepleteerde aardgasvelden[17] en aquifers[18]. Er zijn vergevorderde plannen om gedepleteerde aardgasvelden op zee in de komende jaren te gebruiken om een capaciteit te leveren voor de permanente opslag van CO_2. Momenteel zijn er vier grote CO_2-opslagprojecten in ontwikkeling Porthos, Aramis, Abeona en Kompas

In het Porthos-project dat voor de kust van Zuid-Holland ligt (Figuur 4.5) is het plan om CO_2 op te slaan in twee verlaten gasvelden. Uiterlijk in 2041 moet maximaal 8 Mton CO_2 opgeslagen zijn in het verlaten

[15] Projectupdates EemsEnergyTerminal, 3-2-2025 | (https://www.gasunie.nl/projecten/eemsenergyterminal).
[16] Energiebuffer Zuidwending: Project Hystock Waterstofopslag | https://www.rvo.nl/onderwerpen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/zuidwending
[17] CO2 storage capacity in depleted gas fields offshore the Netherlands. Porfolio study | https://www.nlog.nl/kennisbank
[18] A map-based analysis of the theoretical CO_2 storage capacity in the Rotliegend aquifer of the Dutch offshore | https://www.nlog.nl/kennisbank

gasveld P18-4 en 32 Mton CO_2 in het aangrenzende verlaten gasveld P18-2. Hiervoor is in 2013 de opslagvergunning verleend voor het P18-4 gasveld en in 2022 is de vergunning gewijzigd vanwege een integrale aanpak met de opslag in P18-2. Deze vergunning is nog niet van kracht omdat alle bijhorende plannen nog niet zijn goedgekeurd. Deze plannen, bestaande uit een risicobeheers-, corrigerende maatregelen-, monitorings- en sluitingsplan, worden later (ten minste zes maanden vóór de start van de CO_2 injectie) in het vergunningstraject ingediend. Porthos is naar verwachting in 2027 operationeel en start dat jaar met de injectie van CO_2.

Voor het Aramis-project zijn in de periode van 2022-2025 meerdere vergunningen aangevraagd. Het Aramis project is van plan om CO_2 op te slaan in de gedepleteerde gasvelden K14-FA, L04-A, L09-FF en L10-ALBE (Figuur 4.5). Deze vergunningen zijn nog in behandeling. Het Abeona project is een transport en opslag project van de Petrogas groep om bestaande infrastructuur te herontwikkelen voor CO_2 transport naar de gedepleteerde olievelden Helm en Helder. Het Kompas project is een CO_2 opslag project van ONE-DYAS waarbij het plan is om doormiddel van een aflaadstation voor schepen CO_2 op te slaan in het gedepleteerde gasveld Q16-FA. Voor dit laatste project is in 2025 een nieuwe opslagvergunning aangevraagd voor Q16-FA.

In 2025 zijn in de Q-blokken twee concurrerende opsporingsvergunningen aangevraagd, gericht op het onderzoek van de mogelijkheid tot CO_2-opslag in aquifers en/of gedepleteerde gasvelden op zee.

Om de ontwikkeling van CO_2 opslagprojecten te stimuleren komen deze Nederlandse bedrijven die van deze projecten gebruik maken in aanmerking voor de Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++). Dit is een subsidie voor bedrijven en non-profitorganisaties die grootschalig hernieuwbare energie opwekken of de CO_2-uitstoot verminderen. In totaal was in 2025 een budget van 8 miljard euro beschikbaar, waarvan een gedeelte is aangevraagd voor CO_2-projecten[19].

Opslag zoutwater

De opslagvergunning Andijk is bestemd voor de permanente opslag van de filtraatresten die ontstaan bij de zuivering van water uit het IJsselmeer tot drinkwater. Bij deze zuiveringsstap blijft geconcentreerd zoutwater over, dat geïnjecteerd wordt in een brak watervoerende pakket op een diepte circa 100 tot 500 meter. Ondanks de geringe diepte waarop dit water wordt geïnjecteerd, houdt de mijnbouwwet ook rekening met de permanente ondergrondse opslag van deze filtraatresiduen. Daarnaast wordt in Nederland ook productiewater, dat wordt mee geproduceerd bij de winning van olie en gas, terug geïnjecteerd in de formatie van herkomst. Hiervoor is geen opslagvergunning nodig, gezien deze activiteit onder de winnings- en/of milieuvergunning valt.

[19] Kamerbrief SDE++ openstelling 2024 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl

4.4 Opgeslagen en afgevoerde volumes in 2025

De maandelijkse volumes aardgas en stikstof die in 2025 zijn opgeslagen in en teruggehaald uit de ondergrond staan per vergunning vermeld in onderstaande tabellen. De gegevens zijn verstrekt door de vergunninghouders.

Tabel 4.1 Opgeslagen aardgas (in miljoen Nm^3) in 2025.

Vergunning	Operator	Totaal	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
Alkmaar	TAQA	521	0	12	0	3	0	0	115	124	117	123	28	0
Bergermeer	TAQA	2.378	0	0	65	220	474	583	494	285	213	40	4	0
Grijpskerk	NAM	1.519	0	0	0	403	416	370	331	0	0	0	0	0
Norg	NAM	2.859	0	0	0	11	527	665	408	568	338	343	0	0
Zuidwending	Energy-Stock	634	49	76	102	42	56	42	34	20	68	39	57	48
Totaal		7.911	49	88	167	678	1.473	1.659	1.381	997	736	545	89	48

Tabel 4.2 Afgevoerd aardgas (in miljoen Nm^3) in 2025

Vergunning	Operator	Totaal	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
Alkmaar	TAQA	217	23	43	142	0	0	0	0	0	0	0	4	5
Bergermeer	TAQA	2.507	644	326	167	2	0	0	0	0	2	72	460	835
Grijpskerk	NAM	1.712	483	261	440	0	0	0	0	0	0	72	93	364
Norg	NAM	3.374	1256	422	116	19	0	0	0	0	0	0	576	985
Zuidwending	Energy-Stock	729	191	100	65	60	18	30	29	35	31	53	55	63
Totaal		8.541	2.596	1.152	930	81	18	30	29	35	33	196	1.188	2.252

Tabel 4.3 Opgeslagen stikstof (in miljoen Nm^3) in 2025.

Vergunning	Operator	Totaal	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
Winschoten II	Gasunie	55,5	0,6	10,5	3,7	2,3	1,9	1,2	10,4	0,0	12,1	3,8	4,3	4,8

Tabel 4.4 Afgevoerd stikstof (in miljoen Nm^3) in 2025.

Vergunning	Operator	Totaal	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
Winschoten II	Gasunie	56,5	6,9	4,9	3,2	5,7	4,7	3,8	5,7	6,4	4,2	7,1	0,9	3,0

4.5 Vergunningen voor opslag in 2025

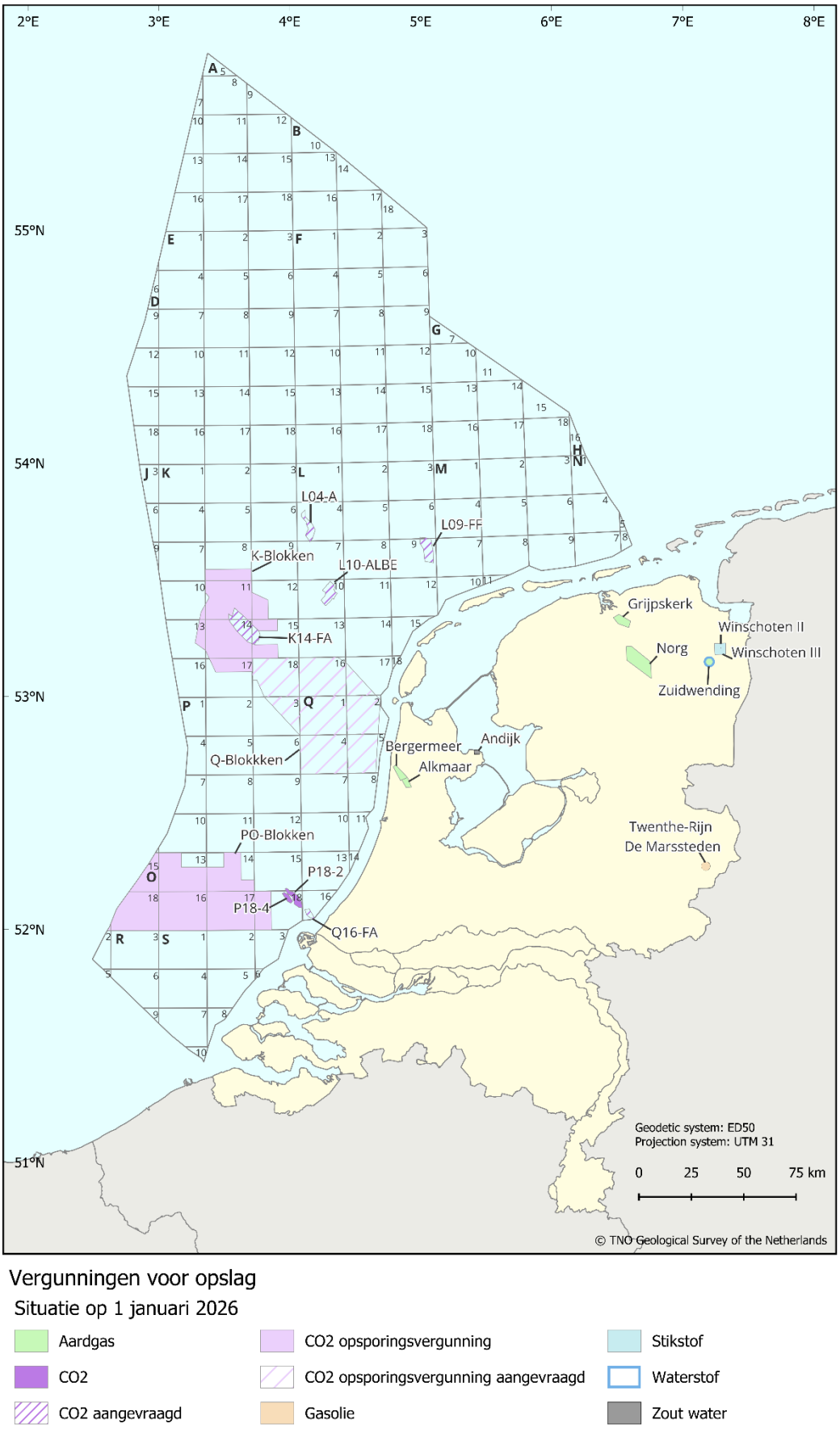
In 2025 is op land één nieuwe opslagvergunning voor waterstof verleend binnen de vergunningsgrenzen van de al lopende gasopslagvergunning van Zuidwending (zie hoofdstuk 8.3).

Op zee is in 2025 één opsporingsvergunning voor de opslag van CO_2 in de Q-blokken en zijn twee opslagvergunningen aangevraagd voor Q16-FA en L09-FF. Uit voorgaande jaren zijn er nog drie opslagvergunningen (K14-FA, L04-A, L10-ALBE) voor de opslag van CO_2 in aanvraag (zie Hoofdstuk 8.3).

Per 1 januari 2026 waren er tien opslagvergunningen van kracht. De opslagvergunningen P18-2 en P18-4 voor CO_2 zijn wel verleend, maar nog niet van kracht. Een overzicht van alle opsporings-opslagvergunningen is te vinden in Tabel 4.5 en Excel overzicht tabblad G. Figuur 4.5 toont de kaart met de ligging van de huidige verleende en aangevraagde opslagvergunningen.

Tabel 4.5 Opslagvergunningen op land en zee per 1 januari 2026.

Vergunning	Verleend	Uitvoerder	Product	Status
Alkmaar	01-04-2003	TAQA	Aardgas	Van kracht
Bergermeer	08-01-2007	TAQA	Aardgas	Van kracht
Grijpskerk	01-04-2003	NAM	Aardgas	Van kracht
Norg	01-04-2003	NAM	Aardgas	Van kracht
Zuidwending	11-04-2006	EnergyStock	Aardgas	Van kracht
Twenthe-Rijn de Marssteden	02-10-2010	Nobian Salt B.V.	Gasolie	Van kracht
Winschoten II	15-11-2010	Gasunie (GTS)	Stikstof	Van kracht
Winschoten III	15-11-2010	Nobian Salt B.V.	Stikstof	Van kracht
Andijk	12-12-2019	PWN	Zout water	Van kracht
P18-4	20-07-2013	TAQA	Kooldioxide	Verleend
P18-2	13-07-2022	TAQA	Kooldioxide	Verleend
Zuidwending	24-6-2025	EnergyStock	Waterstof	Van kracht



Figuur 4.5 (Aangevraagde) opsporings- en opslagvergunningen per 1 januari 2026 (zie Excel overzicht tabblad G).

5.
Aardwarmte

Hoofdstuk 5 rapporteert de Nederlandse aardwarmte exploratie- en productie-ontwikkelingen over het jaar 2025. Dit wordt gedaan aan de hand van overzichten van de hoeveelheid aardwarmteproductie en bijvangst, het aantal gerealiseerde aardwarmteproductie-installaties, het aantal beëindigde aardwarmteboringen en als laatste de aardwarmtevergunningen.

5.1 Aardwarmteproductie in 2025

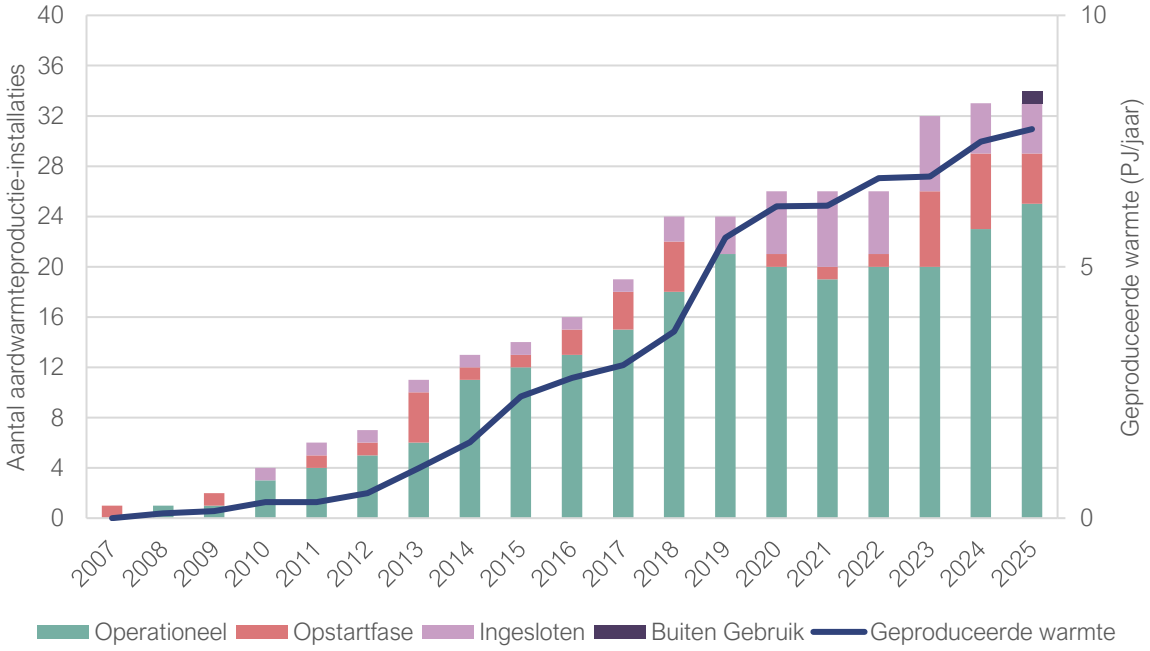
De cumulatieve gerapporteerde aardwarmteproductie[20] in 2025 bedraagt 7,737 PJ[21] (Figuur 5.1). Dit is 0,246 PJ meer dan in 2024. De totale cumulatieve aardwarmteproductie vanaf 2008 t/m 2025 bedraagt 62,613 PJ.

Figuur 5.2 geeft een overzicht van de Nederlandse aardwarmteproductie per maand. In dezelfde grafiek wordt ook het aantal productie-installaties weergegeven dat heeft bijgedragen aan de maandelijkse productie.

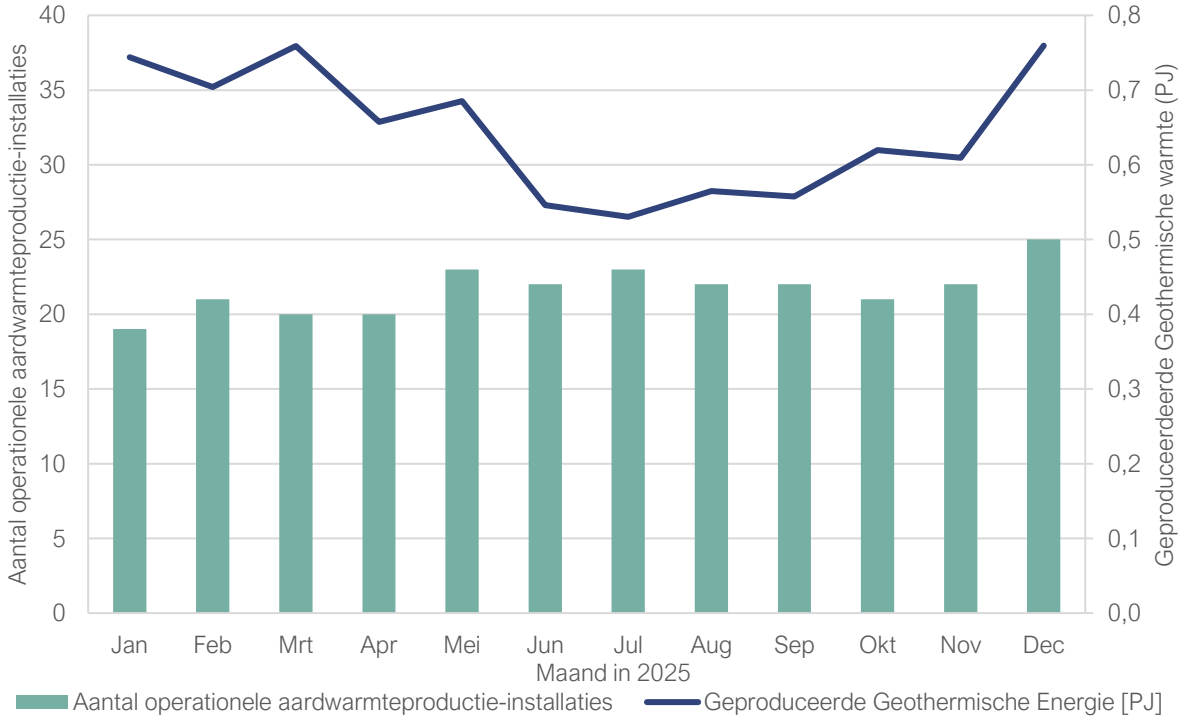
Bij de productie van aardwarmte komen beperkte hoeveelheden aardgas en soms ook aardolie mee naar boven. Aardgas is opgelost in het formatiewater en komt vrij wanneer de druk van het productiewater in de productie-installatie onder het "*bubble point*" zakt. Van 2018 t/m 2024 werd uitsluitend aardgas meegeproduceerd. Voor 2018 en opnieuw in 2025 is ook een geringe hoeveelheid olie meegeproduceerd (zie Tabel 5.1).

[20] De geproduceerde warmte van Energiecentrale Mijnwater Heerlen wordt niet meegenomen in de gerapporteerde aardwarmteproductie. Deze productie-installatie is in 2006 gerealiseerd en valt vanwege de diepte van de putten deels onder de Mijnbouwwet, maar is technisch gezien een warmte-koudeopslaginstallatie (WKO). Daarom wordt deze productie-installatie in dit hoofdstuk niet behandeld of afzonderlijk genoemd.

[21] 1 Petajoule (PJ) = 10^{15} Joule



Figuur 5.1 De jaarproductie aan aardwarmte (PJ/jaar) van 2007 tot en met 2025, weergegeven samen met het aantal aardwarmteproductie-installaties, onderverdeeld naar de statussen operationeel, ingesloten, opstartfase en buiten gebruik. Tot en met 2013 is de jaarproductie afkomstig uit: Hernieuwbare energie in Nederland 2013. Centraal Bureau voor de Statistiek, Den Haag/Heerlen, 2014. ISBN: 978-90-357-1857-9.



Figuur 5.2 Maandelijkse aardwarmteproductie in 2025 en het aantal aardwarmteproductie-installaties dat per maand heeft bijgedragen aan de gerapporteerde productie. NB: niet alle installaties zijn het volledige jaar operationeel.

Tabel 5.1 Overzicht van jaarlijks geproduceerde aardwarmte, meegeproduceerd gas en meegeproduceerde olie.

Jaar	Geproduceerde warmte (PJ)	Meegeproduceerd gas (x1000 Nm^3)	Meegeproduceerde olie (Sm^3)
2008	*[1] 0,096	-	-
2009	*[1] 0,142	-	-
2010	*[1] 0,318	-	-
2011	*[1] 0,316	-	-
2012	*[1] 0,495	-	-
2013	*[1] 0,993	-	-
2014	1,509	3.267	429
2015	2,417	4.378	186
2016	2,792	7.670	130
2017	3,042	8.100	31
2018	3,714	12.367	0
2019	5,578	19.914	0
2020	6,199	22.617	0
2021	6,216	22.394	0
2022	6,762	24.596	0
2023	6,796	22.970	0
2024	7,491	27.363	0
2025	7,737	29.650	7

*[1] Getal afkomstig uit: Hernieuwbare energie in Nederland 2013. Centraal Bureau voor de Statistiek, Den Haag/Heerlen, 2014. ISBN: 978-90-357-1857-9.
- Niet of niet volledig gerapporteerd.

5.2 Aardwarmteproductie-installaties in 2025

De huidige portfolio aan aardwarmteproductie-installaties bestaat volledig uit open geothermiesystemen[22]. Het totale aantal aardwarmteproductie-installaties dat momenteel in gebruik[23] is, bedraagt 33 (Figuur 5.1 & Tabel 5.2). In 2025 waren hiervan 25 installaties operationeel of deels operationeel[24]. Van de overige acht installaties zijn er vier ingesloten[25] en bevinden vier zich in de opstartfase[26].

In 2025 is één installatie buiten gebruik[27] gesteld; de putten zijn hierbij afgesloten met cementpluggen en opgeruimd. Het cumulatief aantal gerealiseerde aardwarmteproductie-installaties sinds 2007 bedraagt 34.

[22] Een open geothermiesysteem bestaat uit minimaal één productie- en één injectieput. Warm water wordt uit het geothermiereservoir opgepompt, waarna in de oppervlakte-installatie via een warmtewisselaar de warmte wordt onttrokken. Het afgekoelde water wordt vervolgens in hetzelfde geothermiereservoir terug geïnjecteerd. Ondergronds stroomt het geothermiewater door het reservoir van de injectieput naar de productieput; hierbij wordt gebruik gemaakt van de natuurlijke doorlatendheid van het reservoirgesteente.
[23] De statussen 'operationeel', 'ingesloten' en 'opstartfase' worden volgens de Mijnbouwwet aangemerkt als 'in gebruik'.
[24] Een installatie krijgt de status 'operationeel' wanneer over het betreffende jaar warmteproductie wordt gerapporteerd conform art. 111 & 119 van het Mijnbouwbesluit.
[25] Een installatie krijgt de status 'ingesloten' wanneer over het betreffende jaar productie gelijk aan 0 wordt gerapporteerd conform art. 111 & 119 van het Mijnbouwbesluit, mits in eerdere jaren wel productie groter dan 0 is gerapporteerd.
[26] Een installatie krijgt de status 'opstartfase' wanneer de realisatie van de putten succesvol is afgerond en er vanaf dat moment nog geen productiegegevens zijn gerapporteerd conform art. 111 & 119 van het Mijnbouwbesluit.
[27] Een installatie krijgt de status 'buiten gebruik' wanneer alle putten zijn opgeruimd conform art. 8.5.2.1 van de Mijnbouwregeling.

Tabel 5.2 Aardwarmteproductie-installaties in 2025, met daarbij de putten van de installatie, de vergunning waarbinnen het systeem valt, de status van de installatie en de (beoogde/historische) afzet.

	Naam productie-installatie	Putten	Vergunning aardwarmte	Status	Afzet
1	Bleiswijk Geothermie 1	VDB-GT-101 & 2	Bleiswijk II	Operationeel	Glastuinbouw
2	Bleiswijk Geothermie 2	VDB-GT-5 & 6	Bleiswijk 1b	Opstartfase	Glastuinbouw
3	Pijnacker-Nootdorp Geothermie	PNA-GT-5 & 6	Pijnacker-Nootdorp 4	Operationeel	Hybride
4	Den Haag Geothermie	HAG-GT-1 & 2	Den Haag	Operationeel	Bebouwde Omgeving
5	Pijnacker-Nootdorp Zuid Geothermie	PNA-GT-3 & 4	Pijnacker-Nootdorp 5	Operationeel	Glastuinbouw
6	Koekoekspolder Geothermie	KKP-GT-1, 2 & 3	Kampen	Operationeel	Glastuinbouw
7	Honselersdijk Geothermie	HON-GT-1 & 2	Honselersdijk	Ingesloten	Glastuinbouw
8	Californië Geothermie	CAL-GT-1, 2 & 3	Californië IV	Ingesloten	Glastuinbouw
9	Middenmeer Geothermie 1	MDM-GT-6 & 1	Middenmeer I	Ingesloten	Glastuinbouw
10	Middenmeer Geothermie 3	MDM-GT-2 & 5	Middenmeer I	Operationeel	Glastuinbouw
11	Heemskerk Geothermie	HEK-GT-1 & 2	Heemskerk	Operationeel	Glastuinbouw
12	Middenmeer Geothermie 2	MDM-GT-7 & 11	Middenmeer II	Operationeel	Glastuinbouw
13	De Lier Geothermie	LIR-GT-1 & 2	De Lier	Operationeel	Glastuinbouw
14	Vierpolders Geothermie	BRI-GT-1 & 2	Vierpolders	Operationeel	Glastuinbouw
15	Californië Geothermie 2	CAL-GT-4 & 5	Californië V	Ingesloten	Glastuinbouw
16	Poeldijk Geothermie	PLD-GT-1 & 2	Poeldijk	Operationeel	Glastuinbouw
17	Kwintsheul Geothermie	KHL-GT-1 & 2	Kwintsheul	Operationeel	Glastuinbouw
18	Maasland Geothermie	MLD-GT-1 & 2	Maasland	Operationeel	Glastuinbouw
19	Lansingerland Geothermie	LSL-GT-1 & 2	Lansingerland	Operationeel	Glastuinbouw
20	Andijk Geothermie 1	ADK-GT-1 & 2	Andijk	Operationeel	Glastuinbouw
21	Andijk Geothermie 2	ADK-GT-3 & 4	Andijk	Operationeel	Glastuinbouw
22	Naaldwijk Geothermie	NLW-GT-1, 2, 3 & 4	Naaldwijk & Naaldwijk II	Operationeel	Hybride
23	Luttelgeest Geothermie 1	LTG-GT-1, 2, 3, 7, 8, 9, 10 & 11	Luttelgeest & Luttelgeest III	Operationeel	Glastuinbouw
24	Tinte Geothermie	TNT-GT-1 & 2	Oostvoorne	Operationeel	Glastuinbouw
25	Luttelgeest Geothermie 2	LTG-GT-4, 5 & 6	Luttelgeest II	Operationeel	Glastuinbouw
26	Maasdijk Geothermie 2	MSD-GT-3 & 4	Maasdijk I	Operationeel	Hybride
27	Maasdijk Geothermie 1	MSD-GT-1 & 2	Maasdijk I	Operationeel	Hybride
28	Maasdijk Geothermie 3	MSD-GT-5 & 6	Maasdijk I	Opstartfase	Hybride
29	Middenmeer Geothermie 4	MDM-GT-8 & 9	Middenmeer III	Operationeel	Glastuinbouw
30	Monster Geothermie	MON-GT-1 & 2	Monster I	Operationeel	Hybride
31	-	DEL-GT-1 & 2	Delft I	Opstartfase	Bebouwde Omgeving
32	-	VDB-GT-7 & 8	Zoetermeer I	Opstartfase	Glastuinbouw
33	Poeldijk Geothermie 2	PLD-GT-3 & 4	Poeldijk & Poeldijk II	Operationeel	Hybride
Z1	Zevenbergen Geothermie	ZVB-GT-1 & 2	Zevenbergen	Buiten Gebruik	Glastuinbouw

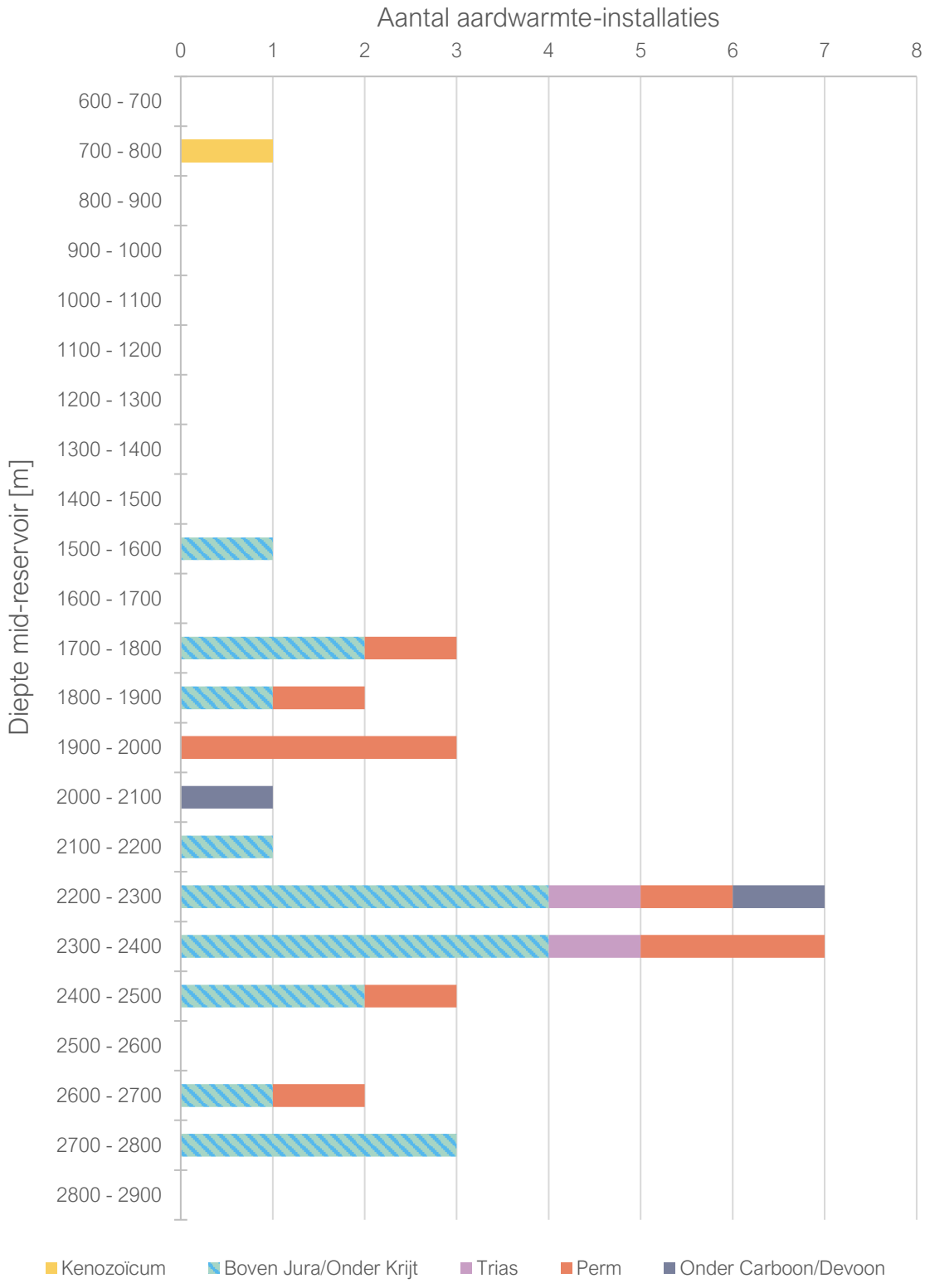
Tabel 5.2 en Figuur 5.3 geven een overzicht van de (beoogde dan wel historische) afzet van aardwarmte uit de aardwarmte-installaties. De geproduceerde warmte wordt, nu en in de toekomst, bij 24 installaties primair ingezet voor de verwarming van kassen in de glastuinbouw. Eén installatie die inmiddels buiten gebruik is gesteld, heeft in het verleden eveneens aardwarmte geleverd aan de glastuinbouw. Daarnaast leveren zeven projecten (in de toekomst) warmte aan zowel de bebouwde omgeving als aan de glastuinbouw (hybride levering). Tot slot leveren twee projecten – of beogen dit te doen – uitsluitend warmte aan de bebouwde omgeving.



Figuur 5.3 Aantal aardwarmteproductie-installaties, onderverdeeld in (beoogde of historische) afzet en status (operationeel, opstartfase, ingesloten of buiten gebruik).

De aardwarmte-installaties die tot nu toe zijn gerealiseerd, hebben een (beoogd of historisch) productief interval (reservoir) van verschillende geologische ouderdom op dieptes tussen 700 en 2800 meter onder N.A.P. (Figuur 5.4).

Voor het merendeel van de aardwarmte-installaties (19 installaties) betreft het productieve interval gesteenten uit het Boven-Jura en Onder-Krijt. Dit geldt voor vrijwel alle installaties in Zuid-Holland, met uitzondering van twee installaties die het Trias-reservoir ('Bontzandsteen') benutten. De tien installaties in Noord-Holland, Overijssel en Flevoland produceren uit gesteenten van Perm ouderdom ('Slochteren zandsteen'). Voor de twee installaties in het noorden van Limburg vormt het gesteente van Onder-Carboon tot Devoon ouderdom het productief interval. In Noord-Brabant is één installatie gerealiseerd die aardwarmte heeft gewonnen uit gesteenten van Kenozoïsche ouderdom ('Brussel zandsteen').

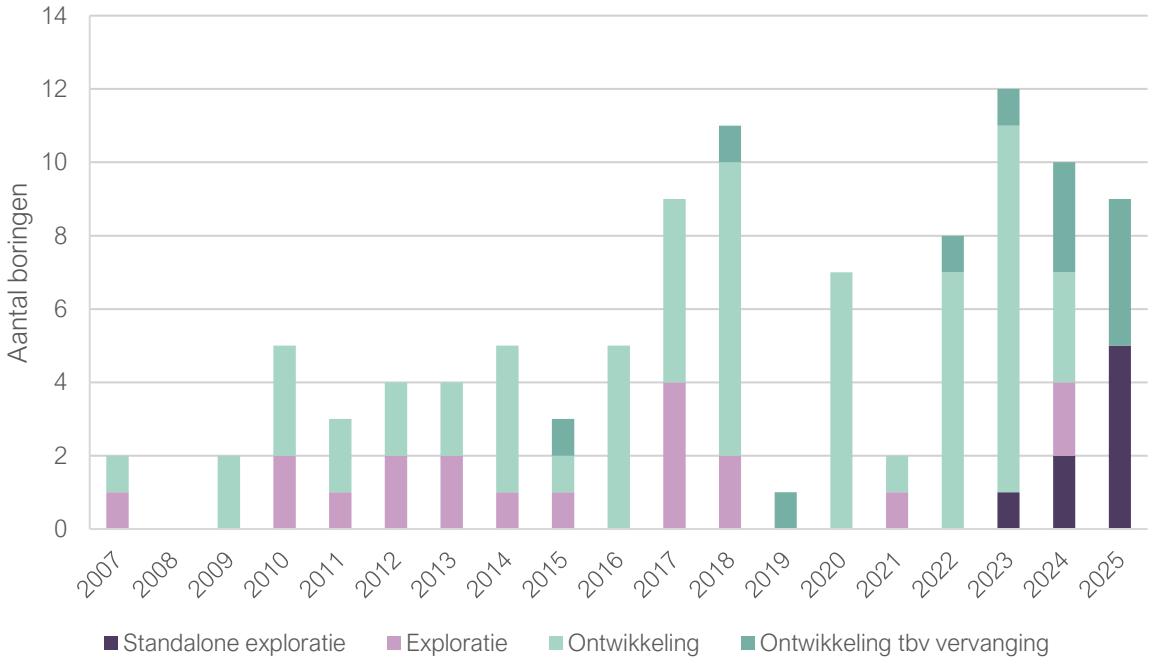


Figuur 5.4 Ouderdom en mid-reservoir diepte van het productieve interval van de tot nu toe gerealiseerde aardwarmte-installaties.

5.3 Aardwarmteboringen in 2025

In 2025 zijn negen aardwarmteboringen beëindigd (Hoofdstuk 11 en Figuur 5.5). Vijf van deze boringen zijn uitgevoerd voor het verkrijgen van gegevens voor zuiver wetenschappelijk onderzoek of voor het door de centrale overheid te voeren beleid en zullen geen deel uit van een productie-installatie. Twee boringen zijn succesvol gezet ter vervanging van eerder uitgevallen putten. De overige twee boringen vormen de voortzetting van een boorcampagne die in 2024 technisch mislukte, maar in 2025 alsnog succesvol is afgerond. Dit heeft geleid tot de realisatie van een nieuwe aardwarmteproductie-installatie binnen de vergunning Poeldijk II.

Vanaf 2007 zijn er in totaal 102 aardwarmteboringen gezet. Van deze boringen zijn 94 uitgevoerd als onderdeel van een aardwarmteproductie-installatie. In 2025 waren hiervan 29 productieputten en 31 injectieputten operationeel. De overige 34 boorgaten behoren tot installaties die zijn stilgelegd, zich in de opstartfase bevinden of waarvan de putten gedeeltelijk zijn vervangen door nieuwe boringen.



Figuur 5.5 Aantal succesvol afgeronde aardwarmteboringen beëindigd per kalenderjaar vanaf 2007. De boringen zijn onderverdeeld in: standalone exploratie[28], exploratie[29], ontwikkeling[30] en ontwikkeling t.b.v. vervanging[31].

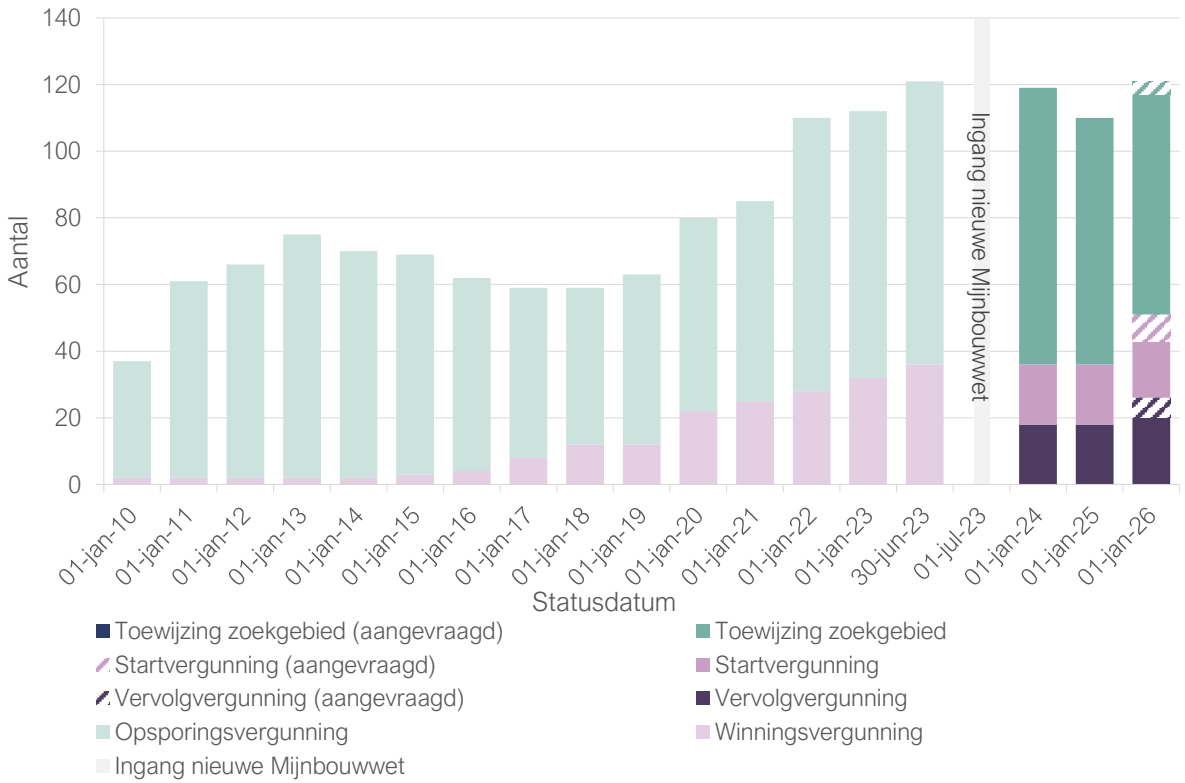
[28] Standalone exploratie: een boring gericht op het onderzoeken van de aanwezigheid en kwaliteit van de potentiële aquifers voor aardwarmtewinning, waarbij het boorgat direct na de boor- en testfase wordt geabandonneerd.
[29] Exploratie: een boring gericht op het onderzoeken van de aanwezigheid en kwaliteit van de potentiële aquifers voor aardwarmtewinning, waarbij in geval van succes het boorgat hergebruikt kan worden als put in een aardwarmteproductie-installatie.
[30] Ontwikkeling: een boring gericht op een reeds bewezen aquifer voor aardwarmtewinning op die locatie. De boring zal als put onderdeel zijn van een aardwarmteproductie-installatie.
[31] Ontwikkeling t.b.v. vervanging: een boring gericht op een reeds bewezen aquifer voor aardwarmtewinning, ter vervanging van of een uitgevallen put van een eerder gerealiseerde aardwarmteproductie-installatie of een eerdere mislukte boring. Dit kan gedaan worden d.m.v. een geheel nieuw boorgat of een zijtak van het eerdere boorgat.

5.4 Vergunningen voor aardwarmte in 2025

Er zijn drie typen aardwarmtevergunningen: "toewijzing zoekgebied", startvergunning en vervolgvergunning. De status van deze vergunningen kan "aangevraagd" of "van kracht" zijn. Tabel 5.3 geeft een overzicht van het aantal vergunningen en hun status op 1 januari 2026.
De mutaties over 2025 worden besproken in paragrafen 8.5, 8.6 en 8.7 van hoofdstuk 8. Een volledig overzicht van alle geldende aardwarmtevergunningen is opgenomen in Excel overzicht tabblad G.

Tabel 5.3 Aardwarmtevergunningen (aangevraagd) per statusdatum 1 januari 2026.

Aantal	Omschrijving
66	Toewijzing zoekgebieden van kracht
4	Toewijzingen zoekgebieden in aanvraag
17	Startvergunningen voor aardwarmte van kracht
8	Startvergunningen voor aardwarmte in aanvraag
20	Vervolgvergunningen voor aardwarmte van kracht
6	Vervolgvergunningen voor aardwarmte in aanvraag



Figuur 5.6 Aantal aardwarmtevergunningen dat per jaar van kracht is. Voor de datum 30 juni 2023 (vóór de wijziging van de Mijnbouwwet) zijn tevens het aantal actieve opsporings- en winningsvergunningen weergegeven. Alleen voor de statusdatum 1 januari 2026 zijn ook de aangevraagde vergunningen opgenomen.

6.
Zout

Het hoofdstuk zout rapporteert over de ontwikkelingen met betrekking tot de opsporing en winning van zout uit de Nederlandse ondergrond. Er wordt een overzicht gegeven van de zoutproductie in 2025. Verder wordt er een overzicht gepresenteerd van de aangevraagde en actieve zoutvergunningen in 2025. Tenslotte wordt kort ingegaan in de ontwikkeling en het gebruik van zoutcavernes (opslagcavernes) voor de opslag van gassen.

6.1 Zoutproductie in 2025

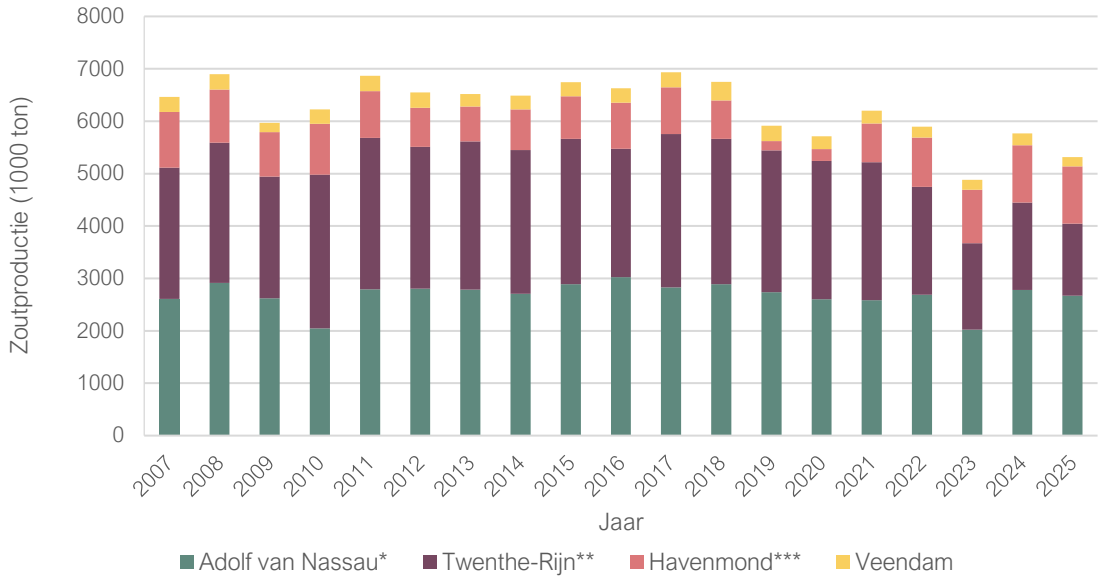
Tabel 6.1 geeft de productiecijfers voor zout per vergunning in 2025, de productiegegevens zijn gebaseerd op cijfers die door de operators zijn verstrekt en op NLOG gepubliceerd. De maandelijkse totale zoutproductie lag in 2025 tussen de 357 en 516 duizend ton. In de winningsvergunningen waar zout wordt gewonnen, wordt in vrijwel alle gevallen steenzout (ook wel haliet) gewonnen, enkel in de Veendam winningsvergunning wordt een ander type zout gewonnen, namelijk magnesiumzout.

Door het afronden van de productiecijfers per maand kunnen er kleine verschillen ontstaan met de totale hoeveelheid.

Tabel 6.1 Zoutproductie in 2025 (in 1000 ton)

Vergunning	Operator	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Totaal
Havenmond	Frisia	104	101	14	88	106	104	108	103	97	96	76	96	1.094
Twenthe-Rijn	Nobian	94	104	101	69	73	66	72	42	53	64	62	63	862
Tw.-Rijn Helmerzijde	Nobian	12	10	11	6	2	5	7	7	2	0	4	0	64
Tw.-Rijn Oude Maten	Nobian	11	10	15	11	13	1	21	27	25	15	15	17	181
Uitbr. Twenthe-Rijn	Nobian	25	31	33	25	29	26	18	15	21	21	9	12	267
Adolf Van Nassau III	Nobian	110	80	97	83	83	50	78	72	57	53	47	0	808
Uitbr. Adolf van Nassau III	Nobian	152	141	86	118	168	155	176	182	180	156	161	189	1.865
Veendam	Nedmag	17	18	12	12	13	13	12	13	20	19	12	15	174
	Totaal	523	494	369	411	488	420	492	461	456	423	386	392	5.315

Figuur 6.1 geeft een overzicht van de zoutproductie in de periode 2007 – 2025. Gedurende deze periode is de zoutproductie redelijk constant, tussen 5 en 7 miljoen ton per jaar. In 2025 bedroeg de totale zoutproductie 5,2 miljoen ton. Alleen in 2023 was de totale zoutproductie aan de lage kant veroorzaakt door een lagere vraag naar chloor.



Figuur 6.1 Zoutproductie 2007 – 2025 (in 1000 ton), de productiegegevens zijn gebaseerd op cijfers die door de operators zijn verstrekt.
* Inclusief Uitbreiding Adolf van Nassau III.
** Inclusief Uitbreiding Twenthe-Rijn, Twenthe-Rijn Helmerzijde en Twenthe-Rijn Oude Maten.
*** Inclusief Barradeel I (laatste productie in 2020) en Barradeel II (laatste productie in 2021). Start productie Havenmond 2021.

6.2 Opslag in zout cavernes

Opslagcavernes Aardgasbuffer Zuidwending

Op boorterrein Zuidwending, in de gemeente Veendam, heeft Nobian sinds 2007 gewerkt aan de uitloging van opslagcavernes ten behoeve van "Aardgasbuffer Zuidwending". Momenteel zijn er zes cavernes in gebruik voor de opslag van aardgas.

In 2023 is daarnaast door Nobian de uitloging van een zevende opslagcaverne afgerond. EnergyStock is voornemens om in het Zuidwending gebied in deze caverne en nog drie à vier nieuw aan te leggen cavernes waterstof op te slaan. In 2025 is aan EnergyStock en Nobian hiervoor een opslagvergunning verleend.

Voor meer informatie over opslag zie Hoofdstuk 4.

6.3 Vergunningen voor zout

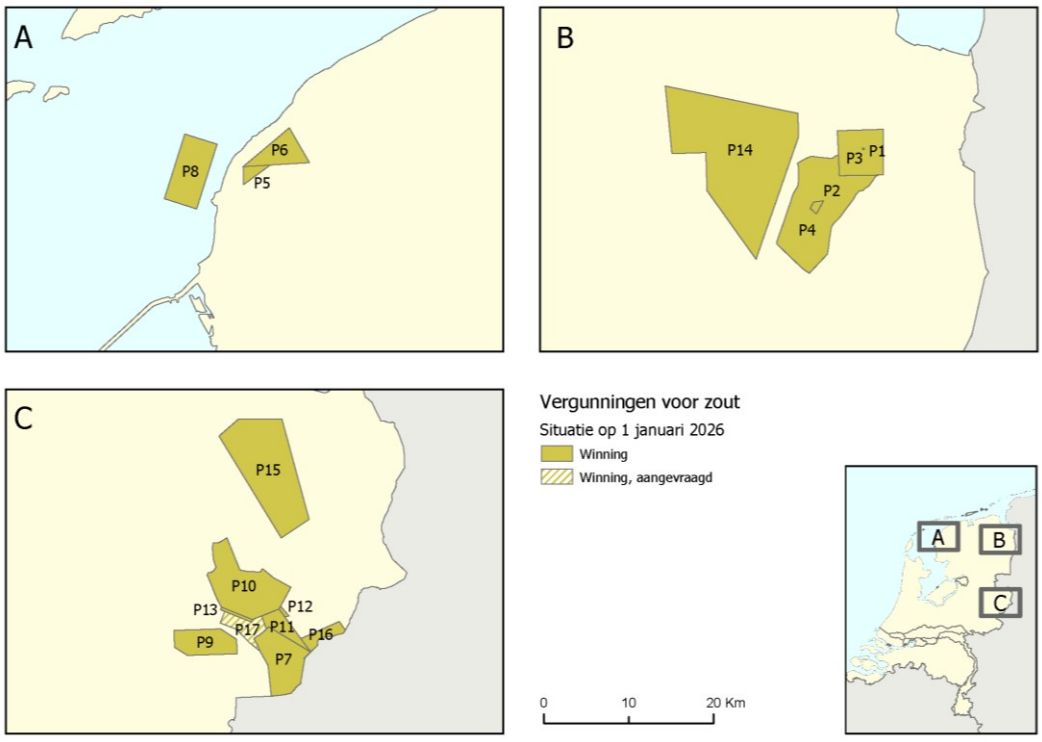
Per 1 januari 2026 waren er zestien winningsvergunningen en geen opsporingsvergunningen van kracht. In 2025 zijn er geen nieuwe vergunningsaanvragen ingediend. In datzelfde jaar liep er nog wel een aanvraag uit 2024 voor een winningsvergunning Twenthe-Rijn Boekelerveld (zie Figuur 6.2). Een complete lijst van winningsvergunningen is te vinden in Excel overzicht tabblad G. Voor een overzicht van uitgevoerde boringen wordt doorverwezen naar Hoofdstuk 11.

De vergunningsgebieden bevinden zich in het noorden en oosten van het land omdat hier in de ondergrond zout van Zechstein en Trias ouderdom aanwezig is.

Tabel 6.2 Namen van de winningsvergunningen voor zout, zoals aangegeven in Figuur 6.2

Winningsvergunningen voor steenzout			
P1	Adolf van Nassau II	P9	Isidorushoeve
P2	Uitbreiding Adolf van Nassau II	P10	Twenthe-Rijn
P3	Adolf van Nassau III	P11	Uitbreiding Twenthe-Rijn
P4	Uitbreiding Adolf van Nassau III	P12	Twenthe-Rijn Helmerzijde
P5	Barradeel	P13	Twenthe-Rijn Oude Maten
P6	Barradeel II	P14	Veendam
P7	Buurse	P15	Weerselo
P8	Havenmond	P16	Zuidoost-Enschede

Aangevraagde winningsvergunningen voor steenzout	
P17	Twenthe-Rijn Boekelerveld



Figuur 6.2 Vergunningen voor steenzout op 1 januari 2026

7.
Steenkool

Op 1 januari 2026 waren er vijf winningsvergunningen voor steenkool van kracht. In 2025 zijn er geen mijnbouwactiviteiten ondernomen binnen de vergunningsgebieden.

7.1 Winningsvergunningen voor Steenkool

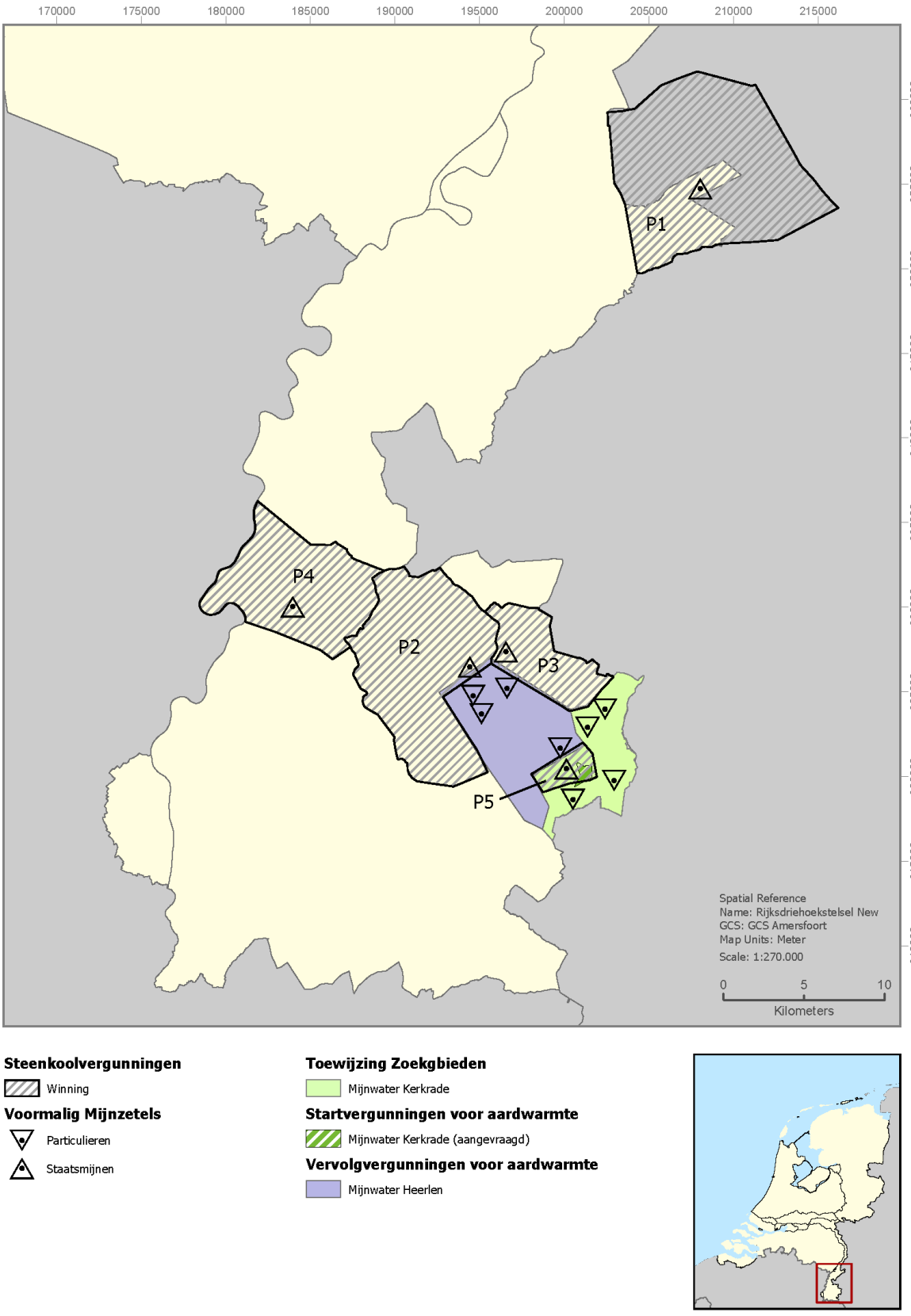
Winningsvergunningen, Land per 1 januari 2025

Vergunning	Vergunninghouder	In werking	Oppervlakte (km²)
Staatsmijn Beatrix	Koninklijke DSM N.V.	27-09-1920	130
Staatsmijn Emma	Koninklijke DSM N.V.	26-10-1906	73
Staatsmijn Hendrik	Koninklijke DSM N.V.	08-08-1910	24
Staatsmijn Maurits	Koninklijke DSM N.V.	12-03-1915	51
Staatsmijn Wilhelmina	Koninklijke DSM N.V.	08-01-1903	6
		Totaal	284

7.2 Vergunningen voor steenkool

Namen van de winningsvergunningen voor steenkool op land, zoals aangegeven in de kaart op de volgende bladzijde:

Winningsvergunningen voor steenkool					
P1	Staatsmijn Beatrix	P3	Staatsmijn Hendrik	P5	Staatsmijn Wilhelmina
P2	Staatsmijn Emma	P4	Staatsmijn Maurits		



Figuur 7.1 Vergunningen voor steenkool per 1 januari 2026.

8.
Vergunningen, wijzigingen in 2025

Wijzigingen met betrekking tot vergunningen gedurende 2025 staan in onderstaande tabellen vermeld. Tevens staan hierin alle lopende aanvragen voor vergunningen. De overzichten van alle lopende vergunningen worden gepubliceerd op NLOG (www.nlog.nl). In de bijlagen van dit jaarverslag staan de overzichtskaarten voor koolwaterstoffen (Bijlage 1) en aardwarmte (Bijlage 2) vergunningen.

8.1 Koolwaterstofvergunningen, land

Totale oppervlakte koolwaterstof vergunningen

Totale oppervlakte	In vergunning
42 203 km^2	14 539 km^2 (34,5%)

Opsporingsvergunningen voor koolwaterstoffen

Aangevraagd

Vergunning	Pb EU	Datum	Sluiting	Staatscourant	Aanvrager(s)
Waskemeer *	C 84	22-03-2014	23-06-2014	10 937	NAM
Slootdorp-Oost *	C 55	14-02-2015	18-05-2015	10 234	Vermilion
Brielle *	C 170	23-05-2015	24-08-2015	15 891	ONE-Dyas cs; Vermilion

* Lopende aanvraag, al eerder gepubliceerd in Jaarverslag

Verlengd

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	Tot en met
Vermilion Energy Netherlands B.V.	Lemsterland	20-06-2025	geweigerd
Vermilion Energy Netherlands B.V.	Engelen	18-12-2025	geweigerd
Vermilion Energy Netherlands B.V.	Oosterwolde	18-12-2025	geweigerd
Vermilion Energy Netherlands B.V.	Utrecht	29-12-2025	*

* Er loopt een gerechtelijke procedure

Vervallen/Afstand gedaan

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km²
Vermilion Energy Netherlands B.V.	Lemsterland	01-07-2025	111
Vermilion Energy Netherlands B.V.	Follega	01-07-2025	3
Vermilion Energy Netherlands B.V.	Engelen	01-01-2026	97
Vermilion Energy Netherlands B.V.	Oosterwolde	01-01-2026	127
		Totaal	338

Winningsvergunningen voor koolwaterstoffen

Verleend

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km²
Vermilion Energy Netherlands B.V.	Akkrum	19-06-2025	210
		Totaal	210

Verkleind

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km²
Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	Beijerland	19-04-2025	45
Vermilion Energy Netherlands B.V.	Slootdorp	28-10-2025	3
Vermilion Energy Netherlands B.V. cs	Andel Vb	12-12-2025	<1
Vermilion Energy Netherlands B.V.	Waalwijk	12-12-2025	42
Vermilion Energy Netherlands B.V. cs	Andel Va	24-12-2025	43

Verlengd

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	Tot en met
Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	Beijerland	19-04-2025	31-12-2033

Vervallen/Afstand gedaan

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km²
Kistos NL1 B.V.	Akkrum 11	05-04-2025	6
Kistos NL1 B.V.	Donkerbroek	05-04-2025	22
Kistos NL1 B.V.	Donkerbroek-West	05-04-2025	2
Vermilion Energy Netherlands B.V.	Marknesse	22-10-2025	19
		Totaal	49

8.2 Koolwaterstofvergunningen, zee

Oppervlakte

Totale oppervlakte zee	In vergunning voor koolwaterstoffen
56 396 km^2	14 471 km^2 (25,7%)

Opsporingsvergunningen voor koolwaterstoffen

Verleend

Vergunninghouder	Vergunning	In werking		km²
Petrogas E&P Netherlands B.V. cs	F9	25-09-2025		400
			Totaal	400

Verlengd

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	Tot en met
ONE-Dyas B.V. cs	M3b & N1a	16-10-2025	31-12-2028

Gewijzigd

Vergunning	Wijziging	In werking
M10a, M10b & M11	Termijn uitvoering bevestigingsboring	18-07-2025
M3b & N1a	Werkprogramma	16-10-2025

Verkleind

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km²
Kistos NL2 B.V.	Q10b & Q11a	24-12-2025	52

Vervallen/Afstand gedaan

Vergunninghouder	Vergunning	In werking		km²
Kistos NL2 B.V.	P12b	16-12-2025		161
Kistos NL2 B.V.	Q13b & Q14	16-12-2025		346
Petrogas E&P Netherlands B.V. cs	A18b	16-12-2025		119
			Totaal	626

Winningsvergunningen voor koolwaterstoffen

Aangevraagd

Vergunning	Staatscourant	Datum	Sluitingstermijn	Aanvrager(s)
Q10b & Q11a *	-	20-12-2019	-	Kistos
J9 *	-	27-10-2022	-	Tenaz cs

* Lopende aanvraag, al eerder gepubliceerd in Jaarverslag.

Verleend

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km²
Eni Energy Netherlands B.V.	L7e & L8f	13-06-2025	41
		Totaal	41

Gesplitst

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km²
Oorspronkelijk			
ONE-Dyas B.V. cs	F6b		260
Na splitsing			
ONE-Dyas B.V. cs	F6b	28-02-2025	56
ONE-Dyas B.V. cs	F6e	28-02-2025	204

Verkleind

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km²
Eni Energy Netherlands B.V. cs	G17d	01-08-2025	37
Eni Energy Netherlands B.V.	K3c	16-09-2025	15
TotalEnergies EP Nederland B.V. cs	K6a, K6b, L7a & L7b	22-10-2025	260
TotalEnergies EP Nederland B.V. cs	K4b & K5a	03-12-2025	210
Wintershall Noordzee B.V. cs	L5b	05-12-2025	2
Kistos NL2 B.V.	Q7a & Q10a	17-12-2025	62
Wintershall Noordzee B.V. cs	L6a-diep *	23-12-2025	172

* In laterale en verticale richting

Verlengd

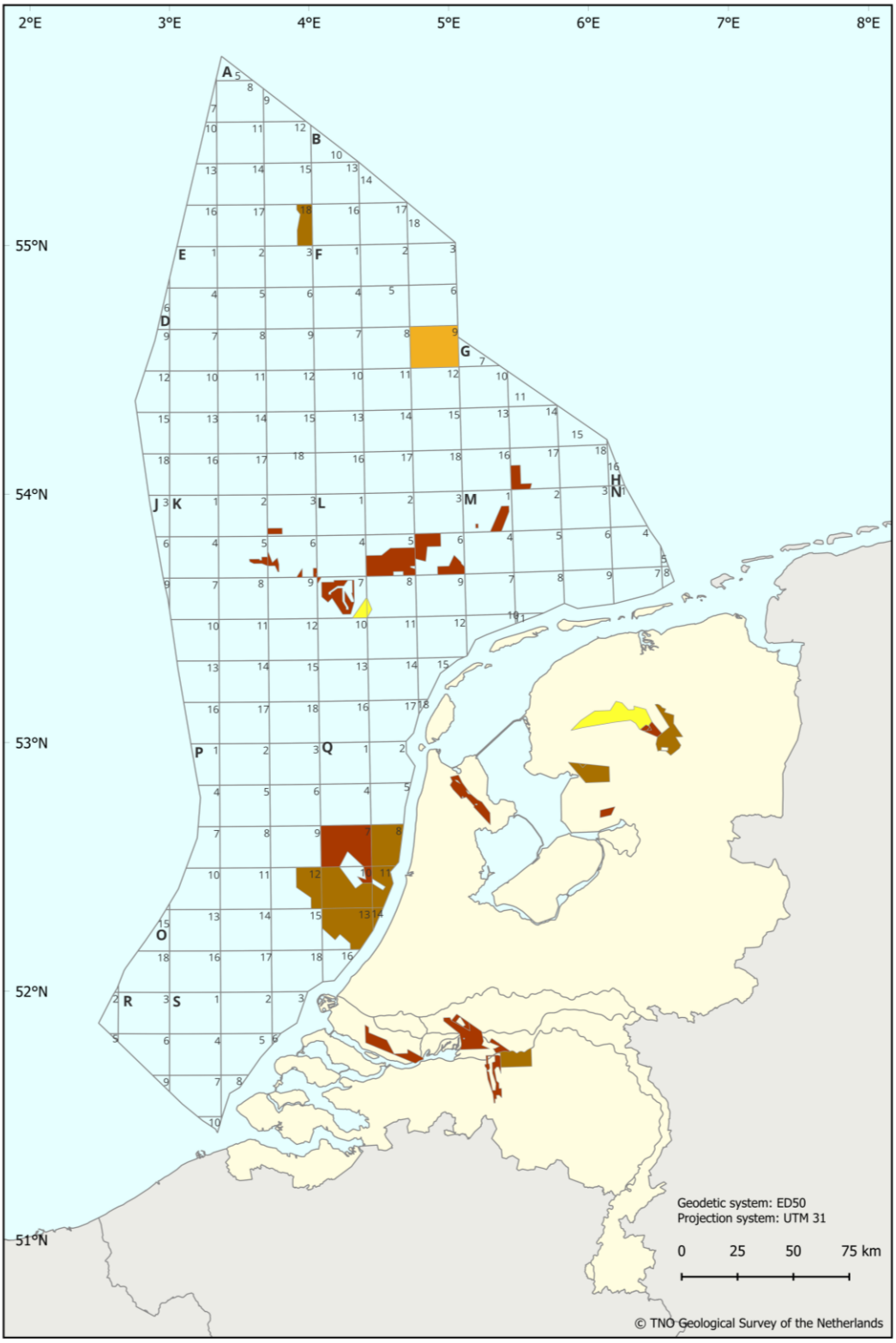
Vergunninghouder	Vergunning	In werking	Tot en met
Eni Energy Netherlands B.V. cs	G17d	01-08-2025	31-12-2032
Eni Energy Netherlands B.V.	K3c	16-09-2025	31-12-2038

Gewijzigd

Vergunning	Wijziging	In werking
P18a	Intrekking besluit verkleining gebied	19-12-2025

Ingetrokken/Vervallen

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km²
ONE-Dyas B.V.	M1a & M1c	08-06-2025	54
		Totaal	54



Figuur 8.1 Veranderingen in opsporings-, winnings- en opslagvergunningen voor koolwaterstoffen per 1 januari 2026.

8.3 Opslagvergunningen

Aangevraagd

Vergunning	Staatscourant	Datum	Sluiting	Opslag van	Aanvrager(s)
K14-FA *	33 008	01-12-2022	02-03-2023	CO_2	Shell Gas & Power Development B.V.
L4-A *	20 982	25-07-2023	25-10-2023	CO_2	TotalEnergies E&P Nederland B.V.
L10-ALBE *	5 514	20-02-2024	20-05-2024	CO_2	Eni Netherlands CCUS B.V. cs
L9-FF	32 645	23-09-2025	23-12-2025	CO_2	Shell Exploration and Production (107) B.V., Shell Gas & Power Developments B.V.
Q16-FA	35 278	14-10-2025	13-01-2026	CO_2	

* Lopende aanvraag, al eerder gepubliceerd in Jaarverslag

Verleend

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km²
EnergyStock B.V., Nobian Salt B.V.	Zuidwending *	24-06-2025	1
		Totaal	1

* Opslag van waterstof

Gewijzigd

Vergunning	Wijziging	In werking
Norg *	Begrenzing vergunningsgebied	06-09-2025
P18-2	Tijdvak injectie van CO_2 en randvoorwaarden - aanvang injectie uiterlijk 1-7-2028 - injectie uiterlijk t/m 31-12-2045	26-09-2025
P18-4	Inwerkingtreding vergunning Tijdvak injectie van CO_2 en randvoorwaarden - aanvang injectie uiterlijk 1-7-2028 - injectie uiterlijk t/m 31-12-2045	19-12-2025

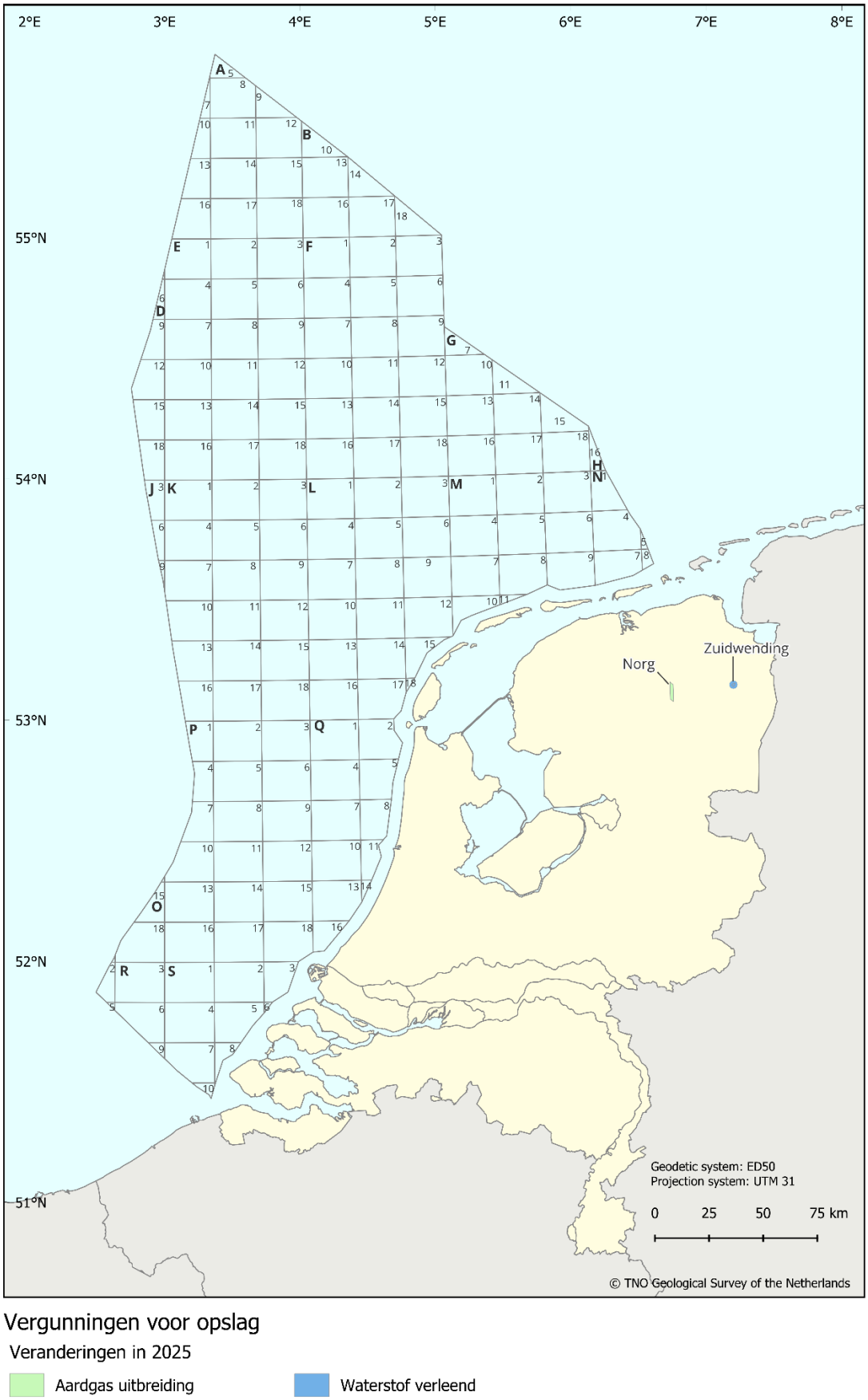
* Per rectificatiebesluit van 5 september 2025 (kenmerk DGRGG-DTDO/V-92205)

Opsporingsvergunningen voor opslag

Aangevraagd

Vergunning	Staatscourant	Datum	Sluiting	Opslag van	Aanvrager(s)
K18a, L16a, L17a, P3a, Q1, Q2a, Q4 & Q5a	28 373-n1	12-09-2025*	12-12-2025	CO_2	Petrogas E&P Netherlands B.V.

* Herdruk uitnodiging



Figuur 8.2 Veranderingen in opslagvergunningen voor koolwaterstoffen per 1 januari 2026.

8.4 Aardwarmte vergunningen

Vergunningen voor wetenschappelijk onderzoek en het voeren van centraal beleid voor aardwarmte

Aangevraagd

Vergunning	Staatscourant	Datum	Sluiting	Aanvrager(s)
Kempen 1	-	31-01-2025	-	EBN B.V.
Moerdijk 1	-	18-02-2025	-	EBN B.V.

* Lopende aanvraag, al eerder gepubliceerd in Jaarverslag

Startvergunning Verleend

Vergunninghouder	Vergunning	In werking		km²
EBN B.V.	Amsterdam-Diemen-Almere 1	15-05-2025		10
EBN B.V.	Deurne 1	10-10-2025		12
			Totaal	22

Aangewezen uitvoerder

Vergunning	Uitvoerder	In werking
EBN B.V.	Amsterdam-Diemen-Almere 1	15-05-2025

Vervallen/ingetrokken

Vergunninghouder	Vergunning	In werking		km²
EBN B.V.	Amstelland 1	01-01-2026		14
EBN B.V.	Oss 2	01-01-2026		5
EBN B.V.	West-Brabant Noord 1	01-01-2026		2
			Totaal	21

Toewijzing zoekgebieden voor aardwarmte

Aangevraagd

Vergunning	Staatscourant	Datum	Sluiting	Aanvrager(s)
Luttelgeest 3	17 814	21-05-2025	13-08-2025	Hoogweg Aardwarmte B.V.
Berkel 1	34 056	02-10-2025	29-12-2025	IPS Geothermal Energy B.V.
Nootdorp-Oost 4	34 818	09-10-2025	02-01-2026	
Berkel 2	35 270	14-10-2025	06-01-2026	

Verleend

Vergunninghouder	Vergunning	In werking		km²
Gemeente Alphen aan den Rijn	Alphen aan den Rijn 1	10-10-2025		110
Laurant Ammerzoden B.V.	Ammerzoden 1	26-11-2025		5
			Totaal	115

Verlengd

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	Tot en met
Aardyn B.V.	Bommelerwaard 2	21-03-2025	24-04-2026
Geopower Exploitatie B.V.	Maasland 6	24-04-2025	29-05-2026
Aardyn B.V.	Delft-Abtswoude	19-07-2025	22-07-2026
Tellus Renkum B.V.	Renkum	22-08-2025	24-08-2026
Aardyn B.V., GeoMEC-4P Realisatie & Exploitatie B.V.	Brielle 2	25-11-2025	30-11-2026
Aardyn B.V., GeoMEC-4P Realisatie & Exploitatie B.V.	Vierpolders	25-11-2025	30-12-2026
Yeager Energy B.V.	Nissewaard	26-11-2025	26-11-2026
Yeager Energy B.V.	Purmerend 3	10-12-2025	20-12-2026

Resterend deel verlengd*

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	Tot en met
IPS Geothermal Energy B.V.	Zoetermeer 2	04-08-2025	11-12-2029
Aardwarmte Klazienaveen B.V.	Klazienaveen	In aanvraag	
Aardwarmte Klazienaveen B.V.	Klazienaveen 2	In aanvraag	
Gaia Energy B.V.,	Ede	In aanvraag	
MPD Groene Energie B.V.			
Mijnwater Energy B.V.	Kerkrade 1	In aanvraag	
Geothermie Plukmade B.V.	Made 2	In aanvraag	

* op basis van Mijnbouwwet, artikel 24k, 3e lid

Vervallen/Ingetrokken

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km²
Gemeente Zwolle	Zwolle	03-02-2025	74
Aardyn B.V., Izzy Projects B.V.	Terheijden 2	23-02-2025	23
GeoPower Exploitatie B.V.	Maasland 8	28-02-2025	1
Aardyn B.V., Essent Infrastructure Solutions B.V.	Rotterdam Prins Alexander	25-03-2025	20
Yeager Energy Bergschenhoek Holding B.V.	Zuidplas 2	21-08-2025	53
Shell Geothermal B.V., Havenbedrijf Rotterdam N.V.	Rotterdam-Haven	04-11-2025	245
Aardyn B.V.	Rotterdam 4	07-11-2025	20
Duurzaam Voorne Holding B.V.	Nissewaard 2	27-11-2025	76
Ennatuurlijk B.V.	Eindhoven 2	01-12-2025	66
		Totaal	578

Startvergunningen voor aardwarmte

Aangevraagd

Vergunning	Publicatie	Datum	Sluiting	Aanvrager(s)
Kampen II *	-	30-12-2024	-	Aardwarmtecluster KKP 1 B.V.
Klazienaveen I	-	31-12-2024	-	Aardwarmte Klazienaveen B.V.
Den Hoorn I	-	21-02-2025	-	HVC Aardwarmte Wippolderlaan B.V.
Heerhugowaard I	-	23-06-2025	-	N.V. HVC
Ede I	-	18-03-2025	-	Gaia Energy B.V., MPD Groene Energie

* Lopende aanvraag, al eerder gepubliceerd in Jaarverslag

Verleend

Vergunninghouder	Oorspronkelijk / Na verlenging	Vergunning	In werking	km²
Aardwarmte Vogelaer B.V.	*Oorspronkelijk*	Poeldijk 2*		3
	Na verlening	Poeldijk II	12-06-2025	3
IPS Geothermal Energy B.V.	*Oorspronkelijk*	Zoetermeer 2*[2]		4
	Na verlening	Zoetermeer I	24-06-2025	4
Mijnwater Energy B.V.	*Oorspronkelijk*	Kerkrade 1*[3]		1
	Na verlening	Kerkrade I *[4]	14-11-2025	1
Geothermie Plukmade B.V	*Oorspronkelijk*	Made 2*[2]		7
	Na verlening	Made I *[4]	03-12-2025	7
HVC Aardwarmte Wippolderlaan B.V.	*Oorspronkelijk*	Wateringen 1*		1
		Wateringen 2*		<1
		Kwintsheul 2*[2]		2
		Den Hoorn*[2]		<1
	Na verlening	Wateringen I *[4]	12-12-2025	4
			Totaal	19

* Verticaal deel van toewijzing zoekgebied

*[2] Lateraal en verticaal deel van toewijzing zoekgebied

*[3] Lateraal deel van toewijzing zoekgebied

*[4] Ontwerpbesluit

Aangewezen uitvoerder

Uitvoerder	Vergunning	In werking
Aardwarmte Vogelaer B.V.	Poeldijk II	12-06-2025
IPS Geothermal Energy B.V.	Zoetermeer I	24-06-2025

Verlengd

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	Tot en met
HVC Aardwarmte Polanen B.V.	Monster I	21-02-2025	10-03-2026
HVC Aardwarmte Maasdijk B.V.	Maasdijk I	03-05-2025	04-05-2026
IPS Geothermal Energy B.V., 85 Degrees Renewables 1 & 2 B.V.	Bleiswijk 1b	09-05-2025	30-06-2026
IPS Geothermal Energy B.V., 85 Degrees Renewables 1 & 2 B.V.	Bleiswijk II	09-05-2025	30-06-2026
IPS Geothermal Energy B.V., 85 Degrees Renewables 1 & 2 B.V.	Bleiswijk III	09-05-2025	30-06-2026
Nappa B.V.	Californië V	26-06-2025	30-06-2026
Californië Wijnen Geothermie B.V., GeoWeb B.V.	Californië IV	26-06-2025	30-06-2026
Yeager Energy Bergschenhoek Holding B.V.	Lansingerland III	07-08-2025	11-08-2026

Gewijzigd

Vergunning	Wijziging	In werking
Monster I	Voorwaarden voor winning van aardwarmte	21-03-2025
Bleiswijk 1b	Voorwaarden voor winning van aardwarmte	29-03-2025
Bleiswijk II	Voorwaarden voor winning van aardwarmte	29-03-2025
Maasdijk I	Voorwaarden voor winning van aardwarmte	05-04-2025
Maasdijk I	Voorwaarden voor winning van aardwarmte	17-12-2025
Poeldijk II	Laterale begrenzing ruimer (afkomstig van Poeldijk) Voorwaarden voor winning van aardwarmte	20-12-2025

Gesplitst

Vergunninghouder	Naam	In werking	km²
Oorspronkelijk			
IPS Geothermal Energy B.V. cs	Bleiswijk		4
Na splitsing			
IPS Geothermal Energy B.V. cs	Bleiswijk II	22-02-2025	4*
IPS Geothermal Energy B.V. cs	Bleiswijk III	22-02-2025	4*

* Vergunning gesplitst op basis van dieptebereik

Vervallen/Ingetrokken

Vergunninghouder	Vergunning	In werking		km²
Yeager Energy Bergschenhoek Holding B.V.	Nootdorp-Oost I	13-08-2025		11
Yeager Energy Bergschenhoek Holding B.V.	Nootdorp-Oost II	01-09-2025		5
			Totaal	16

Vervolgvergunningen voor aardwarmte

Aangevraagd

Vergunning	Publicatie	Datum	Sluitingstermijn	Aanvrager(s)
Luttelgeest II *	-	18-10-2024	-	Aardwarmte Combinatie Luttelgeest B.V.
Pijnacker-Nootdorp IV-d *	-	04-11-2024	-	Ammerlaan Geothermie B.V.
Luttelgeest III	-	20-02-2025	-	Hoogweg Aardwarmte B.V.
Naaldwijk II	-	29-04-2025	-	Trias Westland B.V.
Leeuwarden I	-	07-05-2025	-	Geocombinatie Leeuwarden B.V.
Middenmeer III	-	15-08-2025	-	Ennatuurlijk Aardwarmte Middenmeer B.V.

Verleend

Vergunninghouder	Oorspronkelijk / na verlenging	Vergunning	In werking	km²
Aardyn B.V. cs	*Oorspronkelijk*	Oostvoorne*		4
	Na verlening	Den Haag**		10
Aardyn B.V. cs	*Oorspronkelijk*	Oostvoorne	17-07-2025	4
	Na verlening	Den Haag	05-09-2025	10
			Totaal	14

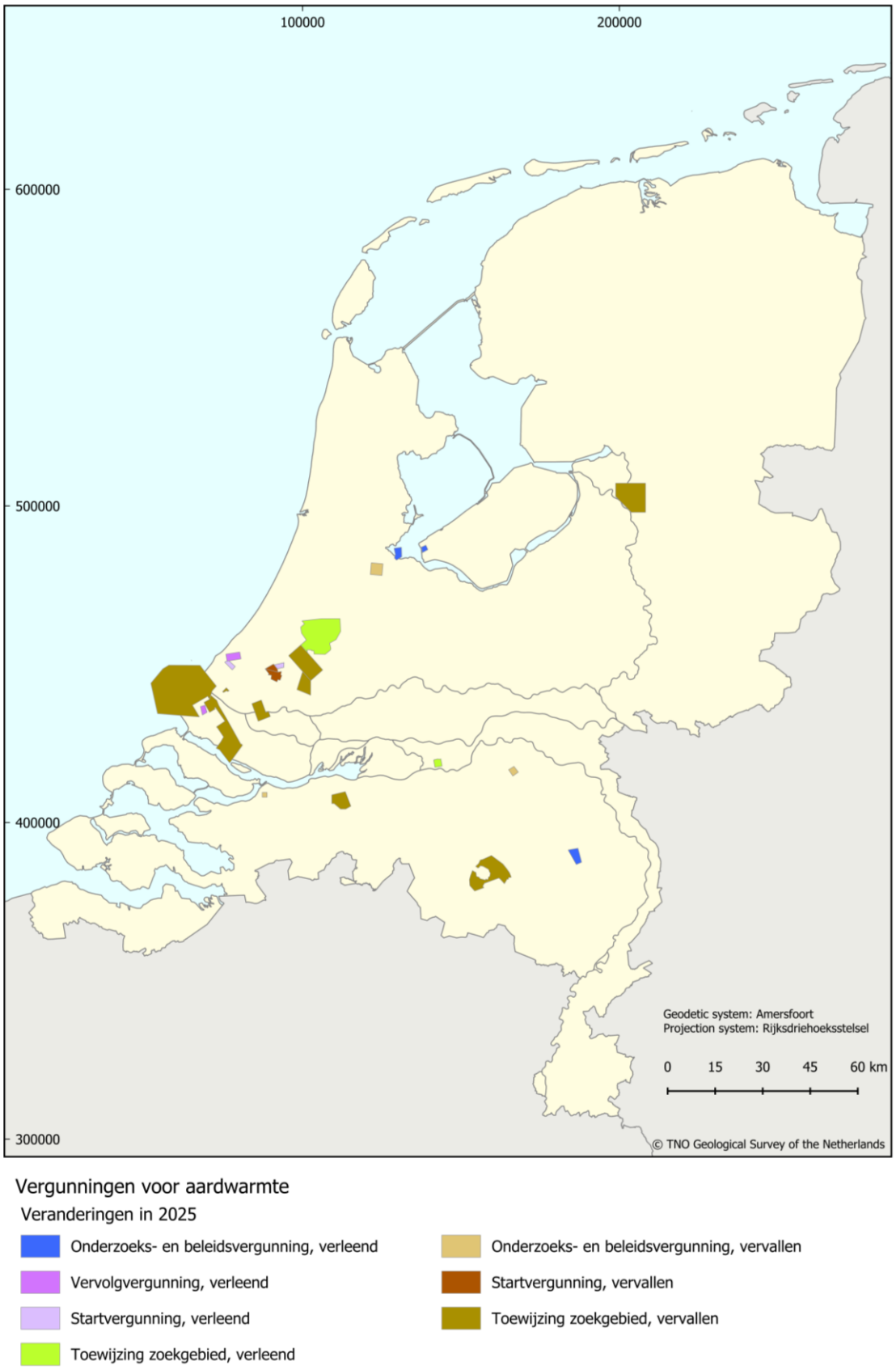
* Lateraal en verticaal deel van startvergunning

** Verticaal deel van startvergunning

Gewijzigd

Vergunning	Wijziging	In werking
Middenmeer II	Aanpassing productieparameters	26-08-2025
Middenmeer I	Aanpassing productieparameters *	20-09-2025
Poeldijk	Aanpassing verticale begrenzing	20-12-2025

* Oorspronkelijke productieput vervangen



Figuur 8.3 Veranderingen in vergunningen voor aardwarmte per 1 januari 2026.

8.5 Steenzout vergunningen

Winningsvergunningen voor steenzout

Aangevraagd

Vergunning	Publicatie	Datum	Sluitingstermijn	Aanvrager(s)
Twenthe-Rijn Boekelerveld *	36 855	08-11-2024	07-02-2025	Nobian Salt B.V.

* Lopende aanvraag, al eerder gepubliceerd in Jaarverslag

8.6 Steenkool vergunningen

Geen wijzigingen.

9.
Vergunningen, maatschappij- en naamswijzigingen, wijzigingen in 2025

Onderstaande tabellen geven chronologisch de wijzigingen weer die zich in 2025 hebben voorgedaan als gevolg van mutaties in consortia van in vergunningen deelnemende maatschappijen evenals naamswijzigingen van deelnemende maatschappijen of naamswijzigingen door juridische fusies.

9.1 Koolwaterstoffen

Maatschappijwijzigingen in winningsvergunningen

Vergunning	In Uit	Maatschappij	Toestemming	Staatscourant	In werking
E16a	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.	31-01-2025 *	4 895	05-03-2025
	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.			
E17a & E17b	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.	31-01-2025 *	4 895	05-03-2025
	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.			
F15a	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.	31-01-2025 *	4 895	05-03-2025
	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.			
K3b	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.	31-01-2025 *	4 895	05-03-2025
	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.			
K4b & K5a	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.	31-01-2025 *	4 895	05-03-2025
	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.			
K6a, K6b, L7a, L7b & L7c	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.	31-01-2025 *	4 895	05-03-2025
	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.			
L1e	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.	31-01-2025 *	4 895	05-03-2025
	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.			
L1f	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.	31-01-2025 *	4 895	05-03-2025
	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.			
L4a & L4b	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.	31-01-2025 *	4 895	05-03-2025
	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.			
Q2c	In	-	27-12-2024	1 178	19-12-2025
	Uit	RockRose (NL) CS1 B.V.			
Andel Va	In	Parkmead Renewable Energy Limited	19-02-2025	6 922	17-04-2025

Vergunning	In Uit	Maatschappij	Toestemming	Staatscourant	In werking
	Uit	Parkmead (E&P) Ltd.			
Andel Vb	In	Parkmead Renewable Energy Limited	21-02-2025	7 234	17-04-2025
	Uit	Parkmead (E&P) Ltd.			
Drenthe IV	In	Parkmead Renewable Energy Limited	21-02-2025	7 269	17-04-2025
	Uit	Parkmead (E&P) Ltd.			
Drenthe V	In	Parkmead Renewable Energy Limited	21-02-2025	7 151	17-04-2025
	Uit	Parkmead (E&P) Ltd.			
Drenthe VI	In	Parkmead Renewable Energy Limited	21-02-2025	7 255	17-04-2025
	Uit	Parkmead (E&P) Ltd.			
Papekop	In	Parkmead Renewable Energy Limited	21-02-2025	7 277	17-04-2025
	Uit	Parkmead (E&P) Ltd.			
F6e	In	**	28-02-2025	8 063	09-05-2025
	Uit	ONE-Dyas B.V.			

* Termijn is verlengd; er is tijdig voldaan aan de opschortende voorwaarde

** Nieuwe uitvoerder: Dana Petroleum Netherlands B.V.

Naamswijzigingen

Oorspronkelijke maatschappij	Nieuwe maatschappij
NAM Offshore B.V.	Tenaz Energy Netherlands B.V.

9.2 Opslag

Geen wijzigingen.

9.3 Aardwarmte

Naamswijzigingen

Oorspronkelijke maatschappij	Nieuwe maatschappij
Wayland Energy B.V.	Yeager Energy Bergschenhoek Holding B.V.
Wayland Energy Bergschenhoek B.V.	Yeager Energy Bergschenhoek 1 B.V.
Shell Geothermal B.V.	OMV GeoTherm NL B.V.

9.4 Steenzout

Geen wijzigingen

9.5 Steenkool

Geen wijzigingen.

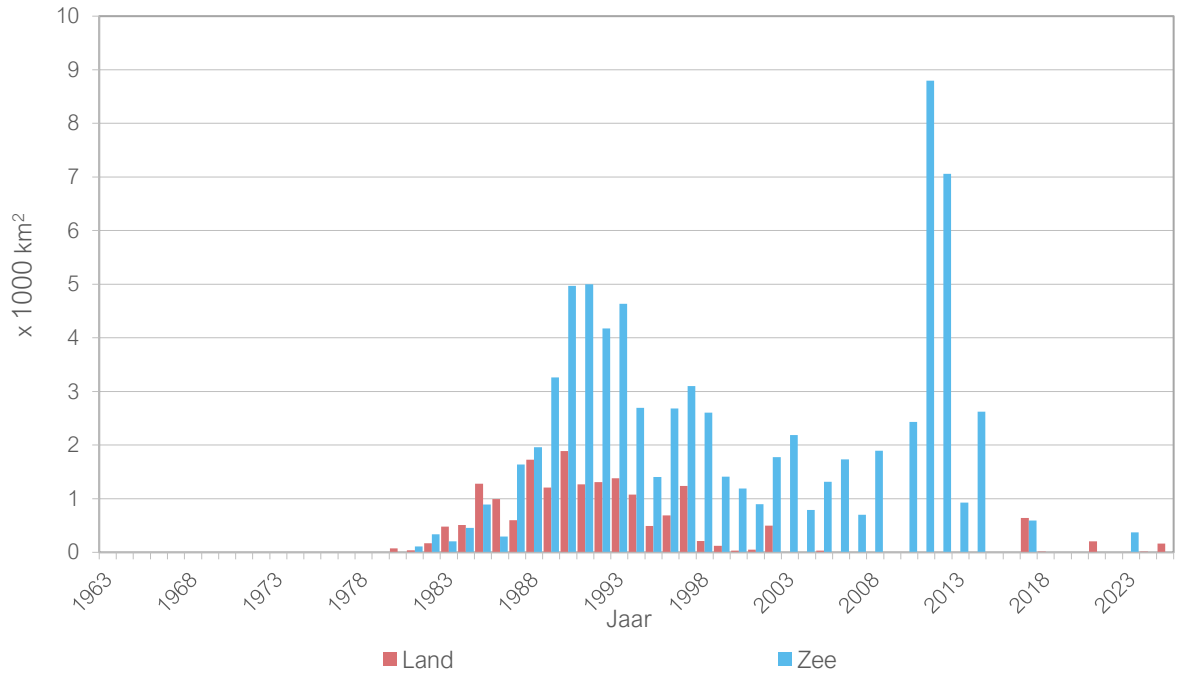
10.
Seismisch onderzoek

In 2025 is geen 2D en 3D seismiek opgenomen op zee. Op land is in 2025 één 3D-seismische survey uitgevoerd en is in opdracht van Energie Beheer Nederland (EBN) uitgevoerd in de Metropoolregio Amsterdam (MRA). Deze 3D-seismische survey heeft een totale oppervlakte van circa 162 km² en is opgenomen in het kader van het programma SCAN (Seismische Campagne Aardwarmte Nederland) (zie Figuur 10.1).

In 2025 zijn daarnaast op land 14 2D seismische lijnen opgenomen met een cumulatieve lengte van circa 60 km (zie Figuur 10.2). Hiervan zijn 6 seismische lijnen opgenomen bij de Kempen en Deurne binnen het SCAN-programma onder leiding van EBN. Twee seismische lijnen zijn opgenomen bij Kwintsheul in het kader van het Geo4all programma, waar Nature's Heat bij betrokken is. Tenslotte zijn 6 seismische lijnen opgenomen bij Ede door Gaia Energy (zie Figuur 10.3). Deze lijnen zijn zodanig geplaatst en geconfigureerd dat hiermee ook een cross-spread volume kon worden verkregen.

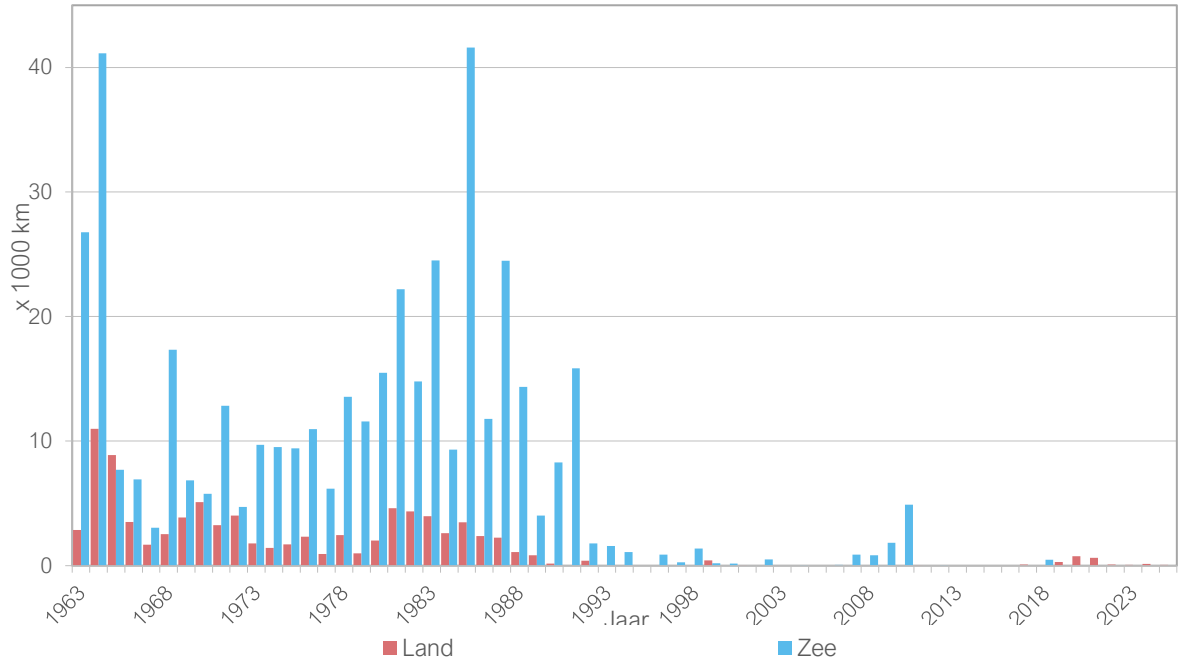
10.1 Historische overzicht van seismisch onderzoek

Het langjarige overzicht van seismische data-acquisitie staat vermeld in Excel overzicht tabblad I.

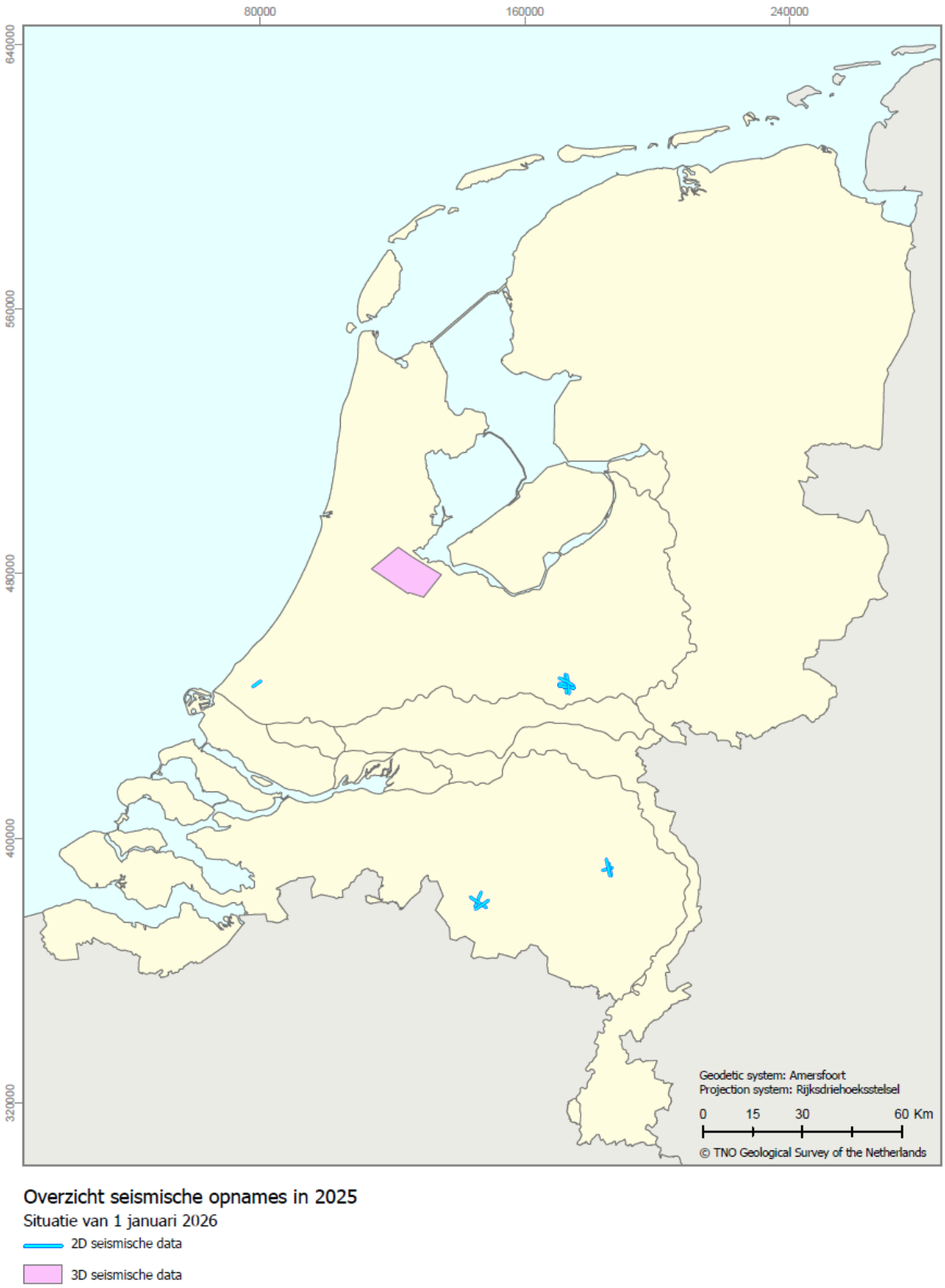


Figuur 10.1 Verloop van 3D seismisch onderzoek in Nederland vanaf 1963.

2D seismisch onderzoek 1963 – 2025



Figuur 10.2 Verloop van 2D seismisch onderzoek in Nederland vanaf 1963.



Figuur 10.3 Overzicht seismische opnames in 2025.

11.
Boringen beëindigd in 2025

De beëindigde boringen zijn ingedeeld in drie categorieën: koolwaterstoffen, aardwarmte en zout. Koolwaterstofboringen zijn vervolgens gerangschikt naar boorlocatie, op land dan wel op zee. Verder zijn alle categorieën gerangschikt naar type boring: exploratie of ontwikkeling en voor koolwaterstoffen bestaat ook het type evaluatieboring. Per categorie wordt een geaggregeerd overzicht van de booractiviteiten in 2025 getoond.

11.1 Koolwaterstoffen

In 2025 zijn er 6 exploratieboringen uitgevoerd, waarvan 3 op zee en 3 op land. Op zee is tweemaal gas aangetroffen en éénmaal olie. Op land hebben alle drie de boringen gas aangetroffen. Het totaal aantal exploratieboringen in 2025 is met 6 gestegen ten opzichte van 2024.

Op land zijn geen evaluatie boringen gezet. Op zee zijn in 2025 3 evaluatieboringen gezet en alle 3 hebben een gasvondst bevestigd. Het aantal evaluatieboringen is met 3 gestegen ten opzichte van vorig jaar.

Tenslotte zijn 3 ontwikkelingsboringen uitgevoerd in 2025, dit zijn er 4 minder dan in 2024. Op zee zijn 2 ontwikkelingsboringen gezet en 1 op land. Op zee bleek 1 een van de 2 ontwikkelingsboringen droog te zijn.

Voor het historische overzicht van exploratie- en evaluatie boringen over tijd zie Figuur 11.1, 11.2 en 11.3. De onderliggende data zijn te vinden in Excel overzicht tabbladen J t/m L.

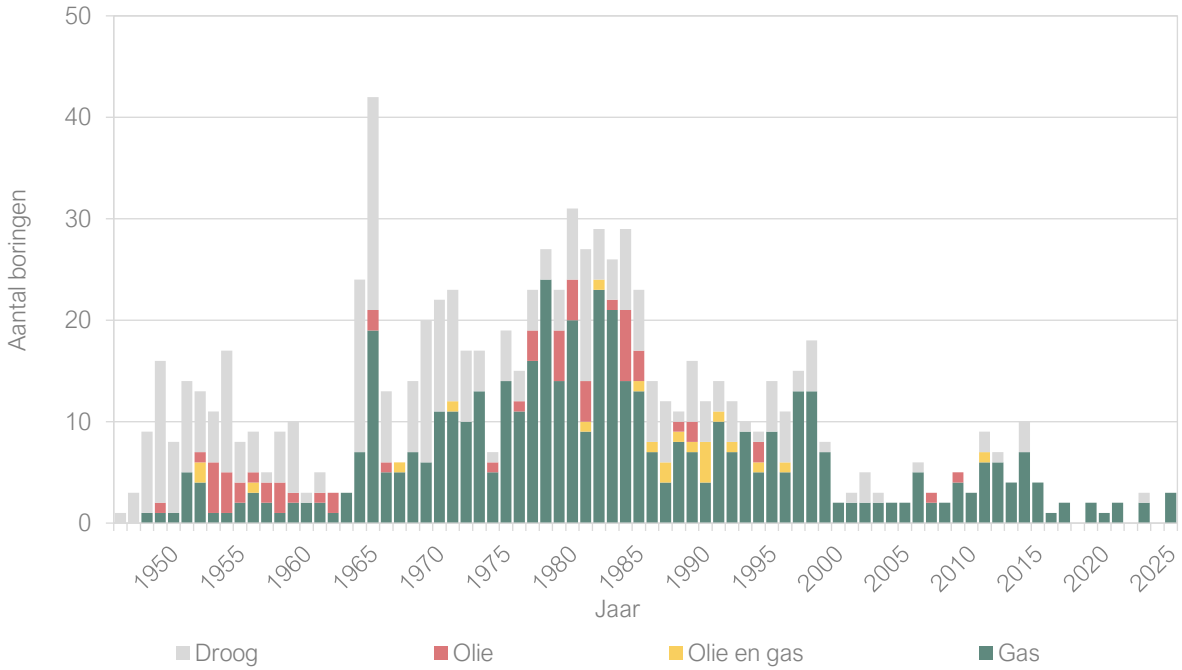
Land

Exploratieboringen

	Naam boring	Vergunning	Uitvoerder	Resultaat
1	MAASDIEP-01	Botlek Breeddiep	ONE Dyas	Gas
2	OPPENHUIZEN-02	Zuid-Friesland III	Vermilion	Gas
3	OPPENHUIZEN-03	Zuid-Friesland III	Vermilion	Gas

Ontwikkelingsboringen

	Naam boring	Vergunning	Uitvoerder	Resultaat
1	COLLENDOORNERVEEN-02	Schoonebeek	NAM	Gas



Figuur 11.1 Verloop van exploratie- en evaluatieboringen voor koolwaterstoffen op land vanaf 1946.

Zee

Exploratieboringen

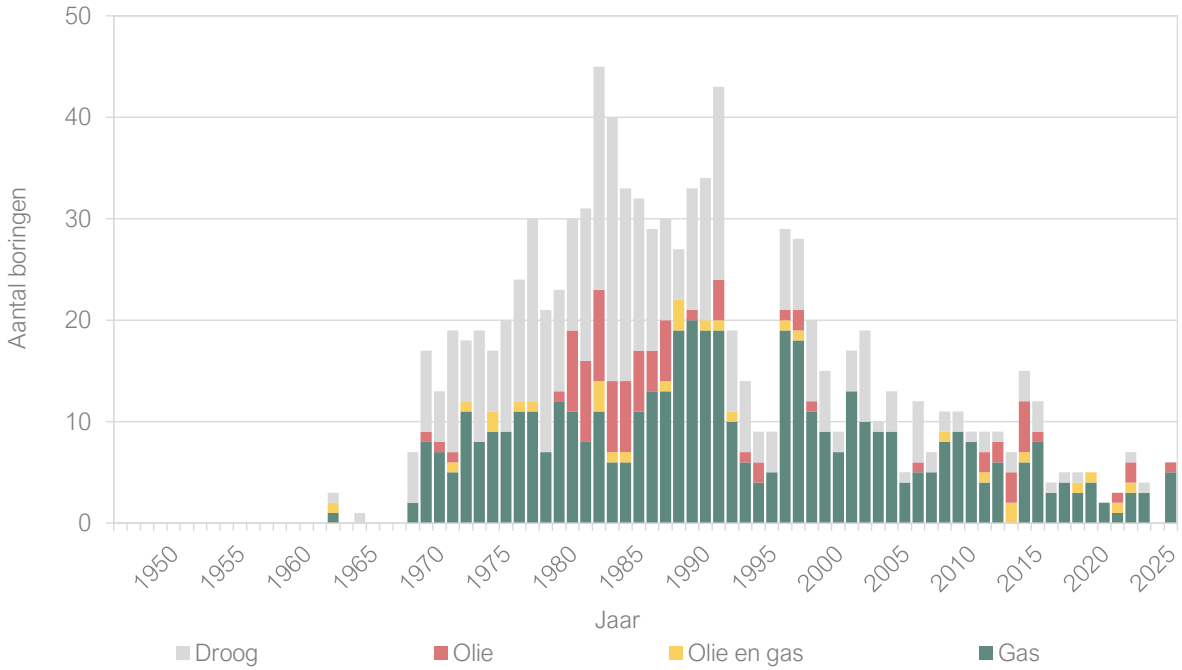
	Naam boring	Vergunning	Uitvoerder	Resultaat
1	A18-03	A18b	Petrogas	Gas
2	F06-10	F06e	Dana	Gas
3	P11-13	P10b	Dana	Olie

Evaluatieboringen

	Naam boring	Vergunning	Uitvoerder	Resultaat
1	A12-A-01-SIDETRACK1	A12a	Petrogas	Gas
2	B16-02	B16a	Petrogas	Gas
3	M07-A-01-SIDETRACK3	M07a	ONE Dyas	Gas

Ontwikkelingsboringen

	Naam boring	Vergunning	Uitvoerder	Resultaat
1	A12-A-01-SIDETRACK2	A12a	Petrogas	Gas
2	M07-A-01-SIDETRACK2	M07a	ONE Dyas	Droog

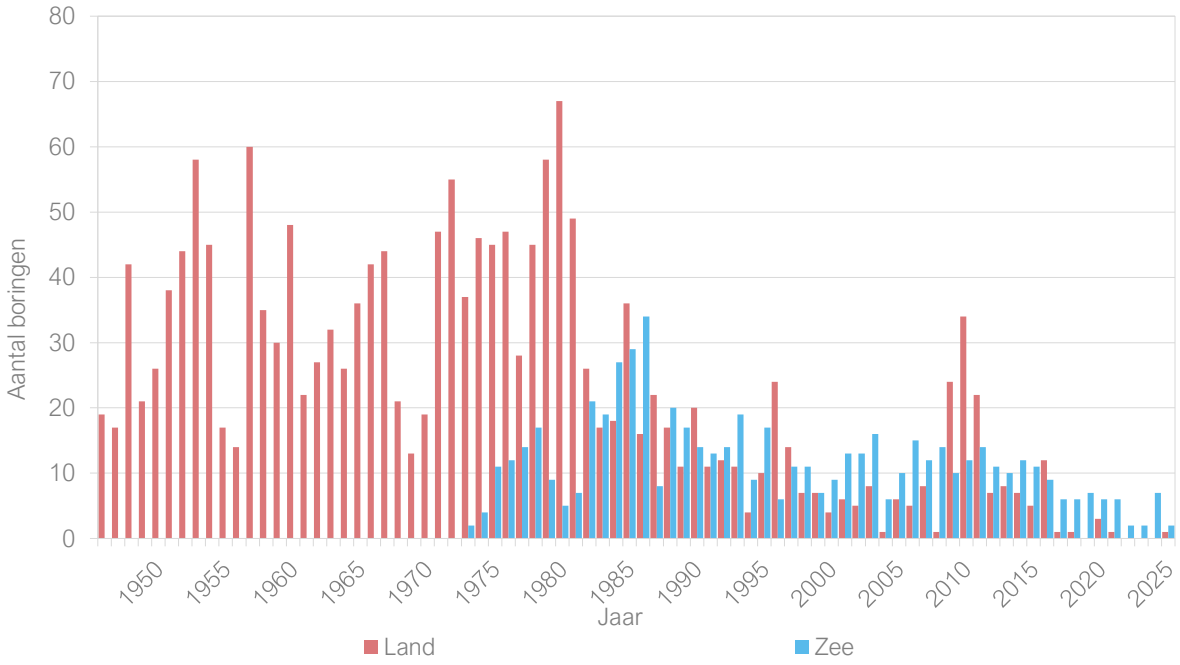


Figuur 11.2 Verloop van exploratie- en evaluatieboringen voor koolwaterstoffen op zee vanaf 1946.

Samenvatting

Olie- en gasboringen beëindigd in 2025

Gebied	Type	Resultaat							Totaal
		Gas	Gas shows	Olie	Olie shows	Olie & Gas	Droog	Overig	
Land	Exploratie	3	-	-	-	-	-	-	3
	Evaluatie	-	-	-	-	-	-	-	-
	Ontwikkeling	1	-	-	-	-	-	-	1
Zee	Exploratie	2	-	1	-	-	-	-	3
	Evaluatie	3	-	-	-	-	-	-	3
	Ontwikkeling	1	-	-	-	-	1	-	2
	Totaal	10	-	1	-	-	1	-	12



Figuur 11.3 Verloop van ontwikkelingsboringen voor koolwaterstoffen op land en zee vanaf 1946. In dit figuur is de referentiedatum van een boring gedefinieerd als de start datum van de boring en niet, zoals in de Figuur 11.1 en 11.2 de beëindiging datum.

11.2 Aardwarmte

In 2025 zijn in totaal 9 aardwarmteboringen gezet, dat is 1 minder dan in 2024.

Van de 9 aardwarmteboringen zijn 5 van het type exploratieboring, dat is 1 meer dan in 2024. Al deze exploratieboringen zijn geboord binnen het type vergunning "Onderzoeks- en beleidsvergunning". De exploratieboringen maken deel uit van het SCAN Aardwarmteproject, de boorfase hiervan is dit jaar afgerond. Alle boringen hebben één of meerdere potentiële aquifers voor aardwarmte gekernd, gelogd en getest en de boringen zijn volgens plan na afronding weer opgeruimd.

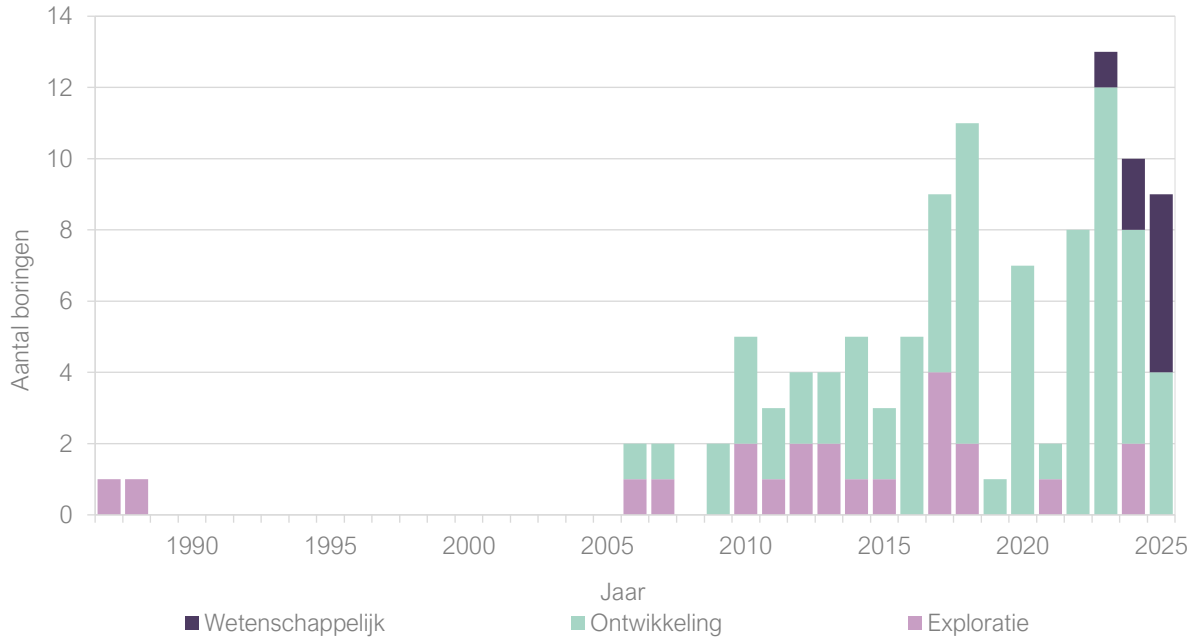
In 2025 zijn 4 ontwikkelingsboringen uitgevoerd, 2 minder dan in 2024 (zie Figuur 11.4). De PLD-GT boringen zijn hervat na technische problemen en zijn in 2025 afgerond.

Exploratieboringen

	Naam boring	Vergunning	Uitvoerder	Resultaat
1	AMSTERDAM-01	Amsterdam-Diemen-Almere 1	EBN	Water
2	BILT-01	De Bilt-Zeist 1	EBN	Water
3	EDE-01	Ede-Veenendaal 1	EBN	Water
4	MILHEEZE-01	Deurne 1	EBN	Water
5	STAD VAN GERWEN-01	Eindhoven 3	EBN	Water

Ontwikkelingsboringen

	Naam boring	Vergunning	Uitvoerder	Resultaat
1	MIDDENMEER-GT-07-S2	Middenmeer II	Ennatuurlijk Aardwarmte	Water
2	MIDDENMEER-GT-11-S2	Middenmeer II	Ennatuurlijk Aardwarmte	Water
3	POELDIJK-GT-03-S2	Poeldijk II	Aardwarmte Vogelaer 2	Water
4	POELDIJK-GT-04-S3	Poeldijk II	Aardwarmte Vogelaer 2	Water



Figuur 11.4 Verloop van aardwarmteboringen op land vanaf 1987.

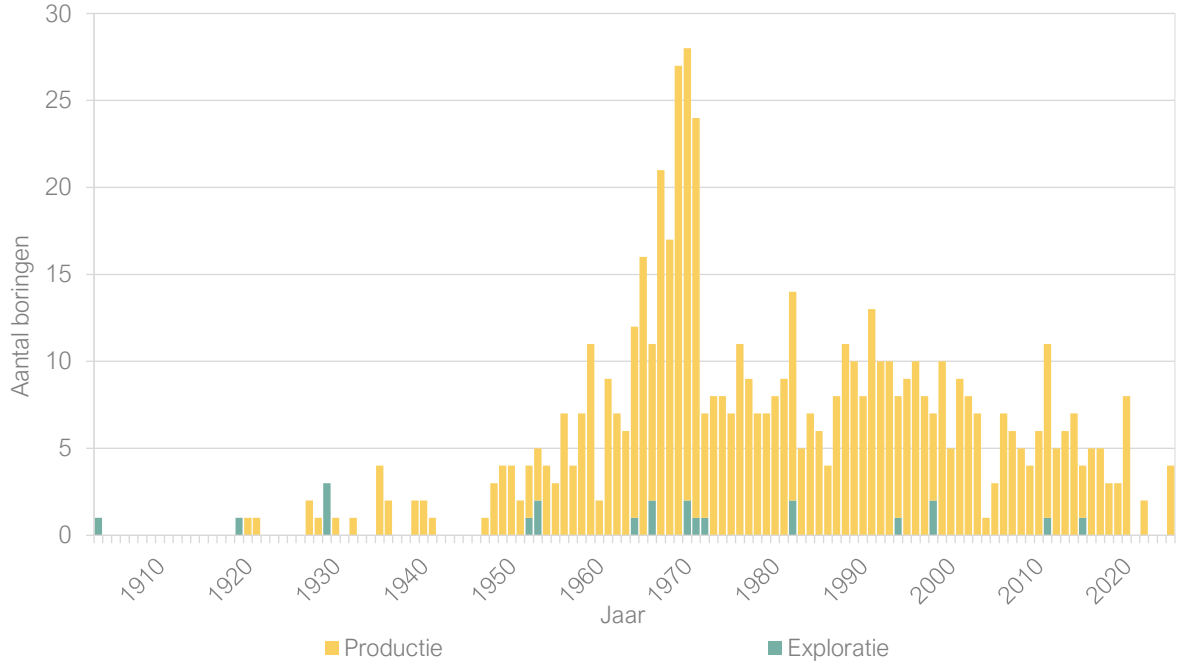
11.3 Zout

In dit jaar zijn 4 zoutboringen gezet, alle van het type ontwikkeling. Dat zijn er 4 meer dan vorig jaar (zie Figuur 11.5).

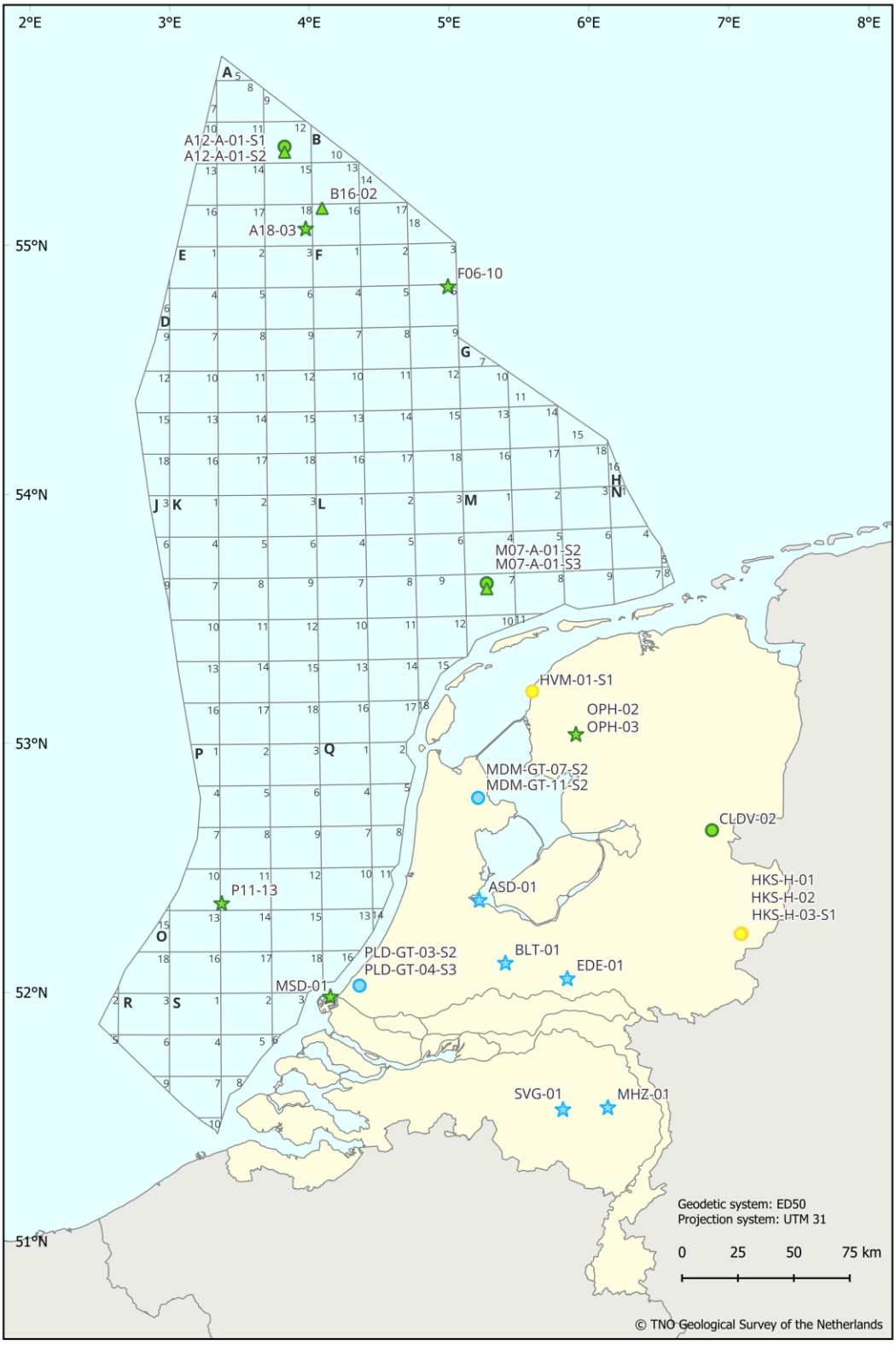
Ontwikkelingsboringen

	Naam boring	Vergunning	Uitvoerder	Resultaat
1	HAAKSBERGEN-H-01	Isidorushoeve	Nobian	Zout
2	HAAKSBERGEN-H-02	Isidorushoeve	Nobian	Zout
3	HAAKSBERGEN-H-03-SIDETRACK1	Isidorushoeve	Nobian	Zout
4	HAVENMOND-01-S1	Havenmond	Frisia Zout	Zout

Zoutboringen, Land



Figuur 11.5 Verloop van exploratie- en productieboringen voor zout op land vanaf 1903.

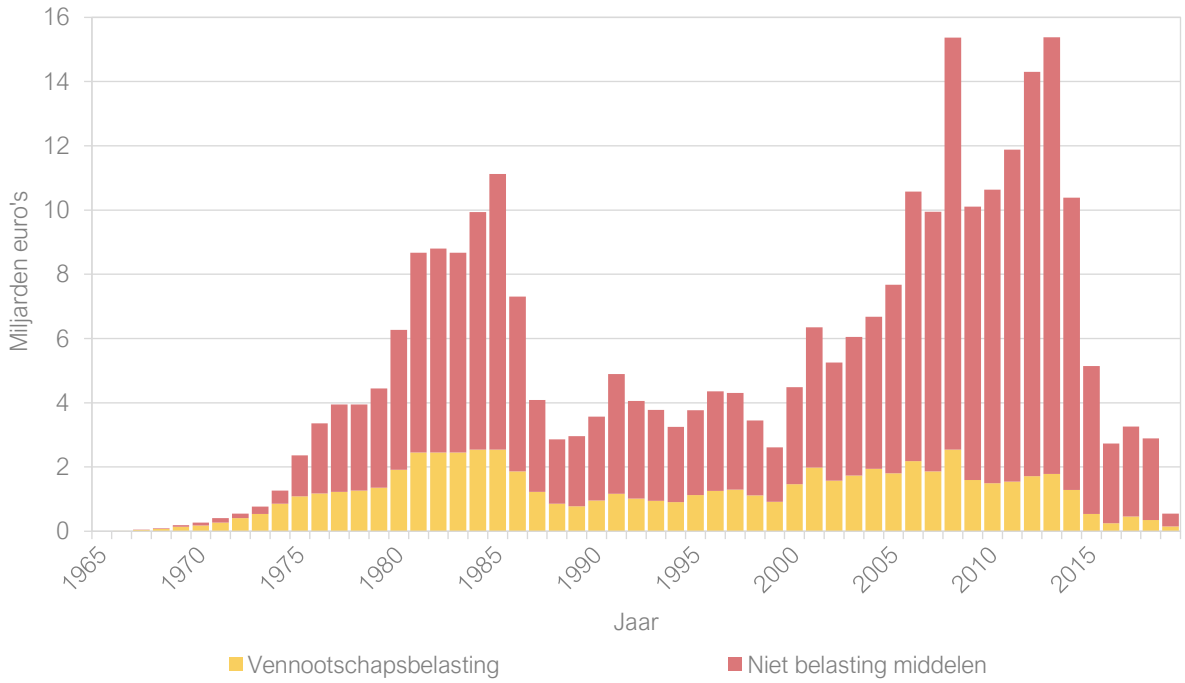


Figuur 11.6 Boringen beëindigd in 2025.

12.
Aardgasbaten

Dit hoofdstuk geeft een kort overzicht van de aardgasbaten van de Nederlandse Staat vanaf 1965. Daarbij wordt een korte uitleg gegeven over de wijze van toekenning van de baten en de samenstelling van de belastingmiddelen. Recente ontwikkelingen over deze inkomsten worden kort toegelicht. Tevens worden de historische cijfers en toekomstige ramingen gepresenteerd, gebaseerd op aannames over de gasprijs. Een overzicht van de aardgasbaten in tabelvorm wordt gegeven in Tabel 12.1 en Excel overzicht tabblad M.

12.1 Aardgasbaten 1965 – 2019



Figuur 12.1 Aardgasbaten in miljarden euro's van de Nederlandse Staat vanaf 1965 tot en met 2019 zoals aangeleverd door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

De getallen voor de bovenstaande gasbaten worden direct door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat aangeleverd. De baten zijn hier weergegeven op zogenaamde transactiebasis. Dit betekent dat de baten zijn toegerekend aan het jaar waarin de winning plaats heeft gevonden. De daadwerkelijke ontvangst van de baten door de Staat (kasbasis) vindt met enige vertraging hierop plaats.

Niet belasting middelen bestaan uit: oppervlakterechten, cijns, winstaandeel, dividenduitkeringen GasTerra en de dividenduitkeringen van EBN, die namens de Staat in de winning deelneemt.

12.2 Samenstelling en prognose aardgasbaten vanaf 2019

Vanaf 2019 wordt alleen nog een raming gemaakt van de niet belasting middelen op kasbasis, daarom worden de historische gegevens t/m 2019 en prognoses separaat weergegeven (Excel overzicht tabblad M).

Onderstaande tabel toont de gasbaten voor 2019 t/m 2025 en een raming hiervan voor de jaren 2026 tot en met 2031 in miljoenen euro's. Het dividend van EBN bedroeg in 2025 € 0 en de mijnbouwafdrachten bedroegen in 2025 € 126,2 miljoen. De einddatum van GasTerra is nu bepaald op 31 december 2026, daarom zal het dividend van GasTerra naar nul gaan vanaf 2028.

Tabel 12.1 Niet belasting middelen (in miljoenen euro's) 2019 – 2031 (gebaseerd op raming van februari 2026).

Jaar	Dividend EBN	Dividend GasTerra	Mijnbouwafdrachten	Totaal (10^6 €)
2019	141,8	3,6	432,4	557,8
2020	35,9	3,6	34,8	74,3
2021	2,8	3,6	25,8	32,2
2022	0	3,6	1.614,6	1.618,2
2023	2.159,0	3,6	2.429,0	4.591,6
2024	1.329,0	3,6	292,7	1.625,3
2025	0	3,6	126,2	129,8
Raming				
2026	0	3,6	19,0	22,6
2027	0	3,6	0	3,6
2028	0	0	19,0	19,0
2029	0	0	26,0	26,0
2030	0	0	26,0	26,0
2031	0	0	26,0	26,0

De ramingen voor de jaren 2026 tot en met 2031 zijn gebaseerd op de gasprijsraming van het CPB (op basis van de gashandelsprijzen zoals gepubliceerd op de TTF). Er is geraamd met de volgende gasprijzen in eurocent per kubieke meter:

Tabel 12.2 Raming* gasprijzen in eurocent per kubieke meter.

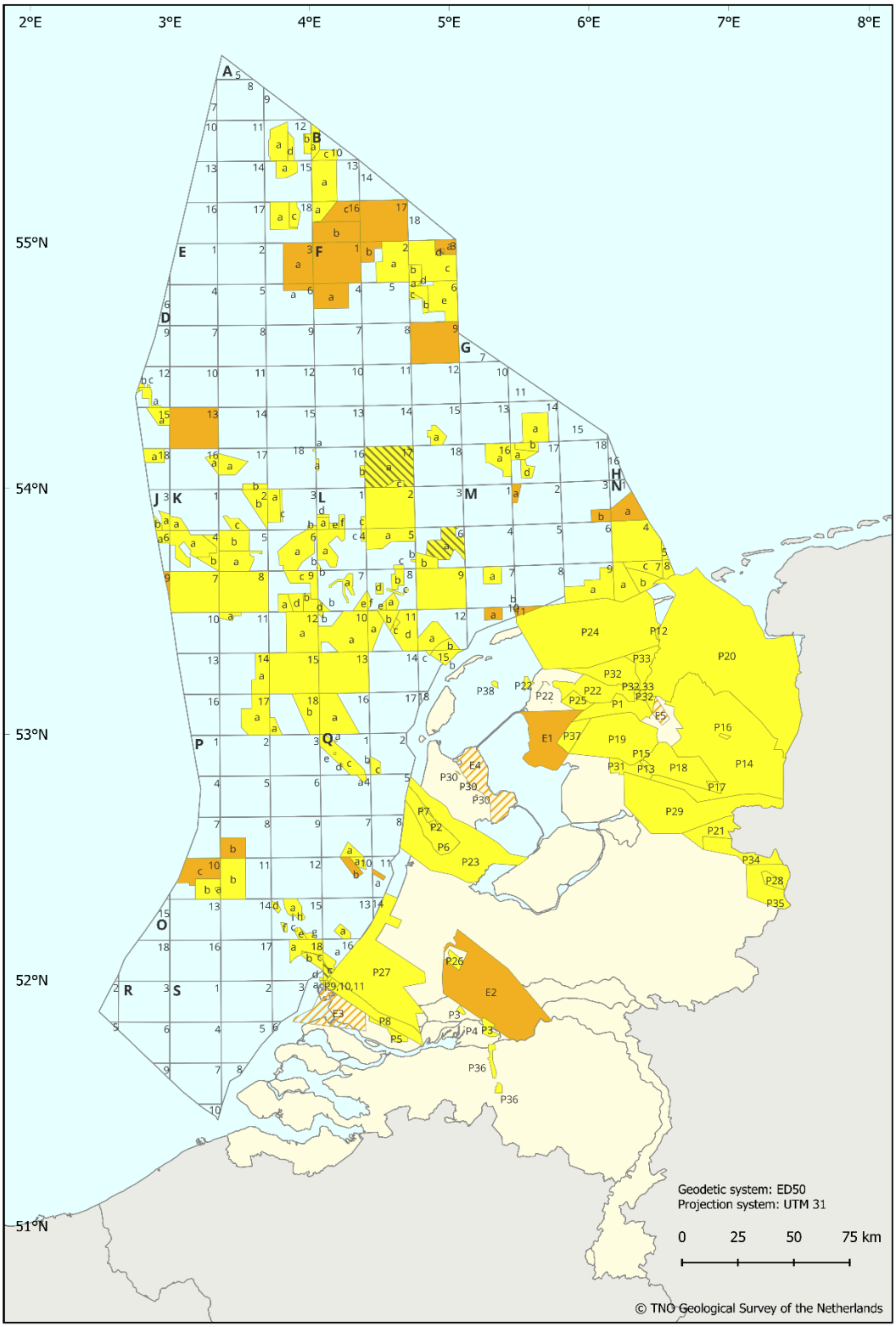
Jaar	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Gasprijs	26,4	24,5	23,1	21,9	21,6	21,9

* raming uit februari 2026

Bijlage 1.
Overzichtskaart van vergunningen voor koolwaterstoffen

Namen van de (aangevraagde) opsporing en winningsvergunningen op land voor koolwaterstoffen, zoals aangegeven in het figuur van Bijlage 1.

Opsporingsvergunningen					
E1	Hemelum	E2	Utrecht		
Aangevraagde opsporingsvergunningen					
E3	Brielle	E4	Slootdorp-Oost	E5	Waskemeer
Winningsvergunningen					
P1	Akkrum	P14	Drenthe IIb	P27	Rijswijk
P2	Alkmaar	P15	Drenthe IIIa	P28	Rossum-De Lutte
P3	Andel Va	P16	Drenthe IV	P29	Schoonebeek
P4	Andel Vb	P17	Drenthe V	P30	Slootdorp
P5	Beijerland	P18	Drenthe VI	P31	Steenwijk
P6	Bergen II	P19	Gorredijk	P32	Tietjerksteradeel II
P7	Bergermeer	P20	Groningen	P33	Tietjerksteradeel III
P8	Botlek IV	P21	Hardenberg	P34	Tubbergen
P9	Botlek Breeddiep	P22	Leeuwarden	P35	Twenthe
P10	Botlek Maasmond	P23	Middelie	P36	Waalwijk
P11	Botlek-Maas	P24	Noord-Friesland	P37	Zuid-Friesland III
P12	De Marne	P25	Oosterend	P38	Zuidwal
P13	Drenthe IIa	P26	Papekop	P27	Rijswijk



Figuur Bijlage 1.1 Opsporings- en winningsvergunningen voor koolwaterstoffen per 1 januari 2026.

Bijlage 2. Overzichtskaart vergunningen voor aardwarmte

Namen van de toewijzing zoekgebieden, start- en vervolgvergunningen voor aardwarmte, zoals aangegeven in Bijlage figuren 2.1 en 2.2.

Startvergunningen voor wetenschappelijk onderzoek en het voeren van centraal beleid					
O1	Amsterdam-Diemen- Almere 1	O3	Deurne 1	O5	Eindhoven 3
O2	De Bilt-Zeist 1	O4	Ede-Veenendaal 1		
Aangevraagde Startvergunningen voor wetenschappelijk onderzoek en het voeren van centraal beleid					
O6	Kempen 1	O7	Moerdijk 1		
Toewijzing zoekgebieden					
Z1	Alkmaar	Z22	Edam-Volendam 1	Z45	Oude Rijn
Z2	Almere 1	Z23	Ede	Z46	Purmerend 3
Z3	Almere-Diemen 1	Z24	Honselersdijk 5	Z47	Renkum
Z4	Alphen aan den Rijn 1	Z25	Honselersdijk 6	Z48	Rijnland
Z5	Amersfoort	Z26	Hoorn	Z49	Rotterdam 7
Z6	Ammerzoden 1	Z27	Kampen 2	Z50	Rotterdam-Bar
Z7	Amstelveen-Haarlemmermeer 1	Z28	Kerkrade 1	Z51	Rotterdam-Stad
		Z29	Klazienaveen	Z52	Sneek
Z8	Amsterdam-Amstelveen 1	Z30	Klazienaveen 2	Z53	Someren
		Z31	Kudelstaart 1	Z54	Tilburg 1
Z9	Andijk 2	Z32	Kwintsheul 2	Z55	Tilburg-Zuid 1
Z10	Bommelerwaard 2	Z33	Lansingerland 5	Z56	Uithoorn 1
Z11	Breda-Moerdijk 1	Z34	Leeuwarden	Z57	Veenendaal-Scherpenzeel 1
Z12	Brielle 2	Z35	Leeuwarden 5		
Z13	Capelle aan den IJssel	Z36	Leiden 2	Z58	Velsen
Z14	De Lier 9	Z37	Leiden 3	Z59	Vierpolders
Z15	De Ronde Venen 1	Z38	Lelystad	Z60	Wateringen 1
Z16	Delft-Abtswoude	Z39	Maasland 6	Z61	Wateringen 2
Z17	Den Haag 4a	Z40	Made 2	Z62	Westeinder 1
Z18	Den Haag 6a	Z41	Nijmegen	Z63	Westland-Zuidwest 1a
Z19	Den Helder	Z42	Nissewaard	Z64	Ypenburg 1a
Z20	Den Hoorn	Z43	Nootdorp-Oost 2	Z65	Zoetermeer
Z21	Drechtsteden	Z44	Oss	Z66	Zoetermeer 2
Z1	Alkmaar	Z22	Edam-Volendam 1	Z45	Oude Rijn
Z2	Almere 1	Z23	Ede	Z46	Purmerend 3
Z3	Almere-Diemen 1	Z24	Honselersdijk 5	Z47	Renkum

Aangevraagde Toewijzing zoekgebieden

Z67	Luttelgeest 3	Z69	Nootdorp-Oost 4	Z70	Berkel 2
Z68	Berkel 1				

Startvergunningen

S1	Bleiswijk 1b	S7	Lansingerland III	S13	Monster I
S2	Bleiswijk II	S8	Leeuwarden I	S14	Naaldwijk II
S3	Bleiswijk III	S9	Luttelgeest II	S15	Pijnacker-Nootdorp 4d
S4	Californië IV	S10	Luttelgeest III	S16	Poeldijk II
S5	Californië V	S11	Maasdijk I	S17	Zoetermeer I
S6	Delft I	S12	Middenmeer III		

Aangevraagde Startvergunningen

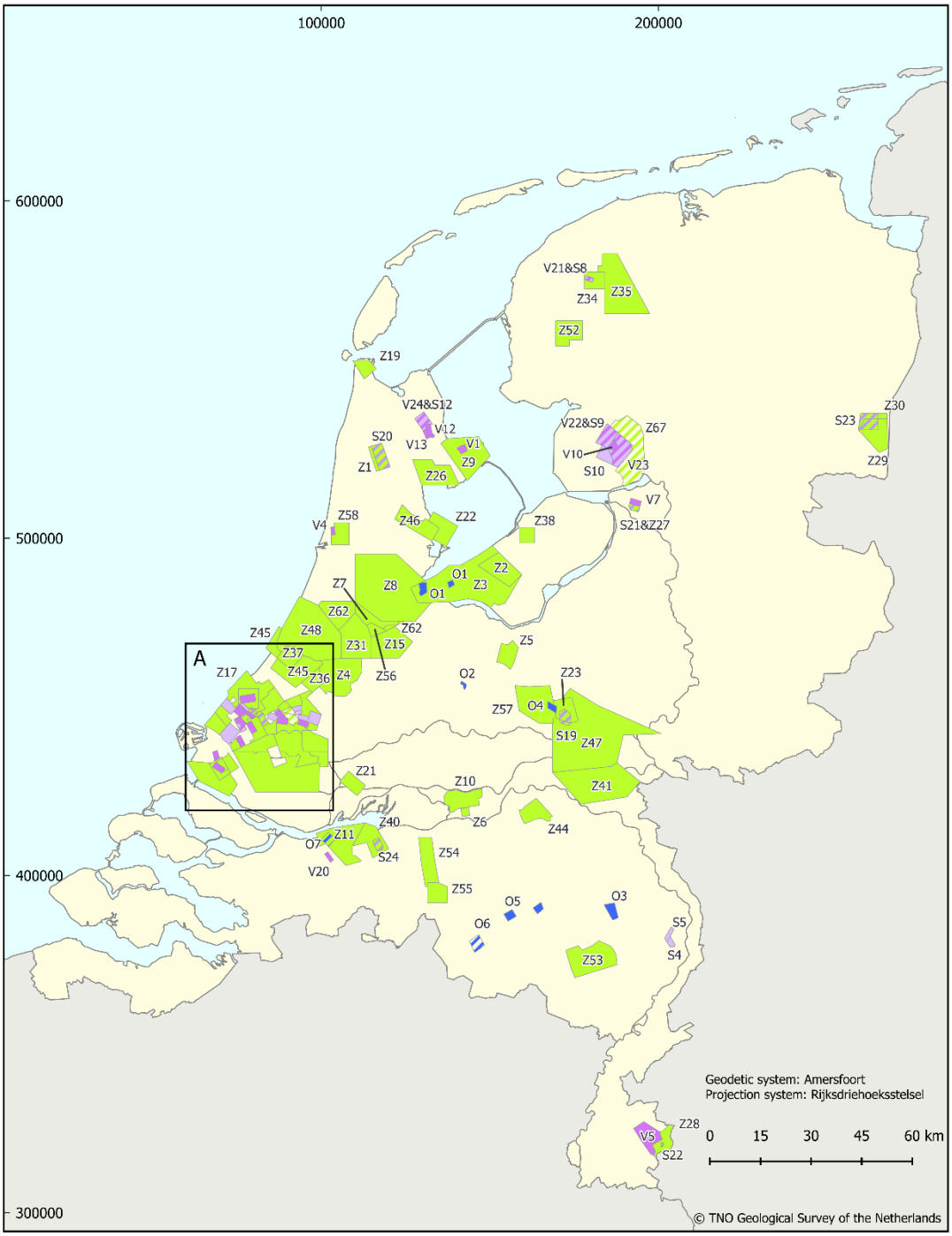
S18	Den Hoorn I	S21	Kampen II	S24	Made I
S19	Ede I	S22	Kerkrade I	S25	Wateringen I
S20	Heerhugowaard I	S23	Klazienaveen I		

Vervolgvergunningen

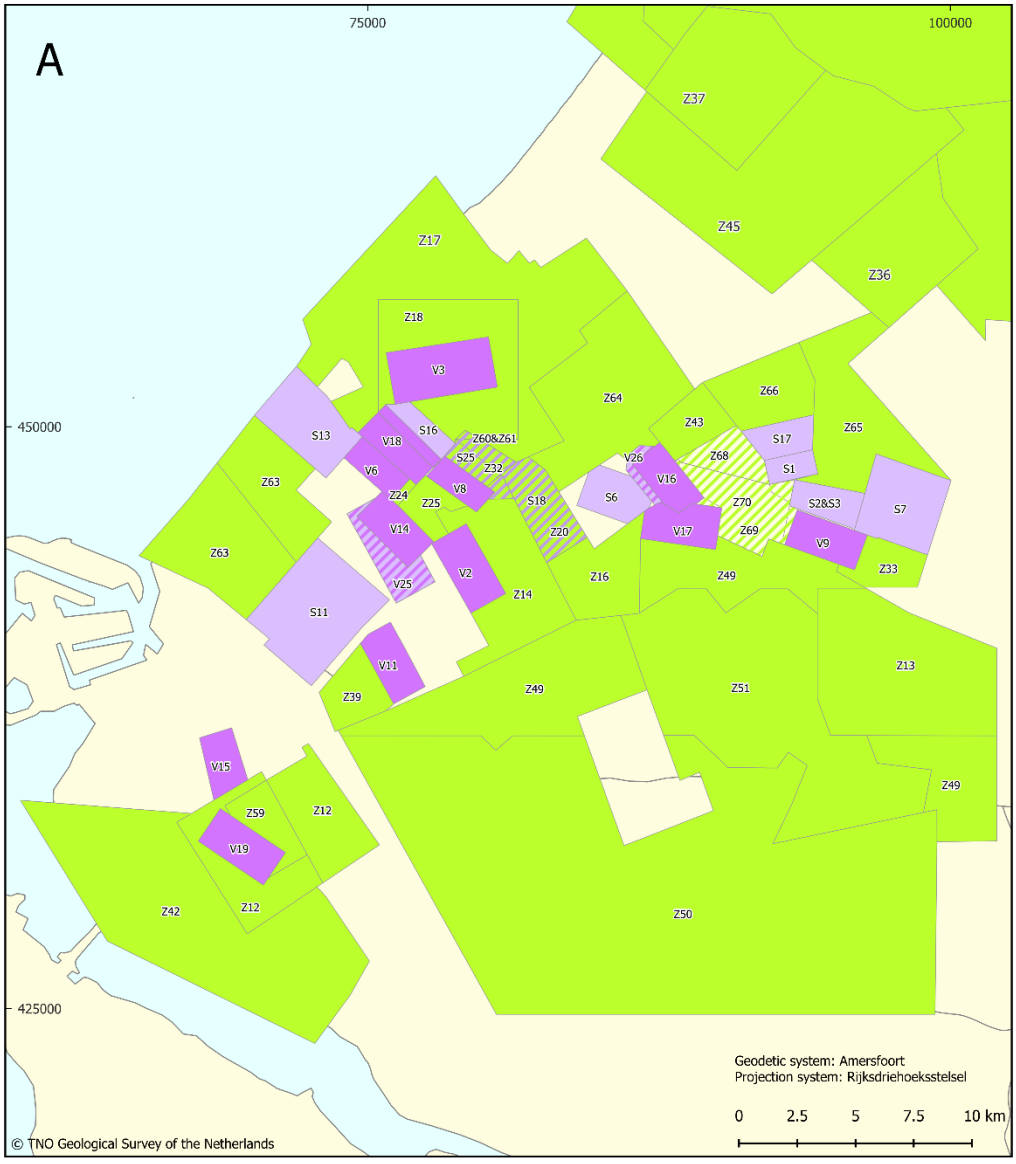
V1	Andijk	V8	Kwintsheul	V15	Oostvoorne
V2	De Lier	V9	Lansingerland	V16	Pijnacker-Nootdorp 4
V3	Den Haag	V10	Luttelgeest	V17	Pijnacker-Nootdorp 5
V4	Heemskerk	V11	Maasland	V18	Poeldijk
V5	Heerlen	V12	Middenmeer I	V19	Vierpolders
V6	Honselersdijk	V13	Middenmeer II	V20	Zevenbergen
V7	Kampen	V14	Naaldwijk		

Aangevraagde Vervolgvergunningen

V21	Leeuwarden I	V23	Luttelgeest III	V25	Naaldwijk II
V22	Luttelgeest II	V24	Middenmeer III	V26	Pijnacker-Nootdorp IV-d



Figuur Bijlage 2.1 Vergunningen voor aardwarmte per 1 januari 2026.



Figuur Bijlage 2.2 Vergunningen voor aardwarmte per 1 januari 2026 uitvergroting van gebied A uit Figuur 8.3.

Bijlage 3.
Instanties betrokken bij mijnbouw

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Directoraat-Generaal Realisatie Groene Groei

Adres:	Bezuidenhoutseweg 73 2594 AC 's-Gravenhage	Postbus 20411 2500 EK 's-Gravenhage
Telefoon:	070 379 89 11	
Website:	www.rijksoverheid.nl	

TNO – Adviesgroep Economische Zaken

Adres:	Princetonlaan 6 3584 CB Utrecht	Postbus 80015 3508 EC Utrecht
Telefoon:	088 866 42 56	
Website:	www.tno.nl	

Staatstoezicht op de Mijnen

Adres:	Henri Faasdreef 312 2492 JP 's-Gravenhage	Postbus 24037 2490 AA 's-Gravenhage
Telefoon:	070 379 84 00	
E-mail:	info@sodm.nl	
Website:	www.sodm.nl	

Nederlands Olie en Gas Portaal – www.nlog.nl

Het Nederlands Olie en Gas Portaal geeft informatie over delfstoffen en geothermie in Nederland en het Nederlandse deel op land. Doelstelling is om de door de rijksoverheid verstrekte informatie op dit gebied op eenvoudige en overzichtelijke wijze te ontsluiten. Het portaal wordt in opdracht van het Ministerie van EZK beheerd door TNO, *Geologische Dienst Nederland*.

Bijlage 4.
Toelichting op enkele begrippen

Land:
In dit jaarboek wordt onder land verstaan: het Nederlandse vasteland en dat deel van de Nederlandse territoriale zee, dat is gelegen aan de landzijde van de lijn, bedoelt in de bijlage van de Mijnbouwwet.

Zee:
In dit jaarboek wordt onder zee verstaan, dat deel van de Nederlandse zee waarop het Koninkrijk soevereine rechten heeft en dat is gelegen aan de zeezijde van de lijn, bedoelt in de bijlage van de Mijnbouwwet.

Opsporingsvergunning:
Een vergunning voor het instellen van een opsporingsonderzoek naar daarin vermelde delfstoffen (m.u.v. aardwarmte).

Winningsvergunning:
Een vergunning voor het winnen van daarin vermelde delfstoffen, evenals voor het instellen van een opsporingsonderzoek naar die delfstoffen (m.u.v. aardwarmte).

Opslagvergunning
Een vergunning voor het tijdelijk of permanent opslaan van daarin vermelde stoffen in een mijnbouwwerk. Deze vergunning geeft het alleenrecht om in een bepaald gebied stoffen in de grond op te slaan.

Toewijzing zoekgebied (aardwarmte):
De toewijzing zoekgebied is alleen van toepassing op projecten waarbij aardwarmte wordt gewonnen. Het geeft het alleenrecht om in een bepaald gebied te mogen zoeken naar aardwarmte. In deze fase mag nog niet geboord worden.

Startvergunning (aardwarmte):
Een startvergunning is alleen van toepassing waar aardwarmte wordt gewonnen. Deze vergunning geeft het recht om aardwarmte op te sporen en gedurende de looptijd van de vergunning te winnen.

Vervolgvergunning (aardwarmte):
Een vervolgvergunning is alleen van toepassing bij projecten waar aardwarmte wordt gewonnen. De vervolgvergunning geeft toestemming om aardwarmte te winnen gedurende de looptijd die is vastgelegd in de vergunning.

Vergunning voor wetenschappelijk onderzoek of het voeren van centraal beleid (aardwarmte):
Vergunning voor uitvoeren van zuiver wetenschappelijk onderzoek of het voeren van centraal beleid, zoals datavergaring. Hiervoor gelden in de Nederlandse Mijnbouwwet speciale vergunningsregels. De vergunning is uitsluitend bedoeld voor het vergaren van geologische en technische data, niet voor het structureel winnen van aardwarmte.

Seismiek:

In dit jaarboek wordt onderscheid gemaakt tussen 2D en 3D seismiek. Langs een lijn aan het aardoppervlak worden trillingen opgewekt, welke na reflectie aan vlakken in de aardkorst worden geregistreerd m.b.v. geofoons of hydrofoons. Omdat de voortplanting van de trillingen niet altijd exact in het verticale vlak onder de registratielijn plaatsvindt, is de weergave van de geologische structuren in de 2D seismische sectie slechts een benadering van de werkelijkheid. Deze benadering is veel beter in het geval van 3D seismiek, waar een groot aantal registratielijnen op een relatief geringe oppervlakte naast elkaar geplaatst wordt. Bij deze techniek maakt de moderne gegevensverwerking per computer het namelijk mogelijk te corrigeren voor een stralengang buiten het verticale vlak onder de individuele registratielijn, zodat op elke gewenste plaats wél een nauwkeurige benadering van de geologische structuren mogelijk is.

Boringen:

- Exploratieboring: boring, gericht op het opsporen van nieuwe olie- en gasvelden;
- Evaluatie- of bevestigingsboring (appraisal well): boring waarmee de omvang en uitgestrektheid van een gas- en/of olieveld nader wordt verkend;
- Ontwikkelingsboring: boring, gericht op het ontginnen van een olie- of gasveld.

Gasveld/olieveld:

Een natuurlijke geïsoleerde accumulatie van gas en/of olie in een poreus gesteente in de diepe ondergrond, afgesloten of omgeven door een ondoorlatend gesteente.
In dit jaarverslag worden de begrippen reservoir, veld, voorkomen en accumulatie als synoniemen beschouwd.

Resource categorieën en –definities:

In onderstaande definities worden aardgas en aardolie kortweg aangeduid met de term koolwaterstoffen.

- Gas/Oil Initially in Place (GIIP/OIIP)
  De hoeveelheid koolwaterstoffen in een reservoir, die initieel (oorspronkelijk) in een reservoir aanwezig is. Bij de berekening van deze hoeveelheid wordt uitgegaan van de gemiddelde waarde van de - op de berekening betrekking hebbende - parameters.

- Verwachte Initiële Reserve
  De hoeveelheid koolwaterstoffen in een reservoir, die uiteindelijk in zijn totaliteit commercieel winbaar geacht wordt. Bij de berekening van deze hoeveelheid wordt uitgegaan van de gemiddelde waarden van de - op de berekening betrekking hebbende - parameters.

- Bewezen Initiële Reserve
  De hoeveelheid koolwaterstoffen in een reservoir, die uiteindelijk in zijn totaliteit commercieel winbaar geacht wordt met een - op een cumulatieve kanskromme (expectation curve) gebaseerde - overschrijdingskans van 90%.

- Resterende Verwachte Reserve
  Het resterende deel van de verwachte initiële reserve na aftrek van de totale hoeveelheid koolwaterstoffen, die vóór de afsluiting van het verslagjaar uit het betreffende reservoir werd gewonnen (de "cumulatieve productie").

- Resterende Bewezen Reserve
  De resterende - van een op een overschrijdingskans van 90% gebaseerde - hoeveelheid koolwaterstoffen, die aan een reservoir onttrokken kan worden. Deze hoeveelheid wordt berekend door de cumulatieve productie van de Bewezen Initiële Reserve af te trekken.

- Bewezen Voorwaardelijke Voorraad (Contingent resources)
  De - van een op een overschrijdingskans van 90% gebaseerde hoeveelheid koolwaterstoffen in een reservoir waarvan wordt verwacht dat deze onder voorwaarden commercieel produceerbaar is. Dit jaarverslag beperkt zich tot de voorwaardelijke voorraad die behoren tot de subcategorie 'in afwachting van productie'.

- Verwachte Voorwaardelijke Voorraad (Contingent resources)
  De hoeveelheid koolwaterstoffen in een reservoir waarvan wordt verwacht dat deze onder voorwaarden commercieel produceerbaar is. Bij de berekening van deze hoeveelheid wordt uitgegaan van de gemiddelde waarden van de - op de berekening betrekking hebbende - parameters. Dit jaarverslag beperkt zich tot de voorwaardelijke voorraad die behoren tot de subcategorie 'in afwachting van productie'.

- Toekomstige reserves
  Toekomstige reserves zijn hoeveelheden koolwaterstoffen die nog niet zijn aangetoond door een boring maar die met een bepaalde kans van succes in de toekomst zullen bijdragen aan de reserves. De volgende datasets en definities worden gebruikt bij de bepaling van de toekomstige reserves.

  a. Prospectdatabase
     Bestand waarin alle bij de Nederlandse overheid bekende structuren ("prospects") die in potentie gas of olie (toekomstige reserves) kunnen bevatten zijn opgenomen. Bron van dit bestand is vooral de jaarrapportage op basis van artikel 113 van de Mijnbouwwet, door de in Nederland opererende olie & gas maatschappijen.
  b. Prospect Portfolio
     De selectie van prospects uit de Prospectdatabase die binnen de "Proven Play" gebieden liggen.
  c. Exploratiepotentieel
     Cumulatieve "risked volumes" van prospects uit de prospect portfolio die aan bepaalde randvoorwaarden voldoen. In de reeks van exploratiepotentieel rapportages vanaf 1992 is gekozen voor een limitatie van de Prospect portfolio op basis van een minimale waarde van het verwachte reservevolume in een prospect. In enkele rapportages wordt de term "Firm Futures" gebruikt. Deze term is in grote lijnen synoniem aan Exploratie potentieel.
  d. Potentiële futures in bewezen plays
     Volume aan gas dat zich naar verwachting bevindt in nog niet gekarteerde structuren in de "proven play" gebieden
  e. Potentiele futures in nog niet bewezen plays
     Volume aan gas dat zich naar verwachting bevindt in valide plays waar binnen Nederland nog geen gas is aangetoond.
  f. Potentiele futures in hypothetische plays
     Volume aan gas in plays waarvan een of meerdere van de basis play-elementen zoals reservoir, afdichtend pakket en gasmoedergesteente nog niet bekend zijn.

De term "verwachte" in de definities dient opgevat te worden in de statistische betekenis van het woord. Het getal representeert de verwachtingswaarde ("expectation"). Ter toelichting het volgende.
De gegevens die voor een volumeberekening worden gebruikt hebben alle een bepaalde onzekerheid. Door deze onzekerheden statistisch te verwerken kan voor ieder voorkomen een verwachtingskromme worden bepaald. Dit is een cumulatieve kansverdelingsfunctie, een grafiek waarin de reserves zijn uitgezet tegen de bijbehorende kans dat deze hoeveelheid gehaald of overschreden wordt. Naarmate de winning uit een veld voortschrijdt, nemen de diverse onzekerheden af en zal de verwachtingswaarde steeds minder gaan afwijken van de 50% waarde op de cumulatieve kansverdelingsfunctie.
In de praktijk wordt voor de reserves van een bepaald veld de verwachtingswaarde aangehouden. Dit is de meest realistische schatting van de hoeveelheid koolwaterstoffen in een reservoir.
De winbaarheid van de koolwaterstoffen uit een voorkomen wordt bepaald door geologische en reservoir technische factoren van het voorkomen, de op het moment van rapportage bestaande technische middelen van winning en de op dat moment heersende economische omstandigheden.

Probabilistisch optellen van de bewezen reserves:

Bij deze methode worden de waarschijnlijkheidsverdelingen van de reserves van de individuele velden gecombineerd. Op deze wijze worden de onzekerheden, die inherent zijn aan alle reserveschattingen, meegenomen.
Het resultaat van de toepassing van het probabilistisch sommeren is, dat het verkregen totaalcijfer voor de bewezen reserve op een statistisch meer verantwoorde wijze, volgens de definitie, het bewezen gedeelte van de totale reserve van Nederland weergeeft. Met andere woorden: aan de aldus verkregen getalswaarde kan een kans toegekend worden van 90% dat de werkelijke reserves groter zijn dan die waarde.

Exploratie Potentieel:

Het programma ExploSim wordt gebruikt voor de bepaling van het exploratiepotentieel.
De werking van dit programma wordt beschreven in de publicatie:

"LUTGERT, J., MIJNLIEFF, H. & BREUNESE, J. 2005. Predicting gas production from future gas discoveries in the Netherlands: quantity, location, timing, quality. In: DORE, A. G. & VINING, B. A. (eds) Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives—Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference, 77–84. Petroleum Geology Conferences Ltd. Published by the Geological Society, London."

Eenheden:

Standaard m^3:
Aardgas- en aardoliereserves zijn weergegeven in m^3 bij een druk van 101,325 kPa (of 1,01325 bar) en 15 °C. Deze m^3 wordt als standaard m^3 omschreven in norm nr. 5024-1976(E) van de International Organization for Standardization (ISO), en gewoonlijk afgekort met Sm^3.

Normaal m^3:
Aardgas- en aardoliereserves zijn weergegeven in m^3 bij een druk van 101,325 kPa (of 1,01325 bar) en 0 °C. Deze m^3 wordt als normaal m^3 omschreven in norm nr. 5024-1976(E) van de International Organization for Standardization (ISO), en gewoonlijk afgekort met Nm^3.

Groningen aardgasequivalent:

Om te kunnen rekenen met volumes aardgas van verschillende kwaliteit worden deze herleid tot een Groningen aardgasequivalent. Hiertoe wordt de hoeveelheid aardgas met een afwijkende gaskwaliteit van het Groningen voorkomen, op basis van verschil in verbrandingswarmte herleid tot een (fictief) volume van Groningen kwaliteit (35,17 Megajoules bovenwaarde per m^3 van 0 °C en 101,325 kPa, of 1,01325 bar).
Eén Nm^3 gas met een verbrandingswaarde van 36,5 MJ is 36,5/35,17 Nm^3 Groningen aardgasequivalent (Geq).

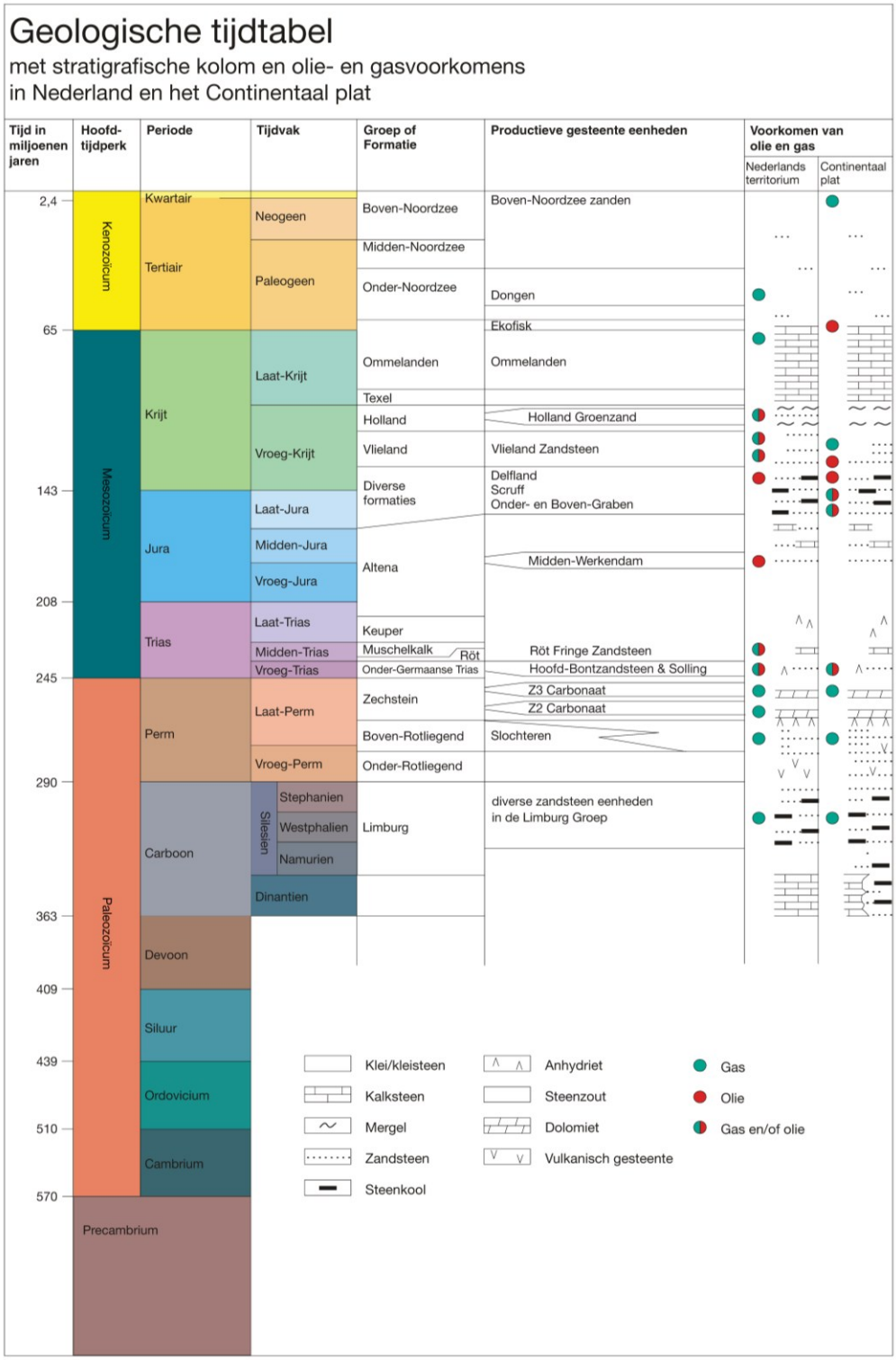
De Groningen aardgasequivalent wordt onder meer door de N.V. Nederlandse Gasunie gebruikt.

De cijfers in Groningen aardgasequivalent zijn eenvoudig om te rekenen naar equivalenten van andere energiedragers, zoals de TOE (Ton Olie Equivalent) en de SKE (Steenkool Equivalent).

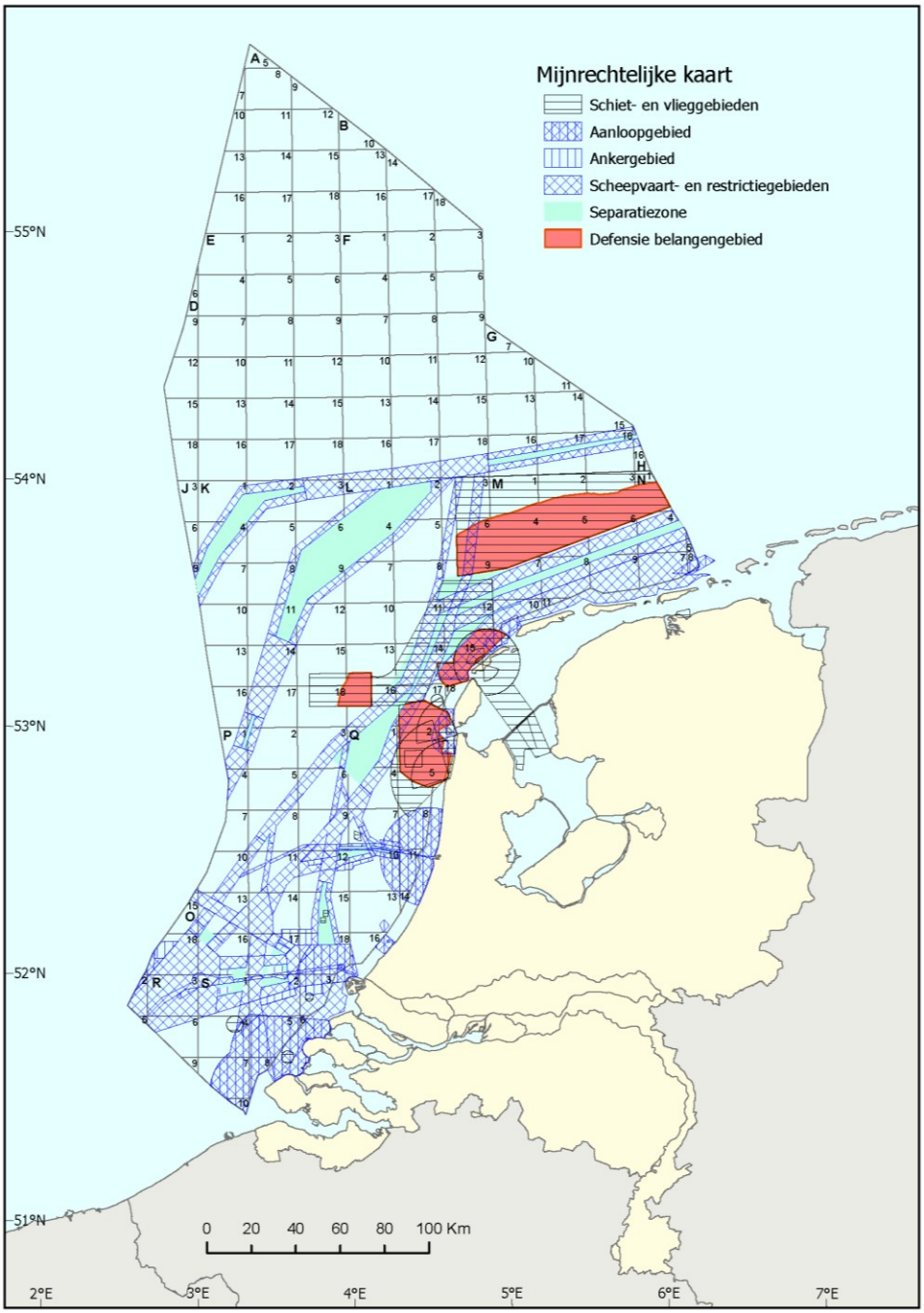
Energiedrager	Eenheid	Giga joule	Giga calorie	Olie equiv. ton	Olie equiv. barrel	Steenkool equiv. ton	Aardgas equiv. 1.000 m^3
Brandhout (droog)	Ton	13,51	3,23	0,32	2,36	0,46	0,43
Steenkool	Ton	29,30	7,00	0,70	5,11	1,00	0,93
Bruinkool	Ton	17,00	4,06	0,41	2,96	0,58	0,54
Cokes	Ton	28,50	6,81	0,68	4,97	0,97	0,90
Cokesovengas	1.000 m^3	17,60	4,20	0,42	3,07	0,60	0,56
Hoogovengas	1.000 m^3	3,80	0,91	0,09	0,66	0,13	0,12
Ruwe aardolie	Ton	42,70	10,20	1,02	7,45	1,46	1,35
Aardolie equivalent	Ton	41,87	10,00	1,00	7,30	1,43	1,32
Raffinaderijgas	1.000 m^3	46,10	11,01	1,10	8,04	1,57	1,46
LPG	1.000 m^3	45,20	10,79	1,08	7,88	1,54	1,43
Nafta's	Ton	44,00	10,51	1,05	7,67	1,50	1,39
Vliegtuigbrandstof	Ton	43,49	10,39	1,04	7,58	1,48	1,37
Motorbenzine	Ton	44,00	10,51	1,05	7,67	1,50	1,39
Petroleum	Ton	43,11	10,29	1,03	7,52	1,47	1,36
Huisbrandolie	Ton	42,70	10,20	1,02	7,45	1,46	1,35
Zware stookolie	Ton	41,00	9,79	0,98	7,15	1,40	1,30
Petroleum cokes	Ton	35,20	8,41	0,84	6,14	1,20	1,11
Aardgas	1.000 m^3	31,65	7,56	0,76	5,52	1,08	1,00
Elektriciteit *	MWh	3,60	0,86	0,09	0,63	0,12	0,11

* In de energie omrekentabel moet onder de energiewaarde van een MWh elektriciteit, de energie-inhoud van een geproduceerde eenheid elektriciteit worden verstaan. Om deze eenheid elektriciteit te kunnen produceren is meer energie nodig. De omvang van deze benodigde hoeveelheid energie hangt af van het omzettingsrendement.

Bijlage 5.
Geologische tijdtabel



Bijlage 6.
Mijnrechtelijke kaart

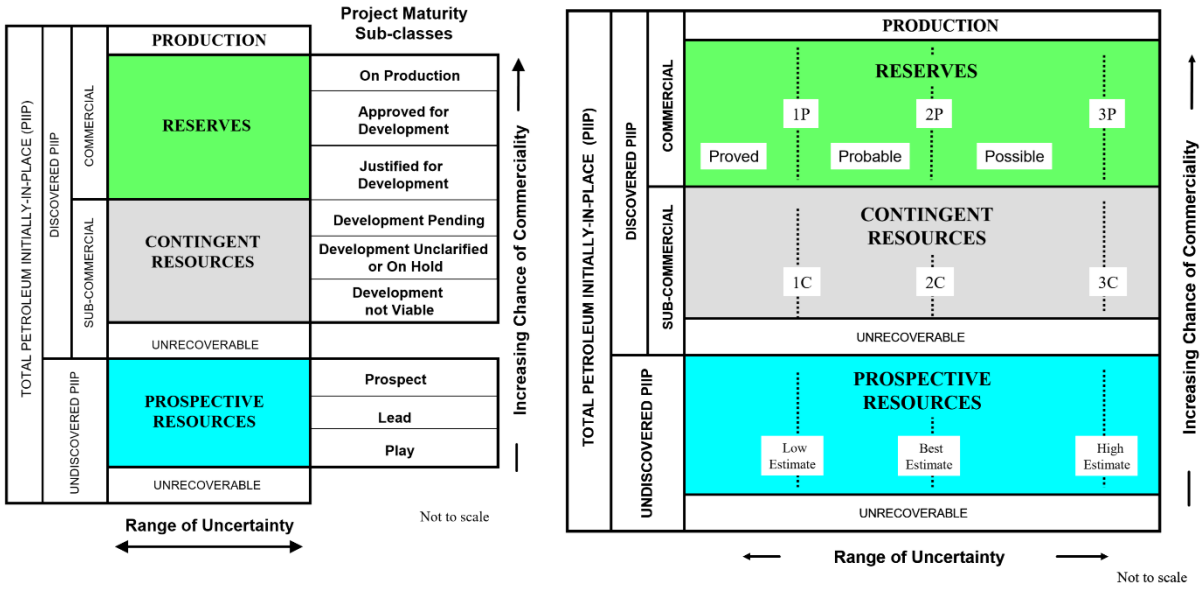


Figuur Bijlage 6.1 Mijnrechtelijke kaart van Nederland inclusief scheepsvaart routes, militaire gebieden en defensie belanghebbendegebieden[32]. Geraadpleegd op 12 mei 2026.

[32] https://noordzeeloket.nl/functies-gebruik/militair-gebruik/

Bijlage 7.
Petroleum Resource Management Systeem (PRMS)

De ontwikkeling van een gasvoorkomen wordt normaliter gefaseerd in een aantal projecten. Na de initiële ontwikkeling van een voorkomen volgen er bijvoorbeeld: extra (infill) putten, de installatie van compressie en uiteindelijk maatregelen als het plaatsen van velocity strings of zeepinjectie. Elk van deze projecten vertegenwoordigt een gasvolume dat naar verwachting bij uitvoering van het project zal worden geproduceerd.



Figuur Bijlage 7.1 Schematische weergave van de PRMS-classificatie.

Status (kans op commerciële realisatie)

De aan de projecten gelieerde gasvoorraad (resources) is aan de hand van hun status onderverdeeld in drie hoofdklassen volgens de kans dat het project zal worden uitgevoerd:

- Reserves, het gasvolume in aangetoonde accumulaties dat volgens goed gedefinieerde projecten commercieel winbaar wordt geacht.
- De voorwaardelijke voorraad (contingent resources), het gasvolume in aangetoonde accumulaties dat in (incrementele) projecten winbaar is, maar pas commercieel worden geacht wanneer wordt voldaan aan één of meer gestelde (technische, economische of juridische) voorwaarden.
- De prospectieve voorraad (prospective resources), het winbaar geachte deel van het gas in nog niet aangetoonde accumulaties.

Op basis van waarschijnlijkheid zijn deze drie klassen op hun beurt onder te verdelen in subklassen (Figuur Bijlage 7.1)

Aangezien de olie- en gasvoorraad zich fysiek op grote diepte onder de grond bevindt zijn de ramingen gebaseerd op de evaluatie van ondergrondgegevens die de aanwezigheid van de olie- of gasvoorraad moeten aantonen. Alle voorraadramingen dragen een bepaalde onzekerheid in zich. De PRMS voorraadclassificatie houdt rekening met deze onzekerheid. De onzekerheid omtrent de winbare voorraad van een specifiek project wordt uitgedrukt in een lage, verwachte en hoge schatting. Dit wordt aangegeven langs de horizontale as (Figuur Bijlage 7.1). De waarschijnlijkheid voor de verwachte reserves wordt uitgedrukt in respectievelijk 1P (proved), 2P (probable) en 3P (possible). Dezelfde categorieën worden voor de voorwaardelijke voorraad uit gedrukt in 1C, 2C en 3C.

Meer informatie over de PRMS is beschikbaar op www.spe.org.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Directoraat-Generaal Realisatie en Groene Groei
September 2026



Voor meer informatie:
www.nlog.nl