



# Verkenning van de marktordening voor *Carbon Capture and Storage (CCS)*

Een onderzoek op verzoek van het  
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat



Machiel Mulder

Centre for Energy Business and Economics Research

Policy Papers | no. 14 | maart 2024



**Verkenning van de marktordening**  
**VOOR**  
***Carbon Capture and Storage (CCS)***

**Een onderzoek op verzoek**  
**van het**  
**Ministerie van Economische Zaken en Klimaat**

Machiel Mulder

Mulder, M.,

Verkenning van de marktordening voor Carbon Capture and Storage (CCS); Een onderzoek op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, CEnBER Policy Papers 14 – Rijksuniversiteit Groningen – maart 2024

Keywords:

Klimaatbeleid, industrie, CCS, marktordening

Dit rapport is gebaseerd op onderzoek dat in de maanden november en december van 2023 is verricht op verzoek van en met financiële ondersteuning van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK). Het onderzoek bestond uit het raadplegen van publiek beschikbare informatie en het voeren van gesprekken met zowel betrokkenen uit diverse onderdelen in de CCS-keten als vakgenoten. De verantwoordelijkheid voor de inhoud van dit rapport ligt uiteraard volledig bij de auteur.

@Mulder

Centre for Energy Business and Economics Research; <http://www.rug.nl/ceer/>  
Department of Economics and Business, University of Groningen;  
<http://www.rug.nl/feb/> Nettelbosje 2, 9747 AE Groningen

## **Inhoud**

### **Management samenvatting**

#### **1. Inleiding**

- 1.1 Achtergrond en vraagstelling
- 1.2 Analytisch raamwerk
- 1.3 De CCS-keten en de CCS-markt
- 1.4 Ervaringen met marktordening in andere (netwerk)sectoren
- 1.5 Interviews met partijen in de CCS-markt

#### **2. CCS-markt in internationaal perspectief**

- 2.1 Inleiding
- 2.2 CCS-projecten
- 2.3 Potentie voor opslag
- 2.4 Kosten van CCS
- 2.5 Ordening van de markt voor CCS

#### **3. Huidige organisatie van de markt voor CCS in Nederland**

- 3.1 Algemeen
- 3.2 Vraag naar CO<sub>2</sub>-opslag
- 3.3 Aanbod van CO<sub>2</sub>-opslag
- 3.4 Intermediaire diensten
- 3.5 Huidige rol overheid bij markt voor CCS

#### **4. Analyse van de huidige ordening van de markt voor CCS in Nederland**

- 4.1 Inleiding
- 4.2 Overheidsdoelen als publieke belangen

- 4.3 Marktmacht
  - 4.3.1 Inleiding
  - 4.3.2 Keuzemogelijkheden bij CO<sub>2</sub>-uitstotende bedrijven
  - 4.3.3 Het aanbod van diensten voor het transport en de opslag van CO<sub>2</sub>
  - 4.3.4 Keuzemogelijkheden voor aanbieders van CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit
- 4.4 Externaliteiten
  - 4.4.1 Inleiding
  - 4.4.2 Negatieve externaliteiten
  - 4.4.3 Positieve externaliteiten
  - 4.4.4 Netwerkexternaliteiten
- 4.5 Informatieasymmetrie
  - 4.5.1 Inleiding
  - 4.5.2 Informatie-uitwisseling tussen CO<sub>2</sub>-opslagvragende bedrijven en *shippers*
  - 4.5.3 Informatie-uitwisseling tussen *shippers* en transporteurs
- 4.6 Hold-up
  - 4.6.1 Inleiding
  - 4.6.2 CO<sub>2</sub>-opslagvragende partijen
  - 4.6.3 Intermediaire partijen
  - 4.6.4 CO<sub>2</sub>-opslagaanbiedende partijen

## **5. Conclusies**

- 5.1 Hoofdvragen
- 5.2 Ondersteunende vragen

## **Literatuur**

**Bijlage 1: Gesprekspartners interviews**

**Bijlage 2: Beoordeling door *reviewers***

## **MANAGEMENT SAMENVATTING**

### **1. Op langere termijn is competitieve CCS-markt mogelijk**

Verwacht mag worden dat op termijn een goed functionerende CCS-markt zal bestaan. Het potentieel aan opslaglocaties in Europa is groot, de schaalvoordelen bij het transport zijn niet dusdanig groot dat er geen concurrerende infrastructuur kan ontstaan, mede omdat de vraag naar CCS omvangrijk zal zijn als gevolg van het internationale klimaatbeleid. Doordat de technieken voor het transport per schip zich verder zullen ontwikkelen, zullen voor zowel CO<sub>2</sub>-opslagvragende als CO<sub>2</sub>-opslagbiedende bedrijven meerdere keuzeopties mogelijk worden. Sinds enkele jaren is al een sterke toename zichtbaar in het aantal projecten voor de afvang, het transport en de opslag van CO<sub>2</sub>, met daarbij in alle onderdelen van de keten een groei in het aantal betrokken partijen.

### **2. Ordening van CCS-markt op lange termijn vraagt geen specifieke regulering**

In de op termijn ontstane CCS-markt is specifieke overheidsinterventie, in aanvulling op wat nu al in de Mijnbouwwet is opgenomen, niet nodig, zoals in de vorm van publiek eigenaarschap, onafhankelijke beheerders van infrastructuur of tariefregulering. In een goed functionerende markt kunnen commerciële marktpartijen zorgen voor de benodigde investeringen en de risico's daarvoor afdoende afdekken, zodat publieke investeringen geen toegevoegde waarde hebben, terwijl ze wel tot gevolg zouden hebben dat de overheid marktrisico's zou lopen. In zo'n markt zou het bovendien averechts werken om tarieven te reguleren, omdat de prijzen juist vrij moeten kunnen bewegen om zodoende alle marktpartijen te kunnen informeren over de actuele marktsituatie rondom kosten en

schaarste. Het aanwijzen van een publieke beheerder zou eveneens averechts werken, omdat deze dan een sterkere marktpositie zou krijgen dan andere marktpartijen die dezelfde dienst willen leveren. Publieke beheerders hebben alleen een toegevoegde waarde wanneer concurrentie niet mogelijk is.

### **3. Op korte termijn wordt werking CCS-markt belemmerd**

Op dit moment bestaat zo'n CCS-markt echter nog niet. Emittenten van CO<sub>2</sub> in Nederland hebben op korte termijn weinig mogelijkheden om hun emissies sterk te reduceren, en zijn daarom aangewezen op CCS, waarbij Aramis vooralsnog de enige realistische optie is om hun afgevangen CO<sub>2</sub> te laten transporteren en opslaan. Aramis is de naam voor de aan te leggen infrastructuur voor grootschalige opslag van CO<sub>2</sub> in lege gasvelden onder de Noordzee. In het transport per pijpleiding bestaan significante schaafeffecten, die in het Aramis project met een beoogde capaciteit van 22 Mt/jr. voor een belangrijk deel kunnen worden gerealiseerd wanneer de benutting maximaal is. Deze capaciteit is bovendien ongeveer gelijk aan de totale beoogde emissiereductie door de Nederlandse industrie per 2030, wat betekent dat het niet efficiënt is om nu een concurrerende transportleiding naast Aramis aan te leggen voor opslagvelden in Nederland. Daarbij komt dat emittenten (nog) geen gebruik kunnen maken van de SDE++ subsidieregeling voor opslag buiten Nederland.

### **4. Op korte termijn toezicht nodig op tarieven en voorwaarden toegang CO<sub>2</sub> infrastructuur**

Vanwege het ontbreken van alternatieven hebben zowel emittenten in Nederland als opslagbedrijven geen sterke marktpositie. Tussen de laatsten (*shippers* genaamd) bestaan ongelijke posities omdat sommigen (Shell en TotalEnergies) ook aandeelhouder zijn van Aramis. Er bestaat de kans dat



deze *shippers* over meer informatie beschikken dan de andere partijen over de werkelijke kosten en mogelijk hebben ze ook invloed op de vaststelling van de tarieven en voorwaarden voor toegang. Het risico bestaat hier dat deze bedrijven het andere partijen op de markt voor CCS moeilijker maken. Om dit te voorkomen is markttoezicht nodig, in ieder geval tijdelijk totdat de markt voor CCS een competitieve (internationale) markt is geworden. Om ex ante toezicht mogelijk te maken moeten er wellicht nieuwe wettelijke taken komen voor ACM (tarieven) en SodM (voorwaarden toegang) en dus een wetsoepassing, waarvoor enige doorlooptijd nodig is en waarmee dus zo snel mogelijk begonnen zou moeten worden.

#### **5. Periodieke monitoring van hoe de markt zich ontwikkelt**

Het is op voorhand niet te zeggen hoe snel en in welke mate de CCS-markt zich de komende jaren zal ontwikkelen tot een competitieve markt. Het is daarom verstandig om de markt periodiek te monitoren aan de hand van een aantal criteria voor marktwerking, zoals die ook in dit rapport zijn gebruikt. Het gaat daarbij om de markttuitkomsten (prijzen versus kosten, kwaliteit van de service, en investeringen in transport en opslag), het aantal partijen dat in de verschillende onderdelen van de CCS keten actief is en hoe competitief zij zich gedragen. Wanneer de markt voldoende competitief is geworden, kan het tarieventoezicht worden afgebouwd.

#### **6. Vergroten keuzemogelijkheden emittenten door SDE++ uit te breiden naar het buitenland**

De concurrentie tussen transport- en opslaginfrastructuren komt op gang wanneer emittenten kunnen kiezen voor opslag buiten Nederland. Op dit moment hebben veel emittenten die keuzeruimte echter niet omdat ze dan geen gebruik kunnen maken van de SDE++ subsidie. Door deze subsidieregeling ook open te stellen voor opslag in het buitenland neemt de

keuzevrijheid en daarmee de concurrentie toe. Het is daarvoor nog wel nodig dat er overeenstemming wordt bereikt met landen buiten de Europese Economische Ruimte over de juridische basis voor CO<sub>2</sub>-export en dan met name met het Verenigd Koninkrijk, waar zich een grote opslagruimte in Europa bevindt met opslagprojecten in een ver gevorderd stadium van ontwikkeling.

### **7. Alternatieve transportmethoden worden geholpen wanneer EBN zich alleen op opslag richt**

De concurrentie tussen transport- en opslaginfrastructuren wordt geholpen wanneer partijen die opslag willen aanbieden kunnen kiezen uit alternatieve transportmogelijkheden. Voor de toekomst is voorzien dat EBN een belangrijke rol gaat spelen bij alle opslag, terwijl deze organisatie nu een van de aandeelhouders is in Aramis, wat kan leiden tot meerdere belangen en maatschappelijk suboptimale besluitvorming. Het is daarom te overwegen om EBN te dwingen alle transportmodaliteiten op dezelfde wijze te faciliteren, of om EBN geen toestemming te geven om ook mee te doen aan de FID-fase van Aramis, zodat het bedrijf zich wat betreft CCS volledig kan richten op het opslagdeel.

### **8. Vollooprisico Aramis is al grotendeels gesocialiseerd via de SDE++**

Het vollooprisico bij Aramis is nu grotendeels gesocialiseerd, in die zin dat bij de SDE++ subsidie wordt uitgegaan van een benutting van 7,5 Mt/jr., terwijl de transportcapaciteit 22 Mt/jr. is. De vaste kosten van het project worden hierdoor over een kleiner volume uitgesmeerd, wat tot hogere tarieven leidt, maar deze hogere tarieven zijn gebruikt bij de vaststelling van het maximale subsidiebedrag. In tegenstelling tot wat vaak wordt gesteld, is het vollooprisico dus wel al grotendeels door de overheid weggenomen.

## **9. Kostenrisico Aramis kan overheid bij emittenten en Aramis wegnemen**

De totale kosten van het project zijn echter nog heel onzeker, en deze onzekerheid wordt bij de emitters neergelegd. Bij de SDE++ regeling wordt namelijk uitgegaan van een p50 schatting voor wat betreft de kosten. Mochten de kosten later (na ontvangst van de SDE++ beschikking) hoger uitkomen, dan kan Aramis de transporttarieven verhogen, maar het maximale SDE++-subsidiebedrag staat dan al vast. Om deze belemmering weg te nemen kan de overheid ervoor kiezen om dit risico (deels) over te nemen. Het is ook denkbaar dat de investeerders of de emittenten dit risico in de markt verzekeren, maar aangezien de investering in de CCS-infrastructuur diverse innovatieve elementen bevat, zal verzekeren via de markt wellicht niet eenvoudig zijn. Daarom ligt een garantieregeling vanuit de overheid meer voor de hand, teneinde de investering te bespoedigen, waarbij de investeerders uiteraard wel geprikkeld blijven om efficiënt te werken.

## 1. INLEIDING

### 1.1 Achtergrond en vraagstelling

Als onderdeel van het Nederlandse beleid om de emissies van broeikasgassen omlaag te brengen, wordt het door de overheid mogelijk gemaakt dat bedrijven hun CO<sub>2</sub> kunnen opvangen en opslaan. Dit nationale beleid is ingebed in het Europese beleid zoals dat is geformuleerd in de CCS-richtlijn. Dit beleid, dat grotendeels geïmplementeerd is in de Mijnbouwwet, heeft met name betrekking op de voorwaarden voor het realiseren van infrastructuur voor het transport en opslaan van CO<sub>2</sub>. Het gaat hierbij onder andere om vergunningen voor het aanleggen van die infrastructuur, de verplichting om toegang te verlenen aan derden (*Third Party Acces*, TPA) en weigeringsgronden daarvoor. De verdere invulling wordt aan de markt overgelaten, wat wil zeggen dat marktpartijen beslissen hoeveel en waarin geïnvesteerd wordt, dat zij met elkaar onderhandelen over de tarieven voor het gebruik van die infrastructuur en dat ze samen bepalen hoe de samenwerking in de keten wordt georganiseerd (EZK, oktober 2023).

Deze wijze van ordenen van de markt lijkt op hoe in de gasmarkt de toegang is geregeld tot onder meer gasopslagen en LNG-terminals. Dit betekent dat, net als in andere markten, de risico's van investeringen bij de marktpartijen liggen. Het betreft hier zowel de risico's ten aanzien van het rendement van investeringen in transport- en opslaginfrastructuur voor de investeerders als de risico's voor het (tegen redelijke tarieven) beschikbaar komen van die infrastructuur voor de emittenten en de risico's van investeringen door deze emittenten in installaties voor de afvang van CO<sub>2</sub>. De vraag is nu of deze marktordening adequaat is om op korte termijn de markt voor CCS van de grond te tillen en zo bij te dragen aan de reductie

van de CO<sub>2</sub>-emissies in Nederland. Bij marktordening gaat het om de verdeling van verantwoordelijkheden en risico's tussen privaat en publiek en tussen marktpartijen onderling. Bij de afweging privaat/publiek gaat het er onder andere om in welke mate investeringsrisico's privaat worden gedragen of worden gesocialiseerd, dat wil zeggen door de maatschappij als geheel gedragen. Tussen marktpartijen gaat het onder andere om de voorwaarden waaronder zij met elkaar transacties kunnen sluiten, zoals bijvoorbeeld bij het gebruik van een netwerk en in welke mate dat door de overheid gereguleerd wordt. Specifiek is door het Ministerie van EZK gevraagd om antwoorden op de volgende hoofdvragen:

- a) In welke mate past de huidige ordening van de CCS-markt bij de karakteristieken van deze markt, zowel in de huidige situatie als in de toekomst wanneer het gebruik van CCS beduidend groter zal zijn?
- b) In welke mate zullen, gegeven deze marktordening, bedrijven voldoende investeren in transport- en opslaginfrastructuur zodat de overheidsdoelen voor de CCS-markt zullen worden gerealiseerd?
- c) In welke mate worden andere publieke belangen geborgd?
- d) Als de realisatie van investeringen in infrastructuur niet voldoende van de grond komen of de andere publieke belangen niet voldoende worden geborgd, via welke ordeningsmaatregelen kan dat dan worden verbeterd? Het gaat daarbij onder andere om de regulering van de tarieven, de eigendomsstructuren en de mate van publieke participatie.

Daarnaast zijn een aantal ondersteunende vragen gesteld, te weten:

- e) Is het beleidsdoel van 12 Mt/jr. transport en opslag in 2030 haalbaar met deze marktordening?
- f) Welke marktkenmerken kent de markt voor CCS in Nederland en Europa?
- g) Biedt de marktordening voldoende zekerheden voor de afnemers?

- h) Wat zijn de baten, kosten en risico's van het huidige marktmodel, oftewel, wat zijn de *costs of inaction*?
- i) Welke aanvullende maatregelen kan de overheid nemen om tijdige beschikbaarheid van infrastructuur te borgen en onvolkomenheden in de markt weg te werken, waarbij gedacht kan worden aan: tariefregulering, eigendomsstructuur, en de rol van (semi-)publieke partijen?

Omdat de markt voor CCS nog in ontwikkeling is, is bovendien gevraagd om bij de beantwoording van deze vragen onderscheid te maken tussen de situatie van de huidige ontwikkelingsfase en de marktsituatie op de lange termijn.

De opbouw van deze notitie is als volgt. Eerst wordt in de rest van dit hoofdstuk het analytische raamwerk kort besproken, waarbij ook een relatie wordt gelegd met de opbouw van de CCS-keten en CCS-markt en wordt ingegaan op ervaringen met marktordening in andere sectoren. Daarna wordt ingegaan op de economische factoren achter de markt voor CCS in internationaal perspectief, waarbij ook aandacht wordt besteed aan hoe de markt in een aantal andere landen is geordend (hoofdstuk 2). Nadat eerst de huidige organisatie van de markt voor CCS in Nederland is beschreven (hoofdstuk 3), volgt de analyse van die markt op basis van het in hoofdstuk 2 beschreven analytische raamwerk (hoofdstuk 4). Tot slot worden de conclusies en aanbevelingen geformuleerd (hoofdstuk 5).

### *1.2 Analytisch raamwerk*

Om de vraag naar de meest geschikte marktordening te bepalen is het in de economie gebruikelijk uit te gaan van het micro-economische raamwerk rondom perfect werkende markten en marktfalen (Van Damme en Schinkel, 2009). Wanneer markten perfect werken, dan is er geen rol voor de overheid weggelegd om de efficiëntie van de markt te bevorderen. In zo'n

situatie kunnen private partijen zelf het beste met elkaar regelen welke contracten ze met elkaar willen sluiten. Elke interventie door de overheid leidt dan tot verstoring van de markt, waardoor de totale welvaart lager uitkomt dan zonder die interventie. Overheidsingrijpen is alleen gewenst wanneer de uitkomsten van marktprocessen maatschappelijk ongewenst zijn. Het gaat dan met name om de verdelingseffecten. In de praktijk werken markten echter vaak niet of zelfs verre van perfect, zodat overheidsingrijpen wel kan bijdragen aan het verbeteren van de efficiëntie van het marktproces. Het gaat daarbij niet om tijdelijke gebreken in de marktwerking die door marktpartijen zelf kunnen worden opgelost, maar om fundamentele tekortkomingen die zonder overheidsinterventie niet zullen verdwijnen. Deze tekortkomingen worden marktfalens genoemd. In theorie worden de volgende marktfalens onderscheiden:

- **Marktmacht.** Dit is de situatie dat een of meerdere marktpartijen de uitkomsten van de transacties met andere marktpartijen kunnen beïnvloeden door zich strategisch te gedragen. Of dit zich voordoet hangt af van antwoorden op vragen als:
  - is er sprake van natuurlijke monopolie of juridische monopolie?
  - is er sprake van structurele machtspositie of grote kans op samenspanning?
  - in welke mate beschikken afnemers over substitutiemogelijkheden?
  - hoe eenvoudig is het voor potentiële concurrenten om tot de markt toe te treden?
- **Externaliteiten.** Dit zijn effecten (kosten of baten) die door marktpartijen onvoldoende worden meegewogen bij het nemen van hun beslissingen. Er zijn verschillende typen externaliteiten:
  - negatieve: marktpartijen houden niet volledig rekening met alle kosten van hun keuzes, zoals bijvoorbeeld effecten op het milieu;

- positieve: marktpartijen houden niet volledig rekening met alle baten van hun keuzes, zoals bijvoorbeeld effecten op kennisontwikkeling of effecten van publieke goederen;
- netwerk: het aangesloten zijn op een bepaald netwerk geeft voordelen, omdat er daardoor meer transacties mogelijk zijn.
- **Informatie-asymmetrie.** Dit heeft betrekking op ongelijke toegang tot informatie voor de verschillende marktpartijen. Als gevolg daarvan kan er sprake zijn van *adverse selection* (wat wil zeggen dat betere, maar relatief dure producten op de markt verdrongen worden door minder goede en goedkopere) of *moral hazard* (wat wil zeggen dat marktpartijen meer risico nemen dan wat optimaal zou zijn).
- **Hold-up.** Als dit zich voordoet is een marktpartij huiverig is om zich te committeren (bijvoorbeeld door het doen van investeringen) omdat de onderhandelingspositie daarna veel zwakker is, waardoor het rendement van die beslissing onzeker is.

Het bestaan van marktfalens wil overigens niet zeggen dat elke overheidsmaatregel gericht op het oplossen van die marktfalens economisch gezien verstandig is, omdat de kosten van die maatregelen groter kunnen zijn dan de maatschappelijke baten van het effect op de marktwerking. Het gaat dus niet alleen om het bepalen van het bestaan van marktfalens, maar ook om te onderzoeken of een interventie door de overheid per saldo tot een hogere welvaart leidt.

Ook als marktfalens niet voorkomen of adequaat zijn geadresseerd, dan nog kan een markt niet de uitkomsten opleveren die beleidsmatig gewenst zijn. Het gaat daarbij sowieso om verdelingseffecten, omdat er doorgaans vele efficiënte marktuitskomsten mogelijk zijn, maar met verschillende verdelingseffecten. Overheden kunnen een voorkeur hebben voor bepaalde verdeling van de marktuitskomsten en op basis daarvan het marktproces (enigszins) bijsturen (bijvoorbeeld door het plafonneren van prijzen) of



resultaten herverdelen (bijvoorbeeld door het (extra) belasting van winsten). Bij het toezicht op een markt kan de overheid bijvoorbeeld een hoger gewicht toekennen aan het consumentensurplus dan aan het surplus dat producenten toekomt.

Daarnaast kan de overheid zich ook specifieke doelen ten aanzien van de marktuitskomsten hebben gesteld, zoals bijvoorbeeld over werkgelegenheidseffecten of behoud van nationale industrie. In economische zin is het discussieerbaar of die andere doelen publieke belangen kunnen worden genoemd, omdat de overheid ook doelen kan nastreven die niet efficiënt zijn en dus tot verstoring van de marktuitskomsten leiden. Economen zijn daarom niet zo geneigd om elk doel dat de overheid zich stelt als een publiek belang te zien, omdat de publieke belangen gedefinieerd zouden moeten in termen van marktfalens en verdelingseffecten (zie bijv. Teulings etc., 2003). In andere literatuur echter worden publieke belangen breder opgevat en wordt het bijvoorbeeld gedefinieerd als alles waar de overheid zich over ontfermt (zie bijv. WRR, 2012).

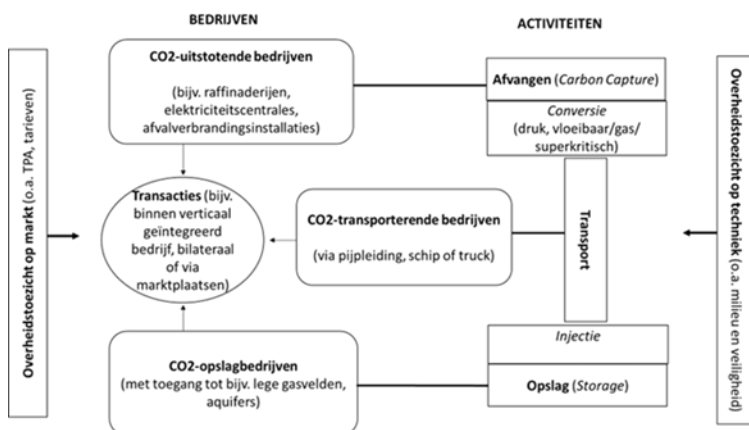
Omdat het voor deze notitie te ver gaat om dieper op het begrip publieke belangen in te gaan, wordt gekozen voor de laatstgenoemde benadering. Dit wil zeggen dat in deze notitie de publieke belangen bij de ordening van CCS worden gedefinieerd op basis van wat de overheid daar zelf over zegt. Het is in dit kader wel van belang onderscheid te maken tussen het benoemen van iets als een publiek belang en het beantwoorden van de vraag of de overheid al dan niet bij het borgen daarvan een bepaalde taak heeft.

### *1.3 De CCS-keten en de CCS-markt*

De keten voor CCS bestaat grofweg uit drie hoofdactiviteiten: het afvangen, het transporteren en het opslaan (zie figuur 1.1). Diverse type CO<sub>2</sub>-uitstotende bedrijven staan voor de taak hun CO<sub>2</sub>-emissies omlaag te

brenge. Het afvangen, transporteren en opslaan van de CO<sub>2</sub> kan daarvoor een oplossing zijn. Deze bedrijven moeten daarvoor in zee met bedrijven (of onderdelen in het eigen bedrijf) die kunnen zorgen voor het opslaan en bedrijven die kunnen zorgen voor het transport. Deze bedrijven moeten met elkaar transacties sluiten om dit mogelijk te maken. Deze transacties kunnen allemaal binnen een onderneming plaatsvinden, in welk geval er sprake is van volledige verticale integratie. De verticale integratie kan ook alleen slaan op het transport en opslag. In dat geval biedt een transport-en-opslagbedrijf geïntegreerde diensten aan bedrijven die om opslag vragen. De transacties die zij dan sluiten kunnen bilaterale overeenkomsten zijn, maar het is ook denkbaar dat dit via tussenpersonen gebeurt. In beginsel zijn voor de organisatie van de keten allerlei vormen denkbaar. Welke vormen gangbaar (zullen) zijn, hangen van de zogenaamde *economies of scope* (d.w.z. voordelen van integratie van meerdere activiteiten in één bedrijf).

**Figuur 1.1 Schematische weergave van CCS keten met activiteiten, bedrijven, markt en overheid**



Het onderzoek naar de ordening van de markt richt zich op de condities waaronder die transacties tussen de verschillende partijen kunnen worden gesloten. In een perfect werkende markt is geen enkele speler in staat de marktuitskomsten (zoals de prijs) te beïnvloeden, houden alle spelers rekening met alle effecten die ze veroorzaken, hebben alle spelers toegang tot dezelfde informatie en zijn spelers in staat om zich voor lange termijn te committeren. Als aan van deze voorwaarden niet voldaan is, dan is er sprake van marktfalen, wat reden kan zijn voor specifieke overheidsmaatregelen.

#### *1.4 Ervaringen met marktordering in andere (netwerk)sectoren*

Bij het denken over de gewenste ordening van de markt voor CCS is het zinnig ook te kijken naar de ervaringen die in de afgelopen decennia zijn opgedaan met het ordenen van andere markten. De markten voor gas en elektriciteit bijvoorbeeld hebben zich in de loop der jaren ontwikkeld binnen reguleringskaders die door Europese en nationale overheden zijn geformuleerd. Belangrijke aspecten daarbij zijn de splitsing van het netbeheer van commerciële activiteiten in productie, handel en levering, de regulering van de activiteiten van netbeheerders (o.a. toegang, tarieven, kwaliteit dienstverlening, investeringen), de introductie van onafhankelijke nationale toezichhouders, de totstandkoming van marktplaatsen voor handel in de energiedragers, en internationale integratie van de energiemarkten.<sup>1</sup>

De splitsing van het beheer van de infrastructuur van andere activiteiten in de keten is voor de ontwikkeling van een markt belangrijk wanneer die infrastructuur essentieel is voor alle marktpartijen, terwijl het niet efficiënt is om meerdere, met elkaar concurrerende infrastructuren te hebben. In dat

---

<sup>1</sup> Voor een uitvoeriger bespreking van de ordening van energiemarkten, zie Mulder (2023), [Regulation of Energy Markets: Economic Mechanisms and Policy Evaluation](#), Springer International Publishers, 2nd edition,

laatste geval is er sprake van een natuurlijk monopolie. Wanneer de beheerder van de monopolioïde infrastructuur ook actief zou zijn in andere delen van de keten zou deze de concurrentie kunnen belemmeren.<sup>2</sup> Dat kan gebeuren via het verkrijgen van voordelen uit de verticale integratie (zogenaamde economies of scope) die andere marktpartijen (zonder die infrastructuur) niet hebben. Er is dan geen *level playing field*, waardoor het verticaal geïntegreerde bedrijf ook in andere onderdelen van de keten een dominante positie kan verwerven. De beheerder van het monopolie kan daarnaast ook zelf de concurrentie actief belemmeren, door bijvoorbeeld andere marktpartijen niet te faciliteren bij het gebruiken van haar infrastructuur of deze tegen minder gunstige condities aan te bieden. Dit gedrag wordt market foreclosure genoemd. Door de beheerder van de monopolioïde infrastructuur te verbieden om actief te zijn in andere delen van de keten, worden deze risico's voor de concurrentie voorkomen. Doordat energiebedrijven in het verleden veelal verticaal geïntegreerd waren, was splitsing nodig om tot de onafhankelijke netbeheerders te komen.

De infrastructuur in een sector bestaat veelal uit verschillende onderdelen die elk een eigen kostenstructuur hebben, waardoor niet elk onderdeel een natuurlijk monopolie hoeft te hebben. Dit geldt bijvoorbeeld voor de gasmarkt, waar de transport- en distributie-infrastructuren worden gezien als natuurlijke monopolies, terwijl bij de opslag, terminals voor

---

<sup>2</sup> Of er sprake is van een natuurlijk monopolie hangt af van de situatie en dan met name de mate van het voorkomen van schaalvoordelen, de omvang van de vraag en de locaties van aanbod en vraag. De hoofdtransportleidingen voor aardgas in Europa vertrekken uit een beperkt aantal locaties (met name Noorwegen, Rusland en Nederland), terwijl in de VS er een groot aantal productielocaties zijn. Mede daardoor worden in Europa de beheerders van de gastransportinfrastructuren als natuurlijke monopolies beschouwd, terwijl die in de VS als concurrenten worden gezien. De situatie van CCS lijkt meer op die van de gasmarkt in de VS dan op die in Europa, omdat er vele locaties voor opslag zijn, net zoals er op veel verschillende plekken emitters zijn gevestigd.

vloeibaar gas, en de offshore pijplijninfrastructuur concurrerende bedrijven actief kunnen zijn. In het eerste geval is er daarom sprake van tamelijk intense sectorspecifieke regulering, zoals tariefregulering en splitsingsvereisten, terwijl in het tweede geval het reguleringstoezicht minder stringent is.

Voor het sectorspecifieke toezicht in de energiesector geldt dat het toezicht dient te gebeuren door toezichthouders die onafhankelijk zijn, niet alleen van de sector die ze reguleren, maar ook van de politiek. Dit toezicht is daarom ingebed in juridische reguleringskaders die voorschrijven waar het toezicht op moet letten en welke criteria daarbij moeten worden gebruikt. Bij het toezicht op de tarieven voor het gebruik van de transport- en distributie-infrastructuur bijvoorbeeld behelzen die criteria onder meer dat de tarieven kosten-gebaseerd moeten zijn, niet mogen leiden tot onredelijke winsten voor de beheerders en dat deze geprikkeld moeten worden om doelmatig te opereren.

De beheerders van de infrastructuur hebben onder andere als taak om allen die een aansluiting willen te faciliteren door capaciteit aan te bieden en te zorgen voor transport. Bij gas en elektriciteit speelt hierbij in het bijzonder het belang van het constant in balans houden van de netten. Tot de taken van de netbeheerders behoort ook het faciliteren van marktplaatsen, zodat marktpartijen onderling energie kunnen uitwisselen en contracten met elkaar kunnen afsluiten. Een onderdeel daarvan is het mogelijk maken van internationale uitwisseling van energie door het bevorderen van de capaciteit van grensoverschrijdend energietransport.

Al deze vormen van regulering van gas- en elektriciteitsnetten zijn ingevoerd vanwege het gegeven dat deze netten een natuurlijk monopolie vormen, essentieel zijn voor andere marktpartijen, terwijl het goed functioneren van deze netten als een semi-publiek goed wordt gezien. Het is immers niet goed mogelijk om afzonderlijke marktpartijen uit te sluiten

van het wel of niet goed functioneren van het net: als door een onderbreking in de toevoer van energie de netbalans verslechtert, kunnen alle partijen daar last van hebben, terwijl ook iedereen profiteert wanneer de balans is hersteld. Daarom is centraal beheer van het net nodig.

Dit centrale beheer van de netten voor gas en elektriciteit betekent overigens niet dat de beheerders voorop moeten lopen bij de ontwikkeling van de energievoorziening. Het is nadrukkelijk zo geregeld dat de netbeheerders faciliterend voor de netgebruikers moeten zijn, en daarbij goed moeten anticiperen op hun toekomstige behoeftes. Wanneer die behoeftes aan toekomstige netcapaciteit snel en sterk wijzigen, dan kan het gebeuren dat netbeheerders te laat zijn met de aanpassing van de netcapaciteit, zoals we momenteel zien in de elektriciteitssector. Om zulke problemen te voorkomen is het onder meer van belang dat de netbeheerders anderen (niet alleen marktpartijen, maar ook lokale overheden) goed informeren over (toekomstige) schaarste in het, terwijl de netbeheerders tijdig informatie behoeven over toekomstige plannen die het netgebruik beïnvloeden.

Bij het beoordelen van de marktordening voor CCS gaat het er dus ook om te kijken in hoeverre een of meerdere van bovenstaande karakteristieken van toepassing zijn. Als dat het geval is, kan sectorspecifiek toezicht of regulering verstandig zijn. Als geen van die karakteristieken in de markt voor CCS aan de orde zijn, dan kan volstaan worden met generiek mededingingstoezicht zoals ook in andere sectoren het geval is.

### *1.5 Interviews met partijen in CCS-markt*

Om inzichten uit de theorie, literatuur en andere landen te toetsen en om meer specifieke informatie te verkrijgen zijn interviews gehouden met vertegenwoordigers van diverse partijen die (direct of indirect) betrokken zijn bij de ontwikkeling van CCS-infrastructuur in Nederland (zie Bijlage 1

voor een overzicht). De diverse partijen spelen hierbij verschillende rollen en hebben daardoor ook verschillende belangen, wat van invloed kan zijn op de informatie die is gedeeld. Door met verschillende typen partijen te spreken en zoveel mogelijk de aldus verkregen informatie te toetsen aan openbare bronnen, is geprobeerd het risico van capture zoveel mogelijk te beperken. Daarnaast zijn enkele gesprekken gevoerd met twee externe *reviewers*, die daarna hun beoordeling van dit rapport hebben opgeschreven (zie Bijlage 2).

## **2. CCS MARKT IN INTERNATIONAL PERSPECTIEF**

### *2.1 Inleiding*

Sinds een aantal jaren komt er internationaal steeds meer aandacht voor CCS als een methode om de emissies van CO<sub>2</sub> te reduceren. Het aantal projecten voor het afvangen, transporteren en opslaan van CO<sub>2</sub> neemt daardoor sterk toe (zie paragraaf 2.2). De mogelijkheden voor deze projecten hangen samen met de potentie voor CO<sub>2</sub>-opslag (zie paragraaf 2.3). Met de ontwikkeling van projecten komt er steeds meer informatie beschikbaar over de kosten van de verschillende onderdelen van CCS (zie paragraaf 2.4). Gelijk met de ontwikkeling van CCS-activiteiten is het overheidsbeleid daarvoor in ontwikkeling (zie paragraaf 2.5). Het doel van dit hoofdstuk is om een indruk te geven van de CCS-markt in internationaal perspectief, zonder daarbij volledig te willen zijn of lessen te willen trekken uit de internationale ervaringen. Deze beschrijving is wel nuttig voor de economische analyse in de volgende hoofdstukken.

### *2.2 CCS-projecten*

De keten voor CCS is nog sterk in ontwikkeling, wat ook betekent dat de markt voor CCS zich nog aan het ontwikkelen is. Wereldwijd is het aantal CCS-projecten in ontwikkeling sterk aan het toenemen. Dit geldt zowel voor het afvangen, het transport als de opslag. Het aantal projecten voor de afvang zijn wereldwijd in de afgelopen vijf jaar toegenomen van enkele tientallen tot ongeveer 400 (IAE, 2023). De in totaliteit geplande capaciteit voor zowel de afvang als de opslag van CO<sub>2</sub> in 2030 heeft een omvang van ongeveer 400 Mt/jr. Hoewel dit een grote stijging is ten opzichte van enkele jaren, is deze omvang bij lange na nog niet voldoende om te voldoen aan de



door het IEA berekende omvang in het Net-Zero Emissions (NZE) Scenario. Om aan mondiale klimaatdoelstellingen te kunnen voldoen, zal het aantal CCS-projecten dus nog sterk moeten toenemen.

De groei in het aantal CCS-projecten zal zich naar verwachting vooral voordoen in Noord-America en Europa. In Europa zien we al een sterke toename in projecten voor de opslag en het transport van CO<sub>2</sub> (zie Figuur 2.1). In verschillende Europese landen worden momenteel transport- en opslagprojecten ontwikkeld, zoals in België, Denemarken, Nederland en Noorwegen, terwijl er ook tussen landen transportinfrastructuur worden aangelegd. Voorbeelden daarvan zijn geplande pijpleidingen tussen België en Noorwegen en tussen Nederland en Duitsland.<sup>3</sup>

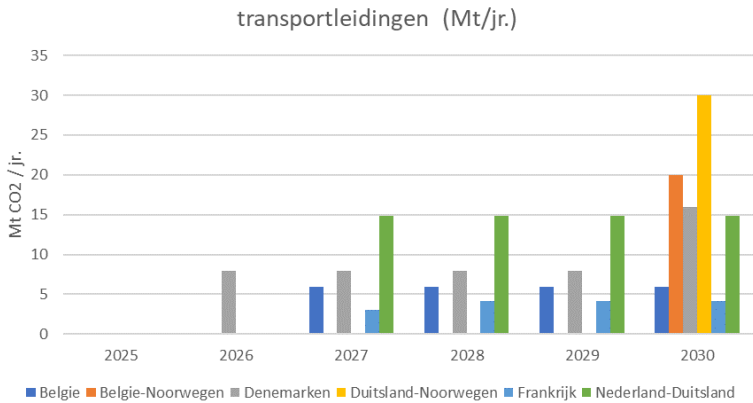
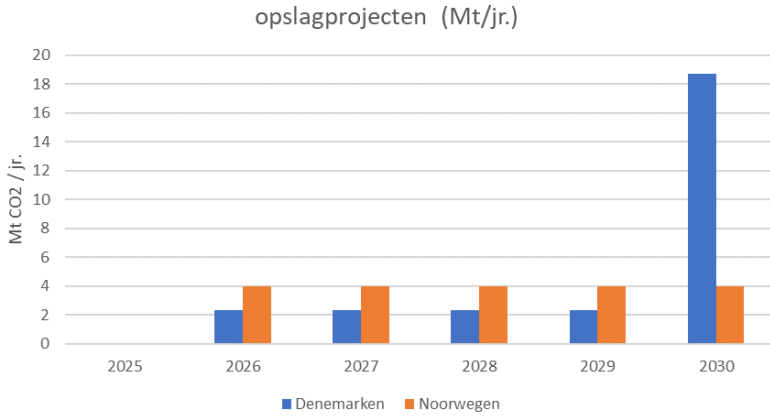
Behalve voor pijpleidinginfrastructuur zijn er ook diverse plannen om te investeren in transport per schip, bijvoorbeeld voor het transport vanuit diverse Europese landen naar Noorwegen. Ter illustratie hiervan: onlangs heeft Yara Nederland een overeenkomst gesloten met het opslagproject Northern Lights in Noorwegen voor de opslag van 0,8 Mton per jaar vanaf 2026. Deze CO<sub>2</sub> zal per schip vanuit Terneuzen naar een terminal in de buurt van de Noorse stad Bergen worden getransporteerd, waar vandaan het per pijpleiding van ca. 100 km. in een opslaglocatie onder de Noordzee wordt opgeslagen.<sup>4</sup>

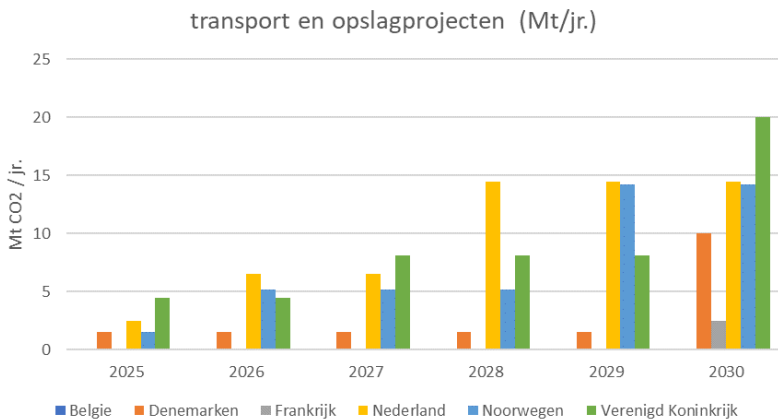
---

<sup>3</sup> Bij de interpretatie van de aangekondigde plannen voor omvangrijke investeringen in transportinfrastructuur past overigens wel de kanttekening dat niet uitgesloten kan worden dat sommige bedrijven daarbij strategisch opereren: door omvangrijke plannen aan te kondigen worden andere bedrijven mogelijk afgeschrikt ook een project te starten. Dit impliceert dat niet alle aangekondigde projecten ook daadwerkelijk gerealiseerd hoeven te worden, nog afgezien van technische, juridische en financiële knelpunten bij de realisatie.

<sup>4</sup> <https://nos.nl/artikel/2498667-zeeuwse-kunstmestfabriek-gaat-als-eerste-ter-wereld-co2-exporteren-om-klimaatredenen>

**Figuur 2.1 Geplande operationele capaciteit voor opslag, transport, en transport & opslag in aantal Europese landen, 2025 t/m 2030**





Bron: IEA, CCUS Projects Database 2023. Noot: het gaat hier alleen om capaciteit waarvan het jaar van in gebruik nemen al gepland is. De Aramis pijpleiding in Nederland bijvoorbeeld staat hier (nog) niet bij.

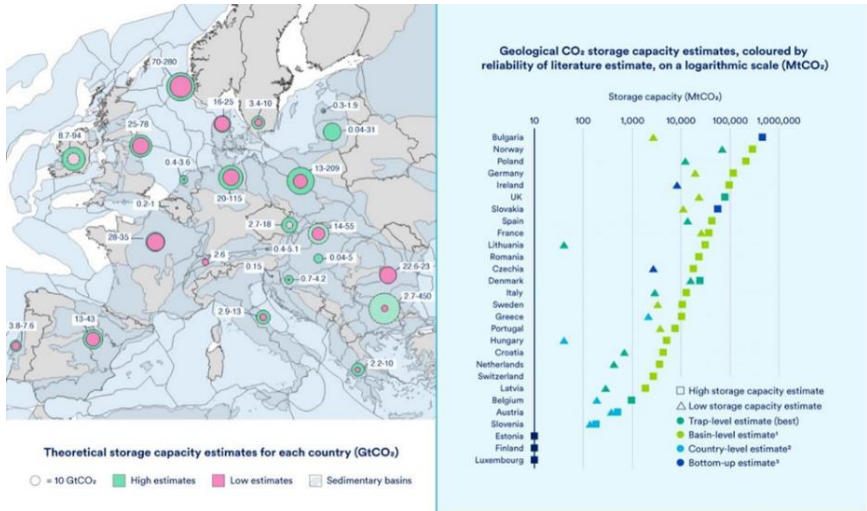
### 2.3 Potentie voor opslag

Het potentieel voor de opslag van CO<sub>2</sub> is groot. In Europa liggen de meest kansrijke opslaglocaties vooral in het Noorden, waar zich ongeveer 60% van de totale Europese opslagcapaciteit bevindt.<sup>5</sup> De precieze omvang van deze capaciteit is nog onzeker, maar vast staat onder meer dat in Noord-Europa een omvangrijke opslagcapaciteit in zoutwater aquifers bestaat.<sup>6</sup>

<sup>5</sup> Anthonson, K.L. et al. (2013), [CO<sub>2</sub> storage potential in the Nordic region](#), Energy Procedia 37: 5080-5092.

<sup>6</sup> Anthonson, K.L. et al. (2016), [Mapping of the CO<sub>2</sub> storage potential in the Nordic region](#), Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 35,87-90.

**Figuur 2.2 Schattingen van CO<sub>2</sub>-opslagpotentieel per land in Europa**



Bron: [CATF](#).

Uit een recente studie van Clean Air Task Force (CATF) komt naar voren dat de opslagmogelijkheden in Europa heel groot zijn.<sup>7</sup> Europa zou met de voorspelde mate van CO<sub>2</sub> capture voor 500 jaar voldoende aan opslagruimte hebben. Voor Noorwegen bijvoorbeeld wordt de opslagcapaciteit geschat op zo'n 80 tot 300 GtCO<sub>2</sub> en in Denemarken 15 tot 25 GtCO<sub>2</sub> (zie figuur 2.2). Ook veel andere Europese landen lijken over significante opslagcapaciteit te beschikken. Voor Nederland wordt de opslagcapaciteit beduidend kleiner ingezet: tussen de 0,5 en 3,5 GtCO<sub>2</sub>. Met een omvang van 1 Gt kan Nederland overigens nog wel 50 jaar voor uit om

<sup>7</sup> CATF (Clean Air Task Force), [Where will Europe store its CO<sub>2</sub>?](#), 4 juli 2023.

jaarlijks 20 Mt op te slaan, wat aangeeft dat het geologische potentieel voor CO<sub>2</sub> opslag enorm is.

Om deze potentiële opslaglocaties te ontsluiten en beschikbaar te maken voor uitstotende bedrijven moet er veel geïnvesteerd worden in infrastructuur, waarbij de CO<sub>2</sub> kan worden opgehaald bij deze bedrijven om van daaruit te worden getransporteerd naar de locaties voor de opslag. CATF verwacht bijvoorbeeld dat in 2050 er jaarlijks zo'n 60 Mt vanuit Europa vervoerd zal worden via een Noordzeehaven in Duitsland, de Baltische landen en Nederland naar locaties in Noord-Europa. Het internationale transport van CO<sub>2</sub> kan de komende decennia dus sterk gaan toenemen, mits de benodigde infrastructuur wordt aangelegd. CATF beschrijft een scenario waarbij in 2035 jaarlijks 76 Mt naar het Noordzee bassin wordt getransporteerd, vooral afkomstig uit Duitsland.<sup>8</sup>

#### *2.4 Kosten van CCS*

Dat er verschillende infrastructuren worden ontwikkeld is van belang voor de totstandkoming van een markt waarin marktpartijen keuzes hebben. Daarvoor is het echter ook van belang om te kijken naar de kosten van de diverse onderdelen binnen de CCS keten:

- de kosten van het afvangen van CO<sub>2</sub> hangen sterk af van hoe geconcentreerd de CO<sub>2</sub> is en hoeveel afvangpunten er nodig zijn en welke afvangtechniek gebruikt wordt (zie Ecorys/Trinomics, 2018);
- de kosten van het transport hangen af van de transportmethode (pijplijn of via bijv. een schip) en de capaciteit daarvan, en de condities waaronder de CO<sub>2</sub> wordt aangeleverd (liquide, gasvormig onder bepaald drukk niveau);

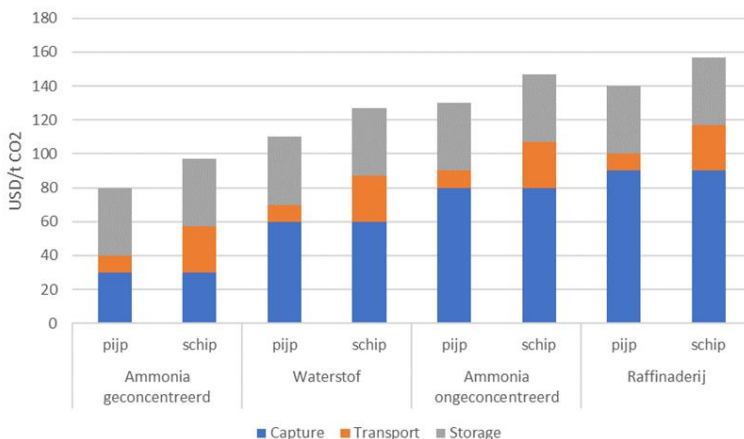
---

<sup>8</sup> In the Export Scenario, by 2035 “76 million tonnes per year are brought to the North Sea Basin – assumed to cover various sites in the UK, Netherlands, Denmark, and Norway – with Germany providing by far the most significant contribution, due to its extensive energy-intensive manufacturing industry.” [CATF](#).

- de kosten van het opslag hangen af van onder andere geologische karakteristieken, toegankelijkheid, aanwezigheid van platforms en nabijheid van transportinfrastructuur.

Uit IEA (2023) blijkt dat de totale kosten van CCS in hoge mate bepaald worden door de kosten voor de afvang en, in iets mindere mate, de kosten van opslag (zie Figuur 2.3).

**Figuur 2.3 Kosten van afvangen, transport en opslag van CO<sub>2</sub> bij verschillende type uitstoters en verschillende transportmethoden, bij transportomvang van 2 Mt/jr. en afstand van 250 km. in US dollar/t CO<sub>2</sub>.**



Bron: IEA (2023) Noot: de waardes zijn de gemiddeldes van geschatte waardes.

De afvangkosten zijn minder groot wanneer het afvangen in geconcentreerde vorm kan plaatsvinden, zoals bij de productie van ammonia. Wanneer de afvang niet in geconcentreerde vorm kan, zijn de afvangkosten aanzienlijk hoger. De kosten van opslag variëren sterk tussen

locaties, maar gemiddeld genomen zijn deze minder groot dan de kosten van afvang, maar groter dan de kosten van transport.

De afvangkosten vormen meer dan de helft van de totale CCS kosten bij de productie van bijvoorbeeld waterstof (uit aardgas) en bij raffinaderijen, althans wanneer het transport per pijpleiding plaatsvindt. Wanneer het transport per schip plaatsvindt, dan is het aandeel van de afvangkosten wat minder, omdat de transportkosten dan hoger zijn. Bij een afstand van 250 km. zijn de kosten van het transport per schip ongeveer drie keer zo hoog als het transport per pijpleiding.

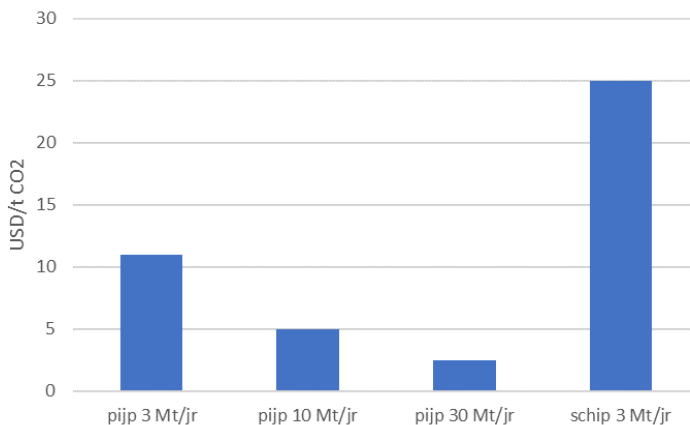
Bij het transport per pijpleiding bestaan sterke schaalvoordelen, net als dat het geval is bij bijvoorbeeld gaspijpleidingen. De oorzaak hiervan is dat transportcapaciteit een exponentiele functie is van de diameter van de pijpleiding en de druk. Dit betekent dat bij het toenemen van de capaciteit de (investerings)kosten minder sterk toenemen. Een gevolg hiervan is dat bij een transportcapaciteit van bijvoorbeeld 10 Mt/jr. de transportkosten per eenheid CO<sub>2</sub> de helft zijn van die bij een transportcapaciteit van 3 Mt/jr. (zie Figuur 2.4). Bij nog grotere transportcapaciteiten gaan de transportkosten per eenheid nog verder omlaag.

Per schip zijn zulke schaalvoordelen veel moeilijker te realiseren, maar transport per schip is minder duur dan transport per pijpleiding wanneer de te overbruggen afstanden groot zijn. Tot transportafstanden van ca. 700 km. is transport per pijpleiding goedkoper dan transport per schip, maar als de afstand groter is dan is transport per schip doelmatiger.<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup> Transport per schip is over het algemeen in vloeibare vorm, terwijl transport per pijpleiding gasvormig of vloeibaar (of superkritisch) kan zijn. CO<sub>2</sub> dat wordt opgeslagen zal altijd in vloeibare of superkritische toestand zijn; in gasvormige vorm is opslag niet economisch (neemt te veel ruimte in). Als CO<sub>2</sub> gasvormig wordt getransporteerd, is dus nog een extra compressie of vervloeingsstap nodig.

**Figuur 2.4 Kosten van transport bij verschillende capaciteiten van de pijpleiding en per schip (US dollar/t CO<sub>2</sub>).**



Bron: IEA (2023)

Transport per schip is overigens nog wel minder ontwikkeld dan transport per pijpleiding (IEA, 2023). De Technology Readiness Level (TRL) van pijpleidingtransport heeft de maximale waarde van 10, aangezien hier al decennialang ervaring mee is vanuit *enhanced oil recovery* projecten. De TRL van transport per schip is daarentegen 6 tot 7: er is tot dusverre alleen ervaring met wat kleinere schepen, terwijl de eerste schepen met grotere transportvolumes nu pas gebouwd worden.

Uit deze gegevens komen de volgende conclusies die van belang zijn voor de analyse van mogelijkheden van concurrentie in de CCS-markt:

1. de kosten van afdruk maken een groot deel uit van de totale CCS kosten, maar deze kosten kunnen sterk verschillen tussen de diverse CO<sub>2</sub> uitstotende bedrijven. Een CCS-optie die voor één bedrijf rendabel is, hoeft dat voor een andere niet te zijn;



2. voor afstanden tot enkele honderden kilometers heeft het transport per pijpleiding beduidend lagere kosten per eenheid CO<sub>2</sub> dan transport per schip. Bij die afstanden kunnen transporteurs die gebruik maken van schepen moeilijk concurreren met transporteurs die over een pijpleiding beschikken, niet alleen vanwege de beduidend hogere kosten, maar ook omdat die transportmethode nog minder goed ontwikkeld is;
3. bij het pijplijntransport bestaan sterke schaalvoordelen, zoals bij pijpleidinginfrastructuur gebruikelijk is (capaciteit neemt exponentieel toe met diameter van buis, maar kosten nemen minder toe). Zulke schaalvoordelen kunnen een bron zijn van (natuurlijke) monopolie.

### *2.5 Ordening van de markt voor CCS*

Alhoewel de afvang en opslag van CO<sub>2</sub> pas sinds kort in opkomst is, bestaat er al sinds 2009 een richtlijn van de Europese Commissie hoe lidstaten met deze activiteiten dienen om te springen Het wettelijke kader voor de ordening van de CCS-markt in de EU is vastgelegd in de CCS Richtlijn<sup>10</sup>. Hierin is onder andere het volgende bepaald:

- Het doel van CCS is permanente opslag van CO<sub>2</sub> met zo min mogelijk negatieve gevolgen voor het milieu en de volksgezondheid (art. 2);
- EU-lidstaten mogen locaties voor CO<sub>2</sub>-opslag aanwijzen die daarvoor geologisch geschikt zijn, met zo min mogelijk risico op lekkage (art. 4);
- Onderzoek naar de geschiktheid van locaties mag alleen plaatsvinden met een exploratievergunning. Houders van zo'n vergunning beschikken over het exclusieve recht om op een bepaalde locatie exploratieonderzoek voor CO<sub>2</sub>-opslag te verrichten (art. 5);

---

<sup>10</sup> CCS-richtlijn (2009). [Richtlijn 2009/31/EG van het Europese Parlement en de Raad betreffende de geologische opslag van kooldioxide](#), 23 april 2009.

- Het opslaan van CO<sub>2</sub> mag alleen plaatsvinden met een productievergunning en de houder van die vergunning heeft het exclusieve recht voor opslag op een bepaalde locatie. De procedures voor het verkrijgen van een opslagvergunning staan open voor alle ‘entiteiten die over de benodigde capaciteiten beschikken’ (art. 6);
- Het opslaan van CO<sub>2</sub> moet aan diverse veiligheids- en milieuvoorwaarden voldoen waarop toezicht is (art. 12 t/m 16);
- Nadat een opslaglocatie gesloten is, blijft de exploitant verantwoordelijk voor de locatie tot de verantwoordelijkheid aan de bevoegde autoriteit is overgedragen, terwijl de daarvoor benodigde financiële verplichtingen worden zeker gesteld (art. 17 t/m 20);
- De exploitanten van de transportnetwerken en de opslaglocaties dienen toegang te geven aan derden voor de opslag van CO<sub>2</sub> en dit dient op een transparante en niet-discriminerende manier te gebeuren. De exploitanten kunnen toegang weigeren op grond van gebrek aan capaciteit (art. 21).

Deze Richtlijn vormt voor lidstaten in de EU het kader waarbinnen het nationale beleid voor CCS wordt ingevuld. In Nederland is dit gebeurd in de Mijnbouwwet (zie verder hierover hoofdstuk 3). Op basis van de CCS-richtlijn is de ordening van de markt voor CCS op een liberale leest gestoeld, wat wil zeggen dat er geen nadere regulering is van hoe bijvoorbeeld de sector georganiseerd dient te zijn en hoe de tarieven moeten worden bepaald. Dit laat onverlet dat EU-landen CCS-activiteiten op verschillende manieren ondersteunen, via onder meer subsidies voor CO<sub>2</sub>-uitstotende bedrijven, het transport of de CO<sub>2</sub>-opslag, terwijl ook R&D vaak financieel ondersteund wordt. Dit gebeurt in Nederland, maar ook in bijvoorbeeld Denemarken en Noorwegen. Ook buiten de EU zijn diverse vormen van financiële ondersteuning van diverse onderdelen van de CCS keten gangbaar (IEA, 2023) (zie ook Figuur 2.5).

Anders dan in diverse EU-lidstaten is in het Verenigd Koninkrijk (VK) gekozen voor strenge regulering van de infrastructuur voor CCS, naast het bieden van financiële faciliteiten voor diverse onderdelen van de CCS-keten.<sup>11</sup> In diverse regionale clusters is er een aparte (private) onderneming die investeert in de infrastructuur en verantwoordelijk is voor transport en opslag. De tarieven die deze onderneming van de gebruikers van de infrastructuur mag vragen worden gereguleerd door de Britse energietoezichthouder Ofgem op basis van een vorm van *rate-of-return* regulering. In deze vorm van regulering worden de in totaliteit toegestane inkomsten bepaald op basis van een inschatting van de kosten en een toegestane winst op investeringen. Deze zogenaamde *allowed revenues* vormen de basis voor de tarieven die gebruikers van de infrastructuur moeten betalen, waarbij een tarievenstructuur is voorgesteld die bestaat uit een capaciteitsvergoeding, een volumevergoeding en een residuele vergoeding. De tarieven maken geen onderscheid naar locatie op grond van het idee dat emittenten ook verder weg van de opslaglocatie onder dezelfde voorwaarden gebruik moeten kunnen maken van CCS. De eigenaar/beheerder van de infrastructuur wordt daarnaast geprikkeld om de beschikbaarheid ervan zo hoog mogelijk te houden.

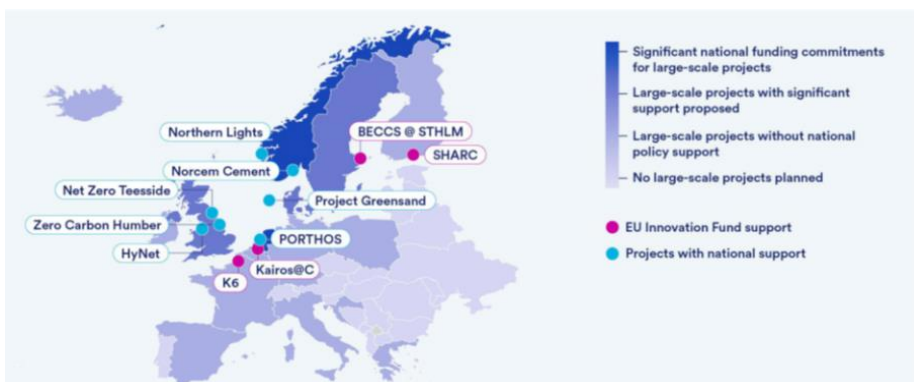
Naast deze tariefregulering zijn er in het VK aanvullende regelingen om het financiële risico voor de investeerders zo klein mogelijk te houden. Als het werkelijke gebruik van de infrastructuur afwijkt van wat bij de tarievenbepaling was verondersteld, kan daar compensatie voor worden gekregen. Bovendien zijn er regelingen om te compenseren voor het risico dat emittenten later dan verwacht gebruik maken van de infrastructuur, of dat ze er minder gebruik van maken dan verwacht, of niet aan hun verschuldigde betalingen kunnen voldoen. Tot slot zijn er regelingen voor

---

<sup>11</sup> CATF (Clean Air Task Force), [A European Strategy for Carbon Capture and Storage](#), mei 2022.

het *stranded asset* risico (dat de infrastructuur later niet nodig blijkt te zijn) of dat er lekkage van CO<sub>2</sub> uit de opslaglocatie optreedt. De reden dat de overheid in het VK voor deze intensieve vorm van regulering heeft gekozen is om zo snel mogelijk omvangrijke investeringen in CCS mogelijk te maken, ten einde in 2030 20-30 Mt per jaar op te kunnen slaan.

### **Figuur 2.5 Financiële overheidsbetrokkenheid bij CCS-projecten in Europa**



Bron: CATF, 2022.

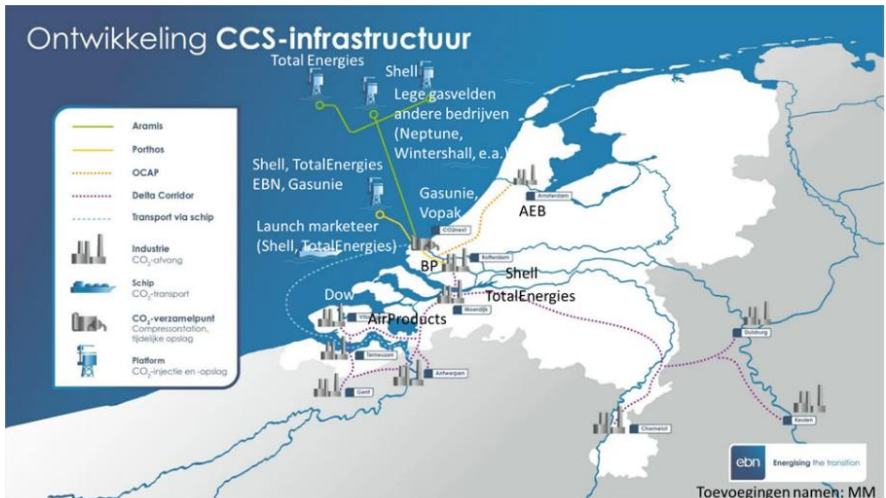
### 3. HUIDIGE ORGANISATIE VAN DE MARKT VOOR CCS IN NEDERLAND

#### 3.1. Algemeen

Hoewel de ontwikkeling van de markt voor CCS in Nederland nog maar recentelijk is begonnen, beginnen de eerste contouren wel duidelijk te worden. Heel basaal kan de markt worden onderscheiden in CO<sub>2</sub>-opslagvragende partijen, CO<sub>2</sub>-opslagaanbiedende partijen en intermediaire partijen (zie Figuur 3.1):

- De (potentieel) **CO<sub>2</sub>-opslagvragende partijen** zijn bedrijven met een grote uitstoot van CO<sub>2</sub> die door het klimaatbeleid geprikkeld worden om hun uitstoot omlaag te brengen, waarbij CCS een van de methoden is. Het gaat hierbij om bedrijven als AfvalEnergieBedrijf (AEB), Air Liquide, AirProducts, BP, DOW, Shell, TotalEnergies en Yara;
- De (potentieel) **CO<sub>2</sub>-opslagaanbiedende partijen** zijn bedrijven met de mogelijkheid tot opslag van CO<sub>2</sub>, met name in lege gasvelden onder de Noordzee. Het gaat hierbij om bedrijven als Neptune, Shell, TotalEnergies en Wintershall, maar in principe kunnen ook andere bedrijven zich bij de overheid melden om CO<sub>2</sub> op te slaan in lege gasvelden;
- De **intermediaire partijen** zijn bedrijven of organisaties die kunnen helpen om vraag en aanbod bij elkaar te brengen. In eerste instantie gaat het daarbij vooral om het realiseren van fysieke infrastructuur voor het transport van de CO<sub>2</sub> van de installaties van de vragende partijen naar de lege gasvelden van de aanbieders. Technisch gezien kan dit transport zowel per pijpleiding als per schip.

**Figuur 3.1 Beoogde CCS infrastructuur met betrokken bedrijven en organisaties**



Bron: EBN; toevoegingen namen door auteur.

### 3.2 Vraag naar CO<sub>2</sub>-opslag

De vraag naar CO<sub>2</sub>-opslag ontstaat door de druk vanuit de overheid om de emissies van CO<sub>2</sub> bij de industriële en andere activiteiten sterk te verminderen. Deze druk wordt uitgeoefend via het Europese systeem van emissiehandel (EU ETS), de nationale CO<sub>2</sub>-heffing en maatwerkafspraken waarin industriële bedrijven zich committeren om hun emissies volgens een bepaald reductiepad omlaag te brengen.

Een essentieel element in de analyse van de gewenste ordening van de markt voor CCS betreft de keuzeopties die de industriële bedrijven hebben om tegemoet te komen aan de druk om CO<sub>2</sub>-emissies te verlagen. Deze opties zijn per bedrijf anders, afhankelijk van de technologische en economische karakteristieken. In het algemeen kunnen de opties worden

getypeerd als energiebesparing (d.w.z. efficiënter inregelen van processen), elektrificatie (d.w.z. verbranden van fossiele energie vervangen door elektrische warmteprocessen), CO<sub>2</sub>-arme energiedragers en grondstoffen (bijvoorbeeld vervanging van fossiele energiedragers door groene waterstof of biomassa), opvang en opslag of hergebruik van CO<sub>2</sub> (d.w.z. CCS of CCU), en vermindering van de productie. Op korte termijn hebben de bedrijven ook als optie om emissierechten te kopen als ze niet zelf hun emissies omlaag kunnen of willen brengen, maar op termijn zal dit geen optie meer zijn, omdat vanaf 2039 er geen nieuwe emissierechten meer zullen worden uitgedeeld.

De verschillende opties voor emissiereductie kunnen worden gerangschikt op basis van de reductiekosten per eenheid reductie en dan blijkt dat voor diverse industriële bedrijven CCS tot de minst dure opties behoort. Daarnaast is de beschikbaarheid van die opties van belang: elektrificatie en waterstof zijn vooralsnog niet op grote schaal voorhanden, vanwege het ontbreken van voldoende marktrijpe technologie, het bestaan van knelpunten in het aanbod of de infrastructuur, of andere risico's, terwijl CCS technisch en economisch gezien in diverse gevallen de enige optie is om op korte termijn CO<sub>2</sub>-emissies te reduceren. Uit onderzoek van RVO blijkt dat veel industriële bedrijven CCS voor de korte termijn zien als de meest geschikte methode om de CO<sub>2</sub>-emissies significant te reduceren (EZK, september 2023), terwijl ook PBL stelt dat het wel of niet gebruiken van CCS van grote invloed is op het op termijn kunnen halen van de klimaatdoelstellingen.<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> <https://themasites.pbl.nl/o/energietransitie/>; Zie ook Ecorys/Trinomics (2018).

### *3.3 Aanbod van CO<sub>2</sub>-opslag*

Het aanbod van CO<sub>2</sub>-opslag komt van bedrijven die beschikken over toegang tot opslaglocaties, zoals lege gasvelden en aquifers. Op het Nederlandse continentale vlak zijn er een groot aantal van (bijna) lege gasvelden, met in totaliteit een verwacht potentieel voor CO<sub>2</sub>-opslag van zo'n 1600 Mton op zee. De lege gasvelden zijn voor ongeveer 60% in handen van Shell en TotalEnergies.

Bedrijven die over een productievergunning voor een gasveld beschikken hoeven niet automatisch de partijen te zijn die ook toestemming krijgen om dat gasveld te gebruiken voor CO<sub>2</sub>-opslag. Daarvoor hebben ze namelijk een nieuwe vergunning nodig. In principe kunnen ook andere bedrijven meedingen voor zo'n vergunning en in de praktijk gebeurt dat ook.<sup>13</sup> Wel is het zo dat bedrijven die al over een productievergunning voor een gasveld beschikken, kennis van dat veld hebben waardoor ze enige voorsprong hebben op andere bedrijven,<sup>14</sup> al zal voor CO<sub>2</sub> aanvullend onderzoek naar de karakteristieken van de velden gedaan moeten worden. Bovendien hebben bedrijven die een productievergunning hebben in infrastructuur (zoals platforms) geïnvesteerd, die ze kunnen gebruiken voor de opslag van CO<sub>2</sub>. Dit laatste feit is overigens ook een economische prikkel voor deze bedrijven om mee te dingen om een CO<sub>2</sub>-opslagvergunning, omdat ze anders de infrastructuur moeten opruimen zo gauw een gasveld leeg (niet meer producerend) is. Overigens kunnen deze bedrijven in principe hun platforms ook aan andere bedrijven verkopen, bijvoorbeeld die een CO<sub>2</sub>-opslagvergunning willen bemachtigen. In dat geval krijgt de

---

<sup>13</sup> In de Mijnbouwwet is voorgeschreven dat een vergunningaanvraag voor CO<sub>2</sub> opslag wordt gepubliceerd met de uitnodiging om een concurrerende aanvraag in te dienen (zie artikel 26b van de Mbw).

<sup>14</sup> Bedrijven worden mogelijk via de Europese Net-Zero Industry Act verplicht om hun data over velden beschikbaar voor derden te maken, waardoor het kennisvoordeel voor de zittende vergunninghouders kleiner wordt.



nieuwe eigenaar van het platform de plicht om een en ander later op te ruimen.<sup>15</sup>

### *3.4 Intermediaire diensten*

Om vraag en aanbod bij elkaar te kunnen brengen is allereerst fysieke infrastructuur nodig. Voor een klein deel bestaat deze al, maar voor het leeuwendeel zal dit nog ontwikkeld moeten worden:

- Op land bestaat al sinds enkele decennia infrastructuur, namelijk het netwerk van [OCAP](#). Dit is een private pijpleiding voor onder andere het transport van CO<sub>2</sub> vanuit Amsterdam (met CO<sub>2</sub> van o.a. afvalverwerkingsbedrijf AEB) naar Rotterdam (o.a. glastuinbouw in het Westland).
- Daarnaast is op dit moment [Porthos](#) in ontwikkeling. Dit is een project dat gericht is op het aanleggen, het beheer en de exploitatie van infrastructuur voor het transport van CO<sub>2</sub> vanuit het Rotterdamse havengebied naar een leeg gasveld vlak onder de kust. Porthos is ontwikkeld door (semi)overheidsbedrijven Havenbedrijf Rotterdam, Gasunie en EBN, met contractuele afspraken met de eigenaar van het lege gasveld (TAQA) en vier emittenten (Shell, ExxonMobil, AirLiquide en AirProducts);
- Voor grootschalig CO<sub>2</sub>-transport naar lege gasvelden verder weg van de kust is het [Aramis project](#) opgezet. Een belangrijk onderdeel van dit project is een offshore CO<sub>2</sub>-transportpijpleiding met een beoogde transportcapaciteit van 22 Mton per jaar. Het project is gestart door Shell en TotalEnergies waarbij later EBN en Gasunie zijn betrokken. Voor het opstarten van de verkoop van opslagdiensten werken Shell en

---

<sup>15</sup> De opruimverplichting geldt overigens niet per ommegaande. Binnen vier weken nadat het mijnbouwwerk buiten werking is gesteld moet de vergunninghouder een melding doen bij de minister. Daarna heeft de vergunninghouder een jaar tijd om een verwijderingsplan in te dienen en moet de minister instemmen met dit plan.

TotalEnergies samen als *Launching Marketeers*, waarbij zij aan CO<sub>2</sub>-opslagvragen partijen transport plus opslag in een van hun velden aanbieden. Deze launch fase is bedoeld voor de verkoop van de eerste 5 Mt/jr, waarna de zogenaamde *growth* fase begint. In die fase kunnen opslagvragende partijen bij afzonderlijke verkopers van opslagdiensten (zogenoemde *shippers*) terecht, die op hun beurt transportdiensten inkopen;

- Tegelijkertijd met Aramis wordt een project ontwikkeld, [CO<sub>2</sub>next](#), om te komen tot een terminal voor de ontvangst van vloeibare CO<sub>2</sub> en deze geschikt te maken voor offshore opslag. Dit is een project van Gasunie en Vopak;
- Om in de toekomst ook CO<sub>2</sub> uit Duitsland en België naar de opslaglocaties onder de Noordzee te kunnen brengen kan de infrastructuur van de [Deltacorridor \(of: Delta-Rijn corridor\)](#) worden gebruikt. Dit is een project van BASF, Gasunie, OGE en Shell om te komen tot stelsel van buisleidingen voor het transport van niet alleen CO<sub>2</sub>, maar onder andere ook waterstof tussen Duitsland, België en Nederland;
- Transport per schip naar lege gasvelden in het Nederlandse deel van het continentale vlak door een bedrijf als [CarbonCollectors](#). Dit in 2020 opgerichte bedrijf specialiseert zich in het ophalen van CO<sub>2</sub> bij uitstoters, het transporteren per schip en het injecteren van de CO<sub>2</sub> in lege gasvelden;
- Transport per schip naar Noorwegen ([Northern Lights](#) project). Dit is een CO<sub>2</sub>-transport en opslaginfrastructuur ontwikkeld in Noorwegen door Equinor, Shell en TotalEnergies. In de beginfase zal hier tot 5 Mton per jaar kunnen worden opgeslagen, maar daarna kan de capaciteit worden uitgebreid afhankelijk van de vraag naar CO<sub>2</sub>-opslag uit andere Europese landen. Onlangs heeft Northern Light een contract getekend

voor de bouw van het derde transportschip waarmee CO<sub>2</sub> van uitstoters kan worden opgehaald en ook een contract getekend met een Nederlandse vestiging van het industriële bedrijf Yara voor het jaarlijkse transport van 0,8 Mton.<sup>16</sup>

- Projecten [Greensand en Greenport Scandinavia](#) in Denemarken van Wintershall.
- Diverse [projecten in UK](#), dat geen onderdeel meer is van de EU, wat een complicerende factor is voor de uitwisseling van CO<sub>2</sub>.

Wanneer de fysieke infrastructuur bestaat, kunnen marktpartijen (d.w.z. vragers naar en aanbieders van CO<sub>2</sub>-opslag) met elkaar overeenkomsten gaan sluiten. In eerste instantie, tijdens de ontwikkelfase van de markt, zullen deze overeenkomsten een lange-termijn karakter hebben, om zo de investeringsrisico's af te dekken. Wanneer in de toekomst de markt meer ontwikkeld is, met meer marktpartijen en hogere liquiditeit, zijn ook contracten voor de kortere termijn denkbaar, waarbij ook gehandeld wordt in afgeleide producten, zoals certificaten voor de opslag van CO<sub>2</sub>. Als dat het geval is, kunnen zulke producten ook op meer gestandaardiseerde wijze worden verhandeld, zoals op beurzen.

### *3.5 Huidige rol overheid bij markt voor CCS<sup>17</sup>*

Zowel bij de vraag, het aanbod als de aanleg van de infrastructuur is de overheid al nauw betrokken. Deze betrokkenheid hangt samen met de overheidsdoelen voor klimaat en de industrie. De overheid heeft in haar klimaatbeleid doelen geformuleerd voor de reductie van CO<sub>2</sub>-emissies (-55% in 2030), waaraan de industrie een grote bijdrage moet leveren gezien

---

<sup>16</sup> <https://norlights.com/news/northern-lights-and-yara-signs-binding-agreement-on-co2-transport-and-storage/>

<sup>17</sup> Bronnen: diverse brieven van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat aan de Tweede Kamer der Staten Generaal. Zie bijlage met lijst met referenties.

het feit dat een groot deel van de Nederlandse CO<sub>2</sub>-emissies uit de industrie komen. De uitstoot van de gehele industrie bedroeg in 2021 ongeveer 54 Mton en dit moet in 2030 gereduceerd zijn tot 29,1 Mton (EZK, september 2023). De overheid streeft verder naar verduurzaming van de industrie, waarbij zij kiest voor een “groen industriebeleid, waarbij gelijktijdig wordt ingezet op reductie van CO<sub>2</sub>-uitstoot en het zo veel mogelijk behouden van de basisindustrie voor Nederland, ook als die energie-intensief is” (EZK, juli 2022). Dit betekent dat de reductie van de nationale CO<sub>2</sub>-emissies met minimaal 55% in 2030 en het behoud van de basisindustrie in Nederland als publieke belangen kunnen worden gezien.

De druk op industriële bedrijven om hun emissies van CO<sub>2</sub> sterk te reduceren wordt uitgeoefend via een aantal beleidsmaatregelen:

- het EU ETS, met het jaarlijks dalende plafond voor het gehele EU ETS gebied (EU plus Noorwegen, Liechtenstein en IJsland) en naar verwachting oplopende CO<sub>2</sub>-prijzen;
- de nationale CO<sub>2</sub>-heffing ingeval de bedrijven hun emissies niet voldoende omlaag brengen. Deze heffing, waarvan de ETS prijs wordt afgetrokken, moet worden betaald over de uitstoot die hoger is dan het niveau dat volgt uit de ETS efficiëntie-benchmark in combinatie met de jaarlijks oplopende generieke nationale reductiefactor. De consequentie hiervan is dat bedrijven alleen de CO<sub>2</sub>-heffing kunnen ontlopen als ze steeds efficiënter zijn (d.w.z. minder CO<sub>2</sub> per eenheid product uitstoten) dan de 10 beste concurrenten in Europa; in 2030 moeten ze 1/3 efficiënter zijn;
- de maatwerkafspraken die bedoeld zijn om naast o.a. reductie van stikstofuitstoot en watergebruik) extra reductie van CO<sub>2</sub> te realiseren bij de 15 grootste uitstoters. Deze extra beoogde reductie van 3,5 Mton komt bovenop de beoogde reductie door de nationale CO<sub>2</sub>-heffing. Het plan met deze afspraken is dat de bedrijven zich committeren om

diverse verduurzamingsmaatregelen te nemen, terwijl de overheid zich committeert om die maatregelen te faciliteren, zowel via subsidies voor specifieke maatregelen van bedrijven, stimuleren van R&D (zoals het Groenfonds), verminderingen belemmeringen bij vergunningen, coördinatie van ruimtegebruik, als via bevordering van benodigde investeringen in infrastructuur;

- SDE++ subsidies voor specifieke maatregelen voor emissiereductie, waaronder CCS, waarbij het subsidiebedrag gebaseerd wordt op de onrendabele top die afhangt van de algemeen verwachten kosten voor afvang, transport en opslag enerzijds en de CO<sub>2</sub>-prijs in het EU ETS anderzijds. CCS moet hierbij concurreren met andere reductieopties (EZK, juli 2021). De kosten voor het transport en de opslag zijn gebaseerd op een inschatting van de kosten voor het Aramis project, waarbij wordt uitgegaan van een benutting van 7,5 Mt/jr. en gemiddelde inschatting van de kosten<sup>18</sup>;
- Andere financiële maatregelen voor emissiereductie, zoals de Energie-Investeringsaftrek (EIA), de Milieu-investeringsaftrek (MIA) en de Willekeurige Afschrijving Milieu Investerings (VAMIL). Voor de komende jaren zijn nog aanvullende financiële regelingen voorzien, zoals de Nationale Investeringsregeling Klimaatprojecten Industrie.

De overheid is verder betrokken bij de organisatie van CO<sub>2</sub>-opslag.

- De opslaglocaties staan voor wat betreft milieu- en veiligheidseffecten onder toezicht van de overheid op grond van de Mijnbouwwet. De participatie in opslag door EBN is tot dusverre op eigen initiatief, en geen opdracht of verplichting vanuit de overheid of de wet, maar waarvoor de Minister van EZK wel mee heeft ingestemd.<sup>19</sup> De reden voor

---

<sup>18</sup> Zie PBL, TNO en DNV (2023) en XODUS. Met 'gemiddelde inschatting van de kosten' wordt bedoeld de p50 schatting.

<sup>19</sup> De juridische basis hiervoor is artikel 82 van de Mijnbouwwet.

die instemming is dat de participatie door EBN kan helpen om CCS-projecten van de grond te tillen. Daarnaast heeft EZK het beleidsvoornemen om EBN structureel te laten deelnemen in alle opslagprojecten in verband met de lange-termijn verantwoordelijkheid van de staat voor een veilige opslag van CO<sub>2</sub> (EZK, juli 2021);

- Het Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) houdt, op grond van de Mijnbouwwet, namens de Nederlandse staat toezicht op zowel de veiligheid van het transport en de opslag van CO<sub>2</sub>, voor zover dit transport per pijpleiding betreft dat onderdeel is van de exploitatie van mijnbouwwerken. Daarnaast houdt SodM toezicht op de grond van de Europese CCS Richtlijn (art. 32) vereiste non-discriminatoire toegang tot de transport- en opslaginstructuur voor CCS;
- CCS-projecten zijn eveneens onderworpen aan regelgeving op het gebied van de Wet Milieubeheer, de Omgevingswet, de Wet Ruimtelijke Ordening, de Waterwet en de Wet Natuurbescherming.

Bij de aanleg van de infrastructuur is de overheid op diverse manieren betrokken (EZK, juli 2021):

- De aanleg van de pijpleidinginfrastructuur valt onder de Rijkscoördinatieregeling en het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK), wat betekent dat het ministerie van EZK-vergunningen moet verlenen;
- De Nederlandse staat is via EBN (100% staatseigendom) en Gasunie (100% staatseigendom) als aandeelhouder betrokken bij diverse CCS-projecten (Porthos, Aramis, CO<sub>2</sub>next, Delta-Rijncorridor);
- De Autoriteit Consument & Markt (ACM) en de Europese Commissie toezicht houden toezicht op de marktwerking en mededinging op grond van de nationale en Europese Mededingingswetten.
- Omdat de CCS-markt door de overheid als een business-to-business markt wordt gezien, ziet zij geen rol voor een puur publieke of

gereguleerde netbeheerder (EZK, juli 2021). Gasunie<sup>20</sup> mag bijvoorbeeld wel deelnemen in infrastructuurprojecten, maar dan alleen als marktpartij onder marktconforme voorwaarden.

---

<sup>20</sup> Met Gasunie wordt hier bedoeld de groepsmaatschappij, en dus niet de gereguleerde netbeheerder (Gasunie Transport Services) die daar onderdeel van is.

## **4. ANALYSE VAN DE HUIDIGE ORDENING VAN DE MARKT VOOR CCS IN NEDERLAND**

### *4.1 Inleiding*

Na de feitelijke beschrijving van de huidige stand van zaken rondom de ontwikkeling van de markt voor CCS in Nederland, wordt in dit hoofdstuk beoordeeld in welke mate deze markt goed kan functioneren. Bij het beoordelen van hoe goed de markt kan functioneren wordt, zoals in paragraaf 1.2 is beschreven, niet alleen gekeken of er sprake is van fundamentele tekortkomingen waarvoor specifiek overheidsbeleid nodig kan zijn, maar ook of de publieke belangen afdoende zijn geborgd. Deze publieke belangen rondom CCS worden nu eerst besproken, waarna wordt onderzocht in welke mate de (toekomstige) werking van de markt voor CCS wordt gehinderd door fundamentele tekortkomingen.

### *4.2 Overheidsdoelen als publieke belangen*

Bij het denken over de optimale ordening van de markt voor CCS moet rekening worden gehouden met wat door de overheid als publieke belangen zijn gedefinieerd. De publieke belangen worden hier gedefinieerd als de relevante set van doelstellingen die de overheid zelf heeft geformuleerd.<sup>21</sup> De opslag van CO<sub>2</sub> onder de Noordzee wordt door de overheid als “een cruciale stap gezien in het bereiken van de verduurzaming van de Nederlandse industrie, het behalen van de reductiedoelstelling uit het klimaatakkoord en het op termijn bewerkstelligen van negatieve emissies ten behoeve van klimaatneutraliteit” (EZK, oktober 2023). Voor het

---

<sup>21</sup> Publieke belangen kunnen ook anders worden gedefinieerd, maar voor dit memo voert het te ver om daar op in te gaan. Zie verder hierover paragraaf 1.2.



realiseren van CCS heeft de overheid daarnaast als randvoorwaarden genoemd het voorkomen van oversubsidiëring en het borgen van non-discriminatoire toegang. Hieronder gaan we kort op elk van deze doelstellingen in.

1. De markt voor CCS is niet zomaar een markt, maar een markt die moet bijdragen aan de realisatie van de doelstellingen van het klimaatbeleid (EZK, juli 2021). In het coalitieakkoord 2021-2025 is afgesproken om uiterlijk in 2050 klimaatneutraal te zijn en in 2030 55% minder CO<sub>2</sub> uit te stoten. Nu sinds de verkiezingen van 22 november 2023 de Tweede Kamer een andere samenstelling heeft gekregen, is het mogelijk dat het nieuwe kabinet andere doelen afspreekt, maar vast staat dat in de Klimaatwet is opgenomen dat in 2030 de emissies van broeikasgassen met 55% moeten zijn gereduceerd (Klimaatwet, artikel 2). Ook in de Europese Klimaatwet staat een reductiedoelstelling van ongeveer 55% die een rechtstreekse werking naar de lidstaten heeft. Daarbij komt dat in het EU ETS het plafond rond 2040 naar nul gaat, zodat de industriële emitters dan geen emissierechten meer zullen kunnen verkrijgen. Dit betekent dat de ordening van de markt voor CCS ook moeten worden beoordeeld in het licht van de potentiële bijdrage aan het realiseren van deze overheidsdoelstelling. Dit betekent dat bedrijven die geen andere opties hebben om hun CO<sub>2</sub>-emissies omlaag te brengen de mogelijkheid moeten hebben om gebruik te maken van CCS. Het is daarom van belang dat CCS tijdig wordt gerealiseerd, waarbij ook wordt voldaan aan randvoorwaarden op het gebied van veiligheid, milieu en ruimtelijke inpassing (EZK, juli 2021).
2. Daarnaast heeft de overheid als doel geformuleerd om de basis-, maak- en verwerkende industrie in Nederland te behouden (EZK, juli 2022). De redenen hiervoor zijn dat de industrie een groot aandeel heeft in het verdienvermogen van de Nederlandse economie en dat de industrie als

belangrijk wordt gezien voor het voorzien in veel Europese basisbehoeften, zoals bij de energietransitie en het circulair maken van het grondstoffenverbruik. Het wordt daarnaast als van groot belang geacht dat de industriële activiteiten in Nederland plaatsvinden om de strategische onafhankelijkheid van buiten Europa te behouden dan wel te vergroten. Dit kan betekenen dat de markt voor CCS ook zo moet worden geordend dat dit industriële bedrijven kan helpen om in Nederland hun activiteiten te kunnen blijven voortzetten. Dit impliceert dat vermindering van de industriële productie in Nederland en verplaatsing naar andere landen om zodoende hun emissies van CO<sub>2</sub> te reduceren, als onwenselijk wordt gezien (EZK, juli 2022).

3. Het is daarbij ook van belang dat het gebruik van CCS niet ten koste gaat van het nemen van CO<sub>2</sub>-reductiemaatregelen. Dit betekent dat CCS wel mogelijk moet worden gemaakt, maar niet in die mate (financieel) wordt gefaciliteerd dat het de prikkel bij bedrijven vermindert om bijvoorbeeld aan energiebesparing of elektrificatie te doen. Oversubsidiëring van CCS moet dus worden voorkomen. (EZK, juli 2021). Tegelijkertijd is grootschalige elektrificatie gezien de congestieproblematiek (EZK, juni 2022 en oktober 2023) binnen enkele tot tien jaar voor diverse bedrijven geen optie, aangezien er op veel plekken eerst netverzwaring moet plaatsvinden. Alhoewel voor het aanleggen van CCS-infrastructuur ook enkele jaren nodig zijn, maar dit kan naar verwachting sneller gebeuren dan het volledig oplossen van de knelpunten in het elektriciteitsnet. Bovendien neemt het beroep op het elektriciteitsnet af wanneer (enkele) bedrijven (ook) gebruik gaan maken van CCS.
4. De ontwikkeling van de infrastructuur en de markt voor CCS moet ook een positieve bijdrage leveren aan het in de toekomst mogelijk maken van koolstofverwijdering uit de atmosfeer (EZK, oktober 2023). Deze

koolstofverwijdering kan nodig zijn om de doelstelling van klimaatneutraliteit te realiseren, omdat bij sommige activiteiten de CO<sub>2</sub>-emissies niet (volledig) naar nul kunnen worden gebracht, terwijl CCS daarbij evenmin mogelijk is.

5. Tot slot moet de CCS-markt zo geordend zijn dat alle marktpartijen onder dezelfde condities toegang hebben tot de infrastructuur.

### *4.3 Marktmacht*

#### *4.3.1 Inleiding*

In een goed werkende markt zijn afzonderlijke marktpartijen niet in staat om de markttuitkomsten te beïnvloeden. Als dat wel het geval is, is er sprake van marktmacht, waardoor de markttuitkomsten suboptimaal kunnen zijn vanuit maatschappelijk perspectief. Het voorkomen van marktmacht hangt nauw samen met keuzemogelijkheden, zowel aan de vraagkant als de aanbodkant.

#### *4.3.2 Keuzemogelijkheden bij CO<sub>2</sub>-uitstotende bedrijven*

CO<sub>2</sub>-uitstotende bedrijven beschikken in theorie over diverse opties om hun CO<sub>2</sub>-emissies te reduceren. Afhankelijk van de karakteristieken van hun productieprocessen bestaan deze opties uit energiebesparing, elektrificatie, gebruik van koolstofvrije energiedragers (zoals waterstof en ammoniak), gebruik van energiedragers op basis van biogene koolstof (zoals biobrandstoffen), hergebruik van producten op basis van fossiele (of biogene) koolstof (zoals plastics) en CCS (zoals via het splitsen van restgassen in CO<sub>2</sub> en waterstof en vervolgens de CO<sub>2</sub> afvangen en opslaan). De technische en economische mogelijkheden per reductieoptie verschillen per bedrijf en productietechnologie, maar het algemene beeld is dat in veel gevallen CCS als onmisbaar wordt gezien voor de industrie om op korte termijn de CO<sub>2</sub>-emissies significant te reduceren. Deze onmisbaarheid van

CCS hangt samen met restricties, hoge kosten van alternatieven en het nog onvoldoende technisch ontwikkeld zijn van alternatieven:

- Proces-gerelateerde CO<sub>2</sub> die vrijkomt bij chemische reacties (bv. katalytische reforming in raffinaderijen en stoomkrakers in chemische complexen, zoals bij Dow en Lyondellbasell) kan (op korte termijn) niet met alternatieve maatregelen worden gereduceerd, in tegenstelling tot energie-gerelateerde CO<sub>2</sub> die bij de verbranding van fossiele brandstoffen vrijkomt, waar in principe (op termijn) alternatieven voor zijn;
- Als bedrijven willen elektrificeren, dan lopen ze tegen het gegeven aan dat elektrificatie voorlopig beperkt wordt door restricties in het elektriciteitsnet. Het oplossen van die restricties vraagt omvangrijke investeringen in het elektriciteitsnet die naar verwachting pas over een reeks van jaren kunnen worden gerealiseerd;
- Ook het aanbod van biogene koolstof is beperkt en kan niet op korte termijn de fossiele koolstof vervangen;
- De Technology Readiness Level (TRL) van veel maatregelen (te weten elektrificatie, CCU, circulaire technologieën, en de meeste CO<sub>2</sub>-vrije energiedragers en grondstoffen) is nog vrij laag, terwijl deze maatregelen veelal ook nog niet op commerciële schaal zijn bewezen. Waterstof dat via elektrolyse wordt gemaakt, bijvoorbeeld, is vooralsnog beduidend duurder dan waterstof dat gemaakt wordt uit aardgas en waarbij de CO<sub>2</sub> wordt afgevangen en opgeslagen. Groene waterstof is daarom nog geen economische keuze, zelfs als er al voldoende hernieuwbare elektriciteit beschikbaar zou zijn, wat ook voorlopig nog niet het geval is.
- CCS is vooralsnog vaak goedkoper dan alternatieve maatregelen, alhoewel dit verschilt per toepassing. Dit geldt zeker voor CCS bij industriële activa die nog niet volledig zijn afgeschreven en waarbij in

sommige gevallen een versnelde afschrijving nodig is als op alternatieve maatregelen (bv. circulaire routes) wordt ingezet. Internationaal wordt CCS daarom gezien als een onmisbare route om tot significante emissiereductie in de industrie te komen (zie bijv. IEA, 2023);

- In plaats van zelf reduceren kunnen de industriële bedrijven ook emissierechten kopen om aan de verplichtingen binnen het EU ETS te voldoen. Deze optie heeft echter een paar nadelen. Ten eerste helpt het kopen van emissierechten niet om onder de nationale CO<sub>2</sub>-heffing uit te komen als de uitstoot van een bedrijf boven de efficiëntienorm ligt (zie hierboven) en ten tweede zullen op termijn (rond 2040) geen nieuwe emissierechten worden uitgegeven, zodat tegen die tijd alle industriële productieprocessen CO<sub>2</sub> neutraal moeten zijn.

Uit de rapportage over de maatwerkafspraken blijkt dan ook dat veel industriële bedrijven CCS als onmisbaar zien om hun emissies op korte termijn sterk te reduceren (EZK, september 2023). Van de tien bedrijven die een Expression of Principle (EoP) hebben getekend, wordt door zes bedrijven CCS expliciet genoemd als een van de verduurzamingstechnieken.<sup>22</sup> Onderzoek van RVO laat zien dat veel industriële bedrijven CCS voor de korte termijn zien als de methode om de CO<sub>2</sub>-emissies te reduceren: van de 20 Mton geplande emissiereductie in 2030 zou 15 Mton van CCS moeten komen (EZK, september 2023). CCS lijkt daarom een belangrijk optie voor de industriële bedrijven om op korte termijn (in periode tot 2030) hun CO<sub>2</sub>-emissies significant omlaag te

---

<sup>22</sup> Deze zes zijn: BP, Dow Benelux, LyondellBasell, Shell, Yara Sluiskil en Zeeland Refinery. (bronnen: EZK, september 2023; <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2023/10/13/afspraken-met-lyondellbasell-over-versnelde-vermindering-van-co2-uitstoot>; <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2023/11/16/afspraken-met-bp-over-versnelde-vermindering-van-co2-uitstoot> ).

brenge. Hieruit volgt dat CCS voor de industrie belangrijk is om op korte termijn in grote mate te decarboniseren.

#### *4.3.3 Het aanbod van diensten voor het transport en de opslag van CO<sub>2</sub>*

Als een industrieel bedrijf CCS wil toepassen moet het doorgaans zelf zorgen voor de afvang van CO<sub>2</sub>, maar voor het transport en opslag zal het gebruik willen maken van diensten door andere bedrijven. Hoewel het transport en de opslag twee verschillende diensten zijn, worden ze tot dusverre geïntegreerd aan de markt aangeboden.

Zoals hiervoor is aangegeven zijn er verschillende mogelijkheden voor het transport en opslag van CO<sub>2</sub>. Het transport kan via een pijpleiding of via schip. Beide methoden hebben hun voor- en nadelen:

- Een voordeel van transport via pijpleiding is dat daarmee schaalvoordelen kunnen worden behaald voor kortere afstanden, wat relevant is als er grote hoeveelheden CO<sub>2</sub> naar een bepaalde bestemming niet te ver weg moeten worden gebracht (zie ook paragraaf 2.4). Deze schaalvoordelen worden uiteraard pas behaald wanneer de pijpleiding volledig wordt benut, wat betekent dat bij gedeeltelijke benutting de gemiddelde kosten per eenheid CO<sub>2</sub> en daarmee de tarieven voor gebruikers relatief hoog kunnen zijn;
- Bij het gebruik van schepen als transportmiddel moet er geïnvesteerd worden in ontvangstterminals met compressie-installaties om het CO<sub>2</sub> gas in vloeistof om te zetten en uiteraard ook in schepen. Zulke investeringen zijn alleen rendabel bij transport over grotere afstanden (zoals bij aardgas in vloeibare vorm ook het geval is);
- Bij transport per schip moet er ook geïnvesteerd worden in opslag, omdat het transport in batches plaatsvindt, terwijl bij transport per pijpleiding het transport een continu proces is. Een voordeel van dat continue proces is dat de transportleiding en eventuele

pompen/compressoren continu gebruikt kunnen worden en dus een hogere bezettingsgraad hebben.

- Het ruimtebeslag bij pijpleidingtransport lijkt bovendien geringer dan bij transport per schip, omdat dan in havens ruimte voor terminals en aanlegplaatsen nodig zijn;
- Transport per schip is wellicht minder betrouwbaar, want meer afhankelijk van weersomstandigheden, zodat er een groter risico kan zijn dat er alsnog CO<sub>2</sub>-emissies zijn waarvoor betaald moet worden (zowel de EU ETS prijs als de nationale CO<sub>2</sub>-heffing);
- Transport per schip biedt daarentegen meer flexibiliteit aan emitters om met verschillende opslaglocaties contracten aan te gaan, terwijl transport per schip ook meer concurrentie tussen transporteurs mogelijk maakt;
- Een nadeel van pijpleidingtransport en tegelijkertijd een voordeel van transport per schip is dat het flexibeler kan zijn om van meer verschillende locaties CO<sub>2</sub> op te halen en deze naar verschillende bestemmingen te brengen. Zowel de herkomst als de bestemming kunnen mogelijk in de tijd worden aangepast als bijvoorbeeld een uitstoter tijdelijk minder aanbod van CO<sub>2</sub> heeft of een opslaglocatie tijdelijk problemen heeft met de injectie;
- Het injecteren van CO<sub>2</sub> in een leeg gasveld vanuit een gekoelde toestand kent andere technische uitdagingen dan vanuit een pijpleiding, maar beide opties zijn technisch mogelijk.

De industriële bedrijven in Nederland kunnen nu in principe kiezen tussen een contract met de verkopers van aan Aramis gebonden opslag- en transportcapaciteit, een contract met Northern Lights (zoals Yara Nederland onlangs gedaan heeft), een contract met Greensand in Denemarken, of een contract met bijvoorbeeld CarbonCollectors dat transport per schip aanbiedt. In beginsel zou een industrieel bedrijf ook zelf

het initiatief kunnen nemen voor een eigen pijpleiding naar een of meerdere lege gasvelden. Aan elk van deze opties zitten uiteraard beperkingen:

- De opslagcapaciteit in bijv. Northern Lights is voorsnog beperkt tot 5 Mton, maar deze capaciteit zal groter worden wanneer er marktpraak naar is. Daarnaast kunnen er opslagmogelijkheden beschikbaar komen in andere Europese landen, en Denemarken. De belangrijkste bottleneck voor uitstoters in Nederland is echter dat de SDE++ subsidie voorsnog alleen geldt voor opslag in Nederland. Zolang dat het geval is, zijn opslagen buiten Nederland voor deze uitstoters niet interessant, tenzij het CCS-project voor hen zonder subsidie al rendabel is (wat voor een enkel bedrijf al het geval lijkt te zijn).
- Twee van de aandeelhouders in het Aramis project (Shell en TotalEnergies) zijn ook aandeelhouders van Northern Lights, zodat CO<sub>2</sub>-opslagvragende partijen deze aanbieder niet meteen als een concurrent van Aramis zullen zien.<sup>23</sup>
- Voor alternatieve transportroutes naar lege gasvelden onder de Noordzee (anders dan via Aramis), is op termijn mogelijk betrokkenheid van EBN nodig, op basis van het voornemen van EZK om EBN structureel te laten deelnemen in alle opslagprojecten in verband met de lange-termijn verantwoordelijkheid van de staat voor een veilige opslag van CO<sub>2</sub> (EZK, juli 2021). EBN is echter ook aandeelhouder van het Aramis project, waardoor er mogelijk dubbele belangen zijn (zie verder hierover paragraaf 4.3.4). EBN moet per fase van dit project toestemming van de staatssecretaris van EZK ontvangen, zodat het denkbaar is dat EBN voor de volgende fases van dit project geen toestemming ontvangt.

---

<sup>23</sup> De aandeelhouders in Northern Lights zijn Equinor Refining Norway AS, TotalEnergie EP Norge AS en AS Norske Shell. Elk van deze aandeelhouder heeft een aandeel van 1/3 in het project. Bron: [Annual Report Northern Lights 2022](#).



Concluderend, alhoewel er in theorie diverse keuzeopties voor het transport zijn, zijn die op korte termijn beperkt.

#### 4.3.4 Keuzemogelijkheden voor aanbieders van CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit

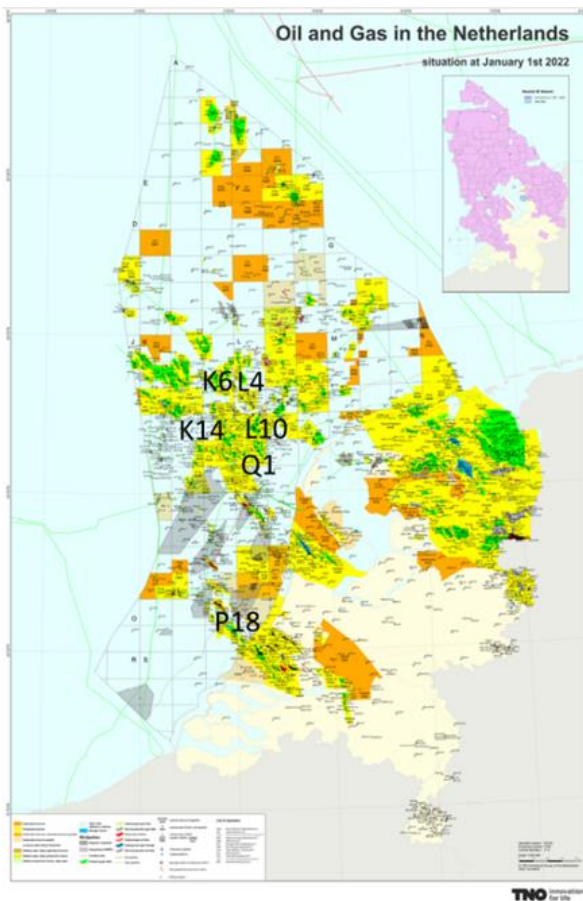
Onder de Noordzee liggen veel lege gasvelden die geschikt gemaakt kunnen worden voor CO<sub>2</sub> opslag. De precieze omvang van het opslagpotentieel is echter nog wel onzeker, omdat elk veld moet worden onderzocht en getest. Het verwachte potentieel is zo'n 1600 Mton in ongeveer 100 lege gasvelden (Neele, 2023). Een deel van deze velden zal in de toekomst mogelijk gebruikt worden voor waterstofopslag, terwijl een deel van de platforms mogelijk niet kunnen worden hergebruikt vanwege conflicterend ruimtegebruik met wind op zee of andere mijnbouwactiviteiten. Op dit moment zijn een aantal velden in ontwikkeling naar een CO<sub>2</sub>-opslaglocatie (zie tabel 4.1 in combinatie met Figuur 4.1).

**Tabel 4.1 Opslagcapaciteit in ontwikkeling op het Nederlandse continentaal plat**

Blok	Opslagbedrijf	Totale capaciteit (Mton)	Jaarlijkse capaciteit (Mton)	Project naam
P18	Voorheen eigendom van TAQA, nu Porthos	40	2,5	Porthos
K14-FA	Shell	47	2,5	Aramis
L4-A K6-CA	TotalEnergies	40	2,5	Aramis
L10 fields	Neptune	120-150	5	
Q1B P6	WintershallDEA CMS	60-70	?	

Bron: Neele (2023)

**Figuur 4.1** Locatie van de opslaglocaties die in de komende jaren worden ontwikkeld (zie ook tabel 1)



Bron: NLOG, <https://www.nlog.nl/en/oil-and-gas-maps-netherlands>; Noot: geel: blokken met productievergunning; groen: producerende gasvelden

Van deze opslaglocaties worden die van Shell en TotalEnergies direct gekoppeld aan de hoofdtransportleiding van Aramis.<sup>24</sup> De opslaglocaties van Neptune en Wintershall worden mogelijk ook gekoppeld aan deze transportleiding, maar deze partijen moeten zelf zorgen voor een pijp vanaf hun locatie naar deze hoofdtransportleiding. Dit hangt samen met de EU Richtlijn (art. 21, lid 4) waarin staat dat exploitanten van transportnetwerken aan derden die om toegang verzoeken, mogen vragen om de kosten van het leggen van de verbinding met het transportnetwerk voor hun rekening te nemen.

Al deze vier opslagpartijen worden op de [website van Aramis](#) aangeduid als potentiële *shippers*, wat betekent dat CO<sub>2</sub>-opslagvragende bedrijven bij hen terecht kunnen voor de koop van transport- en opslagdiensten, zodat vragers naar opslagdiensten keuze lijken te hebben.

Een vraag hierbij is wel in welke mate deze *shippers* dezelfde positie hebben in de onderhandelingen met Aramis. Shell en TotalEnergies hebben immers twee rollen hier: ze zijn een bedrijf dat opslagcapaciteit aanbiedt, net als Neptune en Wintershall, maar Shell en TotalEnergies zijn ook aandeelhouder van Aramis. Aramis vraagt bijvoorbeeld financiële garantstelling van opslagbedrijven, maar het is niet duidelijk of dat ook gebeurt bij opslaglocaties van de *launching partners*. Het is ook niet duidelijk of de informatie die bijvoorbeeld een bepaald opslagbedrijf met Aramis deelt niet terecht komt bij Shell en TotalEnergies. In beginsel zijn er Chinese Walls tussen het Aramis projectteam en de opslagbedrijven van Shell en TotalEnergies, maar het is niet duidelijk hoe het toezicht hierop geregeld is.

---

<sup>24</sup> Hier is sprake van voordelen van verticale integratie. Shell en TotalEnergies hebben extra belang bij realiseren transportpijpleiding omdat ze daarmee de infrastructuur op hun lege gasvelden kunnen blijven benutten en daarmee de kosten van het opruimen daarvan naar achteren schuiven.

Op dit moment hebben andere opslagbedrijven weinig andere keuze dan om mee te doen, omdat het meest efficiënt is om zo snel mogelijk na het leegraken van een gasveld door te gaan met het opslaan van CO<sub>2</sub>. Deze partijen hebben daarbij geen sterke onderhandelingspositie en verkeren in onzekerheid of er sprake is van gelijke behandeling. In beginsel biedt CarbonCollectors een alternatief, maar het transport per schip is technisch nog minder ver ontwikkeld, terwijl de kosten op korte afstanden relatief hoog zijn, zoals hiervoor is besproken.

Ongelijke behandeling is er mogelijk ook doordat de *launching marketeers* van Shell en TotalEnergies gezamenlijk mogen optrekken en dat ook doen onder de naam van Aramis. Andere *shippers* staan daardoor mogelijk op achterstand. Daarbij komt dat de Aramis hoofdpijpleiding direct koppelt aan in ieder geval de opslaglocaties van Shell en TotalEnergies, terwijl toekomstige andere *shippers* zelf moet betalen voor een eigen aansluiting op die leiding. Daarbij verkeren zij in onzekerheid, ondanks het bestaan van Chinese Walls tussen de *marketeers* en het Aramis project, in hoeverre zij onder dezelfde voorwaarden toegang krijgen tot de hoofdpijpleiding als de opslagbedrijven die ook een aandeel in die pijpleiding hebben. Het risico bestaat dat deze laatste bedrijven gebruik maken van hun positie en minder gunstige voorwaarden aan anderen bieden, waarmee er sprake zou zijn van zogenaamde foreclosure van de markt.

Om alle opslagbedrijven in dezelfde positie te brengen, is het nodig om de governance van Aramis transparanter te maken en te borgen dat alle partijen op dezelfde manier worden behandeld.

De tot dusverre besproken keuzes gaan over met welke shipper een CO<sub>2</sub>-opslagvragend bedrijf in zee wil gaan voor zover deze shipper, in de *growth*

*fase*<sup>25</sup>, gebruik gemaakt van de Aramis pijpleiding<sup>26</sup>. Daarnaast is er in beginsel ook een keuze tussen *shippers* die gebruik maken van pijpleiding versus *shippers* die schepen gebruiken. Deze keuzevrijheid lijkt om een aantal redenen beperkt:

- Van de ruim 1000 Mton aan opslagcapaciteit die tot 2030 onder de Nederlandse Noordzee ontwikkeld kan worden, hebben Shell (via de NAM) en TotalEnergies een groot deel van de vergunningen voor gaswinning in handen.<sup>27</sup> Deze bedrijven hebben daarmee een voorsprong op andere bedrijven om op die velden CO<sub>2</sub>-opslag te beginnen, al kan in principe elk bedrijf meedingen voor een vergunning daarvoor (zie ook paragraaf 4.3). Shell en TotalEnergies zijn daarnaast ook aandeelhouder van het transport per Aramis pijpleiding, waardoor ze er belang bij hebben dat de pijpleiding volledig benut wordt. Een gevolg hiervan is dat de kans niet groot is dat de gasvelden waarop zij nu actief zijn, voor andere transportmethoden (d.w.z. per schip) wordt aangeboden. Dat zou dan pas gebeuren wanneer de pijpleiding volledig benut is en het niet efficiënt is om deze uit te breiden naar nieuwe opslaglocaties.
- Het transport per schip heeft daarnaast als nadeel dat het geen subsidie kan krijgen vanuit Brussel, terwijl dat wel het geval is voor de Aramis hoofdtransportleiding. Voor het [Connecting European Facility \(CEF\)](#) fonds is een aanvraag gedaan voor subsidie die kan oplopen tot 40% van de totale investeringskosten. Onlangs is bekend geworden dat het Aramis 124 mln. euro subsidie uit dit fonds krijgt.<sup>28</sup> Dit is minder dan is

---

<sup>25</sup> In de *launching* fase, tot 5 Mt/jr. is er geen keuzemogelijkheid, omdat dan alleen transport- en opslagdiensten kunnen worden gekocht bij de *Launching Marketeers* van Shell en TotalEnergies samen.

<sup>26</sup> Dit kan ook transport per schip naar CO<sub>2</sub>next en vervolgens Aramis zijn.

<sup>27</sup> Gebaseerd op communicatie met het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

<sup>28</sup> Zie [bericht op website Europese Commissie](#).

aangevraagd (ongeveer een kwart tot een derde van het aangevraagde bedrag). Tot dusverre werd bij de SDE++ subsidie ervan uitgegaan dat 40% subsidie zou worden ontvangen.<sup>29</sup> Nu de CEF-subsidie bekend is, is er wel minder onzekerheid over de toekomstige tarieven voor Aramis.

- Voor het transport per schip naar bepaalde opslaglocaties is er een opslagvergunning (voor de opslaglocaties) nodig en vanwege de andere technische vereisten dan bij injectie vanuit pijpleiding, vraagt zo'n vergunning extra inspanning van de betrokken partijen (opslagbedrijf en overheid). Ervaring van een transportbedrijf is dat dit een belemmering is voor het verkrijgen van die opslagvergunning.
- Hier speelt mogelijk ook mee de verschillende rollen die EBN hier heeft. Het beleidsvoornemen van het EZK is dat EBN bij alle opslagen betrokken zal zijn om zo het lange-termijn beheer van de opslaglocaties te borgen. Daarnaast kan EBN met instemming van de minister financieel deelnemen aan opslagprojecten. EBN is echter ook aandeelhouder van Aramis, en in die rol is EBN gebaat bij een zo hoog mogelijk benutting van de Aramis pijpleiding en heeft het geen belang om alternatieve transportmethoden te faciliteren omdat dat ten koste kan gaan van het eigen rendement op de deelneming in Aramis.

#### *4.4 Externaliteiten*

##### *4.4.1 Inleiding*

Wanneer marktpartijen de voor- of nadelen van hun acties voor andere partijen niet volledig in de beschouwing betrekken bij het nemen van hun beslissingen, dan komt de markt niet tot optimale uitkomsten. Er is dan sprake van externaliteiten, die in drie typen kunnen worden onderscheiden: negatieve, positieve en netwerk externaliteiten.

---

<sup>29</sup> PBL, TNO en DNV (2023) en XODUS.

#### *4.4.2 Negatieve externaliteiten*

De markt voor CCS komt nu in ontwikkeling doordat de negatieve externaliteiten van het gebruik van fossiele energie door het klimaatbeleid zijn geïnternaliseerd. Zonder dit beleid zouden bedrijven ongehinderd CO<sub>2</sub> kunnen uitstoten en zou er geen vraag zijn naar CO<sub>2</sub>-opslagcapaciteit. Het internaliseren van de negatieve externaliteit van CO<sub>2</sub>-emissies gebeurt via een aantal beleidsinstrumenten: het EU ETS, de nationale CO<sub>2</sub>-heffing, SDE++ subsidies en maatwerkafspraken (zie paragraaf 3.5). Het EU ETS is erop gericht dat de geaggregeerde broeikasgasemissies van de deelnemende bedrijven in het gehele EU ETS gebied daalt conform de toezeggingen in het Parijs-akkoord. Zonder wijziging van het huidige EU-beleid zullen er vanaf 2040 geen nieuwe emissierechten meer worden uitgedeeld, waardoor de EU ETS sectoren zelfs eerder dan in 2050 klimaatneutraal moeten zijn.

De andere beleidsmaatregelen om emissiereductie binnen de Nederlandse ETS bedrijven te stimuleren hebben een beperkt effect op de geaggregeerde emissies binnen het EU ETS gebied, tenzij door de Nederlandse overheid wordt gezorgd dat er minder emissierechten worden uitgedeeld (Mulder et al., 2023). De nationale CO<sub>2</sub>-heffing, de SDE++ subsidies en maatregelen in het kader van de maatwerkafspraken zijn dus niet nodig om de negatieve externaliteit te internaliseren, maar hebben effect op de mogelijkheden voor de Nederlandse ETS bedrijven om hun emissies te reduceren. Deze maatregelen moeten dus vooral gezien worden vanuit het perspectief van het publieke belang om industriële activiteiten in Nederland te behouden en de Nederlandse verdien capaciteit bij het realiseren van de energietransitie te bevorderen. In hoeverre de specifiek op CCS gerichte maatregelen daartoe toereikend zijn, wordt besproken bij de discussie over mogelijke hold-up problemen (zie paragraaf 4.6).

#### 4.4.3 Positieve externaliteiten

Grootschalige CCS waarbij CO<sub>2</sub> over grote afstand wordt getransporteerd is nieuw waarbij allerlei technische vraagstukken moeten worden opgelost. Deze hebben onder meer betrekking op het converteren van gas- naar vloeibare en superkritische vorm onder verschillende weersomstandigheden (waaronder de buitentemperatuur), het transporteren over grote afstand per pijpleiding of per schip, en het injecteren in lege gasvelden met verschillende technische eigenschappen. Kennisvergaring naar deze technieken kan voor andere partijen in de markt ook voordelen opleveren. Deze voordelen zijn positieve externaliteiten wanneer bedrijven niet in staat zijn om andere partijen voor hun vondsten te laten betalen. Het gevolg daarvan zou zijn dat de bedrijven zich minder inspanssen om te innoveren.

Om te zorgen dat marktpartijen deze voordelen wel meenemen bij hun beslissing om onderzoek te doen naar verbetering van de technieken is subsidieverlening voor R&D een geschikt en gangbaar instrument. Ook de Nederlandse overheid faciliteert via verschillende regelingen R&D naar CCS, waaronder via het internationale [CATO programma](#) en regelingen en het [Europese Excellent CCS Laboratories](#).<sup>30</sup> Het onderwerp positieve externaliteiten in de markt voor CCS lijkt hiermee adequaat geadresseerd.

Overigens kan het bevorderen van R&D voor CCS op zichzelf weer tot negatieve externaliteiten leiden. Deze kunnen optreden als hierdoor minder inspansningen worden verricht in innovatie in andere reductietechnieken, zoals elektrificatie of energiebesparing. Het is daarom belangrijk om CCS wel te laten concurreren met deze andere technieken, zoals nu ook gebeurt in de SDE++ regeling.

---

<sup>30</sup> Bron: website RvO, <https://www.rvo.nl/onderwerpen/innovatie-en-topsectoren/tse/ccus#subsidieregelingen-ccus>



#### *4.4.4 Netwerkexternaliteiten*

Netwerkexternaliteiten ontstaan wanneer een partij voordelen behaalt door het hebben van een groot netwerk (in fysieke zin of in de vorm van groot aantal klanten), waardoor andere partijen (zonder zo'n netwerk) een concurrentienadeel hebben. In het geval van CCS zou zo'n voordeel kunnen ontstaan wanneer een fysieke transportinfrastructuur is gekoppeld aan een groot aantal opslaglocaties, waardoor CO<sub>2</sub>-opslagvragende bedrijven meer zekerheid hebben dat hun CO<sub>2</sub> te allen tijde opgeslagen kan worden, ook als er bij een opslag een storing optreedt. Een dergelijk voordeel kan zich echter ook voordoen bij transport per schip, wanneer de transporteur met diverse opslagbedrijven een contract heeft wat flexibiliteit biedt bij het afleveren van de CO<sub>2</sub>. Op grond hiervan is het niet evident dat de markt voor CCS wordt gehinderd door het bestaan van netwerkexternaliteiten.

### *4.5 Informatie-asymmetrie*

#### *4.5.1 Inleiding*

Wanneer marktpartijen niet over dezelfde informatie kunnen beschikken, dan kunnen sommige transacties niet tot stand komen, terwijl dat wel zou gebeuren als alle partijen even goed geïnformeerd zijn. Deze informatie kan betrekking hebben op de karakteristieken van de andere partij of een product of op het gedrag dat andere partijen vertonen.

#### *4.5.2 Informatie-uitwisseling tussen CO<sub>2</sub>-opslagvragende partijen en shippers*

Een belangrijk onderdeel van de CCS-markt bestaat uit het verkopen door *shippers* van toegang tot transport- en opslagdiensten aan CO<sub>2</sub>-opslagvragende partijen. De laatstgenoemde partijen hebben daarbij informatie nodig over met name de capaciteit van deze diensten (d.w.z. hoeveel CO<sub>2</sub> per tijdsperiode, hoeveel CO<sub>2</sub> in totaliteit), de

betrouwbaarheid daarvan en de voorwaarden waaronder de diensten kunnen worden afgenomen (waaronder de tarieven, benodigde financiële garantstellingen en vergoedingen in geval van het tijdelijk wegvallen van de dienst). Omdat de CCS-markt nog in ontwikkeling is, is het voor de vragende partijen moeilijk om een aanbod van een shipper te vergelijken met aanbiedingen elders, omdat die nog nauwelijks bestaan. Voor het beoordelen of het aanbod van een shipper redelijk is, zijn de vragers daardoor grotendeels afhankelijk van de informatie die de shipper daarover geeft.

In het geval van Aramis is voor de eerste 5 Mton per jaar de zogenaamde *Launch Marketeer* als shipper aangewezen. In deze rol werken Shell en TotalEnergies samen (met toestemming van de ACM). Deze *Launch Marketeer* biedt het product 'transport en opslag van CO<sub>2</sub>' als een geïntegreerd product aan met een geïntegreerd tarief. Dat tarief is gebaseerd op de kosten van het geschikt maken voor transport (zoals conversie van/naar gas, vloeibaar of superkritisch; aanpassing temperatuur bij cryogene CO<sub>2</sub>) en het transport via de hoofdtransportlijn (het Aramis deel), de kosten van de injectie en een marge voor de marketing kosten. Diverse CO<sub>2</sub>-opslagvragende partijen geven aan dat ze niet weten hoe deze tarieven worden berekend en of deze tarieven redelijk zijn.

Het toezicht op de redelijkheid van de tarieven bestaat volgens de Minister van EZK (juli 2021) uit tarieventoezicht door het Staatstoezicht op de Mijnen (volgens de Mijnbouwwet), maar het is niet duidelijk hoe dit toezicht is ingevuld. Daarnaast is er het generieke mededingingstoezicht door de Autoriteit Consument & Markt (ACM). Dat toezicht is echter ex post (dus pas nadat hoge tarieven daadwerkelijk zijn geconstateerd) en niet zo

effectief, aangezien de praktijk leert dat overtredingen van de Mededingingswet niet eenvoudig zijn vast te stellen.<sup>31</sup>

Ook al oefent de overheid via haar betrokkenheid als aandeelhouder ook invloed uit op de kosten van het project en daarmee indirect op de tarieven, tarieventoezicht behoort niet tot de taken van de deelnemingen EBN en Gasunie. Deze organisaties zijn als aandeelhouder vooral op het rendement van hun investeringen gericht, want ook al zijn het bedrijven in staats eigendom, ze moeten (op grond van de [wet Markt en Overheid](#)) als commerciële partijen onder marktconforme voorwaarden opereren. De consequentie hiervan is dat zij bij hun investeringsbeslissingen niet zozeer het belang van de CO<sub>2</sub>-opslagvragende partijen in het oog zullen houden, maar vooral de consequenties voor het eigen rendement.

Gezien de praktische onmogelijkheid van CO<sub>2</sub>-opslagvragende partijen om de tarieven van *shippers* die gebruik maken van Aramis goed te beoordelen en het tot dusverre beperkte toezicht op deze tarieven, lijkt het raadzaam, in ieder geval voor de korte termijn, een vorm van ex ante tarieventoezicht te introduceren. Het gaat daarbij niet alleen om de redelijkheid van de tarieven, maar ook om condities waaronder partijen al dan niet moeten betalen voor niet geleverde diensten. Als transportcapaciteit bijvoorbeeld tijdelijk niet beschikbaar is, dan is het de vraag of dit voor rekening moet komen van de beheerder van de infrastructuur of voor de gebruikers daarvan. Dit kan bijvoorbeeld worden vormgegeven door de tarieven niet te baseren op de maximale capaciteit, maar op gemiddelde capaciteit. Op langere termijn wanneer zich meer concurrerende transportmethoden hebben ontwikkeld en er meer ervaring

---

<sup>31</sup> Dit komt doordat de mededingingsautoriteit eerst moet vaststellen of een partij in een bepaalde periode een economische machtspositie had en daar misbruik van heeft gemaakt. Voor dat laatste moet onder meer worden vastgesteld of de markttuitkomsten voor de klanten ongunstig zijn beïnvloed.

is opgedaan met CCS, kan dat toezicht worden versoepeld of zelfs losgelaten.

#### 4.5.3 Informatie-uitwisseling tussen shippers en transporteurs

De partijen die CO<sub>2</sub>-opslag verkopen (de *shippers*) aan de bedrijven die CO<sub>2</sub> willen laten opslaan hebben ook toegang tot transport nodig. Zij moeten daartoe transportcapaciteit contracteren. In beginsel hebben ze de keuze uit transport per pijpleiding of per schip, maar in de praktijk gaat het nu vooral om transport per pijpleiding (zie paragraaf 4.3). Met Aramis is er een aanbieder van transportcapaciteit per pijpleiding, terwijl er meerdere potentiële *shippers* zijn. Op dit moment is er sprake van vier potentiële *shippers*: Shell, TotalEnergies, Neptune en Wintershal. De laatste twee lijken in een andere positie te verkeren dan Shell en TotalEnergies, omdat deze bedrijven ook aandeelhouder van Aramis zijn. De *shippers* die niet in Aramis participeren hebben mogelijk daardoor ook minder informatie over de werkelijke kosten van Aramis dan de andere partijen.

Het is ook denkbaar dat door Aramis niet aan alle *shippers* precies dezelfde voorwaarden worden gesteld, zoals bijvoorbeeld met betrekking tot de geëiste bankgaranties. In theorie is dit afgedekt doordat dat Aramis non-discriminatoire toegang aan derden moet verlenen en dat voor alle partijen dezelfde condities gelden op grond van artikel 21 van de CCS-richtlijn. Zoals eerder gesteld heeft een verticaal geïntegreerd bedrijf de prikkel tot market foreclosure, wat wil zeggen dat het andere bedrijven lastig kan maken om de markt te betreden, bijvoorbeeld door het stellen van extra (hoge) eisen. Het toezicht hierop lijkt echter niet goed geregeld. Een optie is daarom om de regels voor non-discriminatoire toezicht te expliciteren en daarvoor een toezichthouder aan te wijzen.

Dat Shell en TotalEnergies een andere positie ten opzichte van Aramis innemen blijkt in ieder geval uit het feit dat gedurende de eerste periode na

het nemen van de eindinvesteringsbeslissing (FID) een deel van de capaciteit van de pijplijn van 22 Mton/jaar gereserveerd is voor mogelijke groeiprojecten van Shell en TotalEnergies. In die periode wordt dus alleen het resterende deel van de capaciteit aan derden beschikbaar gesteld. Een vraag is of die reservering past bij de vereiste om non-discriminatoir toegang te verlenen aan derden. Ook is het zo dat de transportleiding direct naar twee lege gasvelden van Shell en TotalEnergies loopt, terwijl andere *shippers* zelf moeten zorgen en betalen voor een fysieke verbinding met de hoofdtransportleiding.

Het toezicht op de tarieven is nu toegewezen aan SodM en ACM, maar dat toezicht is ex post en stelt minder hoge eisen aan redelijke tarieven dan bij ex ante tarieventoezicht het geval is. Gezien het feit dat het voor andere *shippers* dan Shell en TotalEnergies moeilijk is om de tarieven en voorwaarden voor het gebruik van Aramis te beoordelen en transparantie over tarieven en voorwaarden voor andere marktpartijen beperkt is, lijkt het derhalve raadzaam enige vorm van toezicht hierop in te voeren.

## *4.6 Hold-up*

### *4.6.1 Inleiding*

Het hold-up probleem is dat marktpartijen zich niet voor de lange termijn willen committeren vanwege het risico dat nadat de commitment is afgegeven, de onderhandelingspositie verslechtert. Dit probleem kan zich voordoen bij investeringen in infrastructuur: zo gauw de investering gedaan is en de kosten daarvan *sunk* zijn (en dus niet meer terug te draaien zijn), dan kunnen andere partijen een lagere vergoeding eisen. Om dit risico te voorkomen willen marktpartijen zich daar normaliter tegen indekken door het afsluiten van lange-termijn contracten.

#### 4.6.2 CO<sub>2</sub>-opslagvragende partijen

De bedrijven die CO<sub>2</sub> willen opslaan moeten daarvoor doorgaans ook zelf omvangrijke investeringen doen in het afvangen van CO<sub>2</sub>. Het rendement van die investering hangt af van de toekomstige mogelijkheden om CO<sub>2</sub> af te voeren naar een opslaglocatie (CCS) of te verkopen voor hergebruik (CCU). Bedrijven zullen dus de investering in het afvangen van CO<sub>2</sub> pas maken wanneer er zekerheid is over de vervolgstap. Als een bedrijf CO<sub>2</sub> wil opslaan, zal het eerst een lange-termijnovereenkomst willen hebben voor het transport en opslag.

Diverse CO<sub>2</sub>-opslagvragende partijen hebben aangegeven dat ze zo'n overeenkomst moeilijk kunnen sluiten omdat vanuit de *shippers* geen duidelijkheid kan worden verschaft over de toekomstige tarieven. Op zich wordt het verschil in kosten van CCS (per ton CO<sub>2</sub>) en de CO<sub>2</sub>-prijs in het EU ETS vergoed vanuit de SDE++, zij het dat daarbij van exogene informatie wordt uitgegaan en niet van de feitelijke kosten. De maximale hoogte van de SDE++-subsidie voor CCS wordt gebaseerd op een veronderstelde benutting van de Aramis pijpleiding van 7,5 Mt/jr., een gemiddeld kostenniveau (zogenaamd p50 schatting), terwijl voor 2023 er ook van werd uitgegaan dat het Aramis project voor 40% subsidie zou ontvangen uit het Europese CEF.<sup>32</sup> Onlangs is bekend geworden dat het Aramis project een bedrag van 124 miljoen euro toegekend heeft gekregen, wat ongeveer een kwart tot een derde is van het totale investeringsbedrag.<sup>33</sup> Hiermee is een bron van onzekerheid over de toekomstige tarieven voor Aramis weggenomen, maar blijft onzekerheid over de kosten nog wel bestaan.

De bepaling van de maximale subsidiehoogte voor de gehele looptijd gebeurt op het moment van de aanvraag van de subsidie. Voor die aanvraag

---

<sup>32</sup> Zie PBL, TNO en DNV (2023) en XODUS.

<sup>33</sup> Zie [bericht op website Europese Commissie](#).

hebben de CO<sub>2</sub>-opslagvragende bedrijven een transport- en opslagverklaring van een shipper nodig, waarin de *Launching Marketeers* (voor de eerste 5 Mt/jr.) en *shippers* (voor de *growth* fase) een bandbreedte voor de toekomstige tarieven aangeven. Deze bandbreedte is aanzienlijk, en kan bovendien nog veranderen onder invloed van bijvoorbeeld stijgende kosten. Door XODUS is ingeschat dat de kosten bij een optimistisch (pessimistisch) scenario 20 euro/ton lager (hoger) zijn dan wat als baseline is aangenomen.

Als een CO<sub>2</sub>-opslagvragend bedrijf een SDE++-subsidie toegewezen krijgt, dan is het ook verplicht het CCS-project uit te voeren, en om die verplichting af te dwingen moeten de bedrijven een bankgarantie overleggen ter grootte van maximaal 2% van het toegekende subsidiebedrag.<sup>34</sup> Hiermee loopt het CO<sub>2</sub>-opslagvragende bedrijf het financiële risico dat de tarieven voor transport en opslag hoger uitvallen, terwijl het toegekende subsidiebedrag onveranderd blijft. Deze onzekerheid kan CO<sub>2</sub>-opslagvragende bedrijven huiverig maken om een transport- en opslagverklaring en SDE++-subsidie aan te vragen, omdat men het CCS-project bedrijfseconomisch te riskant is.

Hierbij komt dat bij de voorliggende tariefstructuren de CO<sub>2</sub>-opslagvragende partijen moeten betalen voor de hoeveelheid gecontracteerde transportcapaciteit, terwijl de SDE++-subsidie gegeven wordt voor daadwerkelijke hoeveelheid opgeslagen CO<sub>2</sub>, waarbij wordt uitgegaan van een beschikbaarheid van 8000 uur per jaar. Wanneer de CCS voor minder dan die 8000 uur per jaar beschikbaar is, dan de subsidie mogelijk niet meer toereikend. Daartegenover staat overigens dat mocht de CO<sub>2</sub>-prijs in het EU ETS hoger zijn dan bij de SDE++ is verondersteld, dat

---

<sup>34</sup> Bron: <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2022-09/220905-Uitvoeringsovereenkomst-SDE%2B%2B2022-v1.pdf>

dan de maximaal te verkrijgen subsidie hoger is dan wat nodig zou zijn om de onrendabele kosten te dekken.

Kortom, CO<sub>2</sub>-opslagvragende bedrijven hebben te maken met onzekerheid over de toekomstige tarieven voor Aramis, de beschikbaarheid van die infrastructuur en de hoogte van de CO<sub>2</sub>-prijs. Deze onzekerheid kan ertoe leiden dat bedrijven beslissingen over deelname aan Aramis voor zich uit schuiven.

#### *4.6.3 Intermediaire partijen*

De bedrijven die CO<sub>2</sub> willen converteren en transporteren vanaf de bron naar de opslaglocatie moeten grote investeringen doen. Dit geldt zowel voor transport per schip als voor transport per pijpleiding. Alvorens zij deze investeringen zullen doen, zal er zekerheid nodig zijn over het toekomstige gebruik en vergoedingen daarvoor. De transportbedrijven zullen daarvoor lange-termijnovereenkomsten willen sluiten met de gebruikers.

In het geval van Aramis worden deze overeenkomsten gesloten met de CO<sub>2</sub>-opslagbedrijven die als shipper gaan optreden en die daarmee alle diensten geïntegreerd verkopen aan de CO<sub>2</sub>-opslagvragende bedrijven. In de onderhandelingen over deze overeenkomsten hebben de opslagbedrijven echter te maken met informatie-asymmetrie (zie paragraaf 4.5). Het verminderen van die asymmetrie en het vergroten van de transparantie over de tarieven en voorwaarden kan daarom positief uitwerken op het afsluiten van lange-termijnovereenkomsten en daarmee de investeringen in de transportpijpleiding ten goede komen.

Bedrijven die CO<sub>2</sub> willen transporteren per schip hebben lange-termijnovereenkomsten nodig met zowel bedrijven die om opslag vragen als bedrijven die opslag aanbieden. Uit gesprekken is naar voren gekomen dat met name het sluiten van die laatste overeenkomsten moeizaam lijken te verlopen (zie paragraaf 4.3.4).



Voor beide typen investeringen geldt uiteraard dat het verstrekken van CAPEX-subsidies het financiële risico van de investeringen verkleint. Voor het Aramis project is een subsidie verkregen vanuit [Connecting European Facility](#) fonds, wat de investeringskosten per eenheid CO<sub>2</sub> verlaagt, wat door zal werken in lagere tarieven voor gebruikers en/of een hoger rendement voor de aanbieders.

#### *4.6.4 CO<sub>2</sub>-opslag aanbiedende partijen*

De bedrijven die CO<sub>2</sub> willen opslaan hebben in beginsel minder last van het hold-up probleem, omdat zij investeringen in het mogelijk maken van CO<sub>2</sub>-injectie op verschillende manieren kunnen aanwenden. Als een samenwerking met een pijpleidingtransporteur niet goed verloopt, kunnen ze in principe ook uitwijken naar injectie vanaf schepen. In de praktijk is de situatie echter iets anders, zeker als deze bedrijven een lange-termijnovereenkomst hebben gesloten met een pijpleidingtransporteur, dan kan de *opt-out* optie (richting transport per schip) financieel heel duur zijn gemaakt. In welke mate dit het geval is, hangt af van de onderhandelingspositie van beide type bedrijven. Eerder is aangegeven dat opslagbedrijven die niet tot de aandeelhouders van Aramis behoren, mogelijk beperkte keuzemogelijkheden hebben (zie paragraaf 4.4).

## 5. CONCLUSIES

Op basis van de bovenstaande analyse kunnen antwoorden worden gegeven op de vragen die aan het begin van dit rapport zijn gesteld. Eerst worden de antwoorden op de hoofdvragen gegeven, daarna die op de ondersteunende vragen.

### 5.1 Hoofdvragen

a) *In welke mate past de voorgenomen ordening van de CCS-markt bij de karakteristieken van deze markt, zowel in de huidige situatie als in de toekomst wanneer het gebruik van CCS beduidend groter zal zijn?*

1. Verwacht mag worden dat op termijn een goed functionerende CCS-markt zal bestaan. Het potentieel aan opslaglocaties in Europa is heel groot, de economische schaalvoordelen bij het pijpleidingtransport zijn niet dusdanig dat er geen ruimte is voor concurrerende infrastructuren, terwijl naar verwachting de techniek van het transport per schip zich verder zal ontwikkelen waardoor er voor zowel CO<sub>2</sub>-opslagvragende als CO<sub>2</sub>-opslagbiedende bedrijven meerdere keuzeopties mogelijk worden. Die keuzeopties zullen bovendien toenemen wanneer verschillende CO<sub>2</sub>-transportnetwerken met elkaar worden verknoopt, wat met name kan gebeuren doordat transportschepen flexibel kunnen opereren tussen verschillen bronnen en bestemmingen van CO<sub>2</sub>. Sinds enkele jaren zien we al een sterke toename in het aantal projecten voor de afvang, het transport en de opslag van CO<sub>2</sub> (niet alleen in Europa, maar ook daarbuiten), met daarbij in alle onderdelen van de keten een groei in het aantal betrokken partijen.
2. In de op termijn ontstane CCS-markt is specifieke overheidsinterventie, in aanvulling op wat al in de Mijnbouwwet is opgenomen, niet nodig,

zoals in de vorm van publiek eigenaarschap, onafhankelijke beheerders van infrastructuur of tariefregulering. In een goed functionerende markt kunnen commerciële marktpartijen zorgen voor de benodigde investeringen en de risico's daarvoor afdoende afdekken, zodat publieke investeringen geen toegevoegde waarde hebben, terwijl ze wel tot gevolg zouden hebben dat de overheid marktrisico's zou lopen. In zo'n markt zou het bovendien averechts werken om tarieven te reguleren, omdat de prijzen juist vrij moeten kunnen bewegen om zodoende alle marktpartijen te kunnen informeren over de actuele marktsituatie rondom kosten en schaarste. Het aanwijzen van een publieke beheerder<sup>35</sup> zou eveneens averechts werken, omdat deze dan een sterkere marktpositie zou krijgen dan andere marktpartijen die dezelfde dienst willen leveren. Publieke beheerders hebben alleen een toegevoegde waarde wanneer concurrentie niet mogelijk is. Wel uiteraard is er beleid nodig om te borgen dat de CO<sub>2</sub> permanent veilig wordt opgeslagen, zoals nu al is geregeld via de Europese CCS Richtlijn en de implementatie daarvan in de Mijnbouwwet.

3. Op dit moment bestaat zo'n CCS-markt echter nog niet. Emittenten van CO<sub>2</sub> in Nederland hebben op korte termijn weinig mogelijkheden om hun emissies sterk te reduceren, en zijn daarom aangewezen op CCS. In theorie hebben ze daarbij keuze tussen transport per schip naar opslaglocaties binnen en buiten Nederland of transport per pijpleiding via Aramis, maar in de praktijk is de keuzevrijheid beperkt. Transport per schip is technisch minder ontwikkeld (TRL van 6-7) en voor kortere

---

<sup>35</sup> Met publieke beheerder wordt overigens niet per se een overheidsbedrijf bedoeld. Het gaat hier om een centrale partij die een taak op zich neemt. Zo'n partij kan in principe zowel in overheids- als private handen zijn, wat we bijvoorbeeld ook zien bij het beheer van elektriciteitsnetwerken, waarbij in verschillende Europese landen verschillende keuzes voor publiek of privaat eigendom zijn gemaakt. In Nederland loopt dit bij energiesector wel synchroon, maar dat hoeft dus niet.

afstanden, zoals naar locaties onder de Noordzee, beduidend duurder dan transport per pijpleiding (mits die volledig benut wordt). In het transport per pijpleiding bestaan significante schaafeffecten, die in het Aramis project met een beoogde capaciteit van 22 Mt/jr. voor een belangrijk deel kunnen worden gerealiseerd wanneer de benutting maximaal is. Deze capaciteit is bovendien ongeveer gelijk aan de totale beoogde emissiereductie door de Nederlandse industrie per 2030 (en dus veel groter dan wat via CCS moet worden gedaan), wat betekent dat het niet efficiënt is om nu een concurrerende transportleiding naast Aramis aan te leggen voor opslagvelden in Nederland. Op termijn kan de behoefte veel groter zijn, onder andere vanuit de industrie in Duitsland (zie hoofdstuk 2).

4. Op de korte termijn, waarin de vraag naar CCS in Nederland al groot is, kun je daarom stellen dat Aramis een sterke marktpositie heeft.<sup>36</sup> Deze positie is voor een deel van de markt gelijk aan een natuurlijk monopolie. Hoewel emittenten in theorie ook gebruik kunnen maken van transport per schip naar locaties binnen of buiten Nederland, is die transportmethode technisch nog minder ontwikkeld, terwijl de kosten beduidend hoger zijn. Daarbij komt dat emittenten (nog) geen gebruik kunnen maken van de SDE++-subsidieregeling voor opslag buiten Nederland.
5. Dit impliceert dat de onderhandelingspositie van emittenten in Nederland met Aramis niet sterk is, en hetzelfde kan gesteld worden voor bedrijven die opslag aanbieden. Tussen de *shippers* (CO<sub>2</sub>-

---

<sup>36</sup> Op langere termijn kan de vraag naar CCS nog steeds groot zijn, omdat het plafond in het EU ETS naar nul toe gaat, waardoor CCS voor industriële emitters in Nederland en buurlanden met dure reductieopties een aantrekkelijke optie blijft. Daarbij komt dat er op termijn behoefte kan zijn aan koolstofverwijdering. Tegenover die toenemende vraag staat echter dat er ook meer alternatieve transport- en opslagmogelijkheden zullen komen, waardoor afzonderlijke transport- en opslagbedrijven met andere aanbieders moeten concurreren.

opslagaanbiedende bedrijven) bestaan ongelijke posities omdat sommigen (Shell en TotalEnergies) ook aandeelhouder zijn van Aramis. Er bestaat de kans dat deze *shippers* over meer informatie beschikken dan de andere partijen over de werkelijke kosten en mogelijk hebben ze ook invloed op de vaststelling van de tarieven. Het is bijvoorbeeld niet duidelijk in welke mate alle *shippers* voor dezelfde diensten, zoals voor het aankoppelen van eigen leidingen aan de hoofdleiding, moeten betalen. *Shippers* hebben (vooralsnog) beperkte keuzevrijheid bij het kiezen van transportmethode en beperkte onderhandelingsruimte. Deze keuzevrijheid lijkt gehinderd te worden door beperkte transparantie over tarieven en voorwaarden. Alhoewel er *Chinese Walls* zijn om dat te voorkomen, is er geen toezicht om te toetsen of alle partijen op dezelfde manier worden behandeld en er geen sprake is van belemmering van andere marktpartijen (zogenaamde *market foreclosure*).

6. Op grond van de CCS-richtlijn (art. 21) en de Mijnbouwwet (art. 32) zijn beheerders van transport- en opslaginfastructuren verplicht toegang te verlenen aan derden en dit op non-discriminatoire en transparante wijze te doen. Het toezicht hierop is vooral ex post op grond van de Mijnbouwwet (art. 32) en de Mededingingswet, wat een minder effectieve en krachtige vorm van toezicht is dan via ex ante toezicht. Er is daardoor maar beperkt toezicht op de tarieven en de voorwaarden die voor toegang worden gevraagd. Daarbij komt dat een deel van de transportcapaciteit voor de eerste periode al gereserveerd is door de twee commerciële aandeelhouders in Aramis (Shell en TotalEnergies), bedrijven die ook beide belangen hebben als aanbieder van opslaglocaties en als emittent. Het risico bestaat hier dat deze bedrijven het andere partijen op de markt voor CCS moeilijker maken. Om dit te voorkomen is markt- en tarieventoezicht nodig, in ieder geval tijdelijk totdat de markt voor CCS een competitieve (internationale) markt is

geworden.<sup>37</sup> Tarieventoezicht past ook in een systeem waarbij de overheid de vraag naar een dienst sterk stimuleert, terwijl er een (tijdelijk) monopolie is op het leveren van die diensten. Doordat de overheid de vraag naar CCS stimuleert via de SDE++ subsidie, de maatwerkafspraken en de EU ETS verplichting, zal de vraag naar CCS sterk toenemen, waardoor het risico voor investeerders in transport wordt verkleind. Dit maakt het ook goed mogelijk om benodigde rendementen in te schatten, terwijl dat beduidend moeilijker is voor activiteiten waarbij meer onzekerheid over de vraag bestaat.

7. Het is op voorhand niet te zeggen hoe snel en in welke mate de CCS-markt zich de komende jaren zal ontwikkelen tot een competitieve markt. Het is daarom verstandig om de markt periodiek te monitoren aan de hand van een aantal criteria voor marktwerking, zoals die ook in dit rapport zijn gebruikt. Het gaat daarbij om de marktuitskomsten (prijzen versus kosten, kwaliteit van de service, en investeringen in transport en opslag), het aantal partijen dat in de verschillende onderdelen van de CCS-keten actief is en hoe competitief zij zich gedragen.

*b) In welke mate zullen, gegeven deze marktordening, bedrijven voldoende investeren in transport- en opslaginfrastructuur zodat de overheidsdoelen voor de CCS-markt zullen worden gerealiseerd?*

8. Voor het doen van deze investeringen is het van belang dat de bedrijven voldoende vertrouwen hebben in de toekomstige benutting en dat de tarieven die men kan vragen opwegen tegen de kosten. Om dat vertrouwen te krijgen streven investerende bedrijven er doorgaans naar om lange-termijn contracten te sluiten met de gebruikers en andere

---

<sup>37</sup> Zoals ook werd gesteld door Ecorys/Trinomics (2018).

betrokkenen, zoals leveranciers en financiers. Met deze contracten worden de risico's en verwachte opbrengsten die verbonden zijn aan de investeringen herverdeeld tussen alle betrokkenen. Of het lukt zulke contracten te sluiten, waarmee de investeringen mogelijk worden maken, hangt dus af van de mate waarin alle betrokken partijen akkoord kunnen gaan met een bepaalde mate van risico met een daarbij horende vergoeding.

9. In het Porthos-project is het gelukt om de eerste investeringen in CCS-infrastructuur te doen waarmee per jaar 2,5 Mt/jr. kan worden getransporteerd. Dit project is ontwikkeld door drie (semi-) overheidsbedrijven (Havenbedrijf Rotterdam, EBN en Gasunie), waarbij de overheid een deel van het investeringsrisico op zich heeft genomen. In het Aramis project, waarmee beoogd wordt om uiteindelijk 22 Mt/jr. te transporteren, is onlangs door de aandeelhouders het FEED-besluit genomen.<sup>38</sup>
10. In het Aramis-project bestaan onzekerheden omtrent de bereidheid aan de kant van de industriële emitters om lange-termijn contracten te sluiten, waardoor de investering in Aramis nog geen gelopen race is. De reden voor deze onzekerheid is dat het kostenrisico van de transportpijpleiding gelegd wordt bij deze emitters doordat er voor de lange-termijn toezeggingen worden geëist, waarbij de transporttarieven voor de toekomst nog heel onzeker zijn, terwijl de te verkrijgen (maximum) SDE++-subsidie van tevoren wordt vastgezet. Deze onzekerheid speelt met name bij die industriële emitters, zoals bij de raffinaderijen, die zelf hoge kosten moeten maken voor de afvang van CO<sub>2</sub>. Het is voor hen financieel riskant die investeringen daarin al te

---

<sup>38</sup> De capaciteit van het zeedeel van de pijpleiding van Porthos is 2,5 Mt/jr., maar die van de leiding op land is 10 Mt/jr. Het niet voor Porthos benodigde deel kan voor transport naar Aramis worden gebruikt.

starten als nog niet duidelijk is hoe rendabel het gehele CCS-project zal worden. Dit kan leiden tot het achterblijven van investeringen in de afvang, waardoor de betrokken industriële bedrijven mogelijk niet voldoende snel hun emissies kunnen reduceren. Indirect kan dit ook leiden tot vertraging bij de investeringen in de transportinfrastructuur, al is dat risico minder groot omdat er mogelijk voldoende andere industriële bedrijven zijn die zich wel op lange termijn kunnen committeren, waaronder die welke onderdeel vormen van Shell en TotalEnergies. Het grootste risico hier dus is dat enkele grote industriële bedrijven in Nederland niet snel genoeg gebruik kunnen maken van CCS.

*c) In welke mate worden andere publieke belangen geborgd?*

11. Naast het publieke belang van het beschikbaar komen van CCS voor de grote industriële uitstoters om daarmee zowel klimaatdoelen te halen als de industriële bedrijvigheid in Nederland te behouden, zijn er ook de publieke belangen van het voorkomen van oversubsidiëring en het op termijn mogelijk maken van koolstofverwijdering (EZK, oktober 2023).
12. Het risico van oversubsidiëring is verkleind door CCS-projecten bij de aanvraag van SDE++-subsidie te laten concurreren met andere emissiereductieprojecten, terwijl het maximum subsidiebedrag voor CCS gebaseerd is op zowel externe informatie over doelmatig opgezette CCS-projecten als op de feitelijke hoogte van de EU ETS CO<sub>2</sub>-prijs. Door eenzelfde maximum referentieprijis voor verschillende typen van afvang en transport te gebruiken, hebben bedrijven een prikkel om de goedkoopste techniek te gebruiken, terwijl door de koppeling aan de CO<sub>2</sub>-prijs in het EU ETS ervoor wordt gezorgd dat alleen de onrendabele top van CCS-projecten wordt vergoed. Door bovendien de subsidies beschikbaar te maken voor emittenten, en niet voor transport- of opslagbedrijven wordt voorkomen dat de overheid financiële



middelen beschikbaar stelt voor technieken die minder doelmatig zijn, omdat de emittenten zelf kunnen kiezen op basis van hun eigen informatie en inschattingen wat de goedkoopste manier van het verminderen van CO<sub>2</sub>-emissies is. Tevens vinden er tijdens de operationele fase voor alle CCS-projecten die een SDE++-beschikking hebben ontvangen, een of meerdere toetsen in het kader van Europese Milieu- en Energiesteunkader (MSK) plaats om te voorkomen dat er oversubsidiëring plaatsvindt. Het publieke belang van het voorkomen van oversubsidiëring lijkt hiermee adequaat geadresseerd.

13. De ontwikkeling van een CCS-infrastructuur met een internationale CCS-markt zal op termijn helpen koolstofverwijdering mogelijk te maken. Door het faciliteren van die infrastructuur en markt worden immers de voorwaarden geschapen om in de toekomst CO<sub>2</sub>-emissies uit bijvoorbeeld biomassa permanent op te slaan binnen of buiten Nederland. Het potentieel aan opslagen onder de Noordzee en elders in Europa is groot en door het hebben van een goed werkende markt worden marktpartijen geprikkeld dat potentieel te ontwikkelen en aan te bieden voor opslag. De marktpartijen mogen daarbij op grond van de huidige CCS-richtlijn juridisch geen onderscheid maken tussen de verschillende bronnen van CO<sub>2</sub> (te weten fossiel of biogeen) wat betekent dat (op termijn) koolstofverwijdering moet concurreren met fossiele emissies. Voorwaarde daarvoor is wel dat er een effectieve vraag, vanuit marktpartijen of overheid, komt voor koolstofverwijdering. Die vraag kan ontstaan wanneer bedrijven verplicht netto-neutraal moeten zijn en hoge kosten moeten maken voor emissiereductie of CCS, zodat ze een economische prikkel hebben om bijvoorbeeld CO<sub>2</sub>-verwijderingcertificaten te kopen. Op die manier kan een markt voor koolstofverwijdering ontstaan. De concurrentie om het gebruik van permanente opslaglocaties zal vervolgens effecten hebben

op de prijs voor opslag en daarmee ook van invloed zijn op zowel het aanbod van opslaglocaties als de relatieve aantrekkelijkheid van andere reductieopties. Een goed werkende CCS-markt komt daarmee ook ten goede aan de toekomstige kansen voor koolstofverwijdering.

- d) *Als de realisatie van investeringen in infrastructuur niet voldoende van de grond komen of de andere publieke belangen niet voldoende worden geborgd, via welke ordeningsmaatregelen kan dat dan worden verbeterd? Het gaat daarbij onder andere om de regulering van de tarieven, de eigendomsstructuren en de mate van publieke participatie.*
14. Het publieke belang dat mogelijk nog onvoldoende geborgd is, heeft betrekking op de werking van de CCS-markt op de korte termijn. Om de CCS-markt op korte termijn op gang te helpen, is het te overwegen om voor een aantal jaren een vorm van ex ante toezicht op de tarieven en voorwaarden voor toegang tot de transportinfrastructuur te introduceren en regels rondom transparantie daarover op te leggen. Dit toezicht kan borgen dat de tarieven voor het transport redelijk zijn, dus gebaseerd zijn op de kosten van een doelmatig beheer. Dit toezicht kan vergelijkbaar zijn met het toezicht zoals dat in de consumentenmarkt voor elektriciteit en gas bestond.
15. De concurrentie tussen transport- en opslaginfrastructuren komt ook op gang wanneer emittenten kunnen kiezen voor opslag buiten Nederland. Op dit moment hebben veel emittenten die keuzeruimte echter niet, omdat ze dan geen gebruik kunnen maken van de SDE++ subsidie. Door de regeling ook open te stellen voor opslag in het buitenland neemt de keuzevrijheid en daarmee de concurrentie toe. Het is daarvoor nog wel nodig dat er overeenstemming wordt bereikt met landen buiten de Europese Economische Ruimte over de juridische basis voor CO<sub>2</sub>-export en dan met name met het Verenigd Koninkrijk, waar zich een

grote opslagruimte in Europa bevindt met opslagprojecten in een ver gevorderd stadium van ontwikkeling. Een bijkomende overweging hierbij is dat in het geval van export de Nederlandse overheid niet meer verantwoordelijk is voor de opgeslagen CO<sub>2</sub>.

16. Een nadeel van het openstellen van SDE++ voor opslag buiten Nederland is dat alternatieve transportmethoden (zoals het voorbeeld van CarbonCollectors) in Nederland dan mogelijk minder worden gestimuleerd, terwijl Aramis mogelijk minder snel volop zal worden benut.
17. De concurrentie tussen transport- en opslaginfastructuren wordt ook geholpen wanneer partijen die opslag willen aanbieden vrijelijk kunnen kiezen uit alternatieve transportmogelijkheden. Hoewel op dit moment transport per schip minder competitief is (want hogere kosten en minder technisch ontwikkeld), dan transport per pijpleiding (mits volledig benut) kan dat op termijn anders zijn, zeker voor locaties die verder van de transportleiding gelegen zijn. Voor de toekomst is voorzien dat EBN een belangrijke rol gaat spelen bij alle opslag, terwijl deze organisatie nu een van de aandeelhouders is in Aramis, wat kan leiden tot meerdere belangen en maatschappelijk suboptimale besluitvorming. Het is daarom te overwegen om EBN te dwingen alle transportmodaliteiten op dezelfde wijze te faciliteren, bijvoorbeeld via het bestaande mechanisme van instemmingsbesluiten. Een andere optie is om EBN geen toestemming te geven om ook mee te doen aan de FID-fase van Aramis, zodat het bedrijf zich wat betreft CCS volledig kan richten op het opslagdeel.
18. Het volloopprijs bij Aramis is nu grotendeels gesocialiseerd, in die zin dat bij de vaststelling van de maximum SDE++-subsidie wordt uitgegaan van een benutting van 7,5 Mt/jr., terwijl de transportcapaciteit 22 Mt/jr. is. De vaste kosten van het project worden

hierdoor over een kleiner volume uitgesmeerd, wat tot hogere tarieven leidt, maar deze hogere tarieven zijn gebruikt bij de vaststelling van het maximale subsidiebedrag. Wanneer de benutting later hoger blijkt te zijn, zal dat leiden tot lagere tarieven en lagere subsidiebehoefte. In tegenstelling tot wat vaak wordt gesteld, is het volloopriscico dus wel al grotendeels door de overheid weggenomen.

19. De totale kosten van het project zijn echter nog wel heel onzeker, en deze onzekerheid wordt deels bij de emitters neergelegd. Bij de SDE++-regeling wordt namelijk uitgegaan van een p50 schatting voor wat betreft de kosten. Mochten de kosten later hoger blijken te zijn, dan kan Aramis de transporttarieven verhogen, maar het maximale SDE++-subsidiebedrag staat al vast. Momenteel hebben de emitters geen invloed op die kosten en zijn ze geheel afhankelijk van de Aramis-partijen.
20. De centrale vraag hier is wie dit kostenrisico moet dragen: de investeerder, de gebruikers van de infrastructuur (emitters en opslagpartijen) of de overheid. Vanwege de ongelijke marktpositie blijkt dat gebruikers van de infrastructuur hierover niet kunnen onderhandelen met de investeerder en als gevolg daarvan dit risico krijgen toegeschoven. De mogelijke consequentie hiervan is dat ze zich niet willen committeren aan het CCS-project, waardoor de publieke doelen ten aanzien van het klimaat en het behoud van een duurzame industrie in het geding zijn. De overheid kan er daarom voor kiezen (een deel van) dit risico over te nemen en daarmee de emittenten zekerheid te verschaffen over de toekomstige kosten, terwijl de investeerders de garantie krijgen dat ze een redelijk rendement op hun investering kunnen realiseren.
21. Wanneer de overheid het risico van hogere kosten op zich neemt, is het uiteraard cruciaal dat ze een goede informatiepositie over die kosten

heeft. Toezicht op die kosten is dan van groot belang. Daarbij is het ook belangrijk dat de beheerders van de infrastructuur ook zelf prikkels houden om de kosten te verlagen. Dit kan gebeuren door een vorm van tarieventoezicht waarbij externe informatie wordt gebruikt voor het vaststellen van zowel de kosten bij een doelmatig beheer als de toegestane inkomsten uit de tarieven. Gedacht kan worden aan een systeem waarbij de emittenten zekerheid krijgen over de te betalen tarieven, bijvoorbeeld op basis van een p50 inschatting van de kosten. Afwijkingen tussen de werkelijke kosten en deze kosteninschatting die kunnen worden toegeschreven aan externe factoren, zoals bijvoorbeeld rentestand of energieprijzen, kunnen voor rekening van de overheid genomen worden, terwijl de investeerders het risico dragen van overige afwijkingen, dus die het gevolg zijn van project-specifieke factoren. Hierdoor kunnen de beheerders van de infrastructuur nog winst maken door nog efficiënter te opereren, wat hen zal prikkelen zo efficiënt mogelijk te opereren. Het dragen van het (generieke) risico in de kosten door de overheid betekent niet per se dat de overheid alleen hoeft bij te betalen, omdat ook de kans bestaat dat de werkelijke kosten lager zijn dan wat in de p50 schatting is verondersteld, zodat de overheid in dat geval het verschil kan incasseren van de investeerders.

22. Omdat dit systeem werkt als een vorm van verzekering, is het ook denkbaar dat de investeerders of de emittenten dit risico in de markt kunnen verzekeren, zodat een garantieregeling vanuit de overheid niet nodig is. Omdat de investering in de CCS-infrastructuur diverse innovatieve elementen bevat en het dus nog geen standaard investering is, zal verzekeren via de markt wellicht niet eenvoudig zijn. Een garantieregeling vanuit de overheid ligt daarom meer voor de hand, teneinde de investeringen te kunnen bespoedigen.

23. Het toezicht op tarieven en voorwaarden voor toegang tot de transportinfrastructuur dient te gebeuren door een of meerdere toezichthouder(s) die onafhankelijk van politiek en sector kunnen opereren, zoals de ACM en het SodM. Wanneer een of meerdere toezichthouder(s) worden aangewezen, dan hoort daar ook bij dat deze de benodigde instrumenten krijgt om naleving af te dwingen. Voor een dergelijke vorm van tarieventoezicht is wellicht een wetswijziging nodig, waarin de wettelijke taken voor een of meerdere toezichthouder(s) worden geregeld, waar ook enige tijd mee gemoeid zal zijn. Dit toezicht kan dan niet alleen voor Aramis gelden, maar moet generiek zijn, dus ook gelden voor andere CCS-projecten, zoals het Porthos-project.
24. Een mogelijk alternatief voor een wettelijk geregeld tarieventoezicht is dat er bilaterale afspraken worden gemaakt tussen overheid en de investeerders in Aramis over de verdeling van de risico's en de tarieven voor de gebruikers van de infrastructuur, zoals ook is gebeurd bij het Porthos-project. Zoiets is sneller te implementeren, maar het toezicht op de tarieven is wellicht minder effectief.
25. In plaats van een systeem van tarieventoezicht met garantieregeling is een andere mogelijkheid voor emittenten om het risico van lange-termijn commitments te verkleinen, de introductie van een systeem van verhandelbare transportcapaciteit. In plaats van dat de emittenten zich voor een lange periode committeren en daarvoor betalen en het risico lopen dat het voor hen zelf niet rendabel (meer) is, zouden ze ook een soort transportrechten kunnen kopen, waarbij ze tijdens de looptijd steeds de keus hebben om die rechten zelf te gebruiken, dan wel om die (door) te verkopen. Hiermee zou de investeerders in Aramis de volledige capaciteit kunnen verkopen, terwijl de kopers de flexibiliteit houden om de gekochte capaciteit van de hand te doen en mogelijk ook te profiteren

van toekomstige waardeestijgingen, al staat hier uiteraard het risico tegenover dat de waarde in de toekomst lager is.

26. Een bijkomstig gevolg van deze benadering is dat er ook mogelijkheden kunnen ontstaan voor emitters om alleen voor een korte-termijn transportcapaciteit te boeken. Dit kan voor sommige bedrijven aantrekkelijk zijn, omdat ze mogelijk verwachten dat op termijn voor hen andere reductieopties (zoals elektrificatie of groene waterstof) aantrekkelijker worden.

## *5.2 Ondersteunende vragen*

*e) Is het beleidsdoel van 12 Mt/jr. transport en opslag in 2030 haalbaar met deze marktordening?*

27. Een deel van het beleidsdoel wordt nu al gerealiseerd in de vorm van het Porthos-project, waarmee vanaf 2026 2,5 Mt/jr. beschikbaar komt. Daarnaast heeft Yara Nederland een contract gesloten om vanaf 2025 0,8 Mt/jr. te transporteren naar Noorwegen. In het Aramis-project is het doel om uiterlijk in 2026 de finale investeringsbeslissing te nemen om uiterlijk in 2029 operationeel te zijn, waarmee dan minimaal 5 Mt/jr. beschikbaar komt om uiteindelijk (na 2030) te groeien naar 22 Mt/jr. Deze investeringsbeslissing hangt onder meer af van de bereidheid van emitters om zich voor lange tijd te committeren, maar die bereidheid wordt belemmerd door onzekerheid over toekomstige tarieven. Met de huidige marktordening is het halen van het beleidsdoel van 12 Mt/jr. dus nog geen gelopen race.

*f) Welke marktkenmerken kent de markt voor CCS in Nederland en Europa?*

28. De CCS-markt verkeert nog in de beginfase waarbij er nog weinig sprake is van keuzevrijheid aan de vraagzijde (d.w.z. de emitters) en de aanbodzijde (d.w.z. de opslagbedrijven), terwijl de infrastructuur voor het transport nog ontwikkeld moet worden. Er is derhalve geen sprake van liquide marktplaatsen, terwijl ook transparantie over prijzen nauwelijks aanwezig is.

*g) Biedt de marktordening voldoende zekerheden voor de afnemers?*

29. Op dit moment biedt de CCS-markt weinig zekerheden over de toekomstige kosten voor transport via een pijpleiding. Dit hangt samen met onzekerheid over de mate waarin deze infrastructuur benut zal worden en wat de toekomstige kosten van het bouwen ervan zullen zijn. Door de vooralsnog beperkte keuzemogelijkheden voor afnemers hebben ze geen sterke onderhandelingspositie, waardoor ze moeilijk meer zekerheden over de toekomstige tarieven kunnen afdwingen.

*h) Wat zijn de baten, kosten en risico's van het huidige marktmodel, oftewel, wat zijn de 'costs of inaction'?*

30. De baten van het huidige marktmodel bestaan eruit dat marktpartijen zelf met initiatieven kunnen komen voor activiteiten in de verschillende onderdelen van de CCS keten. We zien nu ook dat commerciële partijen met plannen komen voor het ontwikkelen van transport- en opslaginfrastructuur. Al deze initiatieven bevorderen de innovatie van technieken en de ontwikkeling van meer keuzes voor andere marktpartijen. Hierdoor kunnen op termijn de kosten van CCS worden gedrukt. De kosten en risico's van het huidige marktmodel zijn dat sommige marktpartijen een sterkere positie kunnen ontwikkelen dan



anderen, waardoor anderen worden gehinderd en bepaalde initiatieven (bij het afvangen, transport of opslag) niet of beperkt van de grond komen. Daarnaast bestaat het risico dat de marktpartijen die nu al een sterke positie hebben (te weten Shell, Gasunie en TotalEnergies) dat in de komende jaren nog verder weten uit te breiden via bijvoorbeeld de aankoop van (delen van) andere bedrijven, zoals transport per schip of opslaglocaties die nu in handen zijn van andere vergunninghouders. Partijen met een structurele economische machtspositie mogen op grond van de Mededingingswet daar geen misbruik van maken, maar het toezicht op deze wet is ex post en dus hooguit na enkele jaren effectief.

*i) Welke aanvullende maatregelen kan de overheid nemen om tijdige beschikbaarheid van infrastructuur te borgen en onvolkomenheden in de markt weg te werken, waarbij gedacht kan worden aan: tariefregulering, eigendomsstructuur, en de rol van (semi-)publieke partijen?*

31. Aangezien de hiervoor genoemde onvolkomenheden in de CCS-markt samenhangen met het in ontwikkeling zijn van de markt (en infrastructuur) en dus waarschijnlijk van tijdelijke aard zijn, is er geen reden om als overheid structureel in de markt te interveniëren in de vorm van tariefregulering, overheidsparticipatie of het aanwijzen van een publieke beheerder van de infrastructuur. Wel is het nodig om lichtere vormen van interventie toe te passen, en dan met name ex ante toezicht op de tarieven en voorwaarden, en het bevorderen van een garantieregeling voor de kostenrisico's. Op de korte termijn kan de overheid de ontwikkeling van de markt dus helpen door

- a. het introduceren van ex ante toezicht op de tarieven die voor het transportdeel van Aramis worden gevraagd (op basis van de principes van gelijke behandeling, redelijkheid en transparantie);
- b. van EBN te vragen om de ontwikkeling van opslagen te faciliteren ongeacht de transportmethode;
- c. het wegnemen van (een deel van) de kostenrisico's bij Aramis in combinatie met toezicht op de tarieven;
- d. emitters in staat te stellen SDE++ -subsidie ook te gebruiken voor opslag buiten Nederland.

## Literatuur

- Anthonsen, K.L. et al. (2013), [CO<sub>2</sub> storage potential in the Nordic region](#), Energy Procedia 37: 5080-5092.
- Anthonsen, K.L. et al. (2016), [Mapping of the CO<sub>2</sub> storage potential in the Nordic region](#), Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 35,87-90.
- CATF (Clean Air Task Force), [A European Strategy for Carbon Capture and Storage](#), mei 2022.
- CATF (Clean Air Task Force), [Where will Europe store its CO<sub>2</sub>?](#), 4 juli 2023.
- CCS-richtlijn (2009). [Richtlijn 2009/31/EG van het Europese Parlement en de Raad betreffende de geologische opslag van kooldioxide](#), 23 april 2009.
- Damme, E. van, en M.P. Schinkel (2009), Marktwerking en Publieke Belangen. Koninklijke Vereniging voor de Staathuishoudkunde, Preadviezen 2009 (Red.).
- Ecorys / Trinomics (2018), Marktontwikkelingen en marktordening Carbon Capture and Storage (CCS), 6 augustus.
- International Energy Agency (IEA), Net Zero Emissions Scenario, 2023 update; <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-oc-goal-in-reach>
- Klimaatwet, te vinden op <https://wetten.overheid.nl/BWBR0042394/2020-01-01>
- Minister van Economische Zaken en Klimaat, *Rol staatsdeelnemingen in CCS*, Brief aan Tweede Kamer der Staten-Generaal, 5 juli 2021
- Minister van Economische Zaken en Klimaat, *Het verschil maken met strategisch en groen industriebeleid*, Brief aan Tweede Kamer der Staten-Generaal, 8 juli 2022

- Minister van Economische Zaken en Klimaat, *Voortgang maatwerkafspraken september 2023*, Brief aan Tweede Kamer der Staten-Generaal, 27 september 2023
- Minister van Economische Zaken en Klimaat, *Marktontwikkeling en -ordering van CO<sub>2</sub>-transport en opslag*, Brief aan Tweede Kamer der Staten-Generaal, 3 oktober 2023
- Mulder, M., J. Bollen, J. Cozijnsen, S. Lomme, F. Rooijers, J.P. van Soest en E. Woerdman (2023). [Aanscherping emissiehandelssysteem is de échte no-brainer in het debat of fossiele subsidies](#). ESB, 21 november 2023.
- Mulder, M. (2023). [Regulation of Energy Markets: Economic Mechanisms and Policy Evaluation](#), Springer International Publisher.
- Neele, F. (2023), CO<sub>2</sub> transport and storage: developments, TNO, presentative 8 juni 2023.
- PBL, TNO en DNV, Eindadvies basisbedragen SDE++ 2023, PBL-publicatienummer: 4814.
- Teulings, C.N., A.L. Bovenberg en H.P. van Dalen (2003), De Calculus van het Publieke Belang, Kenniscentrum voor Orderingsvraagstukken, Nr. 03 ME 18.
- WRR (2012). Publieke zaken in de marktsamenleving.
- XODUS, Final report for Dutch Ministry of Economic Affairs and Climate Policy, public version.

## **Bijlage 1 Gesprekspartners interviews<sup>39</sup>**

### **AEB:**

Micha Hes

### **AirProducts:**

Lieuwe Burger, Arie van Dobben en Paul Hoogeveen

### **Aramis Joint Team:**

Annemarie Manger, Sander Nijman en Joep Sweyen

### **Aramis Launch Marketeer**

### **BP:**

Natalya Rijk en Tom Mikunda

### **Carbon Collectors:**

Michiel Brouwer, Ludo van Hijfte en Haije Stigter

### **DOW:**

Dr. Dick Stobbe en Simone Wiltenburg

### **EBN:**

Alexander Boerte, Berte Simons, Marten Slagter

### **Gasunie:**

Hans Coenen

### **Havenbedrijf Rotterdam N.V.:**

Boudewijn Siemons

### **Ministerie van EZK:**

 (Team Maatwerkafspraken)

### **Neptune:**

Pierre Girard, Lex de Groot, Falco van Wissen en Patrice Hijsterborg

---

<sup>39</sup> De verantwoordelijkheid voor de inhoud van dit rapport ligt uiteraard geheel bij de auteur.

**VOPAK:**

Fulco van Geuns, Merijn Janssen en Maarten Smeets

**Wintershall:**

Piet van der Hem, Rik Komduur en Andries Wever

**Begeleidingsteam vanuit het Ministerie van EZK:**



## **Bijlage 2 Beoordeling door *reviewers***

- Prof. Dr. José L. Moraga, Vrije Universiteit Amsterdam
- Prof. Dr. Ir. Bert Willems, Tilburg University and Université Catholique Louvain

To: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Nederland.

Amsterdam, December 21, 2023.

1. We have read thoroughly the last version of the report “Verkenning van de marktordening voor Carbon Capture and Storage (CCS): Een onderzoek op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat” written by Prof. Dr. Machiel Mulder, Rijksuniversiteit Groningen. During the preparation of this final report, Prof. Mulder circulated draft versions which we also read and provided comments in response. Our comments are by and large reflected in this final version. In this letter, we briefly outline our opinion on the main questions asked, the approach taken to address them, and the principal conclusions. Overall, based on the provided documentation, we agree with the methodology, the analysis of the main bottlenecks for the development of the CCS market, and the possible policy remedies proposed in this report, in particular the short-term regulation of access conditions and tariffs. We finish by mentioning a few additional recommendations.
2. In our interpretation, the main research question is whether the intended CCS market arrangement formulated in the Mijnbouwwet and ministerial letters to the Parliament is adequate to kickstart a competitive well-functioning CCS market. CSS can provide the carbon-intensive sectors in the Netherlands another technology option to significantly reduce their CO<sub>2</sub> emissions to comply with emission

targets. The EU CCS directive and the Mijnbouwwet primarily pertain to the conditions for establishing infrastructure for the transport and storage of CO<sub>2</sub> (permits for the construction of such storage infrastructure, TPA obligations and the grounds for refusal), while leaving investment and terms-of-trade decisions to the market. The proposed market arrangement is minimal (at least in the long run) with respect to direct government intervention. The basis for such an arrangement is the presumption that there are no market failures in the CCS market that would require sector-specific regulation.

3. The report conducts a thorough analysis of the validity of this presumption by examining potential deviations in each of the layers of the value chain: capture, transportation, and storage. This presumption seems to be reasonable in the medium to long-run, but not in the short run due to the infancy of the CCS sector. In the long run, forecasts foresee that there will be a growing role for carbon storage in the North Sea (due to stringent net-zero emissions target, carbon taxation and the expected lower costs of capture technology and international demand) that presumably will stimulate entry of storage providers (not only in NL but also in e.g. DK, UK and NO) and entry in the transportation sector (by pipelines and vessels). Hence, in the long-run the presumption is that barriers to entry will be relatively insignificant and that economies of scale will be exhausted because of the large demand. In addition, the available storage capacity (of 1600Mt) in the NLs seems to be sufficiently large for the market to operate congestion-free for a number of decades. Last but not least, in the long run it is expected that emitting firms will have access to alternatives such as electrification, hydrogen, synthetic fuels, etc.
4. However, the report correctly identifies areas where the market may potentially malfunction in the short-run due to temporary barriers to



entry and potential market failures. An area of attention is market power. The market seems to start developing around a single project, the Aramis pipeline, mainly in the hands of Shell and Total Energies and the storage they own. The report shows that transport by pipeline is a well-developed technology which exhibits economies of scale over short distances. This makes it difficult for transportation by vessels, which is more expensive and much less developed, to successfully compete. In the short run, this pipeline has a natural monopoly in transportation. As the supply of transport and storage by Aramis can be viewed as vertically integrated, there is also a risk of foreclosure, i.e. the idea that access to the pipeline is not offered on fair terms to all (future) storage entrants and emitting companies, raising rivals' costs. The firms leverage market power in one market, to another, storage. Foreclosure might be more likely when firms have long-term contracts with exclusivity clauses.

5. In addition, in the short run the Aramis project offers more than enough transport and storage capacity at 22 Mt/yr., while the national demand for CCS is only expected to reach those levels towards the end of this decade. This overcapacity allows them to undercut any competitor in the transport market. Currently, a part of the capacity has been reserved for two large firms, Shell and Total Energies. For a limited period of time, they have been granted a monopoly in selling transport and storage as *launching* parties, which gives them a considerable information advantage.
6. Another important area of preoccupation is hold-up, the idea that firm-specific investments in capture technology and pipelines may not be built out of fear of obtaining a worse bargaining position in future contract negotiations, while other assets end up under-utilized. This would seriously prevent the market from flourishing. Therefore, firm long-term contracts are required. However, at this moment Aramis is

offering long-term contracts on very uncertain terms, requiring the industry to sign almost blank contracts, which is making it impossible for the industry to commit to a volume of demand, thereby creating a chicken-egg problem. Hence, there is too much contract incompleteness. One idea is to use richer, more complete contracts, for example indexing for variables such as inflation or exchange rates, thereby reducing uncertainty.

7. In addition, the risk allocation between the market parties is not optimal. Both Shell and Total Energies are very large, sophisticated companies with a highly diversified portfolio in the energy sector, so they should be best placed to hedge some of the pipeline costs risks either financially or through a portfolio of different technologies. Another reason to allocate these risks to the Aramis parties is that they have the possibility to influence them, but this does not seem to be the case. Cost risks that are related to macroeconomic factors, like inflation, material costs and interest rates, are standard business risks which can be hedged in the market, and is also expected by the energy companies shareholders. More empirical information is needed to justify a larger role of the government in taking up part of the risks of the investment in the transportation infrastructure. The effects of such de-risking operation on the incentives of market actors requires careful considerations.
8. It is a puzzle why the market parties do not sign more complete and richer contracts. The government may help to address both the problem of foreclosure and hold-up by introducing regulation by a trusted third party, which monitors costs structures, and regulates tariffs and contractual access conditions. This would give more certainty and trust in the market.

9. To conclude, we would like to finish with some further recommendations. One potential threat to a well-functioning of the market is that storage supply does not become sufficiently competitive. The existing market concentration in production licenses might extend to market concentration in storage licenses. Therefore, market concentration in storage should be considered when issuing new storage licenses. The Ministerie of EZK is advised to involve ACM in evaluating the competitiveness of the storage market. In addition, the government can also speed up permits and favour the entrance of small players in both transport and storage. The government could further help, for instance by giving the transportation parties the choice to rely on open seasons with use-it-or-lose-it rules in return for softer tariff regulation.

Als onderdeel van het Nederlandse beleid om de emissies van broeikasgassen omlaag te brengen, maakt de Nederlandse overheid het mogelijk dat bedrijven hun CO<sub>2</sub> kunnen opvangen en opslaan. Dit beleid heeft met name betrekking op de voorwaarden voor het realiseren van infrastructuur voor het afvangen, transporteren en opslaan van CO<sub>2</sub> (*Carbon Capture and Storage, CCS*). De verdere invulling van deze markt wordt aan marktpartijen overgelaten, wat wil zeggen dat het idee is dat deze zelf mogen beslissen hoeveel en waarin ze investeren, dat zij met elkaar onderhandelen over de tarieven voor het gebruik van de infrastructuur en dat ze samen bepalen hoe de samenwerking in de keten wordt georganiseerd.

De vraag is echter of deze marktordening adequaat is om op korte termijn de markt voor CCS van de grond te tillen en zo voldoende bij te dragen aan de reductie van de CO<sub>2</sub>-emissies in Nederland. In dit rapport wordt deze vraag beantwoord door in te gaan op de huidige karakteristieken van de markt voor CCS, in welke mate deze markt al dan niet goed functioneert vanwege het bestaan van fundamentele tekortkomingen waardoor publieke belangen niet goed worden geborgd, en op welke manier het functioneren van de CCS-markt kan worden verbeterd.

**Machiel Mulder** is hoogleraar in energie-economie en directeur van het *Centre for Energy Business and Economics Research (CEnBER)* van de Faculteit Economie en Bedrijfskunde van de Rijksuniversiteit Groningen.



[rug.nl/cenber](https://www.rug.nl/cenber)