

CO₂-vrije waterstofproductie uit gas

- Kickstart voor een snel toepasbare nationale waterstofinfrastructuur
- Pre-combustion CO₂-afvang van aardgas voor een flexibele energievoorziening en met hoog energetisch rendement (bijna 90%)
- Gedecarboniseerde CO₂-vrije waterstof als partner van duurzaam
- De combinatie met elektrolyse van duurzame energie geeft extra synergie: “groene waterstof” en “blauwe waterstof” gaan dan samen.
- Input van biogas en groen gas geeft negatieve CO₂ emissies
- Brugtechnologie naar flexibele volledig duurzame energievoorziening

Eindrapportage

24-11-2017

CO₂-vrije waterstof uit gas: fundamentele stap naar duurzaam energiesysteem

CO₂-vrije waterstof uit pre-combustion CCS werkt beter voor een flexibel energiesysteem

- De sterke groei van wind- en zonne-energie als duurzame bronnen brengt onbalans in de elektriciteitsproductie, veroorzaakt door het intermitterende karakter. Elektrificatie van de vraag vergroot dit probleem verder.
- Post-combustion CCS in de centrales wordt dan in het totale systeem veel te kostbaar omdat volcontinu draaien van de centrales nodig is voor een haalbare business case van de CCS. Die centrales zijn dan niet bruikbaar voor opvang van de fluctuaties in duurzame energieproductie en variaties elektrificatievraag.
- Met pre-combustion CCS wordt dit probleem opgelost. Dat produceert eerst waterstof die kan worden opgeslagen. Flexibele centrales, gevoed met deze waterstof, kunnen dienen als back-up voor de duurzame bronnen wind en zon.

CO₂-vrije waterstof met pre-combustion CCS: betere businesscase in veel gevallen

- Pre-combustion CCS is goedkoper dan post-combustion CCS in intermitterende centrales en industrie, en kleinere industrie.
- Hoog rendement van CCS: meer dan 80% en in de synergie met elektrolyse duurzame bronnen bijna 90% (bovenwaarde).
- Ook voor grote volcontinu industrie kan pre-combustion CCS een goede oplossing zijn, omdat dit (in afwijking van post-combustion CCS) weinig investeringen vereist van de industrie zelf; alleen afname van de CO₂-vrije “blauwe” waterstof. Hierdoor kan dit mogelijk ook bijdragen aan de regeringsdoelstellingen op dit gebied (18 Mton/jaar aan CCS in de industrie).

Werkt in synergie met huidige infrastructuur en met duurzame energiebronnen

- CO₂-vrije waterstof is ook technisch een snel toepasbare oplossing als gedecarboniseerde transitieoplossing.
- Een waterstofinfrastructuur kan dan snel tot stand komen met lichte aanpassingen in de huidige gasinfrastructuur.
- Waterstof uit overschotten wind kan dan hierop worden ingevoed. Er is dus een infrastructuur-synergie tussen waterstof uit gas en duurzaam.
- Door in het CO₂ afvangproces zuurstof te gebruiken uit de elektrolyse van windenergie, waarbij beide processen CO₂-vrije waterstof produceren, versterken deze elkaar. Dat geeft extra synergie tussen “groene waterstof” en “blauwe waterstof”
- Door deze beide synergiën is dit een goede brugtechnologie naar een volledig duurzame energievoorziening.

Inhoudsopgave

1

Waterstof in de energietransitie

Aanleiding

2

De haalbaarheidsstudie

Methodiek, scope en uitgangspunten

3

Waterstofmarkt

Bestaande en groeiemarkten per transitiepad

4

Voorzieningsketen waterstof

Systeemafwegingen voor waterstof uit aardgas

4.1

Productie van waterstof

ATR reforming, zuurstofsynergie en kosten per vermeden ton CO₂

4.2

Transport en opslag van waterstof

Gebruik van bestaande gasinfrastructuur en zoutcavernes

4.3

Transport en berging van CO₂

Berging in de Noordzee of verder

5

Conclusies en aanbevelingen

Hoofdargumentatie en vervolgproces



1

Waterstof in de energietransitie

Waterstof de nieuwe toekomst?

Situation

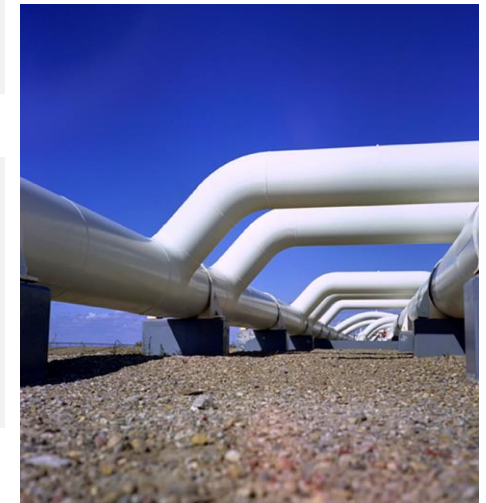
- Het is al lange tijd bekend dat waterstof een onuitputtelijke energiebron kan zijn en een nieuwe CO₂-vrije energiedrager.
- Door de recente successen in windenergie wordt men steeds meer overtuigd van het voordeel van de productie van waterstof uit toekomstige wind overschotten. Dit blijkt onder meer uit lopende plannen voor de Rotterdamse haven, Noord-Nederland en de bestemming van de Noordzee.

Trigger

- Waterstof wordt gezien als een oplossing voor het hernieuwbare energie “intermittency” probleem.
- Op lange termijn is waterstofproductie uit elektrolyse haalbaar maar het is nog geen game-changer op de korte termijn.
- **Is er een snellere weg naar een CO₂-vrije energievoorziening?**

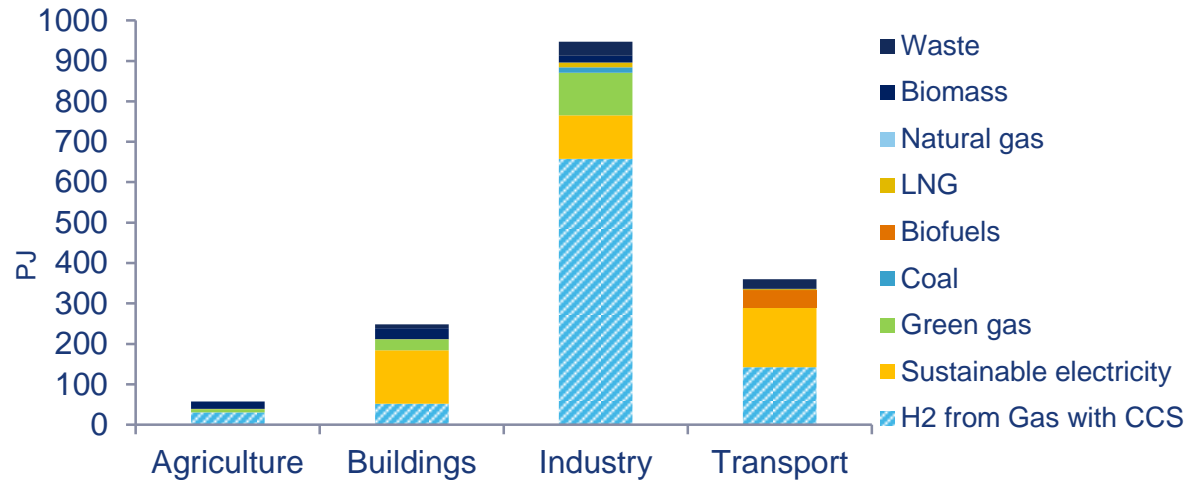
Opportunity

- **Waterstof uit gas + CCS → Kickstart van H₂ infrastructuur**
- Zowel de industrie als de elektriciteitscentrales inventariseren plannen hiervoor, onder meer binnen het lopende initiatief van Statoil, om de Magnum centrale in de Eemshaven te voorzien van waterstof, en H-vision en Elegancy era-act, om waterstof te gebruiken om het Rotterdamse havengebied van energie te voorzien.



Waterstof uit gas lijkt een realistische en kostenefficiënte oplossing

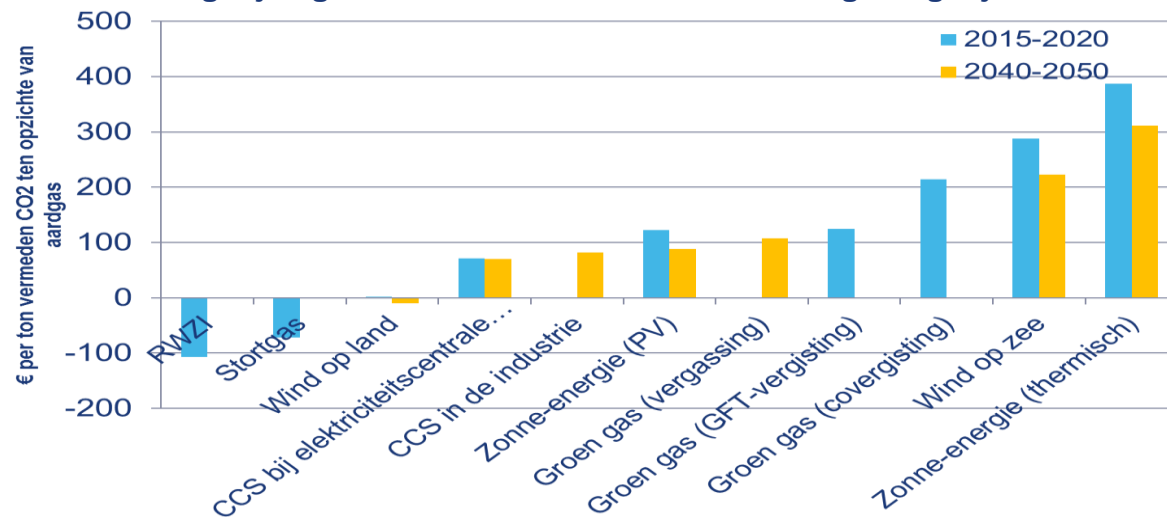
Mogelijke invulling voor een CO₂-vrije energiemix



- Waterstof uit gas is één van de weinige realistische scenario's om te de-carboniseren. Vooral in de grote industrie, zonder grote invoer van biomassa.
- In de meeste scenario's wordt biomassa gebruikt als sluitpost maar hier is de nodige discussie over.
- Waterstof is een alternatieve sluitsteen voor de grootschalige import van biomassa.

- Waterstof uit gas lijkt een kostenefficiënte oplossing in vergelijking met andere duurzame oplossingen.
- Het aantal euro per ton vermeden CO₂ is een stuk lager dan een aantal andere opties.*

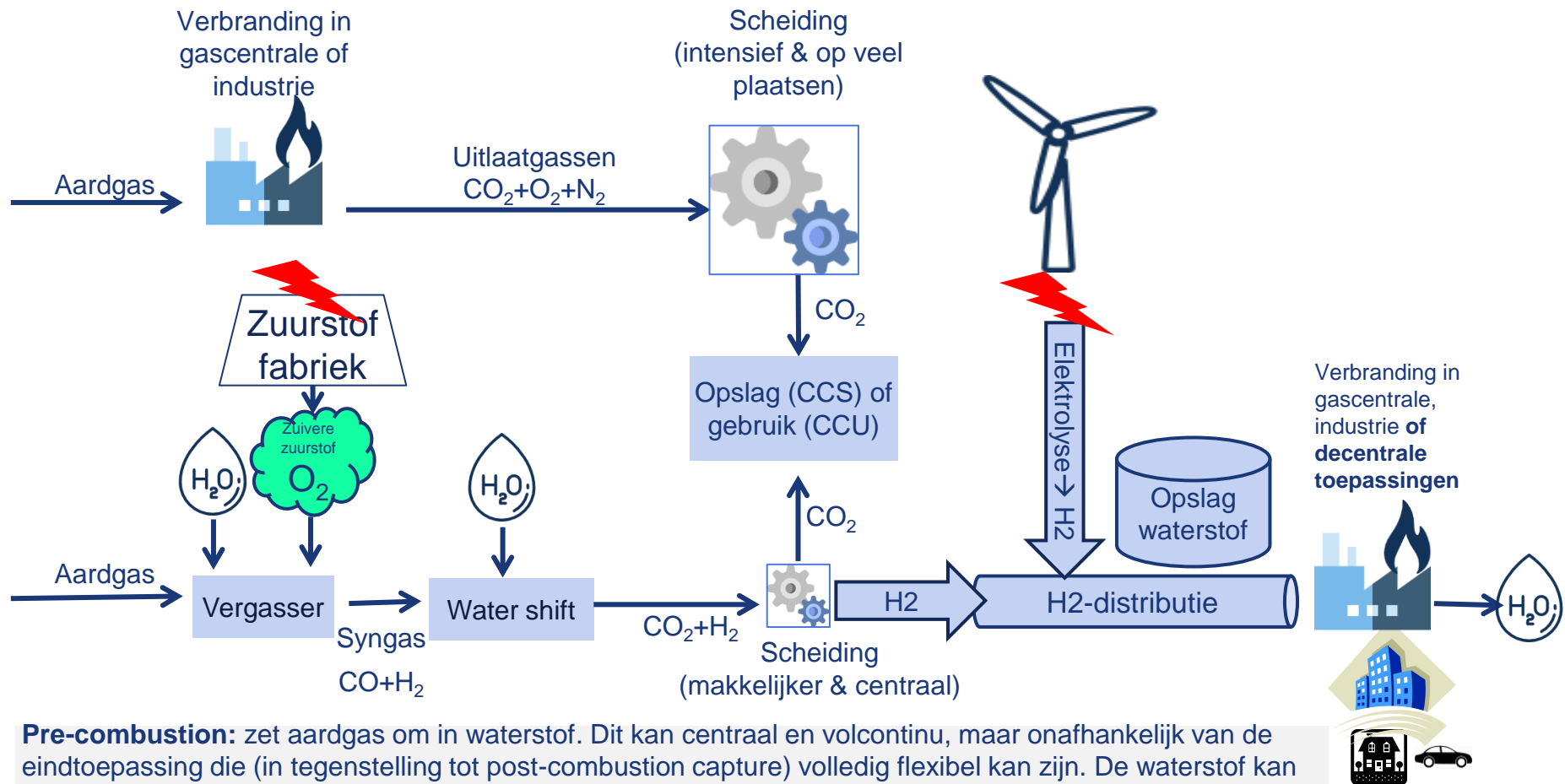
Kostenvergelijking voor verschillende verduurzamingsmogelijkheden



Waterstof in de energietransitie

Waterstof uit aardgas is met pre-combustion CCS (vooraf), dit in tegenstelling tot traditionele post-combustion CO₂ afvang (achteraf)

Post-combustion capture: aparte installatie bij elke krachtcentrale of industrie, afhankelijk van het proces. Is hierdoor geen goede optie bij decentrale toepassingen door onvoldoende schaal of bedrijfstijd. Post-combustion capture heeft relatief weinig flexibiliteit, omdat de hoge kapitaallasten bij minder draaiuren minder rendement hebben.



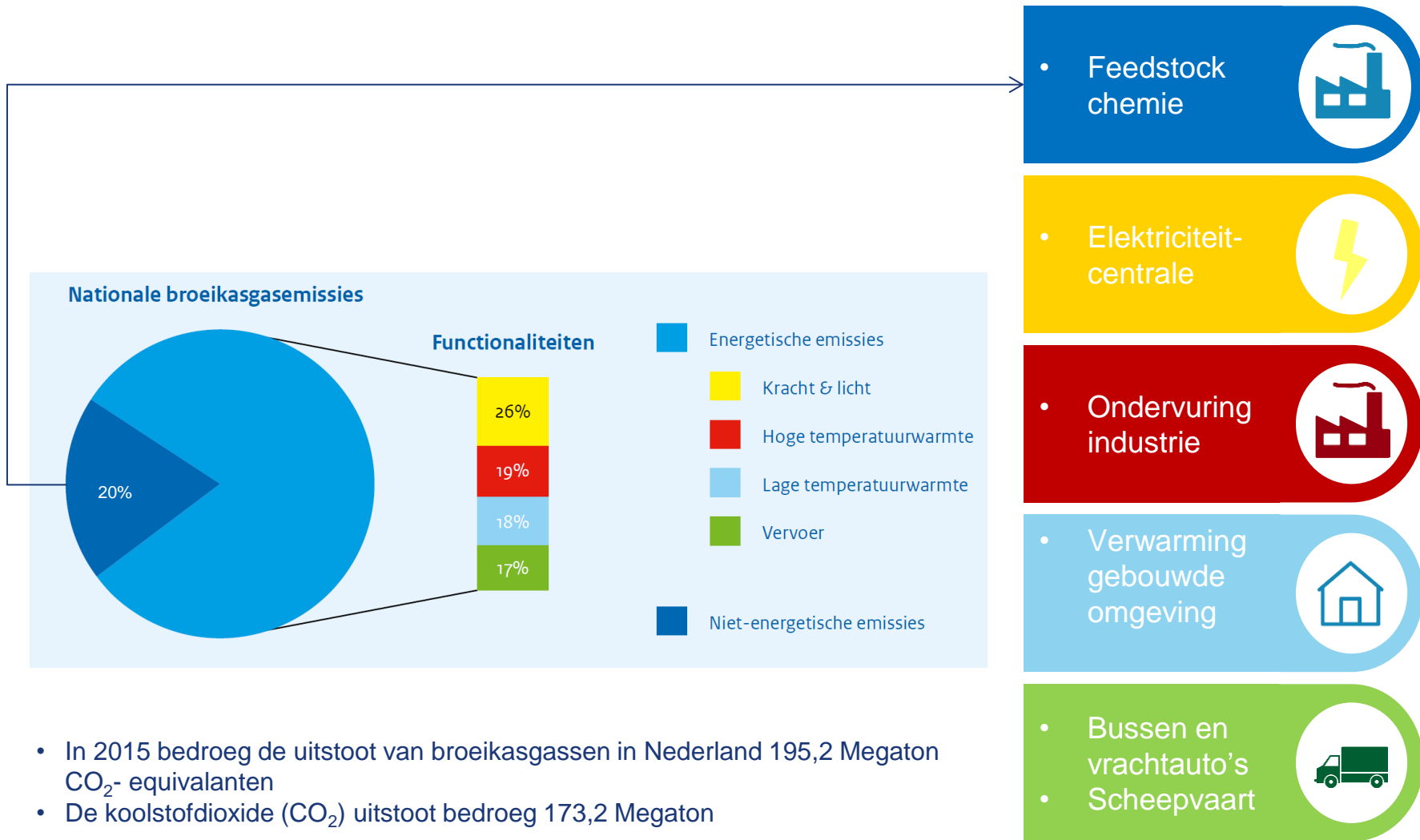
Pre-combustion: zet aardgas om in waterstof. Dit kan centraal en volcontinu, maar onafhankelijk van de eindtoepassing die (in tegenstelling tot post-combustion capture) volledig flexibel kan zijn. De waterstof kan immers goed worden opgeslagen en verdeeld in het gasnet voor CO₂-vrije decentrale flexibele toepassingen. Bovendien kan dit goed worden gecombineerd met waterstof uit overschotten windenergie.

A high-speed photograph of water being poured into a glass, creating a large splash and bubbles. The water is clear and the background is a light, neutral color.

2

De haalbaarheidsstudie

Waterstof mogelijk toepasbaar in alle transitiepaden



- In 2015 bedroeg de uitstoot van broeikasgassen in Nederland 195,2 Megaton CO₂-equivalenten
- De koolstofdioxide (CO₂) uitstoot bedroeg 173,2 Megaton

Structuur



Het haalbaarheidsonderzoek bestaat uit twee stappen:

1. Het bepalen van eisen vanuit het gebruik
2. Het optimaliseren van een productieketen vanuit deze restricties



Uitgangspunten

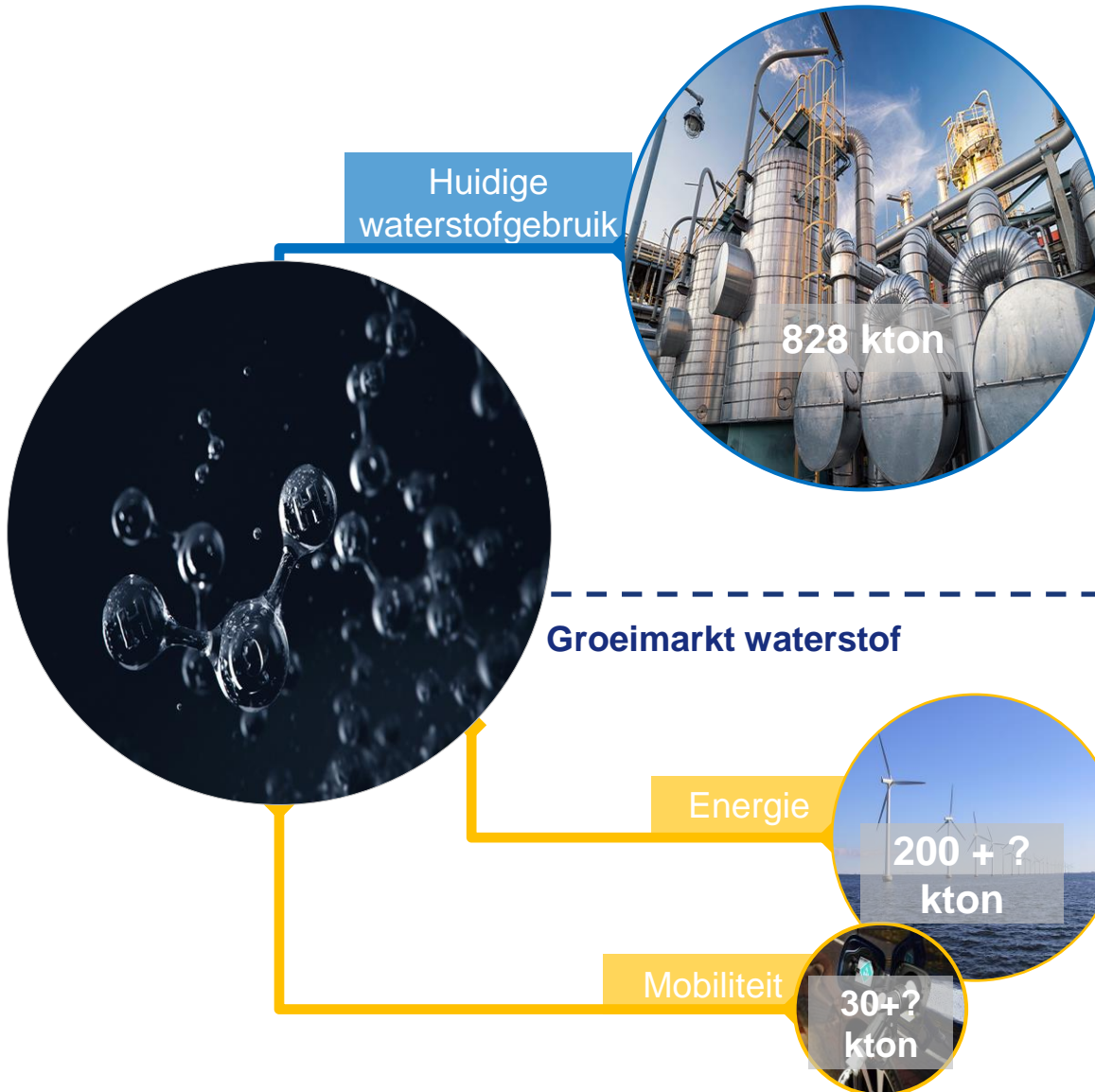
- Het uitgangspunt van dit haalbaarheidsonderzoek is om te komen tot een uitvoeringsproject op de korte termijn. Dit betekent dat we vooral hebben gekeken naar technieken met een hoog technology readiness level (TRL). Dit zijn technieken die op korte termijn inpasbaar kunnen zijn in de waterstofketen en hebben veelal een TRL van 8/9.
- Daarnaast is er naar technologische symbiose gezocht tussen huidige en nieuwe opslag en transportinfrastructuur. Technologische aanpassingen hiervoor hebben minimaal een TRL 6/7, dit is het stadium van demonstratie en testen in de praktijk.
- De volgende afwegingen zijn gemaakt omtrent de aardgaskwaliteit die nodig is voor de productie van waterstof:
 - Geen gebruik van Groningengas: dit is lastig in verband met de gaskwaliteit (hoge hoeveelheid stikstof, laagcalorisch).
 - Hoogcalorisch aardgas is wel goed toepasbaar want dat gebruiken de beoogde doelgroepen (industrie en energiecentrales) nu ook en bevat weinig stikstof.
 - LNG is ook toepasbaar en heeft een additioneel voordeel: de pre-reformingstap kan worden overgeslagen, omdat in LNG pure methaan zit en geen stikstof.
- Aangenomen is dat waterstof in de industrie kan worden gebruikt voor hoge temperatuurwarmte. We zijn ons hierbij van bewust dat dit op technologisch vlak uitdagingen biedt en bevelen aan hier vervolgonderzoek naar te doen, bijvoorbeeld op het gebied van veiligheidsvoorschriften in processen op waterstof en aanpassingen aan het type branders. Bij de overgang van aardgas naar waterstof kan gebruik worden gemaakt van industriële processen waar nu al waterstof wordt gebruikt.

A photograph of an industrial facility at night, illuminated by blue and white lights. The scene features complex piping, scaffolding, and several large cylindrical storage tanks or distillation columns. The overall atmosphere is industrial and futuristic.

3

Waterstofmarkt

Gebruik van waterstof



De ammonia-industrie is, met een aandeel van ongeveer 60%, de **grootste waterstofverbruikende industrie** in Nederland. Op dit moment wordt er jaarlijks ± 2 miljard m^3 aardgas verbruikt in deze industrie voor het produceren van waterstof middels het Steam Methane Reforming (SMR) proces. Hiernaast zijn er andere (petro)chemische toepassingen, waaronder verscheidene kraakprocessen.

Het totaal in Nederland komt neer op een volume van 9,2 miljard m^3 H_2 , ofwel 828 kton, waarvan 80% binnen een reformingproces en 20% als bijproduct uit de chemie wordt geproduceerd. Naar schatting komt hier momenteel 12,5 m ton CO_2 bij vrij, welke deels wordt hergebruikt in de tuinbouw en frisdrankindustrie.

De levering van hoge temperatuur aan industrieën en het gebruik van waterstof in elektriciteitscentrales zijn op korte termijn een groeimarkt. Voorbeeld hiervan is het voornemen van StatOil om de **Magnum centrale** in de Eemshaven op waterstof te laten draaien (200 kton).

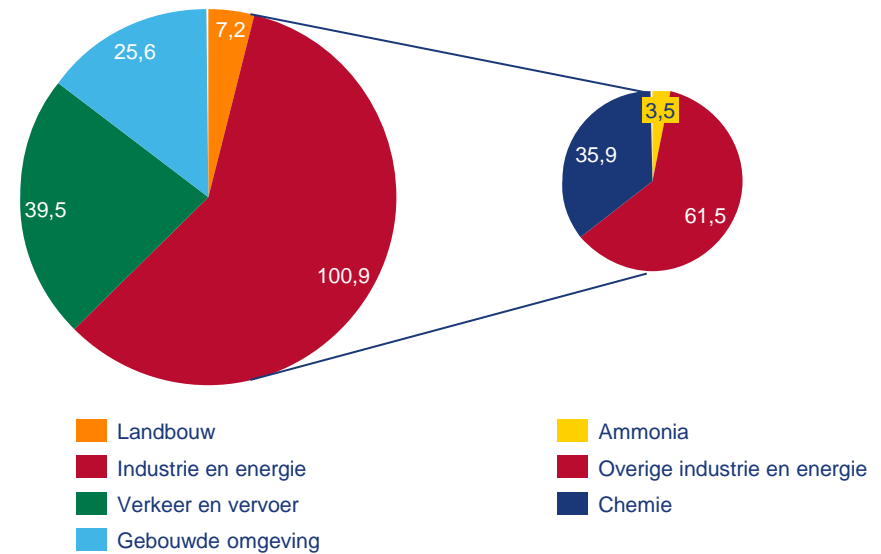
Het gebruik van waterstof voor mobiliteit heeft een kleinere potentie op de korte termijn. De grootste potentie zit in het laten rijden van **regionaal openbaar vervoer** op waterstof. De roadmap waterstof voor Noord-Nederland schat de potentie op 30 kton.

Bronnen: Roads2HyCom project deliverable 2.1 en 2.1a, LVIC 2007, The Northern Netherlands Innovation Board (2016), <http://www.dvhn.nl/economie/Primeur-Eemshaven-Eerste-centrale-op-waterstof-22341493.html>,

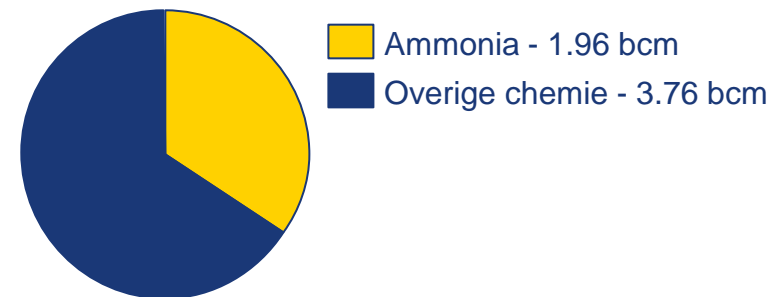
Waterstof wordt op dit moment voornamelijk gebruikt als grondstof voor de chemische industrie

- Waterstof heeft de potentie van een duurzame grondstof voor verschillende chemische routes, met name in de ammonia industrie:
 - Ammoniak wordt nu al direct gesynthetiseerd door het gebruik van waterstof en stikstof. Ammoniak heeft een grote CO₂-footprint en vormt een belangrijke grondstof voor kunstmest.
 - Daarnaast wordt waterstof op dit moment ingezet in kraakprocessen in de raffinage om lange koolstofketens te breken in korte ketens.
- De ammoniakindustrie verbruikt ongeveer 2 miljard m³ aardgas in haar proces. Dit komt neer op ± 5% van het totale verbruik van aardgas in Nederland.
- De CO₂ emissie van de ammoniakproductie bedraagt ongeveer 3,4 - 4% van de totale uitstoot van de sector Industrie en energie, en tussen de 2 - 2,2% van de totale Nederlandse CO₂ emissie.
- Het gasverbruik van de ammonia industrie in Nederland bedraagt 39% van de totale chemische industrie.
- In vergelijking met andere chemische industrieën, stoot de ammoniakproductie relatief weinig CO₂ uit per energie-eenheid. Dit komt door het gebruik van aardgas als relatief schone fossiele grondstof.

CO₂ emissie van ammonia in NL (Mton)









Gasverbruik Chemie in bcm



Bronnen: NMI - 2010, NAM - 2016, European Commission - 2007, CBS - 2017

Conclusie: wat voor waterstof maken we en wat moet de waterstofkwaliteit hiervoor zijn?

Markt	Kwaliteit	Kosten
Brandstofcellen		
Ammonia industrie		
Ondervuring en centrales		

De beoogde waterstof kwaliteit bepaalt in grote mate de kosten die met de productie zijn gemoeid. De kwaliteitseisen worden gestuurd door de eindmarkt waar de waterstof in wordt gebruikt:

- **Brandstofcellen**, bijvoorbeeld voor duurzame mobiliteit, moeten **zeer pure waterstof** gebruiken, omdat anders de katalysatoren corroderen. Het verbruikspotentieel voor brandstofcellen op korte termijn lijkt klein, maar kan in de toekomst groeien.
- **De huidige industrieën die waterstof als grondstof gebruiken**, vooral ammoniakfabrieken en raffinage, leggen strenge kwaliteitseisen op voor lage concentraties onzuiverheden, omdat deze hun processen verstoren. Ook hebben deze bedrijven al veel investeringen gedaan in de **huidige SMR installaties** waardoor een **retrofit** hiervan voorlopig opportuener lijkt dan het opzetten van een nieuwe ATR installatie.
- Voor de hoge-temperatuurwarmte in de **industrie en ook voor de gascentrales**, waren tot voorheen weinig haalbare oplossingen door de combinatie van een vraag naar hoge temperaturen en in veel gevallen een wisselend vraagpatroon. Deze studie bevat hier een unieke oplossing voor.

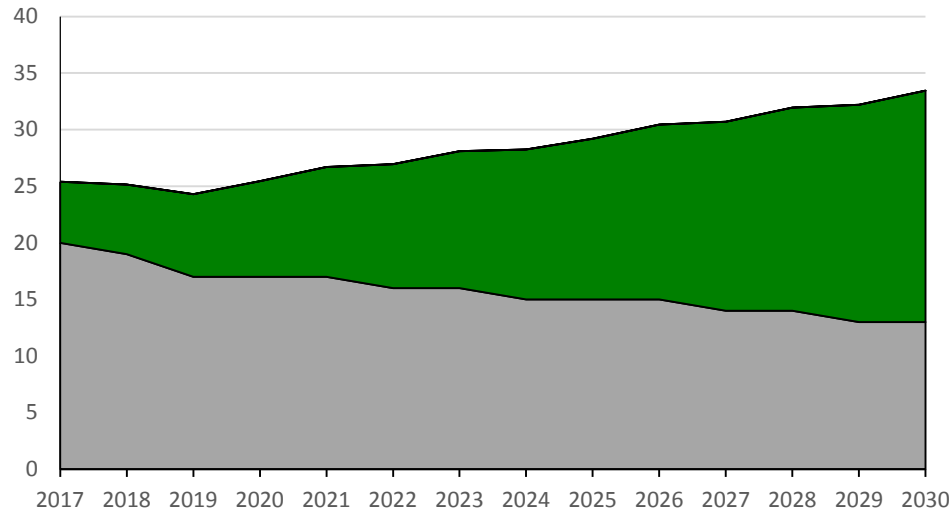
Deze laatstgenoemde gebruikers leggen over het algemeen geen hoge kwaliteitseisen op, anders dan een zo hoog mogelijke energie-inhoud van het gas. Dit zogenaamde **“low grade waterstof”** is onze eerste focus, waarbij we ook een verdere zuivering naar “high grade” waterstof verkennen voor de eerstgenoemde doelgroepen.

Indicatie eisen waterstof vanuit verbruikssegmenten

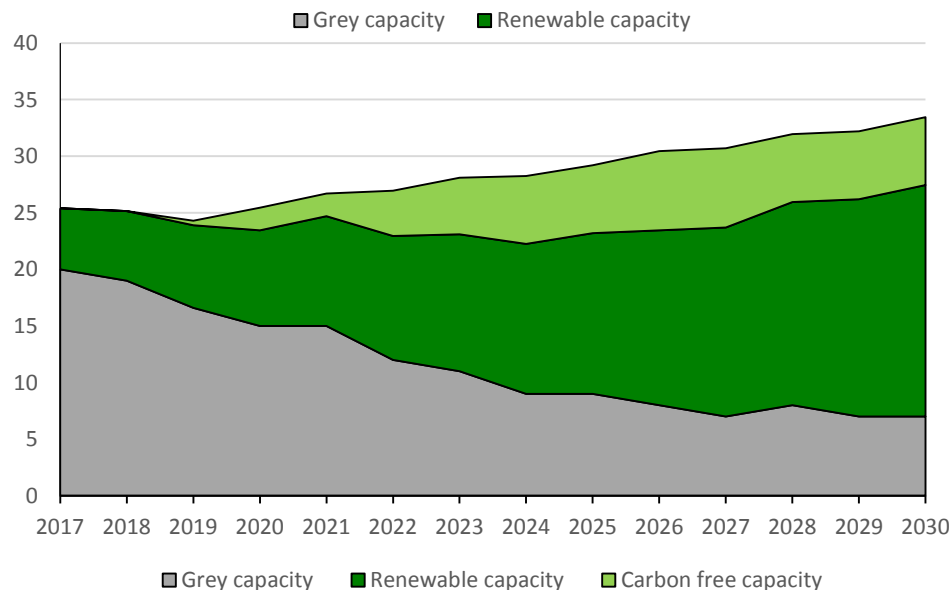
	Fuel cells	Feedstock Ammonia	Verbranding
H ₂		zo hoog mogelijk	
S CL en F	<10 ppm	< 1 ppb	
O-verbinden	<2 ppm	< 5 ppm	
O ₂		geen	
CH ₄ , Ar, He	Zo laag als technisch haalbaar	Zo laag als technisch haalbaar	Impact duurzaamheid
NH ₃	<10 ppm	< 5 ppm	
CO	Geen		Impact duurzaamheid

Bronnen: YARA, TNO

De elektriciteitsproductie doorgaat een radicale transitie



- De sterke groei van duurzame energie bronnen biedt kansen en mogelijkheden voor de elektriciteitssector.
- Waterstof toegepast voor elektriciteitsproductie kan een belangrijke rol innemen voor de leveringszekerheid en verdere de-carbonisatie van de energie sector.



- ← Elektriciteitscentrale – pre-combustion CCS van waterstof uit aardgas.
- ← Nederland heeft een gemiddelde groei van 1 GW wind op zee per jaar. In 2030 heeft Nederland meer dan 14GW wind en 6GW Zon-PV en verder elektriciteit uit biomassa.
- ← De overige grijze productie (fossiel) zal worden ingezet voor toename van de elektriciteitsvraag en het balanceren van het systeem.

Bron: TenneT (2016), rapport Monitoring Leveringszekerheid 2015 - 2031

Waterstof biedt mogelijkheden binnen verschillende marktsituaties om flexibiliteit en stabilisatie van het net te bewerkstelligen

De flexibiliteitsmarkt

Overschotten duurzame elektriciteit kunnen plaatsvinden door een hoge productie, een lage vraag of de maximale aanlandcapaciteit van duurzame elektriciteit. Flexibiliteit in afname of opwek van elektriciteit krijgt zodoende een waarde wanneer veel intermitterende duurzame elektriciteit, zoals wind op zee, wordt gerealiseerd.

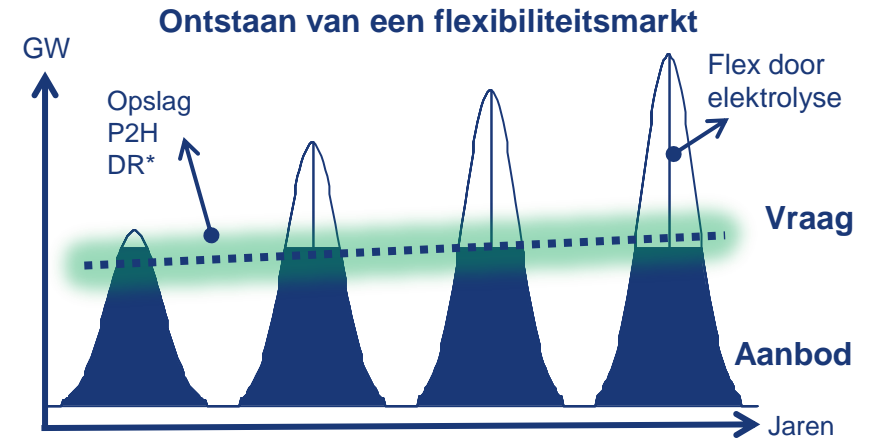
1 Elektrolyse binnen de flexibiliteitsmarkt

Naar verwachting zal elektrolyse hierdoor in de loop der jaren een grotere rol gaan spelen. Elektrolyse kan in de toekomst worden ingezet om de overschotten elektriciteit af te toppen.

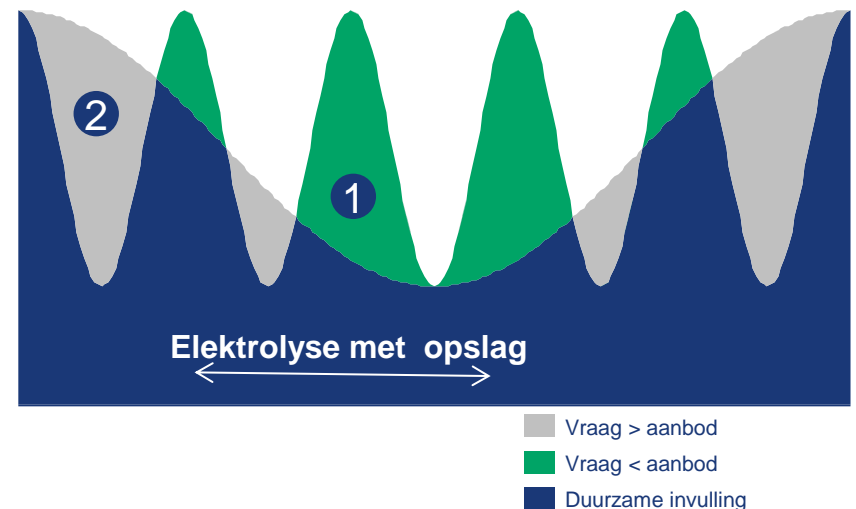
Hierbij zal elektrolyse moeten concurreren met andere bronnen van flexibiliteit, zoals demand response, power to heat en opslag. Uniek aan waterstof is dat dit flexibiliteit over een langere periode kan bieden, waar andere opties slechts geschikt zijn voor dag- of weekvariaties.

2 Waterstof als backbone van elektriciteit

Zoals beschreven kan waterstof de elektriciteitsvoorziening verduurzamen middels waterstofcentrales. Deze toepassing maakt gebruik van de tegenovergestelde marktsituatie, namelijk de momenten dat de vraag groter is dan het aanbod.



Waterstof geschikt voor opvangen seizoen fluctuaties



* Demand response

The background image shows an industrial site with several large, horizontal, cylindrical storage tanks. In the distance, there are high-voltage power lines and a transmission tower. The sky is overcast. The foreground features a concrete structure with pipes.

4

Voorzieningsketen waterstof

De waterstofketen, gekoppeld aan bestaande infrastructuur en industrie, om tegen relatief lage kosten een gecarboniseerde waterstofeconomie te creëren

1 In de haven vindt **productie** plaats. Deze locatie garandeert een perfecte aan- en afvoer van de benodigde grondstoffen door de LNG terminal en bijgelegen industrie.

2 **Transport van waterstof** vindt plaats door één van de hoogcalorische aardgasleidingen geschikt te maken voor waterstof.

3 **Transport van CO₂** gebeurt alleen offshore middels CO₂ leidingen en/of schepen. Berging vindt op de Noordzee danwel elders plaats, afhankelijk van de institutionele voorwaarden.



4 **Opslag van waterstof** vindt voor kleine fluctuaties plaats door line packing in de transportinfrastructuur en voor grote variaties door opslag in een zoutcaverne.

5 Ombouwen van centrales en industrie van conventionele gas naar **waterstofinstallaties** levert een CO₂ vrije back-up van het elektriciteitssysteem en een gedecarboniseerde industrie op.

6 De nieuwe infrastructuur en opslag maakt, middels een extra purificatiestap, CO₂-vrije waterstof uit de centrale productie een optie voor de feedstock industrie.

Wind op zee en waterstof uit aardgas zijn geen concurrenten: technisch gezien zijn ze complementair en markttechnisch vullen ze elkaar aan

7

Er wordt voor de komende jaren een grote hoeveelheid elektriciteit door wind op zee verwacht, waardoor de volgende twee beperkende ontwikkelingen zich voordoen:

- Op sommige momenten zal het aanbod van duurzame elektriciteit de vraag overtreffen.
- We lopen tegen de grenzen van de fysiek mogelijke aanlandcapaciteit van elektriciteit aan.

Elektrolyse, waarbij waterstof uit elektriciteit wordt gemaakt, vormt een oplossing voor beide situaties.

Bij elektrolyse komt **pure zuurstof** vrij als bijproduct. Door deze zuurstof te gebruiken bij de productie van waterstof uit aardgas kan waterstof van hogere kwaliteit worden gemaakt. Elektrolyse en waterstof uit aardgas zijn zodoende **complementair** aan elkaar.

Elektrolyse is een middel om **overschotten** windenergie af te vangen als de vraag kleiner is dan het aanbod duurzaam. Daarentegen kan waterstof dienen als CO₂ vrije **back-up** van het elektriciteitssysteem op momenten dat er weinig duurzame energie beschikbaar is. Beide technieken vullen elkaar aan op de elektriciteitsmarkt.



Elke ton duurzame waterstof uit wind op zee levert ook zuurstof, goed voor meer dan 2 ton gedecarboniseerde waterstof uit gas.

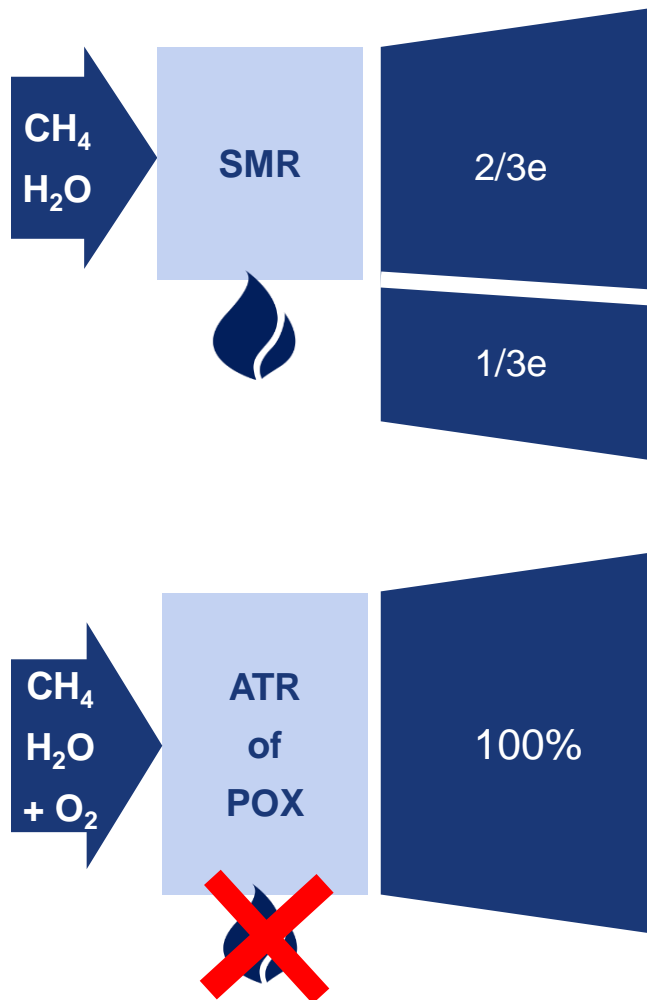
A high-speed photograph of water splashing, creating a central column of water and a large, rounded splash that spreads out horizontally. The water is clear and has a blueish tint, set against a white background.

4.1

Productie van waterstof

ATR reforming, zuurstof synergie en
kosten per vermeden ton CO₂

Bij SMR is CCS alleen mogelijk voor 2/3 van de emissies, terwijl ATR en POX alle CO₂ kunnen afvangen



Procesemissies

Het betreft hier emissies waarbij CO₂ in geconcentreerde vorm vrijkomt. Door het gebruik van pure zuurstof is deze stroom niet vervuild met stikstof. Hierdoor is het scheiden van CO₂ goed mogelijk met een Pressure Swing Absorber (PSA).

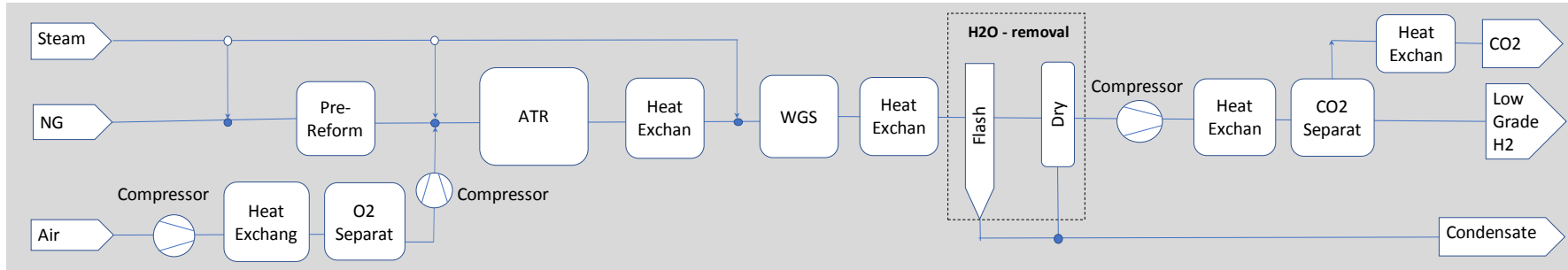
Ondervuringsemissie:

De ondervuringsemissies bestaan uit een lage concentratie CO₂ vermengd met stikstof door verbranding met lucht. Hierdoor is het scheiden van de CO₂ alleen haalbaar met een relatief duur amineproces.

Alleen procesemissies

Bij POX en ATR komt, door het gebruik van pure zuurstof en een katalysator, alle CO₂ als procesemissie vrij en is een externe warmtebron overbodig. Hierdoor is het mogelijk alle emissies met een PSA af te vangen.

Technische analyse



Drie waterstofproductietechnologieën zijn doorgerekend op energetisch rendement en CO₂ footprint.

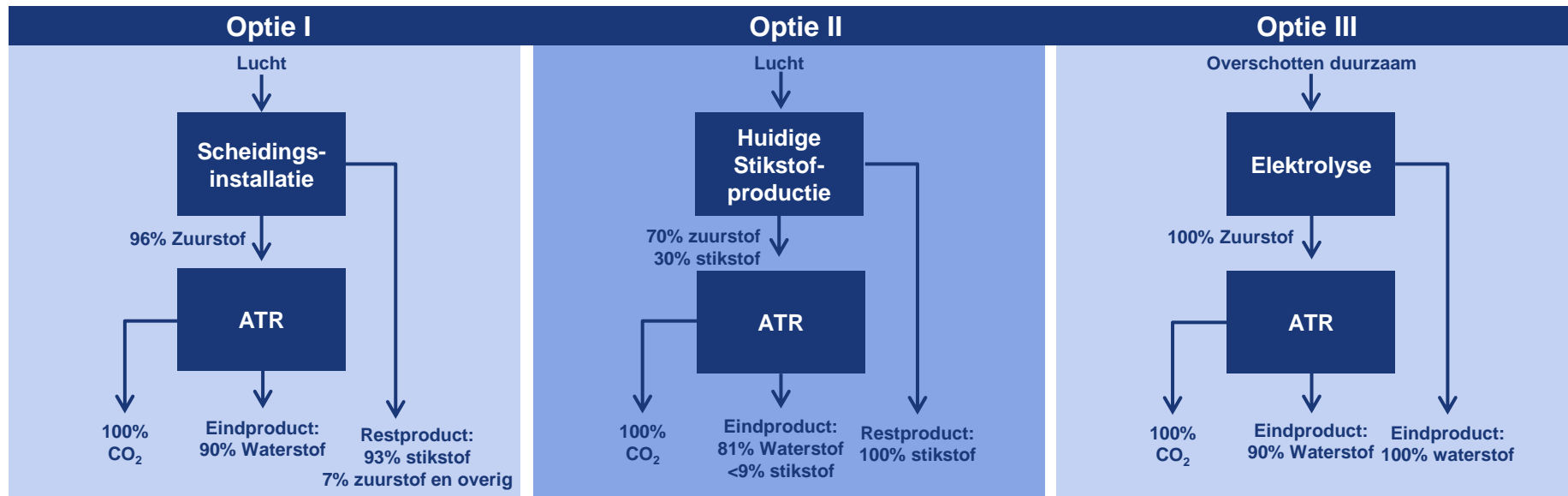
Als belangrijkste constante input parameter is gekozen voor Hi-Cal gas met een massastroom van 10 kg/s. Dit levert een “niet zuivere” waterstofstroom op van orde-grootte 500 t/dag.

Conclusies:

- In de waterstofstromen komen nog kleine volumes CO₂ en brandbare koolwaterstoffen mee, afhankelijk van de variant. Daarmee wordt “low grade waterstof” geproduceerd. Vooral bij SMR zit nog een grote fractie methaan.
- De thermische efficiëntie van de drie technologieën liggen rond de 85%. De plant efficiëntie (inclusief o.a. power consumptie van de compressoren) varieert tussen de 78% en 83%.
- Op basis van technische performance scoort ATR het beste.

		SMR		ATR		POX	
Input							
Hi-Cal gas	kg/s	10		10		10	
Lucht	kg/s	41.4		56		64	
Stoom	kg/s	22		22		20	
Thermische input	MWth	478		478		478	
Output		CO2	H2	CO2	H2	CO2	H2
Massastroom	kg/sec	11.0	6.2	20.1	7.4	23.2	6.3
Druk	bar	60	98	60	98	60	98
Temperatuur	°C	7	40	7	40	7	40
Component		Vol.					
CH ₄	%	0.0	13.0	0.0	3.2	0.0	0.6
CO ₂	%	99.9	1.0	99.8	1.5	99.9	1.7
N ₂	%	0.0	0.3	0.0	1.3	0.0	1.4
H ₂	%	0.0	84.1	0.0	89.7	0.0	94.0
CO	%	0.1	1.5	0.2	4.3	0.1	2.3
NH ₃	%	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0
H ₂ O	%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Output							
Power consumptie	MWe	8.0		26.6		31.2	
Plant efficiëntie	-	83%		82%		78%	
Thermische efficiëntie	-	85%		87%		83%	
LHV H ₂ output	kJ/kg	65664		56028		63415	
H ₂ output	t/dag	532		637		540	
CO ₂ captured	t/dag	953		1737		2001	
CO ₂ emissie	t/dag	1198		-		-	

Verschillende technische synergiën voor de zuurstoftoevoer van de ATR unit kunnen waarde toevoegen door de bijproducten te beschouwen



Voordeel van een nieuwe scheidingsinstallatie is dat er pure zuurstof in de ATR unit gaat, waardoor geen verdere vervuilingen optreden in het productieproces. Tevens kan getracht worden de stikstof te verwaarden, bijvoorbeeld door deze te gebruiken voor regulering van het gasnet.

Nadeel is dat een nieuwe installatie moet worden gebouwd, met relatief hoge investeringen, en een hoog elektriciteitsverbruik.

Voordeel van het gebruik van de huidige stikstofproductie, bij Gasunie of de Ammoniakindustrie, is dat geen nieuwe investeringen nodig zijn.

Nadeel is dat de zuurstof niet 100% zuiver is en er zodoende stikstof in het proces komt. Stikstof en CO₂ scheiden is een kostbaar proces.

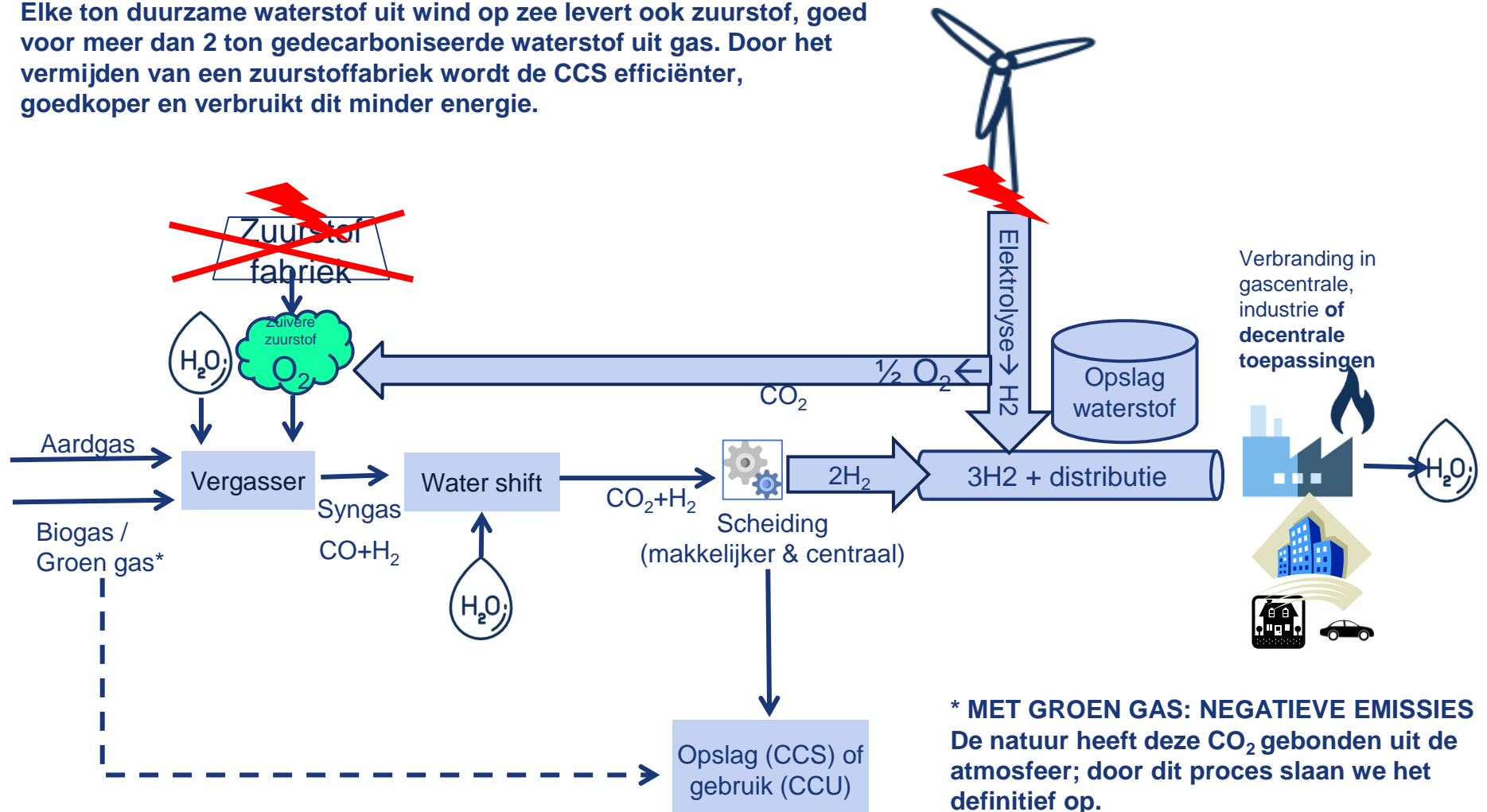
Voordeel van het gebruik van elektrolyse is de synergie met de mogelijke opvolger van deze brugtechnologie. De “reststroom” is waterstof van een betere kwaliteit dan die van een ATR unit, bijvoorbeeld direct geschikt voor de ammonia of transportindustrie.

Nadeel is dat deze technologie op dit moment nog duur is en afhankelijk is van overschotten wind. Deze optie zien wij als groeipad voor de toekomst.

Zuurstofsynergie: de waterstofproductie uit gas kan gebruik maken van de zuurstof uit de elektrolyse van windenergie, waarmee je ook waterstof maakt

DE WATERSTOFVERSNELLER:

Elke ton duurzame waterstof uit wind op zee levert ook zuurstof, goed voor meer dan 2 ton gedecarboniseerde waterstof uit gas. Door het vermijden van een zuurstoffabriek wordt de CCS efficiënter, goedkoper en verbruikt dit minder energie.



Rendementen van pre-combustion capture

Een gemiddeld post-combustion capture proces heeft een energieverlies. Hiervoor worden in de literatuur verschillende waarden genoemd uiteenlopend van 15 tot 25%. Daarbij wordt vrijwel steeds uitgegaan van volcontinue CCS processen, dus niet flexibel.

Er is relatief weinig bekend over flexibel draaiende post-combustion CCS. Het is waarschijnlijk dat hierbij wat extra verliezen optreden. Zeker is wel dat de economische rentabiliteit van flexibele post-combustion CCS veel slechter is. In deze studie is op basis van literatuurgegevens het verschil in afvangkosten berekend, als het aantal draaiuren per jaar daalt van 8000 tot 1500, bijvoorbeeld voor gascentrales met post-combustion CCS. De kosten van 80 euro/ton (8000 uur) stijgen dan tot circa 250 euro per ton (1500 uur).

De pre-combustion capture oplossing is qua eindtoepassing wel flexibel. Deze heeft natuurlijk ook verliezen:

- Het rendement op onderwaarde is 82%, inbegrepen de energie voor de zuurstofinzet in de ATR.
- Bij inzet van zuurstof uit elektrolyse vervalt die energie-input, dus wordt het rendement 85%.
- Op de bovenste verbrandingswaarde is het rendement hoger namelijk 88%, omdat bij verbranding van waterstof relatief meer condensatiewarmte vrijkomt dan bij aardgas.

Het grote voordeel is dat dit rendement en de economische rentabiliteit bij pre-combustion CCS nauwelijks beïnvloed wordt door flexibiliteit, omdat de geproduceerde waterstof wordt opgeslagen en flexibel inzetbaar is, onafhankelijk van het afvangproces.

Een extra voordeel is dat bij pre-combustion capture de CO₂ vrijkomt onder hoge druk; dit kan direct worden getransporteerd en geïnjecteerd in gasvelden. Dit is energetisch gunstiger (enkele procentpunten rendement) dan post-combustion capture, waar de CO₂ nog gecomprimeerd moet worden hetgeen extra energie vraagt.

Conclusie: dit is een flexibele CCS oplossing met een rendement tot bijna 90%

De methodiek om tot de vermijdingskosten van deze optie te komen

Grootheid / indicator	Eenheid	Waarde
CAPEX		
Demonstratiefase	Meur	574
Reductie door zuurstofsynergie	Meur	32
Reductie door grootschalige toepassing		36%
OPEX		
Demonstratiefase	Meur/jr	91
Reductie door zuurstofsynergie	Meur/jr	6.2
Energiereductie door zuurstofsynergie	GWh/jr	107.0

Berekening kostenkentalen:

- De investeringskosten en operationele kosten in demonstratiefase komen voort uit een bottom-up analyse van de installaties uit de technische analyse.
- De CAPEX-reductie op termijn is bepaald door de uitkomsten van deze analyse te schalen met de CAPEX per aardgasinput uit de studie van de NTNU.
- De kostenreductie uit de zuurstofsynergie komt voort uit het vermijden van de luchtscheidingsinstallatie. Hierbij is bij de investeringen rekening gehouden met het plaatsen van additionele zuurstofopslag van 32 miljoen euro.

Technische kosten:

- De business case is afhankelijk van de afschrijftermijn en de rentevoet waarmee gerekend wordt. Deze staan in de bestaande literatuur vaak marginaal en zeer verschillend beschreven. Om tot vergelijkbare uitkomsten te komen is gekozen de technische kosten, zonder de kosten van de financiering, te presenteren. Hierbij is rekening gehouden met een afschrijftermijn van 20 jaar voor de investeringen.
- In de praktijk zullen partijen ook een WACC op de financiering rekenen. Industriële partijen hanteren veelal een hogere WACC en kortere afschrijftermijn dan utiliteitsoplossingen, leidend tot hogere aanvangslasten.



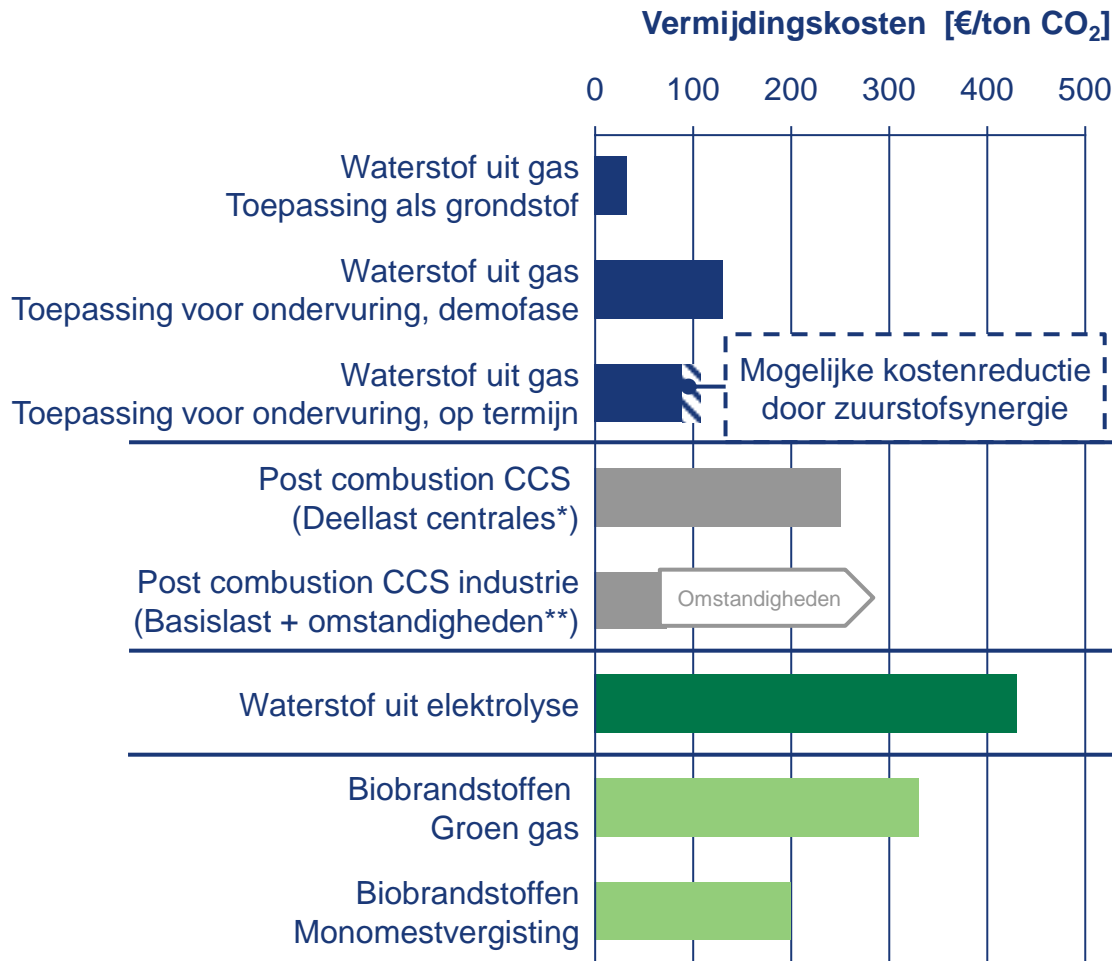
Vermijdingskosten:

- Om de kostenefficiëntie van emissie-reductie te laten zien worden de vermijdingskosten gepresenteerd.
- De vermijdingskosten zijn de totale kosten, verminderd met de referentiekosten, gedeeld door de vermeden hoeveelheid CO₂.
- Omdat de referentiekosten bij waterstof als grondstof veel hoger zijn, worden de vermijdingskosten hier lager.

NTNU (2016)

Waterstof uit gas met pre-combustion CCS is beter dan post-combustion CCS bij toepassingen met beperkte draaiuren en/of schaal en als utiliteitsoplossing

Technische kosten voor CO₂ vrije energie voor flexibele hoge temperatuurstoepassingen*



Pre-combustion gas CCS kan een grote bijdrage leveren bij:

Processen die zuivere waterstof als grondstof vragen

De vermijdingskosten zijn laag (~30 euro/ton) omdat deze toepassingen ook nu al een reformingsproces nodig hebben. De meerkosten van CO₂-afvang zijn dan gering.

Dit geldt vooral voor waterstof als grondstof in de chemie, met name in ammoniakindustrie en de raffinage.

Toepassingen met beperkte draaiuren en/of schaal

Waterstof uit gas met pre-combustion CCS is daar beter dan post-combustion CCS, waarbij de investeringen niet goed zijn terug te verdienen door het draaien in deellast of met een te kleine schaalgrootte:

- Toekomstige inzet van alle fossiele centrales, omdat deze sterk in draaiuren reduceren (back-up functie in deellast).
- Kleinere industrie en/of met niet volcontinue processen.

Utiliteitsoplossing bij industriële CCS (blauwe waterstof)

Post-combustion CCS lijkt goedkoper dan pre-combustion bij volcontinue industrie, maar vereist wel investering van die industrie. Door industriële financieringsomstandigheden en -criteria (korte afschrijving, hogere rente) kan dit lastig zijn. Het kan dan ook daar goed uitkomen om CO₂-vrije waterstof uit pre-combustion CCS ("blauwe waterstof") af te nemen om de doelen in het regeerakkoord te realiseren.

A high-speed photograph of water splashing, with a central column of water falling into a pool, creating a crown-like splash. The water is clear and the background is a light, neutral color.

4.2

Transport en opslag van waterstof

Gebruik van bestaande gasinfrastructuur en zoutcavernes

Bestaande gasleiding gebruiken voor waterstoftransport

- Een interessante optie is de inzet van bestaande aardgas transport leidingen voor waterstof. Dit kan op twee manieren:
 - De bestaande leidingen gebruiken met beperkte aanpassingen aan de afdichtingen
 - Een nieuwe waterstofleiding in de bestaande gasleiding schuiven (pipe in pipe)
- De leidingen van het nationale aardgastransportsysteem zijn in principe ook geschikt om waterstof te transporteren. De omstandigheden waaronder en de daarvoor te nemen maatregelen en/of benodigde investeringen dienen via nader onderzoek in kaart te worden gebracht.
- Voor beide opties is een groot bijkomend voordeel dat de vergunningsprocedure veel korter is dan het plaatsen van een nieuwe waterstofleiding.
- De kosten van een pipe in pipe oplossing zijn een factor 10 lager ten opzichte van het aanleggen van een nieuwe leiding*. De kosten voor het aanpassen van bestaande leidingen zijn minder ingrijpend dan pipe in pipe, dus het is te verwachten dat de kosten minimaal gelijk, al dan niet lager, uitvallen dan pipe in pipe.
- Deze opties hebben de voorkeur boven andere vormen van transport omdat de oude leidingen niet hoeven te worden verwijderd en vernietigd maar worden hergebruikt.

Gastransportleidingen in Nederland



Bronnen: The Northern Netherlands Innovation Board (2016), GTS (2017)

Een base-load productiepatroon en fluctuerend afnamepatroon maakt opslag nodig

Aanbod

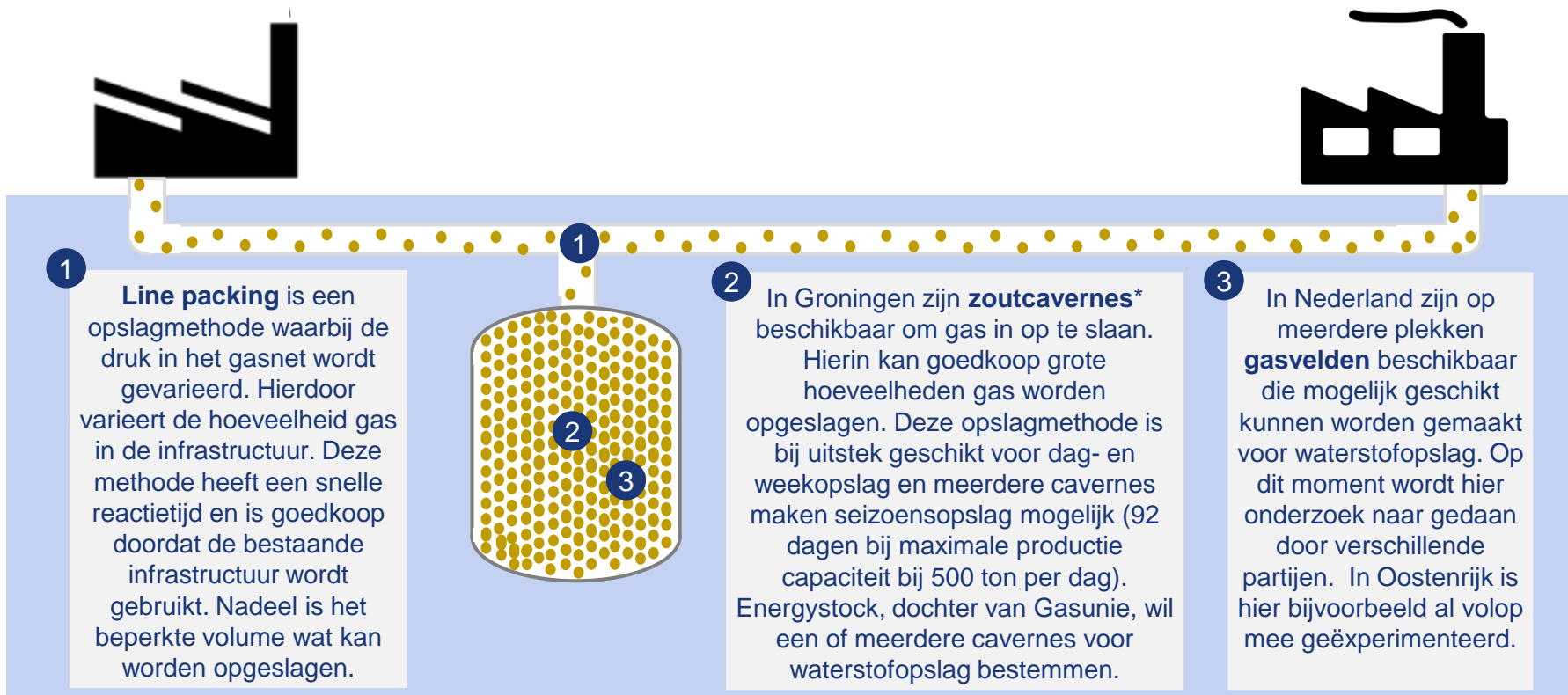
Voor de productie van waterstof is een dure installatie nodig. Om deze kosten te spreiden moet deze 24/7 draaien.

Opslag

is complexer dan voor aardgas, omdat de moleculen kleiner zijn en sneller vervliegen. Er zijn drie methoden die in aanmerking komen voor waterstofopslag in Nederland. Opslag door line packing, in zoutcavernes of in bestaande gasvelden.

Vraag

De gebruikers van waterstof nemen niet continu waterstof af. Elektriciteitscentrales draaien alleen bij hoge elektriciteitsprijzen en verscheidene industrieën produceren niet 24/7.

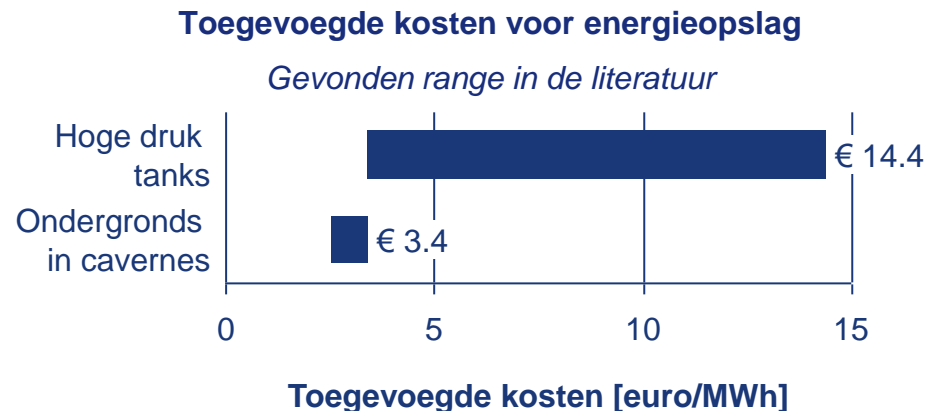


Bronnen: interview Energystock, www.underground-sun-storage.at

Kosten opslag en transport van waterstof

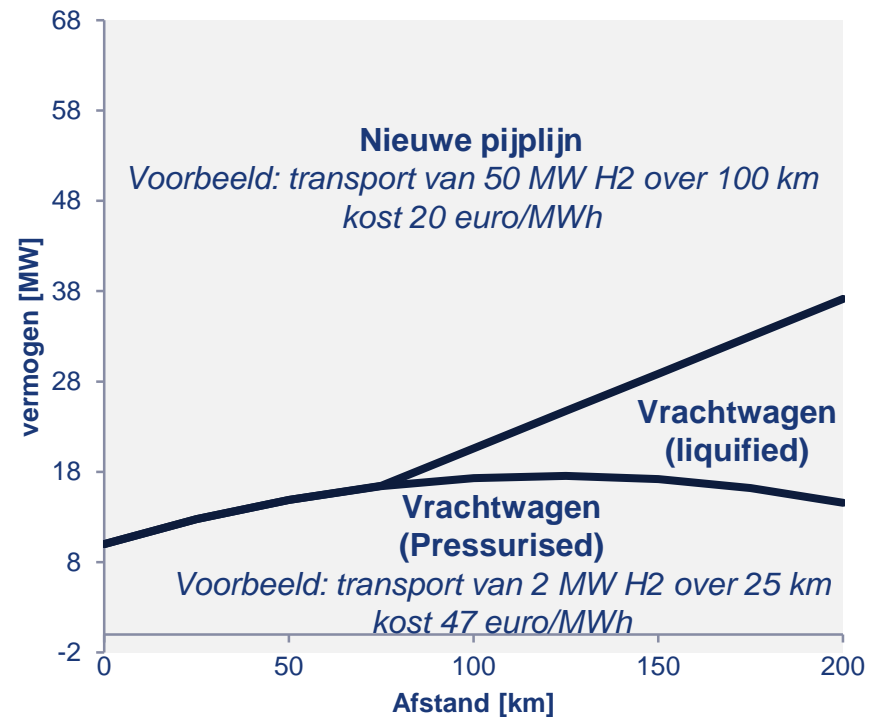
Kosten opslag

- Waterstof heeft andere eigenschappen dan aardgas. Hierdoor bestaat, bij opslag in uitgeputte gasvelden, het risico's dat dit een reactie met zwavel aangaat of vervliegt. Desondanks is in Oostenrijk een proefproject om waterstof hierin op te slaan, wat succesvol was met een waterstoffractie tot 10%.
- Ondergrondse grootschalige opslag in zoutcavernes is een bewezen technologie en is kostenefficiënter dan welke vorm van opslag ook. Hogedruktanks zijn bijvoorbeeld tot een factor 4 duurder en andere opties hebben veelal een te lage TRL voor de korte termijn.
- Line packing kan gebruikt worden voor typische variaties van minuten tot maximaal uren.

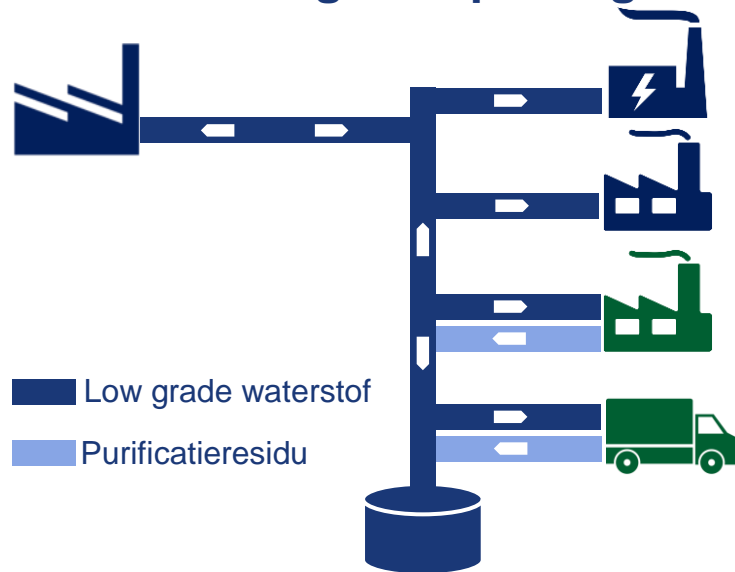


Kosten transport

- Binnen Nederland (<200 km) is een nieuwe pijplijn al snel kosten- efficiënter dan transport over de weg.
- Zoals eerder benoemd, kunnen de kosten van transport worden gereduceerd door gebruik te maken van reeds bestaande hoge druk gasleidingen.

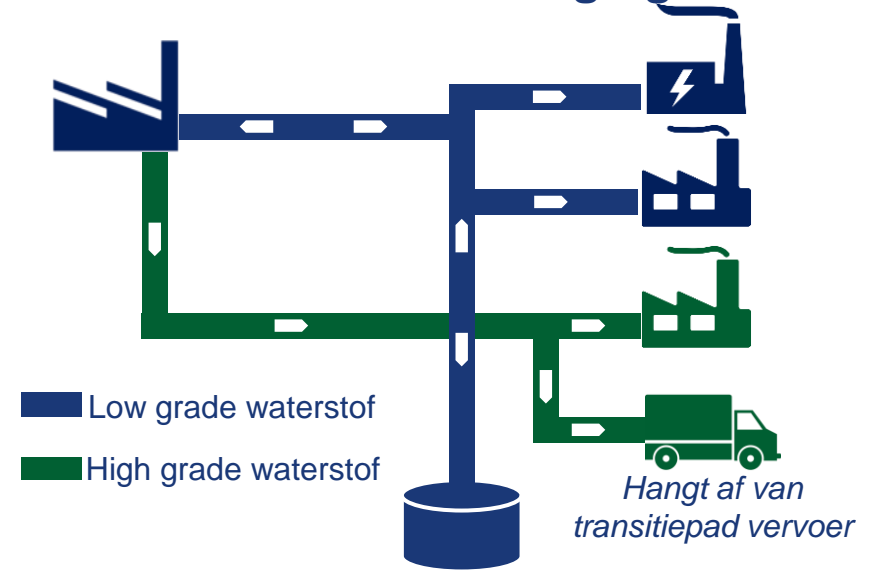


Het transport zal op korte termijn low grade waterstof bevatten en kan in de toekomst overgaan op een gemixte infrastructuur voor low- en high grade.



Op korte termijn voorzien wij een waterstofnet voor low grade waterstof, met de kwaliteit zoals deze uit het beschreven ATR proces wordt geproduceerd.

- Door opslag in zoutkoepels kunnen sporen van andere stoffen aan de waterstofstroom worden toegevoegd. Dit is geen probleem voor low grade waterstof, welke voornamelijk wordt gebruikt voor ondervuring.
- Gebruikers die aanvullende eisen aan de waterstofkwaliteit hebben, kunnen de low grade waterstof purificeren tot de gewenste kwaliteit. Een interessante optie is het gebruik van een membraan om pure waterstof af te scheiden. Zolang de volumes klein genoeg zijn, kan het residu worden opgenomen en hergebruikt in het net.



Wanneer in de toekomst toepassingen die een hogere waterstofeis vragen de overhand krijgen kan worden overgestapt op een parallel netwerk. Dit principe is vergelijkbaar met het hoogcalorisch/laagcalorisch aardgasnet in Nederland.

- De ATR kan met een additionele processtap pure waterstof maken. Deze wordt ingevoerd op een high grade waterstofnet.
- Wanneer de vraag naar high grade waterstof variabel is, kan deze waterstof in het low grade netwerk worden ingevoerd. Hierdoor kan het high grade netwerk gebruik maken van de flexibiliteit en opslagcapaciteit van het low grade netwerk.

A high-speed photograph of water splashing, with a large central droplet and smaller ones below it, all in shades of light blue and white. The background is a gradient from white at the top to dark blue at the bottom.

4.3

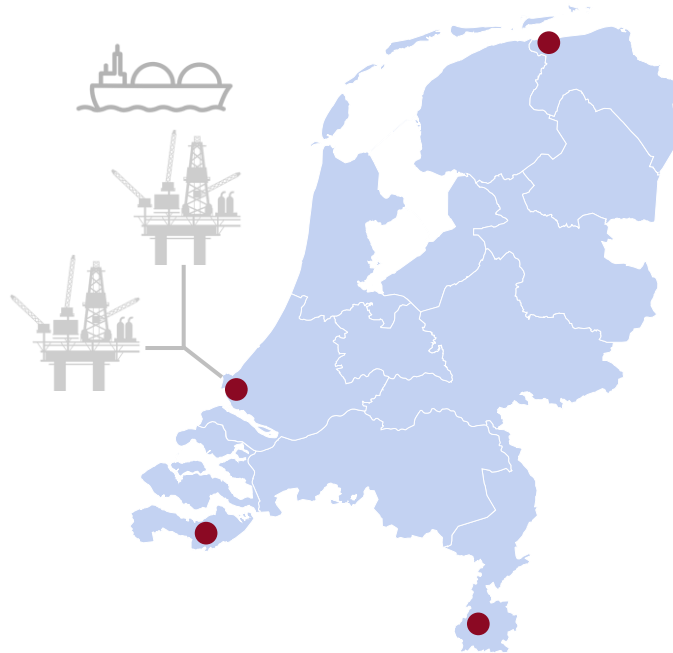
Transport en berging van CO₂

Berging in de Noordzee of verder

Transport van CO₂

- Waterstof uit gas vindt plaats op gecentraliseerde locaties nabij een grote haven. Hiernaast voorzien wij mogelijk nog post-combustion bij enkele grote vollast industrieën.
- Dit is een groot voordeel ten opzichte van een volledige de-carbonisatie via post-combustion CCS, dat op veel meer plaatsen moet worden gedaan. Hierdoor is er ook een CO₂ transportinfrastructuur over land nodig.
- Met pre-combustion CCS op een aantal strategischer locaties kan een CO₂ transportinfrastructuur over land worden vermeden.

Pre-combustion CO₂ transport

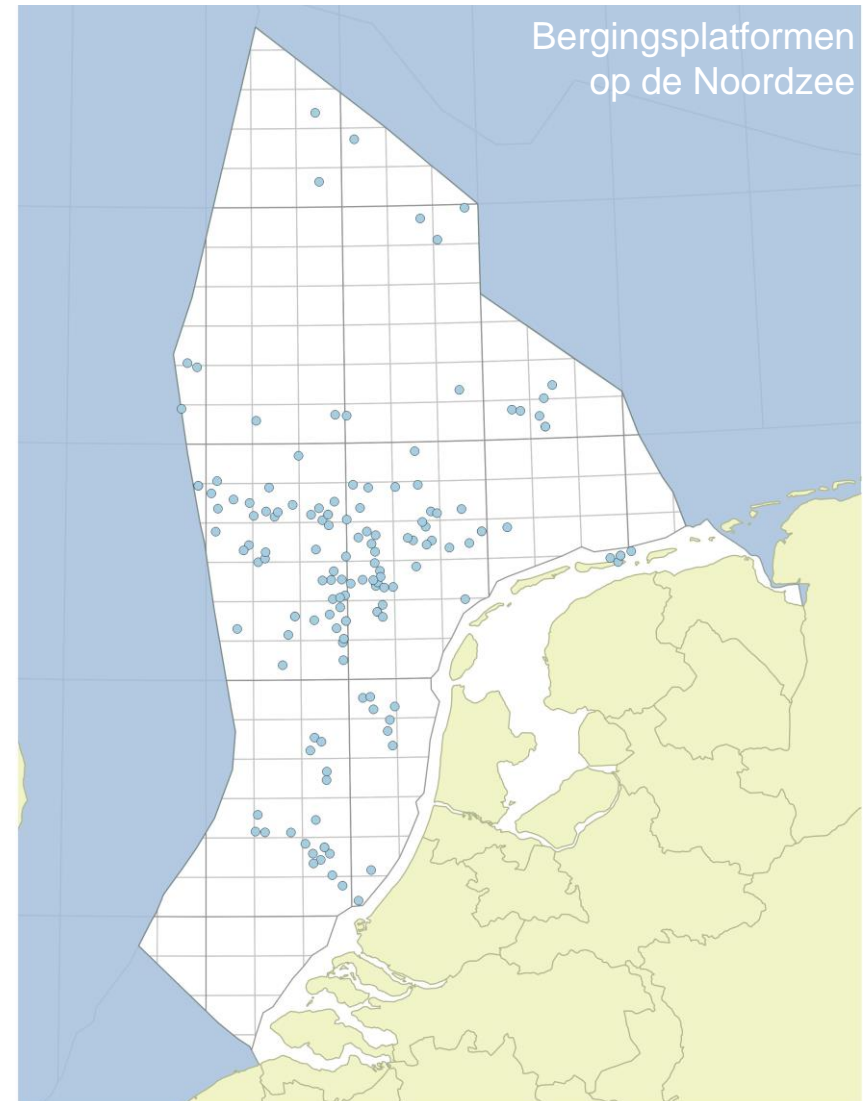


Schematisch: Post-combustion CO₂ transport



CO₂ opslag oude gasvelden op zee per pijpleiding

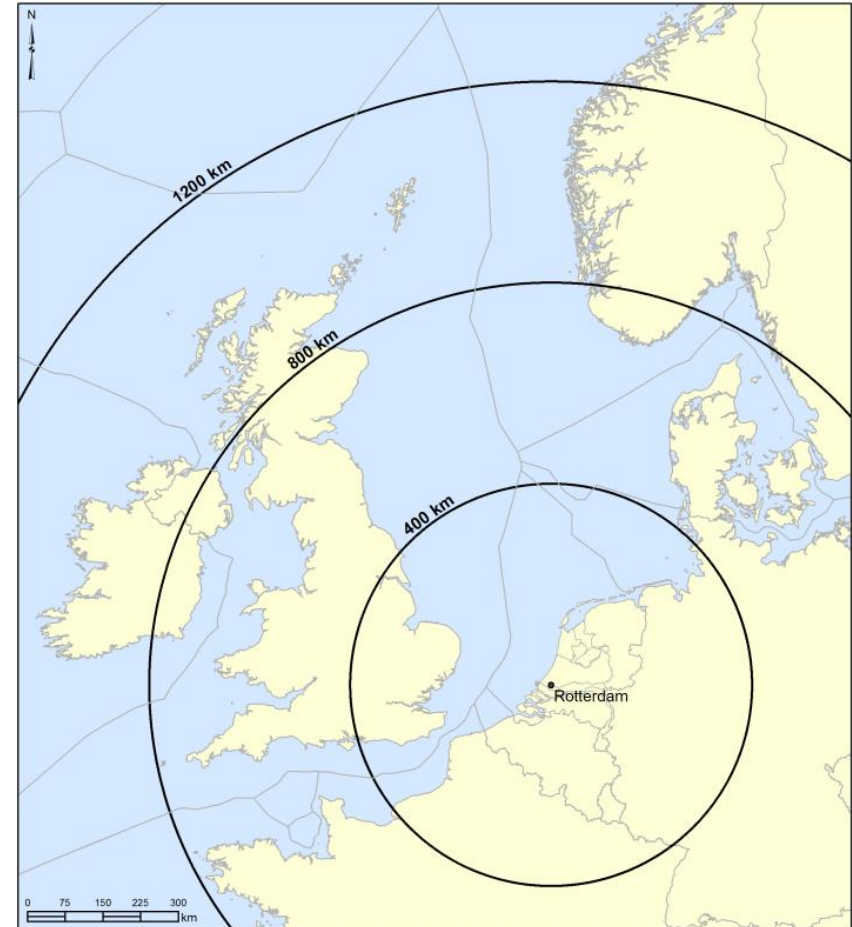
- Nadat de CO₂ is afgevangen en gescheiden bij de ATR installatie moet deze worden hergebruikt of opgeslagen. Hergebruik is lastig, omdat er een beperkt aantal toepassingen zijn met CO₂ als grondstof en na gebruik van de toepassing de CO₂ veelal alsnog wordt uitgestoten. Voor transport en opslag van CO₂ is injecteren in oude gasvelden het standaardconcept in Nederland. Voor het transport van CO₂ zijn de twee mogelijkheden:
 - Per pijpleiding
 - Per schip (zie volgende slide)
- Uit enkele case-studies van EBN blijkt dat resterende technische kosten* voor transport op zee per pijpleiding en CO₂ injectie voor kleine cases rond de 7 euro per ton CO₂ bedragen. Transport op zee is voor grootschalige lange termijn uitrol een relatief kleine kostenpost van maximaal 2 euro per ton.**
- Per casus verschillen de kosten voor transport, afhankelijk van bijvoorbeeld de afstand, het volume CO₂ en de timing met decommissioning en wind op zee. Belangrijk is hierbij dat continu CO₂ wordt aangevoerd, wat een belemmering zou zijn bij de gefaseerde opschaling van dit principe.
- Normaliter bestaat ongeveer 30% van de CO₂ bergingskosten uit compressiekosten. De CO₂ komt gecompriemd vrij uit de ATR, waardoor deze kostenpost wordt vermeden.



Interview met Energie Beheer Nederland (EBN)

CO₂ opslag oude gasvelden op zee per schip

- Vanwege mogelijke issues op het gebied van maatschappelijke acceptatie, regelgeving en kosten zijn projecten rondom het aanleggen van een CO₂ leiding en opslag daarvan binnen Nederland onzeker. Door gebruik te maken van transport per schip kan worden uitgeweken naar zee en andere landen.
- Uit eerder gepubliceerde studie van het CATO project blijkt dat het haalbaar is om een CO₂ transport en opslag systeem te ontwikkelen op de Noordzee en verder.
- Een schip kan worden gebruikt voor het transport van CO₂ naar oude gasvelden (opslagreservoirs). De kosten van transport per schip zijn geschat op 13-33 euro per ton*.
- De afname van CO₂ is flexibel, wat zeker in een beginfase en in ingroeiscenario's voordelen biedt boven een pijpleiding.
- Er zijn verschillende injectiemogelijkheden voor CO₂ in gasvelden:
 - directe injectie vanaf het schip zelf;
 - tijdelijk platform bij de bron die de injectietijden verkorten (meest kostenefficiënt);
 - kleine aanpassen aan bestaande winningsplatforms om injectie mogelijk te maken.
- Dit kan op het Nederlandse continentale plat, maar ook bij andere landen die bereid kunnen zijn om CO₂ af te nemen.





6

Conclusie en aanbevelingen

*Voorlopige conclusies en
vervolgprojecten*

Conclusies: businesscase en toepassingen

Waterstof uit aardgas met pre-combustion CCS is de beste en goedkoopste optie voor CCS op flexibele productie

Dit geldt voor:

- gascentrales die variaties in wind en zon opvangen;
- gascentrales die draaien in de winter voor windloze perioden (elektrische warmtevraag);
- warmtevraag van kleine, middelgrote en niet-volcontinu industrie.

Post-combustion CCS lijkt voorlopig nog de betere toepassing bij volcontinue industrieprocessen - maar niet (meer) bij centrales

Met een extra zuiveringsstap voor de waterstof gloort er ook goede businesscase in de vervoerssector en mogelijk (afhankelijk van uitkomst project Leeds) in de huishoudens

Conclusies: waterstof uit aardgas en wind

Waterstof uit aardgas met post-combustion CCS is voorlopig de goedkopere optie voor CO₂-vrije waterstof

- Waterstof uit wind op zee met elektrolyse is voorlopig nog dubbel zo duur.
- Kosten van wind en elektrolyse dalen wel vrij snel.

Een volgende stap is een roadmap uitzetten met drie stappen

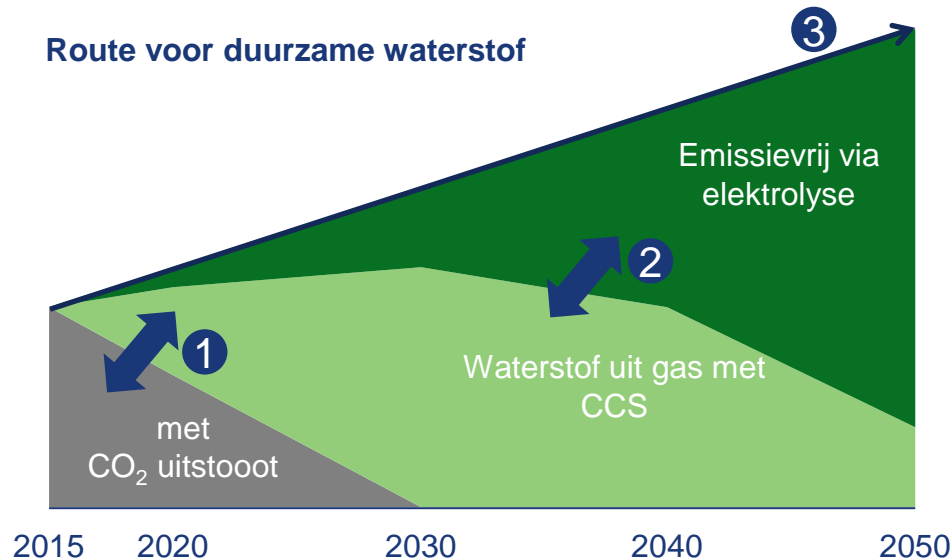
1. Waterstofinfrastructuur op basis van gas-CCS (zeer korte termijn)
2. Infaseren waterstof uit wind (middellange termijn)
3. Uiteindelijk alles op waterstof uit wind (lange termijn)

Combinatieprojecten met synergie actief ontwikkelen

- Infrastructuur synergie - waterstofnet voor waterstof uit zowel elektrolyse als gas creëren
- De waterstofversneller - zuurstof uit elektrolyse windstroom maakt ook waterstof uit aardgas goedkoper en duurzamer

Waterstof uit gas als brugtechnologie naar een schone waterstofeconomie

Route voor duurzame waterstof



Aansluiten bij huidige techniek en infrastructuur

Op twee manieren wordt voorzien CO₂ emissies vanuit waterstof snel te reduceren:

- Uutfaseren en reconstrueren van **SMR centrales**, zodat feedstockemissies worden vermeden.
- Een deel van het hoogcalorisch aardgasnet naar een **low grade waterstofnet** omzetten en centraal geproduceerde waterstof, transporteren, opslaan en gebruiken in gascentrales en industrieën.

Waterstof uit aardgas is de ideale brugtechnologie tussen elektrolyse en de huidige waterstofvoorziening

- Doordat het synergiën heeft met de huidige én toekomstige markt (zie 1 en 2) en het de mogelijkheid geeft om de volledige potentie van waterstof te ontsluiten.
- Waterstof wordt gebruikt om toepassingen waarvoor weinig alternatieven zijn te verduurzamen, zoals de backbone van de elektriciteitsmarkt en ondervuring binnen de industrie. Hierdoor is waterstof een groeimarkt.

Synergie met 100% duurzaam uit elektrolyse

Elektrolyse en ATR met CCS vullen elkaar aan:

- De **pure zuurstof** uit elektrolyse wordt gekoppeld als input voor de ATR, met een gezamenlijk verdienmodel tot gevolg.
- De afzetmarkt voor pure waterstof wordt **gekoppeld aan het low grade waterstofnet**, met de benodigde leveringszekerheid en opslagcapaciteit tot gevolg (zie slide 31).

Institutionele belemmeringen voor gas naar waterstof

Maatschappelijke innovaties veranderen het maatschappelijk landschap. Dit geldt niet alleen op techno-economisch vlak, maar bijvoorbeeld ook op het gebied van regelgevingen en marktprincipes. Door systeemveranderingen ontstaan over het algemeen belemmeringen doordat het landschap hier nog niet op is afgestemd. Om innovaties te bevorderen moet hier in een voorfase al op worden ingespeeld. De volgende institutionele belemmeringen zijn geïdentificeerd met betrekking tot gas naar waterstof:

- **Regulering waterstoftransport.** De conclusie uit ons rapport is, dat de beste manier van waterstoftransport bestaat uit het benutten en omvormen van de huidige gasinfrastructuur. De gaswet bepaalt momenteel welk type gas GTS mag transporteren. In de gaswet staat momenteel dat gas voor minimaal 85% uit methaan moet bestaan, wat waterstoftransport voor hen nagenoeg onmogelijk maakt. Met het oog op het feit dat de huidige gasinfrastructuur in handen van GTS is, is dit voor het omvormen van de gasinfrastructuur naar waterstof een belemmering. Het ligt voor de hand om deze belemmering weg te nemen en daarbij meteen te kijken naar regulering voor third party access voor waterstof als energiedrager.
- **Concurrentie en timing.** Opslag van CO₂ maakt gebruik van de infrastructuur op de Noordzee. Daar spelen verschillende belangen die ook de ruimte willen gebruiken, zoals wind op zee en scheepvaart. Daarnaast moeten benodigde boorplatforms opgeruimd worden na verloop van tijd.
- **Europese regelgeving.** Met betrekking tot het monitoren van de opgeslagen CO₂ bestaat regelgeving voor het beheersen van de risico's. Deze is stringent waardoor niet effectief op het gebied van kosten en veiligheid. Om bepaalde risico's af te dekken worden er fiscale voorzieningen geëist die niet altijd realistisch zijn vanwege onbekendheid met de techniek.
- **Juridische aansprakelijkheid.** Het moet duidelijk zijn wie verantwoordelijk is voor de CO₂ die wordt geïnjecteerd in (off-shore) gasvelden. Voor industrieën is volledige overname van de CO₂ en aansprakelijkheid hiervoor door anderen vaak randvoorwaardelijk voor deelname in een project.
- **Maatschappelijke perceptie.** De maatschappelijke perceptie ten opzichte van CCS was tot vrij recent soms minder positief. De recente regeringsverklaring heeft het discussieklimaat verbeterd. Wij denken dat dit verder kan verbeteren door synergie en combinaties tussen CCS en duurzame energie zoals in deze studie wordt voorgesteld.

Mogelijke vervolgprojecten

De volgende vervolgmogelijkheden zijn geïdentificeerd:

1. Bevordering Carbon Capture retrofit bij huidige kunstmestindustrie en raffinaderijen.
2. Stelselconfiguratie onderzoek combi-elektrolyse: H₂ als duurzame energiedrager, O₂ als input in ATR voor omzetting aardgas in nog meer H₂.
3. Gas ATR demo voor centrales en industrie (ondervuring of H₂ input raffinaderij).
4. Vervolgonderzoeken technische haalbaarheid voor waterstoftransport (retrofit huidige aardgasleidingen) en opslag (zowel in zoutcavernes (Zuidwending/Epe), kortetermijnopslag en mogelijkheden opslag in gebruikte gasvelden).
5. Onderzoek oplossingen opwaardering low-grade waterstof naar high-grade waterstof, bijvoorbeeld door gebruik van membraan technologieën (beperkt volume) of pressure swing absorption (grote volumes).
6. Onderzoeken van interessante technologieën in de transportsector die kunnen aansluiten op een waterstofnetwerk. Bijvoorbeeld de ontwikkeling van waterstoftanks in voertuigen.

We willen initiatieven op bovenstaand vlak aanbevelen, aanmoedigen en waar mogelijk helpen ontwikkelen.

Bronnen



Berenschot

Literatuurlijst en bronnen

- Berenschot – Verkenning energieneutrale energievoorziening (2016)
- CATO - Transportation and unloading of CO2 by ship - a comparative assessment (2016)
- CBS Database – “Emissies broeikasgassen, 1990-2015” – geraadpleegd augustus 2017
- EIA - Average Levelized Costs for Plants Entering Service in 2020
- European Commission – Reference document on best available techniques for the manufacture of large volume inorganic chemicals – August 2007
- Gasunie Transport Services (GTS) - Waterstoftransport door een aardgastransportleiding (2017)
- Ministerie van Economische Zaken - Energieagenda (2016)
- NAM Database – “monitweb.energie.nl” - geraadpleegd augustus 2017
- Noordelijke InnovatieBoard – The Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands (2017)
- NTNU – Concepts for large scale hydrogen production (2016)
- Nutrienten management instituut – Inventarisatie klimaatvriendelijke kunstmest (2010)
- PBL – Nationale kosten energietransitie in 2030 (2017)
- Roads2HyCom – “European Hydrogen Infrastructure Atlas” and “Industrial Excess Hydrogen Analysis” (2007)
- SBC – Hydrogen-Based Energy Conversion (2014)
- TenneT – Monitoring Leveringszekerheid 2015 – 2031 (2016)

Dankwoord

Deze studie is mogelijk gemaakt door N.V. Gasunie, Energiebeheer Nederland B.V. (EBN) en de Nederlandse Olie en Gas Exploratie en Productie Associatie (NOGEPa). Wij danken hun hartelijk voor het delen van kennis en hun financiële bijdrage.

Dit project had niet tot stand kunnen komen zonder de bijdrage van de Topsector Energie vanuit Systeemintegratie.

Wij hebben in de loop van het project bilateraal kennis uitgewisseld met tal van partijen. Daarnaast hebben we een tussenrapportage gepresenteerd aan enkele organisaties. Wij danken alle partijen zeer voor hun opmerkingen en input.