# Notitie CCS: Aanbevelingen succesvolle en kosteneffectieve implementatie CCS in Nederland

Kalavasta
Climate Neutral Strategies

Opdrachtgever:
Greenpeace

5 juni 2018

# Inhoudsopgave

# Introductie

Er zijn veel opties om de mondiale uitstoot van broeikasgassen te reduceren. Eén van de oplossingsrichtingen om de $CO_2$-uitstoot te beperken bestaat uit de afvang en opslag van $CO_2$. Deze set aan oplossingen gaat onder de naam Carbon Capture and Storage (CCS) en wordt door velen gezien als een belangrijke en wellicht zelfs noodzakelijke oplossing.

Tegelijkertijd wordt er (in het publieke debat en in de energiescenario's) relatief weinig aandacht geschonken aan de risico's, uitdagingen en 'uitwerking' van CCS. Voor andere oplossingen is dit vaak wel gedaan, zoals voor elektrificatie met hernieuwbare elektriciteit.

Een uitdaging bij elektrificatie met duurzame elektriciteit is bijvoorbeeld om het volatiele productiepatroon van zon- en windenergie te matchen met een (vaak oncontroleerbaar) vraagprofiel. Dit maakt het vraagstuk complex (t.o.v. de huidige situatie) en vraagt om nieuwe oplossingen, waardoor er onzekerheid is. Met behulp van energieopslag, vraagsturing en het snel af- en opschakelen van productiecapaciteit is het bijvoorbeeld mogelijk een dergelijk nieuw elektriciteitssysteem te realiseren. De bijbehorende uitdagingen en oplossingen zijn algemeen bekend en worden ook meegenomen in discussies en energiescenario's.

Voor CCS lijkt een dergelijke uitwerking te ontbreken en worden veelal enkel de kosten, uitgedrukt in euro per ton $CO_2$, genoemd. Dit doet CCS af als een eenvoudige en eenzijdige oplossing, wat voorbij gaat aan de complexiteit en onzekerheid die ook met deze mogelijkheid om $CO_2$ te reduceren gepaard gaat.

Deze notitie is daarom een poging tot uitwerking van deze complexiteit en onzekerheid met als doel een completer beeld van CCS te ontwikkelen, zodat in de afweging welke maatregelen genomen kunnen worden ter reductie van de broeikasgasemissies de juiste afwegingen kunnen worden gemaakt.

We zullen ons hierbij richten op de Nederlandse context. Na een korte beschrijving van de keten zullen we ervaring, issues en oplossingen bespreken, alvorens enkele aanbevelingen over de inzet van CCS te doen.

# De CCS-keten

De CCS-keten bestaat uit minimaal 3 stappen: 1) $CO_2$ afvang en compressie 2) $CO_2$ transport en 3) $CO_2$ opslag. We zullen elke stap van een korte toelichting voorzien en de diverse methodes voor elke stap bespreken.

## Afvang en compressie

Allereerst wordt $CO_2$ afgevangen van een $CO_2$-bron. Deze bron kan een vrijwel pure stroom $CO_2$ zijn, of een verontreinigd restgas uit een industrieel proces, zoals uit een staalfabriek. Men onderscheidt doorgaans drie locaties voor afvang: post-combustion (na verbranding van de fossiele brandstof), pre-combustion (het strippen van $CO_2$ van de fossiele brandstof en het vervolgens gebruiken) en oxy-fuel combustion (na verbranding met pure $O_2$ in plaats van

lucht). De methode die toegepast wordt om de $CO_2$ af te vangen hangt in de eerste plaats af van het type bron (wat is de $CO_2$-concentratie en wat zijn de andere stoffen in het restgas) en de condities van het proces (wat is de druk en de temperatuur). $CO_2$ afvang is makkelijker als de $CO_2$ concentratie van de bron hoger is. Verder kunnen niet altijd alle emissies van een proces afgevangen worden, en ligt de emissiereductie dus soms onder de 100%.

Methodes om $CO_2$ af te scheiden van andere (gasvormige) stoffen zijn o.a.: absorptie, adsorptie, fysische separatie (membranen) en fase separatie (cryogeen). Als de puntbron niet al vrijwel pure $CO_2$ bevat, zijn absorptie en adsorptie vaak de enige (economische) opties. Dit zijn beide two-stage processen, waarbij in de eerste stap $CO_2$ gebonden wordt, en in de tweede stap de $CO_2$ weer losgemaakt (gestript) wordt. Er zijn diverse stoffen die gebruikt kunnen worden voor deze binding, afhankelijk van de bron en het proces. Voor het strippen van de $CO_2$ is elektriciteit en, voor de meeste afvangmethodes (chemische absorptie en sommige vormen van fysische absorptie en adsorptie), ook warmte nodig.

Indien deze elektriciteit en warmte niet $CO_2$ -neutraal zijn, wordt het effect van CCS deels tenietgedaan en valt de feitelijke kosteneffectiviteit van CCS lager uit. CCS zonder duurzame elektriciteit en warmte is vandaag de dag ongeveer 18% duurder op $CO_2$ basis dan CCS met duurzame elektriciteit (bij eenzelfde elektriciteitsprijs): met een elektriciteitsconsumptie van 310 kWh/ton $CO_2$ voor CCS[1] en een $CO_2$-intensiteit van de stroom van 0.490 kg $CO_2$/kWh (huidige elektriciteitspark), stoot het afvangen van 1 ton $CO_2$ indirect ruim 150 kg $CO_2$ uit. Effectief wordt dus niet 100%, maar 85% van de $CO_2$ opgeslagen. De CCS kosten liggen dan dus een factor 1/0.85=1.18 hoger. Als CCS toegepast wordt in elektriciteitscentrales, zijn er tevens flexibiliteitsverliezen. Ook zullen deze centrales in een elektriciteits-systeem met steeds meer volatiele duurzame bronnen vaker in deellast draaien of uitstaan.

Chemische absorptie wordt veel gebruikt en is bij uitstek geschikt voor de afvang van $CO_2$ uit reststromen met vrij lage $CO_2$ concentraties (<15%). Voor chemische absorptie worden met name amines gebruikt, en meest gebruikt daarbinnen is monoethanolamine (MEA). Van amines is o.a bekend dat ze in combinatie met $O_2$ en $SO_x$ degraderen en daarbij stoffen genereren die niet alleen de operatie bemoeilijken[1], maar ook in de regel schadelijk zijn en verwijderd moeten worden. Er worden echter andere amines ontwikkeld die beter presteren, zodat deze issues wellicht op termijn minder groot zijn. Als alternatief zijn er ook anorganische stoffen commercieel beschikbaar, die niet degraderen en goedkoper in aanschaf zijn dan amines, maar anderzijds langzamer reageren en meer energie voor regeneratie vereisen. Fysische absorptie werkt goed bij processen met vrij hoge druk en lage temperatuur. Het is de voorkeursmethode wanneer de $CO_2$ concentraties hoger dan 15% zijn, aangezien de energievraag door de hoge druk vrij laag is. Met sommige stoffen worden echter koolwaterstoffen mee geabsorbeerd[2]; deze zullen later weer verwijderd moeten worden.

Met adsorptie, met name op basis van drukverschil (pressure swing adsorption, PSA), kan tot slot goed $CO_2$ afgevangen worden van gasstromen met relatief hoge $CO_2$ concentraties. De capaciteit van de adsorbent is namelijk doorgaans relatief klein en verontreinigingen in de gastroom verstoren het proces. Vandaar dat hoge $CO_2$ concentraties gewenst zijn.

[1] IEA (2012): CO2 abatement in the iron and steel industry.
[2] A. Olajire (2010): $CO_2$ capture and separation technologies for end-of-pipe applications – A review. Energy 35, 2610-2628.

In sommige gevallen volstaat één afvang methode niet, en zijn er additionele scheiding en purificatie stappen nodig om een pure $CO_2$ stroom te verkrijgen. Soms is het nodig het gas te drogen (van water te ontdoen), om corrosie te voorkomen. De aanwezigheid van andere onzuiverheden kan ook risico's met zich meebrengen[3].

Als er eenmaal een gas dat vrijwel alleen uit $CO_2$ bestaat verkregen is en het doel is de $CO_2$ in een geologische formatie op te slaan, zal het gas gecomprimeerd moeten worden tot een druk van normaliter tussen 120 en 180 bar, afhankelijk van de opslaglocatie.

## Transport

Voor transport van $CO_2$ (voor opslag onder de zeebodem) zijn er doorgaans twee mogelijkheden: per leiding of per schip. Pijpleidingen zijn doorgaans financieel het interessants; bovendien zou $CO_2$ wellicht ook vloeibaar gemaakt moeten worden voor de meest economische vorm van scheeptransport.

Een eventueel hergebruik van de huidige aardgasleidingen zou de kosten voor transport kunnen verlagen, maar dit behoeft verder onderzoek. Ervaring met $CO_2$ transport is er al; een deel van de $CO_2$ uit het industriegebied rond Rotterdam wordt nu naar tuinders vervoerd middels de OCAP leiding.

## Opslag

Met deze stap in de CCS keten heeft men de minste ervaring. Er zijn diverse typen opslag van $CO_2$ mogelijk. Minerale carbonatie en met name geologische opslag hebben de meeste aandacht ontvangen.

Geologische opslag, d.w.z. injectie van $CO_2$ in een geologisch reservoir waar het permanent opgeslagen wordt en niet ontsnapt of onttrokken wordt, is één mogelijkheid. Dit kan in (lege) olievelden, gasvelden, zoutformaties en aquifers, en zowel in de aardbodem als in de zeebodem. Indien we ervan uit gaan dat een bepaald reservoir voldoet aan deze eisen, dan bepaalt de injectiviteit (hoeveel $CO_2$ kan in een bepaalde tijdspanne in een bepaald veld geïnjecteerd worden) er per jaar in het betreffende veld opgeslagen kan worden. Het kan echter voorkomen dat $CO_2$ middels een schaft of andere lagen alsnog het reservoir verlaat. De grootste uitdaging voor geologische opslag is om ervoor te zorgen dat zo min mogelijk $CO_2$ ontsnapt – hierover meer in een later hoofdstuk.

Opslag in de vorm van mineralen is hoogstwaarschijnlijk de methode die het best kan garanderen dat $CO_2$ niet zal ontsnappen. Door $CO_2$ te laten reageren met mineralen, wordt het opgeslagen in een stabiele en vaste vorm. Dit carbonatie proces vindt ook plaats in de natuur, maar het is relatief langzaam. Snellere, kunstmatige carbonatie is echter ook mogelijk,

[3] Global CCS Institute (2013): Research Report: Hazard analysis for offshore carbon capture platforms and offshore pipelines. 3.3 Hazards Associated with $CO_2$ from Carbon Capture Sources

maar dit vergt een grote hoeveelheid mineralen[4] en veel energie – zo veel, dat volgens een studie de levelised cost of electricity (LCOE) van een elektriciteitscentrale met 90 tot 370% omhoog zouden gaan[5]. De CCS kosten worden namelijk verwerkt in en betaald vanuit de elektriciteitsprijs. Indien de elektriciteit die voor carbonatie benodigd is niet hernieuwbaar is, is de $CO_2$ besparing bij deze vorm van opslag slechts 15 tot 64%. Deze methode vraagt dus om grote hoeveelheden hernieuwbare stroom om het meest kosteneffectief te zijn, maar garandeert dan ook dat $CO_2$ opgesloten wordt en blijft. Deze hernieuwbare stroom kan echter natuurlijk ook rechtstreeks worden aangewend voor andere doeleinden in de maatschappij.

# De Nederlandse situatie

## Opslag in Nederland

In Nederland richt men zich qua $CO_2$-opslag op geologische opslag onder de zeebodem. TNO heeft een eerste onderzoek gedaan naar locaties met grote opslagcapaciteit onder de Nederlandse zeebodem[6]. Dit zijn enerzijds lege gasvelden en anderzijds zoutformaties. De onzekerheid m.b.t. opslagcapaciteit, injectiviteit en kans op lekken is voor de meeste velden groot, en TNO verwacht dat de opslagcapaciteiten naar beneden bijgesteld zullen worden in vervolgstudies. Voor alle locaties werd ten tijde van TNO's publicatie (2012) nog minstens 5 tot 7 jaar aan ontwikkeling ingeschat totdat daadwerkelijke injectie mogelijk is. Het is niet bekend voor welke reservoirs er vervolgstappen gezet zijn. Wel is het Porthos project aangekondigd, waarbij, behoudens een positieve investeringsbeslissing in 2019, 2 tot 5 Mton $CO_2$ uit het Rotterdamse industriegebied per jaar onder de Noordzee opgeslagen wordt[7], maar het is nog niet duidelijk om welke velden het gaat. Dit project zou tevens op jaarbasis een extra elektriciteitsvraag van 400 tot 620 GWh genereren, hetgeen gelijkstaat aan de elektriciteitsproductie van 100 tot 150 MW offshore windmolens, bij afvang van 2 Mton $CO_2$.

Er wordt 675 Mt aan opslagcapaciteit geschat voor de grote gasvelden, met injectiecapaciteiten van 5 tot 18 Mton per veld per jaar (in totaal voor alle gasvelden maximaal 44 Mton per jaar, voor maximaal 4 jaar). Deze velden bevinden zich ongeveer ter hoogte van de Waddeneilanden (d.w.z. ongeveer dezelfde lengtegraad).

In grote zoutformaties kan naar schatting 1,485 Mt $CO_2$ opgeslagen worden, waarvan meer dan de helft ruim 270 tot 320 km ten Noorden van Rotterdam ligt en een injectiecapaciteit van maximaal 3 Mt per jaar heeft. De overige formaties liggen ter hoogte van IJmuiden en hebben injectiecapaciteiten tot 10 Mt per formatie per jaar. De maximale totale injectiecapaciteit in zoutformaties bedraagt 31 Mton per jaar, voor een onbekend aantal jaar.

In grote gasvelden en zoutformaties kan dus naar schatting maximaal 2,160 Mt opgeslagen worden, bij een maximale totale injectiecapaciteit van 75 Mton per jaar voor maximaal 4 jaar.

[4] A. Kirchofer et al. (2013): Assessing the Potential of Mineral Carbonation with Industrial Alkalinity Sources in the U.S. Energy Procedia 37, 5858-5869
[5] S. Giannoulakis et al. (2014): Life cycle and cost assessment of mineral carbonation for carbon capture and storage in European power generation. International Journal of Greenhouse Gas Control 21, 140-157.
[6] TNO (2012): Independent assessment of high-capacity offshore CO2 storage options
[7] VEMW (2018): Havenbedrijf lanceert CCS project Porthos in Rijnmond

## $CO_2$-bronnen in Nederland

De Nederlandse industrie inclusief raffinage, geconcentreerd in Rotterdam, Zeeland, IJmuiden, Groningen en Chemelot, stoot gezamenlijk ruim 50 Mton directe $CO_2$ per jaar uit; de elektriciteitssector stootte in 2016 ongeveer 54 Mton $CO_2$ uit[8]. Naar schatting kan hiervan theoretisch maximaal 85 Mton[9], ofwel ruim 81%, afgevangen worden. Daarmee is het duidelijk dat de huidige uitstoot de theoretisch maximale injectiecapaciteit van ongeveer 75 Mton per jaar te boven gaat. Als al deze huidige industriële en elektriciteitsproductie $CO_2$ en geïnjecteerd afgevangen zou kunnen worden (wat niet mogelijk is), dan zouden de door TNO geïdentificeerde grootschalige opslaglocaties in zo'n 25 jaar operatie vol zitten.

Met de huidige kennis impliceert deze simpele berekening twee zaken: de huidige $CO_2$-uitstoot kan onvoldoende met alleen CCS beperkt worden voor onze nationale doelstellingen, en CCS kan niet aanwezig zijn in een eindbeeld daar (Nederlandse) opslagcapaciteit eindig is.

# Huidige ervaring met CCS

## Huidige projecten

Er is tot op heden weinig en kortstondige ervaring met grootschalige CCS. Het Global CCS Institute geeft een overzicht van alle grootschalige CCS-projecten, die wereldwijd operationeel en gepland zijn. Wat opvalt aan de lijst met operationele CCS-projecten[10], is dat 13 van de 17 projecten 'Enhanced Oil Recovery' zijn, en de resterende 4 'dedicated geological storage` zijn. Enhanced Oil Recovery omvat het injecteren van $CO_2$ in olievelden met als doel olieproductie te stimuleren. De $CO_2$ wordt deels gerecycled (met olie opgepompt en wederom geïnjecteerd), komt deels vrij in dit proces, en wordt uiteindelijk weer geïnjecteerd en opgesloten als olieproductie financieel onaantrekkelijk is. Hierbij gaat een substantieel deel direct verloren (ongeveer 25-30%)[11] en potentieel een ander deel indirect (als de energie nodig voor het proces niet hernieuwbaar is). Verder wordt de aldus verkregen olie na verdere verwerking bij gebruik verbrand. Zo is de netto $CO_2$ besparing al gauw minder dan 50% voor elke ton $CO_2$ die onder de grond blijft.

Van de projecten die geologische opslag tot doel hebben, verspreidt de $CO_2$ zich ondergronds, maar is nog geen lek waargenomen. Dit is zonder meer positief, maar moet in perspectief bezien worden. De kans op lekken (waarover later meer) wordt geschat op vrij klein tot zeer klein; hiermee komt het meest waarschijnlijke type lek eens in de honderd jaar voor. Succesvolle operatie over 15 jaar is een te korte periode om de risico's te evalueren. Op basis hiervan is het bovendien zeker niet valide om middels inductie te concluderen dat het veilig is om CCS op grote schaal uit te rollen.

[8] O.b.v. CBS
[9] De Gemeynt (2018): Routekaart CCS
[10] Global CCS Institute (2018): Large scale CCS Facilities
[11] IEA (2015): Storing $CO_2$ through Enhanced Oil Recovery

Verder is het belangrijk om te beseffen dat het niet waarnemen van een lek niet gelijk staat aan het aanwezig (kunnen) zijn van een lek. In het geval van het oudste project, het Noorse Sleipner veld, heeft men 15 jaar na start injectie ontdekt dat hoewel men veel gegevens heeft over het opslagreservoir zelf, de lagen daarboven en omheen potentiële ontsnappingsroutes bieden[12]. Onderzoekers menen dat het zeer waarschijnlijk is dat er $CO_2$ zal verdwijnen.

Van deze vier projecten is de grootste injectiviteit 1 MT per jaar. Er zijn twee projecten na 2015 gestart; de andere zijn meer dan tien jaar oud. We zullen nu één van de recentere voorbeelden in detail bespreken.

## Quest – Shell CCS-project

Het Quest CCS-project is in 2015 gestart en vangt op jaarbasis 1 Mt $CO_2$ van een stoom methaan reformer (die aardgas (hoofdzakelijk methaan, $CH_4$) splitst in $H_2$ en $CO_2$) af. Deze $CO_2$ wordt middels een pijpleiding getransporteerd en geïnjecteerd in een onshore zoutformatie. Het project heeft in twee jaar succesvol 2 Megaton $CO_2$ opgeslagen, zonder lekken waar te nemen. De kosten om 1 ton $CO_2$ af te vangen en op te slaan worden geschat op meer dan 97 €. Hierbij wordt uitgegaan van PSA afvang met elektriciteitsvraag van 310 kWh/t $CO_2$, $CO_2$ intensiteit van de stroom van 0.490 kg $CO_2$ /kWh en $/€ koers van 1.18. De overheden dragen 865 miljoen dollar bij, ruim 60% van de totale kosten, dus effectief ongeveer 60 €/ton. Een deel van deze informatie wordt ook weergegeven in de tabel hiernaast.

| **Quest - Shell Canada (2015)** [13] | |
|---|---|
| Bron | Stoom methaan reformer |
| Afvang | Pre-combustion |
| Transport | 64 km pijpleiding |
| Opslag | Onshore zoutformatie |
| Capaciteit | 1 Mt/j |
| Levensduur | <15 jaar (schatting) |
| Investering | 811 M$ |
| OPEX | 41 M$/j |
| Kosten | >97 €/t $CO_2$ |

Als we in Nederland een dergelijke case zouden willen maken, zullen de kosten waarschijnlijk hoger uitkomen vanwege opslag onder de zeebodem (wat in de regel duurder is) en een langere pijpleiding. Anderzijds kunnen de kosten lager uitvallen als het project een langere levensduur heeft. Het moet echter benadrukt worden dat kosten echter zeer site specifiek zijn (zowel qua bron als qua opslag). Een ander mogelijk verschil is dat het opslagreservoir hier een zoutformatie is, terwijl dat in Nederland ook een gasveld zou kunnen zijn.

# De mogelijke impact van $CO_2$ lekken uit geologische opslag

Diverse studies hebben een poging gedaan te kwantificeren hoeveel $CO_2$ kan lekken uit een geologisch reservoir. Er is weinig ervaring met geologische opslag, en daarmee berusten de meeste getallen (in)direct op expert judgement en statistische modellen die niet of weinig afgestemd zijn op de werkelijkheid.

[12] Nature (2013): Seabed scars raise questions over carbon-storage plan
[13] MIT (2016): Quest Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project. The Carbon Capture and Sequestration Technologies Program.

In een Monte Carlo simulatie komt men uit op een 50% kans dat cumulatief 4% van de $CO_2$ lekt uit een goed-gereguleerd offshore reservoir over een periode van 10,000 jaar[14]. Voor onshore en slecht-gereguleerde opslag ligt het lekpercentage tot 27% over eenzelfde periode. In een ander rapport worden diverse type lekken besproken, waarbij het grootste gelijk staat aan een verlies van 5,000 ton $CO_2$ per dag, oftewel ruim 1.8 Mton op jaarbasis[15]. De kans hiervan is onbekend, de duur van het lek waarschijnlijk relatief kort (mits gedetecteerd). Een kwalitatieve riskmatrix (kans tegen impact) ontwikkeld door diverse onderzoekers en experts laat zien dat er elf mogelijke gebeurtenissen zijn met een impact van 4 op 5, waarop 5 het hoogste is; de grootste risico's zijn aanwezig tijdens de daadwerkelijke $CO_2$ injectie[16].

We weten dus niet goed wat we niet weten over langdurige geologische $CO_2$-opslag. We hoeven echter niet de exacte parameters te weten om enkele conclusies te trekken. Er zijn diverse ontsnappingsmogelijkheden van $CO_2$, die elk een eigen kans, leksnelheid en lekduur hebben. De uiteindelijke impact (totale hoeveelheid gelekte $CO_2$) is de som van het product van de opslagduur (in jaar), kans (terugkeerperiode, in 1/jaar), leksnelheid (in Mton $CO_2$/jaar) en lekduur (in jaar) voor elke ontsnappingsmogelijkheid. In het algemeen kunnen we dan de volgende formule opstellen om de hoeveelheid gelekte $CO_2$ te benaderen:

$$Hoeveelheid\ gelekte\ CO_2 \approx \sum_{i=1}^{n} kans\ op\ lek_i * leksnelheid_i * lekduur_i * opslagduur$$

waarbij de sommatie tot het aantal type lekken $n$ gaat. Deze formule laat helder zien wat er gebeurt bij $CO_2$ opslag. De opslagduur is oneindig. Omdat dat vermenigvuldigd wordt met de kans op lek, leksnelheid en lekduur, zal uiteindelijk alle $CO_2$ verdwijnen tenzij minstens één van deze drie parameters 0 is. Dat is het geval bij minerale carbonatie, maar niet bij geologische opslag. Daarmee zal uiteindelijk (op termijn) alle $CO_2$ ontsnappen uit een geologisch reservoir. Met andere argumenten wordt ook in een wetenschappelijk artikel geconcludeerd dat 0 de enige acceptabele parameter is[17]. Zelfs al is er volgens het andere eerder genoemde artikel een 50% kans dat 4% van de $CO_2$ over 10,000 jaar lekt, dan betekent dit ook (bij eenzelfde mediaan) dat er na een miljoen jaar 98.3% van de $CO_2$ gelekt is. Als $CO_2$ lekt en de zee bereikt, lost het op in water, vormt het koolzuur en verhoogt het daarmee de zuurtegraad (pH) van de zee. Hierdoor zullen lokale en aangrenzende ecosystemen verstoord worden en organismen in de nabijheid van het lek sterven[18] [19].

Hoe kunnen we dan de impact van lekken minimaliseren? Monitoring lijkt hierbij essentieel, zowel om te identificeren waar mogelijk lekken kunnen ontstaan als om actieve lekken te detecteren.

---

[14] J. Alcalde et al. (2018): Quantifying geological $CO_2$ storage security to deliver on climate mitigation. Nature Communications
[15] DECC (2012): $CO_2$ Storage Liabilities in the North Sea. An Assessment of Risks and Financial Consequences.
[16] K. Edlmann (2017): Risk Assessment in Geological Storage of $CO_2$
[17] M. Ha-Duong and R. Loisel (2009): Zero is the only acceptable leakage ate for geologically stored $CO_2$: an editorial comment. Climatic Change 93, 311-317.
[18] Nature (2013): Seabed scars raise questions over carbon-storage plan
[19] IRGC (2008): Regulation of Carbon Capture Storage

Er zijn verschillende monitoring technieken en deze zijn zeer site-specifiek[20]. Hetzelfde geldt voor de kosten hiervan. De monitoring zal tijdens operatie vergaander en duurder zijn dan na sluiting van het reservoir. De monitoringskosten voor het Sleipner veld in Noorwegen (het eerste grootschalige dedicated geological storage in de wereld) zijn minimaal 8 M€ per jaar tijdens injectie[21]. De monitoringskosten nadat injectie gestopt is zullen lager zijn; dit zijn de asymptotische (d.w.z. in de lange termijn uiteindelijke) monitoringskosten. We kunnen voor deze kosten de volgende formule opstellen:

$$Monitoringkosten \approx Asymptotische\ jaarlijkse\ monitoringkosten * Monitorduur$$

De monitorduur is in principe zo lang als de opslagduur. En aangezien de opslagduur oneindig is, zijn op de lange termijn enkel jaarlijkse monitoringkosten van 0 €/jaar acceptabel. Dat lijkt echter onmogelijk. Als de asymptotische jaarlijkse monitoringskosten 6 M€ per jaar bedragen en de monitorduur 10,000 jaar is, zijn de totale monitoringskosten 60 Miljard € (in 2018€'s). Als er 400 Megaton $CO_2$ opgeslagen wordt in het veld, voegt 10,000 jaar aan monitoring effectief 150 €/t $CO_2$ toe aan de CCS kosten.

## Werkelijke kosten CCS met geologische opslag

Het voorgaande over lekken en monitoring laat zien dat er nog bepaalde kosten zijn die doorgaans niet meegenomen worden voor CCS. Stel we nemen de 97 €/ton $CO_2$ van de Quest in Canada als een baseline. Dit zijn de kosten om netto 1 ton $CO_2$ af te vangen, te transporteren en onder de grond op te slaan.

Hier komen echter nog monitoring kosten bij op. Deze kosten worden weliswaar niet over de periode van uitvoer betaald, maar vormen uiteindelijk wel onderdeel van de rekening van CCS. Deze kosten kunnen echter zo hoog zijn, dat CCS met monitoring mogelijk op financiële gronden afgeschreven kan worden als optie om de $CO_2$-uitstoot te beperken. Zelfs al zijn de jaarlijkse monitoringkosten enkele centen per ton $CO_2$, dan voegt dit over duizend jaar nog steeds tientallen €/ton $CO_2$ toe, en over een miljoen jaar tientallen duizenden €/ton $CO_2$ – in principe genoeg om andere opties gunstiger te laten uitkomen. Ook nemen we hierbij nog niet de kosten mee die gemaakt moeten worden, indien er een lek gevonden wordt en dit verholpen moet worden. Bovendien is het onduidelijk hoeveel $CO_2$ dan alsnog zal lekken.

Monitoring uitsluiten om de werkelijke kosten te drukken, lijkt financieel een interessante optie. Hierdoor blijven de baseline kosten de 97 €/ton $CO_2$ die we als referentie genomen hebben en worden er dus geen additionele kosten gemaakt. Het probleem is echter dat als er wel een lek ontstaat en er geen monitoring plaatsvindt, dit lek niet gedicht wordt en de $CO_2$ besparing gereduceerd wordt. Uiteindelijk betekent dit (op de lange termijn) dat het vrijwel onvermijdbaar is dat de meeste $CO_2$ zal ontsnappen, zodat de effectieve vermijdingskosten fors stijgen – immers is er minder bespaard. Als uiteindelijk 90% van de opgeslagen $CO_2$ ontsnapt, dan zijn de werkelijke $CO_2$ vermijdingskosten niet 97 €/t $CO_2$, maar het tienvoudige, 970 €/t $CO_2$.

[20] IEAGHG (2015): Review of Offshore Monitoring for CCS Projects
[21] Afgeleid uit IEAGHG (2015): Review of Offshore Monitoring for CCS Projects

De crux laat zich helder samenvatten: past men monitoring toe over de zeer lange opslagduur in een poging om permanente $CO_2$ opslag te garanderen, dan worden de kosten voor CCS uiteindelijk zeer hoog; laat men monitoring zitten, dan is de $CO_2$ besparing uiteindelijk zeer klein – in beide gevallen is CCS kosten ineffectief in vergelijking met andere emissiereductie maatregelen.

Uiteraard zijn er tussenwegen en oplossingen voor dit relatief naïeve en extreme scenario te bedenken. Een mogelijke richting is om CCS op te slaan voor een relatief korte periode (e.g. honderd jaar) en het vervolgens op een veilige en dan inmiddels goedkopere wijze op te slaan, bijvoorbeeld als vaste stof ontsloten in carbonaten. Dit voegt kosten toe aan het totaalplaatje (de transport- en opslagkosten komen immers tweemaal voor), maar het is waarschijnlijk goedkoper en veiliger dan lange termijn monitoring.

Het lijkt daarom van belang dat partijen die CCS willen implementeren hierover nadenken en heldere afspraken maken over de verantwoordelijken en financiële bijdrages aan de issues en oplossingen van post-injection CCS.

## Alternatieven

Zoals eerder vermeld, zijn er andere oplossingsrichtingen om de $CO_2$-uitstoot te beperken. Binnen de industrie zelf zijn er ook initiatieven en ideeën ontstaan om dit te doen. Vaak betreft dit ofwel elektrificatie, ofwel Carbon Capture and Utilisation (CCU), waarbij afgevangen $CO_2$ in een product vastgelegd wordt. De $CO_2$ besparing bij CCU is afhankelijk van het product: deze besparing is beperkt als het product een brandstof is, maar groter als het product een vaste, recyclebare stof die niet uiteindelijk verbrand wordt, is. Een integrale doorrekening van enkele van deze opties voor het Institute of Sustainable Process Technologie (ISPT) in samenwerking met de industrie laat zien dat zij onder referentieomstandigheden in 2030 lagere $CO_2$ vermijdingskosten hebben dan CCS[22].

De voorgestelde opties hebben daarnaast de potentie een reductie van tientallen megatonnen $CO_2$ te bewerkstelligen. Opwaardering van restwarmte kan potentieel ruim 10 Mton $CO_2$ op jaarbasis besparen; productie van waterstof middels elektrolyse met hernieuwbare elektriciteit zo'n 7 Mton per jaar bij de huidige waterstofvraag; recycling van staalgassen om basischemicaliën en/of plastics te maken diverse megatonnen; vergassing van afval om basischemicaliën en/of plastics te maken ook diverse megatonnen.

Tot slot passen deze opties in een eindbeeld van een klimaat-neutraal Nederland. De basischemicaliën en/of plastics die uit staalgassen of afval gemaakt worden, worden niet verbrand en daarmee blijft de $CO_2$ vastgelegd. Voor de elektrificatie opties is er helemaal geen sprake van directe $CO_2$-uitstoot. Hierdoor kunnen al deze opties meteen de eindoplossing voor een bepaalde toepassing zijn, terwijl CCS dat niet kan.

Er zijn dus alternatieven die een vergelijkbare impact hebben, wel in een eindscenario passen, en onder standaardomstandigheden in 2030 voor lagere kosten $CO_2$ besparen.

[22] Kalavasta (2018): Integral Comparison Industrial $CO_2$ Reduction Options.

# Wat te doen, als we CCS willen inzetten?

Uit deze notitie is duidelijk geworden dat er diverse vormen van CCS zijn, die elk hun eigen voordelen en nadelen hebben en dat sommige nadelen significant zijn in termen van kosten en/of risico's voor het klimaat. Als partijen CCS willen inzetten, stellen wij per onderwerp de volgende aanbevelingen en overwegingen voor:

**Afvang**

- Zoek uit wat voor de betreffende $CO_2$ –bron en proces de beste afvangmethode is, die voor acceptabele kosten een zeer pure stroom $CO_2$ oplevert, zonder schadelijke stoffen te produceren

**Transport**

- Als geologische opslag onder de zeebodem het doel is, zoek uit in welke mate bestaande leidingen onder de Noordzee hergebruikt kunnen worden om $CO_2$ te transporteren

**Opslag**

- Kies voor een veilige injectiviteit per site (historisch <1 Mt/j), daar risico's bij injectie het grootst zijn
- Stimuleer onderzoek dat minerale carbonatie sneller, efficiënter en goedkoper maakt, alsook onderzoek naar andere opslagmethodes en winning van de benodigde mineralen
- Monitor niet alleen het opslagreservoir zelf, maar ook zeebodem, subseabed en omliggende formaties en de transportleidingen
- Onderzoek hoe monitoringskosten verlaagd kunnen worden, zonder ten koste te gaan van effectiviteit
- Onderzoek op de langere termijn of het beter is de geologisch opgesloten $CO_2$ op een andere, veiligere wijze op te slaan (zoals middels minerale carbonatie). Dit voegt uiteraard extra kosten toe, maar de monitoringskosten en kans op lekken verdwijnen, waardoor het uiteindelijk zowel goedkoper als veiliger is dan $CO_2$ onder de bodem laten

**Governance**

- Maak concrete afspraken over het eigenaarschap van de diverse onderdelen in de CCS keten: afvanginstallatie (+ compressie), transportleiding en opslag
- Bespreek de verantwoordelijkheden voor opslag en leg deze vast, inclusief met betrekking tot het monitoren en verhelpen van lekken
- Leg ook vast hoe de diverse partijen financieel bijdragen aan monitoring en het verhelpen van lekken, met inachtname van de lange termijn waarop dit zal gebeuren
- Neem hierin ook mee dat het op termijn interessanter kan zijn de $CO_2$ op een andere wijze op te slaan

**Alternatieven**

- Overweeg op integrale wijze en met backcasting (e.g. stroommix toekomst en lange termijn monitoring) welke oplossingsrichting het beste $CO_2$-reductie voor het betreffende proces kan bewerkstelligen
- Maak, indien er geen betere alternatieven dan CCS gevonden worden in de periode tot 2030, een $CO_2$-neutraal eindbeeld voor 2050 voor het proces waarop CCS toegepast wordt, voordat CCS toegepast wordt, daar het een tijdelijke oplossing is