



gasunie

CO₂ transport- en opslagstrategie





Inhoudsopgave

Samenvatting	6
1. Inleiding en context	
1.1 Inhoudelijk bereik adviesaanvraag	14
1.2 De Nederlandse context - basisaannames	16
2. Interviews met belanghebbenden	
2.1 Inleiding	18
2.2 <i>Emitters</i>	18
2.3 Transporteurs	20
2.4 <i>E&P Operators</i>	21
2.5 Provincies en agentschappen	22
3. Transport- en Opslagscenario's	
3.1 Inleiding	24
3.2 West-Nederland	24
3.2.1 <i>CO₂-aanbodvolumes voor West-Nederland</i>	24
3.2.2 <i>Beschikbare opslaglocaties in West-Nederland</i>	26
3.2.3 <i>Transport- en opslagscenario's</i>	29
3.2.4 <i>Opslag in de K- en L-blokken</i>	33
3.2.5 <i>Scheepstransport versus pijpleidingen</i>	34
3.3 Noord-Nederland	34
3.3.1 <i>CO₂-aanbodvolumes voor Noord-Nederland</i>	34
3.3.2 <i>Beschikbare opslaglocaties in Noord-Nederland</i>	35
3.3.3 <i>Opslagstrategie voor Noord-Nederland</i>	36
3.4 Conclusies	37
4. Kosten van transport en opslag	
4.1 Inleiding	40
4.1.1 <i>Transport algemeen</i>	41
4.1.2 <i>Overdimensionering</i>	41
4.1.3 <i>Optimalisering</i>	42
4.2 Transportkosten voor West-Nederland	42
4.3 Opslagkosten voor West-Nederland	43
4.3.1 <i>Kostenevaluatie P- en Q-blokken</i>	44
4.3.2 <i>Opslagkosten voor de K- en L-blokken</i>	45
4.3.3 <i>Mottenballen / hergebruikproblematiek</i>	47
4.4 Noord-Nederland	49
4.4.1 <i>Transportkosten voor Noord-Nederland</i>	50
4.4.2 <i>Opslagkosten voor Noord-Nederland</i>	50
4.5 Conclusies	53

5. Alternatieve opslagcapaciteit in Nederland

5.1	Inleiding	54
5.2	Zoutwaterhoudende lagen (aquifers)	54
5.3	<i>Enhanced Oil Recovery</i> (EOR)	56
5.4	<i>Enhanced Gas Recovery</i> (EGR)	56
5.5	Kolenlagen	56
5.6	Zoutlagen	56
5.7	Conclusies	57

6. Marktstructuur

6.1	Inleiding	58
6.2	Actoren en hun (economische) drijfveren in de CCS keten	58
6.3	Mogelijke verdienmodellen	60
6.4	Derdentoeegang (TPA) tot CCS infrastructuur	63
6.5	Conclusies	64

7. Overheidsrollen en organisatie

7.1	Prikkels en overheidsrollen	66
7.2	Mogelijke rollen voor de rijksoverheid in CCS	66
7.3	Aanbevelingen ten aanzien van de overheidsrol	67
7.4	Conclusies	68

8. Transitie naar grootschalige CCS

8.1	Overgang van gas- en oliewinning naar CO ₂ -opslag	71
8.2	Ontwikkeling naar (grootschalige) infrastructuur	72
8.3	Juridische aspecten van knelpunten in de transitiefase	72
8.4	Conclusies	75

9. Conclusies en aanbevelingen

76

Lijst van tabellen en figuren

80

Bijlagen

I.	Geïnterviewde partijen en personen	82
II.	Tijdsplanning Kritieke pad	84



Samenvatting

Achtergrond en uitgangspunten

Dit advies is opgesteld door Gasunie¹ en Energie Beheer Nederland B.V. (EBN)² op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken, en levert bouwstenen voor de opstelling van een "Nationaal Masterplan Opslag en Transport CO₂". Dit advies brengt de mogelijke transport- en opslagscenario's voor (grootschalige) afvang, transport en opslag van CO₂, oftewel CCS (*Carbon Capture and Storage*), in Nederland in kaart. Er wordt daarbij ingegaan op timingsaspecten, de kosten van CCS die hieraan zijn verbonden, de rollen voor de verschillende spelers en de mogelijke knelpunten in de totstandkoming van grootschalige CCS. Deze studie gaat in op de kostenefficiëntie en technische haalbaarheid van grootschalige CCS. Veiligheidsaspecten en maatschappelijk draagvlak vallen buiten de reikwijdte van dit advies.

Voor de totstandkoming van het onderzoek is door Gasunie en EBN gebruik gemaakt van interne expertise en van externe kennis van TNO, Tebodin, KEMA, KPMG, NautaDutilh en Brinkhof Advocaten. Daarnaast is voortgebouwd op inzichten uit eerdere studies door de Nederlandse brancheorganisatie voor olie- en gasproducenten NOGEPA en onderzoeksbureau McKinsey. Er is aangenomen dat de aanbodvolumes van CO₂ in Nederland tot 2050 overeenkomen met de door McKinsey berekende scenario's (McKinsey 2009).

Het uitgangspunt van dit rapport is de totstandkoming van grootschalige CO₂-opslag in het kader van het energiebeleid van het Ministerie van Economische Zaken. Vanwege de voorziene CO₂-uitstoot volumes tussen nu en 2050 ligt de nadruk op de regio's Noord- en West-Nederland: de grootste CO₂-bronnen zullen zich daar bevinden, er is nabijgelegen opslagcapaciteit en de huidige initiatieven rond CCS-demonstratieprojecten spelen zich dan ook daar af.

Bij het opstellen van de scenario's is geen rekening gehouden met belangrijke zaken als publieke opinie in de woongebieden, het standpunt over CCS van de betrokken provincies of de bereidheid tot medewerking van de vergunninghouders van de beoogde opslagvelden. Deze zaken dienen nader te worden onderzocht alvorens tot een definitieve keuze voor een scenario te komen.

Interviews

Van september tot en met december 2009 hebben Gasunie en EBN 33 belanghebbenden uit alle delen van de CCS-waardeketen geïnterviewd: *emitters* (industriële- en nutsbedrijven die CO₂ uitstoten), gastransportbedrijven, E&P bedrijven (exploratie- en productiebedrijven), provincies en vertegenwoordigers van de regionale initiatieven. De geïnterviewde partijen gaven aan dat aan een aantal voorwaarden moet worden voldaan om grootschalige CCS te realiseren. Deze voorwaarden zijn in de verschillende onderdelen van dit advies meegenomen.

1. NV Nederlandse Gasunie is een onafhankelijk gasinfrastructuurbedrijf.

2. Energie Beheer Nederland B.V. is namens de Nederlandse Staat deelnemer in de meeste olie- en gasvoorkomens in Nederland. Daarnaast is EBN adviseur van het Ministerie van Economische Zaken op het gebied van het Nederlandse energiebeleid.

Scenario's

De transport- en opslagscenario's en de visie op de marktstructuur worden voor een belangrijk deel bepaald door de potentiële opslaglocaties. Daarnaast is het gezien de hoge initiële investeringen van belang een kostenefficiënte transportstructuur op te zetten tussen deze opslaglocaties en de (nabijgelegen) grote CO₂-bronnen. De CO₂ aanbodprofielen van McKinsey gaan uit van een basisscenario en een "groen" scenario, waarin minder CO₂ zal worden geproduceerd en dus ook zal worden afgevangen. Omdat in de periode 2010-2050 de meeste CO₂-uitstoot uit de regio's Rotterdam, Amsterdam en Noord-Groningen afkomstig is zijn "West-Nederland" en Noord-Nederland" aangemerkt als regio's met de grootste CO₂-bronnen. De regio's Limburg en Zeeland zijn niet meegenomen omdat het CO₂-aanbod van deze provincies relatief klein is. In het basisscenario bedraagt het totaal verwachte CO₂-aanbod ongeveer 1300 megaton (Mton) waarvan 955 in West-Nederland en 345 in Noord-Nederland.

In het groene scenario bedraagt het totaal verwachte CO₂-aanbod ongeveer 515 Mton waarvan 345 in West-Nederland en 170 in Noord-Nederland.

De potentiële opslagcapaciteit¹ is verdeeld tussen het Westen (1160 Mton *offshore* en 110 Mton *onshore*) en de gasvelden in de Noordelijke regio (850 Mton *onshore*). In de periode tot 2050 is in zowel West- als Noord-Nederland naar verwachting voldoende opslagcapaciteit beschikbaar, uitgaande van de CO₂-aanbodscenario's van McKinsey. In dit rapport is alleen uitgegaan van CO₂-opslag in lege gas- en olievelden. Het is echter ook mogelijk om CO₂ op te slaan in andere voorkomens zoals zoutwaterhoudende lagen en kolenlagen. Deze alternatieven worden kort behandeld in dit advies. Deze capaciteit is echter niet meegenomen in de berekeningen van de scenario's omdat daarover nog onvoldoende bekend is.

De vier mogelijke scenario's, te weten voor West- en Noord-Nederland elk een basis- en een groen scenario, zijn ontstaan door de aanbodprofielen te combineren met diverse voor opslag beschikbare gas- en olievelden in West- en Noord-Nederland.

De transport- en opslaginfrastructuur kan in drie configuraties voorkomen: kleinschalige verbinding tussen de bron en het veld waar de CO₂ wordt opgeslagen, grootschalige verbinding (pijpleidingen met grotere diameter) en een complex netwerk (met fijnmazige vertakkingen naar meerdere bronnen en velden). Uitgaande van de transport- en opslagscenario's wordt verwacht dat in Noord-Nederland op termijn een grootschalige verbinding ontstaat. In West-Nederland zal in de commerciële fase sprake zijn van hetzij een grootschalige verbinding, hetzij een complex netwerk.

1. Tenzij anders vermeld wordt in dit advies uitgegaan van effectieve opslagcapaciteit conform het classificatie systeem van het Carbon Sequestration Leadership Forum (www.cslforum.org).

West-Nederland

Voor West-Nederland gaat het basisscenario uit van 2- tot 4 Mton in 2015 oplopend tot 55 Mton in 2050. Het groene scenario loopt op tot 24 Mton in 2050. De CO₂ uit Rotterdam wordt in het basisscenario in de eerste periode in velden voor de Rotterdamse kust opgeslagen. Vanuit Amsterdam wordt de CO₂ eerst in de olievelden in Q1 opgeslagen. In een later stadium kunnen beide leidingen rond 2030 doorgetrokken worden naar de noordelijk gelegen velden in de K- en L-blokken¹.

Het groene scenario volgt dezelfde route, maar door de lagere volumes is de pijpleiding naar de K- en L-blokken pas rond 2035 nodig. De *onshore* velden in West-Nederland met een totale capaciteit van 110 Mton zijn niet in de scenario's meegenomen voor de demonstratie en precommerciële fase (niet kostenefficiënt) maar bieden mogelijk een alternatief om gelijktijdig met of in plaats van de K-en L-blokken ingezet te worden.

Noord-Nederland

Voor Noord-Nederland gaat het basisscenario uit van 1 Mton per jaar in 2015 oplopend tot 20 Mton per jaar in 2050. Het groene scenario loopt op tot ruim 8 Mton in 2050. In Noord-Nederland wordt de CO₂ vanuit de puntbronnen in de Eemshaven getransporteerd via een zuidelijke route richting velden in Zuid-Groningen en Drenthe en/of via een westelijke route richting een cluster gasvelden in West-Groningen en Friesland.

Op basis van beschikbaarheid, opslagvolume en reservoir kwaliteit is een aantal potentiële opslaglocaties in de noordelijke provincies geïdentificeerd die mogelijk in de demonstratie- en precommerciële fase ingezet kunnen worden. De uiteindelijke selectie zal moeten worden bepaald aan de hand van meer gedetailleerde studies die de technische haalbaarheid, veiligheid, milieu effecten, planologie en inzetbaarheid in de tijd per geval bekijken.

Transportkosten²

De investeringen in het basisscenario voor West-Nederland voor compressie en transport bedragen, uitgaande van gescheiden aanvoerleidingen vanuit Rotterdam en IJmuiden, voor compressie circa €800 miljoen en voor de leidingen circa €700 miljoen. Het verschil tussen het basisscenario en het groene scenario zit in de timing van de investeringen. Inclusief operationele kosten leidt dit tot technische kosten per eenheid (Unit Technical Costs, UTC) voor compressie en transport tussen €10 en €20 per ton CO₂. De investeringskosten van CO₂-transport in Noord-Nederland, inclusief compressie, bedragen €350 miljoen voor het groene scenario en €750 miljoen voor het basisscenario. Inclusief operationele kosten (voornamelijk compressie) leidt dit tot UTC van €15 tot €20 per ton voor compressie en transport voor beide scenario's. Deze kosten zijn in dit specifieke geval in dezelfde orde als offshore. Dit komt door de kleinere schaal en omdat er in het basisscenario twee leidingen worden aangelegd, een naar het zuiden en een naar het westen.

Bovenstaande kostenschattingen hebben een nauwkeurigheid van 50% voor CO₂-transport en compressie, gebaseerd op de specifieke transportscenario's. Door sterke afhankelijkheid van aannames

1. Ten behoeve van het verlenen van winningsvergunningen is het Nederlands Continentaal Plat onderverdeeld in blokken (zie figuur 6).

2. Tenzij anders vermeld zijn alle kosten (waaronder de kosten per eenheid) niet-verdisconteerd en gebaseerd op prijspeil 2010.

Naast deze kosten worden de uiteindelijke tarieven bepaald door afschrijvingen, kapitaalkosten, timing en benutting.

zijn deze transportkosten moeilijk vergelijkbaar met andere studies. De gepresenteerde UTC worden voor ongeveer tweederde bepaald door de kosten voor compressie (capex en opex) en éénderde door de investeringen in leidingen.

Voor de kosten van transport zijn vooral afstand en capaciteit van de pijpleiding bepalende variabelen, omdat deze de aanlegkosten van een pijpleiding (zoals staal, graafwerkzaamheden en compressievermogen) en ook de operationele kosten (compressie) beïnvloeden. Daarnaast speelt de wijze van transporteren (lage of hoge druk) een rol. Voor de transportleidingen is in alle scenario's aansluiting gezocht bij bestaande leidingtracés van gastransportleidingen. De weergegeven bedragen geven de kosten aan voor totstandkoming van de eindsituatie wat betreft capaciteiten en opslaglocaties in 2050. Voor de berekeningen van de totale transportkosten is uitgegaan van een aanboddruk bij de bron door de *emitter* van 1 bar. De gepresenteerde cijfers zijn inclusief compressiekosten.

Opslagkosten

De (technische) opslagkosten zijn berekend op basis van generieke aannames en houden geen rekening met veldspecifieke elementen. Zo zullen de daadwerkelijke opslagkosten per veld verschillen door onder andere de keuze van injectiemethode (gasvormig of vloeibaar), aanpassingskosten van faciliteiten, (her) gebruik van putten, abandonnering van niet noodzakelijk geachte putten, en eisen voor monitoren. Met de specifieke elementen van het verdienmodel van de *operator*, zoals afschrijftermijnen, financieringskosten en beoogde winstmarges, is ook geen rekening gehouden.

Ten aanzien van de kosten voor opslag is er een duidelijk verschil tussen *offshore* en *onshore*. De totale (investerings- en operationele) kosten van *offshore* opslag van 200 Mton in de P- en Q-blokken bedragen ruim € 1 miljard met een gemiddelde UTC van ongeveer €5/ton. De kosten om 750 Mton CO₂ in de K- en L-blokken op te slaan bedragen tenminste € 6 miljard met UTC tussen €8 en €13 per ton. Dit wordt sterk beïnvloed door de hogere kosten van kleine velden in de K- en L-blokken.

Voor *onshore* opslag (in Noord-Nederland) bedragen de kosten ongeveer €800 miljoen voor 345 Mton in het basisscenario en ruim €450 miljoen voor 170 Mton het groene scenario. De gemiddelde UTC voor opslag in Noord-Nederland ligt tussen de €2 en €3 per ton.

De kosten voor *onshore* opslag in Noord-Nederland zijn in lijn met schattingen voor andere projecten in binnen- en buitenland. Dat geldt ook voor de *offshore* opslaglocaties in de P- en Q-blokken. Alleen de schattingen voor de K- en L-blokken vallen hoger uit dan in eerdere studies, voornamelijk doordat in deze studie ook de kleinere velden zijn meegenomen.

Er is ook onderzoek gedaan naar de kosten van *offshore* platforms in het geval dat er tijd zit tussen het moment van het beëindigen van gasproductie en de start van CO₂-injectie, het zogeheten "mottenballen"¹. Veranderingen in bijvoorbeeld de olieprijs, productiekosten of technische winningsmogelijkheden leiden tot aanpassing van jaarrapporten², waardoor het zeer lastig te bepalen is wanneer *offshore* platforms

1. "Mottenballen" is het prepareren van olie- en gasplatforms voor een tijdelijke periode van inactiviteit. Hiermee wordt voorkomen dat platforms en infrastructuur worden afgebroken en dat het ondergelegen olie- of gasveld niet langer kosteneffectief hergebruikt kan worden.

2. Dit zijn de jaarrapporten die operators ieder jaar indienen volgens art. 113 van het Mijnbouwbesluit. De beschikbaarheid van opslaglocaties in de tijd is gebaseerd op de einddata van gasproductie uit de meest actuele jaarrapporten.

daadwerkelijk beschikbaar komen voor CO₂-opslag. Mottenballen en hergebruik van platforms lijkt kostenefficiënt als de periode van mottenballen relatief kort blijft (minder dan 10 jaar). Dit zou vooral relevant kunnen zijn voor faciliteiten en velden in de P- en Q-blokken. Voor de platforms in de K- en L-blokken, waar het meer onzekerder is wanneer deze beschikbaar komen, is het minder duidelijk wat de beste optie is. De keuze om platforms te mottenballen of definitief te abandonneren is uiteindelijk aan de E&P *operator*. Aangezien elk platform en elk veld verschillend is zal dit per geval bekeken moeten worden. Voor een nauwkeuriger inschatting van de kosten verdient het de aanbeveling nader onderzoek te doen naar het mottenballen (vooral in de K- en L-blokken), waarbij ook de effecten van eventuele belastingmaatregelen en de benodigde opslagcapaciteit worden meegenomen. Om een beter beeld te krijgen van de beschikbaarheid van *offshore* platforms en de noodzaak van het gebruik van deze platforms voor CO₂ opslag is aanvullend onderzoek nodig. Totdat meer inzicht is verkregen dienen maatregelen als een overheidsverplichting voor mottenballen te worden vermeden.

Markstructuur

Met behulp van de inzichten uit de interviews is een aantal organisatiemodellen opgesteld waarbij de baten van CCS aan verschillende spelers in de waardeketen worden toebedeeld, om zo tot het meest kostenefficiënte organisatiemodel te komen. Voor dit model is uitgegaan van een keten bestaande uit drie typen spelers: de *emitters*, de transportbedrijven en de (opslag)*operators*. Daarnaast is gekeken naar de rol van de overheid in de verschillende organisatiemodellen.

Het uitgangspunt voor een commercieel verdienmodel is een balans tussen enerzijds de bedrijfseconomische risico's en anderzijds de opbrengsten voor alle spelers in de keten. Het is voor CCS daarbij van belang onderscheid te maken tussen de (pre)demonstratiefase (tot 2020) en de precommerciële fase (2020 tot 2030) enerzijds, en de commerciële fase (vanaf 2030) anderzijds. In de eerste twee fasen is geen sprake van een levensvatbaar verdienmodel, zodat er een rol voor de overheid is om door bijvoorbeeld subsidiëring de totstandkoming van CCS te stimuleren. In deze fase van steun met publiek geld zal er sprake zijn van beperkte opbrengsten voor de spelers in vergelijking met de commerciële fase waarin CCS verplicht is en/of de prijs van emissierechten voldoende basis biedt. Uit deze verkenning blijkt dat het best werkende verdienmodel ontstaat wanneer de baten (in de vorm van subsidies en de ETS-gelden) en/of de lasten (een afvangverplichting, emissiestandaarden of een CO₂-belasting) van CCS bij de *emitter* worden neergelegd, welke vervolgens zorgt voor de opslag van CO₂ door diensten te kopen van de transport- en opslagbedrijven. Dit betekent dat de *emitter* het initiatief neemt voor het opzetten van de CCS-keten. In dit model heeft de *emitter* het hoogste risicoprofiel, maar ook de hoogste potentiële baten.

Voor transportpartijen hangt het bedrijfsmatige risicoprofiel nauw samen met de technisch-economische afwegingen die binnen het kader van veilig en betrouwbaar gastransport moeten worden gemaakt. De bedrijfseconomische risico's bestaan in de demonstratiefase uit lange termijn onzekerheden. Transport onder lage druk volstaat voor de beoogde hoeveelheden in demonstratieprojecten en is op basis van de huidige kennis goed te realiseren. In de toekomst zal voor grootschalige CCS transport onder hogere drukken noodzakelijk zijn. De ervaring buiten de Verenigde Staten met grootschalig CO₂-transport is in opbouw en de inspanningen moeten zich dan ook richten op het verfijnen van de kennis op het gebied van CO₂-transport onder hogere drukken.

Bij de opslagpartijen is sprake van middelhoge bedrijfsmatige risico's, in het bijzonder op technologisch gebied en vanwege de onduidelijkheid over de aansprakelijkheid voor de opgeslagen CO₂.

Ook als hiervoor een oplossing wordt gevonden, is het zeer waarschijnlijk dat een aantal bestaande operators, die gewend om te gaan risico-investeringen, niet aan CO₂-opslag zullen gaan deelnemen. Bovenstaande marktimperfecties zullen moeten worden geadresseerd vóór de precommerciële fase.

Overheidsrol- en taken

Voor de Rijksoverheid zijn grofweg drie potentiële rollen te onderscheiden, oplopend in mate van inmenging in de CCS-markt, te weten de supervisorrol, de aanjagerrol en de deelnemer/eigenaarrol.

Het verdient de voorkeur om de marktpartijen zoveel mogelijk de ruimte te geven in de totstandkoming van CCS en de overheidsrol te richten op de aspecten die niet door de markt kunnen worden ingevuld of opgepakt. Gezien de huidige marktinitiatieven, de gesignaleerde marktimperfecties en de nog grote onzekerheden zal de overheid - naast het regelen van de randvoorwaarden (de supervisorrol) - in de demonstratiefase en de precommerciële fase als aanjager op moeten treden. In die rol moet de overheid haar stimuleringsmaatregelen vooral richten op de afvang- en opslagkant van de waardeketen. Een grootschalig investeringsprogramma, geassocieerd met de deelnemer/eigenaarrol is niet nodig en ongewenst.

Van aardgasveld naar CO₂-opslagveld

De transitie van het einde van aardgasproductie naar het begin van CO₂-injectie kent twee belangrijke elementen. Enerzijds de overgang van een winningsvergunning naar een opslagvergunning, anderzijds de overgang in de keten naar grootschalige CCS. De mogelijke transitiescenario's en bijbehorende infrastructuurconfiguraties kunnen een aantal potentiële problemen met zich meebrengen.

- Indien CO₂-opslagcapaciteit niet tijdig beschikbaar komt zou dit de totstandkoming van CCS ernstig kunnen vertragen. Er bestaat geen duidelijk wettelijk raamwerk voor de transitie van winnings- naar opslagvergunningen. Dat maakt het moeilijk de beoogde 'veldenstrategie' te formuleren en daarmee duidelijkheid te bieden over welke velden wanneer beschikbaar zijn.
- Op grond van efficiëntie overwegingen (zoals reeds aanwezige kennis omtrent geologische en reservoir modellen, kosten, veiligheid) kan het de voorkeur hebben de huidige gasveld *operator* in staat te stellen *operator* voor CO₂-opslag te worden. Op deze manier wordt de transitie vergemakkelijkt. De EU richtlijn stelt evenwel dat toekenning van een exploratievergunning in competitie moet gebeuren. Tevens bestaat de kans dat E&P *operators* niet geïnteresseerd zullen zijn in CO₂-opslag vanwege de lagere rendementen.
- Wanneer de huidige *operator* niet geïnteresseerd is in het opslaan van CO₂, dient alle (reservoir) data te worden overgedragen aan de nieuwe opslagpartij. Hier bestaat nog geen duidelijk en afdwingbaar wettelijk kader voor, terwijl de overdracht van reservoirdata van groot belang is voor de veilige opslag van CO₂.
- Wanneer de bestaande partners in een aardgasproductiesamenwerkingsovereenkomst niet geïnteresseerd zijn in deelname aan CO₂-opslag, is de vergunninghouder verplicht om de ongebruikte mijnbouwwerken af te breken. Dit kan problemen opleveren wanneer deze infrastructuur nodig is voor CO₂-opslag.

Om bovenstaande hindernissen te nemen worden de volgende (juridische) maatregelen geadviseerd:

- Het belang van CCS c.q. de geïnteresseerde opslagpartij dient in de Mijnbouwwet verankerd te worden zodat derdentoegang tot CO₂-opslaglocaties door de Minister van Economische Zaken (EZ) kan worden afgedwongen.
- Nadere inventarisatie van de mogelijkheden die de CCS-richtlijn biedt om de transitie van gaswinning naar CO₂-opslag soepel te laten verlopen door de huidige gasveld *operator* te faciliteren ook de CO₂-opslag *operator* te worden.
- Infrastructuur die als ‘cruciaal’ kan worden aangemerkt en in de toekomst gevaar loopt zou moeten worden geïnventariseerd. Tevens dient te worden overwogen de Mijnbouwwet te wijzigen om het uitgangspunt “verwijderen tenzij de Minister van EZ anders beslist” te veranderen of om de Staat bepaalde delen van de infrastructuur (al dan niet verplicht) te laten overnemen.

Conclusies en aanbevelingen

Op basis van bovenstaande bevindingen komt deze studie tot de volgende hoofdconclusies.

- Er zijn voldoende private initiatieven in de pre-demonstratiefase om de totstandkoming van de CCS-keten in principe aan marktpartijen over te laten.
- Gezien het gebrek aan een commercieel verdienmodel en gegeven de grote onzekerheden zal er steun en regie van de overheid nodig zijn om te komen tot een commerciële fase.
- Het zo veel mogelijk reduceren van de onzekerheden is voor de periode tot 2015 een belangrijk punt van aandacht.
- Er is een (afdwingbaar) juridisch raamwerk nodig voor de transitie van productievergunningen naar CO₂-opslagvergunningen.
- Er is nadere inventarisatie nodig van de mogelijkheden die de CCS-richtlijn biedt om de transitie van gaswinning naar CO₂-opslag soepel te laten verlopen.
- Het is de verwachting dat de pijpleidinginfrastructuur in de demonstratie- en precommerciële fase zal bestaan uit relatief eenvoudige verbindingen tussen afvang- en opslaglocaties.
- De complexiteit van de infrastructuur kan per regio variëren. Naar verwachting zal er in Noord-Nederland ook op langere termijn sprake zijn van een (grootschalige) een-op-eenverbinding. Afhankelijk van de aanbodvolumes en beschikbaarheid van opslagcapaciteit zal er (*offshore*) in West-Nederland sprake zijn van hetzij een grootschalige één-op-één verbinding hetzij een complex netwerk.
- Mottenballen en hergebruik van platforms lijkt kostenefficiënt als de periode van motenballen niet langer dan tien jaar duurt. De keuze tussen motenballen of definitief abandonneren is uiteindelijk aan de E&P *operator*. Gezien de grote verscheidenheid aan velden en platforms zal dit per geval beoordeeld moeten worden. De komende jaren moet er een beter inzicht komen in de beschikbaarheid van offshore platforms en de noodzaak van het gebruik van deze platforms voor CO₂ opslag. Een overheidsverplichting voor motenballen is, zeker gedurende de (pre)demonstratieperiode, niet noodzakelijk.
- CO₂-transport kan ook per schip gedaan worden. Dit kan mogelijk kostenefficiënter zijn dan motenballen in specifieke gevallen, zoals voor verder weg gelegen velden die beschikbaar komen

voordat een pijpleiding aanwezig is. In de praktijk zal dit op individuele basis bekeken moeten worden.

- Het enige effectieve verdienmodel legt de voornaamste baten en lasten (en daarmee het initiatief) bij de *emitters*, zoals ook nu het geval is. In dit model zullen de huidige *operators*/vergunninghouders door de relatief lage en onzekere opbrengsten mogelijk niet automatisch geïnteresseerd zijn om in CO₂-opslag actief te worden. Voor de daarmee samenhangende transitievraagstukken moet een oplossing worden gevonden.
- Waar publiek geld geïnvesteerd wordt in CO₂ infrastructuur moet sprake zijn van een regime van open toegang, waarbij koplopers een kostenvoordeel mogen hebben ten opzichte van de achterblijvers. Hierin is in de CCS-richtlijn van de Europese Commissie overigens ook voorzien.

Als de Rijksoverheid grootschalige CCS in Nederland tot stand wil brengen, dient zij zich op zeer korte termijn in ieder geval te concentreren op:

- het **reduceren** van de eerdergenoemde onzekerheden en adresseren van de marktimperfecties, om de marktpartijen een stabiel investeringsklimaat te bieden;
- het **ondersteunen** van een beperkt aantal demonstratieprojecten, om kennis en technologie verder te ontwikkelen en (publiek) draagvlak te creëren;
- het **stimuleren** van bepaalde delen van de keten door middel van bijv. subsidies, belastingmaatregelen en risicodekking. De meeste maatregelen zullen zeker tot de commerciële fase nodig zijn.
- het **vermijden** van financiële of technologische afhankelijkheid door de opties in de demonstratiefase zoveel mogelijk open te houden en niet grootschalig te gaan investeren tot de onzekerheden zijn opgelost.



1. Inleiding en context

Dit hoofdstuk beschrijft allereerst de adviesaanvraag naar aanleiding waarvan deze studie tot stand is gekomen. Daarna worden de bouwstenenstudie en de basisaannames van de studie geschetst.

1.1 Inhoudelijk bereik adviesaanvraag

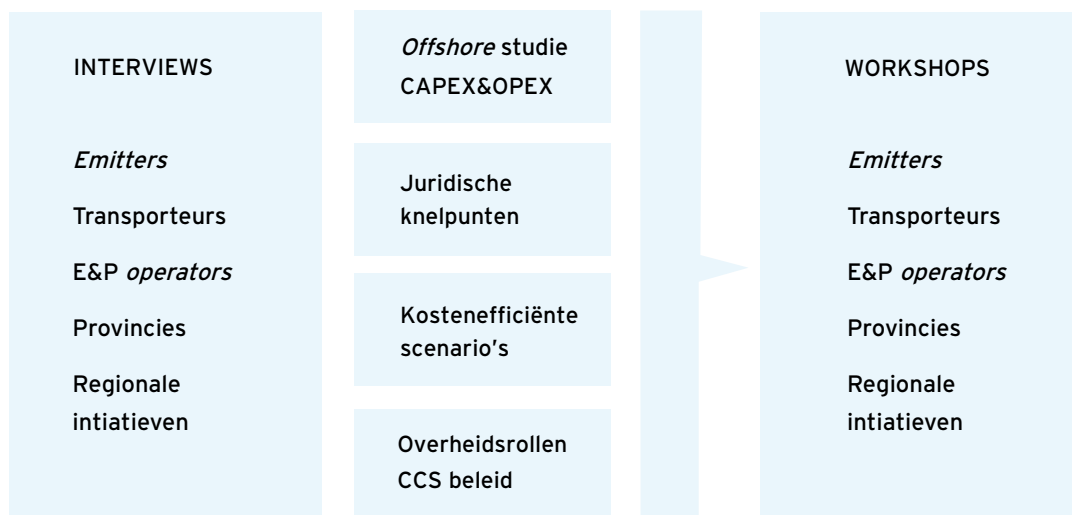
De Nederlandse regering heeft ambitieuze klimaatdoelstellingen geformuleerd die naast energiebesparing en transitie naar duurzame energiebronnen ook het afvangen en opslaan van CO₂ noodzakelijk maken.¹ Omdat uit eerder onderzoek bleek dat het ontwikkelen van een nationale transport- en opslagstrategie voor CO₂ gewenst was en omdat voor het ontwikkelen van deze strategie nog een aantal vragen nader diende te worden beantwoord, zijn Gasunie en EBN in de zomer van 2009 gevraagd om deze studie te doen. In de adviesaanvraag van het Ministerie is in het bijzonder gevraagd naar een antwoord op de volgende vragen:

- Wat zijn de mogelijke scenario's voor de ontwikkeling van een kosteneffectieve CO₂-opslag- en transportinfrastructuur vanuit de huidige demonstratieprojecten?
- Welke kosten zijn verbonden aan deze scenario's en welke rollen dienen te worden ingevuld om deze scenario's te realiseren?
- Hoe moet de transitie verlopen van het systeem van aardgasproductie naar CO₂-opslag, rekening houdend met de volgende elementen:
 - CO₂-opslag mag niet ten koste gaan van de aardgasproductie
 - Voldoet het huidige juridische kader voor de overdracht van productievergunningen en de bijbehorende aansprakelijkheid, reserveringen en infrastructuur, en hoe zou dit eventueel anders moeten worden vormgegeven?
 - Welke wetswijzigingen zouden moeten worden doorgevoerd om de transitie naar CO₂-opslag mogelijk te maken, en eventueel zelfs af te dwingen?
 - Wat adviseren Gasunie en EBN ten aanzien van het "mottenballen" van infrastructuur, en wat heeft dit voor gevolgen op de kosten en/of beschikbare opslagcapaciteit?

Bouwstenen van het project

De deelvragen uit de adviesaanvraag zijn door Gasunie en EBN ingedeeld in een aantal deelstudies, de "bouwstenen" van het voorliggende advies (zie figuur 1). Naar sommige van deze bouwstenen hebben Gasunie en EBN zelf onderzoek gedaan, en bij een aantal bouwstenen is gekozen om ook de expertise van andere partijen in te zetten. Zo is de studie naar de kosten van *offshore* installaties en motenballen gedaan met hulp van Tebodin en TNO; zijn de kostenefficiënte opslagscenario's berekend door TNO; heeft KPMG input geleverd voor de analyse van de marktstructuur en de overheidsrollen en hebben NautaDutilh en Brinkhof Advocaten op juridisch vlak geadviseerd.

1. Ministerie van Economische Zaken, adviesaanvraag



Figuur 1: Bouwstenen uit de projectopdracht

Interviews met belanghebbenden

Ook hebben Gasunie en EBN 33 partijen uit alle delen van de “CCS-waardeketen” geïnterviewd, om een beter inzicht te krijgen in de motieven en voorwaarde voor deelname van het bedrijfsleven aan CCS in Nederland. Tussen september en december 2009 zijn deze interviews afgenomen. De resultaten zijn vervolgens zoveel mogelijk geaggregeerd en verwerkt in de andere delen van de studie, maar deze worden ook in een apart hoofdstuk besproken.

Workshops met belanghebbenden

De voorlopige resultaten van de “bouwstenen” en de interviewresultaten zijn medio januari 2010 teruggekoppeld aan de geïnterviewde partijen en een aantal andere belanghebbenden. De partijen hadden hiermee een extra gelegenheid om input te geven op het voorlopige advies en de door Gasunie en EBN gelegde accenten. Deze commentaren zijn vervolgens zo goed mogelijk verwerkt in het huidige advies.

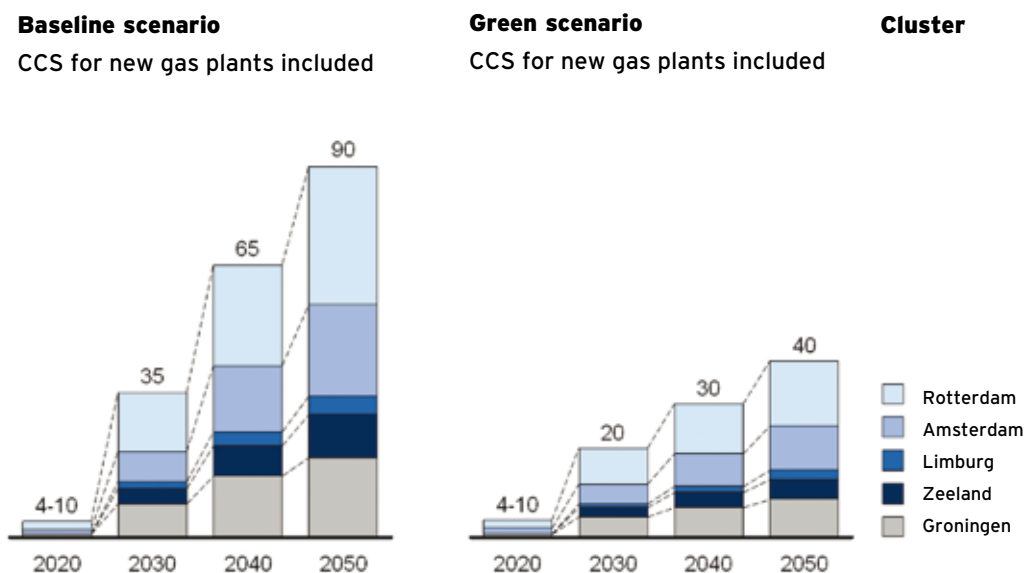
1.2 De Nederlandse context – basisaannames

Om het doen van dubbel werk te voorkomen en voort te bouwen op de bevindingen uit eerdere studies over het realiseren van grootschalige CCS in Nederland, is gebruik gemaakt van een aantal uitkomsten en aannames van die eerdere studies. Deze worden hieronder beschreven.

Uitstootscenario's

Allereerst zijn de aanbodvolumes van CO₂ als een gegeven beschouwd. Voor de berekeningen van de scenario's is uitgegaan van de aanbodscenario's van McKinsey, zoals weergegeven in figuur 2.¹

McKinsey gaat in zijn projecties uit van twee scenario's: een "basisscenario" op basis van de huidige groei in CO₂-uitstootvolumes, en een "groen" scenario waarbij is aangenomen dat de overige maatregelen van het klimaatbeleid, zoals meer energie-efficiëntie en meer gebruik van duurzame energie, de uitstootvolumes van CO₂ al aanzienlijk verkleinen zodat er veel minder CO₂ hoeft worden afgevangen. De effecten van beide scenario's op de kosten van transport- en opslagroutes worden beschreven in hoofdstuk 4.



Figuur 2: CO₂-aanbodscenario's (Bron: McKinsey, 2008)

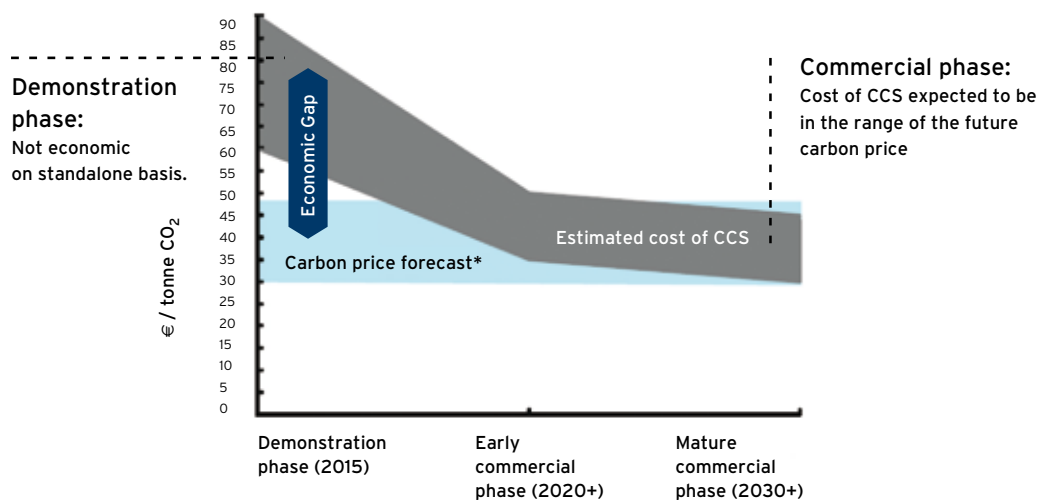
Ontwikkelingsfasen van CCS

Bij de indeling van maatregelen en rollen is bovendien gebruikgemaakt van een – eveneens door McKinsey ontwikkeld – model, waarin de ontwikkeling van CCS is ingedeeld in 3 fasen: een demonstratiefase die loopt van 2015 tot 2020, een precommerciële fase tussen 2020 en 2030, en ten slotte de commerciële fase vanaf 2030 (zie figuur 3). Overigens moet worden aangetekend dat het

1. McKinsey, Large scale roll out scenarios for CCS in the Netherlands: 2050

snijpunt tussen de kosten en de CO₂ prijs¹ waarschijnlijk pas na 2030 zal plaatsvinden.

Naar aanleiding van inbreng uit de eerdergenoemde workshops is aan dit model ook nog een "pre-demonstratiefase" toegevoegd om beter te kunnen aangeven dat aan bepaalde voorwaarden vóór de demonstratiefase moet zijn voldaan. Deze pre-demonstratiefase loopt van 2010 tot 2015.



* Carbon price for 2015 from 2008-15 estimates from Deutsche Bank, New Carbon Finance, Soc Gen, USB, Point Carbon, assumed constant afterwards

Source: McKinsey

Figuur 3: Ontwikkelingsfasen van de CCS industrie in Nederland (Bron: McKinsey, 2008)

1. Prijs per ton CO₂ onder het Emission Trading System (ETS).



2. Interviews met belanghebbenden

2.1 Inleiding

Tussen oktober en december 2009 is een groot aantal potentiële belanghebbenden in de CCS keten geïnterviewd. Het doel van deze interviews was het verkrijgen van inzicht in de motieven achter en voorwaarden voor grootschalige toepassing van CCS in Nederland. De vragen omvatten grotendeels de kernvragen van de adviesaanvraag.

- Wat zijn de minimale vereisten en voorwaarden voor deelname in CCS op het gebied van politiek en regelgeving, wetgeving, financiën, techniek en organisatie?
- Hoe moet er worden omgegaan met de uitdagingen rond de transitie van aardgasproductie naar CO₂-opslag, zoals het mottenballen van platforms en transportinfrastructuur?
- Wat zijn de preferenties van de marktpartijen ten aanzien van het organisatie- en verdienmodel, en welke rollen voorziet men voor de verschillende partijen in de keten?

In totaal zijn 33 spelers afkomstig uit verschillende delen van de CCS keten geïnterviewd (zie bijlage I voor een lijst van geïnterviewden). De belangrijkste resultaten worden in dit hoofdstuk beschreven.

De resultaten van de verschillende interviews zijn geaggregeerd zonder afbreuk te doen aan de verschillen in antwoorden binnen de verschillende delen van de CCS keten. Ondanks dat de visies hier en daar verschillen, kwam een aantal breed gedragen voorwaarden en problemen naar boven die moeten worden geadresseerd voordat grootschalige CCS in Nederland kan worden gerealiseerd.

Het eerste deel van de vragenlijst omvatte de politieke, juridische, financiële, technische en organisatorische randvoorwaarden waaraan volgens de belanghebbenden moet worden voldaan voordat er in Nederland een (grootschalige) CCS-industrie kan ontstaan. Ook werd de deelnemers gevraagd om deze voorwaarden te rangschikken op importantie en de spelers te benoemen die zouden moeten zorgen dat er aan deze voorwaarden wordt voldaan.

De geïnterviewde partijen werden ook gevraagd naar hun ideeën over de transitiefase tussen aardgasproductie en CCS, aangezien momenteel uit vrijwel alle potentiële opslaglocaties nog aardgas gewonnen wordt. Dit kan op twee manieren tot problemen leiden: *onshore* zal er mogelijk niet tijdig voldoende opslagcapaciteit vrijkomen, terwijl er *offshore* waarschijnlijk een gat ligt tussen het einde van de aardgasproductie en het begin van CO₂-opslag.

Onderstaande paragrafen behandelen per deel van de waardeketen de verschillende onderdelen van de vragenlijst.

2.2 Emitters

De genoemde voorwaarden op het gebied van politiek en regelgeving verschilden duidelijk per deel van de waardeketen. De *emitters* leggen de nadruk op het belang van een “gelijk speelveld” binnen Europa, maar het liefst ook wereldwijd, als het gaat om afvangverplichtingen. Daarnaast noemen zij de noodzaak van een stabiele ETS prijs voor de lange termijn, met een gegarandeerd minimumniveau.

Op het juridische vlak is de aansprakelijkheid voor CO₂ tijdens transport en tijdens en na opslag de grootste factor van onzekerheid. *Emitters* prefereren de aansprakelijkheid “bij de poort” over te dragen

aan een andere partij. Naast het verduidelijken van de aansprakelijkheid willen de *emitters* ook zo snel mogelijk de nieuwe wetgeving op het gebied van CCS, zoals de EU richtlijn, geïmplementeerd zien. Ook willen zij dat de overheid handvatten ontwikkeld om *operators* van voor CO₂-opslag geoordeelde velden te dwingen deze af te staan.

Wat betreft de financiële aspecten benadrukken de *emitters* het belang van steun voor CCS vanuit de overheid. Zonder deze steun zal CCS niet van de grond komen. Ook raden zij aan om de subsidies (ook) te richten op transport en opslag, gezien het belang om de hele keten "rond te maken". Als tweede punt werd de noodzaak voor een stabiele ETS prijs van voldoende niveau genoemd, aangezien de marktpartijen (primair de *emitters*, maar zeker ook de overige belanghebbenden) hier in belangrijke mate hun verdienmodel en investeringen op baseren. Wil CCS ooit de commerciële fase bereiken, dan is het belangrijk dat er op termijn een verdienmodel ontstaat dat niet afhankelijk is van subsidies. Verder vinden *emitters* de minimumeis van 250 megawattuur (Mwh) opwekcapaciteit voor demonstratieprojecten niet optimaal, omdat dit de projecten relatief groot en daarmee risicovoller maakt.

Ten aanzien van de technische uitdagingen verwachten de *emitters* weinig problemen. Zij willen graag duidelijkheid over de standaarden en specificaties voor de af te vangen en te vervoeren CO₂, maar benadrukken ook dat zij niet willen dat deze standaarden vanuit de overheid worden opgelegd. Een breed gedragen specificatie is in ieder geval dat de te vervoeren CO₂ zo droog mogelijk moet zijn.

Op organisatorisch gebied liggen waarschijnlijk de meest in het oog springende problemen. Allereerst verlangen de *emitters* in de keten een "CO₂-veldenstrategie" van de rijksoverheid, die duidelijk maakt welke velden wanneer voor CO₂-opslag beschikbaar komen. Op basis daarvan kunnen gesprekken plaatsvinden tussen de eigenaars van de geoordeelde velden en andere betrokken of geïnteresseerde partijen. Daarnaast bestaat er een dringende behoefte aan een strategie om de bewoners van de betrokken regio's te informeren over en betrekken bij de besluitvorming. De partijen onderkennen het wantrouwen van het publiek tegenover "de industrie" en menen dat er daarom een brede coalitie van belanghebbenden nodig is. Ook is geopperd om een "CO₂ Ombudsman" aan te stellen die kan optreden als onafhankelijke woordvoerder.

De *emitters* maken zich zorgen over de (gebrekkige) personele bezetting van en coördinatie tussen de betrokken Ministeries, met het oog op de noodzaak om een aantal knelpunten snel op te lossen.

Op de vraag welke van de bovenstaande categorieën voorwaarden het meest belangrijk zijn, noemen de *emitters* de financiële en politieke voorwaarden. Om bovengenoemde problemen op te lossen zien de *emitters* een belangrijke rol voor de Nederlandse staat weggelegd, in het bijzonder in het creëren van een stabiel en duurzaam raamwerk voor investeringen in CCS. Zij erkennen dat het initiatief voor de totstandbrenging van een "CCS keten" bij henzelf ligt, maar vrezen dat het transport- en opslagdeel waarvan zij afhankelijk zijn niet zonder meer van de grond komt.

De *emitters* zouden daarom het liefst zien dat de rijksoverheid in geval van nood de totstandkoming van transport- en opslaginfrastructuur voor haar rekening neemt.

De *emitters* benadrukken de urgentie van het oplossen van bovengenoemde knelpunten. Daarbij werd ook verwezen naar de bevindingen van de werkgroep Kritieke Pad (zie bijlage II), waaruit bleek dat de haalbaarheid van een demonstratieproject in 2015 nu al een ambitieus streven is.

De *emitters* zien vooral de tijdige beschikbaarheid van *onshore* (lege) opslaglocaties als een probleem en spreken daarom de wens uit voor een kosten-batenanalyse tussen aardgasproductie en CO₂-opslag, in plaats van het zonder meer vooropstellen van aardgasproductie. Ook zien zij graag een mogelijkheid om de *operator* van een veld te dwingen om dit (eerder) beschikbaar te maken voor CO₂-opslag.

Ten aanzien van de tariefstructuur heeft ongeveer de helft van de *emitters* geen voorkeur en wil de andere helft een gescheiden transport- en opslagtarief, aangezien het hier gaat om twee verschillende activiteiten die elk hun eigen risico- en opbrengstenmodel kennen. Wat betreft de tariefopbouw vinden de meeste partijen een “kosten plus” tarief voor zowel transport als opslag het meest logisch. De *emitters* verwerpen het idee van een ETS-gebaseerde component in het tarief. Enkele partijen zouden ook bereid zijn om te betalen voor bijvoorbeeld mottenballen of opslag in velden op grotere afstand.

De *emitters* zijn van mening dat het wenselijk is dat de rijksoverheid in de risico's deelt aan de transport- en opslagkant. Ten aanzien van de organisatiemodellen voorzien de *emitters* publiek-private partnerschappen (PPP's) met de rijksoverheid, waarbij de laatste partij deelneemt in transport en opslag als dit niet van de grond komt.

2.3 Transporteurs

De transportpartijen zien niet zoveel politieke hindernissen. Op juridisch gebied willen zij echter geen aansprakelijkheid dragen voor de getransporteerde CO₂. Transportpartijen wensen daarnaast duidelijkheid over de internationale status van CO₂ (grondstof of afvalproduct?), omdat dit bepalend is voor de vraag of CO₂ vrijelijk geïmporteerd of geëxporteerd mag worden.

Ook benadrukken zij het belang van financiële steun voor CCS vanuit de overheid, vooral aan de afvang- en opslagkant. Voor het transportdeel is voor het overdimensioneren van infrastructuur financiële steun nodig. Op technisch gebied willen de transportpartijen graag duidelijkheid over de standaarden en specificaties voor de af te vangen en te vervoeren CO₂. De verantwoordelijkheid voor het vaststellen van deze standaarden ligt echter vooral bij de industrie.

Op organisatorisch gebied is de voornaamste prioriteit volgens de transportpartijen het opstellen van de “CO₂-veldenstrategie”. De transporteurs hechten het meeste belang aan het oplossen van de juridische en financiële uitdagingen. Zij zien de belangrijkste rol voor de *emitters* en de overheid in het “rond maken” van de keten, en onderschrijven eveneens de urgentie.

De transporteurs hebben verschillende meningen over de integratie van het transport- en opslagtarief. Wat betreft structuur vinden de meeste partijen een “kosten plus” tarief voor transport met derdentoegang via zogenaamde “open seasons” het meest voor de hand liggen. De transportpartijen verwerpen het idee van een ETS-gebaseerde component in het tarief, omdat zij het risico van ETS prijsschommeling niet willen dragen. Dit geldt overigens ook voor andere risico's die niet direct met het operationele aspect van CO₂-transport te maken hebben. De transportpartijen zien CO₂-transport als een activiteit met relatief laag risico en corresponderende winstmarges.

2.4 E&P operators

De *operators* willen stevige, stabiele steun voor CCS vanuit de overheid voor de lange termijn. Zij benadrukken de noodzaak van snelle besluitvorming en menen dat de overheid meer verantwoordelijkheid moet nemen voor de demonstratieprojecten (Barendrecht werd aanvankelijk teveel afgeschilderd als “Shellproject”).

Ten aanzien van de juridische aspecten vinden opslagpartijen de huidige aansprakelijkheidstermijn van 20 jaar te lang. De tendens onder de *operators* is dat als deze termijn niet wordt teruggebracht naar 5 of 10 jaar, zij zeker niet zullen participeren in CO₂-opslag. Bovendien zal een kortere aansprakelijkheidstermijn volgens hen lagere opslagtarieven tot gevolg hebben, wat weer positief uitwerkt op de rest van de waardeketen. Duidelijkheid over de juridische aspecten is op korte termijn nodig, in het bijzonder over de aansprakelijkheid voor migratie of lekkages. De *operators* benadrukken ook het belang van een juridisch raamwerk voor de voortzetting van de huidige gasproductie *jointventures*, waarbij hun voorkeur uitgaat van het geven van voorrang en een “eerste weigeringsrecht” aan de huidige *operator*.

Op financieel gebied menen de *operators* dat de rijksoverheid een belangrijke rol heeft, vooral in het cosubsidiëren van EU-gelden en het scheppen van gunstige belastingvoorwaarden. Daarnaast is een stabiele ETS prijs van voldoende niveau belangrijk. Opslagpartijen noemen bovendien het belang van een duidelijke compensatieregeling voor het geval er velden voor CCS worden geormerkt die nog winbare olie of aardgas bevatten.

De *operators* erkennen dat er nog veel technische uitdagingen liggen, vooral bij de injectie van CO₂ onder hoge druk, maar zij geven ook aan dat deze uitdagingen overwonnen kunnen worden door het uitvoeren van demonstratieprojecten.

Op organisatorisch vlak wordt de “CO₂-veldenstrategie” van de overheid cruciaal geacht. De *operators* wijzen in dit kader op de concurrentie van CCS met windparken. Ook publieke acceptatie wordt als een cruciale uitdaging gezien. Ten slotte wordt, net als door de andere partijen, het belang van coördinatie tussen de betrokken Ministeries genoemd. Van alle bovengenoemde voorwaarden wegen de juridische en financiële voorwaarden het zwaarst.

De *operators* zien het scheppen van (rand)voorwaarden, waaronder duidelijkheid over de veldenstrategie en de aansprakelijkheid, als voornaamste verantwoordelijkheid van de rijksoverheid. Zij adviseren ook om de kennis van Gasunie en EBN te benutten.

De *operators* verklaren zich in principe bereid om mee te werken aan een eerdere overdracht van velden, mits er een goede economische compensatie geboden wordt voor het restgas. In het geval van een tijdspanne tussen het einde van aardgasproductie en de start van CO₂-injectie, zal men de infrastructuur mogelijk moeten “mottenballen”, om de optie van CO₂-opslag in het betreffende reservoir open te houden. De *operators* geven echter aan dat de overheid de verantwoordelijkheid moet nemen voor het motenballen van productiefaciliteiten. Mocht dit ook zo gebeuren, dan vinden de meeste partijen het logisch dat de “mottenballenkosten” worden verrekend in het opslagtarief.

De *operators* voorzien vrijwel allemaal een gescheiden transport- en opslagtariet, aangezien het hier gaat om twee verschillende activiteiten die elk hun eigen risico- en opbrengstenmodel kennen. Zij vinden over het algemeen een “kosten plus” tarief voor transport het meest logisch, en zeggen ook dat een dergelijke structuur voor opslag het bijna per definitie onaantrekkelijk maakt voor E&P spelers. De *operators* staan wel open voor een ETS-component in het opslagtariet. Zij staan verschillend tegenover het idee van derdentoegang tot opslagcapaciteit. Wat betreft de risico's menen een aantal *operators* dat deze door de markt gedragen moeten worden.

De meningen over de organisatiemodellen verschillen aanzienlijk: een aantal partijen voorziet een grote rol van de rijksoverheid in opslag, waarbij de operationele taken worden uitbesteed aan gespecialiseerde partijen. Andere *operators* zijn weer sterk tegen een dergelijk gereguleerd model en vinden dat CO₂-opslag zoveel mogelijk aan marktpartijen moet worden overgelaten.

2.5 Provincies en agentschappen

De provincies en agentschappen menen dat duidelijke steun voor CCS vanuit de overheid noodzakelijk is, evenals snelle besluitvorming rond vergunningen. De provincies willen graag betrokken worden in het vaststellen van de opslagstrategie, omdat zij direct of indirect met de gevolgen van veldselectie te maken krijgen en in sommige gevallen zelfs een eigen bodembeleid willen ontwikkelen of reeds hebben ontwikkeld. In dat verband bestaat er een dringende behoefte aan een communicatiestrategie om de bewoners van de betrokken regio's te informeren over - en betrekken bij de besluitvorming.

De provincies zien dat het publiek berichten uit “de industrie”, inclusief de rijksoverheid, niet vertrouwt en vinden dan ook dat een brede coalitie van belanghebbenden nodig is. Zij opperen een vorm van compensatie voor gemeentes of provincies waar CO₂ wordt opgeslagen om zo de weerstand onder de inwoners te verminderen. Voor de provincies en agentschappen hebben het scheppen van de politieke en organisatorische voorwaarden en de veiligheid van opslag prioriteit.

De provincies benadrukken dat zij ook in enige vorm betrokken moeten zijn bij het besluitvormingsproces als het gaat om veldselectie en opslagvergunningen.





3. Transport- en opslagscenario's

3.1 Inleiding

De CO₂-aanbodprofielen zijn gebaseerd op een basisscenario en een groen scenario. De grootste CO₂-bronnen in deze aanbodsscenario's bevinden zich in de regio's Amsterdam, Rotterdam en Groningen (Eemshaven). Dit rapport richt zich op de Westelijke en Noordelijke regio's. De regio's Limburg en Zeeland zijn niet meegenomen omdat het CO₂-aanbod van deze provincies relatief klein is.

De McKinseyscenario's starten pas in 2020. Voor deze studie is daarom aangenomen dat de CO₂-afvang in de demonstratieperiode (2015 tot 2020) gelijk is aan 2020. Effectief betekent dit een afvang van 3,2 Mton per jaar voor West-Nederland en 0,8 Mton per jaar voor Noord-Nederland.

Er is aangenomen dat alle gedepleteerde velden in principe geschikt zijn voor opslag, aangezien deze velden een bewezen capaciteit hebben om gas in het reservoir vast te houden. Voor de daadwerkelijke selectie van een veld zullen meer gedetailleerde studies noodzakelijk zijn die buiten de reikwijdte van het advies vallen. Naast de technische aspecten (geschiktheid van putten en locatie) zullen ook veiligheid, planologie, milieueffecten en seismische activiteit (*onshore*) nader bestudeerd moeten worden.

In Noord-Nederland ligt de opslagcapaciteit op het land en in West-Nederland voornamelijk op zee, met een onderverdeling in een gebied nabij de kust (P- en Q- blokken) en een gebied met veel velden en complexe infrastructuur verder op de Noordzee (K- en L-blokken). Geografisch gezien is het het meest kostenefficiënt om CO₂ uit Amsterdam en Rotterdam te koppelen aan opslagcapaciteit op zee en de CO₂ uit Groningen (Eemshaven) te koppelen aan de vele gasvelden op het land in Noord-Nederland. Hiermee worden de transportafstanden zo klein mogelijk gehouden.

3.2 West-Nederland

De Rotterdam en Amsterdam regio's vormen de grootste CO₂ bronnen in Nederland. Opslagcapaciteit voor deze regio's bevindt zich voornamelijk *offshore* in gedepleteerde gas- en olievelden. Een aantal velden ligt relatief dicht bij de kust, maar de meeste opslagcapaciteit ligt verder naar het noorden in de K en L blokken.

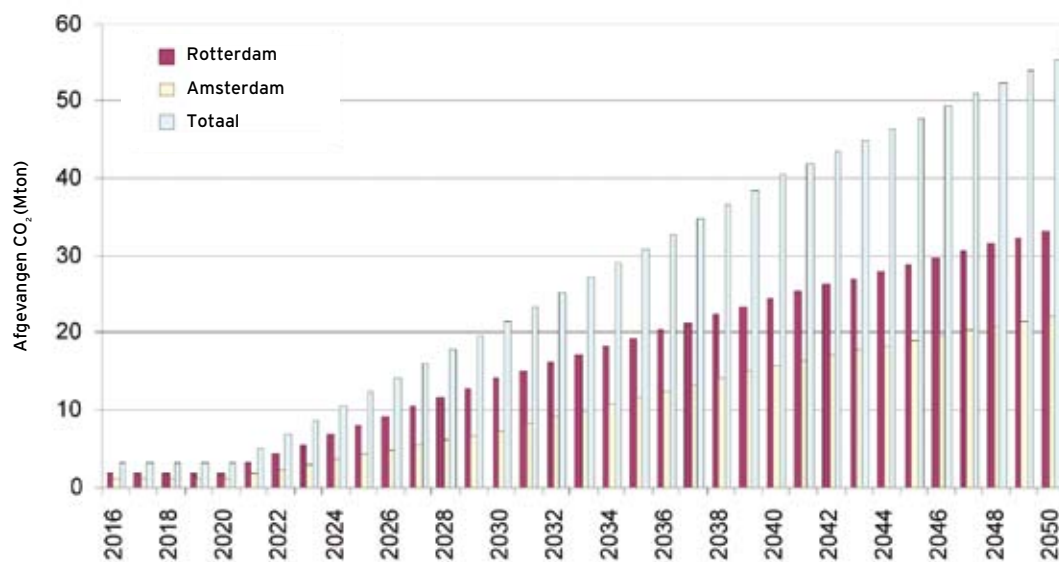
3.2.1 CO₂-aanbodvolumes voor West-Nederland

In beide scenario's komt ongeveer 40% uit de Amsterdam regio en 60% uit Rotterdam. In het basisscenario wordt tot 2050 in totaal 955 Mton CO₂ afgevangen waarvan 589 Mton in Rotterdam en 366 Mton in Amsterdam.

In het groene scenario wordt tot 2050 in totaal 473 Mton afgevangen waarvan 293 in Rotterdam en 180 in Amsterdam.

CO₂ AFVANGSCENARIO'S

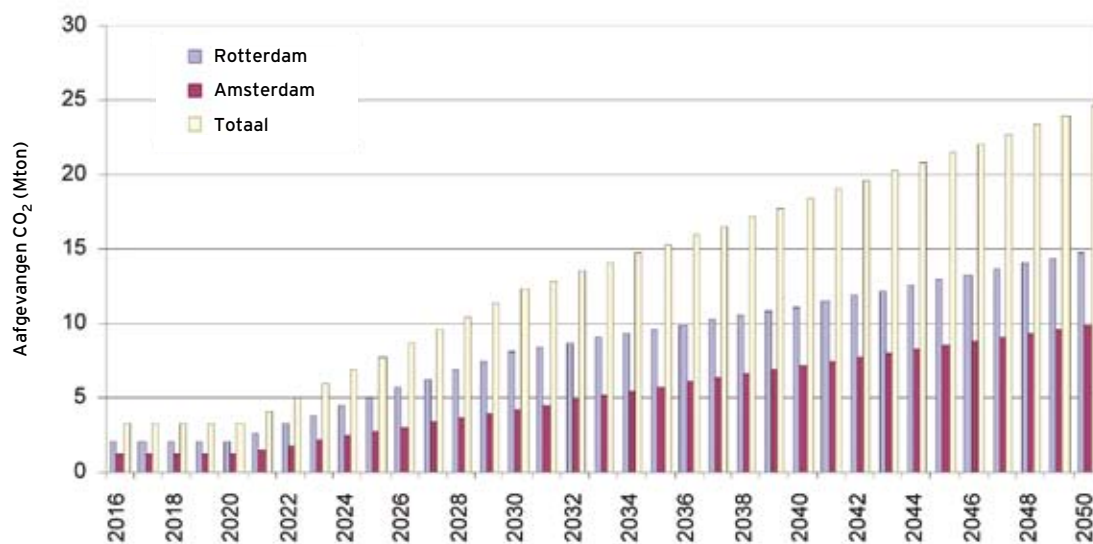
Basis Scenario - West-Nederland



Figuur 4: Basis CO₂-afvangscenario voor Amsterdam en Rotterdam (Bron: McKinsey, 2009)

CO₂ AFVANGSCENARIO'S

Groen Scenario - West-Nederland



Figuur 5: Groene CO₂-afvangscenario voor Amsterdam en Rotterdam (Bron: McKinsey, 2009)

Regio	Minimum (2015)	Maximum basis (2050)	Maximum groen (2050)
Rotterdam	2.0	33,3	14,8
Amsterdam	1.2	22,2	9,8
Totaal	3.2	55,5	24,6

Tabel 1: Aanbodvolume CO₂ in Mton per jaar in 2015 (minimum) en 2050 (maximum)

3.2.2 Beschikbare opslaglocaties in West-Nederland

De directe beschikbaarheid van infrastructuur en opslagcapaciteit in dicht bij de kust gelegen, leeggeproduceerde gasvelden onder de Noordzee maakt het efficiënt om daar te beginnen met de grootschalige CCS.

In eerdere onderzoeken is getracht een beeld te schetsen van de *offshore* opslagcapaciteit.

Figuur 6 geeft hiervan een overzicht.



Figuur 6: Overzicht van opslagcapaciteit offshore (Bron: NOGEPa 2009)

Het grootste deel van de *offshore* opslagcapaciteit die eerder in kaart is gebracht ligt in de noordelijk gelegen K- en L-blokken (780 Mton). In het zuidelijke deel van de Noordzee (P- en Q-blokken) ligt ongeveer 80 Mton aan opslagcapaciteit in gasvelden.

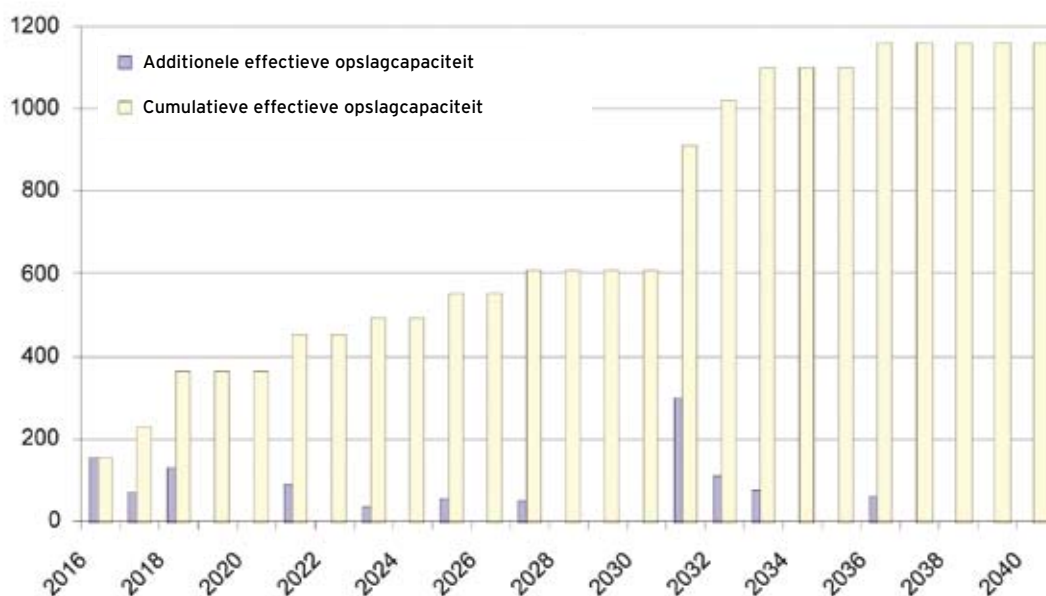
Voor deze studie zijn ook de gedepleteerde olievelden in het Q1 blok meegenomen, waardoor de opslagcapaciteit in het zuiden (P- en Q-blokken) is uitgebreid tot ongeveer 200 Mton. Dit betekent dat er aanzienlijk meer opslagcapaciteit in de nabijheid van de kust is.

Een aantal van de velden in de P- en Q-blokken zal tijdig beschikbaar zijn voor de start van de demofase in 2015.

De totale *offshore* opslagcapaciteit van gas- en olievelden is ongeveer 1160 Mton. Mogelijk zal in de toekomst blijken dat zoutwaterhoudende lagen (aquifers) op natuurlijke druk extra opslagcapaciteit kunnen bieden (zie ook hoofdstuk 5). De opslagkosten voor aquifers op natuurlijke druk zullen naar verwachting hoger zijn dan voor gas- en olievelden. Dit wordt vooral veroorzaakt door de limitatie van injectievolumes en de hogere exploratie- en monitoring kosten. Dit type aquifer is daarom niet meegenomen in de scenario's.

Figuur 7 geeft een overzicht van de theoretische opslagcapaciteit van *offshore* velden in de K- en L-blokken en hun beschikbaarheid in de tijd. De capaciteit is gebaseerd op clusters van velden die via een gezamenlijke infrastructuur gevuld worden (meestal een centraal processing platform). De beschikbaarheid in de tijd van een cluster is gebaseerd op de beëindiging van (gas)productie in het laatste veld, waarbij is uitgegaan van de gegevens van de oliemaatschappijen in 2009 (jaarrapportage conform artikel 113 van het Mijnbouwbesluit).

TOENAME VAN EFFECTIEVE OPSLAGCAPACITEIT VOOR NIET-KUSTNABIJE OPSLAGLOCATIES Einde van productie volgens jaarrapportage 2009



Figuur 7: Beschikbaarheid effectieve opslagcapaciteit in de *offshore*velden op basis van huidige plannen van de operators.

Volgens deze data zal er in 2028 600 Mton opslagcapaciteit beschikbaar zijn, ervan uitgaande dat de faciliteiten dan niet zijn geabandonneerd. Dit is 52% van de totale hoeveelheid capaciteit in de Nederlandse *offshore*. Er zijn echter nogal wat factoren die de timing van de *End of Field Life* (EOFL) datum onzeker maken, zoals de ontwikkeling van de olieprijs, de productiekosten en nieuwe productietechnieken. Naarmate de EOFL in beeld komt besteden *operators* traditioneel ook meer aandacht aan nieuwe en verbeterde technieken om langer te produceren. De verwachting is dan ook dat de EOFL data op basis van de huidige jaarrapportages zullen opschuiven, waardoor velden in de K- & L-blokken later voor CO₂-opslag beschikbaar komen. Een verlenging van de productieprofielen met 5 jaar betekent dat 495 Mton, oftewel 42% van de totale capaciteit in de K- en L-blokken, beschikbaar zal zijn in 2028.

Cluster	Timing	Additionele effectieve opslagcapaciteit (Mton)	Cumulatieve effectieve opslagcapaciteit (Mton)
L10	2016	159	159
K6-CC	2017	73	231
Nogat	2018	133	364
L7-CC	2021	91	455
G17d-A	2023	40	495
D15-A	2025	58	553
L8-Golf/L8-P4	2027	55	608
K14-FA	2031	303	911
K5-CC	2031	112	1023
Local	2032	79	1102
J06-A	2035	61	1163

Tabel 2: Beschikbaarheid van clusters Noordzee (exclusief de P- en Q-blokken)

Indien *operators* besluiten tot abandonnering van de faciliteiten, is de CO₂-opslagcapaciteit niet per sé verloren, maar de kosten voor (her)ontwikkeling zullen wel hoger zijn. De problematiek van hergebruik van platforms wordt in hoofdstuk 4.4.3 verder behandeld.

De meeste opslagcapaciteit voor West-Nederland bevindt zich dus op zee, maar er is ook capaciteit op land. In totaal gaat het hierbij om 80 Mton opslagcapaciteit (5 velden) in de regio van Rotterdam en 30 Mton (2 velden) in Noord-Holland (zie tabel 3).

Veldnaam	Einde van productie	Opslagcapaciteit (Mton)
Barendrecht-Ziedewij ¹	2017	9.3
's-Gravenzande	2018	9.8
Botlek	2029	28.5
Gaag	2030	17.9
Pernis-West	2032	13.5
Bergen	2011	18.4
Groet	2016	15.4
Totaal		112.7

Tabel 3: Overzicht van *onshore* opslagcapaciteit in West-Nederland

3.2.3 Transport- en opslagscenario's

In de demo- en precommerciële fase zal opslag zoveel mogelijk in de nabijheid van de kust gedaan moeten worden, om de transportafstanden en -kosten zo laag mogelijk te houden. Nadat de velden in de nabijheid van de kust gevuld zijn, zal het transportnetwerk uitgebreid moeten worden in de richting van de K- en L-blokken, waar de meeste opslagcapaciteit zich bevindt. De uitbreiding van de infrastructuur richting de K- en L-blokken zal hoe dan ook noodzakelijk zijn om de gehele hoeveelheid afgevangen CO₂ op te slaan. Gezien de grote onzekerheden over de timing van de K- en L-blokken, en de relatief kleine opslagcapaciteit van de *onshore* velden, is de *onshore* capaciteit in West-Nederland niet meegenomen in de onderzochte scenario's. Hoe en wanneer de *onshore* velden in West-Nederland het beste kunnen worden ingezet dient te zijner tijd per geval bekeken te worden.

In de nabijheid van de kust zijn er enkele velden die eind 2015 beschikbaar zullen zijn: de P18 en P15 clusters met elk 40 Mton theoretische opslagcapaciteit en het P6 cluster met 35 Mton theoretische opslagcapaciteit. In totaal hebben deze velden ongeveer 100 Mton opslagcapaciteit.

De overige opslagfaciliteiten liggen in het Q1 blok waar 4 gedepleteerde olievelden (Haven, Helder, Hoorn en Helm) rond 2014 - 2015 beschikbaar komen. In eerdere studies (NOGEPA, 2008) zijn *offshore* olievelden niet meegenomen, vooral vanwege de relatief kleine capaciteit. In Q1 hebben de olievelden echter een theoretische opslagcapaciteit van ongeveer 100 Mton. Deze is aanzienlijk groter dan de totale geproduceerde hoeveelheid olie, doordat er ook water uit de onderliggende aquifer (mee) geproduceerd is. De velden hebben een zeer hoge permeabiliteit en zijn onderling verbonden door een onderliggende zoutwaterlaag. Een bijkomend voordeel van de Q1 velden is de bestaande olieleiding die zeer waarschijnlijk hergebruikt kan worden voor transport van CO₂. De leiding komt bij IJmuiden aan land en kan relatief gemakkelijk gekoppeld worden aan de regio Amsterdam en mogelijk ook aan de regio Rotterdam via de bestaande OCAP leiding.

1. Maakt reeds deel uit van een demonstratieproject

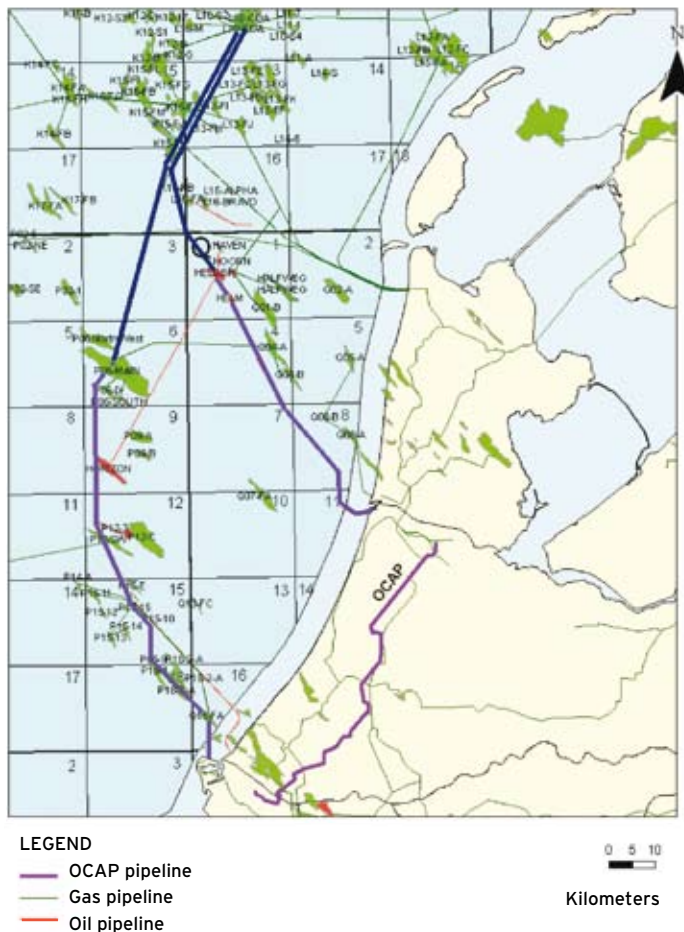


Figuur 8: Transport- en opslagscenario in de demo- en precommerciële fase

Het Rotterdam Climate Initiative (RCI, 2009) beoogt in grote lijnen dezelfde opslagstrategie als dit rapport. Er is echter een aantal verschillen: ten eerste kijkt het RCI alleen naar de regio Rotterdam, terwijl dit rapport ook Amsterdam in ogenschouw neemt. Ten tweede was de opslagmogelijkheid in Q1 in kwantitatieve zin (nog) niet opgenomen in het RCI rapport.

De opslagstrategie dient afvangpunten te koppelen aan de dichtstbijzijnde opslaglocaties. Voor de Rotterdam regio betekent dit een nieuw aan te leggen pijpleiding naar de gedepleteerde gasvelden in P18 en P15, met uitbreiding naar P6. Voor de Amsterdam regio is opslagcapaciteit in het Q8 gasveld en de gedepleteerde Q1 olievelden (zie figuur 8 op de vorige pagina). Voor deze beide opties kunnen bestaande transportleidingen gebruikt worden en is er relatief weinig nieuwe infrastructuur benodigd.

Wanneer de velden in de nabijheid van kust gevuld zijn, zal de overige CO₂ getransporteerd moeten worden via een nieuw aan te leggen pijpleiding naar de verder gelegen K- en L-blokken (zie figuur 9). Tegen die tijd zal ook een aantal *onshore* velden in het westen van Nederland beschikbaar zijn gekomen. Ook deze velden zijn dan kandidaat voor een opslaglocatie. De bestaande OCAP pijpleiding tussen Rotterdam en Amsterdam is in de scenario's niet noodzakelijk om CO₂ vanuit Rotterdam en Amsterdam te transporteren. De leiding biedt mogelijk wel een alternatief om CO₂ vanuit Rotterdam naar Q1 te vervoeren.



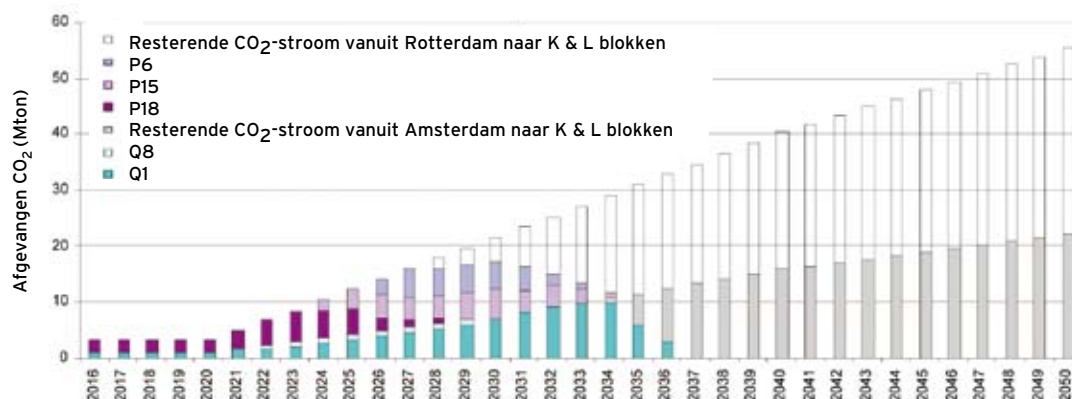
Figuur 9: Transport- en opslagscenario in de commerciële fase

Voor het basisscenario is uitgegaan van pijpleidingen vanuit Rotterdam en Amsterdam met elk een capaciteit van 10 Mton per jaar. Voor de regio Amsterdam zou de bestaande oliepijpleiding naar de gedepleteerde Q1 velden hergebruikt kunnen worden. De capaciteit van deze leiding is, afhankelijk van het toegestane drukregime, tussen de 2 en 10 Mton per jaar. Boven de 10 Mton per jaar is in de scenario's daarom uitgegaan van een nieuw te bouwen pijpleiding. Voor de regio Rotterdam zal ook een nieuwe CO₂-pijpleiding aangelegd moeten worden, in eerste instantie naar P18 en uiteindelijk verder naar P15 en P6. In de huidige plannen voor deze pijpleiding wordt een kleinere capaciteit dan 10Mton per jaar voorzien, dus idealiter zou de pijpleiding alsnog met overcapaciteit moeten worden aangelegd om te voorkomen dat er binnen enkele jaren al capaciteitsgebrek ontstaat.

Figuur 10 (volgende pagina) toont het basisscenario voor afgevangen CO₂ in de Amsterdam en Rotterdam regio's. Dit aanbod is gekoppeld aan de opslag- en injectiecapaciteit van de velden in de P- en Q-blokken. De CO₂ vanuit Rotterdam zal in eerste instantie in de P18 velden opgeslagen worden en vervolgens in P15 en P6. In dit scenario kan de CO₂ uit Rotterdam vanaf 2028 niet meer door de P blokken opgeslagen worden en zal een extra pijpleiding naar de K- en L-blokken noodzakelijk zijn.

BASIS SCENARIO WEST-NEDERLAND

Initiële pijplijn capaciteit 10 Mton/jaar zowel vanuit Rotterdam als vanuit Amsterdam



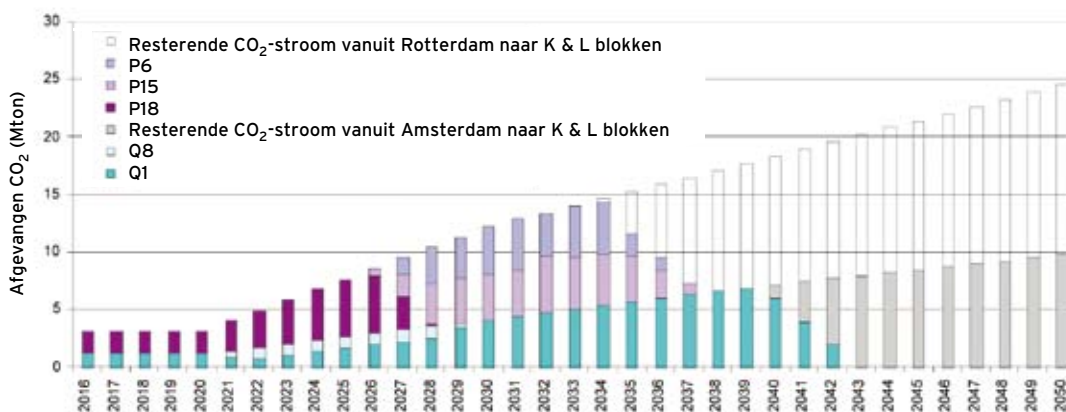
Figuur 10: Basisscenario CO₂-afvang en -opslag voor regio West-Nederland

Voor de hoeveelheid afgevangen CO₂ vanuit de regio Amsterdam is er, uitgaande van een capaciteit van 10 Mton per jaar, tot 2033 voldoende transportcapaciteit in de voormalige olieleiding. Daarna zal een nieuwe leiding aangelegd moeten worden. Vanaf 2036 zullen de Q1 velden volledig gevuld zijn en zal er ook een extra pijpleiding vanuit Q1 naar de K- en L-blokken moeten komen. In totaal wordt in dit scenario 1000 Mton CO₂ opgeslagen, waarvan ongeveer 200 Mton (bijna 20 %) in de P- en Q-blokken.

Voor het groene scenario is dezelfde volgorde van velden aangehouden als voor het basisscenario. Door de kleinere hoeveelheid CO₂ wordt de injectieperiode in de P- en Q-blokken verlengd (zie figuur 11).

GROEN SCENARIO WEST-NEDERLAND

Initiële pijplijn capaciteit 10 Mton/jaar zowel vanuit Rotterdam als vanuit Amsterdam



Figuur 11: Groene scenario CO₂-afvang en -opslag voor regio West-Nederland

In dit geval kunnen de gasvelden in de P-blokken de CO₂ uit de Rotterdam regio tot 2034 verwerken. Daarna zal injectie in de K- en L-blokken noodzakelijk worden.

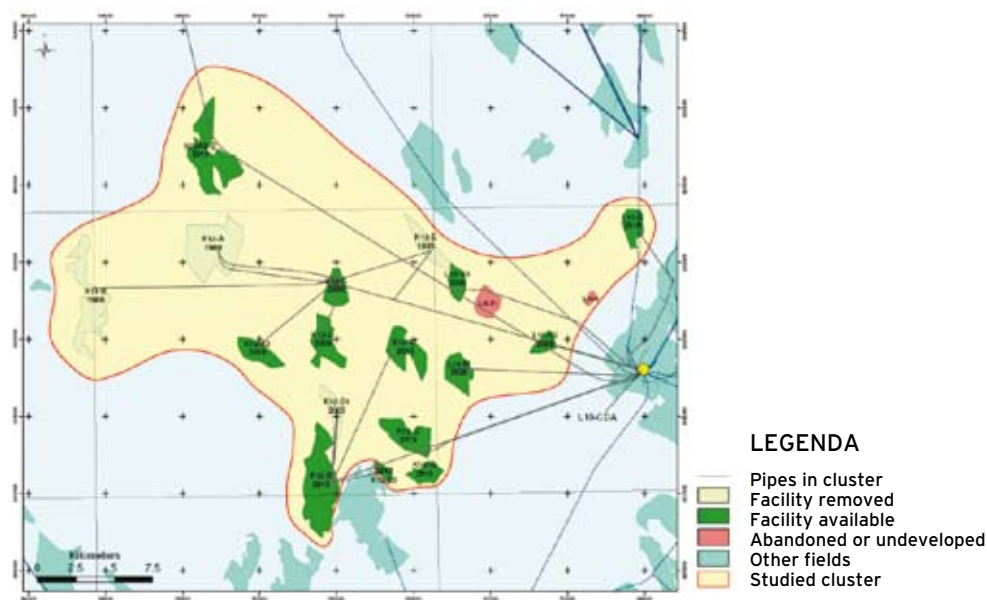
Het CO₂ aanbod vanuit Amsterdam kan tot 2039 in de Q-blokken geïnjecteerd worden. De bestaande pijpleiding van Amsterdam naar Q1 kan de hele periode tot 2050 gebruikt worden, aangezien de maximale hoeveelheid CO₂ onder de 10 Mton per jaar zal blijven.

3.2.4 Opslag in de K- en L-blokken

Er is voldoende capaciteit in de P- en Q-blokken om alle CO₂ vanuit Rotterdam en Amsterdam in de demonstratie- en precommerciële fase op te slaan. Op basis van de aanbodsscenario's zal pas op zijn vroegst in 2028 de opslagcapaciteit uit de K- en L-blokken nodig zijn.

De K- en L-blokken bevatten een zeer groot aantal verschillende velden en platforms die sterk variëren in grootte en complexiteit. Indien de K- en L-blokken voor CO₂-opslag gebruikt zullen worden, zal een complexe infrastructuur ontstaan.

Het is op dit moment nog onduidelijk wanneer platforms (en velden) beschikbaar komen voor CO₂-opslag. In dit stadium zijn er dan ook te veel onzekerheden om een gedetailleerde injectieplanning van de K- en L-blokken te maken. Om toch enigszins een beeld te krijgen van de opslagkosten, heeft TNO een representatief cluster van velden in de K- en L-blokken gemodelleerd (zie figuur 12) voor een aantal scenario's. De resultaten van de analyses van het K12-L10 cluster worden in hoofdstuk 4 besproken.



Figuur 12: Gemodelleerd cluster van velden uit de K- en L-blokken

3.2.5 Scheepstransport versus pijpleidingen

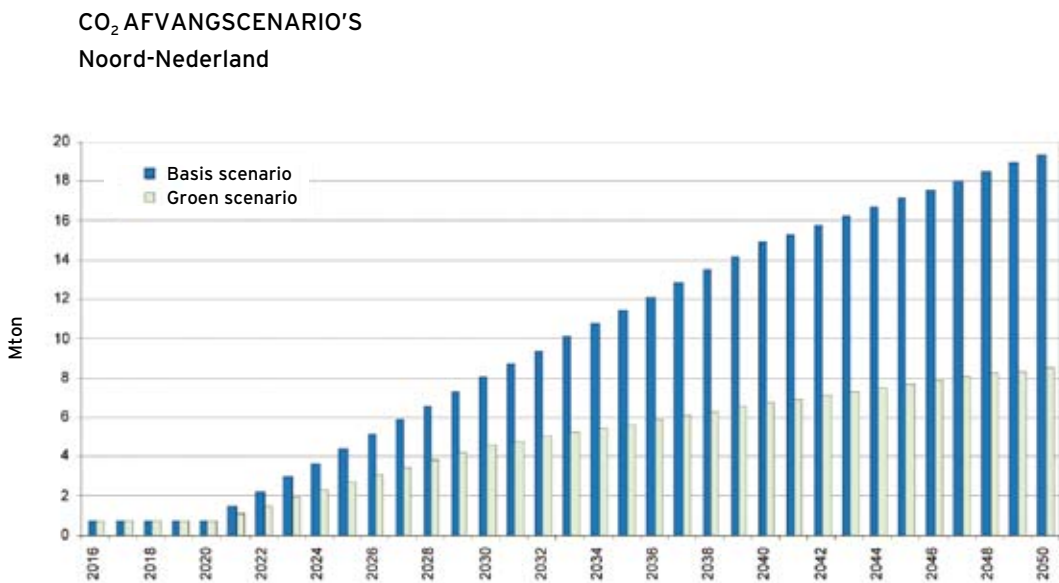
Naast het transport van CO₂ per pijpleiding bestaat ook de mogelijkheid om schepen in te zetten. In het kader van het Rotterdam Climate Initiative (RCI) is dit ook onderzocht. Daaruit bleek dat CO₂-transport per schip interessant kan zijn in bepaalde gevallen. Bij grote hoeveelheden zal een pijpleiding altijd kostenefficiënter zijn. Daar waar geen pijpleidinginfrastructuur aanwezig is kunnen schepen een flexibel alternatief bieden. Het is uiteindelijk aan de individuele marktpartijen om het meest kostenefficiënte transportmechanisme te kiezen. Aangezien elk reservoir en elke installatie anders is en *operators* tevens verschillende visies hebben, zal dit op individuele basis bekeken moeten worden.

3.3 Noord-Nederland

Het Eemshavengebied in Noord-Nederland wordt naar verwachting een van de grootste brongebieden voor CO₂-uitstoot in Nederland. In de directe omgeving van de Eemshaven bevinden zich ook vele gasvelden. Het grootste veld is het Groningen gasveld, maar dit zal, afgaand op het bestaande jaarrapport, op zijn vroegst aan het einde van deze eeuw beschikbaar zijn voor opslag.

3.3.1 CO₂-aanbodvolumes voor Noord-Nederland

Figuur 4 toont het basisscenario en het groene scenario voor Noord-Nederland. Het basisscenario voorziet een geleidelijke groei tot bijna 20 Mton per jaar in 2050, terwijl het groene scenario uitgaat van ongeveer 50% minder afvang met een maximum van bijna 10 Mton in 2050.

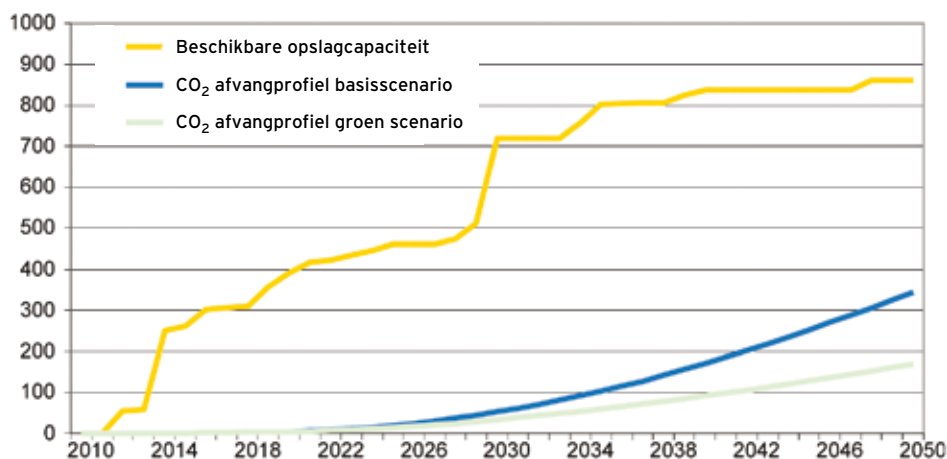


Figuur 13: Aanbodscenario's voor de Eemshaven regio

In het basisscenario wordt tot 2050 in totaal 345 Mton CO₂ afgevangen ten opzichte van 169 Mton in het groene scenario.

3.3.2 Beschikbare opslaglocaties in Noord-Nederland

In deze studie is aangenomen dat alle gasvelden in principe geschikt zijn voor CO₂-opslag. De meeste velden in Noord-Nederland zijn op dit moment nog in productie maar in de komende 20 jaar komt de meerderheid beschikbaar voor CO₂-opslag. In totaal heeft de regio een theoretische opslagcapaciteit van ongeveer 850 Mton (exclusief Groningen veld).



Figuur 14: Theoretische opslagcapaciteit versus basis- en groene afvangscenario's

Figuur 14 toont de beschikbaarheid van opslagcapaciteit in de noordelijke regio in relatie tot de afvangscenario's. Hieruit blijkt dat er ruim voldoende potentiële opslagcapaciteit is voor de gehele evaluatieperiode (2015-2050).

Opslagcapaciteit (Mton)	Aantal velden	Totale capaciteit (Mton)
>20 Mton	10	553
10 - 20 Mton	13	181
5 - 10 Mton	11	80
1 - 5 Mton	16	36
Totaal	50	850

Tabel 4: Distributie van opslagcapaciteit in gasvelden in Noord-Nederland (excl. Groningenveld)

De spreiding in veldgrootte van de gasvelden in Noord-Nederland met uitzondering van het Groningen gasveld is weergegeven in tabel 4.

Op basis van de opslagcapaciteit van velden (>7,5 Mton), de beschikbaarheid (einddatum van productie voor 2025) en ultimate recovery¹ (>0.75) is geïnventariseerd welke velden in aanmerking kunnen komen als potentiële kandidaten voor opslag van CO₂ in de demonstratie en precommerciële fase. Hier is de volgende groep van negen velden uit voortgekomen:

Veldnaam	Operator	Einde Productie ²
Zuidwal	Vermilion	1/1/2012
Ureterp	NAM	1/1/2014
Annerveen	NAM	1/1/2014
Boerakker	NAM	1/1/2015
Sebaldeburen	NAM	1/1/2016
Roden	NAM	1/1/2019
Bedum	NAM	1/1/2020
Eleveld	NAM	1/1/2021
Grootegast	NAM	1/1/2023

Tabel 5: Overzicht potentiële velden voor CO₂-opslag in Noord-Nederland tijdens de demonstratie- en precommerciële fase.

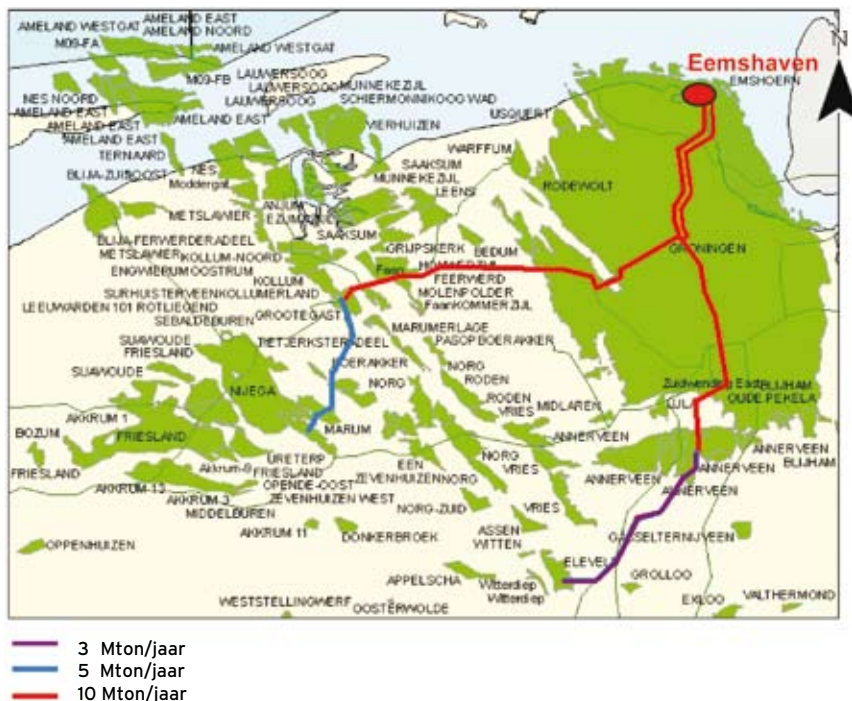
Voor de overeenstemming van de aanbodscenario's met de opslagcapaciteit is een aantal van deze velden ingezet. Hierbij dient te worden aangetekend dat bij deze exercitie puur gekeken is naar het koppelen van aanbod en opslag over de gehele periode tot 2050. Er is geen rangschikking van de velden aangebracht. Uiteindelijk zal gedetailleerd onderzoek moeten uitwijzen welke velden de voorkeur zullen hebben om in de eerste fase van CCS te worden betrokken.

3.3.3 Opslagstrategie voor Noord-Nederland

Om het aanbodvolume te koppelen aan de beschikbare opslagcapaciteit zijn de 2 afvangscenario's vergeleken met 2 opslagscenario's. De beoogde opslaglocaties bevinden zich grofweg in 2 gebieden, respectievelijk ten zuiden en ten zuidwesten van de Eemshaven (zie figuur 15).

1. Ultimate recovery (UR) is uiteindelijk geproduceerd volume / theoretische volume van een veld. UR geeft een indicatie van de injectiviteit van een veld.

2. Op basis van jaarrapporten 2009.



Figuur 15: Voorbeeld infrastructuur in Noord-Nederland in de commerciële fase (2035)

In de commerciële fase van het basisscenario (2035) zal het transportsysteem een maximum capaciteit van 20 Mton per jaar moeten verwerken. Dit kan worden bewerkstelligd met twee nieuw aan te leggen pijpleidingen met een capaciteit van 10 Mton per jaar (figuur 15). In de demo- en precommerciële fase zal begonnen worden met één pijpleiding totdat het aanbodvolume te hoog wordt en een 2e leiding noodzakelijk wordt.

In het groene scenario zal maximaal 10 Mton in 2050 verwerkt moeten worden. Het volledige aanbodvolume kan dan met 1 één pijpleiding naar één van beide opslaggebieden worden getransporteerd.

3.4 Conclusies

- Voor CO₂-opslag zijn zowel *onshore* als *offshore* locaties nodig om het aanbod in de gehanteerde scenario's te kunnen accommoderen. Op basis van beide aanbodsscenario's is er theoretisch voldoende opslagcapaciteit voor West-Nederland en een overschot aan opslagcapaciteit in Noord-Nederland.
- De meest kostenefficiënte opslaglocaties voor de demo- en precommerciële fase in West-Nederland bevinden in de P- en Q-blokken voor de kust van Rotterdam en Amsterdam. De opslagcapaciteit lijkt daar voldoende om CO₂-uitstoot in West-Nederland in de demo- en precommerciële fase op te slaan.

- De meest kostenefficiënte opslaglocaties voor Noord-Nederland bevinden zich op land in de provincies Groningen, Friesland en Drenthe.
- Op basis van beschikbaarheid, opslagvolume en *ultimate recovery* is een aantal potentiële opslaglocaties in deze provincies geïdentificeerd die mogelijk in de demonstratie- en precommerciële fase ingezet kunnen worden. De uiteindelijke veldselectie is afhankelijk van meer gedetailleerde studies die de technische haalbaarheid, veiligheid, milieu effecten en planologie per geval bekijken.
- De infrastructuur in West-Nederland zal zich geleidelijk ontwikkelen vanuit een kleinschalige puntverbinding in de demofase. In de commerciële fase zal- afhankelijk van het CO₂-aanbod en beschikbare opslagcapaciteit een grootschalige puntverbinding of een meer complexe infrastructuur ontstaan.
- De infrastructuur in het Noorden zal zich ontwikkelen vanuit een kleinschalige puntverbinding in de demofase naar een grootschalige puntverbinding in de commerciële fase. Er zal geen complexe infrastructuur ontstaan.
- In specifieke gevallen kan scheepstransport mogelijk een kostenefficiënt alternatief voor pijpleidingen bieden. Vooral bij kleinere *offshore* velden in gebieden waar (nog) geen pijpleiding-infrastructuur aanwezig is kan transport per schip interessant zijn. *Operators* zullen dit per geval moeten bekijken.
- De *onshore* velden in West-Nederland bieden mogelijk een alternatief om het gebruik van de K- en L-blokken uit te stellen. Dit dient nader onderzocht te worden.





4. Kosten van transport- en opslag

4.1 Inleiding

Voor de berekening van de kosten van transport over land (Noord-Nederland scenario) is uitgegaan van gegevens zoals gehanteerd door Gasunie voor de aanleg van (gastransport) leidingen. Voor de *offshore* leidingen in het West-Nederland scenario is gebruik gemaakt van de gegevens uit het NOGEPA rapport *“Potential for CO₂ storage in depleted gas fields on the Netherlands Continental Shelf” part 2: costs of transport and storage*. In beide gevallen zijn modelberekeningen uitgevoerd door KEMA.

Om de opslagkosten te kunnen berekenen heeft TNO de injectieprofielen van de verschillende velden gemodelleerd met behulp van het *in-house* Gasplan model. Dit model evalueert op een veld-per-veld basis de levenscycluskosten van een opslagfaciliteit vanaf het jaar dat gasproductie gestaakt is tot het jaar dat de locatie gevuld en geabandonneerd is.

De (technische) opslagkosten zijn berekend op basis van generieke aannames en houden geen rekening met veldspecifieke elementen. Zo zullen de daadwerkelijke opslagkosten per veld verschillend zijn afhankelijk van onder andere de keuze van injectiemethode (gasvormig of vloeibaar), aanpassingskosten van faciliteiten, (her)gebruik van putten, abandonnering van niet noodzakelijk geachte putten en eisen voor monitoren.

Elementen die per *operator* verschillen zoals afschrijftermijnen, financieringskosten en beoogde winstmarges zijn eveneens niet meegenomen.

Het gebruik van *Gas to Wire* (GTW) technologie, waarbij op locatie geproduceerd gas wordt omgezet in elektriciteit, is ook niet meegenomen in de berekeningen. GTW biedt mogelijk een goede optie om de kosten van CO₂ opslag te verlagen. De haalbaarheid van GTW in combinatie met CO₂ injectie is nog onvoldoende bewezen en dient nader onderzocht te worden.

4.1.1 Transport algemeen

Gegeven de thermodynamische eigenschappen zijn er twee mogelijkheden om CO₂ te vervoeren van emissiepunt naar opslag. De eerste mogelijkheid is gasvormig transport, de tweede mogelijkheid is transport als “vloeistof”. Deze laatste optie wordt ook wel *dense phase of liquid phase* transport genoemd. Druk en temperatuur bepalen de fasetoestand van CO₂. Om het transportproces te kunnen plaatsen is het van belang naar de omstandigheden bij zowel afvang (CO₂ is dan gasvormig bij 1 bar en ongeveer 90 graden Celsius) als bij opslag te kijken.

Transport in de gasfase geschiedt bij relatief lage drukken (tot 40 bar) terwijl transport als vloeistof bij drukken van tenminste 75 bar geschiedt. In beide gevallen wordt CO₂ na afvang door middel van compressie op druk gebracht alvorens te worden getransporteerd. Deze compressie gaat gepaard met een aanzienlijk energieverbruik met navenante kosten.

Transport bij hogere druk stelt hogere eisen aan leidingen (o.a. wanddikte) en betekent een toename van kosten. Anderzijds kan bij een hogere druk een groter volume door een gelijke maat leiding. Ook afstand speelt hier een rol: door de drukval die optreedt bij het transport kan het, afhankelijk van de lengte van een leiding, nodig zijn om tussentijdse (her)compressie toe te passen of, in geval van vloeistoffen,

pompen te installeren. Dit brengt aanzienlijke extra kosten met zich mee.

Injectie in het opslagreservoir geschiedt bij een druk die tenminste boven de heersende druk in het reservoir ligt. De benodigde druk zal in het geval van lege olie- of gasvelden bij aanvang laag liggen maar met het vullen van het reservoir toenemen. Injectie met een druk die ver boven de reservoirdruk ligt is af te raden omdat dit de veld- en putintegriteit aan kan tasten. Afhankelijk van de druk in de leiding in het veld dient de CO₂ gecompriëerd of in druk gereduceerd te worden. Zowel compressie als drukreductie zijn processen die naast een investering in materiaal ook operationele kosten (zoals energie) met zich meebrengen.

Hieruit kan worden afgeleid dat de keuze voor transport in gasvormige danwel vloeibare toestand afhankelijk is van factoren als afstanden, te vervoeren hoeveelheden alsook levensduur en afschrijvingsperiode van de infrastructuur in samenhang met de omvang van en de heersende druk in opslagreservoirs. Voor transport in zowel gas- als vloeibare vorm zijn verschillende scenario's doorgerekend. In dit rapport is voor Noord-Nederland uitgegaan van gasvormig transport, omdat de korte afstanden hoge druk transport niet nodig maken en omdat hoge druk transport meer en duurdere veiligheidsvereisten kent. Voor de *offshore* leidingen in West-Nederland is gekozen voor dense phase transport onder hoge druk om kostbare tussentijdse compressie te vermijden.

4.1.2 Overdimensionering

Overdimensionering in transport wordt gedefinieerd als het aanleggen van CO₂-transportinfrastructuur waarmee een grotere hoeveelheid CO₂ vervoerd kan worden dan op dat moment gecontracteerd is.

Overdimensionering kan een interessante optie zijn als de extra CAPEX lager is dan de (contante waarde van) CAPEX voor aanleg van extra pijpleidingen bij grotere transportstromen in de toekomst. In CO₂ transport is overdimensionering mogelijk op twee manieren: het aanleggen van buizen met een grotere diameter dan wel het aanleggen van buizen met een grotere wanddikte wat drukverhoging in de toekomst mogelijk maakt. (Ook een combinatie van beide is mogelijk natuurlijk).

Overdimensionering van pijpleidingen vereist een extra investering waarover geen zekerheid bestaat dat deze in de toekomst terugverdiend kan worden. Voor de opslagscenario's (voor Noord-Nederland en West-Nederland) is gedimensioneerd op de eindsituatie. Dit leidt vooral in de eerste jaren tot een onderbezetting van de leiding.

4.1.3 Optimalisering

In de praktijk zal afhankelijk van het scenario een toegepast ontwerp voor compressie en leidingen worden gemaakt, waarbij compressievermogen en leidingdiameters worden geoptimaliseerd en waarbij ook naar integratie met afvang en injectie zal worden gekeken.

4.2 Transportkosten voor West-Nederland

Voor de transportinfrastructuur is gekozen voor een geleidelijke opbouw vanuit de maasvlakte via P15/P18 en P6 naar de K en L blokken en vanuit IJmuiden via Q1 en P6 waar de IJmuiden leiding uiteindelijk aansluit op de leiding die vanuit P15/P18 naar de K en L blokken gaat. Voor de kosten van compressie is gebruik gemaakt van de modelgegevens die in Noord-Nederland zijn gebruikt, aangepast voor capaciteit en druk. De capaciteiten zoals weergegeven in de NOGEPA studie zijn van dezelfde orde als het groene scenario. Voor het basisscenario zijn de kosten opgeschaald. De getallen zijn schattingen omdat de door NOGEPA gehanteerde capaciteiten enigszins afwijken van de scenario's.

Groene Scenario's

De investeringskosten voor het traject Maasvlakte - P18 worden geschat op ca. €120 miljoen. De kosten van het doortrekken van deze leiding naar P6/Q1 zijn geschat op ca. €150 miljoen. Het uiteindelijke doortrekken van deze leiding tot de uiteindelijke K en L blokken wordt geschat op ca. €220 miljoen. De totale investeringskosten voor compressie bedragen ca. €800 miljoen (met compressie zowel vanuit Rotterdam als vanuit IJmuiden). Het verschil in investeringskosten tussen het groene en het basisscenario zit vooral in de timing van de verschillende investeringen. De kosten voor compressie zullen evenredig lager zijn.

	CAPEX (mln)		OPEX (mln/jaar)	
	Transport	Compressie	Transport	Compressie
West-Nederland	€ 700	€ 800	€ 10	€ 250

Tabel 6: Transportkosten voor West-Nederland

De investeringskosten voor CO₂-transport zijn voor de in deze studie ontwikkelde eindscenario's vastgesteld. Dit betekent dat er in de beginfase sprake is van overdimensionering.

4.3 Opslagkosten voor West-Nederland

De kosten voor de verschillende elementen zijn gebaseerd op het EBN / Tebodin rapport (2009), waarbij aanpassingen gemaakt zijn voor het aantal putten per platform (tabel 7 en 8).

CAPEX aannames voor offshore platforms met verschillend aantal putten (miljoen Euro, RT 2010)									
	Aantal putten	8	7	6	5	4	3	2	1
<i>Proces</i>	<i>Platform type</i>								
Mottenballen	Satelliet					2,6	2,3	2,0	1,7
	Export platform	4,6	4,3	4,0	3,8	3,5	3,3	3,0	
Conversie	Satelliet					13,3	12,3	11,5	10,7
	Export platform	20,8	20,0	19,1	18,3	17,4	16,6	15,7	14,9
Constructie	Monopod					39,5	38,7	37,9	37,1
<i>Tie back putten</i>		80	70	60	50	40	30	20	10
Abandonnering	<i>Sub Sea Completion</i>								4,0
	Satelliet					20,4	18,9	17,4	15,9
	Export platform	31,6	30,5	29,4	28,2	27,1	26,0	24,9	23,7
Nieuw platform						15,0	13,5	12,0	10,5

Tabel 7: CAPEX voor offshore platforms en verschillend aantal putten

OPEX per platform type (miljoen Euro per jaar RT 2010)		
Proces	Platform type	OPEX
<i>Hibernation</i>	Satelliet	0,7
	Export platform	1,5
Injectie	Satelliet	3,2
	Export platform	11,4
	Monopod (nieuw)	3,0

Tabel 8: OPEX per platform- en procestype

4.3.1 Kostenevaluatie P- en Q-blokken

*Offshore*velden zijn afhankelijk van elkaar doordat de infrastructuur vaak door meerdere velden gebruikt wordt. Om de opslagkosten te bepalen zijn de velden daarom als clusters gemodelleerd.

De *offshore* opslagkosten blijken voor beide scenario's duidelijk hoger dan *onshore*, in het bijzonder bij kleinere velden waar de kosten soms dusdanig zijn dat CO₂-opslag waarschijnlijk niet kostenefficiënt is (zie tabel 9 en tabel 10).

Basisscenario	Unit	P18	P15	P06	Q01	Q08
Totaal CO ₂ geïnjecteerd	Mton	37	36	31	90	9
UTC (0% discount)	€/t	2.6	9.6	12.5	3.3	8.0
Aantal injectie jaren	jaren	9	12	9	21	9
Totaal CAPEX (0% discount)	M €	36	166	138	131	31
Totaal OPEX (vast + variabel)	M €	58	180	243	170	40
Einde van productie		2035	2038	2035	2042	2031

Tabel 9: Kosten voor basisscenario P- en Q-blokken

Groene Scenario	Unit	P18	P15	P06	Q01	Q08
Totaal CO ₂ geïnjecteerd	Mton	37	36	31	90	9
UTC (0% discount)	€/t	2.6	9.6	14.2	3.6	8.0
Aantal injectie jaren	jaren	9	12	11	27	9
Totaal CAPEX (0% discount)	M €	36	166	138	118	31
Totaal OPEX (vast + variabel)	M €	58	182	294	201	40
Einde van productie		2035	2038	2037	2042	2031

Tabel 10: Kosten voor groene scenario P- en Q-blokken

Voor P6, P15 en Q1 zijn daarom ook alternatieve, meer kostenefficiënte scenario's berekend door bepaalde (kleine) velden uit te sluiten of door minder injectiefaciliteiten te gebruiken bij Q1 (zie tabel 11).

Basisscenario geoptimaliseerd	Unit	P15	P06	Q01
Totaal CO ₂ geïnjecteerd	Mton	36	30	90
UTC (0% discount)	€/t	8.0	8.8	1.9
Aantal injectie jaren	jaren	12	11	21
Totaal CAPEX (0% discount)	M €	132	110	64
Totaal OPEX (vast + variabel)	M €	172	153	111
Einde van productie		2038	2037	2036

Tabel 11: Kosten voor basisscenario P- en Q-blokken met efficiënter gebruik van faciliteiten

Zoals blijkt uit tabel 10 hebben de Q1 en P18 clusters een relatief lage UTC, terwijl deze bij P15 en P6 relatief hoog is. Dit wordt vooral beïnvloed door de verhouding tussen de hoeveelheid en complexiteit van de infrastructuur ten opzichte van opslagcapaciteit. Zo gebruiken P15 en P6 een relatief groot aantal platforms waaronder een duur Service Export Platform (SEP). Aan de andere kant gebruikt P18 slechts 1 satellietplatform met 6 putten die 3 reservoirs bedienen met een totale capaciteit van 40 Mton. Q1 heeft een lage UTC enerzijds door gebruik van bestaande infrastructuur en anderzijds de grote opslagcapaciteit. De gemiddelde UTC's zijn 6 €/ton voor het basisscenario en 4.5 €/ton voor het groene Scenario. De totale CAPEX en OPEX voor beide scenario's zijn weergegeven in tabel 10. De totale opslagkosten voor 200 Mton CO₂ variëren tussen €900 miljoen en €1260 miljoen.

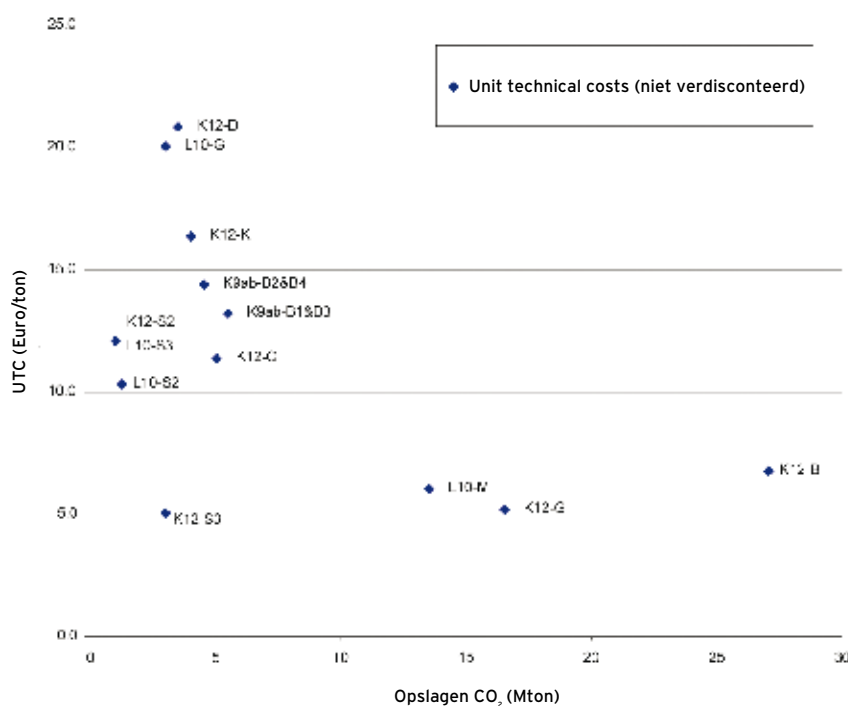
Totale opslagkosten P en Q blokken (miljoen €)	CAPEX	OPEX	Totaal
Groene scenario	502	691	1193
Basisscenario	489	772	1261
Basisscenario geoptimaliseerd	373	534	907

Tabel 12: Totale opslagkosten voor P- en Q-blokken

4.3.2 Opslagkosten voor de K- en L-blokken

De K- en L-blokken bevatten een groot aantal velden en platforms die sterk variëren in grootte en complexiteit. Daarnaast is onduidelijk wanneer bepaalde platforms (en velden) beschikbaar komen voor CO₂-opslag. Factoren als de olieprijs en toepassing van nieuwe technologieën kunnen het einde van productie aanzienlijk beïnvloeden. Een uitgebreide kostenanalyse is in dit stadium dan ook niet mogelijk. Om toch een indicatie te geven van de beschikbare opslagcapaciteit is een aantal scenario's in de K- en L-blokken onderzocht waarbij is uitgegaan van een cluster van velden in de K12- en L10-blokken, dat representatief is voor andere clusters.

4. Kosten van transport- en opslag



Figuur 16: UTC kosten voor K12-L10 cluster na periode van mottenballen. (Start injectie 2028)

Voor alle individuele platforms in het K12-L10 cluster zijn de UTC berekend met 2028 als start van de injectieperiode. Platforms die vóór 2028 met productie gestopt zijn, worden in het model in de mottenballen gedaan. Er blijkt een duidelijke relatie te zijn tussen de hoeveelheid opgeslagen Mton per veld en de kosten. Hoe groter het veld hoe lager de kosten (zie figuur 16).

	Opslagen CO ₂ (Mton)	Unit Technical Cost (€/t)
K12-L10 cluster		
K9ab-B2&B4	4.5	14.4
K9ab-B1&B3	5.5	13.2
K12-B	27.0	6.8
K12-C	5.0	11.4
K12-D	3.5	20.9
K12-G	16.5	5.2
K12-K	4.0	16.4
K12-S2	1.0	12.1
K12-S3	3.0	5.1
L10-G	3.0	20.1
L10-S2	1.3	10.3
L10-S3	1.0	12.1
L10-M	13.5	6.1
Totaal	89	8.3

Tabel 13: Opslagen CO₂ per veld en gerelateerde UTC (0%, RT 2010)

De gemiddelde UTC voor het K12-L10 cluster is 8,3 €/ton (zie tabel 13). Op basis van deze UTC zouden de totale opslagkosten voor 750 Mton CO₂ in de K en L blokken rond € 6200 miljoen liggen. Wanneer de kleinere en duurdere velden niet meegenomen worden, zal dit bedrag echter veel lager komen te liggen. In de praktijk zal per platform en veld gekeken moeten worden of CO₂-opslag kostenefficiënt is.

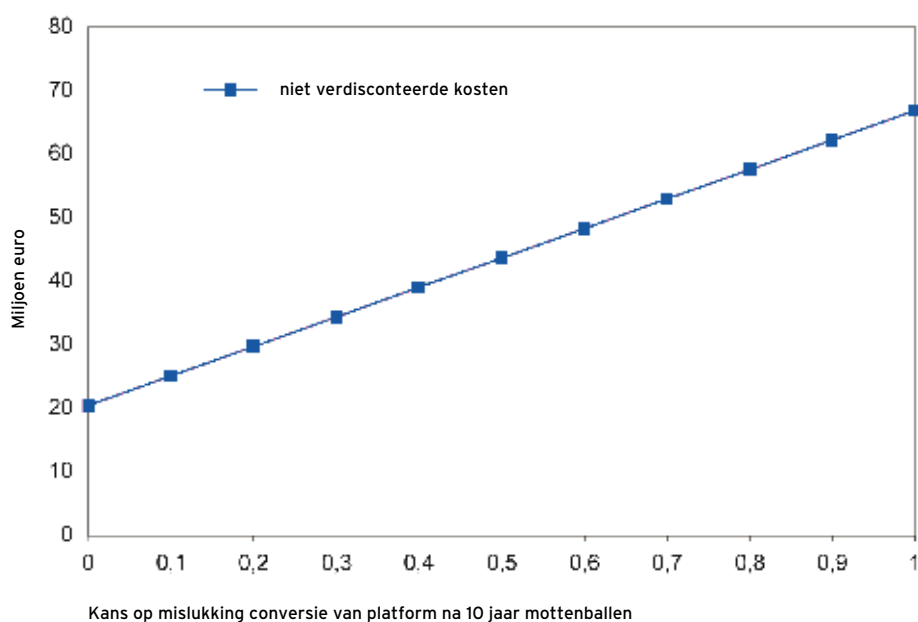
4.3.3 Mottenballen / hergebruikproblematiek

In de komende 20 jaar zullen steeds meer platforms in de Noordzee de productie staken en beschikbaar komen voor CO₂-opslag. Vooral in de K- en L-blokken bestaat echter de kans dat velden beschikbaar komen vóórdat een transportinfrastructuur is aangelegd. De *operator* heeft dan een aantal keuzes:

- **Volledige abandonnering** van de faciliteiten en putten. In theorie is het dan nog mogelijk om het gasveld in een later stadium te gebruiken voor opslag, maar de kosten hiervan zijn hoog. Naast het bouwen van een nieuw platform zullen ook de putten nieuw geboord moeten worden. Het is ook los van de kosten twijfelachtig of deze optie reëel is, omdat het boren van putten in gedepleteerde reservoirs problematisch kan zijn. Er bestaat dus een kans dat het veld definitief voor opslag verloren gaat.
- **Gedeeltelijke abandonnering**, waarbij de productiefaciliteiten wel verwijderd worden, maar putten tijdelijk geabandonneerd worden zodat een terugkoppeling op een later tijdstip mogelijk is (dit kan alleen bij putten met een zogeheten mudline suspension hanger). Wanneer CO₂-opslag opportuun wordt, kan een nieuw CO₂-injectieplatform geplaatst worden en kunnen de putten weer in gebruik genomen worden. Hergebruik van gesuspendeerde putten kost in principe minder dan nieuw geboorde putten, maar terugkoppeling is technisch lastig en er is een risico dat het niet meer mogelijk is, zeker als de periode tot hergebruik langer wordt.
- **Mottenballen en hergebruik** van de faciliteiten en op het moment dat een CO₂-transportleiding is aangelegd. Naarmate de periode tussen mottenballen en CO₂-injectie langer wordt zal de kans van hergebruik afnemen maar de technische limiet is zeer moeilijk te voorspellen en zal ook weer per platform verschillen. Deze optie vereist tevens dat er investeringen gedaan moeten worden terwijl het op dat moment onzeker is wanneer de velden daadwerkelijk voor opslag gebruikt gaan worden.
- **CO₂-opslag direct na beëindiging van productie** waarbij het transport via schepen verzorgd wordt. Hierdoor worden de kosten voor mottenballen en onderhoud vermeden en is er veel minder onzekerheid over de technische haalbaarheid van CO₂-injectie. Vooral voor de kleinere velden in de K- en L-blokken zou dit mogelijk een kostenefficiënte oplossing kunnen bieden.

In sommige gevallen zal mottenballen niet kunnen voorkomen dat een platform onbruikbaar wordt. Als het platform niet meer voldoet aan de veiligheidseisen aan het eind van de mottenballenperiode zal het dan alsnog vervangen moeten worden. Het is lastig om te voorspellen welk deel van de platforms uiteindelijk hergebruikt kan worden, aangezien dit afhankelijk is van een groot aantal factoren. Om een beeld van de kosten te krijgen is gekeken naar een satellietplatform met 2 putten met een mottenballenperiode van 10 jaar.

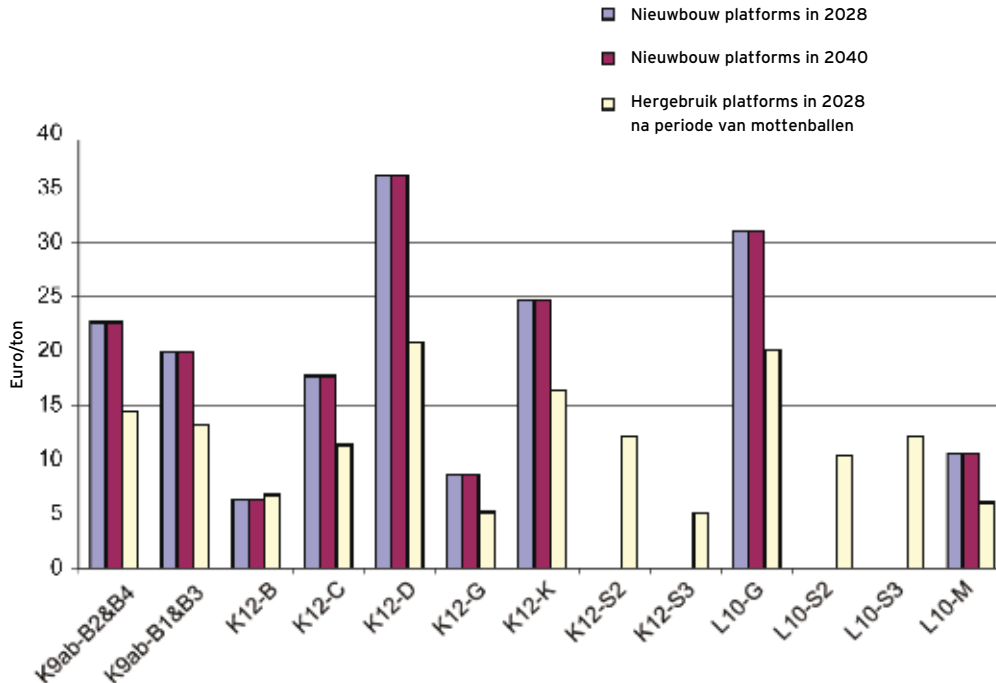
In het geval dat het platform nog hergebruikt kan worden bedragen de kosten € 20 miljoen euro. Indien het niet hergebruikt kan worden en alsnog een nieuwe structuur nodig is bedragen de kosten € 67 miljoen.



Figuur 17: Conversiekosten versus kans op hergebruik

Figuur 17 toont de conversiekosten als functie van de kans op hergebruik na 10 jaar mottenballen. Uit de data kan worden opgemaakt dat bij een 50% kans op hergebruik de uiteindelijke kosten zullen verdubbelen.

Om een beter inzicht te krijgen in de problematiek van mottenballen en hergebruik is gekeken naar een aantal scenario's voor het K12-L10 cluster. De kosten (UTC) zoals berekend voor de individuele velden in het K12-L10 cluster (tabel 10, paragraaf 4.3.2) zijn vergeleken met scenario's waar de platforms direct na beëindiging van productie geabandonneerd worden en nieuwe platforms worden geïnstalleerd voor de aanvang van injectie. In dit geval is aangenomen dat de injectie start in 2028 of 2040.



Figuur 18: Kosten van hergebruik van platforms versus nieuwe platforms (UTC niet verdisconteerd)

Op basis van de resultaten uit figuur 18 lijkt het mottenballen en hergebruik van platforms kostenefficiënter als de periode van mottenballen relatief kort blijft. Dit zou vooral kunnen gelden voor faciliteiten en velden in de P- en Q-blokken, hoewel dit per geval bekeken moet worden.

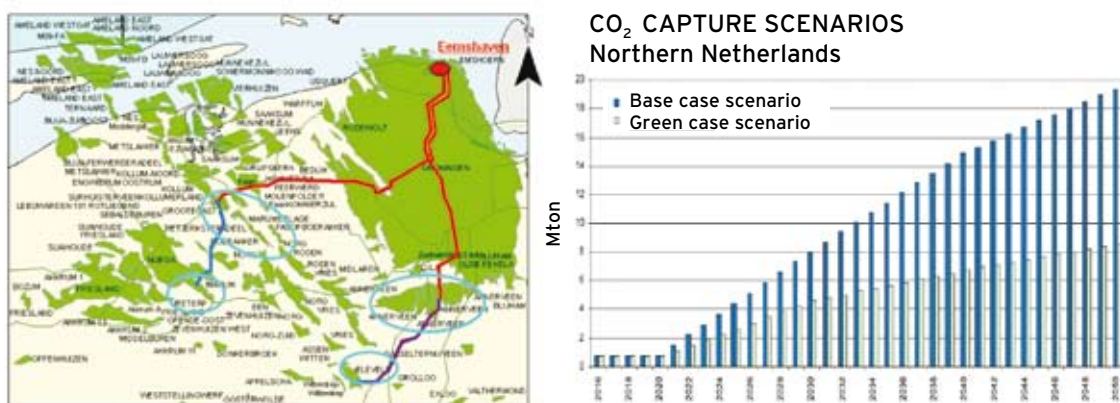
Naarmate de periode van mottenballen langer wordt zijn de verschillen kleiner, zeker voor de grotere velden. Daarnaast wordt de kans op hergebruik van een platform lager met de tijd en zal de OPEX voor mottenballen waarschijnlijk ook toenemen met de tijd. Beide effecten zijn niet meegenomen in deze berekeningen. De onzekerheid wanneer en of platforms beschikbaar komen - vooral in de K- en L-blokken - maakt de keuze om te mottenballen dan nog moeilijker.

De komende jaren moet er een beter inzicht komen in de beschikbaarheid van *offshore* platforms en de noodzaak van het gebruik van deze platforms voor CO₂ opslag. Een overheidsverplichting voor mottenballen is, zeker gedurende deze periode, niet noodzakelijk.

De keuze om platforms te mottenballen of te abandonneren is uiteindelijk aan de E&P *operator*. Aangezien elk platform en elk veld verschillend is zal dit per geval bekeken moeten worden.

4.4 Noord-Nederland:

In Noord-Nederland wordt de CO₂ vanuit de puntbronnen in de Eemshaven getransporteerd via een “zuidelijke” route richting de velden in Zuid-Groningen en Drenthe en via een “westelijke” route richting een cluster gasvelden in West-Groningen en Oost-Friesland.



Figuur 18a: Afvangtransportscenario's en voorbeeld transportscenario's in Noord-Nederland.

Daarbij wordt in het basisscenario gestart met een (1) leiding en wordt de tweede leiding rond 2030 noodzakelijk. In het groene scenario kan met alleen de zuidelijke of westelijke variant worden volstaan.

4.4.1 Transportkosten in Noord-Nederland

Voor de kosten van transport zijn vooral afstand en capaciteit de bepalende factoren. Daarnaast speelt de wijze van transporteren (gas of dense phase) een rol. Voor de transportleidingen is in alle scenario's aansluiting gezocht bij bestaande leidingtracés.

De investeringskosten voor CO₂-transport zijn voor de in deze studie ontwikkelde eindscenario's berekend. Dit betekent dat er in de beginfase sprake is van overdimensionering.

		CAPEX (miljoen €)		OPEX (miljoen €/jaar)	
		Transport	Compressie	Transport	Compressie
Noord-Nederland	Base case	€ 250	€ 500	€ 5	€ 150
	Green case	€ 100	€ 250	€ 3	€ 70

Tabel 14: Kostenbandbreedte onshore CO₂-transport in €

Bovenstaande tarieven geven een bandbreedte met een nauwkeurigheid van 50% voor de kosten voor CO₂-transport en compressie. Deze kosten zijn niet contant gemaakte kosten in prijspeil 2008 en uitgaande van energieprijzen van €60 /MWh. Door sterke afhankelijkheid van de aannames met betrekking tot hoeveelheden, afstanden en transportdruk zijn deze kosten moeilijk vergelijkbaar met andere kostenschattingen.

4.4.2 Opslagkosten in Noord-Nederland

In sommige gevallen zal een installatie - na beëindiging van productie - direct beschikbaar zijn voor CO₂-injectie. De productiefaciliteiten dienen dan eerst aangepast te worden om CO₂-injectie mogelijk te maken. Om uiteenlopende redenen kan CO₂-injectie soms pas jaren na beëindiging van productie

starten. In dat geval zal de productiefaciliteit een periode op non-actief moeten staan (de zogeheten mottenballenperiode) om later aangepast en hergebruikt te worden voor CO₂-injectie. Direct na beëindiging van productie worden de elementen die niet voor injectie benodigd zijn verwijderd, terwijl de overige elementen geprepareerd worden voor een periode van inactiviteit (mottenballen). Tijdens de mottenballenperiode worden de faciliteiten onderhouden tot de start van de injectie periode.

Er zijn dus verschillende fases te onderscheiden:

- Prepareren van installatie voor mottenballen en verwijdering van productieonderdelen.
- Mottenballenperiode waarin de installaties alleen onderhouden worden.
- Conversie van de installatie om geschikt te maken voor CO₂-injectie.
- CO₂-injectie.
- Abandonnering van de installatie nadat het veld vol is.

De kosten van de verschillende fases zijn gebaseerd op het EBN / Tebodin rapport, aangepast voor *onshore* productiefaciliteiten (zie tabel 15 en 16).

Kosten aannames onshore CO₂-injectie (miljoen Euro RT 2010)				
Injectie fase	Kost type	5 putten	2 putten	1 put
Mottenballen van installatie	CAPEX	2.6	1.4	1.0
Mottenballen periode	OPEX	0.1	0.08	0.05
Conversie naar CO ₂ -injectie	CAPEX	10.9	5.5	3.7
CO ₂ -injectie	OPEX (fuel)	3.0	1.2	0.6
CO ₂ -injectie	OPEX (other)	7.5	3.0	1.5
Workover (1 per 5 jaar)	OPEX	7.5	3.0	1.5
Abandonnering	CAPEX	10.1	4.4	2.5

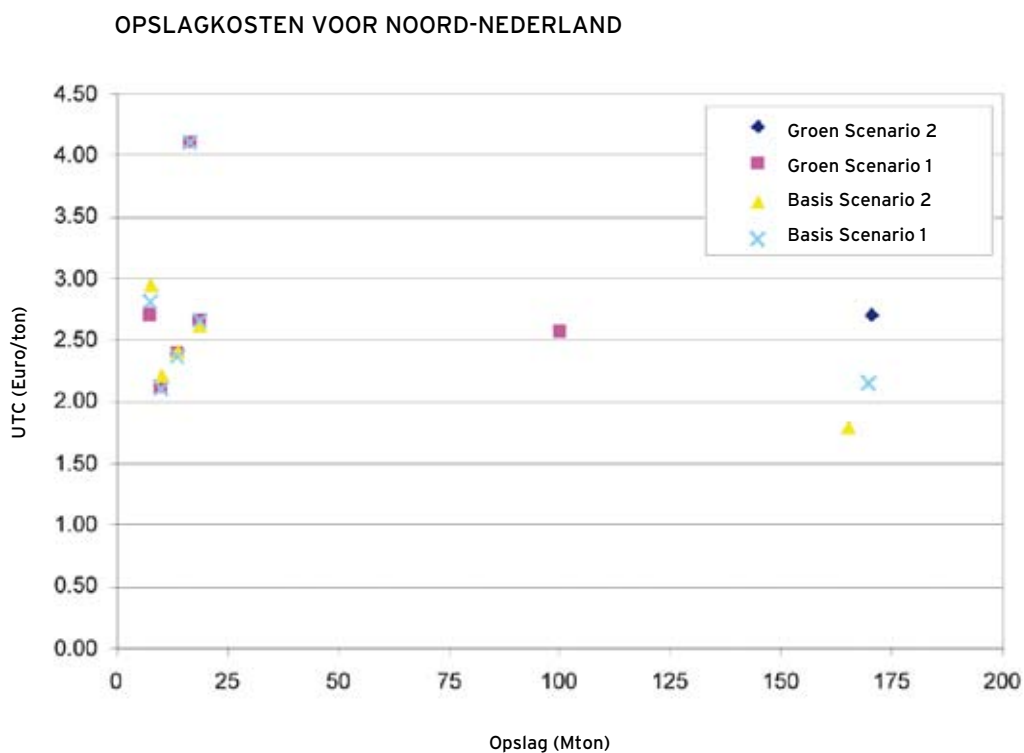
Tabel 15: CAPEX en OPEX aannames voor *onshore* CO₂-injectie

In totaal wordt 345 Mton CO₂ opgeslagen in het basisscenario tegenover 169 Mton in het groene scenario. Een aantal correcties is toegepast, omdat bepaalde kosten niet door het model meegenomen zijn. Dit betreft o.a. abandonnering van faciliteiten die nog niet volledig gevuld zijn aan het eind van de evaluatieperiode.

Scenariokosten Noord-Nederland (miljoen Euro RT 2010)				
	OPEX	CAPEX	Correctie	Totaal
Base case 1	424	134	262	821
Base case 2	338	86	360	784
Groene 1	344	104	6	454
Groene 2	421	41	-3	458

Tabel 16: CAPEX en OPEX voor opslagscenario's in Noord-Nederland

Figuur 19 toont de niet-verdisconteerde UTC voor opslag in een aantal velden voor de 4 bekeken scenario's. In tegenstelling tot *offshore* is er geen duidelijke correlatie tussen de kosten en de grootte van de opslaglocatie. Er lijkt een vrij kleine bandbreedte te zijn tussen 2 en 3 €/ton.

**Figuur 19: UTC voor 4 scenario's in Noord-Nederland (bij 0% discount)**

4.5 Conclusies

- De kosten voor CO₂-transport in West-Nederland, inclusief compressie, bedragen tot 2050 €1,5 miljard voor het basisscenario. Inclusief operationele kosten leidt dit tot een UTC van circa €10 tot €20 per ton voor beide scenario's.
- De kosten voor CO₂-transport in Noord-Nederland, inclusief compressie, bedragen tot 2050 €350 miljoen voor het groene scenario en €750 miljoen voor het basisscenario. Inclusief operationele kosten leidt dit tot een UTC van circa €15 tot €20 per ton voor beide scenario's.
- De totale (investerings- en operationele) kosten van *offshore* opslag voor 200 Mton CO₂ in de P- en Q-blokken tot 2050 bedragen ongeveer €1 miljard met een gemiddelde UTC van 5 €/ton. De kosten om 750 Mton CO₂ tot 2050 in de K- en L-blokken op te slaan bedragen tenminste €6,3 miljard met een UTC die varieert tussen 8,5 en 12,5 €/ton. Deze hogere kosten worden zwaar beïnvloed door de vele kleine velden in de K- en L-blokken.
- Voor *onshore* opslag (in Noord-Nederland) bedragen de kosten tot 2050 tussen de € 780 miljoen en € 820 miljoen voor 345 Mton CO₂ in het basisscenario en € 450 miljoen tot € 460 miljoen voor 170 Mton CO₂ in het groene scenario. De gemiddelde UTC varieert tussen de 2 en 3 €/ton. In tegenstelling tot *offshore* is er geen duidelijke correlatie tussen de kosten en de grootte van de velden.
- De geschatte opslagkosten voor Noord-Nederland zijn in lijn met voorgaande studies en internationale *benchmarks*. Dat geldt eveneens voor de *offshore* kosten van de P- en Q-blokken. De opslagkosten van de K- en L-blokken daarentegen liggen hoger. NOGEPa kwam uit op een gemiddelde van 6,4 €/ton (exclusief abandonneringskosten) ten opzichte van de 8,5 tot 12,5 €/ton voor deze studie. Indien de kleinere, minder kostenefficiënte velden niet worden meegenomen zullen de kosten lager liggen.
- Mottenballen en hergebruik van platforms lijkt kostenefficiënt als de periode van motenballen relatief kort blijft (minder dan 10 jaar). Dit zou vooral relevant kunnen zijn voor faciliteiten en velden in de P- en Q-blokken. Voor de platforms in de K- en L-blokken, waar het meer onzeker is wanneer deze beschikbaar komen, is het minder duidelijk wat de beste optie is. De komende jaren moet er een beter inzicht komen in de beschikbaarheid van *offshore* platforms en de noodzaak van het gebruik van deze platforms voor CO₂ opslag. Een overheidsverplichting voor motenballen is, zeker gedurende deze periode, niet noodzakelijk.
- De keuze om platforms te motenballen of te abandonneren is uiteindelijk aan de E&P *operator*. Aangezien elk platform en elk veld verschillend is zal dit per geval bekeken moeten worden.



5. Alternatieve opslagcapaciteit in Nederland

5.1 Inleiding

Eerdere studies naar CO₂-opslagcapaciteit in Nederland (AMESCO, NOGEPA) zijn uitgegaan van opslag in gedepleteerde (lege) gasvelden. Nederland heeft veel gasvelden die in de komende jaren leeg raken, en mogelijk geschikte opslaglocaties zijn. Gasvelden hebben een bewezen capaciteit om over zeer lange periodes gas vast te houden en is er veel bekend over deze velden door de jarenlange productiehistorie.

Qua kosten zijn er ook voordelen:

- CO₂-injectie kost relatief weinig energie.
- Er zijn weinig (nieuwe) putten benodigd voor injectie waardoor de potentiële migratiepaden beperkt blijven.
- Het grootste deel van de benodigde infrastructuur en mijnbouwinstallaties is meestal al beschikbaar.

Vooraf *offshore* in Nederland kunnen de opslagkosten echter relatief hoog oplopen wanneer meerdere kleinere gasvelden bereikt moeten worden via complexe infrastructuur en dure mijnbouwinstallaties. Daarnaast is er op dit moment nog veel onzekerheid over het moment waarop gasvelden in de *offshore* K- en L-blokken voor CO₂-opslag beschikbaar komen.

In het kader van deze studie is daarom ook door TNO gekeken naar andere alternatieve opslagmogelijkheden in Nederland. Daarbij zijn de volgende opties onderzocht:

- Zoutwaterhoudende lagen (aquifers)
- *Enhanced Oil Recovery* (EOR) met CO₂
- *Enhanced Gas Recovery* (EGR) met CO₂
- Kolenlagen (ECBM, *Enhanced Coal Bed Methane*)
- Zoutstructuren

5.2 Zoutwaterhoudende lagen (aquifers)

Opslag in aquifers dient bij voorkeur dieper dan 800 meter te gebeuren aangezien CO₂ dan in vloeibare toestand is en de opslagcapaciteit daardoor groter is. Op die diepte zijn de geologische waterhoudende formaties in Nederland normaal gesproken zeer zout. Het betreft dus geen drinkwater reservoirs.

Indien een zoutwaterhoudende laag op natuurlijke druk is (ongedepleteerd) zal de benodigde injectiedruk hoger moeten zijn om CO₂ te kunnen injecteren. De injectievolumes en drukken zullen dan gelimiteerd moeten worden om te voorkomen dat de bovenliggende afsluitende lagen beschadigd worden. Het CO₂ wordt dan langzamer geïnjecteerd en er zijn dan relatief meer en/of duurdere putten nodig dan bij injectie in gasvelden.

Een ander probleem bij diepe aquifers is dat er in vergelijking tot gasvelden weinig informatie bestaat over deze reservoirs en de afsluitende lagen daarboven. Dit komt omdat er weinig of geen putten geboord zijn en er ook geen productie- of injectiehistorie is. De grootte van een aquifer is daardoor ook

moeilijk te bepalen. Zelfs een injectietest in een onderzoeksput zal alleen informatie over een klein deel van de aquifer opleveren.

De opslagcapaciteit van zoutwaterhoudende lagen wordt voornamelijk bepaald door de permeabiliteit van het reservoir en de compressibiliteit van het water en het gesteente. In natuurlijke (ongedepleteerde) aquifers is die laatste slechts een fractie (1%) van het totale poriënvolume.

In specifieke gevallen kan gas- of olieproductie uit dezelfde structuur geleid hebben tot drukverlaging van de (onderliggende) aquifer en in dat geval zal er aanzienlijk meer opslagcapaciteit zijn.

In de afgelopen jaren is een aantal studies verricht om de Nederlandse opslagcapaciteit in aquifers te onderzoeken. Overigens dient wel de kanttekening gemaakt te worden dat het *Carbon dioxide Sequestration Leadership Forum* (CSLF) adviseert opslagcapaciteit in aquifers niet op landelijk nivo te publiceren, omdat de geologische en technische onzekerheden nog te groot zijn (CSLF, 2007; Bradshaw, 2007).

Een van de meest recente studies, uitgevoerd door TNO in 2007, schat het totale opslagpotentieel in ongedepleteerde aquifers op 0,43 Gton. Een groot deel hiervan ligt echter in kleinere structuren (< 5 Mton) die minder kostenefficiënt zijn. Slechts 4 structuren hebben een capaciteit van 30 Mton of meer, waarvan 1 veld *onshore* in Noord-Friesland ligt. Op basis van deze cijfers is er dus relatief weinig additionele capaciteit.

Op basis van de bestaande studies¹ schat TNO de totale capaciteit van de ongedepleteerde aquifers in Nederland tussen 0,15 en 0,07 Gton. In deze schatting zijn aquifers onderliggend aan bekende gas- en olievelden niet meegenomen. Juist deze aquifers kunnen een aanzienlijk additioneel opslagvolume hebben omdat ze mogelijk gedepleteerd zijn door gas- of olieproductie. De aquifer onder de olievelden in het Q1 blok is daar een goed voorbeeld van. Hierin kan ongeveer 100 Mton CO₂ worden opgeslagen totdat de originele druk bereikt is. De opslagpotentie van overige aquifers van dit type moet in de toekomst dus nog onderzocht worden.

Er is dus potentie voor opslag in aquifers maar het is kostenefficiënter om eerst CO₂ opslag in Nederland in (beter gedefinieerde) gedepleteerde gas- en olievelden uit te voeren.

1. TNO studie voor Wintershall, 2007 en TNO studie voor CO2ANN consortium, 2009.

5.3 Enhanced Oil Recovery (EOR)

EOR is een bestaande technologie waarbij de mobiliteit van olie vergroot wordt door injectie van een gas zoals CO₂. Het primaire doel van EOR is verhoging van olieproductie, niet CO₂-opslag. Tot dusver is EOR met CO₂-injectie in Nederland niet toegepast, onder andere omdat de kosten hoog zijn, maar ook omdat het aantal geschikte olievelden vrij klein is.

TNO schat dat slechts 7 Mton CO₂ door middel van EOR in producerende olievelden opgeslagen kan worden. De ontwikkeling van het Schoonebeek veld is daarin niet meegenomen. De toepasbaarheid van EOR met CO₂ in dat veld vereist een aparte studie. Het primaire doel van EOR is verhoging van olieproductie, niet CO₂-opslag. Het is onwaarschijnlijk dat EOR een significante bijdrage kan leveren aan de totale opslagcapaciteit in Nederland.

5.4 Enhanced Gas Recovery (EGR)

Injectie van CO₂ in gasvelden is veel bestudeerd. De meeste studies concluderen dat het potentieel voor additionele gasproductie minimaal is (0 - 3%), terwijl er ook een risico is dat er juist minder gas geproduceerd wordt door vroegtijdige doorbraak van CO₂ bij productieputten. Het is de vraag of een gasproducent bereid is om het risico van doorbraak te nemen. In de praktijk lijkt de opslagpotentie van EGR met CO₂ dus erg laag.

5.5 Kolenlagen

In de Achterhoek en delen van Zuid-Nederland liggen kolenlagen met potentie voor *Enhanced Coal Bed Methane* (ECBM). Bij het *Coal Bed Methane* (CBM) proces wordt de druk in kolenlagen gereduceerd door water uit de kolen te pompen. De drukverlaging zorgt ervoor dat methaan uit de kolenlagen vrijkomt. Bij ECBM wordt dezelfde procedure gevolgd maar vervolgens wordt CO₂ geïnjecteerd en opgeslagen in de kolenlagen in plaats van het vrijgekomen methaan. Hierbij komt er ook meer methaan vrij.

Verschillende studies (van Bergen, 2001; Hamelinck, 2001) hebben uitgewezen dat het theoretische opslagpotentieel van kolenlagen in Nederland tussen 0.04 - 0.6 Gton ligt.

De technische haalbaarheid van CBM en ECBM in Nederland moet echter nog aangetoond worden. CBM projecten zoals b.v. die in het San Juan basin in de Verenigde Staten vereisen een zeer hoog aantal putten op een relatief klein gebied. Ter illustratie: het deel van het San Juan basin waar CBM wordt toegepast bestrijkt een gebied zo groot als Zuid-Holland, Utrecht en Gelderland samen en heeft tienduizenden putten. De haalbaarheid van ECBM in Nederland is daarom op dit moment nog erg onzeker en de praktische opslagcapaciteit zal eerder in de orde van 0.04 Gton dan 0,60 Gton zijn.

5.6 Zoutlagen

Op zichzelf zijn zoutlagen niet poreus en hebben dus geen opslagcapaciteit. Door injectie van zoet water en productie van verzadigd zout water kunnen kunstmatige zoutcavernes of holtes worden gemaakt. Dit wordt primair voor zoutwinning gedaan, maar ook voor tijdelijke gasopslagen die gedurende een korte tijd een groot volume gas kunnen leveren ("*peak shavers*").

Een typische zoutcaverne heeft een volume van 0.3 tot 1.0 mln.m3 met een theoretische opslagcapaciteit van 0.2 tot 0.7 Mton CO₂. Cavernes die dieper dan 1500m liggen zijn echter instabiel op relatief korte termijn (enkele jaren) doordat het zout zich vloeibaar gedraagt. De ondieper gelegen zoutlagen die voornamelijk in Groningen en Drenthe voorkomen zijn een betere optie voor CO₂ opslag. Hiervan zijn grote delen echter bestemd voor zoutwinning (Nedmag) of tijdelijke gasopslagen *peak shavers* (Zuidwending).

De uiteindelijke opslagpotentie voor CO₂ is beperkt tot maximaal 40 Mton waarbij meer dan 100 cavernes gemaakt zouden moeten worden om die capaciteit te realiseren.

De conclusie is dat zoutcavernes in Nederland geen praktische oplossing voor CO₂ opslag bieden.

5.7 Conclusies

- Op basis van eerdere studies schat TNO de totale theoretische opslagcapaciteit van ongedepleteerde zoutwaterhoudende lagen (aquifers) in Nederland tussen 0,15 en 0,70 Gton. In deze schatting zijn aquifers onderliggend aan bekende gas- en olievelden niet meegenomen.
- Er is mogelijk potentie voor opslag in ongedepleteerde aquifers in Nederland, maar het is kostenefficiënter om CO₂-opslag in Nederland te beginnen in (beter gedefinieerde) lege gas- en olievelden.
- Aquifers onderliggend aan bekende gas- en olievelden - zoals de aquifer in het Q1 blok - kunnen een aanzienlijk additioneel opslagvolume hebben omdat ze mogelijk gedepleteerd zijn door gas- of olieproductie. De opslagpotentie van dit type aquifer is nog niet eerder in breed verband onderzocht en dient in de toekomst bekeken te worden.
- Het is onwaarschijnlijk dat *Enhanced Oil Recovery* (EOR) en *Enhanced Gas Recovery* (EGR) met CO₂ een significante bijdrage kunnen leveren aan de totale opslagcapaciteit in Nederland.
- Het theoretische opslagpotentieel van kolenlagen in Nederland ligt tussen 0.04 - 0.6 Gton. De haalbaarheid van *Enhanced Coal Bed Methane* (ECBM) in Nederland is erg onzeker en de praktische opslagcapaciteit zal eerder 0.04 Gton dan 0,6 Gton zijn.
- Zoutcavernes in Nederland bieden geen praktische oplossing voor grootschalige CO₂-opslag.



6. Marktstructuur

6.1 Inleiding

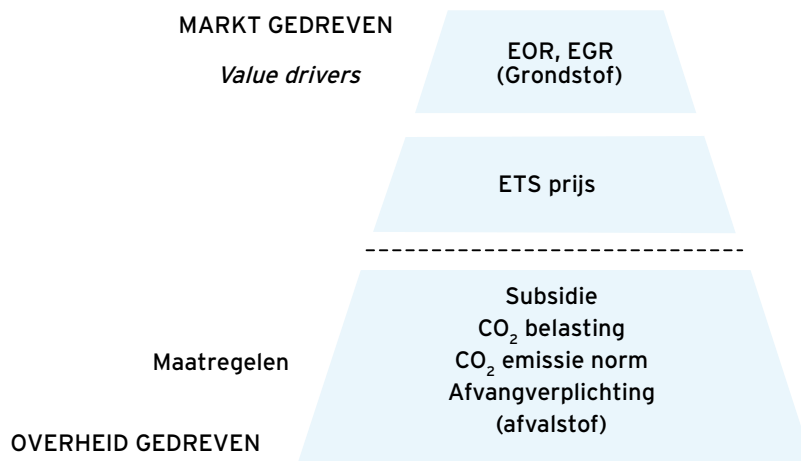
De marktstructuur die in de commerciële fase zal ontstaan is afhankelijk van factoren zoals de ETS prijs en eventuele overheidsmaatregelen. Allereerst wordt ingegaan op de *value drivers* achter CCS voor de diverse actoren in de keten. Op basis van de analyse van deze *drivers* voor CCS zullen mogelijke verdienmodellen aan de orde komen. Tot slot zal in de conclusies en aanbevelingen de meest waarschijnlijke marktstructuur in de commerciële fase worden toegelicht.

6.2 Actoren en hun (economische) drijfveren in de CCS keten

Uitgangspunt voor een levensvatbaar verdienmodel is de juiste balans tussen risico's en opbrengsten voor alle actoren in de keten. Aangezien de CCS markt nog in de kinderschoenen staat zal er een onderscheid gemaakt dienen te worden tussen de (pre)demonstratie-, precommerciële- en de commerciële fase. In de demonstratie- en indien noodzakelijk in de precommerciële fase zal waarschijnlijk subsidie aan de *emitter* worden toegekend; hij is probleemeigenaar en moet de keten rond maken door inkoop van transport- en opslagcapaciteit. Per geval zal een investeringsafweging worden gemaakt waarbij de business case van alle betrokkenen in de keten zal worden meegewogen.

Emitters

Emitters zien zich, conform het principe "de vervuiler betaalt", primair genooddaakt tot CCS aangezien zij in toenemende mate zullen moeten betalen voor de uitstoot van CO₂ als onderdeel van het Europese emissiehandelssysteem (ETS). De meest waarschijnlijke *drivers* voor *emitters* zullen de ETS prijs en/of een afvangverplichting zijn. Deze situatie zal zich volgens McKinsey pas vanaf 2030 voordoen (zie figuur 3 op pagina 12). Tot die tijd is subsidiering / cofinanciering van CCS in de demo- en eventueel in de precommerciële fase aan de orde (zoals uitgebeeld in figuur 20).



Figuur 20: Rangschikking van marktprikkels (Bron: EBN analyse)

Het verkrijgen van subsidie voor demonstratieprojecten vormt een belangrijke economische drijfveer voor *emitters*. Het vroegtijdig opdoen van CCS ervaring door middel van demonstratieprojecten biedt tevens de mogelijkheid de leercurve te doorlopen en daarmee de kosten voor CCS omlaag te brengen. Voor *emitters* zal het risico van CCS in de commerciële fase bepaald worden door de ETS prijs en/of een eventuele afvangverplichting.

Transporteurs

Transport van CO₂ vormt de schakel tussen afvang en opslag van CO₂. Het risicoprofiel van de transportactiviteit hangt nauw samen met de ingezette techniek en met de economische omstandigheden. Op dit moment is de OCAP leiding tussen Pernis en Amsterdam de meest grootschalige toepassing van CO₂ transport in Nederland. Het gaat hier om circa 0,3 Mton per jaar, terwijl de scenario's in dit rapport toewerken naar hoeveelheden tot circa 50 Mton CO₂ transport per jaar in West-Nederland. Er is buiten de Verenigde Staten slechts beperkte ervaring met dergelijk grootschalig CO₂-transport. Tot dusverre is er wereldwijd op de vereiste schaalgrootte slechts beperkte praktische ervaring met een geïntegreerde CCS keten (afvang, transport en opslag) van CO₂. In het CATO-programma wordt dan ook aandacht besteed aan technische aspecten van transport. Vanuit een technologisch perspectief bestaat bij de stakeholders de verwachting dat de onzekerheden tijdig en afdoende kunnen worden weggenomen. Er zijn wel risico's verbonden aan de transportactiviteit door de economische omstandigheden. Vooralsnog zien wij vooral *point-to-point* oplossingen. Dit betekent voor transport per leiding dat het werkelijke gebruik van deze leidingen sterk kan worden beïnvloed door problemen aan de bron en/of aan de put. Het switchen naar een andere bron en/of andere put is op voorhand een aanzienlijke horde, zeker in de demonstratie-

of precommerciële fase. Dit noopt de transporteur tot lange termijn contracten met grote financiële zekerheden. Wanneer die slechts beperkt realiseerbaar zouden zijn, zal dit een onmiddellijke weerslag hebben op de hoogte van de tarieven. De toepassing van transport van vloeibaar CO₂ per schip kan deze *point-to-point* risico's beperken. In veel gevallen zal transport per leiding de voorkeur hebben vanwege de onderliggende kostenstructuur, vooral bij grotere en meer structurele volumes met overzienbare afstanden.

In de praktijk verwachten wij dat, zeker in de demonstratiefase of de precommerciële fase, er ook situaties kunnen optreden waarbij de voorkeur zal doorslaan naar vloeibaar transport per schip. Op langere termijn lijkt vloeibaar transport per schip vooral opportuun in nichemarkten namelijk wanneer de aanvoer van CO₂ relatief goedkoop over water kan plaatsvinden en wanneer goede mogelijkheden ontstaan om op grotere afstand EOR en/of EGR toe te passen.

E&P Operators

Om actief te worden in CO₂-opslag zijn er diverse (economische) motieven voor huidige E&P *operators*/ joint venture partners, echter de onzekerheden en dus risico's zijn relatief hoog (bijvoorbeeld de onzekerheid over het CO₂ aanbod en over de aansprakelijkheidsperiode voor opgeslagen CO₂).

E&P partijen zijn in principe gewend aan hoge risico's bij de exploratie naar gas en olie, maar daar staat doorgaans ook een hoge opbrengst tegenover. Bij CO₂ opslag in Nederland zijn dergelijke hoge opbrengsten niet te verwachten. Injectie van CO₂ in bijna lege olie of gasvelden zorgt mogelijk voor een grotere productie en is daarmee een mogelijke economisch motief voor E&P partijen. Echter, het potentieel voor EGR met CO₂ en EOR in Nederland lijkt zeer beperkt (zie hoofdstuk 5). Uitstel van abandonnering van winningsfaciliteiten door hergebruik van installaties en platforms voor CO₂-opslag zal mogelijk een secundaire drijfveer zijn voor E&P partijen.

Gegeven het voorgaande is het te verwachten dat een aantal E&P partijen zal besluiten niet actief te worden in CO₂ opslag, omdat het risicoprofiel van CO₂-opslag niet past binnen de bedrijfsstrategie. Als er noodzaak is voor eigen emissiereductie (bijvoorbeeld omdat de moedermaatschappij eveneens actief is in raffinage of elektriciteitsproductie), is het voor sommige E&P partijen wel denkbaar om actief te worden in CO₂-opslag.

6.3 Mogelijke verdienmodellen

Op basis van bovenstaande beschrijving van de actoren in de CCS waardeketen en de bijbehorende commerciële drijfveren kan een aantal mogelijke verdienmodellen worden geconstrueerd voor de commerciële fase. Het uitgangspunt is hierbij dat één partij in de keten met het probleem (CO₂) geconfronteerd wordt en daarom het initiatief neemt om de CCS-keten tot stand te brengen.

Emitter als initiatiefnemer

Conform het huidige ETS regime is in deze configuratie de afvangpartij verantwoordelijk voor de geproduceerde CO₂. Dit betekent enerzijds dat de *emitter* geconfronteerd wordt met de opruimkosten, en anderzijds dat een mogelijk verschil tussen kosten en opbrengsten ook ten goede komt aan de *emitter*. Deze zal dan ook het initiatief nemen om een keten tot stand te brengen met transport- en opslagpartijen om te zorgen dat de afgevangen CO₂ ook daadwerkelijk kan worden opgeslagen.

Belangrijk bijkomend voordeel van dit model is dat het behalve in de commerciële fase ook al in de demonstratiefase goed bruikbaar is, aangezien bij aanvraag van CCS subsidies ook het initiatief bij de *emitter* wordt gelegd om de gehele CCS keten te sluiten. Transport en opslag *operators* ontvangen in

dit verdienmodel een vast tarief voor transport en opslag, conform een lange termijn contract. Bijkomend nadeel hiervan is dat een aantal E&P *operators* niet bereid is om, gegeven de relatief lage opbrengst in combinatie met een beperkt risico, in CO₂-opslag te stappen aangezien dit niet strookt met hun bedrijfsmodel (hoog risico/ hoge opbrengst).

Rol	Emitter	Transporteur	Operator
<i>Beschrijving</i>	- Eigenaar van de afvalstof; moet dus ook naar oplossing zoeken - Neemt het initiatief tot CCS-keten	- Gedeelde transport-infrastructuur - Transporteur is geen eigenaar van CO₂ - Ontvangt een vast tarief voor transport CO₂ conform contract voor bepaalde periode	- Continuering van bestaande JV-structuur uit de gaswinning met economisch eigendom van opslaglocaties - Ontvangt een vast tarief voor opslag CO₂ conform contract voor bepaalde periode - Beperkte aansprakelijkheid voor opgeslagen CO₂
<i>Mogelijke toevoegingen/ toetreders</i>	Samenwerking met andere <i>emitters</i>	- Publiekprivate initiatieven - Institutionele investeerders (infrastructuurfondsen)	- Nieuwe toetreders: gespecialiseerde <i>low-cost</i> opslagpartijen - Consortia van <i>operators</i> - Publiekprivate initiatieven - Institutionele investeerders
<i>Commerciële drijfveren</i>	- Maximaliseren van opbrengsten van ETS-handel - Kennisvergaring m.b.t. het afvangen om efficiëntiewinst te behalen - Minimaliseren van totale CCS-kosten	- Stabiele inkomstenstroom - Schaalvoordelen door combinatie van volumes <i>Operational excellence</i> - Minimaliseren van CAPEX	- Uitstel van abandonnering bestaande E&P faciliteiten - Tekort aan opslag-capaciteit kan tarief significant verhogen - Kennisvergaring m.b.t. laagste kostenoplossing voor opslag

Tabel 17: Beschrijving rollen bij *emitter* als initiatiefnemer

E&P operator als initiatiefnemer

Wanneer het initiatief voor de totstandkoming van de CCS keten bij de *operator* wordt gelegd, veranderen de rollen van de *emitter* en (E&P) *operator* in de keten. In dit model neemt de opslagpartij het initiatief de CO₂ op te bergen en daarmee de verplichting (en bijbehorend risico) over van de *emitter*. De afvangpartij zorgt nog steeds voor de levering van CO₂ door deze af te vangen, eventueel door de invloed van een afvangverplichting hetzij omdat de kosten van afvang plus het “ophaaltarief” lager zijn dan de ETS-prijs. De afvangpartij draagt de CO₂ echter “aan de poort” over aan een transporteur, die deze vervoert naar de opslag partij. De opslag partij draagt nu niet alleen de risico's van opslag, maar krijgt door de blootstelling aan de ETS-prijs ook de mogelijkheid om de kosten van transport- en afvang en de baten (de ETS prijs, mogelijke EOR opbrengsten) te optimaliseren. De transporteur zorgt voor het transport met dezelfde lage rendementen en risico's.

Het voordeel van dit model is dat E&P *operators* de mogelijkheid hebben om hun opbrengsten te maximaliseren. Hierdoor hoeft de rijksoverheid (mogelijk) minder risico over te nemen, en zijn E&P *operators* (mogelijk) eerder geneigd om in de CCS-industrie te stappen. Het grootste nadeel van dit model is dat de *emitters* nog steeds aanvankelijk met de CO₂ zitten, en niet het initiatief kunnen nemen om die kwijt te raken. Ze zijn dus geheel afhankelijk van de beschikbaarheid van voldoende opslagcapaciteit en krijgen niet de baten om deze beschikbaarheid “af te kopen”.

Rol	Emitter	Transporteur	Operator
<i>Beschrijving</i>	• Neemt alleen initiatief voor afvang • Betaalt vaste prijs voor opslag naar analogie van “vuilnisophaaldienst”	• Gedeelde transport-infrastructuur	• Neemt het initiatief tot CCS-keten • Gespecialiseerde opslagpartijen met economisch eigendom van opslaglocaties
<i>Mogelijke toevoegingen/toetreders</i>		• Institutionele investeerders (infrastructuurfondsen) • Publiek-private initiatieven	• Consortia van <i>operators</i> • Publiek-private initiatieven • Institutionele investeerders
<i>Commerciële drijfveren</i>	• Afweging ETS prijs versus opslagtariet • Minimaliseren van afvangkosten • Minimaliseren ETS prijs risico	• Vast tarief tegen kostprijs • CO₂ van meerdere <i>emitters</i> door één leiding • <i>Operational excellence</i> • Minimaliseren van CAPEX	• Schaaieconomieën en/of <i>operational excellence</i> • Minimaliseren opslagkosten waardoor <i>operator</i> hogere marge kan behalen

Tabel 18: Beschrijving rollen bij *operator* als initiatiefnemer

6.4 Derdentoegang (TPA) tot CCS infrastructuur

De basis voor deze eis ligt in de Europese CCS richtlijn (RI. 2009/31/EC) welke EU lidstaten verplicht om potentiële gebruikers in staat te stellen toegang te verkrijgen tot faciliteiten voor transport en opslag van CO₂. Bij derdentoegang tot CO₂-infrastructuur kan onderscheid gemaakt worden in toegang tot de transport- en opslaginfrastructuur en de mogelijkheid voor elke geïnteresseerde partij om een opslagvergunning aan te vragen in de transitiefase van gaswinning naar CO₂-opslag.

Deze laatste vorm van derdentoegang kan tot een probleem leiden. Het is namelijk wenselijk dat de kennis van geologische en reservoir modellen die bij de huidige licentiehouders voor gaswinning ligt optimaal gebruikt wordt. Dit leidt automatisch tot een voorkeur voor de huidige gasveld *operator* als opslag*operator* voor CO₂. Dit staat op gespannen voet met het beginsel van derdentoegang.

De andere vorm van derdentoegang behelst het recht voor alle potentiële gebruikers om toegang te krijgen tot de benodigde infrastructuur om hun CO₂-emissies op te kunnen slaan.

Naast een wettelijke verplichting die zal bestaan na implementatie van de EU richtlijn zijn er nog twee redenen om deze vorm van derdentoegang tot CCS infrastructuur te garanderen.

1. Er zal, door het ontbreken van een business case in deze fase, een aanzienlijke hoeveelheid publiek geld besteedt moeten worden aan het opstarten van de CCS keten. De drijfveer voor deze overheidssteun is de overtuiging dat een CCS keten een publiek goed is dat dus per definitie geen exclusief gebruiksrecht kan kennen.

2. Een gelijk speelveld tussen *emitters*. Mocht er géén derdentoegang zijn dan is het mogelijk voor de initiator van de keten om een concurrentievoordeel, opgebouwd met publiek geld, tegenover zijn concurrenten te krijgen. Dit kan bijvoorbeeld het geval zijn als er een afvang- en opslagverplichting voor *emitters* komt, waarbij de eerste *emitter* een monopolie op schaarse opslaglocaties heeft.

In de demonstratie- en precommerciële fase is een aanzienlijke hoeveelheid overheidssteun noodzakelijk om de gehele CCS keten tot stand te brengen. Het initiatief voor de totstandkoming moet afkomstig zijn van de *emitter* die probleemeigenaar is zoals eerder in dit hoofdstuk genoemd, met ondersteuning van publiek geld. Ondanks deze steun van publiek geld en de noodzaak voor het garanderen van derden toegang, is het wel degelijk denkbaar dat de koplopers onder de *emitters* gedurende de demonstratie en precommerciële fase een kostenvoordeel hebben ten opzichte van de grote meerderheid die zal volgen. Deze koplopers dragen verhoudingsgewijs een groter risico door te investeren in een nieuwe technologie en de totstandkoming van de benodigde keten, zonder zekerheid te hebben over de levensduur en uiteindelijke schaalgrootte. Daarnaast kan een kostenvoordeel of potentieel kostennadeel een prikkel zijn voor *emitters* om zo spoedig mogelijk mee te werken aan het tot stand komen van grootschalige CCS, vooropgesteld dat zij dit als onvermijdelijk zien. Zodra CCS zich in de commerciële fase bevindt zal de kostendifferentiatie doordat marktprincipes dan de prijsvorming zullen bepalen.

6.5 Conclusies

- Gegeven de inrichting van het huidige ETS regime en subsidie programma's (EEPR¹ en NER-300²) lijkt het verdienmodel waarbij het initiatief bij de *emitter* ligt het meest geschikte model voor zowel de demo-, precommerciële- als commerciële fase. In dit model wordt de *emitter* als probleemeigenaar gestimuleerd om CCS zo kostenefficiënt mogelijk uit te voeren omdat deze ook de opbrengsten (CCS potentieel) kan incasseren. Mogelijk nadeel van dit model is dat bestaande E&P *operators*, gegeven de relatief lagere rendementen van CO₂ opslag ten opzichte van olie- en gaswinning, beperkt bereid zullen zijn om in CO₂-opslag te stappen. Dit zou de totstandkoming van de CCS keten kunnen vertragen.
- Er zal een regime voor derdentoegang moeten komen gebaseerd op open toegang gezien de EU verplichting hiertoe en de waarschijnlijke besteding van publiek geld. Dit kan betekenen dat de koplopers een kostenvoordeel hebben ten opzichte van de achterblijvers. Zij lopen immers meer risico en een dergelijk kostenverschil werkt als prikkel voor alle *emitters*.

1. European Economic Package for Recovery.

2. New Entrants Reserve.





7. Overheidsrollen en organisatie

7.1 Prikkels en overheidsrollen

In voorgaande hoofdstukken is al beargumenteerd dat de prikkels voor marktpartijen om in CCS te investeren kunnen worden gerangschikt naar de mate van marktwerking.

In hoofdstuk 6 is opgemerkt dat de voorziene imperfecties in de CCS-markt een bepaalde mate van overheidsinterventie noodzakelijk maken. De *value drivers* zijn in de demonstratiefase en waarschijnlijk ook in de precommerciële fase onvoldoende om marktpartijen te bewegen om te gaan investeren in CCS. Om CCS van de grond te krijgen zijn maatregelen van de overheid nodig.

7.2 Mogelijke rollen voor de rijksoverheid in CCS

Het beleid van de overheid is erop gericht dat private partijen zoveel mogelijk een voortrekkersrol vervullen bij de totstandkoming van commerciële CCS in Nederland. De rol van de overheid dient complementair te zijn aan de marktinitiatieven. In het voorgaande hoofdstuk is uiteengezet welke rolverdeling en knelpunten worden voorzien binnen de CO₂-waardeketen. Op basis van de informatie uit de interviews en deze knelpunten zijn grofweg drie potentiële rollen te onderscheiden voor de rijksoverheid, oplopend in de mate van interventie in de CCS-markt.

De supervisorrol

In de supervisorrol richt de overheid zich op het faciliteren van de private partijen in de CCS markt door de juiste condities en randvoorwaarden te scheppen. Hierbij valt te denken aan het implementeren van adequate regelgeving en toezicht. Dit is een natuurlijke rol voor de overheid, die ook in de commerciële fase vervuld zal moeten worden.

De aanjagersrol

Naast de supervisorrol is er in dit advies gesproken over de noodzaak van (tijdelijke) additionele maatregelen om de CCS-markt te stimuleren, zoals de ontwikkeling van veldenstrategie voor het beschikbaar komen van velden voor CO₂ opslag, het verschaffen van subsidies aan *emitters* of het faciliteren van de overdimensionering van de infrastructuur. In dit verband kan ook politieke daadkracht en steun voor CCS worden genoemd. In deze aanjagerrol grijpt de overheid in waar de markt nog niet functioneert.

De deelnemer/eigenaarrol

In de zwaarste rol verzorgt de overheid niet alleen de twee bovenstaande rollen, maar participeert zij ook financieel in de CCS markt. In de interviews is hierbij vooral gerefereerd aan participatie in de transport- en opslaginfrastructuur, in het geval deze anders niet gerealiseerd kan worden. In het meest ingrijpende geval biedt de rijksoverheid een afvaldienst aan de *emitters*, door zorg te dragen voor de gehele infrastructuur voor transport én opslag van CO₂.

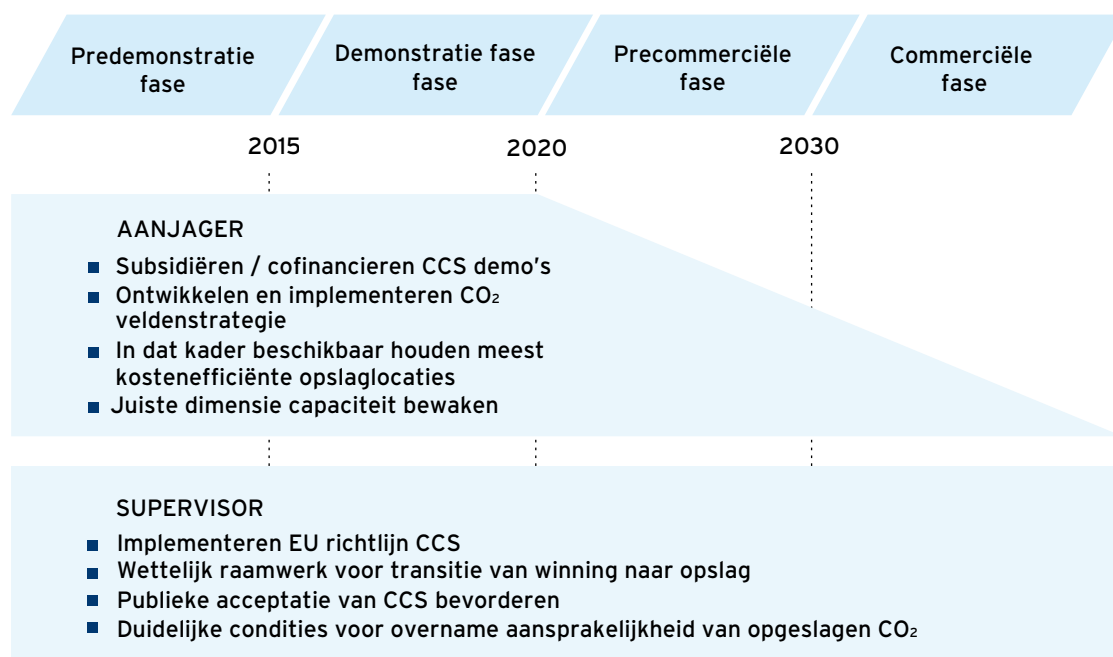
7.3 Aanbevelingen ten aanzien van de overheidsrol

Omdat het uitgangspunt voor de rijksoverheid kostenefficiëntie is, wordt geadviseerd om de overheidsrol af te stemmen op de verschillende ontwikkelingsstadia van de CCS markt.

Het vervullen van de supervisorrol is, mede gezien de uit de interviews naar voren gekomen voorwaarden, een basisvoorwaarde zonder welke geen (CCS-)markt in Nederland goed kan functioneren. De overheid dient dan ook per direct, dus ook al in de predemonstratiefase, deze rol in te vullen en duidelijke randvoorwaarden te scheppen.

Daarnaast zal de overheid in de (pre)demonstratie- en precommerciële fase de aanjagerrol vorm moeten geven door het (co-)financieren van (EU gesubsidieerde) van geïntegreerde demo projecten en het implementeren van de veldenstrategie om de opslagcapaciteit zo kostenefficiënt mogelijk te benutten. Omdat er in de demonstratiefase nog teveel onzekerheden bestaan rond de realiseerbaarheid van grootschalige CCS, lijkt het verstandig noch noodzakelijk om als overheid op voorhand grootschalig te gaan investeren in transport- en opslaginfrastructuur. De deelnemer/eigenaarrol lijkt dan ook (vooralsnog) niet aan de orde.

De aanbevolen overheidsrollen zijn in figuur 21 weergegeven per CCS ontwikkelingsstadium.



Figuur 21: Aanbevolen overheidsrollen per ontwikkelingsstadium (Bron: EBN analyse, 2009)

7.4 Conclusies

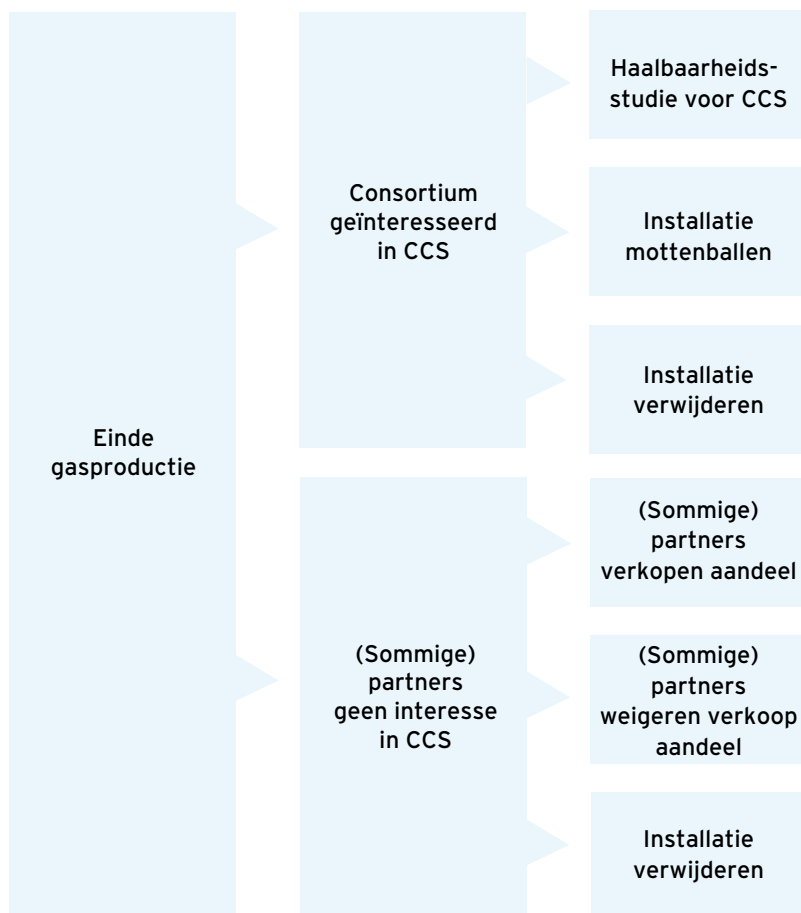
- Voor de Rijksoverheid zijn grofweg drie potentiële rollen te onderscheiden, oplopend in mate van inmenging in de CCS markt, te weten de supervisorrol, de aanjagerrol en de deelnemer/eigenaarrol.
- Het verdient de voorkeur om marktpartijen zoveel mogelijk de ruimte te geven in de totstandkoming van CCS en de overheidsrol vervolgens te richten op de aspecten die niet door de markt kunnen worden ingevuld of opgepakt. Gezien de huidige marktinitiatieven, de gesignaleerde marktimperfecties en de nog grote onzekerheden zal de overheid - naast het regelen van de randvoorwaarden (de supervisorrol) - in de demonstratiefase en de precommerciële fase als aanjager op moeten treden. In die rol moet de overheid zijn stimuleringsmaatregelen vooral richten op de afvang- en opslag.
- Een grootschalig investeringsprogramma, geassocieerd met de deelnemer/eigenaarrol, is niet nodig en ongewenst.



8. Transitie naar grootschalige CCS

Teneinde de transitie van een gasproducerend systeem naar een (uiteindelijk grootschalige) CO₂-opslag infrastructuur mogelijk te maken, is het van belang om vooraf de mogelijke knelpunten en bijbehorende risico's van deze transitie in kaart te brengen.

Om knelpunten en risico's zo goed mogelijk te kunnen karakteriseren, wordt een onderscheid gemaakt tussen twee belangrijke elementen in het transitieproces. Ten eerste worden knelpunten in de overgang van gas- en olie winning naar CO₂-opslag op reservoir- en bijbehorend samenwerkingsovereenkomst niveau besproken. Vervolgens zullen transitierisico's op CCS ketenniveau worden besproken, inclusief de opschaling naar een uiteindelijk grootschalige CO₂-infrastructuur.



Figuur 22: Indicatieve uitkomsten beslissingsproces bij einde gaswinning (Bron: EBN analyse, 2009)

8.1 Overgang van gas- en oliewinning naar CO₂-opslag

Zoals in nevenstaand (indicatief) beslissingsschema wordt gesuggereerd, zijn er velerlei uitkomsten mogelijk aan het einde van de winningsperiode. In de meest eenvoudige situatie is de joint venture als geheel geïnteresseerd in hergebruik van het veld voor CO₂-opslag, zodat een haalbaarheidsstudie kan worden geïnitieerd naar de mogelijkheden van CO₂-opslag. Mocht nu blijken dat CO₂-opslag daadwerkelijk interessant is voor partijen, dan kan gestart worden met het aanvragen van een opslagvergunning voor CO₂-opslag. Bij de overgang van een winningsvergunning naar een opslagvergunning spelen echter nog wel een aantal juridische knelpunten, die in paragraaf 8.3 worden toegelicht. Afhankelijk van het aanbod van CO₂ kan worden besloten om na vergunningsverlening te starten met CO₂-injectie of de faciliteiten voor bepaalde tijd te conserveren (mottenballen) totdat er voldoende CO₂-aanbod is.

Het is echter zeker niet ondenkbaar dat de *operator* en/of (sommige) joint venture partners niet geïnteresseerd zijn in CO₂-opslag. Deze partijen zullen in dat geval proberen hun aandeel in de faciliteiten (die kunnen worden hergebruikt voor CO₂-opslag) over te dragen aan een partij die wel geïnteresseerd is in CO₂-opslag.

Mocht blijken dat er geen geïnteresseerden zijn voor het overnemen van de faciliteiten en operatie van het reservoir voor CO₂-opslag, dan zullen bestaande joint venture partners besluiten het reservoir in te sluiten en de faciliteiten te ontmantelen.

Op basis van bovengenoemde mogelijke scenario's, wordt een aantal knelpunten en risico's voorzien.

- Om uiteenlopende redenen (te laag rendement van CO₂-opslag, onduidelijkheid over aansprakelijkheidsperiode, etc.) zijn huidige E&P *operators* en/ of joint venture partners vaak niet geïnteresseerd in het continueren van de joint venture voor CO₂-opslag. Het risico bestaat dat daarmee de kennis en ervaring ten aanzien van een specifiek reservoir niet behouden blijft voor partijen die in CO₂-opslag willen investeren. Ook is niet duidelijk hoe en tegen welke voorwaarden de nieuwe partijen eventueel de assets kunnen overnemen.
- Indien zich geen partijen melden om een opslagvergunning voor het betreffende reservoir aan te vragen, zal de huidige vergunninghouder besluiten het reservoir in te sluiten en faciliteiten te ontmantelen (abandonneren), met als gevolg verlies van opslagcapaciteit. Hergebruik van ingesloten reservoirs is technisch wel mogelijk, maar alleen tegen veel hogere kosten. Bovendien zal het insluiten van reservoirs die onderdeel uitmaken van de voorgestelde kostenefficiënte opslagstrategie tot hogere kosten voor CCS in generieke zin leiden. *Emitters* zullen in een dergelijke situatie immers alternatieve opslagcapaciteit (met hogere kosten) dienen te contracteren.
- Juridische knelpunten in het transitieproces van een winningsvergunning naar een CO₂-opslagvergunning, waardoor vooral tijdens de (pre)demonstratiefase ongewenste vertragingen kunnen ontstaan. Deze knelpunten worden behandeld in paragraaf 8.3.

8.2 Ontwikkeling naar een (grootschalige) CCS infrastructuur

Het volgende aspect van transitie betreft de totstandkoming van de CCS keten (afvang, transport en opslag) en daarmee samenhangend de opschaling van een kleinschalige CO₂-infrastructuur (ten tijde van de CCS demonstratie fase) naar een (uiteindelijk) grootschalige CO₂-infrastructuur. De volgende knelpunten en risico's worden voorzien.

- Voornamelijk in Noord-Nederland is voor de in de opslagstrategie genoemde velden veelal sprake van een situatie waarbij de geprognosticeerde einddatum van gaswinning en de aanvangsdatum van CO₂-injectie nauw op elkaar aansluiten. Zoals eerder gezegd is het te verwachten dat de einddatum in veel gevallen naar achteren zal schuiven. Dat brengt een zeker risico met zich mee dat kostenefficiënte opslaglocaties in Noord-Nederland niet tijdig beschikbaar komen. Dit bedreigt de totstandkoming van een CCS demonstratie project in Noord-Nederland.
- Uit de interviews blijkt dat *emitters* alleen investeren in CO₂-afvang, als ze daarvoor subsidie ontvangen (EU NER-300 en cofinanciering vanuit de Rijksoverheid). Om in aanmerking te kunnen komen voor (NER-300) subsidie, dient het voorstel eveneens CO₂-opslag en -transport concreet te adresseren. Medio 2010 zal de NER-300 tenderprocedure worden geopend en dient er voor *emitters* duidelijkheid te zijn ten aanzien van de noodzakelijke investering in CO₂-opslagcapaciteit. Het niet (kunnen) kwalificeren van Nederlandse CCS demonstratieprojecten vormt een groot risico voor het uitrollen van CCS in Nederland en daarmee de kostenefficiënte transitie naar een (uiteindelijk) grootschalige CO₂-infrastructuur.
- Om de eerste demonstratieprojecten mogelijk te maken, is het aanleggen van een transportinfrastructuur noodzakelijk. In de huidige initiatieven zijn dan ook bedrijven betrokken die transport en opslag willen (helpen) realiseren. In het licht van een verwachte ontwikkeling van (grootschalige) CCS zal er geleidelijk meer transport- en opslagcapaciteit benodigd zijn. Mogelijk knelpunt is gelegen in de toegang tot en tarifiering van transport- en opslagcapaciteit, op het moment dat nieuwe *emitters* daarvan gebruik willen maken. Het toegangsbeleid en bijbehorend tarief mag eerste toetreders een kostenvoordeel geven, maar toetreders in een later stadium mogen niet worden aangesloten.
- Een ander mogelijk knelpunt ligt in het opschalen van de CO₂-infrastructuur door het ontsluiten van nieuwe CO₂-opslaglocaties. Om additionele opslagcapaciteit te ontsluiten, dient er een hoge initiële investering te worden gedaan in transportcapaciteit (aanleg nieuwe hoofdleiding of *shipping terminal*). Dit kan voor nieuwe toetreders leiden tot relatief hoge kosten voor transport en opslag en hen afschrikken om te investeren in CCS.

8.3 Juridische aspecten van knelpunten in de transitiefase

Geen vrije gedepleteerde (lege) voorkomens

Voor de meeste voorkomens in Nederland is een winningsvergunning verleend. Hoewel de meeste thans lopende winningsvergunningen in tijd begrensd zijn, kunnen deze vergunningen verlengd worden zo lang dit nodig is om de winningsactiviteiten te voltooien. Dit vormt mogelijk een belemmerende factor voor CO₂-opslag.

Een geïnteresseerde derde heeft, indien hij niet met de houder van de winningsvergunning tot een overeenkomst komt over het overdragen of afstand doen van de winningsvergunning, niet veel mogelijkheden om toegang tot het voorkomen af te dwingen.

De Minister daarentegen heeft een aantal wettelijke instrumenten om toegang voor derden mogelijk te maken (intrekkingsbevoegdheid Minister ex 21 Mijnbouwwet, beperken vergunninggebied ex 32b e.v. Mijnbouwwet). Deze zijn echter niet specifiek geschreven met het oog op faciliteren van CO₂-opslag. Hoewel de op 1 januari 2010 ingevoerde wijziging van de MWB met betrekking tot gebiedsverkleining het (bestuursrechtelijk) instrumentarium van de Minister vergroot, kan de mogelijkheid het belang van CO₂-opslag in voldoende mate mee te wegen in de belangenafweging worden aangescherpt. Aanbeveling is om CCS, meer in het bijzonder de mogelijkheid om het belang van CCS af te wegen tegen het belang van winnings- en gasopslagprojecten, te verankeren in de MBW. Daarbij kan gedacht worden aan een toevoeging conform artikel 27 lid 1 sub i (in het belang van het doelmatig en voortvarend opslaan) of artikel 27 lid 1 sub f (in het belang van een planmatig beheer van voorkomens van stoffen; de verwijzing naar delfstoffen zou gewijzigd moeten worden in stoffen) of het opnemen van een algemene grond die het mogelijk maakt in het algemene belang het vergunninggebied aan te wenden voor een ander doel, zoals bijvoorbeeld opslag van stoffen, CO₂ daaronder begrepen.

Botsende belangen: vergunningverlening in concurrentie versus bestaande operators

Op grond van efficiëntie overwegingen (zoals reeds aanwezige kennis omtrent geologische en reservoir modellen, kosten, veiligheid) kan het de voorkeur hebben de huidige gasveld *operator* in staat te stellen *operator* voor CO₂-opslag te worden. Op deze manier wordt de transitie vergemakkelijkt. Verschillende *operators* hebben de wens uitgesproken een voorkeursrecht voor de huidige gasveld *operator* in de wet op te nemen. Op grond van de CCS-richtlijn is het echter niet mogelijk de huidige houder van de winningsvergunning een wettelijk voorkeursrecht te verlenen bij de aanvraag om een CO₂-exploratievergunning. De CCS-richtlijn bepaalt immers onder andere dat deze vergunningen non-discriminatoire verleend moeten worden.

De eis van non-discriminatie wordt echter niet gesteld bij het verlenen van een CO₂-opslagvergunning. De huidige gasveld *operator* kan de systematiek van de winningsvergunning in zijn voordeel gebruiken door eerst de exploratievergunning aan te vragen binnen de grenzen als voorgeschreven in de CCS-richtlijn; daarmee verkrijgt hij een voorrangrecht voor het aanvragen van de opslagvergunning. Aangezien de exploratievergunning in concurrentie verleend zal worden, zou deze variant ook door andere geïnteresseerde partijen gevolgd kunnen worden. Bij de beoordeling van de aanvragen zal de Minister moeten meewegen dat de huidige gasveld *operator* een ruime kennis en ervaring heeft met het voorkomen en zich dus in positieve zin onderscheidt van de andere aanvragers.

Een andere optie is dat de WVH binnen de huidige winningsvergunning, voor zover mogelijk, de exploratieactiviteiten verricht en vervolgens een opslagvergunning aanvraagt, waarbij hij de fase van de CO₂-exploratievergunning overslaat.

Als we ervan uitgaan dat de WVH op grond van de winningsvergunning de benodigde gegevens kan verzamelen en dus geen exploratievergunning hoeft te worden aangevraagd, dan kan de WVH na afloop van zijn winningsactiviteiten een CO₂-opslagvergunning aanvragen. Krachtens artikel 6 lid 2 CCS-richtlijn

moet de opslagvergunning worden verleend volgens objectieve, bekendgemaakte en transparante criteria. Een van die criteria zou bijvoorbeeld kunnen zijn het aantonen dat het voorkomen geschikt is voor CO₂-opslag. Dit zal voor een WVH, die over alle relevante informatie beschikt, gemakkelijker zijn dan voor een geïnteresseerde derde. De WVH heeft naar verwachting door het bezit van deze kennis een de facto voorkeurspositie. In tegenstelling tot de exploratievergunning bevat de CCS-richtlijn namelijk geen discriminatieverbod bij het verlenen van de opslagvergunning.

Recent is het wetsvoorstel ter implementatie van de CCS-richtlijn in de Mijnbouwwet ingediend. Gezien de constatering dat faciliteren van CO₂-opslag door bestaande *operators* de transitiefase soepeler doet verlopen, is het wenselijk een nadere inventarisatie van de mogelijkheden die de CCS-richtlijn biedt te maken, eventueel resulterend in een aanscherping van het wetsvoorstel (met name het voorgestelde artikel 26).

Behoud van infrastructuur

Het is mogelijk dat marktpartijen (nog) niet geïnteresseerd zijn, terwijl is gebleken dat het betreffende voorkomen wel geschikt is voor CO₂-opslag en het wenselijk is dat de aanwezige infrastructuur behouden blijft voor toekomstige ontwikkeling van CO₂-opslag. Het uitgangspunt van de huidige wetgeving voor infrastructuur kan samengevat worden als 'verwijderen bij einde gebruik'. Dit uitgangspunt brengt het risico met zich mee dat bepaalde infrastructuur verwijderd wordt, terwijl deze nog hergebruikt zou kunnen worden door een geïnteresseerde derde. Dit geldt zowel voor pijpleidingen, platforms als boorgaten. Het verdient aanbeveling om in kaart te brengen welke infrastructuur als essentiële infrastructuur beschouwd wordt. Vervolgens zal de vraag beantwoord moeten worden of het behoud van dergelijke essentiële infrastructuur door de Staat afgedwongen moet worden. Bij een bevestigend antwoord zou de wetgeving hierop aangepast moeten worden, afhankelijk van de oplossing die gekozen wordt. Minder ingrijpende aanpassingen zouden kunnen leiden tot het aanpassen van verwijderingsverplichtingen en het verplichten van een haalbaarheidsstudie. Meer ingrijpende aanpassingen zouden gelegen kunnen zijn in het nuanceren van het wettelijke uitgangspunt ("verwijderen tenzij de Minister anders bepaalt") of een verplichte eigendomsoverdracht aan de Staat.

Voor de volledigheid wordt opgemerkt dat de toegang tot de infrastructuur voorlopig geen knelpunt lijkt te zijn. De CCS-richtlijn bevat in artikel 21 voorschriften over de toegang tot CO₂-transportnetwerken ("het netwerk van pijpleidingen, met inbegrip van de daarvoor benodigde pompstations, voor het transport van CO₂ naar de opslaglocatie") en opslaglocaties (zowel de ondergrondse opslag als de bijbehorende bovengrondse voorzieningen en injectiefaciliteiten). Deze regels zullen geïmplementeerd worden in de Nederlandse wetgeving. Er zijn twee mogelijke manieren om dit te doen: (i) zonder een specifieke regeling, dan wel (ii) door invoering van een specifieke regeling. Dit is een keuze die de wetgever zal moeten maken. In het huidige wetsvoorstel is deze keuze nog open gelaten. Vanuit de gedachte dat de overheidsingrijpen niet nodig is als er marktwerking is en de constatering dat er in de markt voldoende initiatieven zijn om de totstandkoming van de CCS keten aan marktpartijen over te laten, lijkt het aan te bevelen geen specifieke regeling voor de toegang te ontwerpen. Op die manier krijgen marktinitiatieven voldoende ruimte.

8.4 Conclusies

Bij de transitie naar een grootschalige infrastructuur zijn twee elementen van groot belang. In de eerste plaats is er de overgang van een winningsvergunning naar een opslagvergunning, in de tweede plaats de ontwikkeling in de keten naar grootschalige CCS. De mogelijke transitiescenario's en bijbehorende infrastructuurconfiguraties kunnen een aantal problemen met zich meebrengen. De belangrijkste transitierisico's zijn het niet tijdig beschikbaar komen van opslagcapaciteit, gebrek aan interesse van bestaande *operators*, het niet goed overdragen van reservoirkennis en abandonnering van infrastructuur bij gebrek aan interesse van huidige *operators*.

Om bovenstaande hindernissen te nemen worden de volgende (juridische) maatregelen geadviseerd:

- Het belang van CCS c.q. de geïnteresseerde opslagpartij dient in de Mijnbouwwet verankerd te worden zodat het belang van deze partijen afgewogen kan worden tegen de belangen van de houder van de winningsvergunning.
- Nadere inventarisatie van de mogelijkheden die de CCS-richtlijn biedt om de transitiefase soepel te laten verlopen door de huidige gasveld *operator* te faciliteren ook de CO₂ opslag *operator* te worden.
- Infrastructuur die als 'cruciaal' kan worden aangemerkt en in de toekomst gevaar loopt zou moeten worden geïnventariseerd. Tevens dient te worden overwogen de Mijnbouwwet te wijzigen om het uitgangspunt "verwijderen tenzij de Minister van EZ anders beslist" te veranderen of om de Staat bepaalde delen van de infrastructuur te laten overnemen (al dan niet verplicht).



9. Conclusies en aanbevelingen

Transport- en opslagscenario's

- Voor CO₂-opslag zijn zowel *onshore* als *offshore* locaties nodig om het aanbod in de gehanteerde scenario's te kunnen accommoderen. Op basis van beide aanbodsscenario's is er theoretisch voldoende opslagcapaciteit voor West-Nederland en een overschot aan opslagcapaciteit in Noord-Nederland.
- De meest kostenefficiënte opslaglocaties voor de demo- en precommerciële fase in West-Nederland bevinden in de P- en Q-blokken voor de kust van Rotterdam en Amsterdam. De opslagcapaciteit lijkt daar voldoende om CO₂-uitstoot in West-Nederland in de demo- en precommerciële fase op te slaan.
- De meest kostenefficiënte opslaglocaties voor Noord-Nederland bevinden zich op land in de provincies Groningen, Friesland en Drenthe.
- Op basis van beschikbaarheid, opslagvolume en *ultimate recovery* is een aantal potentiële opslaglocaties in deze provincies geïdentificeerd die mogelijk in de demonstratie- en precommerciële fase ingezet kunnen worden. De uiteindelijke veldselectie is afhankelijk van meer gedetailleerde studies die de technische haalbaarheid, veiligheid, milieu effecten en planologie per geval bekijken.
- De infrastructuur in West-Nederland zal zich geleidelijk ontwikkelen vanuit een kleinschalige puntverbinding in de demofase. In de commerciële fase zal- afhankelijk van het CO₂-aanbod en beschikbare opslagcapaciteit een grootschalige puntverbinding of een meer complexe infrastructuur ontstaan.
- De infrastructuur in het Noorden zal zich ontwikkelen vanuit een kleinschalige puntverbinding in de demofase naar een grootschalige puntverbinding in de commerciële fase. Er zal geen complexe infrastructuur ontstaan.
- In specifieke gevallen kan scheepstransport mogelijk een kostenefficiënt alternatief voor pijpleidingen bieden. Vooral bij kleinere *offshore* velden in gebieden waar (nog) geen pijpleidinginfrastructuur aanwezig is kan transport per schip interessant zijn. *Operators* zullen dit per geval moeten bekijken.
- De *onshore* velden in West-Nederland bieden mogelijk een alternatief om het gebruik van de K- en L-blokken uit te stellen. Dit dient nader onderzocht te worden.

Kosten van transport- en opslag

- De kosten voor CO₂-transport in West-Nederland, inclusief compressie, bedragen tot 2050 €1,5 miljard voor het basisscenario. Inclusief operationele kosten leidt dit tot een UTC van circa €10 tot €20 per ton voor beide scenario's.
- De kosten voor CO₂-transport in Noord-Nederland, inclusief compressie, bedragen tot 2050 €350 miljoen voor het groene scenario en €750 miljoen voor het basisscenario. Inclusief operationele kosten leidt dit tot een UTC van circa €15 tot €20 per ton voor beide scenario's.

- De totale (investerings- en operationele) kosten van *offshore* opslag voor 200 Mton CO₂ in de P- en Q-blokken tot 2050 bedragen ongeveer €1 miljard met een gemiddelde UTC van 5 €/ton. De kosten om 750 Mton CO₂ tot 2050 in de K- en L-blokken op te slaan bedragen tenminste €6,3 miljard met een UTC die varieert tussen 8,5 en 12,5 €/ton. Deze hogere kosten worden zwaar beïnvloed door de vele kleine velden in de K- en L-blokken.
- Voor *onshore* opslag (in Noord-Nederland) bedragen de kosten tot 2050 tussen €780 miljoen en €820 miljoen voor 345 Mton CO₂ in het basisscenario en €450 miljoen tot €460 miljoen voor 170 Mton CO₂ in het groene scenario. De gemiddelde UTC varieert tussen de 2 en 3 €/ton. In tegenstelling tot *offshore* is er geen duidelijke correlatie tussen de kosten en de grootte van de velden.
- De geschatte opslagkosten voor Noord-Nederland zijn in lijn met voorgaande studies en internationale *benchmarks*. Dat geldt eveneens voor de *offshore* kosten van de P- en Q-blokken. De opslagkosten van de K- en L-blokken daarentegen liggen hoger. NOGEPa kwam uit op een gemiddelde van 6,4 €/ton (exclusief abandonneringskosten) ten opzichte van de 8,5 tot 12,5 €/ton voor deze studie. Indien de kleinere, minder kostenefficiënte velden niet worden meegenomen zullen de kosten lager liggen.
- Mottenballen en hergebruik van platforms lijkt kostenefficiënt als de periode van mottenballen relatief kort blijft (minder dan 10 jaar). Dit zou vooral relevant kunnen zijn voor faciliteiten en velden in de P- en Q-blokken. Voor de platforms in de K- en L-blokken, waar het meer onzeker is wanneer deze beschikbaar komen, is het minder duidelijk wat de beste optie is. De komende jaren moet er een beter inzicht komen in de beschikbaarheid van *offshore* platforms en de noodzaak van het gebruik van deze platforms voor CO₂ opslag. Een overheidsverplichting voor mottenballen is, zeker gedurende deze periode, niet noodzakelijk.
- De keuze om platforms te mottenballen of te abandonneren is uiteindelijk aan de E&P *operator*. Aangezien elk platform en elk veld verschillend is zal dit per geval bekeken moeten worden.

Alternatieve opslagcapaciteit in Nederland

- Op basis van eerdere studies schat TNO de totale theoretische opslagcapaciteit van ongedepleteerde zoutwaterhoudende lagen (aquifers) in Nederland tussen 0,15 en 0,7 Gton. In deze schatting zijn aquifers onderliggend aan bekende gas- en olievelden niet meegenomen.
- Er is mogelijk potentie voor opslag in ongedepleteerde aquifers in Nederland, maar het is kostenefficiënter om CO₂-opslag in Nederland te beginnen in (beter gedefinieerde) gedepleteerde gas- en olievelden.
- Aquifers onderliggend aan bekende gas- en olievelden – zoals de aquifer in het Q1 blok – kunnen een aanzienlijk additioneel opslagvolume hebben omdat ze mogelijk gedepleteerd zijn door

gas- of olieproductie. De opslagpotentie van dit type aquifer is nog niet eerder in breed verband onderzocht en dient in de toekomst bekeken te worden.

- Het is onwaarschijnlijk dat *Enhanced Oil Recovery* (EOR) en *Enhanced Gas Recovery* (EGR) met CO₂ een significante bijdrage kunnen leveren aan de totale opslagcapaciteit in Nederland.
- Het theoretische opslagpotentieel van kolenlagen in Nederland ligt tussen 0.04 - 0.6 Gton. De haalbaarheid van *Enhanced Coal Bed Methane* (ECBM) in Nederland is erg onzeker en de praktische opslagcapaciteit zal eerder 0.04 Gton dan 0,6 Gton zijn.
- Zoutcavernes in Nederland bieden geen praktische oplossing voor grootschalige CO₂-opslag.

Marktstructuur

- Gegeven de inrichting van het huidige ETS regime en subsidie programma's (EEPR en NER-300) lijkt het verdienmodel waarbij het initiatief bij de *emitter* ligt het meest geschikte model voor zowel de demo-, precommerciële- als commerciële fase. In dit model wordt de *emitter* als probleemeigenaar gestimuleerd om CCS zo kostenefficiënt mogelijk uit te voeren omdat deze ook de opbrengsten (CCS potentieel) kan incasseren. Mogelijk nadeel van dit model is dat bestaande E&P *operators*, gegeven de relatief lagere rendementen van CO₂ opslag ten opzichte van olie- en gaswinning, beperkt bereid zullen zijn om in CO₂-opslag te stappen. Dit zou de totstandkoming van de CCS keten kunnen vertragen.
- Er zal een regime voor derdentoegang moeten komen gebaseerd op open toegang gezien de EU verplichting hiertoe en de waarschijnlijke besteding van publiek geld. Dit kan betekenen dat de koplopers een kostenvoordeel hebben ten opzichte van de achterblijvers. Zij lopen immers meer risico en een dergelijk kostenverschil werkt als prikkel voor alle *emitters*.

Overheidsrollen en organisatie

- Voor de Rijksoverheid zijn grofweg drie potentiële rollen te onderscheiden, oplopend in mate van inmenging in de CCS markt, te weten de supervisie-rol, de aanjagerrol en de deelnemer/eigenaarrol.
- Het verdient de voorkeur om de marktpartijen zoveel mogelijk de ruimte te geven in de totstandkoming van CCS en de overheidsrol vervolgens te richten op de aspecten die niet door de markt kunnen worden ingevuld of opgepakt. Gezien de huidige marktinitiatieven, de gesignaleerde marktimperfecties en de nog grote onzekerheden zal de overheid - naast het regelen van de randvoorwaarden (de supervisie-rol) - in de demonstratiefase en de precommerciële fase als aanjager op moeten treden. In die rol moet de overheid zijn stimuleringsmaatregelen vooral richten op de afvang- en opslag.
- Een grootschalig investeringsprogramma, geassocieerd met de deelnemer/eigenaarrol, is niet nodig en ongewenst.

Transitie naar grootschalige CCS

Bij de transitie naar een grootschalige infrastructuur zijn twee elementen van groot belang. In de eerste plaats is er de overgang van een winningsvergunning naar een opslagvergunning, in de tweede plaats de ontwikkeling in de keten naar grootschalige CCS. De mogelijke transitie-scenario's en bijbehorende infrastructuurconfiguraties kunnen een aantal problemen met zich meebrengen. De belangrijkste transitierisico's zijn het niet tijdig beschikbaar komen van opslagcapaciteit, gebrek aan interesse van bestaande *operators*, het niet goed overdragen van reservoirkennis en abandonnering van infrastructuur bij gebrek aan interesse van huidige *operators*.

Om bovenstaande hindernissen te kunnen nemen worden de volgende (juridische) maatregelen geadviseerd:

- Het belang van CCS c.q. de geïnteresseerde opslagpartij dient in de Mijnbouwwet verankerd te worden zodat het belang van deze partijen afgewogen kan worden tegen de belangen van de houder van de winningsvergunning.
- Nadere inventarisatie van de mogelijkheden die de CCS-richtlijn biedt om de transitiefase soepel te laten verlopen door de huidige gasveld *operator* te faciliteren ook de CO₂ opslag *operator* te worden.
- Infrastructuur die als 'cruciaal' kan worden aangemerkt en in de toekomst gevaar loopt zou moeten worden geïnventariseerd. Tevens dient te worden overwogen de Mijnbouwwet te wijzigen om het uitgangspunt "verwijderen tenzij de Minister van EZ anders beslist" te veranderen of om de Staat bepaalde delen van de infrastructuur te laten overnemen (al dan niet verplicht).



Lijst van tabellen en figuren

Tabellen

1.	Aanbodvolume CO ₂ in Mton per jaar in 2015 (minimum) en 2050 (maximum)	26
2.	Beschikbaarheid van clusters Noordzee (exclusief de P- en Q-blokken)	28
3.	Overzicht van <i>onshore</i> opslagcapaciteit in West-Nederland	29
4.	Distributie van opslagcapaciteit in gasvelden in Noord-Nederland (excl. Groningenveld)	35
5.	Overzicht potentiële velden voor CO ₂ -opslag in Noord-Nederland tijdens de demonstratie- en precommerciële fase	36
6.	Transportkosten voor West-Nederland	42
7.	CAPEX voor <i>offshore</i> platforms en verschillend aantal putten	43
8.	OPEX per platform- en procestype	43
9.	Kosten voor basisscenario P- en Q-blokken	44
10.	Kosten voor groene scenario P- en Q-blokken	44
11.	Kosten voor basisscenario P- en Q-blokken met efficiënter gebruik van faciliteiten	44
12.	Totale opslagkosten P- en Q-blokken	45
13.	Opgeslagen CO ₂ per veld en gerelateerde UTC (0%, RT 2010)	46
14.	Kostenbandbreedte onshore CO ₂ transport in €	50
15.	CAPEX en OPEX aannames voor <i>onshore</i> CO ₂ -injectie	51
16.	CAPEX en OPEX voor opslagscenario's in Noord-Nederland	51
17.	Beschrijving rollen bij <i>emitter</i> als initiatiefnemer	61
18.	Beschrijving rollen bij <i>operator</i> als initiatiefnemer	62

Figuren

1.	Bouwstenen uit de projectopdracht	15
2.	CO ₂ aanbodscenario's van McKinsey	16
3.	Ontwikkelingsfasen van de CCS industrie in Nederland	17
4.	Basis CO ₂ -afvangscenario voor Amsterdam en Rotterdam	25
5.	Groene CO ₂ -afvangscenario voor Amsterdam en Rotterdam	25
6.	Overzicht van opslagcapaciteit <i>offshore</i>	26
7.	Beschikbaarheid opslagcapaciteit in de <i>offshore</i> velden op basis van huidige plannen van de <i>operators</i>	27
8.	Transport- en opslagscenario in de demo- en precommerciële fase	30
9.	Transport- en opslagscenario in de commerciële fase	31
10.	Basisscenario CO ₂ -afvang en -opslag voor regio West-Nederland	32
11.	Groene scenario CO ₂ -afvang en -opslag voor regio West-Nederland	32
12.	Gemodelleerd cluster van velden uit de K- en L-blokken	33
13.	Aanbodscenario's voor de Eemshaven regio	34
14.	Theoretische opslagcapaciteit versus basis- en groene afvangscenario's	35
15.	Overzicht infrastructuur in Noord-Nederland in de commerciële fase (2035)	37
16.	UTC kosten voor K12-L10 cluster ten opzichte van opgeslagen CO ₂	46

17. Conversiekosten versus kans op hergebruik	48
18. Kosten van hergebruik van platforms versus nieuwe platforms (UTC niet verdisconteerd)	49
18a. Afvang en transportscenario's in commerciële fase in Noord-Nederland	50
19. UTC's voor 4 scenario's in Noord-Nederland (bij 0% discount)	52
20. Rangschikking van marktprikkels	59
21. Aanbevolen overheidsrollen per ontwikkelingsstadium	67
22. Indicatieve uitkomsten beslissingsproces bij einde gaswinning	70

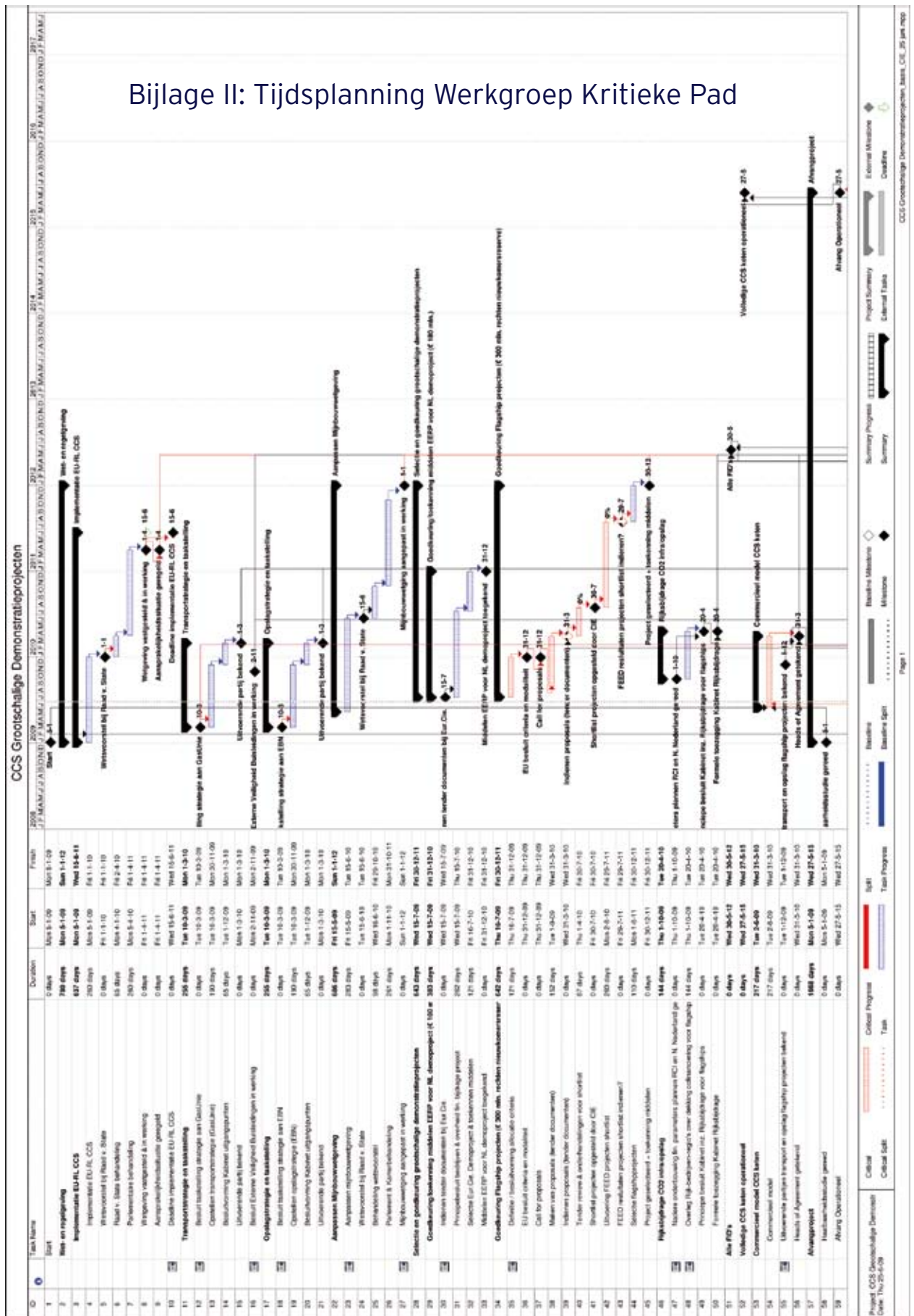
Bijlagen

Bijlage I: Geïnterviewde partijen en personen

Deel keten	Bedrijf	Perso(o)n(en)	Datum	
Emitters	C-gen	Wim Heyselberghs Guy Janssen	14-10-2009	
	Corus Groep	Gerard Jägers	29-10-2009	
	DSM	Harrie Duisters Frank Choufoer	04-11-2009 24-11-2009	
	E-on Benelux	Joost van Dijk Hans Schoenmakers	29-10-2009	
	Electrabel	Alwin Schoonwater Wim Wolters	05-10-2009	
	Eneco	Jos Jacobs	19-10-2009	
	Essent	Albert Bloem Joost Muusze Jan Kees Hordijk	24-09-2009	
	Nuon	Maarten Berkhout Kay Damen	07-10-2009	
	RWE	Laut van Seventer	14-09-2009	
	SEQ	Wouter van de Waal Duco Drenth	22-09-2009	
	Shell	Christiaan Luca	15-10-2009	
	Transporteurs	Anthony Veder	Klaas Kerssemakers	06-10-2009
		Havenbedrijf Rotterdam	Ruud Melieste Juliana Manolova	22-10-2009
		Linde Gas	Fred Hage	22-10-2009
		Stedin	Elmer de Boer Kees Jan Wijn Stijn Santen	23-09-2009
Vopak		Ernest Groensmit	13-10-2009	

Deel keten	Bedrijf	Perso(o)n(en)	Datum
<i>E&P Operators</i>	Chevron E&P NL	Gerard Schut Eva Sirvent-Milbrat Emilios Demetriou Felicia Wolting	14-10-2009
	Elko Energy	Peter Fellows	30-10-2009
	GDF Suez E&P NL	Jan Treffers Daan D'Hoore	03-11-2009
	NAM	Margriet Kuiper Dik Paul Chris Schaafsma	22-09-2009
	NOGEPA	Bram van Mannekes	02-11-2009
	Northern Petroleum	Brian Hepp	05-11-2009
	Schlumberger	Onajomo Akemu	26-10-2009
	TAQA Energy	Bram Herfkens Chris Gittins	15-10-2009
	Total E&P NL	Christian Guéritte Lucy Zima	
	Vermilion	Scott Ferguson Bryce Kremnica	05-10-2009
	Wintershall Noordzee	Wouter d'Engelbronner Nils Cohrs	28-10-2009
<i>Overige partijen</i>	Clean Energy Systems	Christian Biebuyck	23-10-2009
	Provincie Drenthe	Gjalt Gjaltema Debbie Wimmers	13-11-2009
	Provincie Friesland	Albert Hahn	08-12-2009
	Provincie Groningen	Desmond de Vries Jaap Siemons	09-11-2009
	Rotterdam Climate Initiative	Ger van Tongeren Maurice Hanegraaf	05-11-2009
	Staatstoezicht op de Mijnen	Rob van Elsen	26-10-2009

Bijlage II: Tijdsplanning Werkgroep Kritieke Pad



Task Name	Duration	Start	Finish
Technisch			
Concept seneca	160 days	Mon 5-1-09	Wed 27-6-18
Detail ontwerp	300 days	Mon 5-1-09	Fri 7-5-10
FDI mogelijk	0 days	Mon 10-5-10	Fri 4-11-11
FDI gecombineerd	0 days	Fri 4-5-12	Fri 4-5-12
FDI gecombineerd	0 days	Wed 30-5-12	Wed 30-5-12
Vergaderingen			
Materialen, concepten & communicatie	780 days	Thu 21-9-12	Wed 27-6-18
Staptoets realisatie	130 days	Mon 5-1-09	Fri 4-5-12
Inbelden Stamhoofd	0 days	Fri 5-4-09	Fri 5-4-09
MER voorbidding	220 days	Mon 8-6-09	Fri 9-4-10
Inbelden MER	0 days	Fri 9-4-10	Fri 9-4-10
Vergadering procedure	130 days	Mon 12-4-10	Fri 5-11-10
Vergadering definitief (seneca)	0 days	Fri 5-11-10	Fri 5-11-10
Rekenen en besop	300 days	Mon 5-11-10	Fri 4-5-12
Vergadering ontwerp	0 days	Fri 4-5-12	Fri 4-5-12
Transportinfrastructuur			
Transport Operationeel	1320 days	Mon 5-1-09	Wed 26-11-14
Technisch			
Haalbaarheidsstudie global	1320 days	Mon 5-1-09	Wed 26-11-14
Haalbaarheidsstudie final	142 days	Tue 2-6-09	Wed 16-12-09
Concept seneca	78 days	Thu 11-12-09	Wed 31-3-10
Concept voor H&A geres	0 days	Wed 31-3-10	Wed 31-3-10
Concept seneca final	65 days	Thu 1-4-10	Wed 30-6-10
Detail ontwerp	200 days	Thu 1-7-10	Wed 29-6-11
FDI mogelijk	0 days	Wed 30-5-12	Wed 30-5-12
FDI gecombineerd	0 days	Wed 30-5-12	Wed 30-5-12
Vergaderingen			
Materialen	300 days	Thu 21-9-12	Wed 27-11-13
Staptoets realisatie	130 days	Mon 5-1-09	Fri 4-5-12
Inbelden Stamhoofd	0 days	Fri 4-5-12	Fri 4-5-12
MER voorbidding	220 days	Mon 8-6-09	Fri 9-4-10
Inbelden MER	0 days	Fri 9-4-10	Fri 9-4-10
Vergadering procedure	130 days	Mon 12-4-10	Fri 5-11-10
Vergadering definitief (seneca)	0 days	Fri 5-11-10	Fri 5-11-10
Rekenen en besop	300 days	Mon 5-11-10	Fri 4-5-12
Vergadering ontwerp	0 days	Fri 4-5-12	Fri 4-5-12
Opslagproject seneca above			
Opslag Operationeel	1320 days	Mon 5-1-09	Wed 26-11-14
Technisch			
Haalbaarheidsstudie global	1320 days	Mon 5-1-09	Wed 26-11-14
Haalbaarheidsstudie final	142 days	Tue 2-6-09	Wed 16-12-09
Concept seneca	138 days	Mon 5-10-09	Wed 31-3-10
Concept voor H&A geres	0 days	Wed 31-3-10	Wed 31-3-10
Concept seneca final	65 days	Thu 1-4-10	Wed 30-6-10
Detail ontwerp	200 days	Thu 1-7-10	Wed 29-6-11
FDI mogelijk	0 days	Wed 30-5-12	Wed 30-5-12
FDI gecombineerd	0 days	Wed 30-5-12	Wed 30-5-12
Vergaderingen			
Materialen	300 days	Thu 21-9-12	Wed 27-11-13
Staptoets realisatie	130 days	Mon 5-1-09	Fri 4-5-12
Inbelden Stamhoofd	0 days	Fri 4-5-12	Fri 4-5-12
MER voorbidding	220 days	Mon 8-6-09	Fri 9-4-10
Inbelden MER	0 days	Fri 9-4-10	Fri 9-4-10
Vergadering procedure	130 days	Mon 12-4-10	Fri 5-11-10
Vergadering definitief (seneca)	0 days	Fri 5-11-10	Fri 5-11-10
Rekenen en besop	300 days	Mon 5-11-10	Fri 4-5-12
Vergadering ontwerp	0 days	Fri 4-5-12	Fri 4-5-12

