



Portfolio-analyse geschiktheid Nederlandse gasvelden voor ondergrondse waterstofopslag

Juli 2025

S. D. van Klaveren, G. Reijnen-Mooij en B. Jaarsma



ebn

Introductie

Nederland bouwt hard aan een duurzaam energiesysteem. Zon en wind zullen daarin de belangrijke bronnen van energie vormen. Het huidige energiesysteem bestaat slechts voor 19% uit elektriciteit.¹ Maar in 2050 zal CO₂-vrije elektriciteit onze grootste bron van energie zijn.² In dit nieuwe systeem zal niet alleen de vraag naar energie door het jaar heen variabel zijn, zoals nu ook al het geval is, maar ook het aanbod. Dit komt omdat de opbrengst uit zon en wind afhankelijk is van het weer en de seizoenen. Het goed kunnen matchen van vraag en aanbod van energie gaat steeds belangrijker worden. Energieopslag is een van de mogelijkheden om vraag en aanbod aan elkaar te verbinden.

Grootschalig energie opslaan kan op meerdere manieren. Zo kan elektriciteit worden opgeslagen in grote batterijen (MWh-schaal), perslucht in zoutcavernes (GW-schaal), waterstof in zoutcavernes (~250 Wh) en waterstof in lege gasvelden (TWh-schaal). De hoeveelheid energie die kan worden opgeslagen in een waterstofopslag in een leeg gasveld is dus veel groter dan de hoeveelheid energie die kan worden opgeslagen in grote batterijen. Ook kan er meer dan 10 keer zoveel energie opgeslagen worden in een gasveld vergeleken met een zoutcaverne.

Ondergrondse waterstofopslag is daarmee een belangrijke bouwsteen om flexibiliteit te leveren aan het toekomstige energiesysteem. Met deze flexibiliteit kan zowel vraag en aanbod van waterstof als

van duurzame elektriciteit gebalanceerd worden. Naast balanceren fungeert een waterstofopslag ook als buffervat voor veilige stroming door pijpleidingen én biedt het voorzieningszekerheid van energie.

Verschillende scenario studies wijzen uit dat grootschalige ondergrondse waterstofopslag nodig gaat zijn. De behoefte aan waterstofopslag zal waarschijnlijk enkele tientallen TWh-en beslaan.^{3,4} EBN onderzoekt daarom de mogelijkheden voor waterstofopslag in gasvelden in Nederland.

In Nederland is in ~580 locaties op land en op zee olie en/of gas aangetroffen in de ondergrond. Dit vormt het startpunt van deze analyse. Daarvan zijn ~470 velden ook echt ontwikkeld en kunnen als (toekomstig) “lege” velden beschouwd worden. Dit betekent dat er op papier veel opties en locaties zijn om waterstof in op te gaan slaan. Met de analyse beschreven in dit paper, onderzoeken we welke van deze gasvelden op het eerste oog geschikt zouden kunnen zijn voor waterstofopslag. Hiermee doen we een reality check: het potentieel lijkt groot, maar hoe geschikt zijn de Nederlandse gasvelden voor ondergrondse waterstofopslag? Het is hierbij noodzakelijk om zowel technische als niet-technische criteria af te wegen.

Deze analyse is gedaan in opdracht van het ministerie van Klimaat en Groene Groei en kan worden gezien als een vervolg op de *Haalbaarheidsstudie waterstofopslag op zee* van EBN en TNO uit 2022. In die eerdere studie was een eerste screening uitgevoerd op basis van de grootte van de velden.⁵

¹ Energiebalans. CBS, 2024.

² Nationaal Plan Energiesysteem. Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2023.

³ Ondergrondse energieopslag noodzakelijk voor toekomstig energiesysteem. EBN en TNO, 2021.

⁴ Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025. Netbeheer Nederland, 2025.

⁵ Haalbaarheidsstudie ondergrondse waterstofopslag op zee. TNO en EBN, 2022.

Methode

Om de velden te beoordelen is een elftal criteria opgesteld. De criteria zijn toepasbaar op de gehele portfolio. Ze zijn gekozen omdat ze relevant zijn voor ondergrondse waterstofopslag en omdat voor deze criteria publieke data van bijna alle velden beschikbaar zijn. Veld-specifieke factoren zijn dus niet meegenomen.

Sommige criteria leiden tot een rood label: waarschijnlijk niet geschikt, veel risico's/onbekenden geïdentificeerd. Sommige criteria leiden tot een geel label: misschien geschikt, maar er zijn risico's/onbekenden geïdentificeerd. Wanneer een veld drie of meer keer een geel label krijgt, is dit veld als rood beoordeeld. Velden die niet afgefallen zijn op basis van onderstaande criteria kleuren blauw. Dit betekent niet per definitie dat ze geschikt zijn voor ondergrondse waterstofopslag. Het betekent dat ze interessant zijn om in een veld-specifieke screening in meer detail te evalueren.

Hieronder staan de criteria inclusief toelichting waarom een veld daardoor niet geschikt is en het aantal velden (n) waarop dit van toepassing is. In tabel 1 staat het overzicht.

1. Type koolwaterstof (rood: olie, n=45; geel: olievelden met een gascap, n=9)

Olievelden bevatten geen tot weinig aardgas. Aangezien aardgas lichter is dan olie, kan, bij het ontbreken van gas, niet bewezen worden dat de afsluitende laag

gas kan afsluiten. Dit impliceert een mogelijk lekkagerisico voor waterstofopslag.

Voor olievelden met een gascap is deze afsluitende laag (in elk geval deels) wel bewezen. Toch heeft een olieveld met daarin gas niet de voorkeur, omdat het tot een complexer systeem leidt. Er zijn dan meerdere reinigingsstappen nodig en er is mogelijk kans op reactie van de waterstof met olie of op het oplossen van waterstof in olie, hoewel dit nog niet is aangetoond.

2. Volume (rood: >15 Nbcm, n=22; geel: >7,5 Nbcm, n=75)

Het volume bepaalt hoeveel waterstof opgeslagen kan worden. Met het volume wordt bedoeld GIIP (Gas Initially In Place) in miljard normaal kubieke meters (Nbcm).⁶ Wanneer het veld te groot is, zullen de kosten voor het vullen van het veld om tot minimale druk te komen erg hoog zijn. Het kussengas, dat nodig is om deze minimale druk te bereiken, vereist dan een te grote voorinvestering. Het werkvolume is de ruimte die gebruikt wordt voor de opslag. De verwachting is dat er geen velden nodig gaan zijn die >5 Nbcm werkvolume bieden.⁵ 5 Nbcm werkvolume correspondeert in een ongunstig geval met een GIIP van 15 Nbcm.⁷

We verwachten in de nabije toekomst dat velden tot maximaal 2,5 Nbcm werkvolume tot commerciële waterstofopslag worden ontwikkeld. Omdat dat goedkoper is en de markt nog onzeker is. Mogelijk dat in de verre toekomst velden >2,5 Nbcm werkvolume (≈7,5 Nbcm GIIP) geschikt blijken. Vandaar dat velden groter dan 7,5 Nbcm op dit moment minder geschikt worden geacht en een gele kleur krijgen.

⁶ Normaal kubieke meter (Nm³) is de volumemeting bij een druk van 101,325 kPa/1,01325 bar en 0°C (CBS).

⁷ Classifying hydrogen storage potential in porous reservoirs as an aid to European site selection. HyUSPre H2020 D1.5, 2023.

Tabel 1 - Overzicht van de gebruikte criteria. Als een veld op drie criteria geel scoort, is de eindscore rood.

Criterium	Waarschijnlijk niet geschikt, veel geïdentificeerde risico's of onbekenden	Misschien geschikt, maar geïdentificeerde risico's of onbekenden	Welk risico?	Aantal velden (resp.)	Bron
1. Type koolwaterstof	Olie	Olie met gascap	Seal niet bewezen voor gas; complexiteit	45; 9	NLOG/EBN database
2. Volume (GIIP)	>15 Nbcm	>7,5 Nbcm	Hoge kosten	22; 75	EBN-database
3. Seismiciteit	Invloedsgebied Groningenveld en aquifer	In het veld	Aardbevingen	28; 46	DHAIS ⁸ , KNMI
4. Geologische stratigrafie karakteristieken	Boven-Noordzee groep; Krijtkalk groep		Lekkage door de seal; lage permeabiliteit	10; 7	NLOG
5. Waddenzee	Velden in UNESCO en Natura2000 Waddenzee		Vergunningen ingewikkeld, sensitieve regio	18	
6. CO ₂ -opslag	Porthos-velden		Permanente CO ₂ -opslag	3	EBN
7. Ontdekkingsjaar		<1976	Waterstoflekka-ge via oude putten	131	NLOG
8. Temperatuur		<70°C (diepte<2000m)	Verlies van waterstof en/of vorming van ongewenste gassen	97	NLOG
9. Ontwikkelfase		Gestrand; Geabandonneerd	Lekkage oude putten en toegankelijkheid van het veld	107; 113	NLOG/EBN database
10. Natuurlijke H ₂ S		>3,6 ppm	Hoge kosten zuivering	16	NLOG, NAM database
11. Hydraulische fracking		Gefracte putten in het veld	Slechte productiviteit	76	TNO ⁹ , SodM ¹⁰

⁸ Deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiciteit (DHAIS), actualisatie 2021. TNO, 2022.

⁹ Inventarisatie aantoonbare effecten voor mens en milieu als gevolg van historische conventionele frackoperaties, TNO, 2018.

¹⁰ Resultaten inventarisatie fracking. Staatstoezicht op de Mijnen, 2016.

2,5 Nbcm werkvolume staat gelijk aan ruim 8 TWh. Ter vergelijking: dit staat gelijk aan 32 zoutcavernes. Met 2,5 Nbcm werkvolume hebben we het dus over hele grote volumes. Het is aannemelijker dat de waterstofopslagfaciliteiten, en zeker de eerste, een stuk kleiner zullen zijn.

3. Seismiciteit (rood: velden in het invloedsgebied Groningen gasveld en aquifer, n=28; geel: velden waarbij in het verleden seismische activiteit geconstateerd is, n=46)

Seismische activiteit (aardbevingen) is een indicatie van geomechanische instabiliteit in de ondergrond. Daarom vormen gasvelden waar seismische activiteit geconstateerd is, mogelijk een groter risico voor een toekomstige aardbeving. Velden die in het invloedsgebied van het Groningen gasveld en aquifer liggen¹¹, hebben mogelijk een groter risico op toekomstige aardbevingen. Deze velden krijgen een rood label.

Van de velden die ooit gebeefd hebben^{12,13}, bestaat de mogelijkheid dat deze bevingen gerelateerd waren aan een hele lage druk. Mogelijk dat deze lage druk niet bereikt gaat worden met een waterstofopslag. Daarom krijgen die velden een geel label. Het risico dat het veld kan beven is wel geïdentificeerd.

4. Karakteristieken van geologische stratigrafieën (rood: Boven-Noordzee Groep, n=10; Krijtkalk groep, n=7)

Geologische lagen in de ondergrond hebben verschillende karakteristieken. Voor ondergrondse waterstofopslag zijn o.a.

homogeniteit, permeabiliteit en de afsluitbaarheid van de seal belangrijk. Voor de Boven-Noordzee groep is de top seal een groot risico. De velden in deze formatie liggen ondiep en de drukken zijn daardoor laag. Hierdoor is de afsluitende laag waarschijnlijk niet geschikt voor drukken die nodig zijn voor een ondergrondse waterstofopslag.

Voor de Krijtkalk groep geldt dat de permeabiliteit vaak relatief laag is, en sterk afhangt van de aanwezigheid van scheurtjes in het gesteente. De lage permeabiliteit zorgt voor een productierisico.

5. Waddenzee (rood: velden in de Waddenzee, n=18)

De Waddenzee is UNESCO werelderfgoed en is een kwetsbaar natuurgebied van grote waarde.¹⁴ De gasvelden in de Waddenzee en ook de gasvelden met een platform in de kustwateren rondom de Waddeneilanden zijn daarom in deze screening buiten beschouwing gelaten.

6. CO₂-opslag (rood: Porthos-velden, n=3)

De velden waar CO₂ wordt opgeslagen, zijn niet geschikt voor waterstofopslag. Deze velden worden na injectie permanent afgesloten. Dit betreft de velden P18-2, P18-4, P18-6; binnen het zogeheten Porthos-project.¹⁵ Ook velden binnen het Aramis-project zullen om deze niet geschikt blijken, maar welke velden dat exact gaan worden, is tijdens deze studie nog niet bekend.

¹¹ Shapefiles voor de screening van de SDRA. NLOG, 2025.

¹² Aardbevingscatalogus. KNMI, 2025.

¹³ Deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiciteit (DHAIS) actualisatie 2021. TNO, 2021.

¹⁴ Waddenzee. UNESCO, 2025.

¹⁵ In welke velden wordt de CO₂ opgeslagen? Porthos, 2025.

7. Ontdekkingsjaar (geel: jaar ontdekkingsput <1976, n=131)

De ontdekkingsput van een gasveld is de eerste put die het reservoir heeft aangeboord. Het jaartal is van belang, omdat putconstructies en cementkwaliteit significant zijn verbeterd sinds 1975. Belangrijke standaarden, technieken, kennis en procedures zijn rond die tijd geïmplementeerd. Putten in het reservoir die vóór die tijd geboord zijn, vormen een hoger lekkagerisico.¹⁶

8. Temperatuur voor microbiologische reacties (geel: temperatuur <70°C/diepte<2000m, n=97)

Er leven micro-organismen in de diepe ondergrond. Deze organismen kunnen de geïnjecteerde waterstof omzetten in andere gasen. Dit betekent verlies van waterstof en in het ergste geval ook vorming van giftige gasen zoals H₂S. Deze reacties willen we dus voorkomen. Deze micro-organismen kunnen leven tot een temperatuur van 122°C, maar de optimale groeitemperatuur voor deze organismen ligt onder de 70°C. Vandaar dat er lage microbiologische activiteit verwacht wordt boven de 70°C. Dit is gunstig voor ondergrondse waterstofopslag.¹⁷ Aangezien de dataset voor temperatuur niet compleet is, is ook het criterium van 2000m diepte gebruikt. De geothermische gradiënt is ongeveer 3°C per 100m.¹⁸ Dat betekent dat het gemiddeld zo'n 60°C is op 2000m diepte. Deze gradiënt is echter niet overal hetzelfde, er zijn voorbeelden van ondiepere velden waar de temperatuur hoger is. Vandaar dat dit criterium ruim genomen is.

9. Ontwikkelfase (geel: gestrand; n=107, geabandonneerd; n=113)

Gestrande velden zijn onontwikkelde velden. Vaak onontwikkeld vanwege een te klein volume aan gas, het ontbreken van nabije infrastructuur, slechte reservoir eigenschappen of slechte gaskwaliteit. Het stroomgedrag van deze velden is moeilijk te voorspellen omdat er geen productiegeschiedenis is. Dit vormt een risico voor waterstofopslag. Bovendien zijn deze velden per definitie nog op initiële druk, waardoor er geen opslagcapaciteit zal zijn totdat er gasproductie heeft plaatsgevonden.

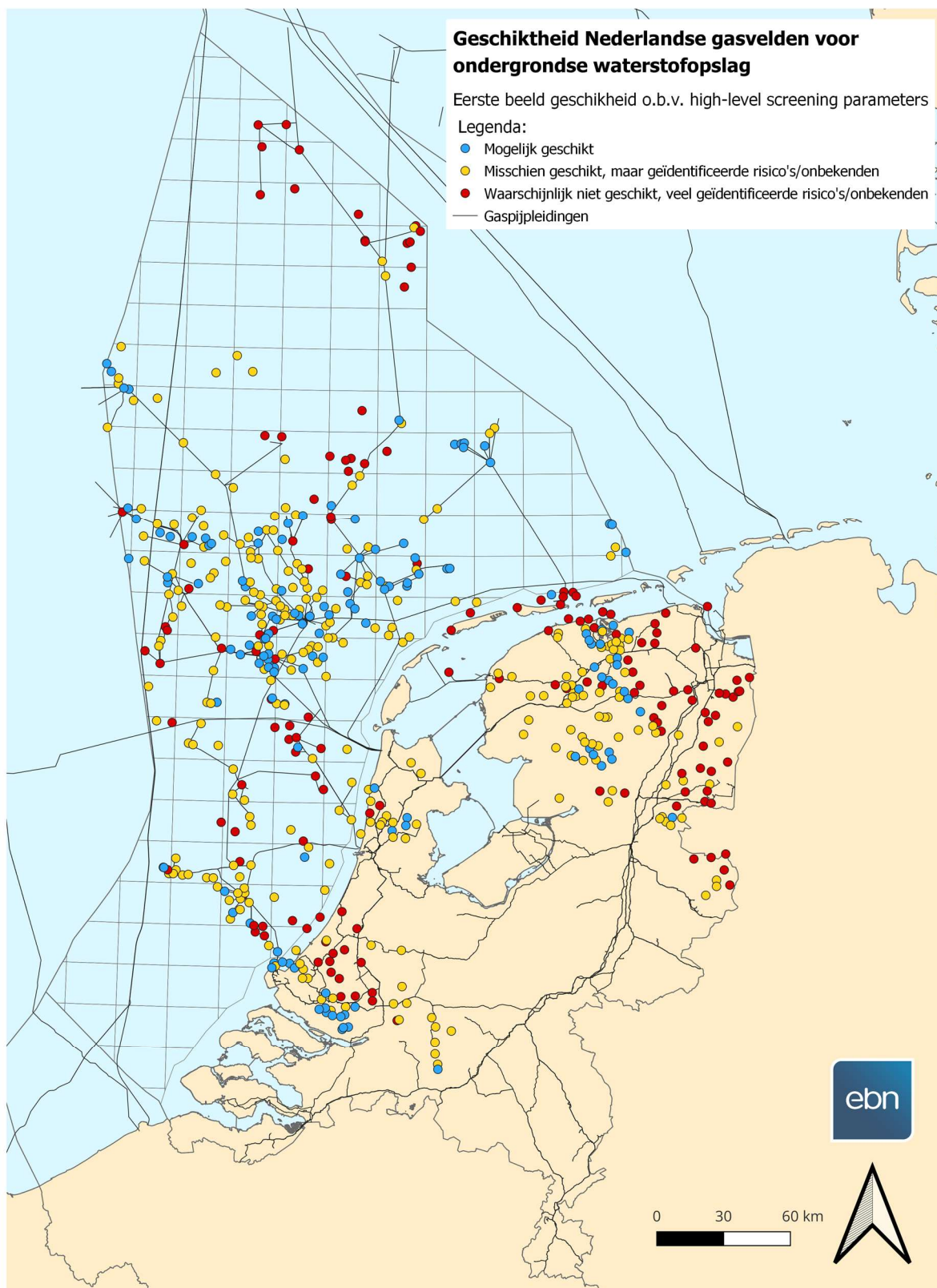
Geabandonneerde velden zijn uitgeproduceerde velden. De putten zijn met cementpluggen afgesloten. Deze putten zijn ontworpen voor de maximaal voorziene drukbelastingen, en daarmee mogelijk niet voor cyclische drukken horend bij een opslag. Deze geabandonneerde putten kunnen daarom een lekkage risico vormen wanneer de druk in het veld cyclisch omhoog en omlaag gebracht wordt.

Daarnaast vormt de lage heersende druk in de meeste velden ook een risico bij het opnieuw aanboren van het veld, vanwege het plotselinge drukverschil met het bovenliggende gesteente. In sommige velden is de druk niet erg laag na abandonnering. Dit kan een teken zijn dat er andere issues met het veld waren, bijvoorbeeld inkomend water, waardoor het resterende gas niet geproduceerd kon worden. Dit maakt velden complexer. Ook is er vaak geen infrastructuur meer in de buurt van geabandonneerde velden aanwezig.

¹⁶ KEM-18: Qualitative Risk Assessment of Long-Term Sealing Behavior of Materials and Interfaces in Boreholes. Staatstoezicht op de Mijnen, 2021.

¹⁷ Microbial risks and mitigation measures. HyStories D3.4, 2023.

¹⁸ Geology of the Netherlands, Geothermie. Mijnlieff et al, 2025.



Figuur 1 - Kaart portfolio-analyse geschiktheid gasvelden voor ondergrondse waterstofopslag op basis van high-level screening parameters

10. Natuurlijk voorkomend H₂S (geel: zwavelhoudende velden, n=16)

Zuur gas is giftig en moet behandeld worden na productie. Dit brengt hoge kosten met zich mee. Wanneer het veld van nature al H₂S bevat, komen de kosten voor deze zuivering bovenop de kosten voor zuivering van waterstof uit een ondergrondse waterstofopslag.

Het criterium dat gebruikt wordt als limiet is 3,6 ppm, de maximale toegestane H₂S-concentratie in de Nederlandse Gasunie pijpleidingen.¹⁹

11. Hydraulisch fracking (geel: gefracte putten in het veld, n=76)

Velden waarbij de porositeit en permeabiliteit (doorstroombaarheid) laag zijn, zijn soms gefract. Dit houdt in dat er kleine scheurtjes (fractures) in het reservoir gecreëerd worden door water op hoge druk te injecteren. Deze stimuleren de doorstroming van gas vanuit het reservoir. Dit duidt op de slechte initiële kwaliteit van het reservoir. Deze velden worden daarom minder geschikt geacht voor ondergrondse waterstofopslag.

Resultaten

De criteria zijn toegepast op de gehele Nederlandse gasvelden portfolio. Figuur 1 laat de kaart zien met de resultaten van deze analyse.

Op basis van deze screening, lijken ~140 velden geschikt. Van de ongeveer 580 velden vallen ~280 velden in de gele categorie en ~160 velden in de rode categorie. Van de ~160 velden in de rode categorie zijn er 36 rood gekleurd omdat ze drie of meer keer geel gelabeld zijn.

Discussie en way forward

Deze screening concludeert dat op basis van de gebruikte criteria ~140 velden mogelijk geschikt zijn. Een veld-specifieke analyse moet uitwijzen of een bepaald veld ook echt geschikt is. Parameters waar bij een veld-specifieke analyse naar gekeken wordt, zijn bijvoorbeeld heterogeniteit van het reservoir, geometrie van het veld, productiviteit van de putten, risico van gaslekage via bestaande putten en breuken, data beschikbaarheid, beschikbaarheid van de locatie, bovengronds ruimtegebruik en maatschappelijk draagvlak. Deze, en andere parameters, zijn in deze screening niet meegenomen. Deze analyse moet dan ook beschouwd worden als een hoog-over portfolio-analyse.

De huidige ondergrondse aardgasopslagen zijn mogelijk geschikt voor waterstofopslag, omdat hier veel faciliteiten aanwezig zijn. Ook is er veel ervaring met monitoring, protocollen en veiligheid. Dit kan opwegen tegen de opgestelde criteria in deze analyse. De huidige aardgasopslagen zullen komende jaren nog een belangrijke rol spelen in het Nederlands energiesysteem en zijn daarom voorlopig nog niet beschikbaar voor waterstofopslag.

Het onderwerp "ondergrondse waterstofopslag" is een relatief nieuw vakgebied. Dat betekent dat nieuwe inzichten kunnen ontstaan, waardoor deze analyse herzien moet worden.

Deze analyse is niet gebaseerd op play-based exploration, zoals in de olie en

¹⁹ Quality and pressure specifications. Gasunie, 2025.

gaswereld gebruikelijk is, maar op grond van een data-analyse van de voor waterstofopslag relevante parameters.

Deze analyse maakt geen onderscheid tussen demonstratieprojecten of commerciële projecten en spreekt geen voorkeur uit voor velden op land of op zee.

Een volgende stap is het analyseren van de “blauwe” en “gele” velden op veld-niveau. In de komende jaren is dat relevant in de provincies Noord-Holland en Zuid-Holland, omdat zich daar waterstofclusters ontwikkelen. In de *Nationale agenda ondergrondse waterstofopslag*²⁰ wordt regio Rotterdam genoemd als regio waar veld-specifieke analyses nuttig zijn om tot een locatie voor een demonstratieproject te komen. Dit doen we om een demonstratieproject voor ondergrondse waterstofopslag te realiseren vóór 2030²¹. Met de leringen uit een demonstratieproject kan vervolgens grootschalige ondergrondse waterstofopslag in een Nederlands gasveld gerealiseerd worden.

Dankwoord

Dit werk is tot stand gekomen door kennisuitwisseling en meerdere werksessies met verschillende gasveldoperators en TNO. Daarnaast is veelvuldig gebruikt gemaakt van data van NLOG.nl. Met dank aan EBN-collega's Raymond Godderij, Daan den Hartog Jager, Lynn Vogel, Annemarie Rullens en Dion Huidekooper.

²⁰ Nationale agenda ondergrondse waterstofopslag. Ministerie van Klimaat en Groene Groei, juli 2025.

²¹ Routekaart energieopslag. Rijksoverheid, 2023.