



Dit is een achtergrondnotitie  
ten behoeve van de sectortafel  
Industrie



## **Eindrapportage: Joint Fact Finding: CO<sub>2</sub>-afvang en –opslag**

Auteurs: Mart van Bracht (Topsector Energie), [mart.vanbracht@topsectorenergie.nl](mailto:mart.vanbracht@topsectorenergie.nl)

Jan Braun (Den Haag Centrum voor Strategische Studies), [janfrederikbraun@hcss.nl](mailto:janfrederikbraun@hcss.nl)

Datum: 7 december 2018

Eindrapportage

## Inhoud

i. Inleiding.....	2
ii. Aanpak .....	3
iii. Onderzoeksvragen, conclusies en discussiepunten.....	4
iv. Deelnemers JFF CCS .....	17
v. Bijlage: Werkdocument Joint Fact Finding CCS.....	17

### i. Inleiding

Het voorstel voor hoofdlijnen voor het Klimaatakkoord van 10 juli 2018 stelt dat bij de ontwikkeling van CO<sub>2</sub>-afvang en opslag (CCS) het belangrijk is dat de investeringen die gedaan worden ook over een langere periode kunnen worden gerechtvaardigd, zowel op bedrijfsniveau als vanuit maatschappelijk oogpunt. De industrie heeft daarbij aangegeven CCS als noodzakelijke transitie maatregel te beschouwen om aan de opdracht van de Industrietafel te kunnen voldoen. Ngo's hebben nog vraagtekens bij het nut en de noodzaak van CCS en maken zich zorgen over de risico's.<sup>1</sup> De industrie heeft begrip voor de maatschappelijk zorgen. Overeenstemming bestaat over:

- Er wordt gekeken naar CCS onder de zeebodem en niet onder land
- Het opslaan en afvangen van CO<sub>2</sub> is geen doel op zich, maar kan als transitie maatregel de mogelijkheid bieden om CO<sub>2</sub>-uitstoot terug te brengen, vooral voor essentiële sectoren waar op korte termijn geen kosteneffectieve alternatieven zijn.
- De toepassing van CCS mag de verduurzaming van de industrie niet in de weg staan.

Om zoveel mogelijk feiten omtrent de plussen en minnen van de inzet van CCS boven water te krijgen hebben bovengenoemde partijen plus de overheid, met ondersteuning vanuit de wetenschap, zich gecommitteerd aan de werkgroep *joint fact finding* (JFF). De JFF CCS, heeft van begin september tot midden november 2018 naar de feiten achter een groot aantal vraagstukken gekeken, onder meer naar alternatieven, risico's, aansprakelijkheid, kostprijsontwikkeling en toepasbaarheid.

Verder is het doel van de JFF om de technologie, risico's en wenselijkheid van CCS inzichtelijk te maken. Dit zodat partijen hun standpunt kunnen baseren op feitelijke informatie en bijvoorbeeld bij een keuze voor CCS kunnen bepalen onder welke randvoorwaarden CCS onderdeel kan zijn van de maatregelen tot reductie van CO<sub>2</sub>-emissies van de industrie die in Nederland is gevestigd.

Deze eindrapportage dient als input voor de onderhandelingen over CCS aan de Industrietafel.

---

<sup>1</sup> [Klimaatakkoord, Voorstel voor hoofdlijnen van het Klimaatakkoord, Ministerie van Economische Zaken, 10 juli 2018.](#)

## ii. Aanpak

Centraal in de aanpak van de JFF staat het beantwoorden van een tweetal hoofdvragen geformuleerd in de *terms of reference* (ToR). De hoofdvragen zijn de volgende:

- **Hoe bepalen we het nut en de noodzaak van CCS in relatie tot alternatieven voor de reductie van CO<sub>2</sub>-emissie?**<sup>2</sup>
- **Welke risico's spelen bij CCS-projecten en welke feiten en afspraken zijn mogelijk om die risico's te mitigeren?**<sup>3</sup>

De JFF heeft voor deze hoofdvragen een aantal sub-onderzoeksvragen (zie Hoofdstuk iii) geformuleerd. Deze vragen zijn ondergebracht in de volgende categorieën: 1) wanneer CCS; 2) afvangtechnieken; 3) aansprakelijkheid; 4) infrastructuur; 5) opslag; 6) economie; 7) diversen.

De onderwerpen CCU (Carbon Capture & Usage) en toepassing van CCS bij elektriciteitsproductie vallen buiten de scope van deze 'joint fact finding'.

De werkgroep heeft op basis van omvangrijk bronnenmateriaal (wetenschappelijk en niet-wetenschappelijk) de onderzoeksvragen beantwoordt. Verder hebben de secretaris en voorzitter van de JFF, ten behoeve van het beantwoorden van de onderzoeksvragen, interviews met experts uit de wetenschap en industrie gevoerd en literatuuronderzoek gedaan. Deze input is als een bijlage in dit document opgenomen.

Tijdens een vijftal sessies plus een speciale analyse-sessie van de JFF zijn de volgende onderwerpen besproken:

- 1<sup>e</sup> sessie: 13 september (afpraak over aanpak en definitie van definitieve onderzoeksvragen).
- 2<sup>e</sup> sessie: 2 oktober (bespreking van verzamelde informatie).
- 3<sup>e</sup> sessie: 17 oktober (bespreking van input vanuit de JFF voor de tabel "mogelijke alternatieven voor CCS").
- 4<sup>e</sup> sessie: 31 oktober (bespreking eindrapportage).
- Speciale joint fact finding sessie 7 november (groene en blauwe waterstof).
- 5<sup>e</sup> sessie: 12 november (bespreking uitkomst verkenning-sessie en eindrapportage).

Hieronder volgt een overzicht van de brede, door de werkgroep gedragen conclusies en aangedragen discussiepunten.

---

<sup>2</sup> Bij deze vraag is het van belang in te schatten bij welke kostenontwikkeling van de alternatieven van CCS niet meer noodzakelijk is voor zowel de goedkopere als duurdere afvangmethoden. Hierbij is gebruik gemaakt van de JFF Abatement curve (juli 2018), ISPT en VNPI

<sup>3</sup> Bij deze vraag is het van belang in te schatten welke onderzoeksvragen je beantwoordt wilt hebben? Welke partijen hebben we nodig c.q. wie wordt benaderd om (een bijdrage aan) de antwoorden te geven. Wat is het eindresultaat - waarop gaan partijen hun standpunt baseren?

Voor een overzicht van gebruikte informatie en gevoerde interviews verzamelde verwijzen wij naar de Bijlage van deze rapportage.

### iii. Onderzoeksvragen, conclusies en discussiepunten

#### 1. Wanneer CCS

##### a) Bij welke soort emissies wil je CO<sub>2</sub> afvangen?

**Conclusie(s):** Het heeft de voorkeur om bij de ontwikkeling van CCS te beginnen met bronnen van vrijwel zuivere CO<sub>2</sub> uit grote puntbronnen, bij voorkeur gelegen nabij de opslagreservoirs op de Noordzee. Kostenefficiënt en makkelijk bij laatstgenoemde is zuivere CO<sub>2</sub> bij waterstofproductie, ethanol en ammoniakproductie. In het algemeen is het wenselijk CO<sub>2</sub>-emissies alleen af te vangen bij industrieën die nog een lange termijn perspectief hebben en waar alternatieven niet snel genoeg met voldoende volume beschikbaar zijn. In zijn algemeenheid wordt CCS gezien als een tijdelijke maatregel, die zorgt voor een snelle emissieverlaging totdat er voldoende rendabele duurzame alternatieven zijn. In de door bedrijven te ontwikkelen transitieplannen, die beschrijven hoe zij in 2030 49% CO<sub>2</sub> hebben gereduceerd en in 2050 klimaatneutraal zijn, committeren zij zich ook op een concrete wijze over hoe zij actief werken aan de introductie van kostenefficiënte duurzame alternatieven voor CCS. Om op een kostenefficiënte wijze CCS te implementeren zijn met name de investeringen en de variabele kosten van belang. De Routekaart CCS heeft voor Nederland een inventarisatie gemaakt van toepassingsgebieden die is samengevat in onderstaande tabel (CCS-Routekaart rapport).<sup>4</sup>

		Mton/jaar Gem 2013- 2016	Jaarlijkse kosten M€ minimaal	Jaarlijkse kosten M€ maximaal	Integrale kostprijs afvang €/ton
Groep I	Staalproductie Specifieke bedrijven chemie	12	600	780	50-65
Groep II	Raffinaderijen, stoomkrakers H <sub>2</sub> -productie, NH <sub>3</sub> -productie, AVI's	32	1.600	2.700	20-85
Groep III	Productie "blauwe" waterstof uit aardgas (pre-combustion CCS), creatie van negatieve emissies door toepassing van CCS gekoppeld aan biomassa-inzet.	Nog niet te bepalen.			
Groep IV	Overige industrie	7	546	1.024	78-146

Tabel 1: Groepen bronnen voor toepassing CCS (Bron: De Gemeent, 5 maart 2018).

<sup>4</sup> Warmenhoven, Hans, Margriet Kuijper, Jan Paul Van Soest, Harry Croezen, en Nanda Gilden. "Routekaart CCS: CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar onderdeel van de energietransitie". De Gemeent Coöperatie U.A., maart 2018. <http://www.gemeent.nl/nl/download/routekaart-ccs-verkenning/>.

De in Tabel 1 genoemde kosten bevatten enkel de afvang. De geschatte technische kosten voor transport en opslag zijn gemiddeld ongeveer 10 euro/ton. Echter, de werkelijke economische kosten en tarieven zullen hoger zijn omdat daar ook andere kosten zoals financiering, verzekeringen, monitoring en rendementseisen, van de investeerder voor moeten worden meegenomen.<sup>5</sup>

Het elektrificeren van HT fornuizen bij raffinage op een enige schaal moet verder onderzocht worden.

#### **Discussiepunten:**

- Zullen bedrijven, parallel aan de ontwikkeling van CCS, ook actief in de ontwikkeling van alternatieve technologieën gaan investeren, zoals waterstof op de middellange termijn (2030 en later)? Dit is cruciaal in de overweging om wel of niet in CCS te investeren, gelet op het feit dat CCS bij de huidige CO<sub>2</sub>-prijs nog niet rendabel is en daardoor behoefte heeft aan subsidies.
- Wat zijn de werkelijke kosten voor transport, injectie, monitoring, opruiming van CCS-infrastructuur en mogelijke kosten bij CO<sub>2</sub> lekkage? Hiervoor is nader onderzoek nodig.

#### **b) Wat zijn de kostenefficiënte alternatieve opties en voor welke opties bestaan geen goede alternatieven?**

**Conclusie(s):** In de Joint Fact Finding Sessie Blauwe en Groene Waterstof heeft een groep experts uit de industrie en kennispartijen overeenstemming bereikt over een rekenmethode ontwikkeld door Kalavasta in opdracht van het *Institute for Sustainable Process Technology* (ISPT) en partners. Ook zijn in een beperkte exercitie een gevoeligheidsanalyse en enkele scenario's door de groep vastgesteld en doorgerekend ter verkenning en validatie van het model.

Deze rekenexercitie levert het volgende op:

- De vermijdingskosten voor blauwe en groene waterstof zijn erg afhankelijk van het toekomstige energie systeem. Binnen de verkende parameters kunnen de kosten dicht bij elkaar in de buurt komen - door de onzekerheden over marktwaarden voor energiekosten in 2030 en afhankelijk van het implementatie en operatie scenario, is het zowel mogelijk dat blauwe waterstof als groene waterstof in 2030 de laagste CO<sub>2</sub> vermijdingskosten heeft.
- De vergelijking is met name erg gevoelig voor de aannames van de gasprijs en de elektriciteitscase (CO<sub>2</sub> intensiteit van de elektriciteit, Full Load Hours elektrolyzers en de elektriciteitsprijs inclusief flex korting/vergoeding).
- Andere parameters oefenen maar een relatief beperkte invloed uit op de vergelijking t.o.v. de gas- en elektriciteits aannames.

Uit de discussie met de groep volgde een beeld voor de strategie voor verduurzaming van grootschalige waterstof productie.

Voor groene waterstofproductie met grootschalige elektrolyse:

---

<sup>5</sup> EBN en Gasunie, Transport en opslag van CO<sub>2</sub> in Nederland, november 2017. <https://www.ebn.nl/wp-content/uploads/2018/07/Studie-Transport-en-opslag-van-CO2-in-Nederland-EBN-en-Gasunie.pdf>

- Door doelgerichte innovatie met piloting en demonstratie zal er schaalgroottes moeten worden gecreëerd die het mogelijk maakt om de kosten van elektrolyzers omlaag te brengen en elektrolyzers te realiseren met veel grotere vermogens dan nu. Pilots en demonstraties zijn te voorzien vroeg in het volgend decennium.
- Randvoorwaarde voor de inzet van grootschalige waterstof productie met elektrolyse is het beschikbaar zijn van voldoende emissieloze elektriciteit (met name door opschalen van offshore wind) zodat bij opschaling van de elektrolyzers deze ook gevoed kunnen worden met deze emissieloze elektriciteit. Dit zal een situatie zijn die op zijn vroegst na 2025 pas zal kunnen optreden.
- De operationele strategie van grootschalige elektrolyzers en die van windparken zal in de toekomst gekoppeld zijn, en is van grote invloed op de business case voor elektrolyse en op de bijdrage van CO<sub>2</sub> emissie reductie. Voor de business case van grootschalige elektrolyse is maximale full load hours gewenst die met alleen groene stroom ingevuld wordt. Dit kan alleen gerealiseerd worden als de elektrolyser capaciteit ruim onder het beschikbare piekvermogen van wind capaciteit blijft. Gebruikt een elektrolyser grid stroom of ontstaat er verdringing tussen elektrolyse en andere afnemers op de elektriciteitsmarkt dan kan dit leiden tot extra CO<sub>2</sub> emissies uit conventionele centrales.

Met betrekking tot blauwe waterstof kan het volgende worden gezegd uit de analyse en discussie:

- Bij de huidige (2018) beschikbaarheid en kosten van groene elektriciteit, gas en elektrolyse CAPEX is het toepassen van CCS op Steam Methane Reforming op bestaande installaties een meer kosteneffectieve maatregel dan het produceren van groene waterstof.
- De inschatting van de prijs van aardgas is een dominante factor in de vergelijking met groene waterstof.
- Groene waterstof kan in 2030 een meer kosteneffectieve oplossing worden dan blauwe waterstof, bijvoorbeeld wanneer de kostenreductie ambities voor offshore wind gerealiseerd worden die zijn beschreven in het Voorlopig Hoofdlijnen Akkoord van de elektriciteitstafel, de CAPEX van elektrolyzers daalt en/of in combinatie met een hogere gasprijs dan die van vandaag.
- De ETS prijs of andere algemene CO<sub>2</sub>-heffingen zijn niet van invloed op deze vergelijking omdat deze de CO<sub>2</sub> vermijdingskosten op vergelijkbare wijze beïnvloeden voor alle opties.

Inpassing van beide opties is zeer afhankelijk van de toekomstige rol van waterstof in het energiesysteem en van het tempo van ontwikkeling van de technologie. Hierover is een genuanceerde discussie gevoerd die aangaf dat beide opties een eigen rol hebben te vervullen en zich in de nabije toekomst zullen moeten gaan bewijzen.

#### **Discussiepunten:**

De gezamenlijke evaluatie van het model, van de parameters en van de aannames met een brede groep uit diverse industrieën heeft tot een goede rekenbasis en consensus over de rekenmethode geleid. Het verdient aanbeveling om deze goede ervaring, door in gezamenlijkheid kosten analyses uit te voeren, voort te zetten en de modellen en kennis die hierbij opgedaan is te borgen. Een rijke discussie die hand in hand gaat met analyse en doorlopende evaluaties helpt alle partijen om tot diepere inzichten te

komen en geeft een solide basis voor besluitvorming. Het wordt aangeraden om een dergelijk gedragen proces structureel vorm te geven binnen het klimaat akkoord, bijvoorbeeld via ISPT, zodat deze kennis opbouw en onderhoud van gedragen rekenmodellen en gezamenlijke analyse een vaste plaats heeft die doorlopend de discussie kan faciliteren die iedere keer zal terugkomen wanneer in de komende jaren nieuwe gegevens en inzichten bekend worden.

De evaluatie heeft zich alleen gericht op de abatement van CO<sub>2</sub> in de vergelijking tussen groene en blauwe waterstof productie. Het verdient aanbeveling om deze analyse in een breder expertise team ook voor andere relevante CCS toepassingen uit te voeren en een basis te leggen voor de vergelijking met andere technologieën voor de reductie van emissies.

## 2. Afvangtechnieken

### a) Welke afvangtechnieken zijn er en wat zijn de risico's?

**Conclusie(s):** Afvangtechnieken kunnen worden verdeeld in *post-combustion*, pre-combustion en oxy-fuel technieken. Hierbij heeft pre-combustion het voordeel dat een efficiënte overgang naar waterstof mogelijk is. Een risicofactor is het omgaan met amines die gebruikt worden voor het uitwassen van de CO<sub>2</sub> en het voorkomen van emissies van die amines. De risico's van het gebruik van deze technieken zijn klein en wijken niet fundamenteel af van andere industriële processen.

### b) Voor welke afvangtechnieken is nog nadere innovatie nodig?

**Conclusie(s):** Afvanginstallaties zijn in principe een reeds bestaande technologie. Innovatie is echter nog nodig voor de verbetering van de efficiëntie en verlaging van de kosten. Een deel van het verlagen van de kostprijs is zeer site-specifiek.

## 3. Aansprakelijkheid

### a) Met welke aansprakelijkheden (wie/waarvoor) moet rekening worden gehouden?

**Conclusie(s):** De Europese en nationale wetgeving reguleert de aansprakelijkheid voor eventuele schade ontstaan door opslag van CO<sub>2</sub>. Met de CCS Richtlijn (Richtlijn 2009/31/EG) wordt gewaarborgd dat bij een eventuele lekkage de milieuschade wordt gereguleerd via de Richtlijn 2004/35/EG betreffende milieuaansprakelijkheid. De klimaatschade wordt gereguleerd door de opname van opslaglocaties in het EU ETS (Richtlijn 2003/87/EG) waarbij in het geval van lekkage broeikasgasemissierechten moeten worden afgestaan. De civiele aansprakelijkheid, met name met betrekking tot injectiefase, de afsluiting van de opslaglocatie en de periode na de overdracht van de juridische verplichtingen aan de bevoegde autoriteiten, wordt gewaarborgd via het Burgerlijk Wetboek. Met deze regelingen zijn de juridische aansprakelijkheden voldoende gewaarborgd.

Operators van olie en gas assets ervaren deze regeling echter als niet aantrekkelijk voor eventuele opslag van CO<sub>2</sub>. Deze knelpunten moeten in kaart worden gebracht.



## Discussiepunten:

### b) Wat zijn de kosten en verantwoordelijkheden van CCS-projecten op de lange termijn?

**Conclusie(s):** Middels de CCS-richtlijn en Mijnbouwwet zijn de verantwoordelijkheden adequaat geregeld. Voor de duur van de vergunning (dus totdat de opslagvergunning is ingeleverd of ingetrokken) is de vergunninghouder verplicht om te monitoren zoals omschreven in het Mijnbouwbesluit. In beginsel is dit voor een periode van 20 jaar nadat het opslagvoorkomen is afgesloten. Nadat de vergunning is ingetrokken is de Minister van EZK belast met de monitoring van corrigerende en preventieve en herstelmaatregelen (artikel 31.k mijnbouwwet).

Met de ingang van het tijdstip van intrekking van de vergunning, vervalt de verplichting voor de vergunninghouder de gestelde financiële zekerheid of een gelijkwaardige voorziening aan te houden (artikel 31.k mijnbouwwet).

Bij de intrekking van de vergunning dient de vergunninghouder een financiële bijdrage ter beschikking te stellen aan de Minister van EZK waarmee de voorziene kosten, doch ten minste de geraamde monitoringskosten gedurende een periode van 30 jaar worden afgedekt (artikel 31j. mijnbouwwet).

De vergunninghouder moet er dus vanuit gaan dat hij voor een periode van 50 jaar (20 jaar in de periode dat de vergunning nog in zijn bezit is en 30 jaar na intrekking van de vergunning) de monitoringskosten van de opgeslagen CO<sub>2</sub> moet dragen.

De kosten van het monitoren voor de periode van de 30 jaar, bedragen ca 1-10 miljoen € over de volledige looptijd. De uitwerking is geregeld middels een verplicht monitoringsplan.

## 4. Infrastructuur

### a) Wat voor soort infrastructuur is benodigd voor het transporteren van CO<sub>2</sub>

**Conclusie(s):** CO<sub>2</sub> kan getransporteerd worden via buisleidingen, schepen en weg- en treintransport. Voor de Nederlandse situatie ligt transport in de provincies aan de kustlijn via buisleidingen en compressoren het meest voor de hand. Verder inlands gelegen bronnen kunnen met barge transport worden ontsloten. Als CO<sub>2</sub> in een boot wordt getransporteerd, wordt dit momenteel niet als een ETS emissie geteld, dus aanpassing van de ETS regelgeving is noodzakelijk<sup>6</sup>. Pijpleidingen zijn het efficiëntst bij de hoeveelheden (megatonnen per jaar) waar het bij CO<sub>2</sub> afvang en opslag over gaat.

Met CO<sub>2</sub> transport via buisleidingen in gasfase is in Nederland al ervaring opgedaan: de OCAP-leiding van het Rijnmond-gebied naar onder meer het Westland. Het Global CCS Institute heeft in een rapport een overzicht gemaakt.<sup>7</sup> In principe is de bestaande infrastructuur geschikt voor transport van CO<sub>2</sub>. In de ontwerpfase zal moeten worden nagegaan in hoeverre dit mogelijk is en welke additionele infrastructuur nodig is.

<sup>6</sup> Is nu nog niet juridisch geregeld.

<sup>7</sup> IEAGHG, "CO<sub>2</sub> Pipeline Infrastructure", 2013/18, December, 2013.

**b) Wat is de complexiteit van zulk benodigde (transport)-infrastructuur?**

**Conclusie(s):** De complexiteit van een CO<sub>2</sub> transport en opslagnetwerk op land is, bij toepassing van CCS op grote schaal, technisch te vergelijken met die van het gastransportnetwerk zoals methaan, stikstof, zuurstof, etc. zoals al op grote schaal wordt toegepast. Bij transport van CO<sub>2</sub> wordt offshore echter wel met hogere drukken gewerkt.

**c) Hoe wordt de bestaande gasinfrastructuur (d.w.z. platformen, putten, pijpleidingen) gecontroleerd op veiligheid (voor CO<sub>2</sub> transport en injectie)?**

**Conclusie(s):** Veiligheid is in zijn algemeenheid geregeld in het 'Besluit Externe Veiligheid Buisleidingen' en de 'Regeling Externe Veiligheid Buisleidingen'. Hierin zijn de regels opgenomen voor het waarborgen van de externe veiligheid waaraan een exploitant van een transportleiding zich dient te houden en waarop door Inspectie Leefomgeving en Transport toezicht wordt gehouden. Verder onderzoek is nodig bij transport op hogere drukken. Verder wordt voorgesteld de monitoringseisen meer op maat te maken met de situatie waarbij sprake is van CO<sub>2</sub> transport. Het is in principe mogelijk om bestaande gasinfrastructuur te hergebruiken voor CO<sub>2</sub> transport. Op dit moment is het echter nog niet mogelijk om hierover een algemene uitspraak te doen; nader onderzoek is hiervoor nodig.

**d) Hoe wordt deze infrastructuur op niveau gehouden voor toekomstige CCS-projecten?**

**Conclusie(s):** Hiervoor worden momenteel nog geen specifieke acties uitgevoerd. Deze situatie wordt echter relevant wanneer plannen voor hergebruik van gasreservoirs voor CO<sub>2</sub> opslag reëel worden en daartoe zakelijke afspraken zijn gemaakt. Gezien de ontwikkelfase van huidige gasvelden (einde van hun levensduur) is de *window of opportunity* voor hergebruik beperkt (10 jaar). In principe zal het op niveau houden op dezelfde wijze gebeuren waarop nu reeds infrastructuur wordt onderhouden.

**e) Hoe wordt de bestaande gasinfrastructuur gecontroleerd op veiligheid (voor CO<sub>2</sub> transport en injectie) en hoe wordt deze infrastructuur op niveau gehouden voor toekomstige CCS-projecten.**

**Conclusie(s):** Hergebruik is een reële optie, maar nader onderzoek is nodig. Het kan efficiënt zijn om delen van infrastructuur na het beëindigen van de gasproductie gedurende enige tijd te bewaren, voordat hergebruik daadwerkelijk begint. Hierop wordt toegezien door het Staatstoezicht op de Mijnen.

**Discussiepunten:**

- Wie is verantwoordelijk en wie draagt welke kosten voor het op niveau houden van bestaande installaties voor (toekomstig) benutting voor CO<sub>2</sub> transport?

## 5. Opslag

Enkele definities:

- 'opslaglocatie', een specifieke geologische formatie die gebruikt wordt voor de geologische opslag van CO<sub>2</sub>;
- 'geologische formatie', een lithostratigrafische onderverdeling waarbinnen duidelijk te onderscheiden lagen gesteente kunnen worden aangetroffen en in kaart kunnen worden gebracht;
- 'lekkage', het weglekken van CO<sub>2</sub> uit het opslagcomplex;
- 'opslagcomplex', de opslaglocatie en de omringende geologische gebieden die een weerslag kunnen hebben op de algemene integriteit van de opslag en de veiligheid ervan (d.w.z. omliggende opslagformaties).

### a) Hoe wordt CO<sub>2</sub> in lege gasvelden geïnjecteerd?

**Conclusie(s):** Injectie van CO<sub>2</sub> in een gasveld gebeurt middels één of meer injectieputten. CO<sub>2</sub> kan in gasfase, of in dichte fase worden geïnjecteerd, afhankelijk van reservoirdruk en injectiesnelheden. CO<sub>2</sub> wordt in de put omlaag in het reservoir gevoerd, bij een druk boven aan de put van rond de 80 tot 100 bar, en onder in de put een druk die zal oplopen tot een waarde die onder de druk van de omliggende gesteentelagen ligt. Er is veel ervaring met het injecteren van aardgas en in mindere mate met CO<sub>2</sub> in de diepe ondergrond. Deze ervaring is er met name met EOR, maar nog beperkt met *dedicated storage* qua CO<sub>2</sub>-opslag. Er zijn momenteel vier grootschalige projecten die daadwerkelijk operationeel zijn: In Canada, de VS en Noorwegen (2x). De projecten in Canada en de VS zijn relatief jong. De projecten in Noorwegen zijn zo'n 22 jaar operationeel.

Nederland bezit offshore voldoende opslagcapaciteit in lege gasvelden (d.w.z. 1600-1700 Mton CO<sub>2</sub>).

### b) Hoe gedraagt opgeslagen CO<sub>2</sub> zich in een leeg gasveld?

**Conclusie(s):** CO<sub>2</sub> gedraagt zich als een gas in een ruimte en zal zich zodoende over tijd gelijkmatig verdelen, omdat het reservoir bestaat uit een poreus gesteente. Hoe poreuzer het gesteente, hoe sneller de verspreiding. Bij het vullen van het reservoir zal de druk in het reservoir gaan oplopen. De druk wordt echter lager gehouden dan de omgeving, om migratie te voorkomen.

Het eerste opslagmechanisme is "structural trapping" – de vrij stromende CO<sub>2</sub> wordt vastgehouden doordat de structuur er zich voor leent. Dit is exact hetzelfde mechanisme als hetgeen waardoor er tiental miljoenen jaren aardgas gevangen is geweest in de desbetreffende structuur. Bijna meteen zal een gedeelte van de CO<sub>2</sub> vastgehouden worden in de niet-vrije vorm "residuele opsluiting", het vasthouden van poriën van een gas of vloeistof. Daarnaast kunnen er op de langere termijn andere processen plaatsvinden, zoals oplossingsprocessen en minerale omzettingen ("mineralisatie") van CO<sub>2</sub>. Gasvelden kunnen ook natuurlijke gaslekken hebben. In Nederland is deze situatie echter zeldzaam. Dat een gasveld gas heeft kunnen opslaan, betekent niet dat CO<sub>2</sub> nooit zal lekken.

**c) Zijn er risico's voor aardbevingen of lekken?**

**Conclusie(s):** De kans op migratie uit reservoirs dient bij ieder project onderzocht te worden. Indien nodig moeten dan passende mitigerende maatregelen worden genomen. Voordat een gasveld in gebruik genomen mag worden, zal een Opslagvergunning moeten worden aangevraagd en na verlening van de vergunning zal een Opslagplan goedgekeurd moeten worden. Zowel de vergunning als het Opslagplan bevatten i.i.g. de bijlagen Risicobeheerplan, Monitoringsplan, Plan voor Corrigerende Maatregelen en Ontmantelingsplan. Deze plannen zullen door de autoriteiten, o.a. Staatstoezicht op de Mijnen, goedgekeurd moeten worden. Hiermee wordt veiligheid en kans op schade aan de omgeving onafhankelijk getoetst en geborgd. Genoemde plannen zullen een aanpak beschrijven hoe migratie (en lekkage) voorkomen zal worden. De operators zijn verplicht zich hieraan te houden.

De kans dat CO<sub>2</sub> uit een reservoir migreert, is het grootst bij de putten. De putten zijn echter ontworpen en getest op afdichtende eigenschappen. In een gasveld dat voor CO<sub>2</sub> opslag gebruikt gaat worden, heerst een onderdruk ten opzichte van de bovenliggende lagen. Hierdoor is ontsnapping van CO<sub>2</sub> gas klein, totdat een evenwicht is ontstaan in druk tussen het CO<sub>2</sub> reservoir en de bovenliggende aardlagen.

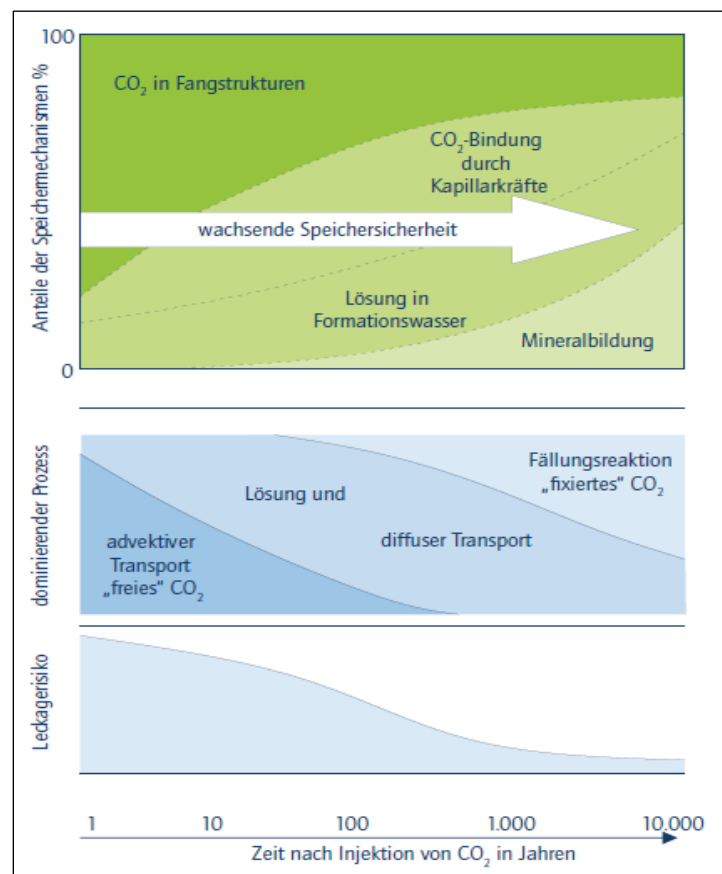
Risico's bij injectie van CO<sub>2</sub> zijn vergelijkbaar met die van injectie en productie van aardgas. Door langdurige ervaring met dit laatste is gebleken dat de kansen op lekkage en ontsnappingen klein zijn. Injecteren van CO<sub>2</sub> is betekent in principe een ingreep plegen in de ondergrond. Afhankelijk van de lokale geologische situatie kan dit leiden tot seismische activiteiten en verzakkingen. De kans hiertoe is echter niet groot. Het is in theorie ook mogelijk dat door natuurlijke aardbevingen lekken kunnen ontstaan. In de Nederlandse situatie is de kans hiertoe klein.

**d) Hoe monitor je de veiligheid en het voorkomen van lekken en hoe lang is dat nodig?**

**Conclusie(s):** *Bij de monitoring van CO<sub>2</sub>-injecties wordt onderscheid gemaakt tussen injectiefase en post-injectiefase. Het exacte monitoringsplan en gekozen technieken zijn zeer locatie specifiek. De huidige regelgeving gaat er van uit dat monitoring nodig is totdat aangetoond is dat de situatie stabiel is en dit door het bevoegd gezag is goedgekeurd. Er is vanuit de industrie veel ervaring voor de meet- en monitoringstechnieken voor en tijdens de injectie (welke bij olie- en gasproductie standaard toegepast worden). Er is ook veel ervaring met de post-injectie monitoring. Dit gebeurt met z.g. geofysische methoden. Deze verschillende methoden worden zowel bij olie- en gasproductie als bij meerdere CO<sub>2</sub>-opslagprojecten toegepast. Er is voor de operator een wettelijke maximum duur voor de verantwoordelijkheid en aansprakelijkheid van 20 jaar na injectie. Daarna volgt een wettelijk bepaalde periode van 30 jaar waarbij de Staat de verantwoordelijkheid heeft en de operator de aansprakelijkheid houdt. Zie ook vraag 3.*

Net zoals bij de geologische berging van kernafval, geldt ook voor de opslag van CO<sub>2</sub> in reservoirs, dat eigenlijk na het afsluiten van de berging/reservoir we op het geologische systeem vertrouwen. De mobiliteit van de CO<sub>2</sub> zal na injectie langzaam afnemen en uiteindelijk eindigen in een z.g. mineralisatiefase, waarbij CO<sub>2</sub> vrijwel volledig is vastgelegd. Het risico op lekkage neemt hierbij in tijd terug, wordt na de fase met structural trapping zeer klein en in de laatste, z.g. mineralisatiefase, vrijwel

nul (0,58% in 10.000 jaar)<sup>8</sup>. Voor het vaststellen van een monitoringsduur is het concretiseren van de bij deze processen behorende tijdschalen belangrijk, want elke tijdschaal heeft een andere risico-inschatting en kunnen andere mogelijke lekkagewegen een rol spelen. Figuur 1 toont deze situatie.



Figuur 1: Opslagmechanismen en afname van inherent lekrisico, 0-10.000 jaar (bron: acatech 2018).<sup>9</sup>

### Discussiepunten:

- Dat er op lange (geologische) termijn terug lekkage kan plaatsvinden is niet relevant, omdat dit als een natuurlijk proces gezien kan worden. Reservoirs lekken nu eenmaal op geologische tijdschalen.
- Zorgen dat NU geen CO<sub>2</sub> meer in de atmosfeer komt en dat die CO<sub>2</sub> niet meer de atmosfeer in komt tot ver in de volgende eeuw. Wat met die CO<sub>2</sub> binnen 10.000 jaar gebeurt (of zelfs binnen 1000 jaar) is weinig relevant. We kunnen immers totaal niet inschatten wat de atmosferische CO<sub>2</sub> concentratie dan zou kunnen zijn, wat de toestand van het klimaat dan zou kunnen zijn.

<sup>8</sup> Alcalde, J., et. al, (2018), [Estimating geological CO2 storage security to deliver on climate mitigation, Nature Communications, Nature.](#)

<sup>9</sup> acatech (Hrsg.), "CCU und CCS - Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie".

**e) Wat zijn de mogelijke effecten van een CO<sub>2</sub> lekkage, zowel op land als op zee?**

**Conclusie(s):** De effecten van lekkages uit de ondergrond zijn afhankelijk van lokale omstandigheden. Over het algemeen zijn de mogelijke lekkagesnelheden (los van de kans of het kan gebeuren) vrij gering en vaak niet te onderscheiden van de natuurlijke processen. CO<sub>2</sub> is zwaarder dan lucht en kan bij zeer hoge concentraties, bijvoorbeeld door blow-outs of ophoping in een gesloten ruimte, ernstige negatieve effecten hebben op mens en dier.

## **6. Economie**

**a) Hoeveel energie vergt afvang, transport en opslag van CO<sub>2</sub>?**

**Conclusie(s):** De hoeveelheid energie, d.w.z. elektriciteit en warmte, die nodig is varieert sterk per project en per sector<sup>10</sup>. Voor afvangen is vooral warmte nodig (voor desorptie), voor transport en opslag (pompen en compressoren) is elektriciteit nodig. De benodigde hoeveelheid energie voor CSS is binnen sectoren site-specifiek. Verder zijn er per sector, bijv. staal en raffinage, verschillen.

**b) Hoe gevoelig is een businesscase voor schommelingen in de CO<sub>2</sub>-prijs?**

**Conclusie(s):** De businesscase is zeer gevoelig voor de CO<sub>2</sub>-prijs. Als deze te laag is voor het realiseren van een gezonde businesscase is er subsidie nodig. Scenario ontwikkelingen zijn in dit verband belangrijk. Momenteel wordt gewerkt aan een kwantificering van deze kosten.

**c) Welke kosten zijn verbonden aan het afsluiten en opruimen van de CCS-infrastructuur?**

**Conclusie(s):** Er zullen kosten zijn voor het achterlaten van de putten en platform. De kosten voor het afsluiten en opruimen van CCS infrastructuur zijn vergelijkbaar met het opruimen van de infrastructuur voor olieproductie. De operator is bij het verkrijgen van een vergunning verplicht om voldoende financiële reserves aan te leggen om deze ontmanteling te betalen. Niet duidelijk is hoe deze situatie wordt bij het gebruik van bestaande lege gasvelden, waarbij de operator geen belang heeft bij gebruik van het reservoir voor CO<sub>2</sub> opslag, maar de Staat wel.

## **7. Diversen**

**a) Op welke wijze kunnen andere partijen dan die van het eerste uur CO<sub>2</sub> afvangen en in de business case van CCS-projecten meedoen?**

**Conclusie(s):** Deze vraag is naar de mening van de deelnemers niet een vraag voor de JFF CCS, maar zou een uitkomst moeten zijn van de afspraken aan de industrietafel. In Art.21 van de CCS Richtlijn wordt de toegang voor derden tot transportnetwerken geregeld.

---

<sup>10</sup> Voor de transport en opslag van CO<sub>2</sub> in het Porthos project, bijvoorbeeld, waarbij de emitter de druk na afvang van 1 naar 20 bar brengt, is nog ongeveer 40 GWh<sup>1</sup> voor 1 Mton/jaar nodig (bron: EBN).

## b) Wat is de aanlooptijd voor het realiseren van een CCS-project?

**Conclusie(s):** De aanlooptijd varieert sterk per project, van 4 jaar tot 8 jaar<sup>11</sup>. De technische voorbereidingstijd is tenminste 4 jaren, maar kan langer zijn afhankelijk van het aantal op te lossen bottlenecks. Nadat meer ervaring is opgedaan zal het aantal bottlenecks afnemen.

### 8. Extra vraag: Wat is de additionele waarde van CCS toepassen in Nederland?

**Conclusie(s):** CCS heeft ook (maatschappelijke) baten, zoals export van opgedane kennis en ontwikkelde nieuwe producten, werkgelegenheid en economische ontwikkelingen. Dit is met name het geval in de glastuinbouw. CO<sub>2</sub> is namelijk een essentiële productiefactor voor de groei en ontwikkeling van de gewassen. Van oudsher wordt die CO<sub>2</sub> benut en verkregen door verwarmingsketels en WKK's met fossiele brandstof (aardgas) te stoken. Vervanging door extern geleverde CO<sub>2</sub> is een belangrijke optie om de energietransitie naar een klimaatneutrale glastuinbouwsector mogelijk te maken. Momenteel wordt (voornamelijk door de industrie) ruim 0,6 Mton CO<sub>2</sub> per jaar geleverd aan de glastuinbouwsector. Het aanbod zal de komende jaren aanzienlijk moeten groeien tot circa 2,0 Mton leveringszekere CO<sub>2</sub> om de transitie naar een klimaatneutrale glastuinbouw mogelijk te maken. De koppeling tussen CCS en CO<sub>2</sub>-voorziening glastuinbouw vraagt wel om duidelijkheid en een oplossing over de gevolgen voor de CO<sub>2</sub>-emissierechten.

### 9. Wat zijn de potentiële CCS projecten?

#### i. Aramis (Den Helder)

Wanneer: Nog niet bekend, want het hangt af van partijen die ervoor kiezen hun CO<sub>2</sub> via Aramis te laten opslaan, Capaciteit zou beschikbaar kunnen zijn in 2026-2030.

Hoeveel: Nog niet bekend, want het hangt af van partijen die ervoor kiezen hun CO<sub>2</sub> via Aramis te laten opslaan. Capaciteit van bestaande infrastructuur is voldoende voor tenminste 10MT/a.

Hoe: Vanuit Den Helder lopen diverse gasleidingen naar de blokken K en L op de Noordzee waar momenteel gas wordt gewonnen en naar verwachting binnen afzienbare tijd ruimte ontstaat om in de lege velden CO<sub>2</sub> op te slaan.

Aramis ontwikkelt de infrastructuur om vanuit Den Helder door derden aangeleverde CO<sub>2</sub> onder de Noordzeebodem op te slaan. Deze CO<sub>2</sub> kan per boot of per aan te leggen pijpleiding (bijvoorbeeld vanuit IJmuiden) in Den Helder worden gebracht.

#### ii. Athos

---

<sup>11</sup>eerste projecten kunnen langer duren vanwege bottlenecks veroorzaakt door technisch onderzoek. Na eerste projecten kan je uitgaan van reeds bestaande infrastructuur, waarvan nieuwe projecten kunnen profiteren.



Wanneer: Het streven is een FID in 2022 en start opslag in 2027.

Hoeveel: 5±1 ton/jaar.

Hoe: Gedacht wordt aan lege gasvelden met voldoende volume om minstens 20 jaar op te kunnen slaan. Het gaat primair om TATA Steel, maar mogelijk kunnen AEB en HVC hieraan meedoen. Beslissing vergt afgeronde engineering en samenhang met CCU.

### iii. Porthos en Rotterdam

Wanneer: FID in 2020 en eerste injectie in de zeebodem in 2023.

Hoeveel: 4 a 5 Mton/jaar in 2030. Prijsrange tussen € 55 – 70/ton CO<sub>2</sub> is de inschatting op dit moment. Eerste velden zijn na 12 – 13 jaar vol.

Hoe: Een open access backbone voor transport en opslag van grootschalige afvang van CO<sub>2</sub> van emitters uit het cluster Rotterdam-Moerdijk en uit andere delen van Nederland plus het transport (onshore en offshore), hergebruik in glastuinbouw, en permanente opslag in lege gasvelden diep onder de Noordzeebodem.

### iv. H-Vision

Wanneer:

- Pre-Pilot Study (3Q 2018 – 2Q 2019).
- New Project coalitie, akkoord voor vervolg (1Q 2020).
- Final Investment Decision (FID) (4Q 2021).
- Start commerciële productie (2Q 2025).
- Uitbreiding tot volle omvang van het H-vision Project (2030).

Hoeveel: Het betreft een potentiële CO<sub>2</sub>-emissiereductie van 2 Mton/jaar in 2025 die kan oplopen tot 6 Mton/jaar in 2030.

Hoe: Onderzoekt haalbaarheid van grootschalige inzet van “blauwe waterstof” voor de industrie als transitieoplossing en wegbereider van groene waterstof. Ook wordt bestudeerd in hoeverre restgassen uit de raffinage en de chemie kunnen worden gedecarboniseerd. Dit voor het verduurzamen van toepassingen die niet goed op een andere manier te verduurzamen zijn zoals hoge temperatuurwarmte en het gebruik van afgassen van raffinaderijen en de chemie. De inzet is om de meeste afgevangen CO<sub>2</sub> per pijpleiding te vervoeren en onder de zeebodem op te slaan. Daartoe zoekt dit project aansluiting bij Porthos.



#### **v. H2M (Noord Nederland)**

Wanneer: FID wordt in 2021 verwacht, productie en afvang/transport start voor ca 2Mton in 2024.

Hoeveel: Op jaarbasis zal het verbruik door Magnum naar verwachting tussen 35 en 70% van de H2 fabriek liggen, de overige waterstof zal door de industrie worden afgenomen.

Hoe: Bouw van een fabriek voor blauwe waterstof (aardgas uit Noorwegen, afvangen CO<sub>2</sub> en transport per schip naar Noorwegen). Deze levert waterstof aan de Magnumcentrale van NUON (elektriciteitsproductie) en aan industriële partijen, die daarmee hun CO<sub>2</sub>-uitstoot beperken. Over dit plan zijn vergaande contacten met de Noorse overheid, waarbij bijvoorbeeld het issue van de aansprakelijkheid is gedekt.

#### **vi. Project Bio CCS Eemshaven**

Wanneer: de planning ligt op 2030 (met CCS) maar kan naar voren worden gehaald in combinatie met CCU. Het project is eveneens ingebracht aan de Energietafel.

Hoeveel: RWE heeft uitgewerkte plannen voor een 250 MW Bio CCS demo installatie.

Hoe: Dit demo project is door RWE al geheel op papier uitgewerkt en gebaseerd op de ruime ervaring van RWE met dit proces.

#### **vii. Chemelot**

Wanneer: doel is binnen 6 jaar 0,5-0,8 Mton CO<sub>2</sub> af te vangen.

Hoeveel: Het gaat bij Chemelot om één bedrijf dat zuivere (c.q. nagenoeg zuivere) CO<sub>2</sub> uitstoot en dit betreft OCI. Dit bedrijf heeft in totaal circa 0,8Mton zuivere CO<sub>2</sub>-beschikbaar (waarvan 0,3Mton nog tot 2026 op basis van een overeenkomst geleverd wordt aan een bedrijf dat CO<sub>2</sub> gebruikt voor o.a. frisdranken).

Hoe: De Chemelot-visie gaat op termijn - uiterlijk 2050 - uit van een volledige grondstofvergroening. Daarom is CCS voor Chemelot een overgangstechniek. Vooralsnog wordt uitgegaan van transport van CO<sub>2</sub> in vloeibare vorm per boot/barge vanaf 2024. Er lopen inmiddels contacten tussen Porthos en OCI. Een van de concrete knelpunten is dat het Porthos-project is gebaseerd op CO<sub>2</sub> als gas. In de eerste opzet van Porthos - met als doelstelling operationeel te zijn in 2023 - is geen vloeistofkoppeling vanuit een boot voorzien, waardoor dit scenario voor OCI/Chemelot dus niet bruikbaar zou zijn. Pas in een later stadium zou het mogelijk zijn voor Porthos om ook vloeibare CO<sub>2</sub> te accepteren en deze om te zetten. Het contact hierover tussen OCI en Porthos bevindt zich nog in een pril stadium. OCI kijkt ook naar andere initiatieven en projecten rondom CCS buiten Porthos.

#### viii. Zeeland

Wanneer: verwacht voor 2030 CCS te implementeren.

Hoeveel: Voorlopig 1,7 Mton/jaar, wat kan groeien naar 3,1 Mton in 2040 en weer dalend naar 1,4 Mton in 2050 met de implementatie van groene waterstof, voor in eerste instantie de waterstofproductie in de regio.

Hoe: Voorkeur is om met leidingen aan te sluiten op Rotterdam. Men verwacht op die manier kostenvoordelen, omdat de lege gasvelden in de Noordzee noordelijker liggen. Hierover is reeds contact met Rotterdam.

#### iv. Deelnemers JFF CCS

- Voorzitter: Mart van Bracht (Topsector Energie). Secretaris: Jan Braun (Den Haag Centrum voor Strategische Studies).
- Deelnemers: Ed Buddenbaum (EZK – Secretaris Industrietafel), Faiza Oulahsen (Greenpeace), Peter de Jong en Michelle Prins (Natuur en Milieu), Erik Klooster (VNPI) Herman van der Meyden en Marc Zwart (Shell), Cornelis Pietersen (Tata Steel IJmuiden), Bram Herfkens (EBN), Jacob Limbeek (OCAP), Klazien Ebbens (OCI Nitrogen) Mark Driessen (Porthos), Joëlle Rekers (EZK) en Manon Janssen (Voorzitter Industrietafel Klimaat & Energieakkoord/Ecorys).
- Bijdragen van externe experts: Peter Alderliesten (TKI Energie en Industrie), Cornelis Blok (TU-Delft/Navigant), Lamberto Eldering (Equinor), Annelien Kokke-d'Arnaud Gerkens (Gasunie), Manuel Sintubin (KU Leuven), Andreas ten Cate (ISPT), Jan Hopman en Filip Neele (TNO), Wim Haije en Andrea Ramirez (TU Delft), Chris Spiers (Universiteit Utrecht).

#### v. Bijlage: Werkdocument Joint Fact Finding CCS