



NAM

ONDERGRONDSE WATERSTOFOPSLAG IN GASVELDEN



BRON VAN ONZE ENERGIE

Disclaimer

De NAM en/of haar aandeelhouders zijn niet verantwoordelijk of aansprakelijk voor het gebruik van of de gevolgen van het gebruik van de informatie die in dit artikel is opgenomen. Het afgaan op deze informatie op welke wijze dan ook is volledig voor eigen rekening en risico van de gebruiker van dit artikel. De NAM en/of haar aandeelhouders geven geen verklaringen, garanties of vrijwaringen af met betrekking tot de inhoud van dit document noch ten aanzien van de volledigheid daarvan en aanvaarden geen aansprakelijkheid voor welke schade dan ook van de gebruiker van dit artikel. De NAM kan, op elk moment waarop zij dat wenselijk acht, de informatie in dit artikel aanvullen, verwijderen of geheel of gedeeltelijk wijzigen. Alle (intellectuele eigendoms)rechten, waaronder het auteursrecht, met betrekking tot dit artikel berusten bij, en worden voorbehouden aan, de NAM. Dit artikel mag alleen worden gebruikt voor het doel waarvoor dit wordt verstrekt door de NAM en niet op enige wijze die afbreuk zou kunnen doen aan de belangen van de NAM.

ONDERGRONDSE WATERSTOFOPSLAG IN GASVELDEN

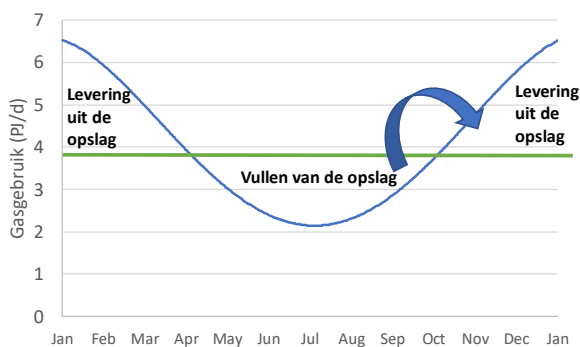
De NAM exploiteert al bijna 25 jaar twee grote ondergrondse gasopslagen in Nederland. De gasopslagen hebben een belangrijke rol voor de leveringszekerheid van ons energiesysteem. Op basis van deze ervaring wordt NAM regelmatig gevraagd mee te denken over een mogelijke rol van ondergrondse opslag in het energiesysteem van de toekomst. Centraal staat de vraag of het mogelijk is om grote hoeveelheden hernieuwbare energie, bijvoorbeeld in de vorm van waterstof, op te slaan in uitgeproduceerde gasvelden.

Het korte antwoord op die vraag is: ja. Ondergrondse waterstofopslag in uitgeproduceerde gasvelden kan een manier zijn om grote hoeveelheden hernieuwbare energie op te slaan. Het gaat hierbij om de opslag van meerdere TWh, die vervolgens met een hoge capaciteit (tot 10 GW) kunnen worden geproduceerd.

In dit artikel delen we onze inzichten over de rol die Ondergrondse Waterstofopslag zou kunnen spelen. Daarnaast gaat het artikel in op de randvoorwaarden om waterstofopslag in uitgeproduceerde gasvelden technisch en economisch haalbaar te maken. Verder gaat het artikel in op overige veldselectiecriteria, zoals tijdige, zorgvuldige betrokkenheid van de lokale gemeenschap en het creëren van draagvlak voorafgaand aan locatieselectie. Met de parameters die in dit artikel worden beschreven, kan ondergrondse waterstofopslag in gasvelden worden meegenomen in de systeemintegratiestudies die ten grondslag liggen aan het ontwerp van het energiesysteem van de toekomst.

1. Inleiding

Een betrouwbaar energiesysteem is van vitaal belang voor elke economie. Het systeem vormt een kwetsbare balans tussen ecologische duurzaamheid, vraag, leveringszekerheid, transport en opslag van energie. Historisch gezien speelt aardgas een essentiële rol in het Nederlandse energiesysteem. Aardgas wordt hierbij gebruikt als chemische grondstof en als bron voor industriële processen en huishoudelijke verwarming. Voor de leveringszekerheid van aardgas wordt een reeks leveringsbronnen en gasopslagen ingezet. Deze werken met verschillende productiecapaciteiten en op verschillende tijdschalen: buffering in pijpleidingen voor de zeer korte tijdschaal (uren), zoutcavernes voor langere fluctuaties (dagen) en ondergrondse gasopslagen (Underground Gas Storages ofwel UGS-en) in gasvelden voor seizoensbuffering.



Figuur 1 Schematische weergave van seizoensgebonden schommelingen in energievraag en de inzet van de UGS om in deze vraag te voorzien.

De seizoensgebonden schommeling in de energievraag is het veelal het gevolg van temperatuursafhankelijk huishoudelijk gasverbruik voor verwarming. Hiervoor wordt in de zomer het overschot aan geproduceerd en geïmporteerd gas opgeslagen in de UGS-en. Dit opgeslagen gas wordt in de winter weer geproduceerd om aan de hogere vraag te kunnen voldoen.

Op dit moment heeft Nederland een opslagcapaciteit van ongeveer 3 TWh (10 PJ) in zoutcaverneopslag en 140 TWh (500 PJ) in gasveldopslag verdeeld over vier locaties: Norg, Bergermeer, Grijskerk en Alkmaar. Deze opslagbuffer komt overeen met ongeveer 16% van het totale jaarlijkse primaire energieverbruik in Nederland en 25% van het Nederlandse

gasverbruik. (EBN, Infographic 2021: Energie in cijfers, 2021)

Het doel van de energietransitie is de CO₂ uitstoot van het energiesysteem weg te nemen door fossiele energiebronnen te vervangen door hernieuwbare bronnen. Hernieuwbare energie bestaat vaak uit elektriciteit (bijvoorbeeld uit zon of wind). De energietransitie is daarmee ook een overgang in energiedrager, van gasen (moleculair) naar elektriciteit (elektronen) zoals beschreven door Berenschot (den Ouden, Graafland, & Warnars, 2018). Voor de levering van industriële en huishoudelijke warmte, die nu voornamelijk uit aardgas komt, zullen naar verwachting alternatieve elektrische middelen, zoals warmtepompen worden ingezet.

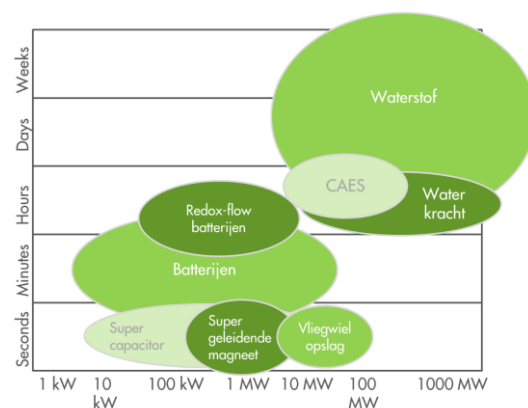
Het is de verwachting dat waterstof een belangrijke rol gaat spelen in het CO₂ vrijmaken van moeilijk af te bouwen sectoren zoals industriële verwarming met hoge temperaturen. Daarnaast is de verwachting dat waterstof een rol gaat spelen in het mogelijk maken van kosteneffectief transport en opslag van grote hoeveelheden hernieuwbare energie. (Netbeheer Nederland, 2021). Hernieuwbare elektriciteit uit zon of wind kan door elektrolyzers worden omgezet in waterstof. De bestaande aardgasinfrastructuur kan deels worden hergebruikt voor waterstoftransport en -opslag, voor het in evenwicht brengen van vraag en aanbod. (PricewaterhouseCoopers Advisory N.V, 2021)

Waterstof is ook een geschikt medium om hernieuwbare energie voor langere periodes op te slaan. Daarmee kan waterstof in de toekomst een rol vervullen die vergelijkbaar is met de rol van aardgas in het huidige energiesysteem. Waterstof kan in kleine hoeveelheden bovengronds worden opgeslagen in pijpleidingen, vaten of tanks. Voor grotere hoeveelheden kan het echter ook ondergronds worden opgeslagen. Zoutcavernes, watervoerende lagen en gasvelden spelen hierbij een rol. Elk opslagtype is het meest efficiënt op verschillende tijdschalen en vermogensbereiken, waardoor complementaire rollen in de markt voor energieopslag worden gegeven, zoals weergegeven in Figuur 2. Hierbij geldt dat elektriciteit op kleine schaal en voor korte termijn balanceren in de vorm van electronen kan worden opgeslagen, voor langere termijn en grotere schaal is waterstofopslag kostenefficiënter.

In de huidige situatie wordt in Nederland, net als in andere delen van de wereld, de meeste waterstof op aanvraag geproduceerd voor direct gebruik door de industrie. Hierdoor is er nog geen behoefte aan grootschalige opslag van waterstof. De verwachting is echter dat de waterstofmarkt de komende jaren zal groeien en de vraag steeds meer losgekoppeld zal worden van het aanbod.

In eerste instantie kan pijplijn mogelijk volstaan voor de balanceren. Tegen het einde van dit decennium zal naar verwachting een rol weggelegd zijn voor grootschaligere caverneopslag (Van Gessel, Breunese, Juez Larré, Huijskes, & Remmelts, 2018). Wanneer de waterstofmarkt nog verder groeit, zou opslag van waterstof in een gasveld een vergelijkbare rol als de ondergrondse gasopslag in de huidige situatie kunnen spelen in de leveringszekerheid van het energiesysteem van Nederland en omliggende landen.

In dit artikel wordt een overzicht gegeven van de bestaande kennis over de opslag van waterstof in gasvelden. Daarnaast gaat het artikel in op de rol die deze opslag zou kunnen spelen in het energiesysteem van de toekomst.



Figuur 2 Opslagmethodes hebben verschillende tijdschalen en vermogensbereiken, waardoor ze complementaire rollen hebben in de energieopslagmarkt.

2. Literatuursamenvatting

2.1 Ondergrondse waterstofopslag – wereldwijde ervaring

In het verleden is waterstof op verschillende plaatsen in Europa (Frankrijk, Duitsland, Tsjechië) opgeslagen in de ondergrond in de vorm van stadsgas. Stadsgas werd gevormd door kolenvergassing met een waterstofgehalte van 50-60% (Panfilov, 2016). Dit stadsgas werd opgeslagen in uitgeputte gasvelden, watervoerende lagen of cavernes. In het meer recente verleden is waterstofgas opgeslagen in zoutcavernes in het Teesside-gebied (VK) en in Texas (VS). Deze relatief zuivere waterstofopslagen (95% H₂) zijn al tientallen jaren operationeel.

Opslag van waterstof in lege gasvelden is recent op twee plaatsen in de wereld getest. Hychico heeft in 2009 in Argentinië een test uitgevoerd met een 10% H₂/90% aardgas-mengsel in een relatief ondiep glauconitisch zandsteen gasreservoir in het Golfo de San Jorge Basin in Patagonië (Pérez, Pérez, Dupraz, & Bolcich, 2016). De bedoeling was om groene waterstof uit het 6,3 MW windpark, aangesloten op een 120 Nm³/h waterstofinstallatie, in de ondergrond te laten reageren met koolstofdioxide tot methaan, waarvoor een grote afzetmarkt bestaat.

De tweede pilot was in Oostenrijk, waar het Underground Sun Storage-project de opslagprestaties en het mechanisme van conversie van H₂ naar CH₄ in de ondergrond onderzocht. Deze veldpilot werd voorafgegaan door materiaalintegriteitsstudies, laboratoriumkern stromingsexperimenten en geochemische modellering (RAG, Underground Sun Storage - Publizierbarer Endbericht, 2017). Het reservoir met een lage temperatuur (40°C) en de ruime aanwezigheid van waterstof zouden naar verwachting dienen als een goed substraat voor microbiologische reacties. Tijdens de veldpilot werd 1,2 miljoen Nm³ aardgas met 10% waterstof gedurende drie maanden opgeslagen in een gasveld in een Haller-serie zandsteenreservoir. Na de succesvolle afronding van het Underground Sun Storage-project, leidt RAG nu het onderzoek naar de opslag van waterstof in zuivere vorm in ondergrondse gasreservoirs. (RAG, Underground Sun Storage 2030)

2.2 Toekomstige behoefte voor opslag van waterstof in Nederland

Ontwikkeling van een ondergrondse waterstofopslag is alleen haalbaar als er sprake is van een grote vraag naar waterstofopslag. Waterstof heeft het potentieel om te worden gebruikt voor verbranding (bijvoorbeeld in verwarmingssystemen voor huishoudelijk gebruik en in energiecentrales), voor gebruik in brandstofcellen (voor wegtransport en energieopwekking) en als grondstof in de industrie. Verschillende verwachtingen in gebruik van waterstof leiden momenteel nog tot grote variaties in voorspelde waterstofopslagcapaciteiten die in de toekomst mogelijk nodig zijn.

Verschillende onderzoeken hebben de behoefte aan waterstofopslag in Nederland voor de komende jaren onderzocht. Tabel 1 geeft een samenvatting van deze onderzoeken.

Tabel 1 Waterstof opslagbehoefte in 2050 in Nederland in verschillende eenheden.

Source:	TWh	PJ	Bcm* H ₂
1. Gebaseerd op de huidige gasopslagen	139 TWh	500 PJ	40 Bcm
2. HyUnder 2050 (2014)	43 TWh	155 PJ	14 Bcm
3. TNO & EBN – Ondergrondse opslag (2018)	4-23 TWh	14-82 PJ	1.3-7.5 Bcm
4. SodM Toekomstbeelden (2018) - nationaal	28 TWh	100 PJ	8 Bcm
5. TNO Large Scale Energy Storage (2020)	1.5-3 TWh	5-10 PJ	0.4-0.8 Bcm
6. Berenschot & Kalavasta (2020)	57 TWh	200 PJ	16 Bcm

* Bcm = Billion cubic meter onder normaal condities (atmosferische druk en 0 °C)

In de TNO & EBN-studie van 2018 werden winters variërend van normaal, streng en extreme kou onderscheiden. Dit leidde tot een spreiding in 2050 opslagbehoefte schatting van 4-23 TWh (14-82 PJ). In deze studie wordt waterstof alleen gebruikt in de industrie en als back-up voor elektriciteitscentrales, terwijl groen gas wordt gebruikt voor kleinere gebruikers (Van Gessel, Breunese, Juez Larré, Huijskes, & Remmelts, 2018).

In de SodM toekomstbeelden-studie gaat een van de scenario's uit van een landelijke aanpak van de energietransitie, met een landelijk waterstofnet en een aangesloten waterstofopslag. In dit scenario zou 28 TWh (100 PJ) opslag nodig zijn, wat neerkomt op 8 Bcm waterstof. In de andere scenario's, waarin de energieoplossingen meer lokaal worden gevonden, is minder waterstofopslag nodig. (Staatstoezicht op de Mijnen, 2018)

Het meest recente onderzoek naar de waterstofopslagbehoefte in Nederland is gedaan door Berenschot en Kalavasta (Ouden, et al., 2020). Op basis van deze studie zou in 2050 een waterstofopslagbehoefte kunnen ontstaan van 57 TWh (200 PJ), wat de hoogste schatting is van alle studies (16 Bcm waterstof).

De studies zoals hiervoor beschreven en samengevat in Tabel 1, richten zich vooral op de hoeveelheid energie of volume waterstofopslag die nodig is. Van even groot belang is echter de injectie- en productiecapaciteit of de snelheid waarmee dit volume nodig is. Zoals zal blijken uit het vergelijken van verschillende ontwerpscenario's, kunnen ontwerp en gebruik van capaciteit een grote invloed hebben op de kosten van opslag. Zodra de waterstofmarkt groeit zullen er vervolgstudies nodig zijn om een beter inzicht te krijgen in de benodigde capaciteit en productiesnelheid. Beter inzicht maakt dat de opslag beter kan worden afgestemd op de behoefte, hetgeen bijdraagt in een betere en kosten-efficiëntere oplossing voor de samenleving.

Het Nederlandse gasnet is direct verbonden met buurlanden. Dit maakt de import en export van waterstof in de toekomst mogelijk. Dit maakt dat grootschalige opslag van waterstof ook vanuit internationaal perspectief moet worden bekeken. Dit is in verschillende onderzoeken gedaan. Van Wijk en Chatzimarkakis laten zien hoe een Europese transnationale waterstofbackbone grote hoeveelheden waterstof uit zonne- en windbronnen door heel Europa kan transporteren. Hierbij worden ook de waterstofopslagfaciliteiten met elkaar verbonden. Dit helpt om de levering aan klanten te allen tijde te garanderen (van Wijk & Chatzimarkakis, 2020). Het IEA concludeerde dat waterstofopslag essentieel is voor de goede werking van grootschalige en intercontinentale waterstofwaardeketens (International Energy Agency, 2019).

2.3 Selectie van opslaglocaties

In de afweging over de ontwikkeling van een ondergrondse waterstofopslag moeten een aantal locatie- en veldselectiecriteria in overweging worden genomen.

Waterstofmarkt en opslag-dimensionering

Om ondergrondse waterstof opslag te overwegen moet in de eerste plaats de waterstofmarkt zich ontwikkelen tot een aanzienlijke omvang. Ten tweede moet er onbalans zijn tussen vraag en aanbod, waarbij de productie van (groene) waterstof niet direct gekoppeld is aan het verbruik. Op dit moment is de verwachting dat de markt voor waterstof zal groeien en dat dit, door de productiekenmerken van groene waterstof, gepaard zal gaan met de nodige onbalans tussen vraag en aanbod. Op basis van de marktomvang en de onbalans tussen vraag en aanbod van waterstof zal een behoefte aan opslagvolume en injectie- en productiecapaciteit kunnen worden vastgesteld. De grootte van het reservoir (volume), de verhouding tussen werkvolume en kussengas (geregeld door het operationele drukbereik) en het aantal putten (capaciteit) moet aansluiten bij de opslagbehoeften.

Draagvlak van de lokale gemeenschap

De afgelopen jaren hebben aangetoond dat gemeenschappen die de ondergrondse productie- en / of injectieactiviteiten omringen, zich zorgen maken over wat er in de ondergrond gebeurt. Dit geldt zeker ook voor opslag of injectie van niet-van nature voorkomende materialen. Voor een succesvolle ontwikkeling van een ondergrondse opslag is het belangrijk om een kader te definiëren dat de randvoorwaarden stelt voor de ontwikkeling van een project op een voor de gemeenschap aanvaardbare manier. Dit kader moet worden ontwikkeld in nauwe samenwerking met de omliggende gemeenschap en andere belanghebbenden. Veldselectie zou zich kunnen richten op de offshore¹ voor het geval lokaal draagvlak niet tot stand kan worden gebracht.

Maatschappelijk en overheids draagvlak

De komende tien jaar worden er beslissingen genomen over de manier waarop Nederland en de EU gaan verduurzamen. Deze beslissingen, gebaseerd op vele gepubliceerde en lopende studies, bepalen hoe het energiesysteem van de toekomst eruit zal zien. Sterke drijfveren in deze beslissingen zijn, naast het bereikte niveau van verduurzaming, de maatschappelijke kosten en het niveau van energie onafhankelijkheid dat we willen bereiken. Het maatschappelijk draagvlak en de overheidssteun voor ondergrondse waterstofopslag zal afhangen van de maatschappelijke kosten in vergelijking met andere oplossingen, de urgentie om de economie koolstofvrij te maken en om de leveringszekerheid en strategische reserves te behouden.

Maatschappelijke en overheidssteun, evenals draagvlak van de lokale gemeenschap, is essentieel voor de succesvolle ontwikkeling van ondergrondse waterstofopslag. Als de urgentie voor de ontwikkeling hoog is en de maatschappelijke kosten laag moeten blijven, kan dit een drijfveer zijn om onshore of near-shore kansen te onderzoeken in plaats van offshore, vanwege de aanzienlijk lagere kosten en lagere technische complexiteit van de ontwikkeling.

Beschikbaarheid van een (internationaal) transportnetwerk

In de situatie waarin een grootschalig, nationaal of zelfs internationaal waterstoftransportnet wordt ontwikkeld, is de selectie van opslaglocaties vrij flexibel. Opslaglocaties kunnen overal in de buurt van het transportnet worden geselecteerd. De opslaglocatie met de beste ondergrondse eigenschappen en oppervlaktemogelijkheden kan worden geselecteerd. Zonder een dergelijk transportnetwerk moet de opslaglocatie in de buurt van de belangrijkste producenten en/of consumenten liggen en mogelijk moeten er verschillende kleine lokale opslagen worden ontwikkeld.

Andere locatievoordelen

Gezien het grote aantal ontwikkelde gasvelden en de uitgebreide gasinfrastructuur die in Nederland aanwezig is, is er een mogelijkheid om eventuele locaties te selecteren en optimaliseren vanuit een hergebruik- en herbestemmingsperspectief. Aanzienlijke besparingen op de kapitaalkosten (tot 30%) kunnen worden bereikt door gebruik van bestaande infrastructuur (gasleidingen en elektriciteitsaansluitingen) en door putten te hergebruiken. Bovendien zou het hergebruik van de locatie ervoor zorgen dat de omgeving bekend is met - mijnbouwactiviteiten en al onder toezicht staat van SodM.

¹ Met offshore worden veldlocaties op zee bedoeld, onshore zijn gasvelden die zich op land bevinden

3. Wat is er nodig om een waterstofopslag te maken?

3.1 Ondergronds ontwerp

Bij de opslag van waterstof in een gasveld wordt de porieruimte in een poreus reservoirgesteente gebruikt om waterstof onder druk op te slaan. Tijdens een opslagcyclus kan waterstof-"werkgas" uit het reservoir worden geproduceerd tot een druk-ondergrens, waarna waterstof weer tot de maximaal toegestane druk kan worden geïnjecteerd. Het gas dat bij de druk-ondergrens in het reservoir achterblijft, wordt "kussengas" genoemd. Dit is vergelijkbaar met conventionele ondergrondse gasopslag.

Afhankelijk van het gevraagde opslagvolume en de gewenste maximale productiesnelheid, wordt een operationele strategie gekozen voor de ondergrondse opslag. Op basis daarvan wordt de grootte van het gasveld en de verhouding tussen werkgas en kussengas geselecteerd, evenals technische inrichting van de faciliteiten.

De drukgrenzen in het reservoir hebben effect op het opslagvolume en de productiesnelheid tijdens de cyclus. Een andere parameter die kan worden gebruikt om de productie- en injectiecapaciteit te beïnvloeden, is het aantal en de diameter van de putten en opvoerbuizing (productietubing). Met behulp van deze ontwerpparameters kan een breed scala aan opslagbehoeften worden gedekt. Tabel 2 illustreert diverse scenario's. Deze scenario's zijn een reeks opties die kunnen worden gedekt door een ondergrondse waterstofopslag, maar ze zijn niet geoptimaliseerd voor een bepaald gebruik. Andere keuzes in ontwerpparameters kunnen leiden tot verschillende prestatiespecificaties. De term "capaciteit" in deze scenario's verwijst naar de productiesnelheid en vermogen (niet het opslagvolume).

Tabel 2 Voorbeeldscenario's voor Ondergrondse Waterstofopslag in kleine (A,B,C) en grotere (D,E) gasvelden.

Scenario's	GIIP*	Druk	Putten	Werkvolume		Piek capaciteit		Cycles /jaar
	(bln m ³)	(bar)	#	(bln m ³)	(TWh)	(mln m ³ /d)	(GW)	#
A Kleine opslag, lage capaciteit	1.5	150-250	1	0.3	1.0	4	0.5	1
B Kleine opslag, optimale capaciteit	1.5	250-350	1	0.3	1.0	14	1.8	6
C Kleine opslag, optimaal volume	1.5	100-350	1	0.8	2.4	4	0.5	0.5
D Grote opslag, lage capaciteit	10	150-250	5	2.4	7.2	37	4.6	1
E Grote opslag, hoge capaciteit	10	150-250	10	2.4	7.2	75	9.4	1

* GIIP: Gas Initially In Place (oorspronkelijk aanwezige hoeveelheid gas).

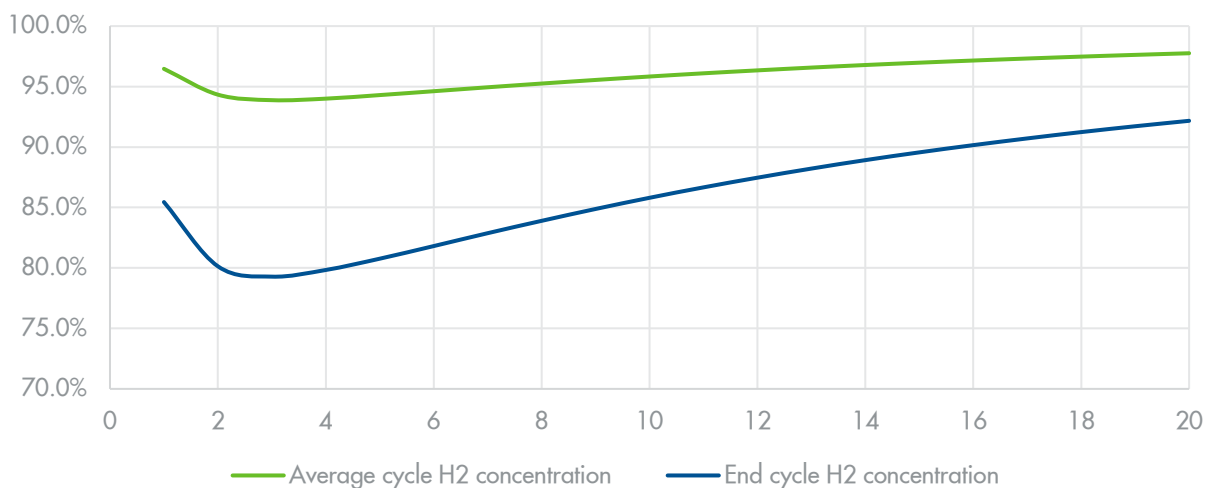
In scenario's A-C wordt een klein gasveld als voorbeeld gebruikt. De scenario's laten zien dat het gebruik van een relatief klein gasveld toch resulteert in een forse opslag van 1 TWh (3,5 PJ). De verschillen in drukbereik illustreren de optimalisatie in capaciteit en volume die kan worden verkregen. In scenario's D-E wordt een groter gasveld gebruikt waardoor een opslag van 7 TWh (25 PJ) ontstaat. De fysieke grootte van het veld is vergelijkbaar met de gasvelden die momenteel in Nederland in gebruik zijn als aardgasopslag. De variatie in aantal putten illustreert de capaciteitsvariatie die op deze manier kan worden gecreeërd.

Als een aardgasreservoir wordt omgezet in een waterstofopslag, zal in eerste instantie een deel van het kussengas uit aardgas bestaan. Met elke opslagcyclus neemt het percentage waterstof in het kussengas toe als gevolg van mengen, dispersie en diffusie. De hoeveelheid waterstof die in eerste instantie in het kussengas zit, is een andere ontwerpparameter die de samenstelling van de geproduceerde waterstofmengsel en de nabewerking bepaalt die nodig is om de vereiste waterstofzuiverheid te verkrijgen. Er is ruime ervaring in de industrie met injectie van CO₂, N₂ en gas met een andere calorische waarde, die als basis zijn gebruikt voor het modelleren van de hierboven beschreven effecten. Voor de modellering van H₂-injectie en -productie

moeten verschillende parameters in deze modellen worden aangepast. Er wordt onderzoek gedaan om deze parameters beter te definiëren.

Voor dit werk is uitgegaan van een minimale zuiverheid van het geproduceerde waterstofmengsel van 80% waterstof, waarvoor de oppervlaktesfaciliteiten zijn ontworpen. De hoeveelheid waterstof in het kussengas is aangepast om aan deze eis te voldoen. Dit betekent in de praktijk dat er eerst een volume waterstof moet worden geïnjecteerd als kussengas (bovenop het aanwezige aardgas), voordat het waterstof-werkgas wordt geïnjecteerd. In de hier bestudeerde scenario's is ongeveer 15% van de GIIP nodig om de zuiverheid in elke productiecycli boven het minimum van 80% waterstof te houden. Een typische ontwikkeling van de zuiverheid van het productiemengsel gedurende 20 cycli wordt weergegeven in Figuur 3.

Het geïnjecteerde gas bevat in de simulatie 100% waterstof, waarna het geproduceerde mengsel begint met 100% waterstof. De aardgasfractie neemt toe gedurende de productieperiode. In deze simulatie werd de laagste zuiverheid van 80% bereikt aan het einde van de cycli 3, waarna de kwaliteit in alle volgende cycli verbetert. Het bleek dat de laagste bereikte zuiverheid sterk afhankelijk is van de verticale permeabiliteit. Voor velden met een hoge verticale permeabiliteit speelt scheiding op basis van dichtheid een veel sterkere rol. Aardgas zal in deze velden eerder doorbreken in de diepere laag, terwijl voor sterk gelaagde velden met een lage verticale permeabiliteit de stroming in elke laag meer omkeerbaar is.



Figuur 3 Ontwikkeling van de zuiverheid van de productiestroom gedurende 20 cycli voor scenario A. In blauw is de gemiddelde H₂ concentratie per cyclus weergegeven, in groen de H₂ concentratie aan het einde van de cyclus.

3.2 Potentieel voor het ontwerpen en hergebruiken van oppervlakken

De bovengrondse installatie voor een waterstofopslag bestaat uit injectiefaciliteiten (zuigercompressoren, interstage koelers, knock-out vaten) en productiefaciliteiten (dehydratie, ontzwaveling, aardgas/waterstofscheiding). Beide zijn gekoppeld aan een waterstof-transportleiding aan de ene kant en aan de putten aan de andere kant. Daarnaast zouden de productiefaciliteiten gekoppeld kunnen worden aan het aardgasnet om de aardgasrijke zijstroom af te voeren. Als alternatief kan de zijstroom opnieuw worden geïnjecteerd, of kan een directe consument worden gevonden voor de zijstroom, zoals bestaande aardgasgebruikers die gedeeltelijk willen decarboniseren zonder grote veranderingen aan de faciliteiten. Dit zouden bijvoorbeeld gasturbines, een blauwe waterstoffabriek of een nabijgelegen industrieel terrein met een grote gasvraag kunnen zijn.

Bestaande gasvelden en gasopslagen bieden de mogelijkheid om faciliteiten te hergebruiken, waardoor een kosteneffectievere opslagoplossing ontstaat. De capaciteit van injectie en productie is afhankelijk van de beschikbaarheid van een elektriciteitsaansluiting met hoge capaciteit voor compressie en van het aantal en de grootte van de beschikbare putten. Deze eisen maken bestaande opslaglocaties bijzonder interessant vanuit het oogpunt van hergebruik.

3.2.1. Basisontwerp

Voor de verschillende scenario's werd een waterstof-productiecapaciteit bestudeerd variërend van 500 MW tot 10 GW. De scheiding van aardgas uit waterstof wordt in de meeste gevallen gedaan door drukschommelingadsorptie (Pressure Swing Adsorption, PSA) of membraantechnologie. De waterstofafgiftedruk (hier verondersteld bij 50 bar) en kwaliteitseis (98% zuiverheid) sturen het ontwikkelingsconcept richting de PSA-technologie.

De PSA-unit heeft een lagedruk zijstroom met een aardgas/H₂-mengsel op bijna atmosferische druk. Vanwege het toenemende aardgasgehalte aan het eind van de productiecyclus neemt deze zijstroom aanzienlijk toe in volume en molecuulgewicht. De verwachting is dat deze stroom op de markt kan worden gebracht, maar zal nog wel moeten worden gecomprimeerd om transport mogelijk te maken. Het succesvol omgaan met deze lagedruk zijstroom en het gewenste niveau van zuiverheid van het waterstofproduct zijn de belangrijkste uitdagingen voor de bovengrondse faciliteiten. De capaciteit van de scheidingseenheid kan worden geoptimaliseerd. De waterstofkwaliteit vanuit de putten zal in de loop van de tijd veranderen en in lijn met de huidige ondergrondse gasopslag. Het aanvankelijk aanbieden van een lagere productiecapaciteit aan het einde van een cyclus biedt een mogelijkheid om de kosteneffectiviteit van de bovengrondse faciliteiten te vergroten.

De injectiestroom is voor alle geëvalueerde scenario's beperkt tot maximaal 80 MW aan compressievermogen. Dit kan worden verhoogd, afhankelijk van de beschikbare netaansluiting en de benodigde injectiecapaciteit. De kern van de injectiefaciliteiten zijn zuigercompressoren. In deze scenario's zijn drie compressortrappen nodig. De vereiste injectiecapaciteit bepaalt het aantal parallelle eenheden.

Door de vergelijkbare aard van waterstof- en aardgasopslag is er een mogelijkheid tot hergebruik van apparatuur, putten en aansluitingen op gas- en elektriciteitsnetten. Het geschatte hergebruikpotentieel zou de benodigde CAPEX met maximaal 30% kunnen verminderen.

3.2.2. Alternatieven

Het mengen van waterstof in het gasnet zou een afvoerroute kunnen zijn voor de lagedruk zijstroom die een variërende hoeveelheid waterstof bevat. De hoeveelheid die in het gasnet kan worden gemengd, is afhankelijk van de locatie. Voor Nederland is het huidige maximale waterstofpercentage voor het gasnet bijvoorbeeld zeer streng, dit staat geen significante hoeveelheid vermenging van waterstof in het gasnet toe. Als de eis voor het maximale waterstofpercentage kan worden uitgebreid tot het niveau zoals in Duitsland wordt gebruikt, zou dit kansen creëren voor CO₂-emissiereductie van alle (resterende) aardgasgebruikers.

De waardering van deze waterstofstroom zou gebaseerd kunnen zijn op aardgasprijzen plus vermeden CO₂-uitstoot. Een voorwaarde voor economische bijmenging van waterstof in het aardgasnet is een boekhoud- en certificeringssysteem dat werkt op een vergelijkbare manier als voor hernieuwbare elektriciteit.

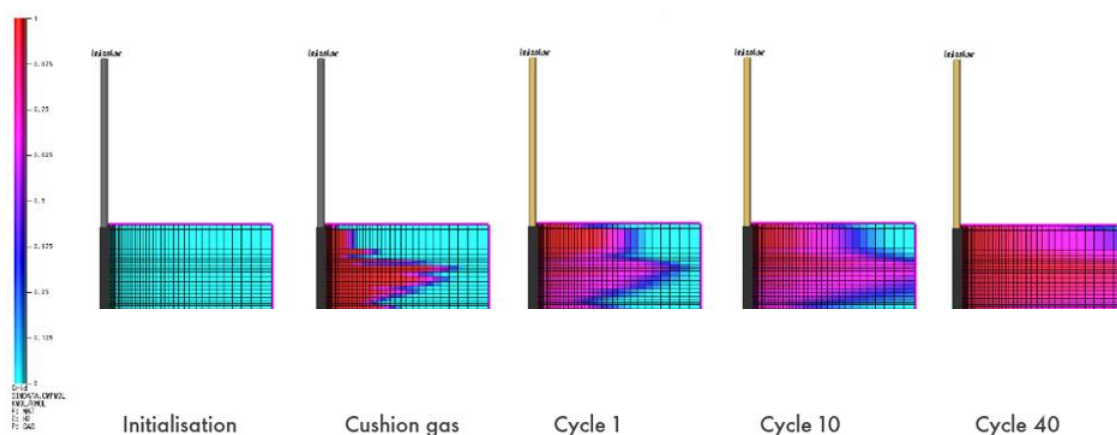
Om de bruikbaarheid vanuit de opslag verder te verbreden is er een mogelijkheid om een (klein) deel van de PSA-technologie te gebruiken voor het creëren van zeer zuivere waterstof als onderdeel van de productstroom. Dit kan met tanktransport naar eindgebruikers worden vervoerd (bijvoorbeeld naar waterstof-tankstations voor gebruik in brandstofceltoepassingen zoals transport).

3.3. Open vragen

Bij het introduceren van waterstof in een systeem moeten de materiaalintegriteit en afdichtingscapaciteit worden onderzocht, niet alleen voor de metalen, maar ook voor de elastomeren en het cement rond de put. Er lopen verschillende studies naar waterstofcompatibiliteit van materialen in bestaande putten en faciliteiten en naar materiaalkeuze voor nieuwe installaties (bijv. (RAG, Underground Sun Storage - Publiezbarer Endbericht, 2017)). De uitkomst van deze studies hangt af van reservoirspecifieke parameters zoals druk, temperatuur en gassamenstelling. De parameters kunnen niet gemakkelijk van de ene locatie naar de andere worden gekopieerd.

Gasvelden bevinden zich op plaatsen waar een ondoorlatende geologische deklaag voorkomt dat ondergronds gevormd aardgas naar de oppervlakte ontsnapt. Deze deklaag heeft het gas miljoenen jaren vastgehouden. Het is echter niet gegarandeerd dat deze afdichtingscapaciteit hetzelfde is voor waterstof. Voor zout werd aangetoond dat het ondoordringbaar is voor waterstof (zoutcavernes slaan waterstof al tientallen jaren op), maar voor andere deklaag-typen moet dit verder worden onderzocht.

Anders dan opslag van aardgas in gasvelden, introduceert opslag van waterstof een nieuw gas in het reservoir, wat kan leiden tot chemische reacties met de mineralen aan het rotsoppervlak of met micro-organismen die in het reservoir aanwezig zijn. In ondiepere (koelere) reservoirs overheerst microbiële activiteit, terwijl in diepere (warmere) reservoirs de microbiële activiteit lager is en minerale reacties sneller. Nederlandse reservoirs vallen over het algemeen in de tweede categorie en voorlopige simulatiestudies hebben aangetoond dat de minerale reacties geen technische beperkingen opleveren. Verschillende onderzoeksprojecten lopen om het effect van zowel minerale als microbiële reacties in meer detail te bestuderen (bijv. HyStoreReact (TKI), HyUsPre (Clean Hydrogen JU), ISterre (bilaterale samenwerking)).



Figuur 4 Simulatiemodel van waterstofinjectie in een poreus reservoir. De kleurschaal is een maat voor de waterstoffractie, waar rood 100% waterstof voorstelt en cyaan 0% waterstof. De situatie is steeds getoond aan het eind van de cyclus.

Tijdens de opslagcycli zullen de opgeslagen waterstof en de origineel aanwezige gassen in het reservoir onderhevig zijn aan diffusie, dispersie en convectie. Als gevolg hiervan zal een zekere mate van vermenging tussen de twee gassoorten optreden. De teruggeproduceerde waterstof zal daardoor verontreinigd zijn met reservoirgas en er zal wat waterstof in het kussengas worden opgenomen. Om de mate van menging, dispersie en diffusie te begrijpen, zijn simulatiemodellen ontwikkeld (zie bijvoorbeeld Figuur 4).

De parameters die in de modellen worden gebruikt, zijn gebaseerd op tientallen jaren ervaring in NAM met ondergrondse gasopslag (het mengen van gassen met verschillende calorische waarden) en met enhanced gas recovery, waarbij stikstof werd geïnjecteerd in aardgasreservoirs. Uiteindelijk moeten deze modellen worden getoetst aan velddata (injectie en terugproductie van waterstof) voor validatie.

De NAM heeft de afgelopen decennia laten zien dat zij veilig grootschalige ondergrondse gasopslagen kan exploiteren. Elke partij die een ondergrondse opslag exploiteert, heeft de wettelijke verplichting om aan te tonen dat de risico's in overeenstemming zijn met de externe veiligheidsvoorschriften. Een voorlopige analyse die is uitgevoerd voor de opslag en het transport van waterstof in ondergrondse transportleidingen, laat zien dat de effectafstanden bij het vrijkomen van waterstof vergelijkbaar zijn met die voor aardgas. Voor de voorziening moet echter een volledige kwantitatieve risicobeoordeling (QRA) worden uitgevoerd waaruit moet blijken of aan de criteria met betrekking tot het locatiespecifieke risico en het maatschappelijke risico voor de locatie is voldaan.

In overeenstemming met de Nederlandse mijnbouwwet moeten exploitanten een kwantitatieve schatting geven van de waarschijnlijkheid van toekomstige seismische activiteit (gevaar) en de bijbehorende schade (risico)

als gevolg van ondergrondse activiteiten. Deze schatting moet worden gegeven voor elk onshore veld (producerend, of te produceren). Om deze reden moet bij het aanvragen van een waterstofopslagvergunning een gedetailleerd onderzoek worden gedaan naar het seismiciteitsrisico.

4. Wat is er nodig om een levensvatbare business case te maken?

4.1. Gebruiksvoorbeelden

Net als bij ondergrondse opslag voor aardgas of andere vormen van energieopslag, kunnen 3 verschillende exploitatiemodellen worden geïdentificeerd.

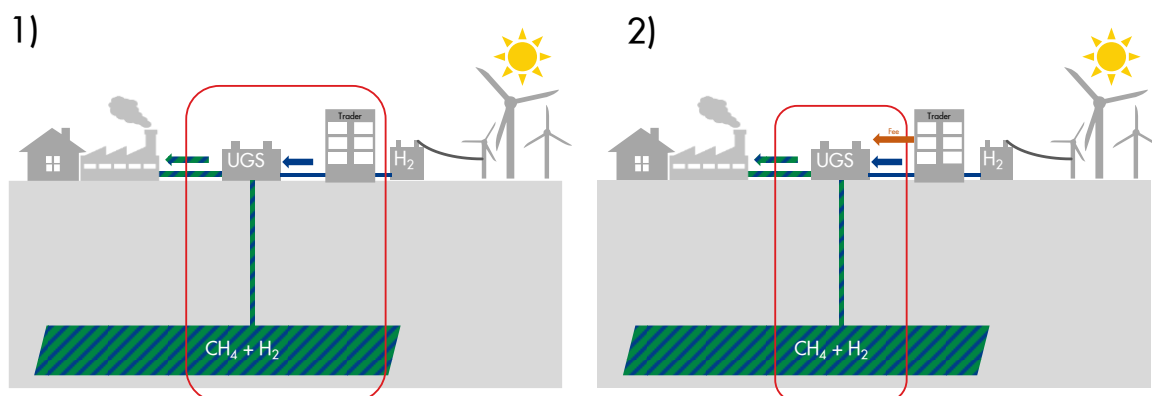
1. Figuur 55-1): In dit model is de exploitant van de ondergrondse gasopslag actief op de waterstofmarkt en eigenaar van de waterstof in de opslag. In dit geval zal de exploitant waterstofgas kopen en verkopen op basis van de prijsverschillen in de markt. De exploitant draagt de potentiële risico's van ongunstige marktomstandigheden.
2. Figuur 55-2): In dit model is de exploitant een dienstverlener voor een markthandelspartij. De opslag kan worden contracteerd aan één partij of toegang aan meerdere derden mogelijk maken. In dit geval is de exploitant niet blootgesteld aan marktrisico's. De marktpartij betaalt een opslagvergoeding die gekoppeld is aan de beschikbare capaciteit en volumes.
3. Ondersteunende diensten: waterstof wordt opgeslagen in een ondergrondse opslag en zal vervolgens alleen worden geproduceerd om het waterstoftransportsysteem te stabiliseren. Vergelijkbare diensten zijn te vinden in de bestaande gas- en elektriciteitsinfrastructuur. Voorbeelden van dit soort diensten zijn black-start diensten of strategische reserves. Er wordt een vergoeding betaald voor het stand-by hebben van de opslag.

De mogelijkheid om deze exploitatiemodellen te combineren is beperkt. Een black-start back-up systeem (3) zal bijvoorbeeld altijd stand-by nodig zijn en kan niet leeg zijn vanwege marktomstandigheden (1). Het uiteindelijke ontwerp van de opslag kan worden aangepast aan zijn rol, ongeacht de bovengenoemde gebruiksvoorbeelden: het zal bepalen of het systeem het beste kan werken als een "peakshaver" (klein volume, hoge capaciteit) of als een seizoensopslag met grotere volumes.

De hierboven beschreven exploitatiemodellen kunnen zich alleen ontwikkelen als:

1. Er een grote waterstofmarkt ontwikkelt met een aanzienlijke lange-termijnspringspreiding (bij voorkeur weken-seizoenen), of
2. Een netbeheerder, industrie of overheid een behoefte signaleert aan waterstofopslag en bereid is een vergoeding te betalen op basis van beschikbare waterstofproductie/-injectie of opslagcapaciteit.

Voor de laatste voorwaarde kunnen verschillende waardeproposities een rol spelen, bijvoorbeeld strategische reserves, het vermijden van netcongestie van elektriciteit, het vermijden van beperking van zonne-/windenergie (waardoor een hogere uptime mogelijk wordt en productiebeperking wordt vermeden) of het mogelijk maken van volledige decarbonisatie. Verschillende van deze proposities worden door Hydrogen Europe beschreven in (Hydrogen Europe, 2019) en voor de FCH 2 JU in (FCH 2 JU, 2019).



Figuur 5 Verschillende exploitatiemodellen: 1) Directe marktpeler vs. 2) Opslag-dienstverlener

4.2 Economische haalbaarheid

Voor het doorrekenen van de economische haalbaarheid van de verschillende voorbeeld-scenario's voor ondergrondse waterstofopslag op land zijn de volgende aannames gebruikt:

1. In alle scenario's is het veronderstelde uitgangspunt een aardgasveld met een begindruk van 150 bar. In één geval (scenario B) moest extra aardgas voor het kussengas worden ingekocht en geïnjecteerd om onder hoge druk te kunnen werken. In één ander geval (scenario C) werd het veld verder gedeplateerd tot 100 bar voordat de waterstof werd geïnjecteerd. In alle gevallen moest er extra waterstofkussengas worden geïnjecteerd voordat de cyclus werd gestart.
2. Een CAPEX-investering is nodig voor bovengrondse faciliteiten en putten. In de berekeningen wordt rekening gehouden met een onzekerheid over de CAPEX-ramingen van +/- 25%. Daarnaast wordt een CAPEX-besparing van 30% als een potentieel voordeel beschouwd wanneer een deel van de putten en bovengrondse aardgasproductie faciliteiten opnieuw kunnen worden gebruikt.
3. Een vaste OPEX van 2% van de CAPEX is meegenomen voor exploitatie en onderhoud.
4. Een variabele OPEX is gebaseerd op de elektriciteit die nodig is om zowel de injectiefaciliteiten als de productiefaciliteiten te bedienen en op het geïnjecteerde waterstofvolume.

De productiestroom wordt met een efficiëntie van 91% gescheiden in een waterstofstroom (minimaal 98% zuiverheid) en een zijstroom. De waterstofstroom wordt verkocht tegen de veronderstelde prijs voor waterstof, terwijl de zijstroom wordt verkocht voor de veronderstelde prijs van aardgas (voordelen van een certificatiesysteem voor het bijmengen van waterstof die zou kunnen resulteren in een hogere prijs voor de zijstroom zijn niet meegenomen).

Op basis van de bovenstaande aannames werden unit technical cost (ofwel UTC) inschattingen berekend per hoeveelheid jaarlijkse productie (Tabel 3). De UTC die hier wordt geciteerd, is een verhouding tussen de verdisconteerde kosten en het verdisconteerde productievolume over een projectlevensduur van 20 jaar. De totale UTC voor alle gevallen lag tussen 13% en 31% van de veronderstelde kosten van waterstof. Dit betekent dat voor het gebruikvoorbeeld waarbij een marktpartij zorgdraagt (voorbeeld 1) voor de opslag van waterstof, een dergelijke spreiding in de prijzen van de waterstofmarkt moet bestaan om deze kosten op te kunnen vangen.

De UTC is opgesplitst in een vast deel dat niet afhankelijk is van de hoeveelheid productie/injectie en een variabel deel dat varieert afhankelijk van het gebruik van de opslag. De vaste kosten zijn in alle gevallen groter. Dit is vooral te wijten aan de kussengaskosten en kapitaalkosten van de putten en faciliteiten. Het kussengas is een percentage van het werkvolume van de opslag en schaal daarom lineair. De productiefaciliteiten hebben vrij sterke schaaffecten, waarbij grotere faciliteiten de kosten per capaciteit verlagen. Voor de injectiefaciliteiten en de putten is de schaalfactor iets beperkter, maar toch zal een putcampagne resulteren in lagere boorkosten per put.

In Tabel 3 is de hoogste UTC rood gemarkeerd en de laagste UTC groen. Voor de gekozen scenario's worden de laagste kosten gevonden in de kleine opslag van scenario B. Dit scenario is geoptimaliseerd voor productiecapaciteit, wat resulteert in de laagste UTC per productie. In de scenario's die voor de grotere opslagen, scenario's D en E, werden gekozen, worden de opslagen niet volledig benut, waardoor de kosten per waterstofvolume hoger zijn. Dit geldt met name voor scenario E, welke met het dubbele aantal putten dezelfde cyclus doorloopt als scenario D.

De kostenberekeningen zoals beschreven in dit artikel zijn vergeleken met literatuurwaarden in (Kruck, Crotogino, Prelicz, & Rudolph, 2013) en (Lord, Kobos, & Borns, 2014). De door Kruck et al. beschreven casus is vergelijkbaar in CAPEX, kussengaskosten en werkvolume. Ondanks de gelijkenis in de invoerparameters konden de resulterende UTC's voor opslag niet worden vergeleken. De verwachting is dat een andere berekeningsmethode is gebruikt. De eenheidskosten van opslag berekend door Lord et al. konden wel worden gereproduceerd met de in dit artikel gehanteerde rekenmethode.

De door Lord et al. beschreven opslag is aanzienlijk kleiner dan de hier bestudeerde scenario's, wat een hogere UTC oplevert, wat het voordeel van schaal aantoont. Vergelijking met de literatuur, maar ook vergelijking tussen de beschreven scenario's laten zien dat het moeilijk is om een parameter te vinden om opslagen objectief te vergelijken. Niet alleen verschil in rekenmethode, maar ook disconteringsfactor, volumegebruik en capaciteit hebben invloed. Als gevolg hiervan kan een sub-optimaal ontworpen grote opslag (bijv. meer of grotere putten dan nodig) resulteren in een hogere UTC dan een optimaal ontworpen kleine opslag.

Het UTC-niveau is niet de enige indicator voor de economische haalbaarheid of winstgevendheid van de waterstofopslag. Afhankelijk van de waardedrijfveren voor de opslaggebruiker, wordt een compensatiemechanisme gekozen dat het ontwerp een bepaalde kant op stuurt. In het geval van een strategische reserve kan het werkvolume de drijfveer zijn, terwijl in het geval van een balanceringsfunctie de jaarlijkse productie belangrijker is. Een andere parameter die in het laatste geval belangrijk zou zijn, zijn de kosten per capaciteit (productiesnelheid), wat een parameter is met een eenheid van kosten/gewicht/tijd (bijv. EUR/kg/uur).

Deze parameter is het laagst voor scenario's B en E, die beide over een hoge capaciteit beschikken gedurende de hele opslagcyclus. In het huidige aardgasopslagsysteem is de ontvangen opslagvergoeding naast het volume van het werkgas, ook deels gebaseerd op de capaciteit die een opslag kan leveren.

Tabel 3 Kostenvariatie voor waterstofopslag in verschillende scenarios per jaarlijks geproduceerd volume (hoogste in rood en laagste in groen)

	Vaste UTC per productie	Variabele UTC per productie	Totale UTC per productie
Scenario's	EUR/kg	EUR/kg	EUR/kg
A Kleine opslag, lage capaciteit	0.21-0.62	0.07-0.11	0.28-0.73
B Kleine opslag, optimale capaciteit, 6 cycles	0.09-0.22	0.08-0.11	0.16-0.33
C Kleine opslag, optimaal volume	0.17-0.50	0.08-0.12	0.25-0.62
D Grote opslag, lage capaciteit	0.13-0.39	0.06-0.10	0.19-0.49
E Grote opslag, hoge capaciteit	0.17-0.52	0.06-0.09	0.24-0.61

4.3 Vooruitzichten – de toekomst van ondergrondse waterstofopslag

De ontwikkeling van ondergrondse waterstofopslag in poreus gesteente vereist uitgebreid technologisch onderzoek om de hierboven beschreven hiaten in kennis en maatschappelijke zorgen te adresseren. Daarnaast is een waterstofmarkt van voldoende omvang met bijhorende eisen ten aanzien van infrastructuur en opslag noodzakelijk. Dit traject vereist een aanzienlijke kapitaalinjectie voor onderzoek, pilots en Front-End Engineering Design (FEED), evenals tijd om wetswijzigingen en vergunningsprocedures te doorlopen.

Het voorspellen van de ontwikkeling van de waterstofmarkt is complex, maar mijlpalen kunnen worden gedefinieerd (op basis van marktomvang/opslagbehoefte/backbone-ontwikkeling) die op bepaalde momenten als go/no-go-beslissingscriteria voor het project kunnen dienen.

Gedurende de periode tot de start van FEED wordt de ontwikkeling van de markt en infrastructuur gemonitord en haalbaarheidsonderzoek uitgevoerd. Een pilot op een speciale testlocatie of in het veld dat is geselecteerd voor opslag maakt deel uit van dit onderzoek. De verwachting is dat FEED pas van start gaat als de technische, economische, commerciële, organisatorische, politieke en maatschappelijke haalbaarheid van het project voldoende is aangetoond.

De periode van de start van de FEED tot de Definitieve Investeringsbeslissing (Final Investment Decision, FID) zal waarschijnlijk ongeveer 2 jaar in beslag nemen. Afhankelijk van vergunningaanvragen kan deze periode meer tijd vragen. Van FID naar de eerste opslagcyclus vereist bouwen en ombouwen, wat waarschijnlijk ongeveer 3 jaar in beslag neemt. Gezien de huidige marktontwikkelingen ligt de vroegste datum voor een opstart van een ondergrondse waterstofopslag in de eerste helft van het volgende decennium (2030-2035). Als de vraag naar opslag veel sneller groeit dan verwacht, is de ontwikkelingstijd ongeveer 6 jaar.

5. Conclusies

Zoals blijkt uit de scenario's die voor dit artikel zijn bestudeerd, kan ondergrondse waterstofopslag in gasvelden een mogelijkheid zijn om zeer grote volumes hernieuwbare energie (meerdere TWh) op te slaan. Deze volumes kunnen daarbij met een hoge capaciteit (tot 10 GW) worden geproduceerd. Het ontwerp van de opslag (werkdrukbereik, aantal putten, hoeveelheid waterstof in het kussengas, oppervlakteapparatuur) kan worden geoptimaliseerd om te passen bij de opslagbehoefte en het exploitatiemodel. Beter inzicht in het opslagvolume en de capaciteitsbehoefte zijn belangrijk om de omvang beter af te stemmen op de behoefte, wat resulteert in lagere kosten voor klanten.

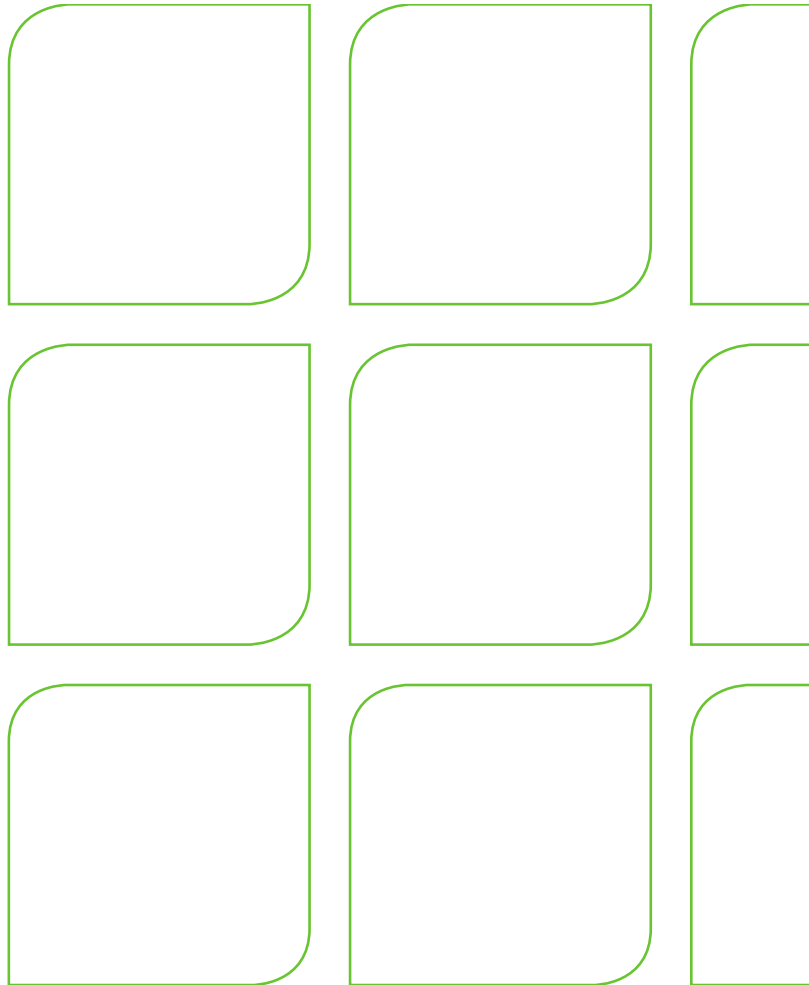
Bij de opslag van waterstof in een gasveld varieert de hoeveelheid aardgas in de geproduceerde stroom gedurende de productiecyclus. Pressure Swing Adsorption kan worden gebruikt om een relatief zuivere waterstofstroom te genereren, die kan worden ingevoerd in een waterstoftransportnetwerk. Verwerking en commerciële afzet van de zijstroom, voornamelijk bestaande uit aardgas met een lage concentratie waterstof, zijn belangrijk om tot een haalbare exploitatie te komen.

Verschillende open vragen over materiaalcompatibiliteit, ondergrondse chemische en microbiële reacties, deklaag-afdichtingscapaciteit, dispersie en diffusie, technische veiligheid en seismische risico's moeten worden bestudeerd om de technische haalbaarheid van het concept te bewijzen. Om een grootschalige ondergrondse waterstofopslag op tijd te leveren om aan de verwachte behoefte te voldoen, moet de haalbaarheid halverwege dit decennium worden bewezen. Naast technische haalbaarheid, zijn de nabijheid van infrastructuur en maatschappelijk draagvlak belangrijke voorwaarden voor de selectie van een gasveld. Met de parameters die in dit artikel worden gedeeld, kan ondergrondse waterstofopslag in gasvelden worden meegenomen in systeemintegratiestudies voor een optimaal ontwerp van het energiesysteem van de toekomst.

Referenties

- Clean Hydrogen JU. (2021). *Hydrogen Underground storage in Porous Reservoirs*. Retrieved from <https://www.fch.europa.eu/project/hydrogen-underground-storage-porous-reservoirs>
- den Ouden, B., Graafland, P., & Warnaars, J. (2018). *Elektronen en/of Moleculen - Twee transitiepaden voor een CO2-neutrale toekomst*. Berenschot Groep B.V.
- EBN. (2021). *Infographic 2021: Energie in cijfers*. Retrieved from <https://www.energiein nederland.nl/feiten-en-cijfers/infographic/>
- EBN. (n.d.). *EBN Infographic 2020*. Retrieved from <https://kennisbank.ebn.nl/wp-content/uploads/2020/01/EBN-INFOGRAPHIC-2020-Final-23-1.pdf>
- FCH 2 JU. (2019). *Hydrogen Roadmap Europe - A sustainable pathway for the European energy transition*. Retrieved from https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf
- Hydrogen Europe. (2019). *Hydrogen Europe Vision on the Role of Hydrogen and Gas Infrastructure on the Road Toward a Climate Neutral Economy*. Brussels. Retrieved from https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/hydrogen_europe_-_vision_on_the_role_of_hydrogen_and_gas_infrastructure.pdf
- International Energy Agency. (2019). *The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities*.
- Kruck, O., Crotagino, F., Prelicz, R., & Rudolph, T. (2013). *HyUnder Deliverable No. 3.1 Overview on all Known Underground Storage Technologies for Hydrogen*.
- Lord, A. S., Kobos, P. H., & Borns, D. J. (2014). Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands. *Int. J. of Hydrogen Energy* 39, 15570-15582.
- Netbeheer Nederland. (2021). *Het Energiesysteem van de Toekomst - Integre Infrastructuurverkenning 2030-2050*. Retrieved from https://www.netbeheernederland.nl/_upload/files/NetbeheerNL_Rapport-Energiesysteem_A4_FC.pdf
- Ouden, B. d., Kerkhoven, J., Warnaars, J., Terwel, R., Coenen, M., Verboon, T., . . . Koot, A. (2020). *Klimaatneutrale energiescenario's 2050*. Berenschot & Kalavasta.
- Panfilov, M. (2016). Underground and pipeline hydrogen storage. In *Compendium of Hydrogen Energy Volume 2: Hydrogen Storage, Transportation and Infrastructure* (pp. 91-115). Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781782423621000043>
- Pérez, A., Pérez, E., Dupraz, S., & Bolcich, J. (2016). *Patagonia Wind - Hydrogen Storage: Underground Storage and Methanation*. Zaragoza, Spain: 21st World Hydrogen Energy Conference 2016. Retrieved from <https://hal-brgm.archives-ouvertes.fr/hal-01317467>
- PricewaterhouseCoopers Advisory N.V. (2021). *HyWay 27: hydrogen transmission using the existing natural gas grid?* Retrieved from <https://www.hyway27.nl/actueel/hyway-27-realisatie-van-het-landelijk-waterstofnetwerk>

- RAG. (2017). *Underground Sun Storage - Publizierbarer Endbericht*. Retrieved from <https://www.underground-sun-storage.at/en/public-relations-/publications/publications-1.html>
- RAG. (n.d.). *Underground Sun Storage 2030*. Retrieved from <https://www.uss-2030.at/>
- Staatstoezicht op de Mijnen. (2018). *Toekomstbeelden van de Energietransitie*.
- Van Gessel, S., Breunese, J., Juez Larré, J., Huijskes, T., & Remmelts, G. (2018). *Ondergrondse Opslag in Nederland - Technische Verkenning*. TNO.
- van Wijk, A., & Chatzimarkakis, J. (2020). *Green Hydrogen for a European Green Deal - A 2-40 GW Initiative*. Hydrogen Europe.



BRON VAN ONZE ENERGIE