

Transport en opslag van CO_2 in Nederland

Verkennende studie door Gasunie en EBN in opdracht van het ministerie van Economische Zaken.

ebn gasunie

Inhoud

SAMENVATTING 4

1. INLEIDING 8
1.1 Aanleiding 9
1.2 Doelstellingen 9
CCS - Nationale en internationale ontwikkelingen 10
Negatieve emissies 12

2. CO_2-AFVANG 13
2.1 CO_2-bronnen in Nederland 14
2.2 CO_2-bronnen in de toekomst 16
2.3 Beschrijving en rationale van de voorbeeldscenario's 17

3. CO_2-TRANSPORT 21
3.1 Onshore transport 22
3.1.1 Algemene overwegingen onshore 22
3.1.2 Ontwerpkeuzes voorbeeldscenario's 25
3.2 Offshore transport 29

4. CO_2-OPSLAG 32
4.1 Algemeen 33
4.1.1 Opslagmedia 33
4.1.2 Injectieputten 35
4.1.3 Opslaginstallaties 35
4.1.4 Fysisch-chemische eigenschappen van CO_2 36
4.1.5 Risicobeheersing 37
4.2 Beschikbare opslagruimte 38
4.2.1 Introductie en aannames 38
4.2.2 Opslagcapaciteit 40
4.3 Timing en beschikbaar komen van de capaciteit 41
4.4 Opslagcapaciteit en voorbeeldscenario's 42
4.5 Opslagstrategieën 42

5. KOSTEN VAN CO_2-TRANSPORT EN -OPSLAG 45
5.1 Introductie kostenschattingen 46
5.2 Gebruik van de uitkomsten 46
5.3 Kosten voor afvang 47
5.4 Kosten voor onshore transport en compressie 48
5.4.1 Algemeen 48
5.4.2 Aansluiting emitters op de hoofdleiding 48
5.4.3 Hoofdleiding 50
5.4.4 Compressorstation 50
5.4.5 Kosten voorbeeldscenario's 51
5.5 Kosten voor offshore transport 51
5.6 Kosten voor opslag 53
5.6.1 Hergebruik van installaties 53
5.6.2 Bouw van nieuwe installaties 54
5.6.3 Overzicht kostenaannames platforms en putten 54
5.7 Kosten voor monitoring bij opslag 57
5.8 Totale kosten per scenario 59
5.9 Gevoeligheidsanalyse voor impact van schaalgrootte op UTC van CCS 61

Inhoud

6. CONCLUSIES **65**
6.1 Afvang 66
6.2 Transport 66
6.3 Opslag 66
6.4 Kosten 67

7. AANBEVELINGEN **68**

8. REFERENTIES **71**
Appendix A – Toelichting eigenschappen CO_2 75
Samenstelling van de CO_2-stroom 77
Omrekenfactor opslagcapaciteit UR CH_4 naar CO_2 79
Appendix B – Pijpleidingen offshore 80
CAPEX pijpleidingen offshore 81
OPEX pijpleidingen 84
Apendix C – Veiligheidstechnische achtergronden van CO_2- transportleidingen 85

Samenvatting

Het afvangen en ondergronds opslaan van CO_2 (Carbon Capture and Storage, kortweg CCS) is in de meeste analyses een belangrijk onderdeel in het pakket van benodigde maatregelen om de klimaatdoelstellingen van Parijs te halen. Ook het regeerakkoord van het kabinet Rutte III onderschrijft het belang van CCS. De basistechnieken die nodig zijn voor een CCS-keten zijn inmiddels bewezen in de praktijk. Dat geldt voor de hele keten van afvang, transport en opslag. Internationaal zijn er inmiddels diverse CCS-projecten van substantiële omvang gerealiseerd.

Het ministerie van Economische Zaken heeft Gasunie en EBN begin 2017 gevraagd een verkennende studie uit te voeren naar de mogelijkheden van transport en opslag van CO_2 in Nederland. De afvang van CO_2 valt buiten de scope van deze studie. Om een realistisch beeld te krijgen van de hoeveelheid CO_2 die afgevangen en opgeslagen kan worden en van de infrastructuur die daarvoor nodig is, is wel een globale analyse gemaakt van de grote CO_2-bronnen in Nederland.

Belangrijkste bevindingen:

- Er is meer dan voldoende opslagcapaciteit in de Nederlandse offshore gasvelden om alle CO_2 op te slaan die de komende decennia realistisch gezien kan worden afgevangen. In deze studie is uitgegaan van drie scenario's, met respectievelijk 14, 20 en 30 megaton CO_2 per jaar.

- Van de ruim vierhonderd bedrijven die onder het ETS vallen, is een kleine 10% verantwoordelijk voor 85% van de totale CO_2-uitstoot. Het merendeel van deze bedrijven is geconcentreerd in de havengebieden. Dit draagt bij aan een kostenefficiënte uitrol van CCS.

- Hergebruik van bestaande offshore installaties (putten en platforms) biedt kostenvoordelen. Maar de meeste installaties die in aanmerking komen voor hergebruik, komen beschikbaar (omdat de gasproductie stopt) voordat ze benut kunnen worden voor CO_2-opslag. Als ervoor gekozen wordt om vrijkomende offshore infrastructuur in te zetten voor CCS, moet de overheid aandacht hebben voor het beschikbaar houden ervan na het stoppen van de gasproductie. Dit maakt bijvoorbeeld het selecteren van locaties waar te zijner tijd CO_2 opgeslagen kan worden urgent.

- Dat ligt anders voor de pijpleidingstelsels die het gas aan land brengen. Deze zullen in gebruik blijven voor gastransport tot de productie in het laatste aangesloten gasveld stopt.

- Bij grootschalige CCS-infrastructuurprojecten moet rekening worden gehouden met lange aanlooptijden (vaak minimaal 7 jaar) voordat er daadwerkelijk CO_2 opgeslagen kan worden.

Scope van de studie

Deze studie legt het accent op de technische aspecten van CO_2-transport en -opslag, inclusief kosten en veiligheid. Andere belangrijke aandachtsgebieden, zoals juridische en organisatorische aspecten, de regierol van de overheid, financiering en maatschappelijk draagvlak vallen, in lijn met de opdracht, buiten de scope van deze studie, maar worden wel meegenomen bij het opstellen van de CCS Routekaart voor Nederland.

Voorbeeldscenario's

In deze studie is van twee kanten gekeken naar de potentiële CO_2-volumes in de CCS-keten: de volumes die per locatie (industrie en elektriciteitscentrales) kunnen worden afgevangen en de volumes die per locatie (offshore velden en platforms) kunnen worden opgeslagen. Vervolgens zijn in overleg met de opdrachtgever drie voorbeeldscenario's gedefinieerd die doorlopen tot 2060:

1. **Low case:** er wordt alleen CO_2 bij de industrie afgevangen (niet bij elektriciteitscentrales) en er wordt snel opgeschaald naar 14 megaton per jaar in 2030. De CO_2 wordt aan de kust gecomprimeerd (Zeeland, de Maasvlakte en IJmuiden) en in nieuwe pijpleidingen naar offshore platforms gebracht.

2. **Mid case:** er wordt opgebouwd naar 20 megaton per jaar, waarbij de extra 6 megaton t.o.v. het low case scenario geleverd wordt door ook beperkt bij elektriciteitscentrales af te vangen en/of meer af te vangen bij de industrie.

3. **High case:** er wordt nog meer CO_2 afgevangen bij de elektriciteitscentrales. De CO_2 wordt ook vanuit een extra locatie, de Eemshaven, via een pijpleiding naar offshore platforms vervoerd. In dit voorbeeldscenario is de maximumcapaciteit 30 megaton CO_2 per jaar.

Op basis van begin 2017 beschikbare analyses is aangenomen dat gemiddeld ongeveer 30% van de huidige CO_2-emissies bij industriële bronnen kan worden afgevangen op de locaties met de meeste uitstoot. Volgens deze studies worden de overige reducties die nodig zijn om de doelstelling voor 2050 te halen (95% reductie van de uitstoot) bereikt met onder meer energie-efficiëntiemaatregelen, het gebruik van duurzame energie en procesaanpassingen. Bij de huidige elektriciteitscentrales zou meer CO_2 afgevangen kunnen worden dan is aangenomen in de voorbeeldscenario's, maar hier is de inzet van alternatieven waarschijnlijk (bijvoorbeeld het vervangen van kolen door gas of duurzame elektriciteit). Daarom is niet van het volledige potentieel uitgegaan.

De gekozen voorbeeldscenario's zijn nadrukkelijk niet bedoeld om de daadwerkelijke CO_2-volumes te voorspellen, maar dienen slechts als uitgangspunt om de benodigde opslagcapaciteit en bijhorende transportmaatregelen te testen.

Transport

Uit een analyse van de meer dan vierhonderd bedrijven die onder het emissiehandelssysteem (ETS) vallen, blijkt dat een kleine 10% van de bedrijven verantwoordelijk is voor 85% van de totale uitstoot. Het merendeel van deze bedrijven is geconcentreerd in of nabij de havengebieden. De te overbruggen afstanden aan land zijn daardoor relatief klein en daardoor is het mogelijk om voor het transport op land uit te gaan van pijpleidingen met gasvormig CO_2 (op een druk van 20 bar). Hier is in Nederland al ervaring mee: de OCAP-leiding voert sinds 2005 CO_2 vauit het Rijnmond-gebied naar onder meer het Westland voor hergebruik in de kassen. De veiligheid van CO_2-transport in de gasfase is bevestigd door de Raad van State. De in Nederland gebruikte risicoberekeningsmethodieken behoeven verdere aandacht en ontwikkeling voor hoge druk (vloeibaar) CO_2-transport over land.

Bij grotere afstanden (op zee) wordt overgegaan op transport in de vloeibare fase. Aan de kust zijn compressorstations nodig waar de CO_2 naar 100 tot 120 bar gecomprimeerd wordt. Uitgegaan wordt van nieuw aan te leggen pijpleidingen, zowel onshore als offshore.

Opslagcapaciteit

In samenwerking met TNO is een overzicht gemaakt van de opslagcapaciteit van alle Nederlandse gasvelden. De totale praktische opslagcapaciteit op zee is bepaald op 1.700 megaton. Op land is er een totale praktische opslagcapaciteit van 1.100 megaton, maar in het kader van deze studie is, in lijn met de opdracht, de opslag op land buiten beschouwing gelaten bij de uitwerking van de voorbeeldscenario's. Ook kleinere en minder geschikte velden zijn niet meegerekend in de beschikbare totale opslagcapaciteit. Voor de voorbeeldscenario's is de totale opslagcapaciteit op zee ruim voldoende om tot 2060 CO_2 op te slaan. De opslagcapaciteit komt op tijd vrij voor het realiseren van de voorbeeldscenario's. Het hergebruik van bestaande offshore faciliteiten (platforms en putten) kan daarbij aanzienlijke kostenvoordelen bieden. Als ervoor gekozen wordt om deze kostenvoordelen te benutten, moeten deze faciliteiten nadat ze zijn vrijgekomen enige tijd bewaard blijven ('mottenballen'), of in ieder geval niet definitief worden ontmanteld, omdat zij naar verwachting eerder vrijkomen dan dat ze nodig zijn voor CO_2-opslag. In de voorbeeldscenario's is uitgegaan van bewaarperiodes van maximaal tien jaar. De besluitvorming hierover (en ondersteunende regelgeving) zal snel opgestart moeten worden om te voorkomen dat interessante opties voor het hergebruik van putten en platforms verloren gaan.

Voor de opslag geldt iets soortgelijks als voor de bronnen, namelijk dat het grootste gedeelte van de opslagcapaciteit zich bevindt in een relatief klein aantal grotere velden. Circa 65% van de opslagcapaciteit zit in 25% van de velden. Bij een goede keuze van de opslaglocaties zou daarom kunnen worden volstaan met het hergebruik van minder dan 30 van de ruim 150 bestaande platforms voor een opslag van 30 megaton per jaar tot 2060.

Kosten

De in deze studie berekende technische kosten voor grootschalig en langdurige transport en opslag liggen in de zelfde orde van grootte als in eerdere studies. De werkelijke economische kosten en tarieven zullen normaliter hoger zijn omdat daarin ook andere kosten zoals financiering, verzekeringen en rendementseisen van de investeerder worden meegenomen. De werkelijke economische kosten van eerste projecten blijken bovendien vaak aanzienlijk hoger te zijn dan die van latere projecten, doordat het moeilijk is voor marktpartijen om met name financiële en opslagrisico's af te dekken en doordat de volumes en duur van het project vaak nog beperkt zijn. Deze risico's zullen relatief hoog zijn voor de eerste projecten in Nederland, maar daarna zouden ze snel kunnen afnemen.

De totale technische kosten (investeringskosten en operationele kosten tot 2060) in de voorbeeldscenario's zijn 4,2 miljard euro (low case), 5,9 miljard euro (mid case) en 8,7 miljard euro (high case). Hierbij wordt respectievelijk 476, 654 en 964 megaton CO_2 opgeslagen tot 2060. In

de voorbeeldscenario's zijn (op langere termijn) de kosten voor transport en opslag substantieel lager dan de gemiddelde kosten voor afvang zoals die door anderen zijn gerapporteerd.

Als er alleen naar de technische kosten voor opslag wordt gekeken, dan is nieuwbouw van faciliteiten gemiddeld ruim twee keer duurder dan hergebruik. Deze factor varieert echter wel van locatie tot locatie. De totale CCS-kosten nemen relatief veel minder toe, omdat een groot deel van de kosten (voor afvang, compressie en transport) niet verandert als offshore infrastructuur niet wordt hergebruikt. Verder geldt dat voor de kosteneffectiviteit het behoud van de putten voor hergebruik belangrijker is dan het behoud van de platforms. Opslaglocaties met minder dan 10 megaton opslagcapaciteit zijn relatief duur en zouden vermeden kunnen worden in de voorbeeldscenario's. De kustnabijheid van de opslaglocaties is voor de kosteneffectiviteit bij grootschalige scenario's minder van belang, omdat de opslagkosten en compressiekosten dominant zijn ten opzichte van de transportkosten.

Aanbevelingen

Om de plannen en kostenschattingen verder aan te scherpen bevelen wij aan om met name voor de offshore platforms en gasvelden op korte termijn vervolgonderzoeken te doen naar de volgende aspecten:

- de mogelijkheden en risico's van verlenging van de levensduur van platforms en putten;
- voor- en nadelen van verschillende niveaus van 'mottenballen' van de bestaande infrastructuur;
- prioritering en selectie van de te gebruiken velden en platforms op basis van meer gedetailleerde analyses van de verschillende aspecten en eigenschappen van individuele opslaglocaties;
- optimalisatie van de volgorde van opslag en het gebruik van heaters;
- de voor- en nadelen van verschillende monitoringtechnieken;
- omdat de compressorstations ook een significant element in de totale transportkosten zullen zijn, is het ook raadzaam om een conceptueel ontwerp voor een CO_2-compressorstation uit te werken (inclusief locatiekeuzes).

1. Inleiding

In de Structuurvisie Ondergrond van eind 2016 hebben de ministeries van Economische Zaken en van Infrastructuur & Milieu aangekondigd de mogelijkheden en kosten van transport en opslag van CO_2 in Nederland in kaart te brengen. Gasunie en EBN hebben de opdracht om hier studie naar te verrichten aanvaard in februari 2017. Inmiddels heeft het kabinet in het regeerakkoord haar ambitie op het gebied van CCS aangekondigd. Daarbij zijn er diverse maatregelen, zoals het sluiten van kolencentrales en het heffen van CO_2-belasting voor energiecentrales aangekondigd. Dit rapport is samengesteld voordat deze maatregelen bekend waren. Dit rapport dient als ondersteuning en voorbereiding van het beleid en daarnaast ook als input voor het proces om tot een Routekaart CCS te komen.

1.1 Aanleiding

Forse reductie van de emissies van broeikasgassen vormt één van de grootste uitdagingen van deze eeuw. Het vergt inzet van alle beschikbare technieken. Scenariostudies zoals het recente Energy Technology Perspectives 2017 [1] laten zien dat hoe ambitieuzer de gestelde doelen zijn des te belangrijker de rol van CCS wordt. In het Energierapport uit 2016 van de Nederlandse overheid wordt CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) genoemd als één van de opties die waarschijnlijk nodig is om de CO_2-reductiedoelstellingen te kunnen behalen. Met name voor de zwaardere industrie is CCS noodzakelijk om grotere reducties te kunnen behalen. Zie bijvoorbeeld de recente analyse van VEMW waarin CCS een belangrijke bijdrage levert aan het doel van 95% minder broeikasgasuitstoot [2].

Kosteneffectiviteit is een andere belangrijke reden om CCS een integraal onderdeel te maken van de energietransitie. Een recente analyse door het PBL laat zien dat de nationale kosten van de benodigde reducties in 2030 ruim twee keer zo hoog zullen zijn als CCS uitgesloten wordt [3].

1.2 Doelstellingen

Hoewel in deze studie ook een overzicht wordt gegeven van de grotere bronnen in Nederland waar CO_2 zou kunnen worden afgevangen, ligt de nadruk op een verkenning van de mogelijkheden van transport en opslag. Daarvoor wordt eerst een totaaloverzicht gegeven van de opslagcapaciteit in lege gasvelden. Om meer inzicht in de capaciteit en kosten te krijgen, zijn vervolgens voorbeeldscenario's uitgewerkt die allemaal uitgaan van offshore opslag. Deze voorbeeldscenario's zijn nadrukkelijk niet bedoeld om de daadwerkelijke CO_2-volumes te voorspellen, maar dienen slechts als uitgangspunt om de benodigde opslagcapaciteit en bijhorende transportmaatregelen te testen.

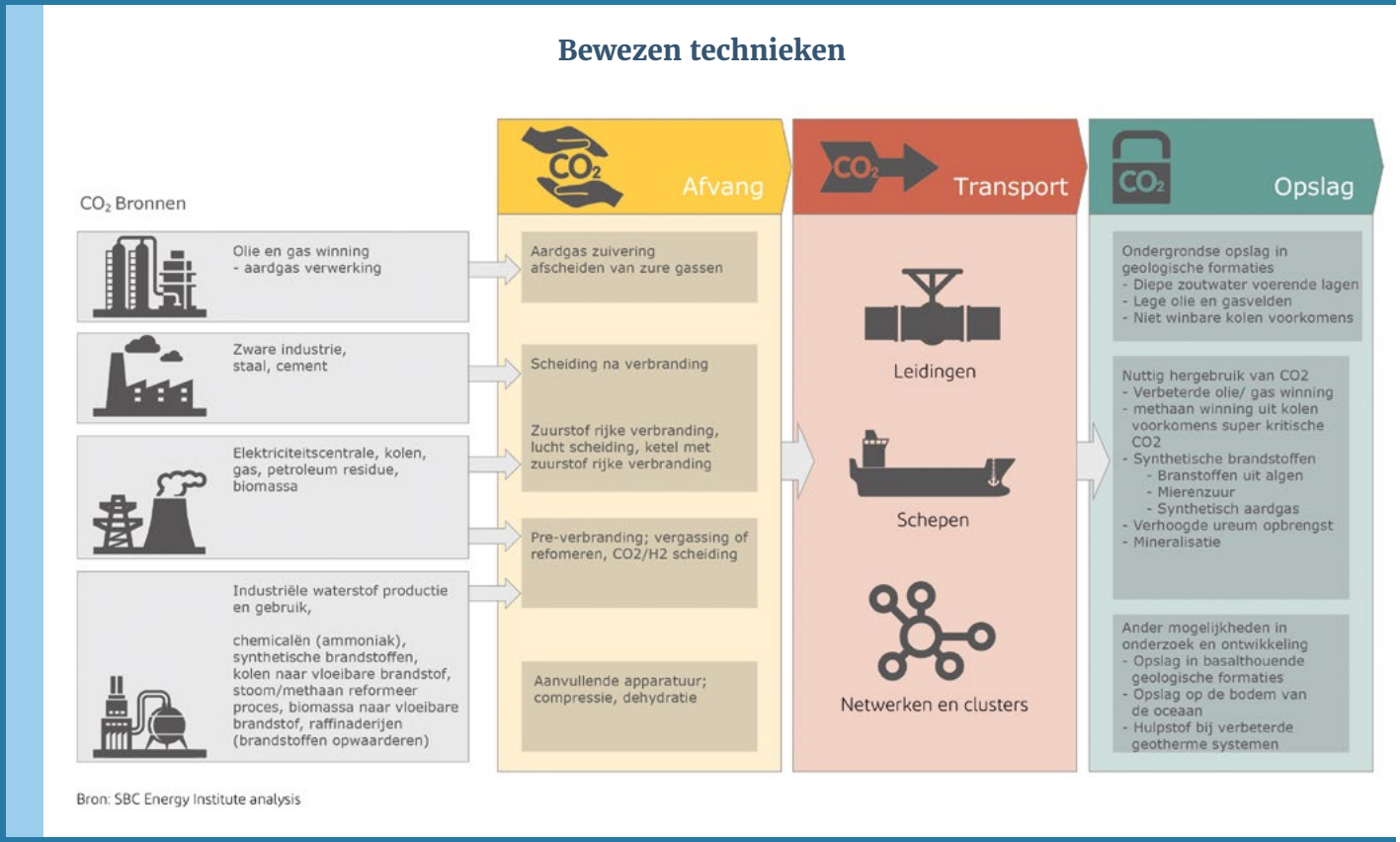
De doelstellingen voor deze studie zijn:

- het verstrekken van zo objectief mogelijke gegevens: een up-to-date overzicht van de belangrijke CO_2-bronnen, de mogelijkheden voor transport en een nieuwe schatting van de opslagcapaciteiten in Nederland;
- beschikbaarheid (timing): inzicht geven in de verwachte beschikbaarheid van de bekende opslaglocaties (lege gasvelden) en de mogelijkheden om infrastructuur beschikbaar te houden in afwachting van het starten van de opslag (het zogenaamde 'mottenballen' van faciliteiten);
- kosten: een schatting maken van de technische kosten van CO_2-transport en -opslag voor een aantal voorbeeldscenario's voor de langere termijn.

De volgende zaken vallen buiten de scope van deze studie: de kosten van afvang (in deze studie zullen wel globale bedragen worden genoemd uit eerdere onderzoeken, zodat de kosten van transport en opslag in perspectief geplaatst kunnen worden), marktstructuur en financiële drijfveren, juridische aspecten, regelgeving en maatschappelijk draagvlak. Deze onderwerpen komen wel aan de orde bij de ontwikkeling van de CCS Routekaart. Dit rapport is geschreven voor lezers met enige kennis van energie en klimaat. Omdat CCS nog relatief onbekend is in Nederland en omdat veel ontwikkelingen in de afgelopen jaren hebben plaatsgevonden in het buitenland, wordt op de volgende pagina's eerst wat meer algemene informatie gegeven over recente ontwikkelingen in het binnen- en buitenland.

CC(U)S – Nationale en internationale ontwikkelingen

Nationale Ontwikkelingen
Hoewel er in Nederland al jaren veel onderzoek gedaan wordt naar CCS (onder andere binnen het CATO-programma) zijn er nog weinig projecten gerealiseerd. Wel is er veel nuttige kennis ontwikkeld bij projecten die vroegtijdig zijn gestopt, zoals ROAD, Barendrecht en Noord-Nederland (Borg/RWE/Nuon). In Nederland vindt al wel hergebruik van CO_2 in de glastuinbouw plaats. Maar de volumes die daarvoor benodigd zijn, zullen een orde lager liggen dan de volumes die nodig zijn voor het bereiken van de klimaatdoelen in de beleidsscenario's waarin CCS voorkomt. Daarom wordt er ook gekeken naar andere vormen van CO_2-hergebruik waarbij CO_2 permanent wordt vastgelegd. Voorlopig zijn de meeste van deze toepassingen nog in een zeer vroeg ontwikkelstadium en gaat het ook om relatief kleine volumes. CO_2-hergebruik valt buiten de scope en opdracht voor deze studie. In Nederland wordt CO_2-hergebruik momenteel verkend, onder andere in het CO_2-Smart-Grid-samenwerkingsverband.



Al sinds 2005 wordt op het Nederlands deel van het continentaal plat op gasproductieplatform K12-B de CO_2 uit het geproduceerde aardgas verwijderd en in het gasveld geïnjecteerd [4]. Technisch gezien is hiermee al langere tijd ervaring opgedaan met CO_2-behandeling, -injectie en opslagmonitoring.

Internationale Ontwikkelingen
De belangrijkste ontwikkelingen hebben de afgelopen jaren voornamelijk in het buitenland plaatsgevonden. Er zijn verschillende grootschalige projecten van start gegaan in Canada, Australië, China en de VS. Het Global CCS Institute (GCCSI) houdt een up-to-date overzicht bij op haar website van alle projecten wereldwijd [5].

Om de ontwikkelingsfase waarin CCS zich bevindt te duiden, is het belangrijk om CCS op te delen in de verschillende deeltechnieken: afvang, transport en opslag. En elk van deze technieken kan weer verder worden onderverdeeld.

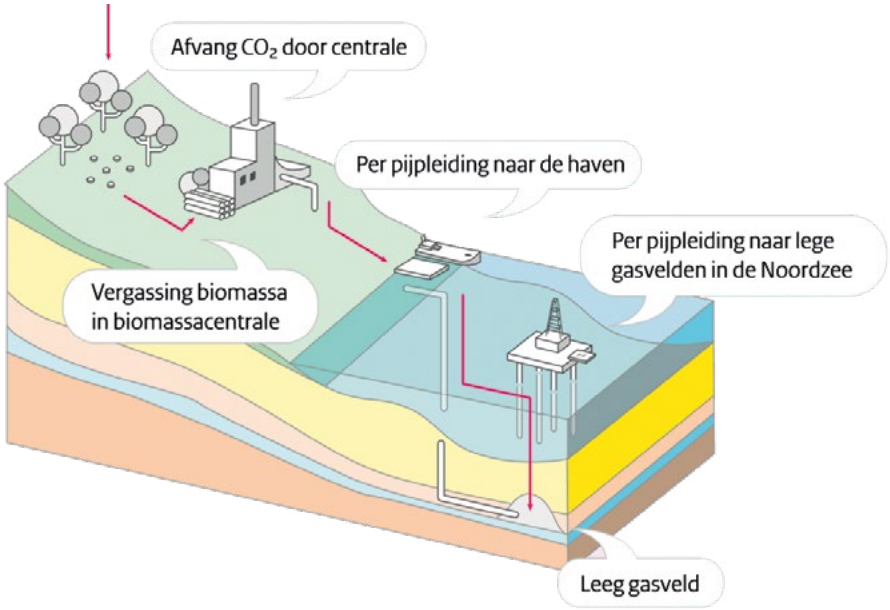
In het algemeen kan worden gesteld dat de hele CCS-keten (afvang, transport en opslag) gerealiseerd kan worden met bewezen technieken. Met een bredere toepassing van deze technieken kunnen er bovendien nog efficiëntieverbeteringen verwacht worden. Voor nieuwe toepassingen en voor grotere verbeteringen (en kostenreducties) zijn er ook meer innovatieve technieken die zich nu nog in vroegere stadia van ontwikkeling bevinden.

Sommige van de nu voorgestelde demonstratieprojecten bevatten deeltechnieken die vallen in de zogenaamde ‘valley of death’ voor innovatieve projecten. Dat wil zeggen dat de schaalgrootte al wel zodanig is dat de investeringskosten significant zijn, maar dat de technologie niet uitontwikkeld is en de (technologische en financiële) risico’s dus nog aan de hoge kant zijn. Veel innovaties blijven steken in deze fase van hun ontwikkeling omdat de risico’s onvoldoende afgedekt kunnen worden. In het geval van CCS betreft dit niet alleen technische risico’s maar ook bijvoorbeeld regelgevingsrisico’s, zoals onzekerheid over de intensiteit en de lengte van de periode van vereiste monitoring na het sluiten van een opslaglocatie.

Negatieve emissies

In deze studie wordt de term ‘negatieve emissies’ gebruikt. Als er negatieve emissies gerealiseerd worden, wordt er netto CO_2 uit de atmosfeer gehaald en opgeslagen. Voor een goed begrip hiervan is het onderscheid tussen kort- en lang-cyclisch CO_2 van belang. Kort-cyclisch CO_2 komt vrij bij verbranding of vergisting van biomassa. Deze CO_2 is kort daarvoor uit de atmosfeer verwijderd door diezelfde biomassa (bomen, planten, algen etc. gebruiken CO_2 om te groeien). Daarom heeft dit netto geen impact op de CO_2-concentraties in de atmosfeer. Lang-cyclisch CO_2 is meestal miljoenen jaren geleden uit de atmosfeer verwijderd door planten en andere organismen die uiteindelijk zijn omgezet in fossiele brandstoffen en kalksteen. Wanneer deze CO_2 vrijkomt, dan wordt er netto CO_2 toegevoegd aan de atmosfeer en zal de CO_2-concentratie stijgen.

Overzicht van een mogelijke bio-CCS keten met negatieve emissies [2]



Er zijn veel manieren waarop negatieve emissies gerealiseerd kunnen worden. [1]

Negatieve-emissietechnologie voor CO_2-afvang en -opslag is toepasbaar in alle installaties waarin biomassa wordt gebruikt en waarbij CO_2 vrijkomt en deze permanent wordt opgeslagen. Dat kan bij elektriciteitsproductie en bij afvalcentrales, vergisters, bijstookbiomassa bij industrie en waterstofproductie uit biomassa.

[1] Zie bijvoorbeeld https://www.carbonbrief.org/explainer-10-ways-negative-emissions-could-slow-climate-change

[2] https://www.cpb.nl/sites/default/files/omnidownload/CPB-Policy-Brief-2017-02-Biomassa-met-co2-opslag-direct-inzetten-met-omslag.pdf

2. CO_2-afvang

Conclusies:

- Het merendeel van de industriële locaties waar veel CO_2 vrijkomt, bevindt zich in de kustregio's en is dus gunstig gelegen ten opzichte van de offshore opslaglocaties.
- Het lijkt het meest efficiënt om CO_2 af te vangen bij de grotere bronnen (10% van de bronnen is verantwoordelijk voor 85% van de ETS-uitstoot).
- Als alleen kustnabije industriële bronnen beschouwd worden, is op basis van de beschikbare informatie (begin 2017) in het lage scenario aangenomen dat ongeveer 14 Mt/j afgevangen kan worden.
- Als tevens afvang bij elektriciteitscentrales en/of meer afvang bij de industrie worden meegenomen, resulteert dit in scenario's voor totale afvang van 20 en 30 Mt/j.

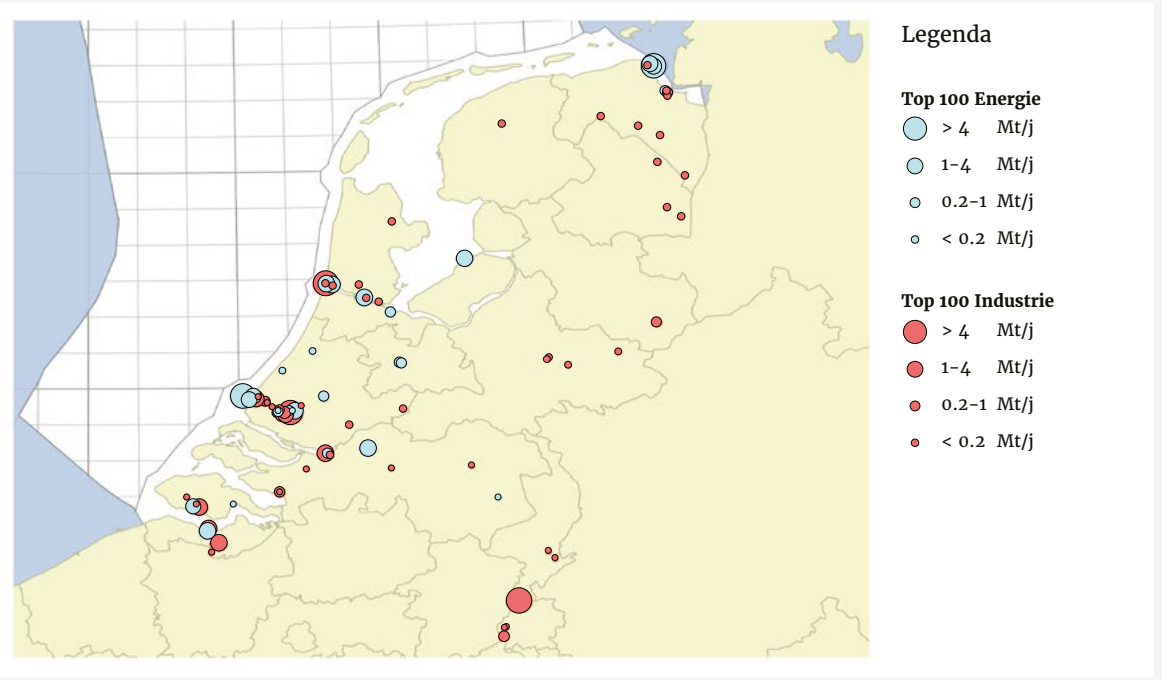
2.1 CO_2-bronnen in Nederland

De nadruk in dit rapport ligt op het transport en de opslag van CO_2 in Nederland. Maar om realistische voorbeeldscenario's te kunnen maken en de bijbehorende kosteneffectiviteit te berekenen, is het ook nodig om de verschillende puntbronnen van CO_2 in Nederland globaal te beschouwen. Met name de geografische verspreiding is relevant en bepalend voor het benodigde transportnetwerk.

CO_2 is het makkelijkst af te vangen bij stationaire grote puntbronnen, zoals bij elektriciteitscentrales en industrie (bijvoorbeeld raffinaderijen, staal- en cementproductie). Zo'n 50% van alle CO_2-uitstoot in Nederland vindt plaats bij bedrijven die onder het Europese emissiehandelssysteem vallen (ETS). Het merendeel van deze bedrijven valt onder de sectoren industrie en energie. De emissiegegevens in deze studie zijn afkomstig van de Nederlandse Emissieautoriteit. Deze registreert de CO_2-uitstoot voor alle bedrijven in Nederland die meedoen aan het ETS [6]. Omdat de nadruk in deze studie ligt op de langere termijn (wanneer volumes van 10 tot 20 Mt/j kunnen worden afgevangen en opgeslagen), is ervoor gekozen de studie te beperken tot locaties die meer dan 100.000 ton CO_2 per jaar uitstoten. Dit betreft op dit moment 78 locaties met een gezamenlijke uitstoot van 86,9 Mt/j. Dat is 93% van de totale emissies van de bedrijven die onder het ETS vallen. In totaal maken ongeveer 450 bedrijven in Nederland deel uit van het ETS. Afvalverwerkingsinstallaties (AVI's) hebben soms ook een redelijk grote CO_2-uitstoot maar vallen niet onder het ETS.

2.1

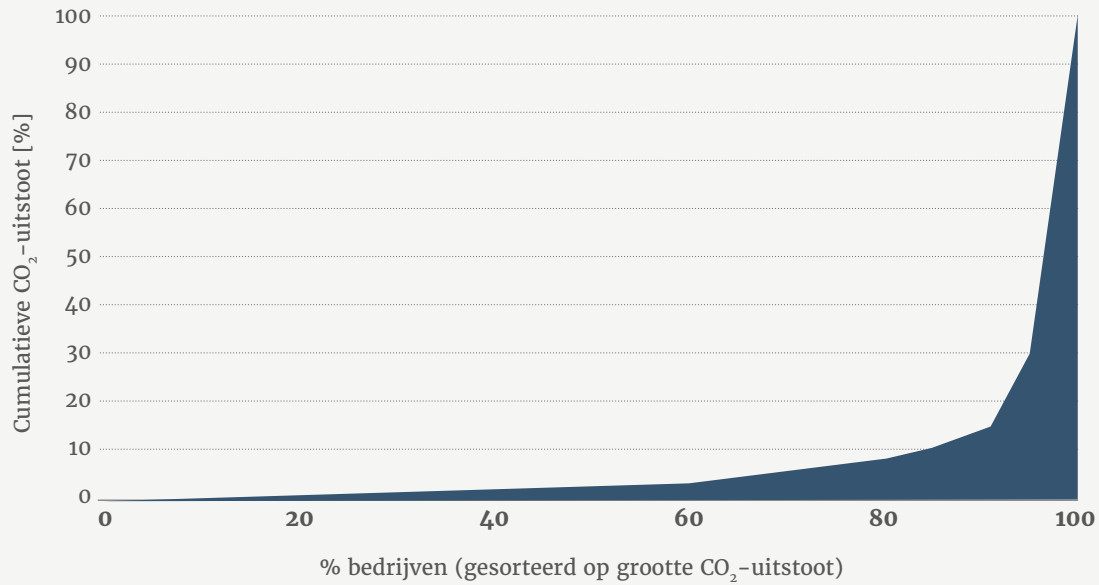
ETS-locaties met meer dan 100.000 ton CO_2-uitstoot per jaar
(blauw voor energie en rood voor industrie)



Een zekere schaalgrootte is belangrijk voor de kosteneffectiviteit. Een andere reden om te focussen op de grotere bronnen is dat deze (mede) bepalend zullen zijn voor het optimale pijpleidingentracé op land (zie hoofdstuk 3). Overigens betekent dit niet dat CCS geen rol kan spelen bij het reduceren van de CO_2-uitstoot van andere sectoren. Een voorbeeld hiervan is het maken van brandstoffen waarbij CO_2 centraal wordt afgevangen en opgeslagen en de brandstof vervolgens decentraal gebruikt wordt voor transport (mobiliteit) of andere doeleinden (zoals productie van waterstof, ethanol, LNG). Kleinere bronnen kunnen gedeeltelijk meeliften op de investeringen voor de grotere bronnen.

2.2

Spreiding van CO_2-uitstoot over Nederlandse bedrijven EU ETS, 2015. Bron: [7]



Figuur 2.2 laat op een andere manier zien dat de CO_2-uitstoot gedomineerd wordt door een klein aantal bedrijven. De spreiding van CO_2-uitstoot over de bedrijven houdt in dat door het afvangen bij een beperkt aantal grotere bronnen er veel emissiereductie gerealiseerd kan worden en er tevens economische schaalvoordelen zijn. In gebieden waar meerdere bedrijven aardgas gebruiken voor hoge-temperatuurwarmte kan aardgas mogelijk vervangen worden door waterstof. Deze waterstof kan dan eventueel centraal geproduceerd worden uit aardgas met CO_2-afvang om zo ook emissiereductie bij kleinere uitstoters mogelijk te maken. Wat de meest interessante CO_2-reductiemethode is zal per locatie en gebied bepaald moeten worden.
Figuur 2.3 toont de grootste clusters aan CO_2-bronnen in Nederland voor de sector 'industrie'. Figuur 2.4 doet hetzelfde voor de in de sectoren 'energie' (hier gedefinieerd als locaties waar alleen elektriciteit geproduceerd wordt).

Uit de analyse van de grotere bronnen (anno 2016) blijkt dat iets meer dan de helft van de emissies nog van elektrici-

teitscentrales komt. Als besloten zou worden hier geen CCS toe te passen, dan vermindert dat de hoeveelheid CO_2 voor opslag significant. Industriële bronnen zijn meestal kleiner en ook zal daar vaak een lager percentage van de CO_2 afgevangen kunnen worden (zie paragraaf 2.4).

In Nederland ligt het overgrote deel van de top-20 bronnen dicht genoeg bij de kust om CO_2 efficiënt te kunnen transporteren naar offshore (zie hoofdstuk 3). Het industriecomplex Chemelot in Limburg vormt de belangrijkste uitzondering.

2.2 CO_2-bronnen in de toekomst

Het opschalen van CCS zal tijd kosten en vraagt om forse investeringen van bedrijven. Om desinvesteringen te voorkomen is het verstandig om de toepassing van CCS te concentreren op die processen waarvoor nog geen (kostenefficiënte) alternatieven voor het realiseren van CO_2-reductie voorhanden zijn en waar de kans dus groot is dat er voor langere tijd CO_2 zal worden afgevangen en opgeslagen. Voor de informatie in dit hoofdstuk is gebruik gemaakt van de rapporten van PBL, VEMW en van CATO-onderzoeken.

2.3 Top 10 industriebronnen in Nederland in 2016
Bron: [6]

	Industrie	CO_2-uitstoot (Mt/j)
1	Tata steel	6,21
2	Chemelot	4,79
3	Shell Raffinaderij	4,25
4	Yara Sluiskil	3,73
5	Dow Benelux Zeeland	2,74
6	Shell Moerdijk chemie	2,55
7	BP Raffinaderij	2,29
8	Esso Raffinaderij	2,10
9	Zeeland Refinery	1,55
10	Gunvor Petroleum Rotterdam	0,42
	Totaal	**30,63**
	Volgende 10 industriebronnen	3,0

2.4 Top 10 elektriciteitscentrales in Nederland in 2016
Bron: [6]

	Energiecentrales	CO_2-uitstoot (Mt/j)
1	RWE Eemshaven	8,32
2	Uniper Centrale Maasvlakte	5,95
3	Uniper Centrale Maasvlakte 3	4,67
4	Nuon Centrale Hemweg	4,0
5	Nuon Power Velsen	3,63
6	Essent Amercentrale	3,52
7	ENGIE Centrale Rotterdam	3,19
8	ENGIE Eemscentrale	2,21
9	Nuon Power IJmond	2,15
10	Sloecentrale Zeeland	1,42
	Totaal	**39,06**
	Volgende 10 centrales	10,0

Op basis van deze informatie blijkt dat CCS (zoals dat nu beoordeeld kan worden) in algemene zin waarschijnlijk voornamelijk nodig zal zijn bij de volgende type CO_2-bronnen:

1. Industrieën waarbij hogetemperatuurwarmte noodzakelijk is voor de processen. CCS kan op twee manieren toegepast worden: decentraal bij de verschillende CO_2-bronnen (post-combustion), of op een centraal punt waar aardgas (of biogas) wordt omgezet in waterstof en CO_2 (pre-combustion). De waterstof wordt dan vervolgens gebruikt in plaats van aardgas om hogetemperatuurwarmte te creëren.
2. Cement- en staalproductie. Beide industrieën streven naar meer hergebruik van cement en staal. Ook wordt er gewerkt aan low-carbonalternatieven. Op dit moment wordt in beide industrietakken nog veel fossiele energie gebruikt. Dit levert CO_2 op in zowel de procesemissies als de rookgassen.
3. Raffinageprocessen waarbij CO_2 vrijkomt, zoals waterstof- en ammoniakproductie. Mogelijk zullen deze processen in de toekomst meer biomassa gaan gebruiken in plaats van fossiele grondstoffen. Dat kan interessant kan zijn voor de toepassing van CCS en dan 'negatieve emissies' opleveren (zie het kader in hoofdstuk 1).

Verder is er op dit moment nog een discussie gaande over in hoeverre CCS bij elektriciteitsproductie in Nederland wenselijk wordt geacht bij basis- en/of deellastproductie.

2.5

Verdeling van de grootste CO_2-emissiebronnen over verschillende regio's. Bron: [6]

Regio	Energie	Industrie
Rotterdam	13,8	10,6
Moerdijk	0	2,55
IJmuiden	9,3[1]	6,2
Eemshaven	10,5	0
Zeeland	1,42	8,0
Totaal	31,5[2]	27,4

[1] Het merendeel hiervan komt vrij bij de elektriciteitscentrales in IJmuiden die restgassen van Tata Steel gebruiken

[2] Iets meer dan de helft hiervan kwam nog van kolencentrales in 2016

2.3 Beschrijving en rationale van de voorbeeldscenario's

Eén van de doelstellingen van deze studie is het maken van een ruwe schatting van de kosten van CO_2-transport en -opslag. Om een ruwe kostenschatting te kunnen maken, is in deze studie gewerkt met voorbeeldscenario's. Deze maken ook inzichtelijk hoe een potentiële uitrol van CCS eruit kan komen te zien. De voorbeeldscenario's zijn dus geen verwachtingen of voorkeursscenario's. Er is in deze studie voor gekozen de scenario's te beschouwen tot 2060. Overigens is in de gekozen voorbeeldscenario's de opslagcapaciteit in 2060 nog niet volledig benut en zou het dus mogelijk zijn om nog langer door te gaan of om de jaarlijkse volumes verder te verhogen. Er is geen

2.6

Overzicht afgevangen hoeveelheid CO_2 per jaar in 2030 en als cumulatieve hoeveelheid tot 2060

	Low case [Mt/j]	Mid case [Mt/j]	High case [Mt/j]	Low case [Mt]	Mid case [Mt]	High case [Mt]
Maasvlakte Industrie	7	7	7	235	233	233
Maasvlakte Energie		7	7		229	229
IJmuiden	7	6	8	241	192	253
Eemshaven			8			249
Totaal	14	20	30	476	654	964

rekening gehouden met het gebruikmaken van opslagcapaciteit in het buitenland, of het opslaan van CO_2-stromen uit het buitenland.

Er is tijd nodig om een project voor te bereiden, gefinancierd te krijgen en daadwerkelijk op te starten. Op basis van ervaring bij aardgasprojecten schatten EBN en Gasunie de duur van zo'n traject in op minstens zeven jaar. Deze studie gaat ervan uit dat een eerste project (mogelijk gebruikmakend van de al verleende opslagvergunning) wel al binnen enkele jaren zou kunnen starten. Daarna kan dan in enkele jaren vrij snel opgeschaald worden. Verder is er ook gekeken naar varianten waarin er geen opschaling plaatsvindt, om de uitrolkosten voor een veel kleiner opslagscenario te testen. Deze zogenaamde minimumcases en de berekende kosten daarvan worden beschreven in paragraaf 5.9.

Voor het definiëren van de voorbeeldscenario's is gebruikgemaakt van het PBL-onderzoek naar de nationale kosten voor de energietransitie in 2030 [3], en van een rapport over verregaande CO_2-reducties (80% tot 95%) in de industrie van VEMW [2]. Het startpunt was de aanname in het PBL-rapport dat er in 2030 20 megaton CO_2 per jaar zou kunnen worden afgevangen en opgeslagen. In de Energieagenda (2016) wordt aangegeven dat CCS met name een rol zal spelen in de industrie en in mindere mate in de elektriciteitssector.

Het VEMW-rapport beschrijft allerlei mogelijke manieren om de CO_2-uitstoot voor verschillende industriële toepassingen en sectoren drastisch te beperken. Energie-efficiëntiemaatregelen en inzet van duurzame elektriciteit en warmte zijn belangrijke opties. VEMW kijkt hierbij naar het potentieel van de verschillende opties in 2040 (met een doorkijkje naar het potentieel na 2040). Voor deze studie is op basis hiervan aangenomen dat in 2030 gemiddeld ongeveer 30% van de huidige CO_2-uitstoot van industriële bronnen zou kunnen worden verminderd met CCS. Dit zal per locatie verschillen en is een zeer ruwe schatting. Maar deze is voldoende voor het verder uitwerken van voorbeeldscenario's voor transport en opslag. Voor de staalindustrie wordt in deze studie uitgegaan van een maximale reductie van 80% in 2030. Het VEMW-rap-

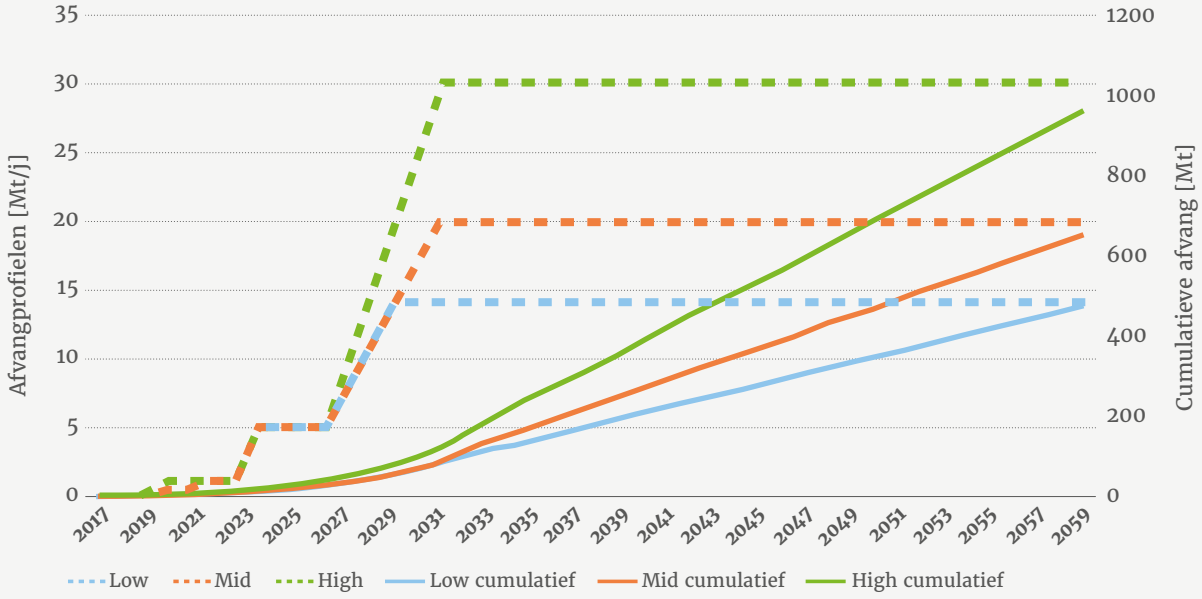
port [2] gaat zelfs uit van 100% reductie in 2040 door afvang in de staalindustrie.

Op basis hiervan zijn drie verschillende voorbeeldscenario's gedefinieerd waarbij geprobeerd is om zowel de schaalgrootte als het type bron (industrie en/of energie) te definiëren:

1. **Low-case-scenario:** voor de schatting van de hoeveelheid afgevangen CO_2 zijn alleen industriële bronnen meegenomen. Het scenario behelst een opbouw naar 14 megaton per jaar in 2030. Voor de kosten van compressie, transport en opslag maakt het weinig uit wat de bron is van de CO_2. Wel zijn er bij industriële bronnen meer aansluitingen nodig, wat meer infrastructuur tot gevolg heeft. Voor de kosten zal het belangrijkste verschil echter in de afvang optreden (zie hiervoor hoofdstuk 5). Ook de iets verder weg gelegen bronnen (zoals bij Moerdijk en in Zeeland) zijn meegenomen in dit scenario. In totaal worden er in dit voorbeeldscenario negen 'top-10' bronnen en tien kleinere bronnen aangesloten in de regio Rotterdam, Zeeland en IJmuiden. De CO_2 wordt dan verzameld op de Maasvlakte en bij IJmuiden.

2.7

Jaarlijkse (stippellijn) en cumulatieve CO_2-volumes (ononderbroken lijn) die afgevangen en opgeslagen worden in de gekozen voorbeeldscenario's.



2. **Mid-case-scenario:** er wordt opgebouwd naar 20 megaton per jaar in 2032, waarbij de extra 6 megaton t.o.v. het low case scenario geleverd wordt door ook (beperkt) bij elektriciteitscentrales op de Maasvlakte af te vangen en/of meer af te vangen bij de industrie.

3. **High-case-scenario:** de CO_2 wordt verzameld op de Maasvlakte, bij IJmuiden en ook rondom Eemshaven. Er wordt opgebouwd naar 30 megaton per jaar in 2032.

De opbouw van de drie voorbeeldscenario's is weergegeven in figuur 2.7.

De maximale hoeveelheden afgevangen CO_2 per jaar en het cumulatief volume aan opgeslagen CO_2 tot en met 2060 per scenario zijn weergegeven in figuur 2.6.

De in dit hoofdstuk genoemde getallen zijn geenszins bedoeld zijn als richtlijn of doelstelling, maar als een realistisch geachte verdeling, onder andere om een spreiding van de transport- en opslagkosten voor CCS te kunnen aangeven. Hierbij is zoveel mogelijk rekening gehouden met wat technisch realistisch is, maar niet naar wat politiek en maatschappelijk haalbaar en/of wenselijk is (met uitzondering van het niet uitwerken van scenario's voor opslag op land vanwege het tot nu toe beperkte maatschappelijk draagvlak).

Voor transport en opslag maakt het uiteindelijk niet uit van welke soort bronnen de CO_2 vandaan komt en kunnen, mits de transportafstanden niet significant verschillen, de gebruikte volumes in de voorbeeldscenario's dus op verschillende manieren samengesteld worden uit verschillende (soorten) bronnen.

3. CO_2-transport

Conclusies:

- Transport in de gasfase op 20 bar druk is mogelijk voor de volumes en afstanden die overbrugd moeten worden van de grotere bronnen naar de kust.
- Aangezien er offshore grotere afstanden overbrugd moeten worden en gezien de grote hoeveelheden die getransporteerd moeten worden, dient het CO_2-transport offshore in de vloeibare fase plaats te vinden.
- Om de CO_2 vloeibaar te kunnen transporteren, is aan de kust compressie naar circa 120 bar nodig. Verder technisch ontwerp zal uitwijzen wat de exact benodigde operationele drukken zullen zijn.
- Aangezien de hoofdleidingen voor gastransport nog een lange periode in gebruik zullen zijn, lijkt het hergebruik van de bestaande hoofdleidingen niet voor de hand te liggen. Deze studie gaat daarom uit van nieuw aan te leggen pijpleidingen. In verdere studies zou per situatie bekeken kunnen worden of het hergebruik van bestaande leidingen opportuun is.
- Als er in de toekomst ook CO_2 in de vloeistoffase over land getransporteerd zou gaan worden, is het noodzakelijk om de uitstroom- en dispersiemodellen verder aan te passen om de specifieke effecten die kunnen optreden bij lekkage van vloeibaar CO_2 goed te kunnen modelleren.

3.1 Onshore transport

3.1.1 Algemene overwegingen onshore

In deze paragraaf zal een kort overzicht worden gegeven van algemene informatie over en kennis van de belangrijkste onderdelen van een onshore CO_2-transportnetwerk. Dit geeft de achtergrond en overwegingen waartegen de verschillende ontwerpkeuzes voor de voorbeeldscenario's zijn gemaakt. Deze keuzes worden beschreven en kort toegelicht in paragraaf 3.1.2.

CO_2-buisleidingtransport

Onshore transport van CO_2 via buisleidingen wordt al jaren uitgevoerd in West-Nederland via de zogenaamde OCAP-leiding. De OCAP-leiding verbindt het Rijnmond industriegebied met onder andere het Westlandse kassengebied. Hierbij wordt de CO_2 ter bevordering van de groeisnelheid van de teelt in de glastuinbouw ingezet. Daarnaast wordt er ook CO_2 afkomstig uit de rookgassen van de WKK-installaties van tuinders rechtstreeks ingezet in de glastuinbouw. Binnen de industrieparken vindt er ook CO_2-transport plaats, echter veelal binnen de terreingrenzen.
De OCAP-leiding is in operationele druk beperkt tot circa 20 bar, wat betekent dat hier sprake is van transport in de gasfase. Internationaal is het meer gebruikelijk om CO_2 te transporteren in de vloeibare fase. In de VS en Canada liggen tientallen pijpleidingen (samen meer dan 5.000 kilometer) die al jarenlang gebruikt worden voor transport van hoge druk, vloeibaar CO_2 naar olievelden voor het stimuleren van de olieproductie.

Er zijn inmiddels meerdere internationale richtlijnen en standaarden voor het ontwerpen van pijpleidingen voor CO_2-transport. Eind 2016 is ISO 27913 gepubliceerd: 'Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Pipeline transportation systems' [16].

Veiligheid

Voor de realisatie van een buisleidingtracé wordt de externe veiligheid getoetst door de overheid aan de hand van een aantal veiligheids- en risicostudies. Hierbij wordt beoordeeld of het ontwerp en de voorgestelde maatregelen voldoende zijn om tot een aanvaardbaar risiconiveau te komen. Door Grupa et al zijn de parameters benoemd die van grote invloed zijn bij het vrijkomen van CO_2 vanuit een transportleiding, waaronder de faalfrequentie, vloeistof of gasuitstroming, weerconditie en diepteligging [8]. Een aantal van deze parameters is beïnvloedbaar, bijvoorbeeld door de leiding voldoende diep in de grond te leggen in een speciaal aangewezen leidingstrook en eventueel nog verder te beschermen door graaflint en/of betonplaten. Om lekkages door interne corrosie te voorkomen is het essentieel dat de CO_2 voldoende gedroogd is. Door Knoope, Koornneef en anderen [9, 10, 11, 12] is met berekeningen aangetoond dat door het nemen van een aantal risicomitigerende maatregelen de faalkans wordt gereduceerd en het risiconiveau binnen de vastgestelde normen blijft.

Dit is zeker het geval voor gasvormig transport (op 20 bar) zoals voorgesteld in deze studie. Enkele jaren geleden is dat bevestigd in een uitspraak van de Raad van State over de veiligheid van de OCAP-leiding in de buurt van Zoetermeer [21].

Als er in de toekomst ook CO_2 in de vloeistoffase over land getransporteerd zou gaan worden, is het waarschijnlijk noodzakelijk om de uitstroom- en

dispersiemodellen die gebruikt worden om de CO_2-concentraties te berekenen verder aan te passen om de specifieke effecten die kunnen optreden bij de lekkage van vloeibaar CO_2 goed te kunnen modelleren. Er zijn inmiddels op meerdere plaatsen praktijktesten en -metingen gedaan ter validatie van rekenmodellen. Ook onafhankelijke wetenschappelijke vaststelling van de daadwerkelijke toxiciteit van CO_2 is dan raadzaam, omdat de momenteel gebruikte correlaties zeer conservatief zijn (bij gebrek aan een formeel vastgestelde relatie). Voor CO_2 in de gasfase zullen de in Nederland ontwikkelde rekenmethoden voor aardgaslekkages redelijk accuraat zijn, zoals ook bevestigd is door de Raad van State [21].

CO_2-kwaliteit

De emissiestromen zoals deze nu worden uitgestoten naar de atmosfeer zijn divers van samenstelling en worden bepaald door het voorafgaande proces. Voor elektriciteitscentrales waarbij gasturbines ingezet worden met aardgas als energiebron is de samenstelling bekend. Maar voor kolencentrales is de situatie afhankelijk van welke type steenkool wordt gebruikt. Ook de gebruikte afvangtechniek (post-combustion, pre-combustion, oxyfuel) heeft invloed op de samenstelling van de CO_2-stroom. En de emissiestromen van de groep bedrijven die onder 'industrie' vallen zijn nog veel meer divers. De afvang en zuivering van CO_2 is daarom maatwerk per emitter.

Uitgangspunt bij de afvang en opslag van CO_2 zijn de eisen die gesteld zijn in de wet- en regelgeving. Voor opslag van CO_2 is de EC Directive for geological storage of CO_2 [22] van toepassing. Hierin staat het volgende over de samenstelling van de CO_2-stroom:

'Een CO_2-stroom moet voor het overgrote gedeelte bestaan uit kooldioxide. Om dat te waarborgen, mag geen afval of ander materiaal worden toegevoegd met het doel zich van dat afval of ander materiaal te ontdoen. Een CO_2-stroom kan evenwel incidentele aanverwante stoffen van bepaalde uit de bron of het afvang- of injectieproces [vrijgekomen stoffen, red.] bevatten, alsmede spoorelementen die zijn toegevoegd als hulpmiddel bij de monitoring en het controleren van CO_2-migratie. De concentratie van alle incidentele en toegevoegde stoffen mag geen niveaus overschrijden die:

a) de integriteit van de opslaglocatie of van de relevante transportinfrastructuur in het gedrang brengen;
b) een significant risico voor het milieu of de volksgezondheid vormen, of
c) in strijd zijn met de voorschriften van de toepasselijke Gemeenschapswetgeving.'

In de praktijk betekent dit dat de kwaliteitseisen voor de CO_2 mede bepaald zullen worden door:

1. de kosten van verdere reiniging van de CO_2-stroom;
2. de eisen vanuit transport, met name om corrosie en tweefasenstroming te voorkomen;
3. de eisen vanuit opslag (putintegriteit en reservoirkwaliteit);
4. eisen vanuit mogelijke afnemers van de CO_2 (bijvoorbeeld de voedingsindustrie of de glastuinbouw).

Voor een CCS-netwerk waarin meerdere bronnen, opslagpunten en afnemers gecombineerd worden is het goed mogelijk dat het kosteneffectiever is om met meerdere CO_2-specificaties te werken in verschillende delen van het netwerk. Daarbij is dan uiteraard een extra

behandelstap nodig waar de netwerken met elkaar gelinkt zijn.

Mogelijke tracés voor leidingen

In het algemeen zijn de volgende factoren van belang bij de keuze van een gasleidingtracé:

1. de kosten van de leiding: deze worden met name bepaald door de lengte van de leiding en het gemak waarmee de leiding aangelegd kan worden (veel kruisingen met wegen of waterwegen zal de leiding een stuk duurder maken);
2. de planologische besluiten ten aanzien van buisleidingtracés: het is altijd beter en makkelijker om gebruik te maken van tracés die formeel zijn aangewezen (bijvoorbeeld in de Structuurvisie Buisleidingen 2030);
3. gevoelige gebieden: natuurgebieden en drukbevolkte gebieden worden zoveel mogelijk vermeden om overlast en impact op natuur en milieu te minimaliseren;
4. externe veiligheid: bij buisleidingen met grotere risicocontouren kan het soms nodig zijn een alternatieve route te kiezen zodat aan de veiligheidsnormen voldaan kan worden.

Voor CO_2-leidingen zijn al deze factoren ook van toepassing. In het algemeen zal zoveel mogelijk aansluiting worden gezocht met bestaande tracés (waardoor vaak ook gebruik kan worden gemaakt van bestaande kunstwerken zoals duikers), tenzij dit betekent dat het tracé heel veel langer (en dus duurder) wordt of dat er knelpunten worden verwacht als gevolg van externe veiligheidseisen.

Compressie van de CO_2

CO_2-compressie is een bestaande technologie die voor meerdere doelen en op meerdere locaties al vele jaren wordt toegepast. Voor het doel van CO_2-opslag offshore is het noodzakelijk om de druk tot minimaal 100 tot 120 bar te verhogen. Bij de meeste processen komt de CO_2 vrij op zeer lage druk (bijna atmosferische druk) en zal er dus veel energie nodig zijn om de CO_2 op de benodigde druk te krijgen. De volgende factoren en keuzes spelen daarbij een rol:

1. mogelijkheden voor warmteherbruik in het afvangproces: bij compressie komt veel warmte vrij, als dit nuttig kan worden ingezet op de afvanglocatie kan dit een belangrijk voordeel bieden;
2. mogelijkheden voor efficiëntieverbetering door samenvoeging van stromen: als er meerdere kleinere bronnen dicht bij elkaar in de buurt liggen kan het mogelijk efficiënter zijn om een belangrijk deel van de compressie (en eventueel ook verdere reiniging) op een centrale locatie te doen;
3. randvoorwaarden voor CO_2-transport: bij hogere drukken zullen de veiligheidscontouren in het algemeen verder weg liggen; als dit tot problemen zou kunnen leiden met de routekeuzes kan het verstandig zijn om in twee stappen te comprimeren en een lagere druk te kiezen voor het transport naar de kust;
4. randvoorwaarden voor CO_2-afnemers: gebruikers van CO_2 zullen die graag op een bepaalde druk geleverd willen krijgen. Dit kan bereikt worden door het hoofdnetwerk op min of meer dezelfde druk te bedrijven of door een drukverlaging (meestal) toe te passen bij de aansluiting naar de gebruiker.

3.1.2 Ontwerpkeuzes voorbeeldscenario's

Leidingdruk en diameter

De bestaande OCAP-leiding heeft een maximale toegestane werkdruk van circa 20 bar. Voor het werkgebied Rotterdam en IJmuiden is het waarschijnlijk kosteneffectief dat een nieuw leidingstelsel samen met de OCAP-leiding een netwerk vormt, waardoor er zowel vanuit de IJmondregio als de Rijnmondregio CO_2 nuttig gebruikt kan worden in de glastuinbouw. Hierdoor wordt aanvullende CO_2-productiecapaciteit verkregen voor de glastuinbouw en kan de betrouwbaarheid van levering verbeterd worden.

Omdat ook vanuit veiligheidsperspectief gasvormig transport de voorkeur heeft (op land), is op dit moment gekozen om aan te sluiten op de werkdruk in het OCAP-systeem en dus te kiezen voor gasvormig transport bij 20 bar druk. De keuze van de leidingdiameter wordt bepaald door de geselecteerde leidingdruk en het transportvolume per tijdseenheid. Voor gasfasetransport van CO_2 ligt de economische snelheid rond 10 tot 15 m/s bij een aanvangsdruk van circa 20 bar. Dit betekent een drukval van circa 0,1-0,15 bar/km, wat acceptabel zou moeten zijn voor de te overbruggen afstanden van de CO_2-bronnen naar de kust.

Er wordt dus vanuit gegaan dat de CO_2 op 20 bar wordt aangeleverd en voldoet aan de algemene eisen zoals beschreven in paragraaf 3.1. Op de afvanglocaties is daardoor nog de mogelijkheid om de restwarmte die vrijkomt bij compressie te hergebruiken. Vervolgens wordt de CO_2 getransporteerd naar één centraal punt aan de kust (per regio) waar de finale compressie en conditionering plaatsvindt voordat de CO_2 offshore wordt getransporteerd. De benodigde vrije ruimte is aan de kust veelal gemakkelijker te realiseren dan in bewoonde gebieden of reeds volle industrieterreinen.

Uit een inventarisatie van de emittenten blijkt dat zowel voor de industrie als de energiesector de top-10 grotendeels geconcentreerd is in de kustgebieden, waardoor de transportafstand beperkt is en er met een leiding voor relatief lage druk gewerkt kan worden. In figuur 3.1 is een overzicht gegeven voor welke jaarcapaciteit welke leidingmaat wordt voorgesteld voor het transport van CO_2 in gasfase (uitgaande van 25 km leidinglengte).

3.1 Overzicht maatvoering gasfase-transportleiding versus jaarcapaciteit.

Jaarvolume CO_2 (bij 20 bar startdruk) [Mt/j]	Diameter leiding [inch]
1	12
1,5	16
2	18-20
3	20-24
4	26-28
5	30
10	42
14	48

Leidingroute en aansluiting bronnen

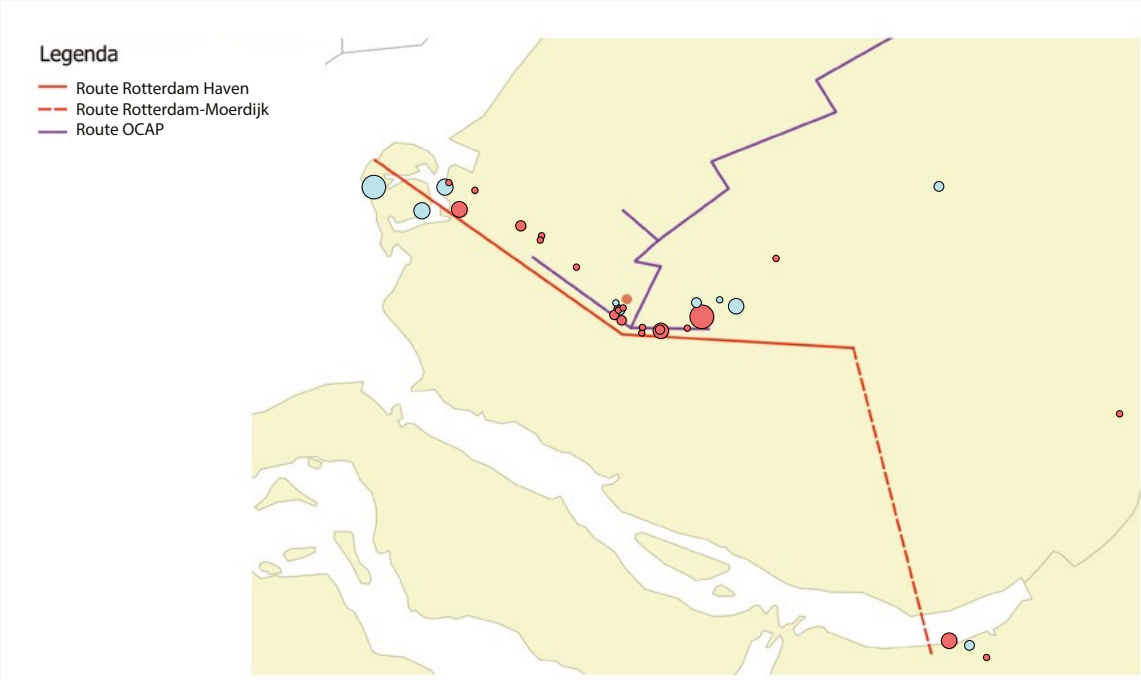
Uit het overzicht van de grootste CO_2- emitters volgt een beperkt aantal hoofdgebieden waar de prioriteit voor afvang en transport zal liggen: het Rotterdams havengebied (Rijnmondregio), de

IJmondregio met het Amsterdams Westelijk havengebied, de Zeelandregio (Sluiskil-Terneuzen-Vlissingen) en de Eemshavenregio. Deze gebieden kunnen worden verbonden met voor de hand liggende offshore opslaglocaties. De in de kaartjes aangegeven pijpleidingroutes zijn uitsluitend indicatief en gebruikt om kosten te berekenen. Er is in geen van de genoemde situaties al sprake van een verwijzing naar concrete voornemens of projecten.

Een mogelijke verbinding in de Rijnmondregio is in figuur 3.2 weergegeven met de dikke rode lijn. In deze figuur is eveneens de OCAP-leiding weergegeven. Ook is een mogelijke koppeling van Moerdijk naar de hoofdleiding in Rotterdam weergegeven. Deze volgt in principe de route zoals aangegeven is in de Structuurvisie Buisleidingen 2030.

3.2

Mogelijke route Rijnmondregio (rood); bestaande OCAP-leiding in paars.

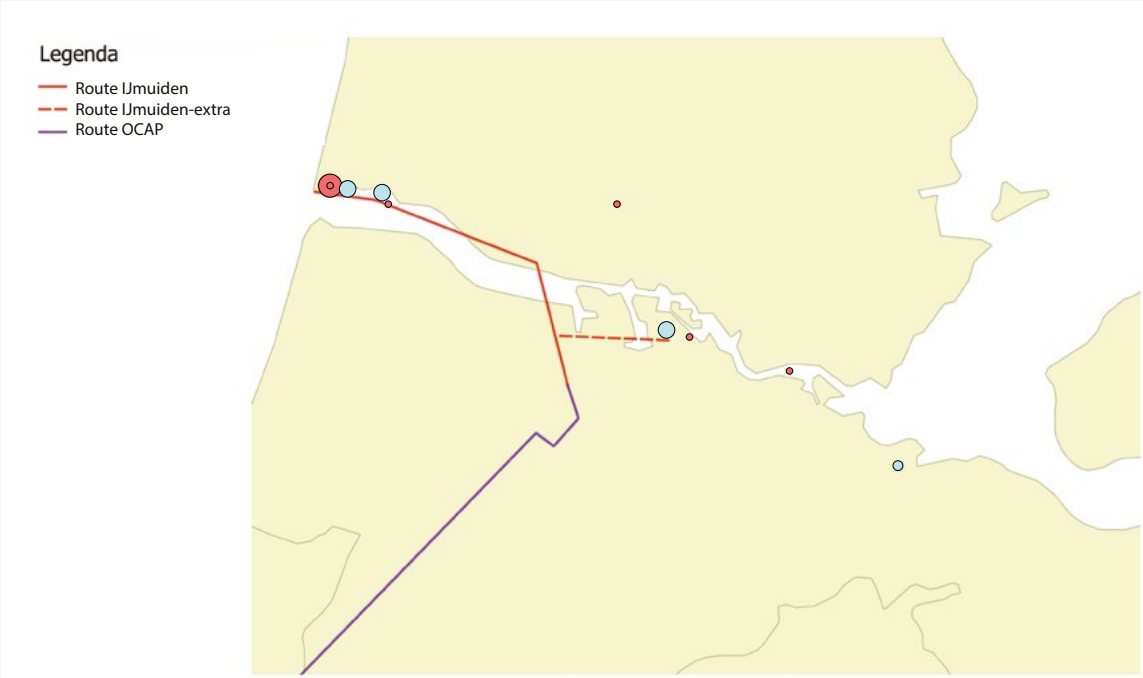


Het hoofdnetwerk kan worden voorzien van sectioneringsafsluiters en strategisch geplaatste afblaasstations voor het veilig opereren van de leiding. Hiermee kan het maximale volume CO_2 dat vrijkomt in geval van een lekkage beperkt worden. De sectioneringsafstand die wordt voorgesteld is globaal 15 tot 20 km [11, 14, 15, 20]. Na uitvoering van een risicostudie kan blijken dat voor lokale condities een kortere of langere sectioneringsafstand overwogen dient te worden. In de beschouwde voorbeeldscenario's betekent dit dat er mogelijk één sectioneringsafsluiting wenselijk kan zijn in de hoofdleiding van Rotterdam naar de Maasvlakte.

Voor het IJmondgebied is in figuur 3.3 een mogelijke verbinding geprojecteerd. De verbinding met de OCAP-leiding geeft een mogelijkheid om het Rijnmondgebied te verbinden met het IJmondgebied. Daardoor ontstaat de mogelijkheid om meer CO_2 naar de tuindergebieden te transporteren en een verbinding te creëren tussen de verschillende offshore gebieden als de Rijnmondregio op andere velden is aangesloten dan de IJmondregio. Hergebruik van de bestaande olietransportleiding van offshore naar het Amsterdamse havengebied is nog een optie die verder onderzocht zou kunnen worden. Overigens wordt deze regio gedomineerd door één grotere bron (Tata Steel) en is het dus nog de vraag of en wanneer er een verdere verbinding naar het Amsterdamse havengebied nodig is en gaat komen.

3.3

Mogelijke route regio IJmond.



Voor de regio Zeeland kan gedacht worden aan een verbinding via een compressorstation voor vloeistoffase-transport ter hoogte van bijvoorbeeld Vlissingen, waarna een offshore verbinding wordt gemaakt naar de Maasvlakte of direct naar een offshore gasplatform. Het alternatief, een lange verbinding over de verschillende Zeeuwse eilanden ligt niet voor de hand vanwege kruisingen van diverse waterstromen en natuurgebieden, is momenteel niet voorzien in de Structuurvisie Buisleidingen.

Voor de regio Eemshaven is er nauwelijks sprake van onshore transport, aangezien de centrales reeds aan de kust staan. Vanuit de Eemshaven kan de CO_2 rechtstreeks getransporteerd worden naar bijvoorbeeld de offshore K- en L-blokken.

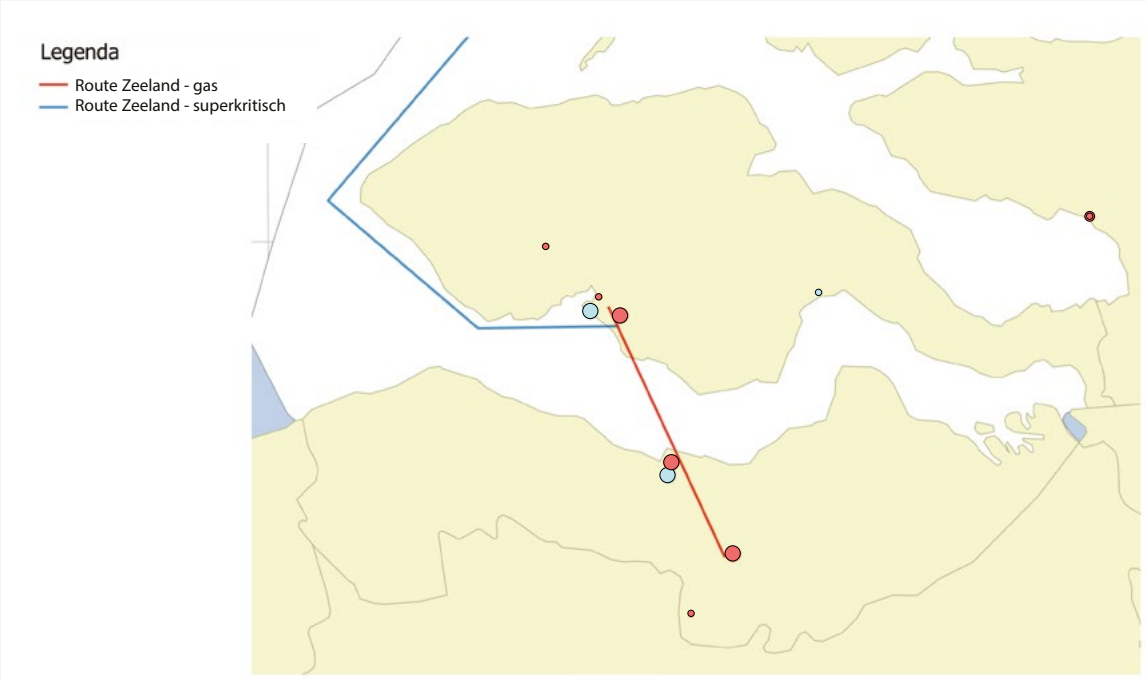
De afstand is vergelijkbaar met die van de Maasvlakte naar dezelfde offshore blokken. Eventueel kunnen de emitters in de regio Delfzijl gekoppeld worden via een buitendijkse verbinding op het te realiseren compressiestation ter hoogte van Eemshaven.

Compressorstation

Het op druk brengen van CO_2 vindt in stappen plaats: op de afvanglocatie naar een transportdruk van 20 bar en in het compressorstation aan de kust van ongeveer 15 bar naar 100 tot 120 bar. Voor de compressie van CO_2 in het station die de offshore leiding voedt, wordt een meertrapscompressor voorgesteld. Om de compressie-energie te beperken wordt tussentijdse koeling toegepast. Er is ongeveer 4,5 MW koelwatercapaciteit nodig per miljoen ton CO_2. In tegenstelling tot op de afvanglocatie is het waarschijnlijk niet mogelijk om deze restwarmte nuttig te gebruiken op afgelegen locaties nabij de kust.

3.4

Mogelijke route regio Zeeland.



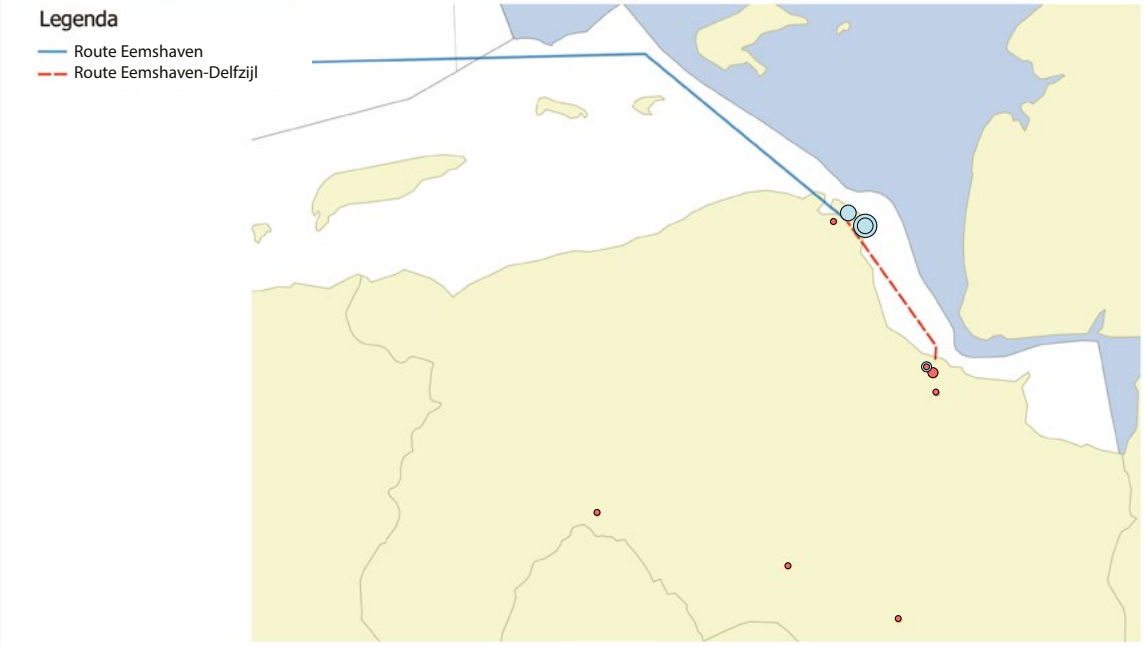
Een modulaire opbouw van compressie-eenheden met koeling en zuivering ligt voor de hand, zodat gemakkelijk in capaciteit opgeschaald kan worden en onderhoud kan worden uitgevoerd. Verdere optimalisatie kan nog onderzocht en bereikt worden door compressie, vloeibaar maken en pompen te combineren in plaats van direct uit de gasfase naar de vloeibare fase te gaan (met alleen compressoren). Het minimum aantal compressietreinen wordt op twee gesteld, waardoor er altijd doorstroming kan worden gerealiseerd. Rond het compressorstation en het bovengrondse leidingwerk op het compressorstation dient vol-

doende vrije ruimte te zijn voor onderhoud en voor eventuele risico's bij bovengrondse lekkages (risicocontouren). Voor een volledig compressiestation van 7 of 8 megaton CO_2 per jaar zal een terrein van 5 tot 7 hectare nodig zijn.

3.2 Offshore transport

Deze studie gaat uit van offshore transport door pijpleidingen. CO_2-transport kan over middellange afstanden het meest efficiënt getransporteerd worden in een fase met hoge dichtheid (vloeistof of superkritisch, zie Appendix A voor meer uitleg over fasegedrag). Hiervoor is hoge druk (> 80 bar) en dus compressie onshore nodig. De grootte (diameter) van de pijpleiding wordt geselecteerd op basis van de drukval die getolereerd wordt over de afstand die afgelegd wordt. Om faseovergangen in de pijpleiding te voorkomen moet de druk in de pijpleiding boven een bepaald minimum blijven. Onshore kan de CO_2 tot hoge druk gebracht worden en de pijpleidingselectie moet ervoor zorgen dat er onderweg niet te veel druk verloren gaat. Voor korte afstanden (bijvoorbeeld 10 km) wordt een drukval van 0,5 bar/km getolereerd, voor lange afstanden (rond de 100 km) wordt een drukval van 0,1 bar/km getolereerd. De drukval in de leiding is hoofdzakelijk afhankelijk van de stroomsnelheid in de pijp, en deze wordt weer bepaald door de hoeveelheid CO_2 die getransporteerd wordt en de diameter van de pijpleiding. Dit betekent dat voor elke afstand de minimaal benodigde diameter voor de pijpleiding bepaald wordt door de hoeveelheid CO_2 die getransporteerd moet worden. De resultaten voor de minimale pijpleidingdiameters zijn samengevat in figuur 3.6.

3.5 Mogelijke route regio Eemshaven.



3.6 Samenvatting voor de selectie van pijpleidingdiameters voor typische volumestromen en afstanden. Een transportafstand van minder dan enkele tientallen kilometers is 'kort', een afstand van 100 km of meer is 'lang'.

Minimumdiameters	Diameter (inch)	Stroomsnelheid (m/s)	Drukval (bar/km)
5 Mt/j korte afstand	14	1,7	0,5
5 Mt/j lange afstand	18	1,0	0,1
10 Mt/j korte afstand	18	2,0	0,5
10 Mt/j lange afstand	24	1,1	0,1
20 Mt/j korte afstand	24	2,3	0,4
20 Mt/j lange afstand	32	1,3	0,1
30 Mt/j korte afstand	28	2,5	0,4
30 Mt/j lange afstand	36	1,5	0,1

Offshore CO_2-transport van A naar B is vrij eenvoudig, maar het leggen van een uitgebreider netwerk brengt mogelijk complicaties met zich mee. Zo maakt het aanbrengen van splitsingen het controleren van pijpleidingen lastig, omdat de landingspunten van reinigings- en controleapparatuur (zogenaamde 'pigs' oftewel pipeline inspection gauges) altijd stroomafwaarts liggen. Dit is bij gasleidingen normaal gesproken bij het landingspunt onshore, maar bij CO_2-opslag is de stroom omgekeerd. Daarom zou elk groot tussenplatform hiervoor een knooppunt (manifold) met aanlandingspunt moeten hebben. Een grotere uitdaging is het sturen en leiden van een pig door pijpsplitsingen.

Aansluitpunten onder water voor toekomstige aansluitingen (subsea valves) kunnen mogelijk ook voor moeilijkheden zorgen. Kan er na tien jaar zonder issues teruggekomen worden om het aansluitpunt te openen? Daarnaast vergt het opstarten van een injectieput mogelijk CO_2 op lagere druk, zodat negatieve thermodynamische verschijnselen als bevriezing voorkomen kunnen worden. Hoe moet hiermee omgegaan worden als er eenmaal vele opslagfaciliteiten zijn? Dit soort issues en de verschillende alternatieven zullen nog verder uitgezocht moeten worden. Voor deze studie wordt aangenomen dat verwarmingsinstallaties nodig zijn om de CO_2 in de beginfase te verwarmen en zo faseovergangen en bevriezing in de put te voorkomen.

Deze studie gaat ervan uit dat de kwaliteit en puurheid van CO_2 voor transport en opslag offshore acceptabel zijn als deze voldoen aan de geldende regelgeving [23]. Het is met name belangrijk de CO_2-stroom zoveel mogelijk gedroogd (vrij van water) op te leveren om corrosie van de leiding, installaties en injectieputten te voorkomen.

Hergebruik van olie- en gaspijpleidingen lijkt niet voor de hand te liggen. De meeste hoofdleidingen die voor gasproductie gebruikt worden, zullen nog de komende tientallen jaren in bedrijf zijn

(met mogelijk één uitzondering). Bovendien komen de aanlandingsplaatsen vaak niet overeen met de gewenste inzamelings- en compressiepunten voor CO_2. Dit maakt het potentiële hergebruik van de hoofdleidingen onwaarschijnlijk. Voor deze studie is er daarom van uitgegaan dat alle pijpleidingen nieuw neergelegd worden. In detailstudies kan uitgezocht worden of de pijpleidingen tussen platforms (interfield pipelines) hergebruikt kunnen worden. Of de integriteit van bestaande pijpleidingen voldoende is en of de pijpleidingen technisch geschikt zijn voor CO_2-transport valt buiten de scope van deze studie.

De pijpleidingroutes offshore zijn afhankelijk van welke opslaglocaties gebruikt gaan worden. Aangezien deze nog niet bekend zijn, is er dus niet een eenduidige route te kiezen. Voor de voorbeeldscenario's zijn wel mogelijke pijpleidingverbindingsroutes voorgesteld. Deze zijn nog heel conceptueel en houden geen rekening met eventuele obstakels boven en onder zee (denk aan andere pijpleidingen, militaire oefengebieden, Natura2000-gebieden, zandwinningsgebieden of (toegewezen) windparken). Zie paragraaf 4.5 en figuur 4.8 voor de mogelijke pijpleidingroutes voor de voorbeeldscenario's.

Scheepstransport van CO_2 wordt gezien als alternatief voor pijpleidingtransport, vooral voor kleinere volumes en langere afstanden. Dit is onder andere in CATO-verband onderzocht en gedetailleerd beschreven. Deze studie laat scheepstransport echter buiten beschouwing, omdat de opslaglocaties in Nederland relatief dichtbij elkaar liggen (en dus geschikt zijn voor pijpleidingtransport). Studies van CATO suggereren dat de kosten voor scheepstransport van CO_2 aanzienlijk hoger liggen dan de in deze studie berekende kosten voor pijpleidingtransport [24].

4. CO_2-opslag

Conclusies:

- De totale praktische opslagcapaciteit van Nederland is berekend op 1.700 megaton voor de Nederlandse offshore en 1.100 megaton op land. Op één goed bekende offshore diepe zoutwatervoerende aquifer na, gaat dit om capaciteit die vrijkomt in leeg geproduceerde aardgas-velden.
- In de gebruikte voorbeeldscenario's wordt er vanuit gegaan dat uitsluitend offshore zal worden opgeslagen. Met een CO_2-aanbod van respectievelijk 14, 20 en 30 megaton per jaar is de opslagcapaciteit op zee voldoende om al het afgevangen CO_2 op te slaan tot ten minste 2060.
- Het grootste gedeelte van de offshore opslagcapaciteit komt eerder vrij dan dat deze realistisch gesproken gebruikt kan worden. Dit heeft een belangrijke consequentie: als bestaande opslaginfra-structuur (putten en platforms) na de gaswinning hergebruikt gaat worden voor CO_2-opslag, zullen voorzieningen getroffen moeten worden om deze tot die tijd beschikbaar te houden. Als dit niet tijdig gebeurt, zullen de offshore mijnbouwondernemingen aan hun opruimverplichtingen voldoen, waarmee de infrastructuur verdwijnt.
- 65% van de opslagcapaciteit offshore bevindt zich in slechts 25% van de gasvelden. Dit betekent dat bij een goede keuze het hergebruik van enkele tientallen opslaglocaties (offshore platforms) volstaat. Zelfs in het scenario van een aanbod van 30 megaton per jaar.

4.1 Algemeen

4.1.1 Opslagmedia

Voor de opslag van gassen of vloeistoffen in de diepe ondergrond zijn er in beginsel twee mogelijkheden. De eerste mogelijkheid is het opslaan in door de mens aangelegde cavernes in zoutkoepels. Het volume van deze cavernes is echter beperkt. In een eerdere studie [25] is al geconcludeerd dat het gebruik van zoutcavernes voor CO_2-opslag niet praktisch is. Ter illustratie is toen gesteld dat de maximale opslagcapaciteit in Nederland slechts zo'n 40 Mt zou zijn (relatief weinig vergeleken met de capaciteit van lege gasvelden), waarvoor meer dan 100 cavernes zouden moeten worden aangelegd. De tweede en meest voorkomende mogelijkheid bestaat uit poreuze aardlagen. De porositeit van de gesteentelagen in de diepe ondergrond varieert van bijna nul tot circa 30%. De poriën bevatten van nature water, dat steeds zouter wordt naarmate men dieper komt totdat het zoutverzadigd is. Op bepaalde plekken hebben koolwaterstoffen (aardgas of aardolie) dit water verdrongen. De poriënruimte is dan (gedeeltelijk) gevuld met olie of gas. In de Nederlandse diepe ondergrond gaat het vooral om reservoirs bestaande uit zandsteen. Kalksteenreservoirs komen echter ook voor. Als de poreuze aardlagen in beschouwing genomen worden, kunnen vervolgens twee varianten onderscheiden worden. De eerste zijn de reservoirs van olie- en gasvelden. De tweede vormen de diepe zoutwatervoerende lagen in de ondergrond, de zogeheten zoutwatervoerende aquifers.

Gasvelden

In deze studie is het opslagpotentieel beschouwd van lege gasvelden, gelegen zowel onder land (onshore) als onder het Nederlandse deel van het continentaal plat (offshore). Naar verwachting zal de gaswinning uit het grootste gedeelte van de Nederlandse gasvelden rond 2030 zijn beëindigd. Leeg geproduceerde gasvelden hebben een aantal karakteristieken die gunstig zijn voor het opslaan van CO_2:

- door de jarenlange gaswinning en de boringen die daarvoor nodig waren, is veel kennis opgedaan over de lokale geologie en de fysische eigenschappen van het reservoir en het afsluitende gesteente. Dit betekent een groot voordeel ten opzichte van locaties waar nog niet geboord of gewonnen is.
- de gasvelden hebben bewezen dat de geologische omstandigheden ter plaatse zo zijn dat gassen (en ook vloeistoffen) miljoenen jaren in het reservoir gevangen zijn gebleven. Dit toont de zogenaamde integriteit aan van het reservoir en van het afsluitend gesteente.
- de sterk afgenomen poriëndruk (drukdepletie) in het reservoir betekent dat het injecteren van CO_2 relatief gemakkelijk gaat en dat er relatief veel CO_2 opgeslagen kan worden in het beschikbare volume.
- de nu nog aanwezige infrastructuur (mijnbouwinstallaties en de nu nog toegankelijke boorgaten) bieden de mogelijkheid om hergebruikt te worden voor CO_2-opslag. In deze studie (zie hoofdstuk 5) wordt deze mogelijkheid overigens vergeleken met het alternatief, namelijk het bouwen van nieuwe infrastructuur en boren van nieuwe injectieputten.
- Er is internationale ervaring met opslag van CO_2 in lege olie-en gasvelden (zie bijvoorbeeld [26]). Ook is er in Nederland al ruime en relevante ervaring met

opslag van aardgas in lege velden en met injectie van stikstof in een bijna leeg aardgasveld.

Olievelden

Het opslagpotentieel van olievelden wordt buiten beschouwing gelaten omdat het zeer beperkt wordt geacht. In principe proberen de producerende mijnbouwondernemingen (operators) de reservoirdruk op peil te houden zodat de oliewinning gemakkelijker gaat. Daarnaast is de winningsfactor bij oliewinning veel lager dan bij gaswinning. De beschikbaar gekomen poriënruimte in gewonnen oliereservoirs is dus veel beperkter. In het buitenland (met name in de VS) wordt bij oliewinning soms wel CO_2-injectie toegepast om de olieproductie te verbeteren. Dit heet Enhanced Oil Recovery (EOR). Deze methodiek zorgt ervoor dat de druk behouden blijft en dat de olie CO_2 opneemt, waardoor de stroming verbetert. De uiteindelijke totale opslag is slechts een fractie van datgene dat bij een vergelijkbaar gasveld bereikt kan worden. Voor Nederland wordt op dit moment het opslagpotentieel van olievelden daarom als onbelangrijk beschouwd.

Aquifers

Het opslagpotentieel van diepe zoutwatervoerende aquifers wordt op dit moment buiten beschouwing gelaten (behoudens één uitzondering, zie hieronder). Hiervoor zijn verschillende redenen. Ten eerste is er vergeleken met de reservoirs van gasvelden weinig (geologische en technische) informatie voorhanden over relevante aquifers in Nederland. Hun precieze verbreiding en de variatie van hun eigenschappen zouden beter in kaart gebracht moeten worden om het opslagpotentieel te kunnen bepalen en aan te tonen dat er een deugdelijke afsluitende laag boven de aquifer aanwezig is. Ten tweede bevindt de poriëndruk in de aquifers zich op het natuurlijke niveau, dat wil zeggen dat de druk niet is gedepleteerd. Om CO_2 in deze lagen te kunnen injecteren zal een druk moeten worden aangebracht hoger dan de oorspronkelijke druk. Anders dan in het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen zijn er in Nederland geen zeer grote (>1 Gt) en tegelijk zeer permeabele (doorlatende) aquifers geïdentificeerd. Daarom wordt op dit moment de totale opslagcapaciteit in aquifers in Nederland niet zo hoog geacht. Een TNO-rapport uit 2012 [27] heeft in kaart gebracht waar de grootste aquiferstructuren in Nederland liggen en wat de mogelijke opslagcapaciteit is. Daarbij moet opgemerkt worden dat de totale opslagcapaciteit afhangt van hoe hoog boven de originele druk van de aquifer uitgekomen mag worden en in hoeverre de aquifers in compartimenten verdeeld zijn.

Het opslagpotentieel van aquifers in Nederland wordt daarom op dit moment niet meegenomen in deze studie. Er wordt echter één uitzondering gemaakt. Dit betreft de aquifer die in een groot gebied ligt, onder andere in Noordzeeblok Q1 onder een aantal olievelden. Tijdens de decennia van oliewinning is veel water met de olie mee geproduceerd. Het opslagvolume dat deze studie in beschouwing neemt, is het volume dat ontstaan is door de netto drukafname in de aquifer na de onttrekking van olie en water en herinjectie van een deel van het productiewater. Opslagcapaciteit die ontstaat door drukverhoging boven de originele reservoirdruk wordt dus niet meegenomen.

4.1.2 Injectieputten

Om het opslagmedium (het reservoir) te bereiken zijn putten nodig. Er kan onderscheid gemaakt worden tussen nieuw te boren putten en het hergebruiken van bestaande gasproductieputten voor CO_2-injectie. De mate waarin een reservoir geschikt is om in te injecteren is afhankelijk van de permeabiliteit (k), de hoogte (h) van het reservoir op de plek waar de put in het reservoir staat en hoe goed de put geperforeerd is (en contact heeft met het reservoir). De mate van het put-reservoircontact wordt in het Engels vaak aangeduid met Skin. De Skin van een put kan in de loop van de tijd veranderen en wordt in deze studie om praktische redenen niet meegenomen. De eerste twee aspecten worden beschouwd als vaste eigenschappen van het reservoir en zijn een maat voor de kwaliteit van het reservoir en daarmee ook voor de injectiviteit van de put. Deze maat wordt uitgedrukt als de permeabiliteit-hoogte (kh). De injectiviteit geeft het gemak aan waarmee de CO_2 het reservoir ingebracht kan worden.

De drijfkracht van injectie in het reservoir is het verschil in druk tussen de bodem van de put en verderop in het reservoir. De dichtheid van de CO_2 in de put bepaalt vervolgens de druk (en dichtheid) bovenaan de put. Het is wenselijk om transport in een vloeibare toestand plaats te laten vinden, hiervoor moet de druk bovenaan de put relatief hoog blijven. Als het reservoir nog in gasfase bevindt, kan een injectietubing met kleine diameter een uitkomst bieden. De wrijving die ontstaat door een kleine diameter zorgt voor drukverlies en is bovendien deels een remedie tegen de temperatuurdaling ten gevolge van de drukval. Hierdoor is het mogelijk om ten alle tijden bovenaan de put met een hoge dichtheid te injecteren. De putafwerking is dus niet alleen afhankelijk van het putontwerp en de materiaalkeuze, maar ook van de stroomsnelheid en de fasetoestand van de CO_2. In Appendix A wordt uitgebreider ingegaan op de fasetoestanden en injectie van CO_2.

4.1.3 Opslaginstallaties

Om de injectieputten te bereiken zijn opslaginstallaties nodig die het verbindingsstuk vormen tussen de transportleidingen en de injectieputten. Druk en temperatuur bovenaan de put moeten zodanig geregeld worden dat faseovergangen vermeden worden, zoals de overgang van vloeibare toestand naar gasvormige toestand. Als dit niet gebeurt, dan kunnen zowel transport als injectie verstoord worden. Voor deze studie is aangenomen dat het generieke ontwerp voor de offshore platforms algemeen toepasbaar is voor een diversiteit aan bestaande putten en reservoirs. Dit generieke ontwerp houdt rekening met een standaard CO_2-injectiesnelheid van ongeveer 1,2 kt/d. De werkelijke injectiesnelheden zullen verschillen per put en zijn afhankelijk van onder andere de permeabiliteit-hoogte en van wat de maximaal toelaatbare stroomsnelheid is van de injectiefaciliteiten. Dit zal per put en installatie in detail onderzocht moeten worden. De in deze studie aangenomen injectiesnelheid per put is 0,45 Mt/j.

Het ontwerp voor de benodigde platforms is op een generiek niveau geëvalueerd door KCI [28] en bevat onder andere controle- en meetapparatuur, stroomvoorziening, aanlandingsmaterieel voor boten en een manifold voor drukregeling en verwarmingsapparatuur of fornuizen (heaters). Deze fornuizen zijn nodig om

de volumestroom CO_2 die geïnjecteerd wordt te verwarmen, met name in de beginfase van injectie. Hiermee worden afkoelingseffecten door grote drukverlaging tegengegaan. De mogelijke negatieve gevolgen van de afkoelingseffecten worden in de volgende paragraaf beschreven.

Als bestaande gasproductieplatforms hergebruikt gaan worden voor CO_2-opslag, dan is er vaak een periode tussen de productiestop van gas en het hergebruik. Om deze periode te overbruggen moeten de platforms in de juiste condities bewaard blijven. Dit proces heet mottenballen. Of een platform hergebruikt gaat worden, of dat er nieuwe installaties gebruikt gaan worden, is in eerste instantie grotendeels een kostenkwestie. Wat er nodig is voor het mottenballen en hergebruik van platforms en putten wordt verder beschreven in paragraaf 5.6.

Voor onshore zijn de opslaglocaties wat gemakkelijker te bereiken. Als er gebruik gemaakt kan worden van de bestaande gasputten, dan zullen er opslagfaciliteiten gebouwd moeten worden op de bestaande (productie)locaties. Over het algemeen kan aangenomen worden dat er voldoende ruimte is om injectiefaciliteiten te plaatsen en dat dit geen verdere technische problemen zal opleveren. De procedures voor omgevings-, milieu- en andere vergunningen kunnen op het land wel moeilijker uitvallen. Hiermee dient in theorie rekening gehouden te worden. Verdere uitwerking van potentiële opslag op land is voor deze studie buiten beschouwing gelaten.

4.1.4 Fysisch-chemische eigenschappen van CO_2

De thermodynamica van CO_2 is een belangrijk aspect bij zowel transport als opslag. CO_2 kent in de praktijk drie fases: gas, vloeistof en superkritisch, afhankelijk van druk en temperatuur. Daarnaast kan er in bepaalde situaties een combinatie van gasvormig CO_2 en vloeistof voorkomen. De thermodynamica bepaalt ook andere belangrijke zaken, zoals het Joule-Thomsoneffect, de afkoeling van CO_2 bij drukafname.

Puur CO_2 is goed te transporteren en injecteren, maar als het in contact komt met andere stoffen dan kunnen er chemische reacties ontstaan. Als CO_2 in contact komt met water ontstaat er een zuur dat vervolgens kan reageren met staal of aanwezige mineralen.

Mogelijke effecten die in de buurt van de put-reservoiromgeving kunnen voorkomen worden gecategoriseerd als thermische, thermodynamische, chemische en geomechanische effecten. Voorbeelden van deze effecten zijn het Joule-Thomson-effect, hydraatvorming, zoutneerslag en geochemische reacties. Er zijn vele studies naar deze effecten gedaan en de meeste zijn in detail beschreven met laboratoriumexperimenten en simulaties (onder meer te vinden via het onderzoekprogramma van CATO [29]). De meeste van deze effecten zijn niet meegenomen in deze studie. Wel er is rekening gehouden met de noodzaak voor verwarmen van de CO_2 in de beginfase van de injectie, ter compensatie van de mogelijk te lage temperaturen. De sterke afkoeling bij expansie in de put en het reservoir kan onder andere meerfasegedrag, hydraatvorming en bevriezing tot gevolg hebben. Bij het opzetten van een opslagprogramma zullen alle effecten meegenomen moeten worden in de gedetailleerde opslagstudies van indivi-

duele velden. Potentiële negatieve gevolgen van deze effecten kunnen goed voorkomen worden door een goede injectiestrategie. In Appendix A is meer informatie te vinden over het fysische, chemische en thermodynamische gedrag van CO_2.

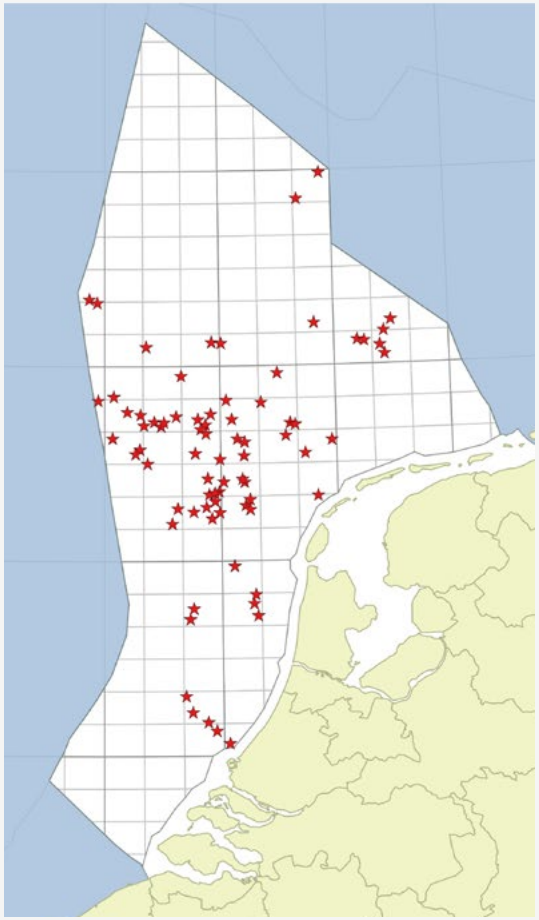
4.1.5 Risicobeheersing

Selectie van opslaglocaties wordt gedaan op basis van grootte en geschiktheid van het reservoir, economische overwegingen en risicobeheersing. De integriteit van een reservoir is van primair belang bij CO_2-opslag, aangezien het de bedoeling is om de CO_2 permanent op te slaan. Zoals in paragraaf 4.1.1 benoemd, is er voor lege gasvelden een grote mate van zekerheid over de eigenschappen en de integriteit van het reservoir. Uit eerdere projecten (ROAD, Barendrecht, AMESCO, Peterhead) blijkt dat met name de putten (ook de reeds verlaten putten) aandacht behoeven in het risicobeheersplan. Overige risico's komen in mindere mate voor en kunnen door studie, selectie en risicobeheersplannen goed beheerst worden. Door met zorgvuldig onderzoek en aanvullende maatregelen waar nodig is het de verwachting dat de meeste gasvelden geschikt zullen zijn om op een veilige manier CO_2 op te slaan. Deze studie heeft hier niet verder in detail naar gekeken nog omdat al snel duidelijk werd dat er meer dan voldoende capaciteit is waardoor de conclusies niet zullen veranderen wanneer (bij nader onderzoek) een aantal velden nog zullen afvallen.

De wetgever heeft een systematiek ingericht die deze risico's in kaart brengt en beheerst. Bij het verkrijgen van een opslagvergunning dient een monitoringsplan, een risicobeheersplan en een plan voor corrigerende maatregelen ingediend te worden en vervolgens goedgekeurd te worden door de toezichthouder. Leidend hiervoor zijn de EU Storage Directive (2009) en de EU ETS Directive [23]. De Nederlandse Mijnbouwwet verwijst voor monitoring van milieurisico's ook naar het EU Directive. Het monitoringsplan dient de wijze van monitoring van de volgende onderwerpen te bevatten:

- de injectiefaciliteiten;
- het opslagcomplex;
- de directe omgeving (dit dient in overeenstemming te zijn met EU Directive 2009/31/EC).

4.1 Ligging van alle opslaglocaties die bijdragen aan de totale praktische opslagcapaciteit op zee.



Het monitoringsplan geldt vanaf de aanvang van de opslagvergunning tot het moment dat de vergunning wordt ingetrokken. Daarnaast moet de vergunning elke vijf jaar geactualiseerd worden op basis van wijzigingen in 'het beoordeelde lekkagerisico, wijzigingen in de beoordeelde risico's voor het milieu en de volksgezondheid, nieuwe wetenschappelijk kennis en verbeteringen inzake de beste beschikbare techniek'.

4.2

Overzicht onderverdeling opslagcapaciteit en aantal velden.
Groningen en gasopslagen zijn niet meegenomen in dit overzicht.

	offshore		onshore	
Theoretische opslagcapaciteit	2246 Mt	222	1392 Mt	172
Praktische opslagcapaciteit	1.678 Mt (75%)	104 (47%)	1.060 Mt (76%)	54 (31%)

4.2 Beschikbare opslagruimte

4.2.1 Introductie en aannames

Theoretische opslagcapaciteit

De opslagportfolio kan in eerste instantie beschreven worden als het theoretisch beschikbare volume van alle Nederlandse gasvelden (de theoretische capaciteit), waarbij voor ieder veld wordt aangenomen dat het beschikbare opslagvolume bepaald wordt door het volume aan uiteindelijk geproduceerd aardgas (de zogenaamde ultimate recovery). De gedachte hierachter is dat alleen de poriënruimte in het reservoirgesteente die beschikbaar is gekomen, gebruikt kan worden voor het inbrengen van CO_2. Deze studie neemt aan dat de poriëndruk (ook wel reservoirdruk genoemd) door het injecteren van CO_2 niet boven de druk gebracht wordt die heerste ten tijde van het begin van de gaswinning. Om het opslagvolume voor CO_2 te berekenen wordt een conversiefactor van 2,5 Mt/bcm gebruikt (2,5 megaton CO_2 voor elke miljard kubieke meter aardgas, zie Appendix A).

Praktische opslagcapaciteit

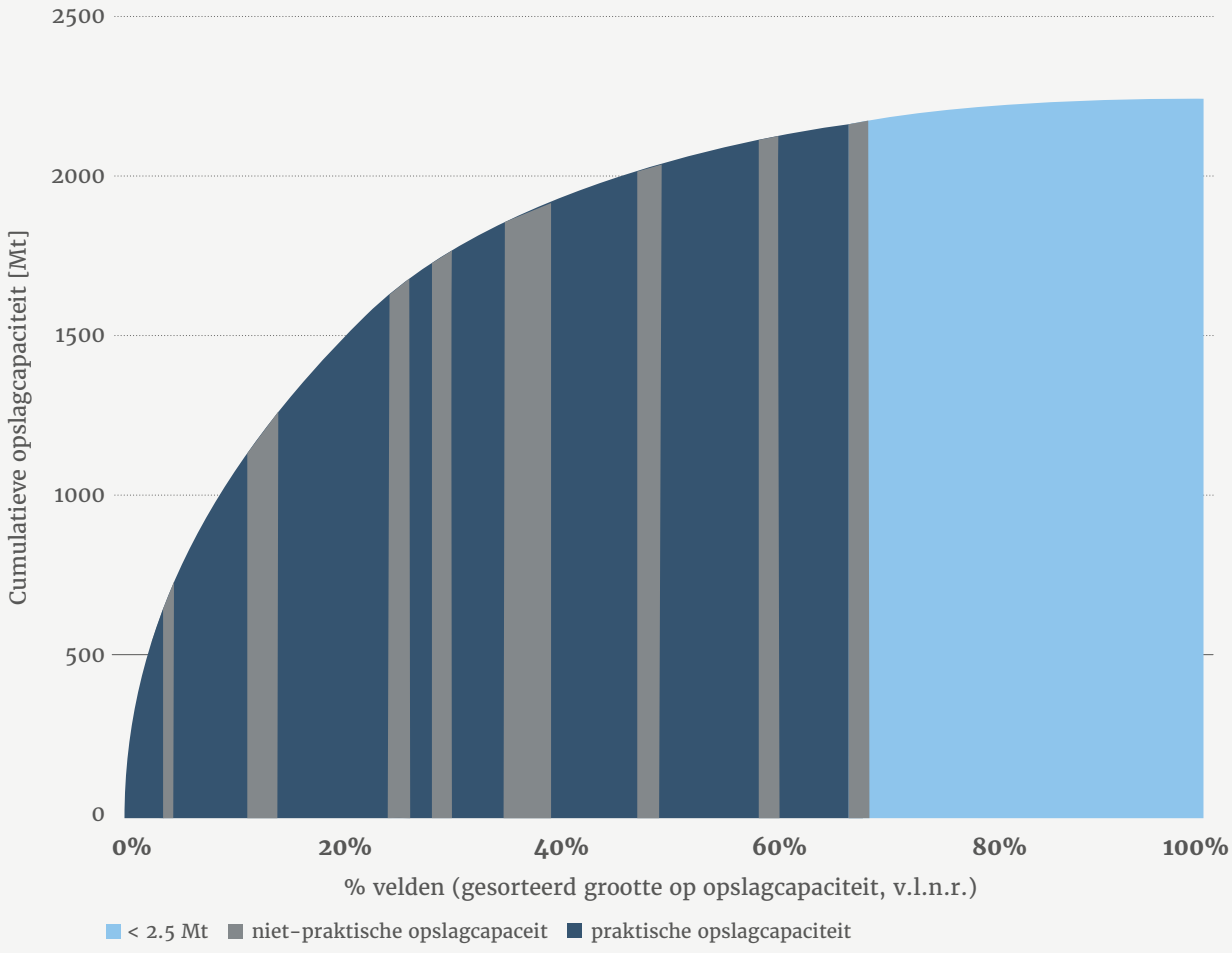
Om tot een selectie te komen van de werkelijk bruikbare aardgasvelden is rekening gehouden met een aantal praktische beperkingen. Voor de allerkleinste velden is het slecht voorstelbaar dat het beperkte volume de investeringen voor CO_2-injectie rechtvaardigt. Daarom worden velden met een ultimate recovery van minder dan 1 miljard m^3 winbaar aardgas buiten beschouwing gelaten. Verder dient de injectiviteit voldoende hoog te zijn. Is de injectiviteit te laag, dan zou injectie lang duren of meer putten vergen en duurder worden. Daarom is er een ondergrens aan de permeabiliteit-hoogte (de zogenaamde kh) gesteld van 100 mD*m (nota bene: voor het bepalen van de onshore opslagcapaciteit is voor de onshorevelden deze cut-off van 100 mD*m vervangen door een cut-off op de winningsfactor van 60%). Verder zijn ook de ondiepste velden (shallow fields) in de noordelijke

offshore buiten beschouwing gelaten (de oorspronkelijke reservoirdruk is daar lager dan de kritische druk van CO_2, zodat opslag in dichte toestand niet mogelijk is). Ook de reeds verlaten velden zijn niet meegenomen in deze studie (voor deze velden zijn de infrastructuur en putten niet meer herbruikbaar). Voor onshore zijn de velden die nu in gebruik zijn voor aardgasopslag (circa 175 Mt) en het Groningenveld (circa 6,5 Gt) buiten beschouwing gelaten. Tot slot is aangenomen dat alle overgebleven velden in principe beschikbaar zijn voor CO_2-opslag. Er is dus geen rekening gehouden met ander of concurrerend gebruik van de velden. Het na deze selectie verkregen totale opslagvolume noemen we de praktische opslagcapaciteit van de portfolio van Nederlandse gasvelden. De opslaglocaties die bijdragen aan de totale praktische opslagcapaciteit zijn weergegeven in figuur 4.1.

In de praktijk zullen de reservoirs tot een druk van circa 90% van de originele reservoirdruk gebracht worden. De injectiesnelheden worden steeds lager naarmate de druk toeneemt. Daarmee zou de laatste 10% vulling onevenredig duur worden.

4.3

Theoretische opslagcapaciteit offshore. Er is onderscheid gemaakt tussen alles wat als bruikbaar opslagvolume wordt beschouwd (praktische opslagcapaciteit) en wat daarbuiten valt (niet-praktisch opslagvolume). Speciaal onderscheid is gemaakt voor potentiële opslagvolumes kleiner dan 2,5 Mt.



Daarnaast is de reservoirintegriteit bewezen tot en met de originele reservoirdruk. Het minimaliseren van het lekkagerisico zou dus een argument kunnen zijn om met enige marge onder de originele reservoirdruk te blijven.

Bron data

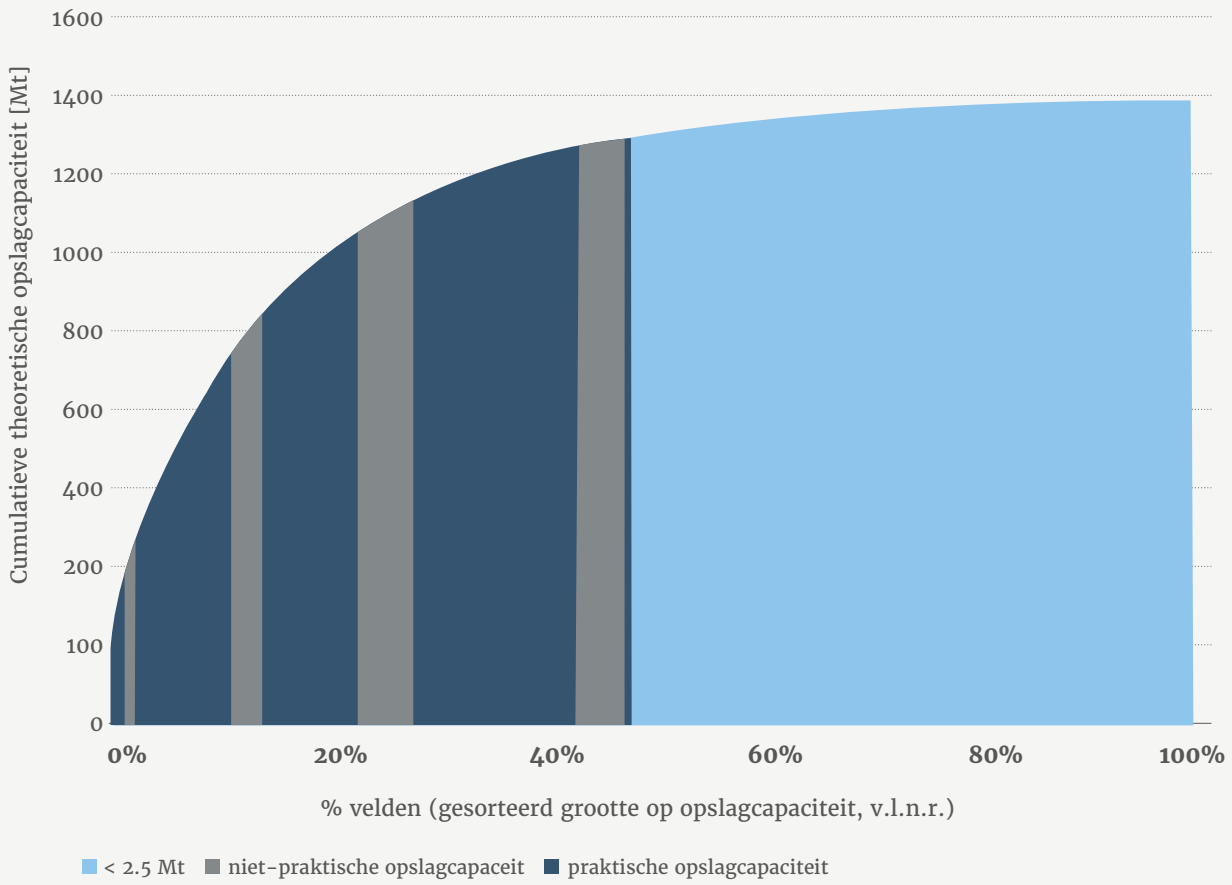
Voor de volumes van de gasvelden, reservoireigenschappen en geschatte tijdstippen van het einde van de gaswinning is gebruikgemaakt van de nationale database die TNO in opdracht van de Nederlandse overheid onderhoudt. Deze bevat gegevens van alle 477 in Nederland gevonden aardgasvoorkomens, 204 onder land en 273 onder het Nederlandse deel van de Noordzee [30].

4.2.2 Opslagcapaciteit

De figuren 4.3 en 4.4 geven weer hoe de theoretische opslagcapaciteit zich verhoudt tot de praktische opslagcapaciteit voor respectievelijk offshore en onshore. Deze figuren geven ook goed weer dat de gekozen ondergrens van 2,5 Mt geen significante invloed heeft op de totale praktische opslagcapaciteit. Voor zowel offshore als onshore is het aantal velden dat onder deze ondergrens valt

4.4

Theoretische opslagcapaciteit onshore. Er is onderscheid gemaakt tussen alles wat als bruikbaar opslagvolume wordt beschouwd (praktische opslagcapaciteit) en wat daarbuiten valt (niet-praktisch opslagvolume). Speciaal onderscheid is gemaakt voor potentiële opslagvolumes kleiner dan 2,5 Mt. Weergegeven velden zijn exclusief de gasopslagen en Groningen.



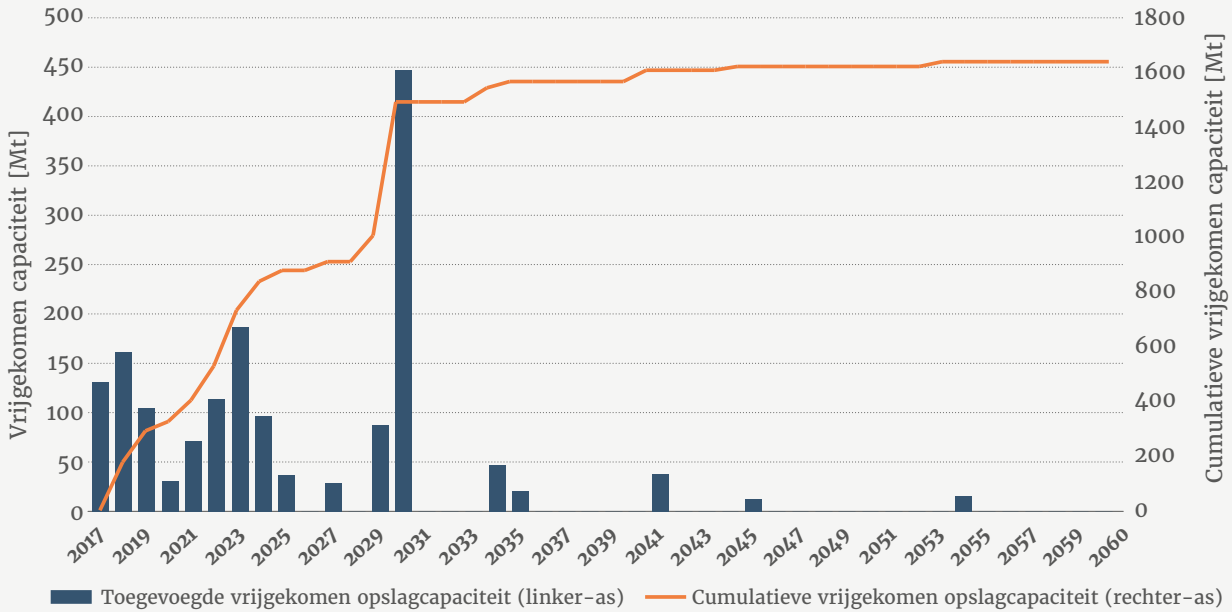
vrij groot (respectievelijk ongeveer 33% en 50% van het totale aantal velden), maar de totale hoeveelheid potentiële opslagcapaciteit daarvan is klein (voor beide ongeveer 80 Mt).

Aan de praktische opslagcapaciteit in gasvelden is nog de opslagcapaciteit toegevoegd van het – door oliewinning – gedepleteerde aquifer in blok Q1. TNO schat deze op circa 100 Mt [25, 31]. Zoals in paragraaf 4.1 is besproken is dit het enige voorbeeld van aquiferopslag dat in deze studie is meegenomen.

De figuren 4.3 en 4.4 laten ook zien dat de selectie van velden die tot de potentiële praktische opslagcapaciteit behoren opbouwend toeneemt in opslagcapaciteit. Voor offshore geldt dat 25% van de (grootste) velden samen 65% van de praktische opslagcapaciteit bevatten. Door de verschillende criteria te hanteren blijft er van de theoretische opslagcapaciteit voor offshore ongeveer 45% en voor onshore ongeveer 30% over van alle velden, maar het gaat niettemin om een grote hoeveelheid potentiële praktische opslagcapaciteit. Figuur 4.2 geeft een overzicht van de belangrijkste getallen voor offshore en onshore.

4.5

Vrijkomen van praktische opslagcapaciteit en cumulatieve vrijgekomen opslagcapaciteit, offshore.



4.3 Timing en beschikbaar komen van de capaciteit

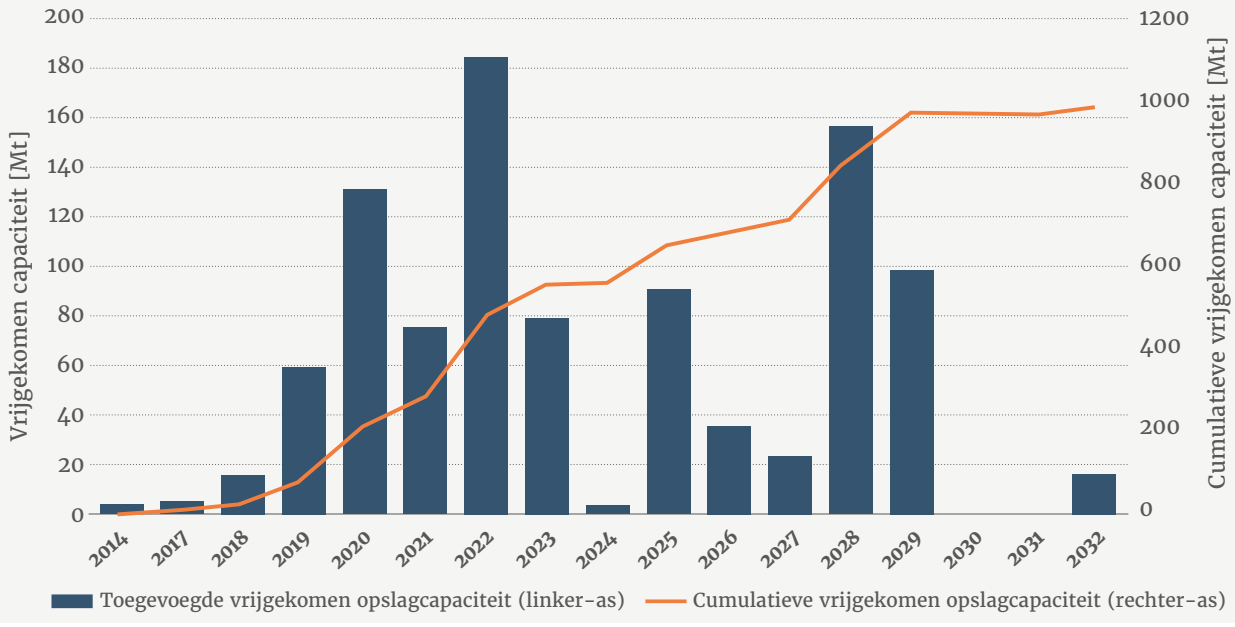
Een belangrijke factor voor CO_2-opslag is de beschikbaarheid van de velden. De figuren 4.5 en 4.6 laten het vrijkomen van de praktische opslagcapaciteit zien afgezet tegen de tijd. Het tijdstip van het vrijkomen van de opslagcapaciteit is gekoppeld aan de economische levensduur van de specifieke gasvelden. Deze studie gebruikt de gegevens die door de operators jaarlijks worden gerapporteerd aan TNO onder artikel 113 van het Mijnbouwbesluit. De figuren maken duidelijk dat er snel veel potentieel opslagcapaciteit vrijkomt: voor 2020 al ruim 400 Mt

offshore. Aangetekend dient te worden dat het hier momentopnames betreft. Bij veranderende economische omstandigheden (andere gasprijzen of andere kosten) kunnen de verwachtingen omtrent het laatste jaar van winning ook wijzigen. Bovendien zullen de faciliteiten voor injectie niet meteen beschikbaar zijn in het laatste jaar van winning. Hier kan om verschillende redenen enige vertraging in zitten. Deze studie gaat ervan uit dat de opslagcapaciteit die vrijkomt het volgende jaar al beschikbaar is voor opslag. Dit kan per geval anders zijn.

4.4 Opslagcapaciteit en voorbeeldscenario's

Figuur 4.7 laat zien dat er in theorie genoeg opslagcapaciteit is om de afgevangen CO_2 uit de verschillende voorbeeldscenario's op te slaan. Het merendeel van de capaciteit zal zijn vrijgekomen rond 2030, terwijl het aanbod van afgevangen CO_2 dan nog duidelijk achterloopt. Dit kan praktische problemen opleveren rond het hergebruiken van platforms en putten, omdat er soms periodes van 10 jaar of meer overbrugd moeten worden tussen het einde van de gaswinning en de start van de CO_2-opslag. In deze periode van slaapstand moeten de faciliteiten in de juiste conditie bewaard blijven. Dit wordt het 'mottenballen' van de faciliteit (platform en putten) genoemd. Dit proces kan niet oneindig lang duren. In deze studie is een maximumtermijn voor mottenballen van 10 jaar gehanteerd, net als in de studie uit 2010 [25].

4.6 Vrijkomen van praktische opslagcapaciteit en cumulatieve vrijgekomen opslagcapaciteit, onshore.



4.5 Opslagstrategieën

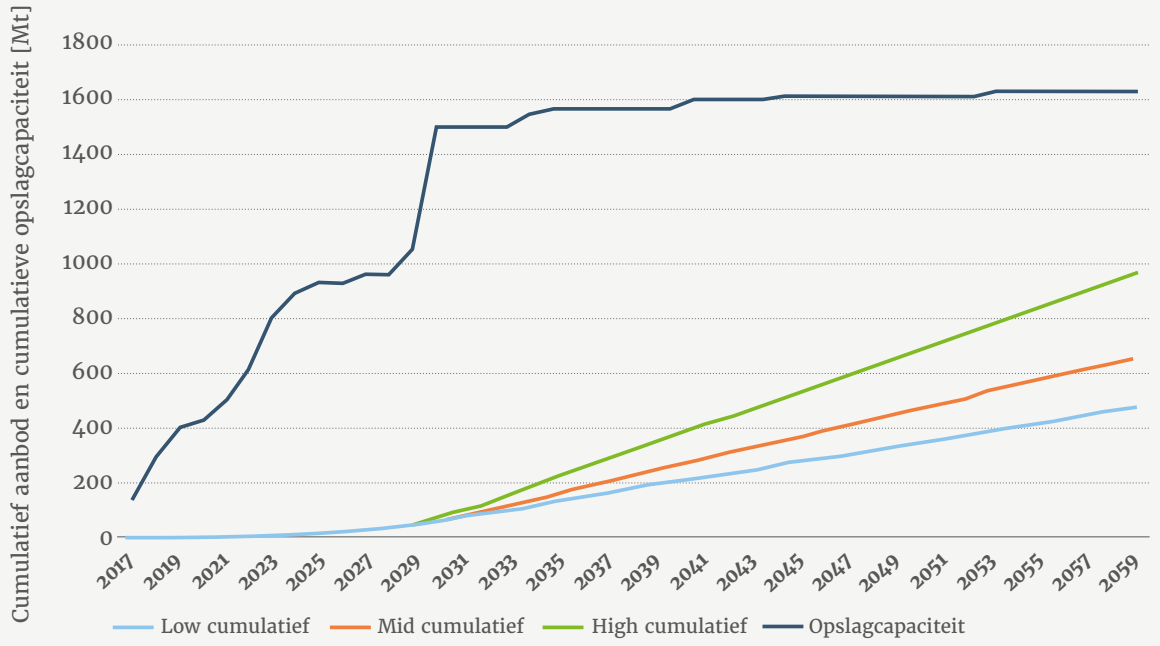
De manier waarop het aangeboden CO_2 wordt opgeslagen (waar en wanneer) noemen we de opslagstrategie. Bij een bepaald aanbodscenario kan er gekozen worden voor verschillende strategieën. Er is een nagenoeg oneindig aantal variaties denkbaar. Er is voor gekozen

dat een opstart voor CO_2-opslag altijd dichtbij de kust plaatsvindt, omdat dit onder andere in de pijpleidingkosten en de totale investeringskosten (CAPEX) scheelt. Daarnaast is ervoor gekozen om zoveel mogelijk platforms te hergebruiken, omdat dit de kosten voor het boren van nieuwe putten voorkomt. Binnen de scope van de huidige studie was het nog niet haalbaar om de optimale opslag-strategie per scenario (bijvoorbeeld met een verfijnd optimalisatiemodel) te bepalen. Maar de opslagstrategieën zijn wel zo opgesteld dat ze redelijkerwijs verstandig lijken, bijvoorbeeld door grotere opslagcapaciteiten te prefereren boven kleinere (of meer putten op een platform boven weinig putten).

De resultaten van twee verschillende strategieën zijn in deze studie opgenomen:

1. starten in de P- en Q-blokken; zo-veel mogelijk hergebruiken van installaties (low-, mid- en high-case scenario);
2. starten in de P- en Q-blokken; alles verder weg dan de P- en Q-blokken opnieuw aanleggen (hieruit volgt een vierde scenario: 'mid nieuwbouw')

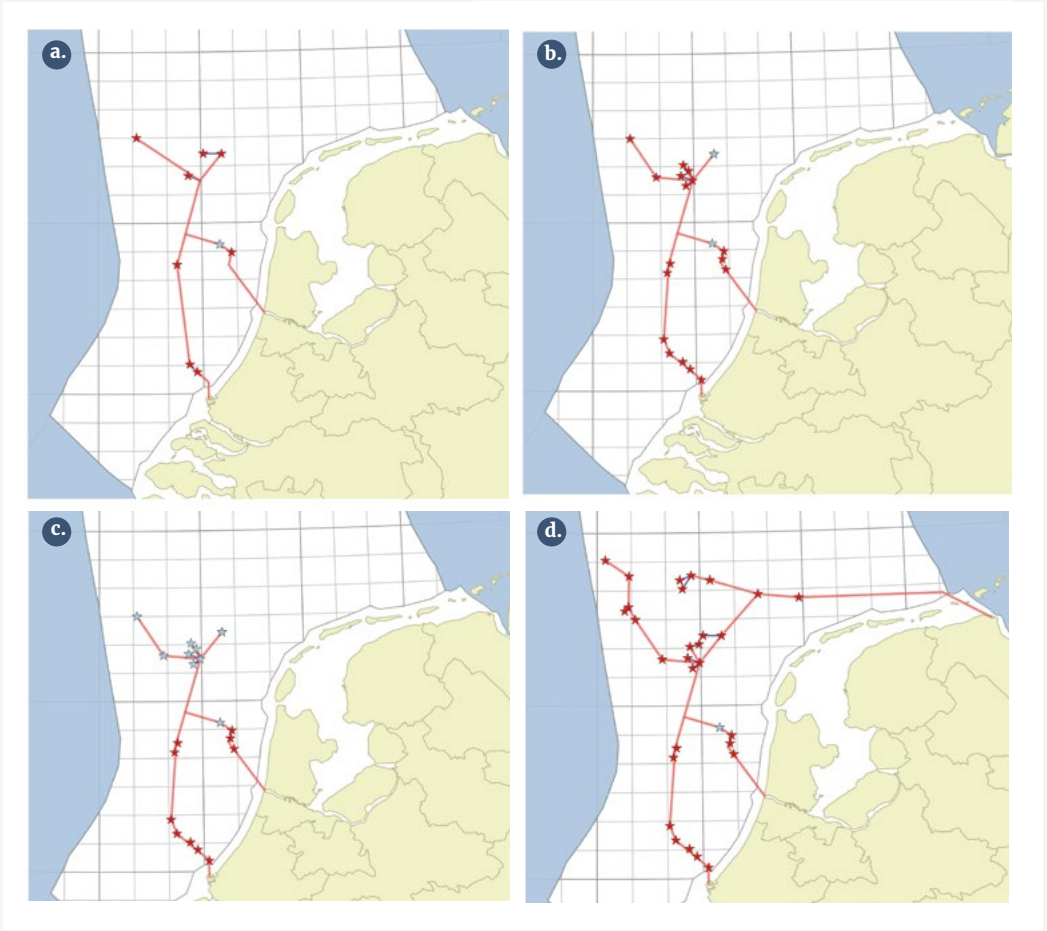
4.7 Cumulatief opslagpotentieel (donkerblauwe lijn) en cumulatief CO_2-aanbod uit de drie voorbeeldscenario's.



De figuren 4.8 a-d geven kaartjes voor de verschillende opslagstrategieën weer. Opvallend is dat er niet per se heel veel meer opslaglocaties nodig zijn als de hoeveelheid aangeboden CO_2 stijgt. Ook moet meegenomen worden dat deze scenario's nog niet geoptimaliseerd zijn. Dit betekent dat het aantal opslaglocaties nog zou kunnen afnemen (bij een sterkere focus op grotere velden). In het high-case-scenario wordt er ook CO_2 aangeboden vanuit de Eemshaven. Deze CO_2 gaat direct ver offshore naar de L-blokken.

4.8

Offshore pijpleidingen en opslaglocaties per opslagstrategie: low (a), mid (b), mid nieuwbouw (c) en high (d). Een licht sterretje betekent een nieuwbouwlocatie, een rood sterretje betekent een hergebruikte locatie. Een licht lijntje betekent een korteafstandsleiding, een rood lijntje betekent een langeafstandsleiding.



5. Kosten van CO_2-transport en -opslag

Conclusies:

- De geschatte technische kosten voor transport en opslag zijn gemiddeld ongeveer 10 euro/ton, met een grote onzekerheidsmarge.
- De werkelijke economische kosten en tarieven zullen hoger zijn omdat daar ook andere kosten zoals financiering, verzekeringen en rendementseisen van de investeerder voor moeten worden meegenomen.
- De geschatte technische kosten voor transport en opslag op basis van de voorbeeldscenario's lijken substantieel lager dan de gemiddelde kosten voor afvang.
- Als er alleen naar de technische kosten voor opslag wordt gekeken, is nieuwbouw van faciliteiten gemiddeld ruim twee keer duurder dan hergebruik. Dit is dus exclusief transport, compressie en afvang.
- Dit komt met name door het hergebruik van putten: voor de kosteneffectiviteit blijkt het behoud van de putten voor hergebruik een belangrijker aandeel te hebben dan het behoud van de platforms.
- De locatie van opslaglocaties is voor de kosteneffectiviteit van grootschalige opslag minder van belang, omdat de opslagkosten en compressiekosten dominant zijn ten opzichte van de transport-kosten. De compressiekosten worden gestuurd door de hoeveelheid te transporteren CO_2, de kosten voor opslag worden gestuurd door de grootte van de opslaglocatie. Dit betekent dat grotere opslagcapaciteit zorgt voor lagere kosten per opslagen hoeveelheid CO_2.
- Opslaglocaties met minder dan 10 Mt opslagcapaciteit blijken relatief duur en zouden ook vermeden kunnen worden, zelfs in een scenario met 30 Mt/j opslag. Dit gegeven zou kunnen helpen bij het bepalen van de meest geschikte potentiële opslaglocaties.

5.1 Introductie kostenschattingen

Eén van de doelstellingen van deze studie (zie hoofdstuk 1) is het geven van een schatting van de kosten van CO_2-transport en -opslag per ton CO_2 voor de verschillende voorbeeldscenario's. Op dit moment is er geen algemeen geaccepteerde standaardmethodiek voor het maken van onderling vergelijkbare kostenschattingen. Er worden verschillende methodieken gebruikt, afhankelijk van de doelstellingen van het onderzoek, bijvoorbeeld technologievergelijkingen, beleidskeuzes of business cases. Voor deze studie is er in overleg met de opdrachtgevers voor gekozen om alleen de technische kosten te beschouwen. Dat wil zeggen dat een schatting wordt gemaakt van de benodigde investeringskosten (CAPEX) en operationele kosten (OPEX) gedurende de gehele periode van opslag, waarbij het prijspeil van 2017 in euro's wordt gehanteerd.

Een ruwe indicatie van de kosteneffectiviteit van CO_2-opslag wordt verkregen door de totale technische kosten te delen door de totale hoeveelheid opgeslagen CO_2. Dit geeft de Unit Technical Cost (UTC) weer van transport en opslag van CO_2. Deze methode is vergelijkbaar met de aanpak in veel andere onderzoeken en is identiek aan de methode die gehanteerd is in de studie CO_2 transport- en opslagstrategie van EBN en Gasunie uit 2010 [25].

5.2 Gebruik van de uitkomsten

De technische kosten zoals in dit rapport berekend maken het mogelijk om verschillende scenario's te vergelijken in termen van kosteneffectiviteit en ook om een gevoel te krijgen voor welke elementen en eventuele keuzes de meeste impact zullen hebben op de totale technische kosten van transport en opslag.

De kostenschattingen in deze studie zijn **niet** direct bruikbaar voor commerciële besluitvorming, omdat belangrijke elementen die zullen moeten worden meegenomen in een business case ontbreken. Dit zijn onder andere de financieringskosten, de kosten om aansprakelijkheden en risico's af te dekken en de kosten gerelateerd aan de verrekening van de opbrengsten. Tevens hangt de business case van een investeerder af van hoe de overheid de keten van afvang, transport en opslag wil gaan organiseren (publiek, semipubliek of privaat). Ook inflatie en verdiscontering zijn buiten beschouwing gelaten. Ten slotte is belangrijk hoe wordt omgegaan met de investeringsrisico's van de verschillende onderdelen (afvang, transport en opslag).

Vanwege het buiten beschouwing laten van de bovengenoemde niet-technische kostenelementen zullen de werkelijke totale kosten en de uiteindelijk te hanteren commerciële kosten hoger liggen dan de technische kosten. Naar de vraag hoeveel hoger is in deze studie geen onderzoek gedaan. Aanbevolen wordt zulk onderzoek te laten uitvoeren. Ter illustratie: een voorbeeld in het Verenigd Koninkrijk geeft aan dat de opslagprijs wel een factor 4 hoger kan zijn dan de technische opslagkosten vanwege de vele onzekerheden en moeilijk te verzekeren investeringsrisico's [46].

De kosten uit dit rapport zijn ook niet direct bruikbaar voor beleidskeuzes in relatie tot geheel andere emissiereducerende maatregelen, omdat niet altijd duidelijk is wat de methode voor het bepalen van de kosten in andere studies is geweest.

5.3 Kosten voor afvang

De kosten van CO_2-afvang zijn in het algemeen de dominante kosten binnen de totale kosten voor afvang, transport en opslag. Het is daarom een belangrijk criterium bij de identificatie van geschikte bronnen voor CO_2-afvang. Voor bestaande installaties is het moeilijk om de afvangkosten redelijk nauwkeurig in te schatten zonder een voorlopige ontwerpstudie. Elke locatie is immers uniek en de mate van integratie met bestaande processen zal per locatie verschillen. Wel kan er in generieke zin wat gezegd worden over de belangrijkste factoren die de kosten (per ton CO_2) zullen beïnvloeden.

Er is in deze studie gekeken naar de grootte en locatie van de bronnen, voornamelijk om er zeker van te zijn dat de gekozen voorbeeldscenario's zo goed mogelijk aansluiten op de potentiële vraag vanuit de belangrijkste CO_2-uitstoters naar transport en opslag. Tabel 5.1 geeft een indicatie van de afvangkosten voor verschillende typen bronnen.

Omdat compressiekosten een belangrijk onderdeel zijn van zowel CAPEX als OPEX is het belangrijk om te weten in hoeverre

5.1

Indicatieve kosten van afvang van CO_2 en de bandbreedte voor typische industriële installaties en energiecentrales. Per proces is de gemiddelde waarde gegeven en tussen haakjes de range. Kosten zijn exclusief transport en opslag. Overgenomen uit [32].

Sector	Proces	Kosten per vermeden ton CO_2 in euro/ton
Raffinage	Waterstofproductie Process heaters Kraker Warmtekrachtproductie	33 (23-42) 79 (42-126) 99 (79-128) 104 (42-126)
IJzer en staal	Hoogovens Hot stoves, power/steam plant Cokes oven	53 (30-79) 71 (71-85) 83 (83-92)
Chemie	Ethyleenoxide Waterstof (ammoniak/methanol) Ethyleen/propyleen Process heaters/ warmtekrachtproductie	15 34 (18-43) 71 101 (41-126)
Gasbehandeling	Gasbehandeling	12
Pulp en papier	Kraft-proces	67 (34-69
Cement	Pre-calcinator Volledige installatie	37 (21-50) 61 (35-111)
Biobrandstoffen	Ethanol	15
Aluminium	Aluminium smelter	15
Elektriciteit	Kolen post-combustion Kolen pre-combustion Kolen oxyfuel Gas post-combustion	57 43 51 79

deze kosten zijn meegenomen in de afvangkosten. In het algemeen is het gebruikelijk dat compressie tot 100 of 150 bar meegenomen wordt in de afvangkosten. Additionele compressiestations (bij langere afstanden en/of bij injectie in aquifers) worden meegenomen bij de kosten van transport en/of opslag.

Omdat we voor Nederland voorlopig uitgaan van transport op land in de gasfase hoeft de CO_2 slechts tot 20 bar gecomprimeerd en aangeleverd te worden. De afvangkosten in tabel 5.1 zijn dus waarschijnlijk conservatief omdat er uitgegaan wordt van hogere exportdrukken. Daarnaast zijn de kosten in deze tabel kosten per ton vermeden CO_2-uitstoot. In deze studie worden de kosten van transport en opslag berekend per ton opgeslagen CO_2. In het algemeen is de vermeden CO_2-uitstoot lager dan de opgeslagen hoeveelheid CO_2, omdat er extra CO_2-uitstoot veroorzaakt wordt door de benodigde energie voor afvang, transport en compressie. De kosten per ton vermeden CO_2 zijn dus hoger dan de kosten per ton opgeslagen CO_2.

Samenvattend kan gesteld worden dat de afvangkosten waarschijnlijk meestal in de orde van grootte van 50 tot 100 euro per ton zullen liggen. Een kleinere hoeveelheid kan voor relatief lage kosten worden afgevangen (15 tot 30 euro per ton), doordat de CO_2 al relatief puur vrijkomt uit het proces. In die gevallen hoeft de CO_2 meestal alleen nog maar gedroogd en gecomprimeerd te worden.

5.4 Kosten voor onshore transport en compressie

5.4.1 Algemeen

Het transport tot de kust kan worden verdeeld in twee onderdelen:

- transport (leidingen):
  - aansluiting emitter voor de afgevangen CO_2 en voeding op de hoofdleiding, inclusief een debietmeting en een kwaliteitscontrole;
  - hoofdleiding waardoor CO_2 van verschillende bronnen naar het compressorstation aan de kust wordt getransporteerd.
- compressie: compressorstation aan een kustlocatie.

Voor de kostenschattingen zijn de volgende aannames van toepassing:

- de ontwerpkeuzes zoals beschreven in paragraaf 3.1.2;
- de investeringskosten omvatten materiaalkosten, constructiekosten, kosten voor tijdelijke civiele voorzieningen en projectbegeleidingskosten, waarbij de leidingen worden gerealiseerd alsof het een hogedrukaardgasleiding betreft in termen van leidingdiepte, tracévoorzieningen etc.;
- de compressoren zullen elektrisch worden aangedreven. Er is van uitgegaan dat er geen hoogspanningsvoorziening voor langere afstand aangelegd hoeft te worden;
- voor de energiekosten is een elektratarief van 50 euro per MWh gebruikt;
- voor de beheer- en onderhoudskosten is uitgegaan van gemiddelde kosten van 4% (van de CAPEX) per jaar.

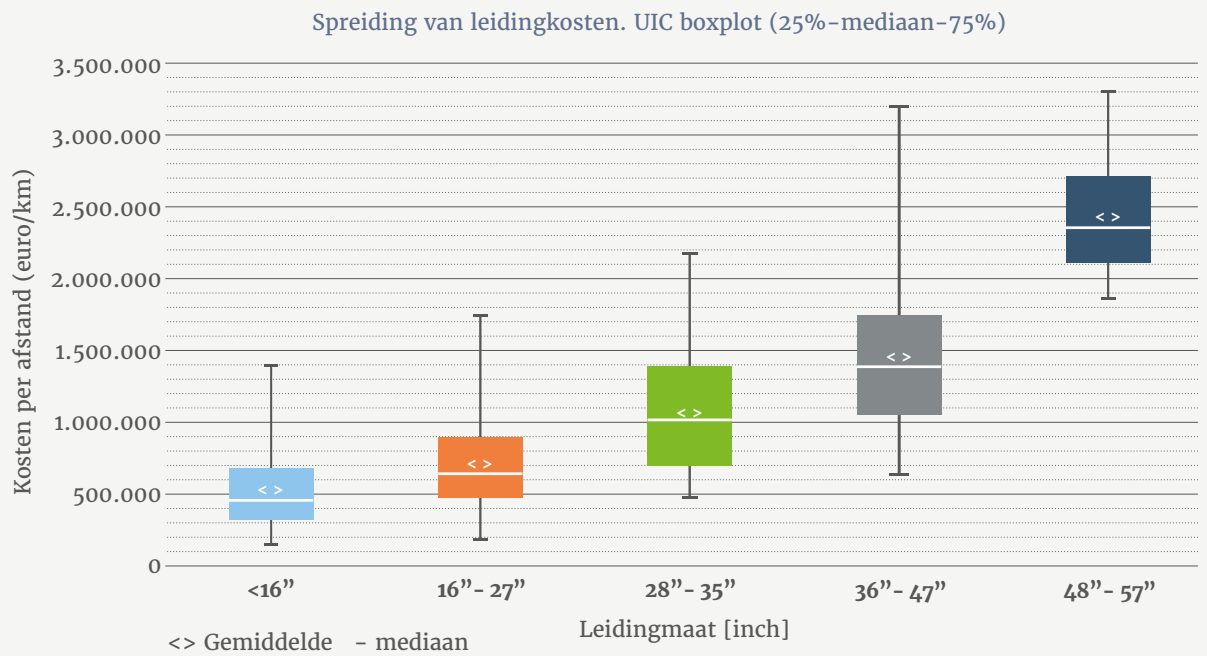
5.4.2 Aansluiting emitters op de hoofdleiding

De aansluiting van de emitter op de hoofdleiding bestaat uit een relatief korte leiding (te denken valt aan een leiding van maximaal ongeveer 2 km lengte) over een industrieterrein naar het nabijgele-

gen hoofdnetwerk voor CO_2. In dit leidingdeel zal een debietmeting zijn opgenomen en een continue kwaliteitscontrole op met name het watergehalte. Bij overschrijding van de kwaliteitslimieten zal de bewuste emitter worden afgeschakeld van het hoofdnetwerk en weer terugvallen op emissie.

Voor het aansluiten van de emitters op het hoofdnetwerk moet worden uitgegaan van een leidingdiameter kleiner dan de hoofdleiding (als het hoofdnetwerk een 36-42-inchleiding is, dan zullen de aansluitingen waarschijnlijk rond de 16-20 inch zijn afhankelijk van het volume per emitter en de totale capaciteit van de verzamelleiding). De verzamelleiding in het Rotterdamse havengebied zal worden gerealiseerd binnen 'semi-bebouwd' gebied, waar sprake is van een intensieve ondergrondse infrastructuur (kabels en leidingen voor diverse producten en diensten). De kosten per strekkende kilometer zullen dan ook relatief hoog zijn en moeten genomen worden aan de hoge kant van de bandbreedte zoals weergegeven in figuur 5.2 met geïndexeerde waarden verzameld over 2005-2014 (voor indicatief gebruik). De leidingkosten uit het ACER-rapport [33] komen globaal overeen met andere literatuurbronnen [9] en ervaringen van Gasunie. Opgemerkt moet worden dat lokale condities nu niet in detail onderzocht zijn omdat er geen gedetailleerde tracéstudie is uitgevoerd. Door Knoope [9] zijn naast gerealiseerde gasleidingen in Europa ook CO_2-leidingen beschouwd in met name de Verenigde Staten en Canada. Deze uitkomsten zijn in lijn met de waarden in figuur 5.2. In het algemeen moet men zich realiseren dat de materiaalkosten van een dergelijke leiding ongeveer een derde deel van de kosten uitmaken en dat globaal de helft van de realisatiekosten

5.2

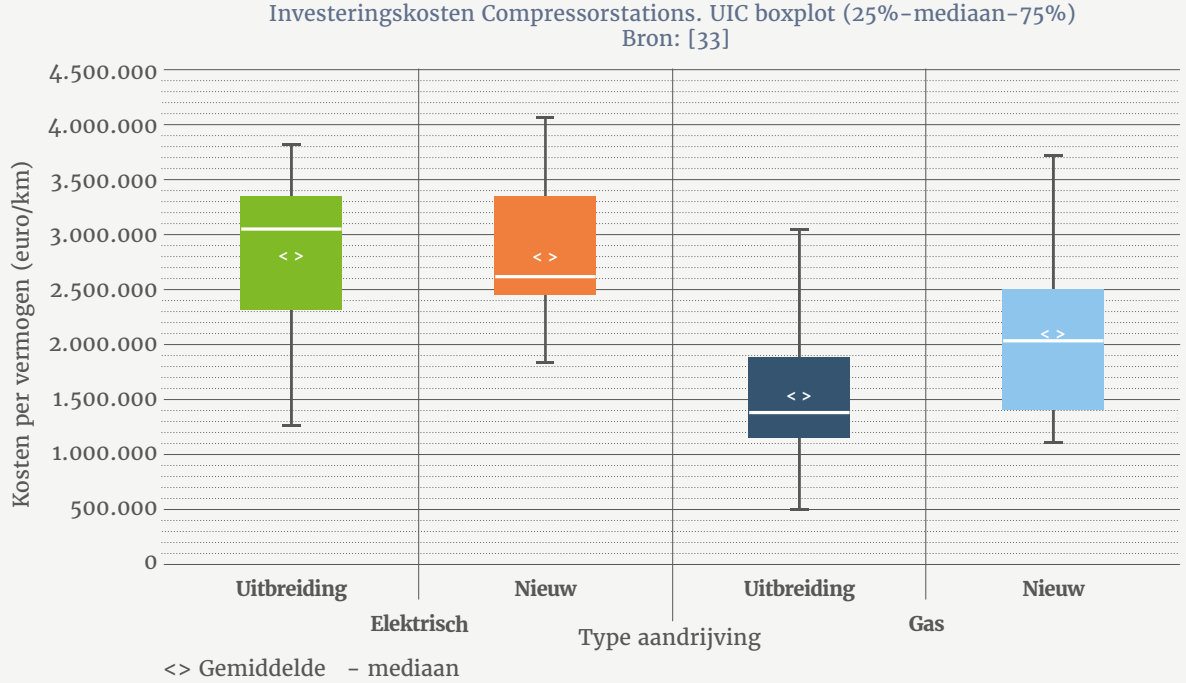


constructie- en civieltechnische kosten zijn (de rest van de kosten omvatten voorbereidingskosten, engineering en managementkosten).

5.4.3 Hoofdleiding

De hoofdleiding fungeert als de verzamelleiding waarop de emitters zijn aangesloten. Dit is met name van toepassing voor de regio Rotterdam. Afhankelijk van de mate waarin er lokale beperkingen aanwezig zijn (kruisingen van wegen, kanalen of andere waterstaatswerken), beschikbare ruimte (vrije uitlegruimte), bezetting en type bodemstructuur zullen de kosten hoger of lager kunnen uitvallen dan het gemiddelde in figuur 5.2. Voor het hoofdnetwerk wordt voor alle regio's en alle scenario's een 36-42 inch hoofdleiding voorzien.

5.3



5.4.4 Compressorstation

In Europa is er geen grootschalige referentie beschikbaar voor kostenschattingen van CO_2-compressorstations. Om toch een indicatie te hebben van de kosten van een compressorstation wordt een vergelijking gemaakt met gas-/LNG-/CNG-compressorstations. Het ACER-rapport geeft een uitgebreide rapportage van gebouwde compressorstations in een drukrange die vergelijkbaar genoemd kan worden met het beoogde CO_2-compressorstation. Figuur 5.3 geeft een overzicht van data verzameld over de periode 2005-2014. Met name de box 'new electric' is van toepassing voor de voorbeeldscenario's. Om 1 Mt CO_2/j te comprimeren heeft men een compressor nodig met ongeveer 5 MW vermogen (voor CO_2-compressie van 15 naar 100 bar). Dit betekent dat voor 1 Mt/j aan capaciteit een indicatieve CAPEX staat van 12,5 tot 16,5 miljoen euro. De extra voorzieningen die mogelijk nodig zijn, zoals een extra droogstap of reinigingsstap, worden

geacht in de marge te zitten. Maar dit wordt pas echt duidelijk in een concrete projectuitwerking.

5.4.5 Kosten voorbeeldscenario's

In figuren 5.4, 5.5 en 5.6 worden de totale kosten (CAPEX, OPEX, kosten per ton CO_2) voor werkzaamheden op land voor de verschillende scenario's samengevat. Hieruit blijkt dat de verschillen in kosten per ton CO_2 voor de voorbeeldscenario's marginaal zijn. Uiteraard zijn er wel grote verschillen in de totale investeringskosten en hoeveelheden opgeslagen CO_2. Dit kan met name verklaard worden door het feit dat voor dit soort scenario's de compressiekosten (energie) op termijn dominant worden en doordat er voor aan te sluiten extra CO_2 ook weer extra investeringskosten gemaakt moeten worden (zoals bijvoorbeeld in Eemshaven in het high-case scenario).

5.5 Kosten voor offshore transport

Voor het transport van CO_2 van het compressorstation op land naar de opslaginstallaties offshore wordt gebruikgemaakt van pijpleidingen. De kosten van deze leidingen zijn afhankelijk van met name de diameter, de lengte en het ontwerp.

5.4 Onshore investeringskosten per scenario.

Investeringskosten mln euro CAPEX		Low case	Mid case	High case
Maasvlakte [1]	Transport	128	128	128
	Compressie	88	175	175
IJmuiden	Transport	12	12	12
	Compressie	87	75	100
Eemshaven	Transport	-	-	4
	Compressie	-	-	100
Totaal		**315**	**390**	**519**

5.5 Onshore operationele kosten (cumulatief) per scenario.

Operating kosten, OPEX (cumulatief) mln euro		Low case	Mid case	High case
Maasvlakte [1]	Transport	205	205	205
	Compressie	651	1285	1285
IJmuiden	Transport	20	20	20
	Compressie	664	537	710
Eemshaven	Transport	-	-	6
	Compressie (energie)	-	-	702
Totaal		**1540**	**2047**	**2928**

[1] *Bronnen in Zeeland en Moerdijk worden meegenomen in de 'Maasvlakte' volumes en kosten*

Grofweg moet er onderscheid gemaakt worden tussen grote transportleidingen (trunklines) die van de kust naar de clusters van platforms gaan en kleinere leidingen (interfield pipelines) die van platform naar platform lopen. Voor de grootste trunkline met een diameter van 32 inch en een lengte van 200 km zijn de kosten geschat op 208 miljoen euro en voor de kleinste trunkline met een diameter van 14 inch en een lengte van 50 km zijn de kosten geschat op 42 miljoen euro. Interfield pipelines zijn veelal korter en hebben een kleinere diameter waardoor de kosten lager zijn, namelijk tussen de 16 en 35 miljoen euro. Meer informatie over pijpleidingselectie en investeringskosten is te vinden in paragraaf 3.2 en appendix B. De investeringskosten zijn gebaseerd op verschillende bronnen, waaronder uitgevoerde projecten en een internationale database. De kosten voor het aanschaffen en aanleggen van leidingen kunnen over de tijd significant fluctueren, onder andere afhankelijk van marktomstandigheden en afhankelijk van het specifieke traject en de eventueel noodzakelijke 'crossings'. Zoals in paragraaf 3.2 beschreven, is het niet waarschijnlijk dat bestaande pijpleidingen op grote schaal kunnen worden hergebruikt. Bij het doorrekenen van de voorbeeldscenario's is daarom geen rekening gehouden met de mogelijkheid van hergebruik van sommige pijpleidingen.

5.6

Onshore transport- en compressiekosten per ton CO_2 per scenario.

Kosten per ton CO_2 (euro/ton)		Low case	Mid case	High case
Maasvlakte [1]	Transport	1,05	0,53	0,53
	Compressie	3,05	3,05	3,05
IJmuiden	Transport	0,12	0,15	0,11
	Compressie	3,04	3,07	3,07
Eemshaven	Transport	-	-	0,04
	Compressie	-	-	3,08
Totaal		**3,90**	**3,73**	**3,99**
Totaal volumes (Mt)		**476**	**654**	**964**

[1] *Bronnen in Zeeland en Moerdijk worden meegenomen in de 'Maasvlakte' volumes en kosten*

Operationele kosten voor pijpleidingen zijn nodig voor allerlei zaken, zoals inspecties, algemeen onderhoud, het onderhoud van risers (de onderdelen die pijpleidingen verbinden met platforms), het bedekken van stukken bloot gekomen pijpleiding (rock dumping) et cetera. De operationele kosten voor offshore CO_2-transport zijn lastig in te schatten doordat ervaringsdata ontbreken. Deze studie gaat ervan uit dat de operationele kosten voor offshore CO_2-transport in dezelfde orde zullen liggen als de operationele kosten voor offshore gastransport.

De geschatte afstanden voor zowel de hoofdleidingen als de lokale leidingen tussen platforms zijn samengevat in figuur 5.7, samen met de geschatte totale investeringskosten, operationele kosten en de gemiddelde UTC's. De grootste component van de totale investeringskosten is de grote afstand van de kust naar de K- en L-blokken, die in de low en mid case één keer afgelegd wordt, en in de high case twee keer (ook vanuit Eemshaven).

5.7

Samenvatting offshore transport per scenario.
De operationele kosten zijn opgeteld over de looptijd tot en met 2060.

	Low	Mid	High	Mid nieuwbouw	
Afstand lokale pijpleiding	30	70	145	70	km
Afstand hoofdleiding	380	385	675	385	km
Investeringen	419	438	833	438	mln euro
Operationele kosten	321	326	571	326	mln euro
Opgeslagen CO_2	476	654	964	654	Mt
UTC	**1,6**	**1,2**	**1,5**	**1,2**	**euro/ton**

5.6 Kosten voor opslag

Voor injectie is het uitgangspunt dat de CO_2 op een druk boven de 80 bar wordt aangeboden op het platform en dat de CO_2 vervolgens wordt verwarmd alvorens het te injecteren in de putten. Deze studie gaat ervan uit dat er bij opslag gekozen kan worden voor het hergebruiken van bestaande platforms en bestaande putten of voor nieuwbouw van platforms en het boren van nieuwe putten.

5.6.1 Hergebruik van installaties

Voor het hergebruik van installaties zijn alle offshore platforms met productieputten onderverdeeld in drie typen. De verschillende typen platforms hebben verschillende hoeveelheden beschikbare vrije dekruimte en geïnstalleerde procesinstallaties en hulpapparatuur zoals onder andere controle- en meetapparatuur en noodvoorzieningen. Afhankelijk van de beschikbare vrije dekruimte en aanwezige benodigde apparatuur zal er ruimte gecreëerd moeten worden, ofwel door het verwijderen van installaties en apparatuur, dan wel door het aanbouwen van extra dekruimte. Vervolgens moet er nieuw materieel geïnstalleerd worden, waaronder heaters en aansturingsapparatuur.

Of een platform daadwerkelijk geschikt is voor hergebruik zal per platform in detail bekeken moeten worden. Voor de berekeningen van de kosten van de scenario's is aangenomen dat alle installaties gemodificeerd en hergebruikt kunnen worden. Voor het hergebruik van putten is aangenomen dat de productiebuizen (tubings) vervangen moeten worden, evenals de zogenaamde wellheads (het materieel ter afsluiting van de put). Verder moet de integriteit van de put bepaald worden.

Voor de periode tussen het einde van de gasproductie en het begin van de CO_2-opslag moeten de faciliteiten op een goede manier bewaard blijven, zodat de platforms hergebruikt kunnen worden. Het tussentijds bewaren en goedhouden van platforms wordt 'mottenballen' genoemd, een proces waarbij alle onderdelen van een platform zodanig schoongemaakt en beschermd worden dat ze een behoorlijke periode mee kunnen gaan (in afwachting van het opnieuw in gebruik gaan). Dit proces houdt platforms echter niet oneindig in bruikbare staat. Voor de kostenanalyse is uitgegaan van een maximale mottenbalperiode van 10 jaar. Dit betekent dat platforms en putten binnen 10 jaar na het stoppen van de gasproductie hergebruikt moeten kunnen worden.

Bij hergebruikte platforms wordt geen rekening gehouden met ontmantelingskosten. De huidige operators hebben voor de bestaande platforms al een opruimverplichting, waarvoor de kosten ook al afgeschreven worden. Voor deze studie is ervoor gekozen om de technische kosten voor de opruimverplichting bij de gasproductie te laten. Hoe dit in werkelijkheid opgelost gaat worden is een kwestie van commerciële keuzes en is daarom buiten beschouwing gelaten.

De operationele kosten voor platforms bestaan uit grofweg drie componenten: jaarlijkse onderhoudskosten (routine), periodiek onderhoud elke vijf jaar en energiekosten per operationele put. Deze studie gaat ervan uit dat de operationele kosten voor CO_2-opslag in werkelijkheid tot een minimum teruggebracht zullen worden. Zo zullen alle opslaginstallaties onbemand worden. Er komen alleen mensen op het platform als er onderhoud plaatsvindt. Daarnaast zullen de onderhoudscampagnes hoofdzakelijk per boot en niet per helikopter uitgevoerd worden. Voor deze studie is er voor de operationele kosten voor opslagfaciliteiten gekeken naar referentiedata voor kleine gasproductieplatforms.

5.6.2 Bouw van nieuwe installaties

Voor nieuwbouw van een platform is uitgegaan van het bouwen en plaatsen van een gestandaardiseerde oplossing: een zogenaamde 'monotower' die specifiek ontworpen is voor CO_2-injectie. Deze monotower wordt met zuigankers neergezet en kan daarom ook in een later stadium verplaatst en hergebruikt worden. Tevens moeten er vanaf de monotower nieuwe putten geboord worden naar de verschillende opslagvelden – deze vereisen een significante investering. De kosten van het boren van een put zijn van veel factoren afhankelijk, waaronder de afstand die overbrugd wordt met een put. Bij het doorrekenen van de kosten voor verschillende voorbeeldscenario's in de kostenanalyse is uitgegaan van gemiddelde kosten. Er is dus niet naar locatiespecifieke kosten gekeken. Bij nieuw geplaatste platforms worden aan het einde van de levensduur ook ontmantelingskosten (ABEX) in rekening gebracht.

5.6.3 Overzicht kostenaannames platforms en putten

In figuur 5.8 zijn de kosten weergegeven zoals die voor de verschillende opslaginstallaties zijn aangenomen in de kostenanalyse van de voorbeeldscenario's. Voor bestaande platforms die hergebruikt kunnen worden is er onderscheid gemaakt tussen drie typen platforms: geïntegreerde sales export platforms (integrated platforms), satellieten (satellites) en wellhead platforms. Deze drie typen plat-

5.8

Kosten die gepaard gaan met een bepaald type opslagplatform. Deze typen verschillen in hoeveelheid huidige equipment, beschikbare ruimte en typisch aantal platforms. Energiekosten worden per put berekend (à 30 euro/MWh) en vallen onder injectiekosten per put. ABEX wordt alleen meegenomen voor nieuwbouw, zie hoofdtekst. Onderstaande getallen komen uit een rapport van KCI (2017) en gedeeltelijk uit interne studies en rapporten [28, 34]. Voor hergebruik hebben de investeringskosten per put betrekking op de nieuwe putafwerking. Voor nieuwbouw zijn dit de boor- en afwerkkosten.

		CAPEX [mln euro]		**OPEX [mln euro/ jaar, gem.]**		**ABEX [mln euro]**
Categorie	Type platform (typisch aantal putten)	Motten-ballen	Nieuw equipment	Motten-ballen	Injectie	Nieuwe ABEX
Hergebruik	Integrated (8 putten)	3,6	15	1	2,5	
	Satellite (4 putten)	2,6	11	1	2,5	
	Wellhead (9 putten)	1,1	17	1	2,5	
	Bijkomende kosten per put	1,5	3		0,4	
Nieuwbouw	Monotower (4 putten)		22		2,5	10
	Monotower (6 putten)		25		2,5	10
	Bijkomende kosten per put		24		0,4	5

forms hebben hun eigen hoeveelheid beschikbare potentiële dekruimte en beschikbare apparatuur. Daarom zijn de mottenbal en investeringskosten voor elk type verschillend. De typische kosten voor de drie typen platforms worden meer in detail beschreven in een rapport gemaakt door KCI in opdracht van EBN [28].

De kostenanalyse maakt een keuze tussen het opnieuw gebruiken van een bestaande faciliteit (platform en bijhorende putten) of het bouwen van een nieuwe faciliteit (zowel nieuwe platform als nieuwe putten). Het grote voordeel van hergebruik zijn de bespaarde putkosten. Uitdagingen voor het herbestemmen van platforms zijn er ook, waaronder de geschiktheid voor mottenballen van het platform en de integriteit van de putten. Daarnaast zijn de platforms altijd ontworpen voor een bepaalde periode: de duur van de gaswinning waar het platform voor neergezet is. Is het platform wel geschikt om een extra periode gebruikt te worden, maar dan voor CO_2-opslag? Is de structuur die onder water staat wel in zodanige staat dat deze nog een bepaalde periode gebruikt kan worden? Een potentiële tussenoplossing is het behouden van alle faciliteiten onder water,

zoals de platformpoten en de putten, maar het vervangen van het platformgedeelte boven water door het herontwerpen (specifiek voor CO_2-opslag) en bouwen van de bovenkant. In deze studie is niet onderzocht of dit een valide tussenoplossing is, en dit idee is daarom dus ook buiten de kostenanalyse gebleven.

In figuur 5.9 zijn de totale kosten voor de opslagfaciliteiten in kaart gebracht voor de verschillende voorbeeldscenario's. Merk op dat de investeringskosten in voorbeeldscenario high lager zijn dan in voorbeeldscenario mid. Dit omdat er bij de invulling van het getoonde mid-scenario voor gekozen is om meer nieuwbouw neer te zetten, omdat bepaalde installaties (in L10) niet bewaard konden worden, omdat de overbruggingsperiode langer dan 10 jaar zou zijn. Bij het high-scenario wordt er eerder gebruikgemaakt van deze opslaginstallaties. Verdere optimalisatie zal kunnen uitwijzen of de berekende kosten omlaag gebracht kunnen worden door een andere combinatie van opslaglocaties.

De gemiddelde UTC kan ook bekeken worden per regio (zie figuur 5.10). Op basis hiervan zou grofweg onderscheid gemaakt kunnen worden tussen meer en minder voor de hand liggende regio's, maar uiteindelijk zijn meerdere factoren bepalend voor het kiezen van de transport- en opslagstrategie. Opvallend is het verschil op regioniveau tussen het scenario 'mid' en 'mid nieuwbouw'. Zoals in paragraaf 4.5 uitgelegd, is ervoor gekozen om in het scenario 'mid nieuwbouw' in bepaalde regio's geen platforms te hergebruiken, maar volledige nieuwbouw toe te passen. Het verschil tussen 'mid' en 'mid nieuwbouw' is daarom te vinden in de uitkomsten voor de regio's K7/K8, K14/K15 en K12, die liggen tussen een factor 2,1 en 3,6 verschil. Dit laat duidelijk zien dat als er gekozen moet worden voor nieuwbouw in plaats van hergebruik, de opslagkosten stijgen met ten minste een factor 2. De aanzienlijk hogere kosten in het nieuwbouwscenario zijn grotendeels toe te kennen aan de nieuwe putten die geboord en opgeruimd moeten worden.

5.9 Samenvatting kosten voor de opslagfaciliteiten. De operationele kosten hebben alleen betrekking op de injectieperiode en zijn opgeteld over de hele injectieperiode. Abandoneringskosten worden alleen in rekening gebracht voor nieuw geplaatste opslagplatforms.

	Low	Mid	High	Mid nieuwbouw	
Mottenballen	133	216	474	120	mln euro
Nieuw equipment	428	938	936	2153	mln euro
Operationele kosten	1031	1682	2405	1562	mln euro
Ontmantelingskosten	40	120	40	440	mln euro
Opgeslagen CO_2	476	654	964	654	Mt
UTC	**3,4**	**4,5**	**4,0**	**6,5**	**euro/ton**

5.7 Kosten voor monitoring bij opslag

Monitoring kan grofweg in twee categorieën verdeeld worden: directe metingen en risicomonitoring. De eerste vorm van monitoring vindt plaats om aan te tonen hoeveel CO_2 er getransporteerd en opgeslagen wordt. De tweede vorm is om aan te tonen dat de CO_2 tijdens transport en opslag niet weglekt en dus dat de CO_2 ook daadwerkelijk voor de lange termijn opgeslagen wordt. Monitoring is verplicht en wordt gedirigeerd door richtlijnen gebaseerd op het EU Directive [23] en het EU Emissions Trading System Directive [35].

Bij CO_2-opslag zijn de risico's samen te vatten als: het weglekken van CO_2 uit het reservoir, via een boorgat of via een reservoirgrens (bijvoorbeeld geologische breuken). Dit zou plaats kunnen vinden als de omstandigheden van het boorgat of reservoirgrens veranderen, bijvoorbeeld door verandering van druk en spanningen of door aantasting door zuren. Voor enkele projecten zijn risicoanalyses en monitoringplannen opgesteld (zie bijvoorbeeld het Peterheadproject [41] of de feasibility-studie P18 door CATO [37]). Tijdens transport, aankomst op het injectieplatform en bij ingaan van de put zullen onder andere samenstelling, volume, druk en temperatuur gemeten worden om aan te tonen hoeveel er getransporteerd en opgeslagen wordt. De mate van risicomonitoring zal afhangen van wat het risicoprofiel is. Voorbeelden van monitoringstechnieken zijn passieve seismische monitoring (vanuit een put of

5.10

UTC (alleen kosten voor offshore transport en opslag) en opgeslagen hoeveelheid CO_2 voor de zeven regio's gebruikt in de scenario's 'mid' en 'mid nieuwbouw'. De vermenigvuldigingsfactor geeft aan hoeveel duurder opslag in een regio is in het scenario 'mid nieuwbouw' vergeleken met het scenario 'mid'. Let op: in deze uitwerking van het 'mid' scenario was er voor opslag in de regio L10 al voor nieuwbouw gekozen, waardoor de vermenigvuldigingsfactor 1 is. Zoals in paragraaf 4.5 is beschreven, is er in beide scenario's voor de regio's P15/P18, Q1/Q4 en P6 voor hergebruik gekozen, waardoor in die gevallen de vermenigvuldigingsfactor ook 1 is. Let op dat deze tabel geen waarden van onshore transport en compressie bevat. De transportkosten worden per segment verdeeld door de hoeveelheid CO_2 die er door heen stroomt. Deze zijn maar één keer genoemd, omdat deze in beide voorbeeldscenario's hetzelfde zijn.

Regio		UTC mid	UTC mid	UTC mid nieuwbouw	Vermenigvuldigingsfactor opslagkosten
	Totaal (Mt)	Transport (euro/ton)	Opslag (euro/ton)	Opslag (euro/ton)	-
P15/P18	82,0	0,4	4,6	4,6	1,0
L10	103,4	1,1	5,9	5,9	1,0
K7/K8	104,0	1,1	2,1	5,0	2,4
K14/K15	171,2	0,6	4,4	9,4	2,1
Q1/Q4	123,6	0,3	4,9	4,9	1,0
P6	33,0	0,7	5,3	5,3	1,0
K12	37,0	0,6	2,9	10,4	3,6

vanaf de oppervlakte), time-lapse-seismische surveying en monitorings-technieken die plaatsvinden in de put. Deze monitoringsmethodieken zijn onder voorwaarden in staat de CO_2-pluim in het reservoir in 3D in beeld te brengen, de integriteit van de afsluitende bovenlaag op het reservoir (top seal integrity) te monitoren, de CO_2-verspreiding in de laag boven het reservoir in kaart te brengen, kalibratie van de CO_2-stromingssimulaties te doen en de putintegriteit te monitoren.

In Nederland is er tot nu toe maar één opslagvergunning voor CO_2 verleend. Deze opslagvergunning [38] betreft het reservoir P18-4, dat in blok P18 ligt. Naast het indienen van een monitoringsplan, een risicobeheersplan en een plan voor corrigerende maatregelen moet de opslagpartij volgens de vergunning verplichte voorzieningen treffen. Deze bestaan uit voorzieningen voor ontmanteling van put en faciliteiten en extra voorzieningen voor naburige putten, voor monitoring tijdens de injectieperiode en voor monitoring in de periode (20 jaar) daarna, voorzieningen voor onvoorziene omstandigheden, corrigerende maatregelen en emissierechten, en over het totaal 20% onvoorzien.

5.11

Totaal gemaakte kosten per scenario (toegelicht in paragraaf 4.5 en 5.6), opgesplitst in vijf categorieën. Daaronder zijn de hoeveelheid opgeslagen CO_2 en de gemiddelde UTC gegeven. Eventuele ontmantelingskosten zijn ondergebracht bij injectie.

Kosten in mln euro	**Low**	**Mid**	**High**	**Mid nieuwbouw**
Mottenballen	133	216	474	120
Injectie	1.499	2.740	3.382	4.154
Offshore transport	740	764	1.404	764
Onshore transport	366	366	376	366
Onshore compressie (20 bar naar HP)	1490	2072	3072	2072
Totale kosten	**4.229**	**6.158**	**8.707**	**7.477**
Opgeslagen CO_2 (Mt)	476	654	964	654
UTC (euro/ton)	**8,9**	**9,4**	**9,0**	**11,4**

De kosten voor monitoring vallen buiten de scope van deze studie, maar kunnen op basis van de bestaande regelgeving wel een significante impact hebben op de kosten van een project. Als een marktpartij de bijkomende kosten voor monitoring af moet dekken, evenals de voorzieningen voor het afdekken van onbekende risico's, dan kunnen de werkelijke kosten voor het opslaan van CO_2 mogelijk veel hoger liggen. De huidige (Europese) regelgeving stelt eisen die voortkomen uit opslag in aquifers. Het is daarom een aanbeveling om de eisen omtrent monitoring van CO_2-opslag te onderzoeken en meer op maat te maken voor de Nederlandse situatie.

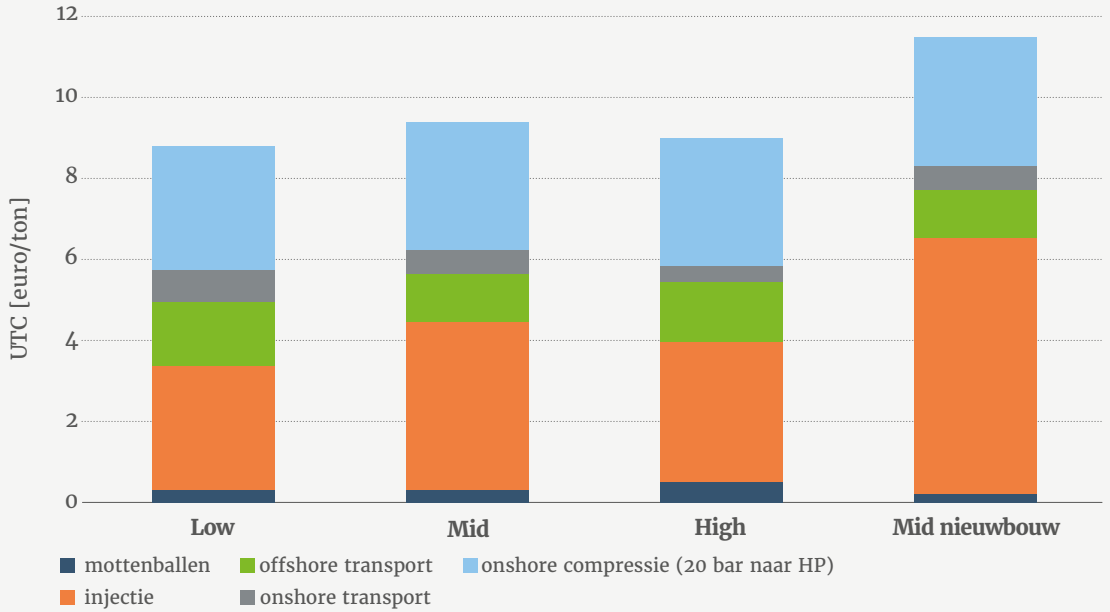
5.8 De totale kosten per scenario

Om een goed beeld te krijgen van de kosten voor CO_2-transport en -opslag zijn de kosten van de voorbeeldscenario's, geïntroduceerd in voorgaande hoofdstukken, doorgerekend op basis van de kostenaannames uit de voorgaande paragrafen. In figuur 5.11 zijn de resultaten voor de kosten van de verschillende uitgewerkte voorbeeldscenario's opgenomen. Duidelijk is dat CO_2 opslaan met nieuwbouw duurder is dan hergebruik van bestaande faciliteiten. Dit komt voornamelijk doordat het boren van nieuwe putten vrij kostbaar is. In het algemeen zijn de grootste kostenposten (op afvang na) de offshore injectiekosten en de onshore compressiekosten. De gemiddelde UTC (unit technical cost, kosten per opgeslagen hoeveelheid CO_2) van de verschillende scenario's zitten in dezelfde range van circa 9 tot 11 euro/ton CO_2. De gemiddelde UTC is opgesplitst per berekend onderdeel in figuur 5.12. Hierin is goed te zien dat de injectiekosten en compressiekosten het grootste deel van de totale kosten behelzen.

De compressiekosten zijn gerelateerd aan de hoeveelheid te vervoeren CO_2 en de opslagkosten zijn gerelateerd aan de gekozen opslaglocatie. In hoofdstuk 4 (figuur 4.3) is al aangetoond dat de totale opslagcapaciteit zeer ongelijk verdeeld is. Een klein aantal velden omvatten samen behoorlijk veel opslagcapaciteit, terwijl aan de andere kant van het spectrum een groot aantal velden samen relatief weinig opslagcapaciteit omvatten. Figuur 5.13 illustreert het omgekeerde verband tussen UTC en de grootte van de opslagcapaciteit: hoe groter de opslagcapaciteit verbonden met een platform, hoe lager de UTC. Beide effecten samen hebben tot gevolg dat als niet de volledige opslag-

5.12

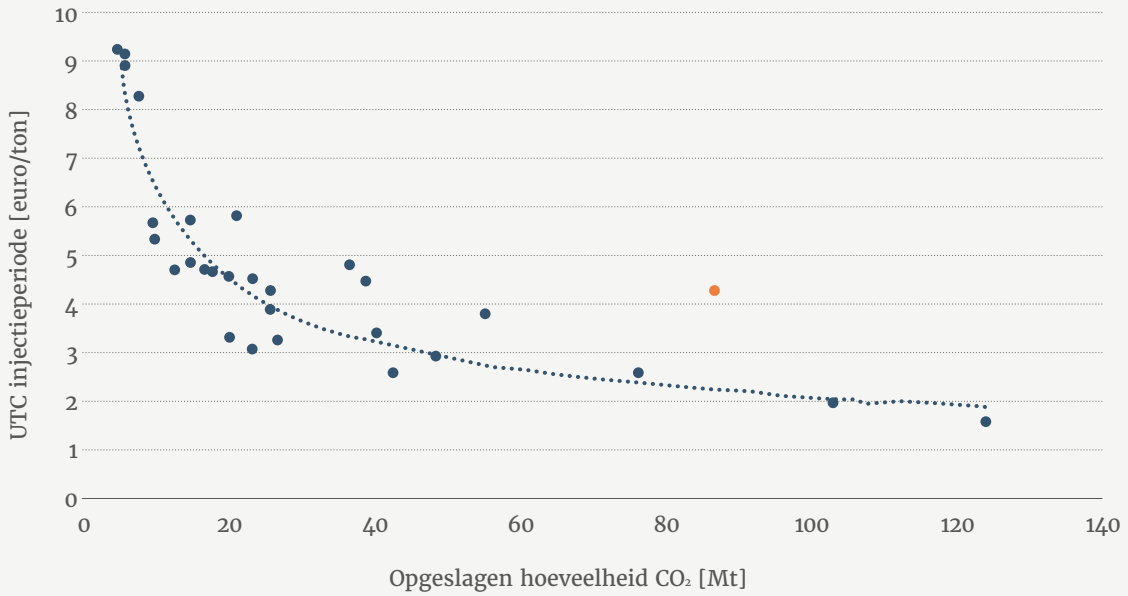
Gemiddelde UTC per scenario. Het scenario 'mid nieuwbouw' is hybride: in de P+Q-blokken worden bestaande faciliteiten hergebruikt, maar voor alle verder weggelegen velden wordt nieuwbouw toegepast. Dit verhoogt de kosten tot een UTC van ruim 11 euro/ton.



portfolio hoeft te worden benut, het economischer is om te kiezen voor opslaginstallaties die verbonden zijn met veel opslagcapaciteit, aangezien dit resulteert in gemiddeld lagere kosten. Deze conclusie is gebaseerd op de resultaten van de huidige studie. Opslaglocaties met minder dan 10 Mt opslagcapaciteit blijken relatief duur en zouden ook vermeden kunnen worden, zelfs in het voorbeeldscenario met 30 Mt/j opslag. De gekozen voorbeeldscenario's zijn voornamelijk ingevuld door het samenrapen van platforms en afstand, en zijn in mindere mate geoptimaliseerd in termen van opslagcapaciteit en de hoeveelheid putten. Het zou dus een betere strategie zijn om een sterke voorkeur te hebben voor locaties met een grote opslagcapaciteit, aangezien dit in lagere kosten resulteert. Een conclusie zou kunnen zijn: committeer bij een (eerste) CCS-traject voor minstens 20 tot 40 Mt om tot een redelijk kosteneffectief resultaat te komen. De totale af te leggen afstand is minder van belang. Zoals in figuur 5.12 aangetoond wordt, vormen de transportkosten namelijk slechts een klein gedeelte van de totale kosten. Daarbij moet wel bedacht worden dat het hier over gemiddelde kosten over de gehele levensduur gaat. De hoeveelheid investeringen aan de voorkant kunnen bij grotere opslagfaciliteiten veel hoger zijn, doordat de faciliteiten meer equipment nodig hebben en er ook meer putten gereed gemaakt moeten worden.

5.13

UTC (alleen injectiekosten) versus opgeslagen hoeveelheid CO_2 voor de 29 platforms gebruikt in de high case. De blauwe punten zijn hergebruikte platforms, en het oranje punt is een nieuw platform en nieuwe putten (Q1 aquifer). Er is een duidelijke afname in de UTC waarneembaar.



De lagere gemiddelde kosten kunnen alleen behaald worden als ook daadwerkelijk een aanzienlijk deel van de volledige opslagcapaciteit van een opslaglocatie benut wordt. Deze studie gaat uit van de kosten berekend over de volledige looptijd van het scenario. Zou het

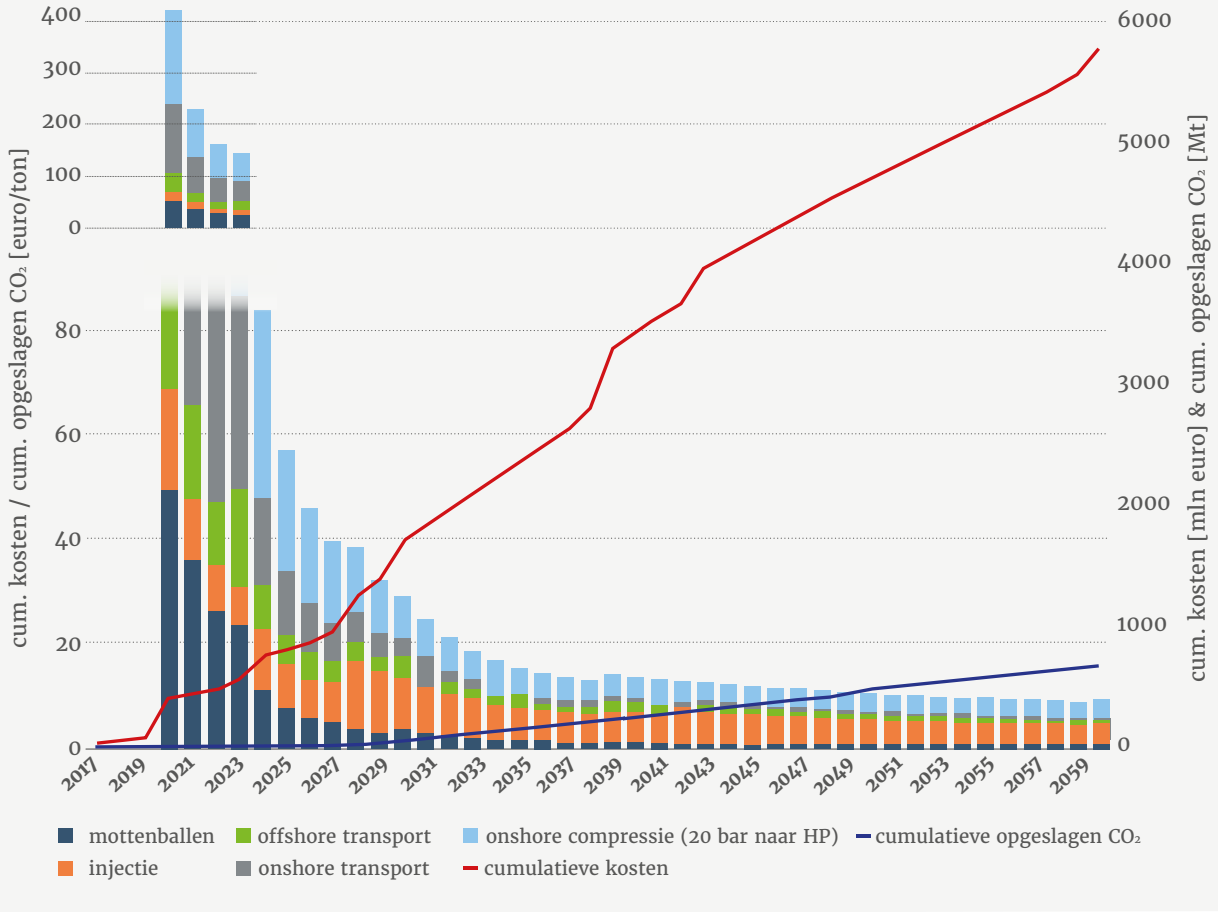
CO_2-aanbod halverwege het scenario stoppen, dan lopen de gemiddelde kosten aanzienlijk op. Figuur 5.14 geeft een indruk over de ontwikkeling van de gemiddelde UTC over de tijd voor het mid-scenario. Het laat de kosten zien die tot een bepaald moment gemaakt zijn ten opzichte van de hoeveelheid CO_2 die tot dat moment opgeslagen is. Zo is bijvoorbeeld duidelijk te zien dat na 10 jaar opslaan de gemiddelde UTC nog steeds ruim tegen de 30 euro/ton is, ten opzichte van de gemiddelde kosten van rond de 9 euro/ton uit figuur 5.12. Deze figuur bevestigt het belang van een goed langetermijnplan voor de kosteneffectiviteit van CO_2-opslag.

5.9 Gevoeligheidsanalyse voor impact van schaalgrootte op UTC van CCS

In het oorspronkelijke verzoek om advies van de ministeries van EZ en I&M ligt de nadruk op de midden- tot langere termijn en niet op de mogelijke eerste stappen en/of kleinere (demonstratie-)projecten. Er is uitgegaan van relatief snelle opschaling, zoals ook aangenomen wordt in meerdere andere scenariostudies (PBL) en politieke programma's (D66, CU, GL).[3] Er zijn

5.14

Ontwikkeling van gemiddelde UTC; cumulatieve kosten gedeeld door cumulatieve opslag gedaan tot en met het berekende jaar (linker as). De ontwikkeling van de cumulatieve opslag start veel langzamer dan de ontwikkeling van de cumulatief gemaakte kosten (rechter as). Weergegeven scenario is de mid case.



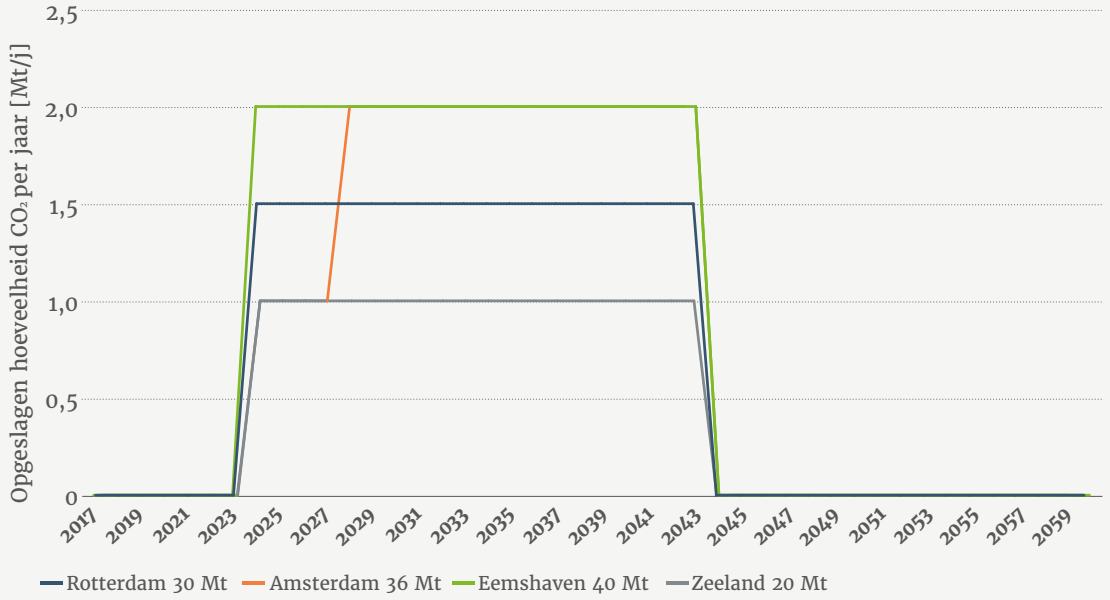
echter nog veel onzekerheden met betrekking tot de opschaling naar 10 of 20 Mt/j, en dus is het ook mogelijk dat een kleinschalige start niet wordt opgevolgd door snelle opschaling. Onderstaande is bedoeld om de consequenties in termen van kosteneffectiviteit voor transport en opslag te beschouwen wanneer de opstartfase niet gevolgd zou worden door een fase van verdere uitrol.

Er is een viertal start-up-scenario's (hieronder 'minimumcases' genoemd) gedefinieerd met een veel beperktere scope (<2 Mt/j, 20 jaar, één of twee opslagplatforms) dan de hoofdscenario's. Voor deze scenario's zijn uiteraard minder compressoren en heaters nodig en pijpleidingen met een kleinere diameter. De vier start-up-scenario's voor de verschillende hubs/locaties zijn als volgt gedefinieerd (zie ook figuur 5.15):

1) Rotterdam/Maasvlakte: 20 jaar, 1,5 Mt/j naar P18. P18 heeft een capaciteit van 39 Mt en is beschikbaar vanaf 2023.
2) Amsterdam/IJmuiden: 4 jaar, 1 Mt/j; 16 jaar, 2 Mt/j naar Q4 en P6 (twee platforms). Q4 en P6 hebben samen een capaciteit van 38 Mt en zijn beschikbaar vanaf 2018-2023.
3) Eemshaven: 20 jaar, 2 Mt/j naar L9. L9 heeft een capaciteit van 72 Mt en is beschikbaar vanaf 2022.
4) Zeeland: 20 jaar, 1 Mt/j naar P18. P18 heeft een capaciteit van 39 Mt en is beschikbaar vanaf 2023.

5.15

In de minimumcases wordt 1 tot 2 Mt/j afgevangen, getransporteerd en opgeslagen.



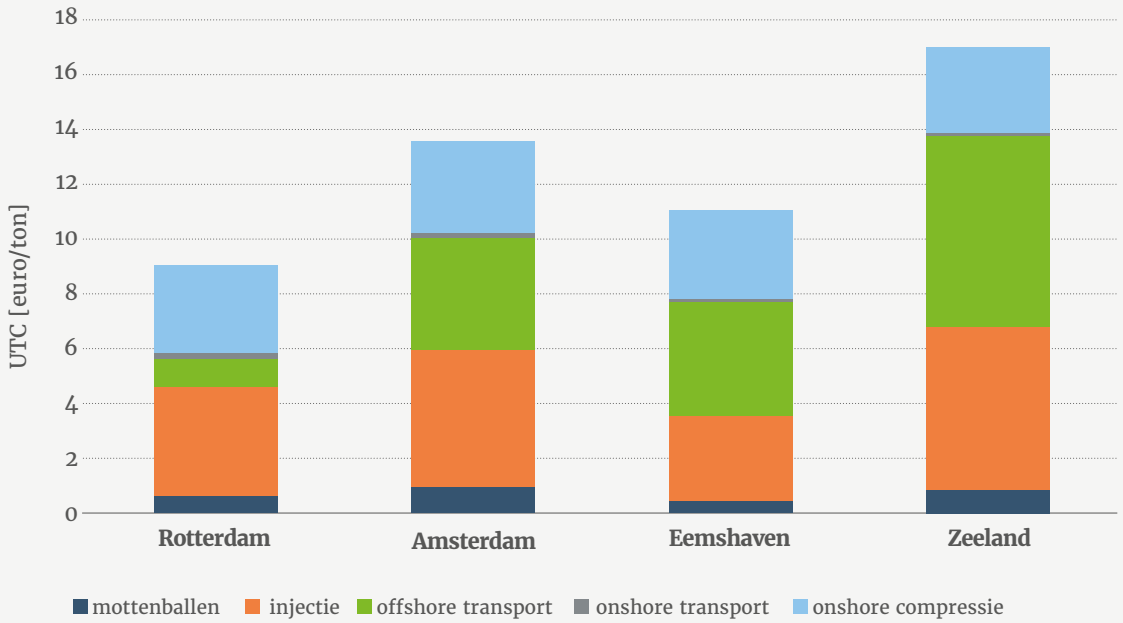
[3] *Zie PBL analyse verkiezingsprogramma's http://www.pbl.nl/publicaties/analyse-leefomgevings-effecten-verkiezingsprogramma%27s-2017-2021:*

"Als gevolg van deze beleidsintensiveringen kan verwacht worden dat bij ChristenUnie, D66 en GroenLinks circa 30 procent van de emissies van de industrie en energiebedrijven in 2030 wordt afgevangen door ccs. Bij de PvdA betreft dit circa 2 procent. Bij de SP, de Vrijzinnige Partij en de VVD zal ccs naar verwachting niet worden toegepast in 2030. De emissiereductie door toepassen van ccs is 1 megaton bij de PvdA, 13 megaton bij GroenLinks, 16 megaton bij de ChristenUnie en 18 megaton bij D66."

In figuur 5.16 worden de gemiddelde UTC's per minimumcase weergegeven. Op basis van deze redelijk eenvoudige analyse kan worden geconcludeerd dat de totale kosten per ton CO_2 voor compressie en opslag niet significant toenemen, maar transport wel, vergeleken met de grootschaliger scenario's. De kosten voor compressie en opslag blijven grotendeels vergelijkbaar doordat de operationele kosten en energiekosten belangrijk zijn en niet significant veranderen per ton CO_2. Daarnaast kunnen er bij opschaling meer opslagfaciliteiten ingezet worden, als een modulair systeem. Hierdoor zijn de investeringskosten per ton CO_2 ook vrij constant. Het feit dat de opslaglocaties zo dichtbij mogelijk gekozen worden helpt alleen in het Rotterdam-scenario en enigszins in de Amsterdam- en Eemshaven-scenario's. In het Eemshaven-scenario moet er over een relatief lange afstand getransporteerd worden, wat de hogere transportkosten verklaard. Het Amsterdam-scenario moet een middellange afstand naar twee platforms afleggen, waardoor de transport- en opslagkosten hoger zijn. Het Zeeland-scenario heeft de helft aan CO_2 te vervoeren ten opzichte van de andere minimumscenario's, waardoor de UTC voor transport én voor opslag in dat scenario het hoogst uitvalt. Deze gemiddelde kosten per ton CO_2 kunnen eenvoudig omlaag worden gebracht door de hoeveelheid te vervoeren CO_2 per jaar toe te laten nemen. In het algemeen kan er dus geconcludeerd worden dat bij kleine scenario's de transportkosten veel meer meetellen, maar dat compressiekosten en opslagkosten, in termen van euro/ton opgeslagen CO_2, min of meer schaalongevoelig zijn. De opslagkosten van de minimumcases zijn ook redelijk consistent met figuur 5.13 (gemaakt met grootschalige opslag), die laat zien dat de opslagkosten voor 20 tot 40 Mt rond de 3 tot 5 euro/ton liggen.

5.16

Kosten per hoeveelheid getransporteerde en opgeslagen CO_2 voor elke minimumcase.



Aangezien de transport- en opslagkosten bij deze minimumscenario's niet veel hoger zijn dan bij de voorbeeldscenario's, zullen de afvangkosten dominant blijven. Het voordeel van kleinschalige scenario's is dat de focus zal liggen op de relatief makkelijk af te vangen CO_2. Bij grootschalige CCS zal er mogelijk ook CO_2 afgevangen moeten worden uit rookgassen van gasverbranding (voor hogetemperatuurwarmteofelektriciteitscentrales) en dat is relatief duur door de lage concentratie van CO_2 in die rookgassen. Wat de exacte afvangkosten zullen zijn in deze minimumcases zal onderzocht moeten worden. In Rotterdam ligt het voor de hand om in het minimumscenario te kiezen voor de CO_2 die vrijkomt bij waterstofproductie op de raffinaderijen. Dit kan mogelijk worden aangevuld met CO_2 van ethyleenproductie en/of van afvalcentrales. In Zeeland komt veel CO_2 vrij bij de ammoniakproductie (of eigenlijk bij de waterstofproductie voor de ammoniakproductie), ook dat is redelijk makkelijk af te vangen. In de Amsterdam-IJmuidenregio zal de focus liggen op de staalindustrie. Ook daar zijn momenteel meer en minder makkelijk af te vangen rookgasbronnen. Tata overweegt echter om het productieproces te veranderen (Hisarna), waardoor de CO_2 veel makkelijker af te vangen zou zijn. In de Eemshaven zal de focus liggen op elektriciteitsproductie. CO_2 zou afgevangen kunnen worden bij de bestaande centrales, of in de toekomst bij waterstofproductie voor de Nuoncentrale. Mogelijk zou de stroom aangevuld kunnen worden met CO_2 die vrijkomt bij bio-energieproductie (in Delfzijl). Innovaties op het gebied van CO_2-vrije stroom en waterstof uit aardgas zouden hier getest en ontwikkeld kunnen worden.

6. Conclusies

6.1 Afvang

- Het merendeel van de industriële locaties waar veel CO_2 vrijkomt, bevindt zich in de kustregio's en is dus gunstig gelegen ten opzichte van de offshore opslaglocaties.

- Het lijkt het meest efficiënt om CO_2 af te vangen bij de grotere bronnen (10% van de bronnen is verantwoordelijk voor 85% van de ETS-uitstoot).

- Als alleen kustnabije industriële bronnen beschouwd worden, is op basis van de beschikbare informatie (begin 2017) in het lage scenario aangenomen dat ongeveer 14 Mt/j afgevangen kan worden.

- Als tevens afvang bij elektriciteitscentrales en/of meer afvang bij de industrie worden meegenomen, resulteert dit in scenario's voor totale afvang van 20 en 30 Mt/j.

6.2 Transport

- Transport in de gasfase op 20 bar druk is mogelijk voor de volumes en afstanden die overbrugd moeten worden van de grotere bronnen naar de kust.

- Aangezien er offshore grotere afstanden overbrugd moeten worden en gezien de grote hoeveelheden die getransporteerd moeten worden, dient het CO_2-transport offshore in de vloeibare fase plaats te vinden.

- Om de CO_2 vloeibaar te kunnen transporteren, is aan de kust compressie naar circa 120 bar nodig. Verder technisch ontwerp zal uitwijzen wat de exacte benodigde operationele drukken zullen zijn.

- Aangezien de hoofdleidingen voor gastransport nog een lange periode in gebruik zullen zijn, lijkt het hergebruik van de bestaande hoofdleidingen niet voor de hand te liggen. Deze studie gaat daarom uit van nieuw aan te leggen pijpleidingen. In verdere studies zou per situatie bekeken kunnen worden of het hergebruik van bestaande leidingen opportuun is.

- Als er in de toekomst ook CO_2 in de vloeistoffase over land getransporteerd zou gaan worden, is het noodzakelijk om de uitstroom- en dispersiemodellen verder aan te passen om de specifieke effecten die kunnen optreden bij lekkage van vloeibaar CO_2 goed te kunnen modelleren.

6.3 Opslag

- De totale praktische opslagcapaciteit van Nederland is berekend op 1.700 megaton voor de Nederlandse offshore en 1.100 megaton op land. Op één goed bekende offshore diepe zoutwatervoerende aquifer na, gaat dit om capaciteit die vrijkomt in leeg geproduceerde aardgasvelden.

- In de gebruikte voorbeeldscenario's wordt er vanuit gegaan dat uitsluitend offshore zal worden opgeslagen. Met een CO_2-aanbod van respectievelijk 14, 20 en 30 megaton per jaar, is de opslagcapaciteit op zee voldoende om al het afgevangen CO_2 op te slaan tot ten minste 2060.

- Het grootste gedeelte van de offshore opslagcapaciteit komt eerder vrij dan dat deze realistisch gesproken gebruikt kan worden. Dit heeft een belangrijke consequentie: als bestaande opslaginfrastructuur (putten en platforms) na de gaswinning hergebruikt gaat worden voor CO_2-opslag, zullen voorzieningen getroffen moeten worden om deze tot die tijd beschikbaar

te houden. Als dit niet tijdig gebeurt, zullen de offshore mijnbouwondernemingen aan hun opruimverplichtingen voldoen, waarmee de infrastructuur verdwijnt.

- 65% van de opslagcapaciteit offshore bevindt zich in slechts 25% van de gasvelden. Dit betekent dat bij een goede keuze het hergebruik van enkele tientallen opslaglocaties (offshore platforms) volstaat. Zelfs in het scenario van een aanbod van 30 megaton per jaar.

6.4 Kosten

- De geschatte technische kosten voor transport en opslag zijn gemiddeld ongeveer 10 euro/ton, grote onzekerheidsmarge.

- De werkelijke economische kosten en tarieven zullen hoger zijn omdat daar ook andere kosten zoals financiering, verzekeringen en rendementseisen van de investeerder voor moeten worden meegenomen.

- De geschatte technische kosten voor transport en opslag op basis van de voorbeeldscenario's lijken substantieel lager dan de gemiddelde kosten voor afvang.

- Als er alleen naar de technische kosten voor opslag wordt gekeken, is nieuwbouw van faciliteiten gemiddeld ruim twee keer duurder dan hergebruik. Dit is dus exclusief transport, compressie en afvang.

- Dit komt met name door het hergebruik van putten: voor de kosteneffectiviteit blijkt het behoud van de putten voor hergebruik een belangrijker aandeel te hebben dan het behoud van de platforms.

- De locatie van opslaglocaties is voor de kosteneffectiviteit van grootschalige opslag minder van belang, omdat de opslagkosten en compressiekosten dominant zijn ten opzichte van de transport-kosten. De compressiekosten worden gestuurd door de hoeveelheid te transporteren CO_2, de kosten voor opslag worden gestuurd door de grootte van de opslaglocatie. Dit betekent dat grotere opslagcapaciteit zorgt voor lagere kosten per opslagen hoeveelheid CO_2.

- Opslaglocaties met minder dan 10 Mt opslagcapaciteit blijken relatief duur en zouden ook vermeden kunnen worden, zelfs in een scenario met 30 Mt/j opslag. Dit gegeven zou kunnen helpen bij het bepalen van de meest geschikte potentiële opslaglocaties.

7. Aanbevelingen

Afvang CO_2

- Om de afvangkosten voor verschillende industriële bronnen nauwkeuriger te bepalen, is het nodig om verder onderzoek te doen naar specifieke afvanglocaties.

- Aanbevolen wordt om snel consensus te bereiken over de vraag of CO_2 afgevangen gaat worden bij elektriciteitscentrales, omdat dit veel impact zal hebben op de uiteindelijk benodigde infrastructuur.

- Voor de honderden industriële locaties die wel onder het ETS vallen maar onvoldoende CO_2 uitstoten om dit tegen redelijke kosten af te vangen, zou kunnen worden onderzocht in hoeverre het overschakelen van aardgas op waterstof technisch en economisch haalbaar zou kunnen zijn.

Onshore transport

- De in Nederland voorgeschreven rekenmethode (Safeti-NL) en de toxiciteit-waarden voor CO_2 (de zogenaamde probitrelatie) zijn nog onvoldoende nauwkeurig voor de risicoberekeningen van CO_2-transport op hogere drukken (in de vloeistoffase). Om transport over land in de vloeistoffase plaats te laten vinden, dienen er betrouwbare en onafhankelijk vastgestelde normen en rekenmethoden te worden vastgelegd voor het berekenen van de risico's van hoge druk CO_2 in installaties en pijpleidingen.

- Verder onderzoek is nodig naar de keuze van de CO_2-kwaliteitseisen in verband met de opzet van het transportnetwerk. De optimale CO_2-specificatie is namelijk verschillend per afvanger, transporteur, gebruiker en opslagpartij. Het kan daarom efficiënter zijn om met verschillende specificaties voor verschillende delen van het netwerk te werken (en centrale additionele installaties om bijvoorbeeld het CO_2 verder op specificatie te brengen voor een specifieke gebruiker of opslag). Ook parallelle pijpleidingen kunnen een optie zijn in plaats van een integraal leidingennetwerk.

- Omdat de compressorstations een significant element in de totale transportkosten zullen zijn, is het raadzaam om een conceptueel ontwerp voor een CO_2-compressorstation verder uit te werken, inclusief locatiekeuzes.

- Bij de compressorstations is veel koeling nodig (er komt dus veel warmte vrij). Daarom wordt aanbevolen ook te onderzoeken welke synergiën er bij een bepaalde locatie mogelijk zijn om de warmte te gebruiken.

Offshore transport

- Transport en opslag van CO_2 in de vloeibare fase van punt naar punt is goed begrepen, maar verder onderzocht dient te worden of er tijdens de opstartfase of bij het tussentijdse stoppen van transport (bijvoorbeeld door jaarlijks onderhoud) nog specifieke aandachtspunten zijn.

- De stabiliteit van de stroming in het netwerk (flow assurance) voor distributie met meerdere eindpunten (putten) moet nog nader bestudeerd worden.

- Detailstudies zullen uit moeten maken welke pijpleidingen (interfield, platform naar platform) eventueel hergebruikt zouden kunnen worden. Dit zal enige kostenbesparing opleveren ten opzichte van nieuw neer te leggen pijpleidingen.

- De daadwerkelijke routes voor de pijpleidingen zijn nog niet uitgewerkt. Verdere detailstudie zal moeten bepalen hoe de route zal zijn, rekening houdend met obstakels, beperkingen en regelgeving.

Opslag

- Omdat er waarschijnlijk meer gasvelden beschikbaar komen dan er nodig zijn, is het wenselijk om snel een verdere analyse te maken van de geschiktheid van specifieke velden voor CO_2-opslag en op basis daarvan een prioritering te stellen van de meest voor de hand liggende beschikbare en geschikte gasvelden. Hierbij zou ook rekening gehouden moeten worden met mogelijke andere opties voor hergebruik die een conflict of juist synergie op zouden kunnen leveren en met de ruimtelijke planning in het algemeen voor de Noordzee. Op basis van deze prioriteitenlijst zouden de beste kandidaten voor verdere opschaling kunnen worden geïdentificeerd. Deze zouden dan in detail onderzocht moeten gaan worden.

- Er is een reëel risico dat offshore infrastructuur wordt ontmanteld en definitief verloren gaat voordat deze kan worden hergebruikt voor CO_2-opslag. Daarom wordt aanbevolen op korte termijn te onderzoeken hoe geborgd kan worden dat de geschikte en benodigde infrastructuur beschikbaar blijft. Daarbij dient ook gekeken te worden wat de voor- en nadelen van verschillende manieren van 'mottenballen' (en/of het verlengen van de gaswinningsperiode) zijn. Ook kan blijken dat aanvullende regelgeving nodig is om dit mogelijk te maken.

- Omdat het hergebruiken van de putten bepalend is voor de kostenefficiëntie, dient uitgezocht te worden of het mogelijk is om putten te hergebruiken zonder noodzakelijkerwijs het hele platform in stand te houden.

- Verdere studie zal moeten uitwijzen wat de beste bron voor energie is op de platforms (lokaal gas, elektriciteit van nabijgelegen windmolenparken of dieselgeneratoren).

Monitoring

- Aanbevolen wordt te onderzoeken of het mogelijk is om de eisen omtrent monitoring bij CO_2-opslag meer op maat te maken voor de Nederlandse situatie. Dat wil zeggen: opslag in gasvelden, die zich in veel gevallen onder een dik steenzoutpakket bevinden. De huidige regelgeving stelt namelijk eisen die voortkomen uit de opslag in aquifers.

8. Referenties

Referenties

In deze studie wordt met cijfers tussen rechte haken verwezen naar de volgende bronnen:

[1] Energy Technology Perspectives 2017 (http://www.iea.org/etp/ ; IEA Juni 2017

[2] Decisions on the industrial energy transition, VEMW, 2017. http://issuu.sdcommunicatie.nl/2017/vemw/vemw-decisions-on-the-industrial-energy-transition/

[3] Nationale kosten energietransitie in 2030; Notitie PBL en ECN, April 2017 http://www.pbl.nl/sites/default/files/cms/publicaties/pbl-2017-nationale-kosten-energietransitie-in-2030-2888.pdf

[4] Informatie over het K12-b project: http://www.k12-b.info/

[5] Overzicht van CCS projecten, demo's, onderzoek wereldwijd: https://www.globalccsinstitute.com/projects

[6] Rapportage voortgang emissiehandel 2017 (NEA): https://www.emissieautoriteit.nl/documenten/publicatie/2017/09/01/rapport-voortgang-emissiehandel-2017

[7] Nationale Energieverkenning en ref [3] p11-12

[8] CO2Europipe, Towards a transport infrastructure for large-scale CCS in Europe, ECN (Grupa et al), 2011; http://www.co2europipe.eu/Publications/D3.2.1%20-%20CO2%20transport%20through%20pipelines%20risk%20characterization%20and%20management.pdf

[9] Costs, safety and uncertainties of CO2 infrastructure development, Thesis M Knoope, 2015 : www.co2-cato.org/publications/library1/costs-safety-and-uncertainties-of-co2-infrastructure-development

[10] QRA CO2 transport ROAD project, rev 5 nov 2011, J Dijkshoorn, F Kaman, (Tebodin), www.rvo.nl/sites/default/files/sn_bijlagen/bep/70-Opslagprojecten/ROAD-project/Fase1/2_MER/2-2-Erratum-MER-deelrapport-transport-354548.pdf

[11] Assessment of the major hazard potential of carbon dioxide, P Harper, HSE UK , June 2011, www.hse.gov.uk/carboncapture/assets/docs/major-hazard-potential-carbon-dioxide.pdf

[12] Shifting Streams,On the Health, Safety and Environmental Impacts of Carbon Dioxide Capture, Transport and Storage, J Koornneef, Thesis, 2010, ISBN 978-90-8891-163-7, https://dspace.library.uu.nl/bitstream handle/1874/43819/koornneef.pdf?sequence=1&isAllowed=y

[13] Uncertainties in risk assessment of CO2 pipelines, J Koornneef e.o. Energy Procedia 1 (2009) 1587–1594

[14] Comparison of risks from carbon dioxide and natural gas pipelines. Prepared by the Health and Safety Laboratory for the Health and Safety Executive 2009, A McGillivray & J Wilday

[15] Pipeline transportation of carbon dioxide containing impurities, M Mohitpour, 2011, ISBN 978-0-7918-5983-4.

[16] ISO 27913 'Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Pipeline transportation systems'. https://www.iso.org/standard/64235.html

[17] Method for derivation of probit functions for acute inhalation toxicity, RIVM Report 2015-0102,

[18] Evaluation of the acute toxicity of CO2, Revised version July 2009, update of 2007 version, RIVM, Wouter ter Burg & Peter M.J. Bos, RIVM Centrum voor Stoffen en Integrale Risicoschatting (SIR)

[19] Brief RIVM, kenmerk 100/09 CEV Spo/mva-2440, Vragen over CO2 modellering Barendrecht.

[20] CO2 Pipelines Good Practice Guidelines,Technical Report, Quantitative Failure Consequence Hazard Assessment for Next Generation CO2 Pipelines: The Missing Link, A Jill Wilday,FP7 Project CO2 PipeHaz, EC Grant Agreement No 241346 .
[21] Uitspraak 201306937/1/R6, Raad van State: https://www.raadvanstate.nl/uitspraken/zoeken-in-uitspraken/tekst-uitspraak.html?id=77529
[22] EC Directive for geological storage of CO2. http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32009L0031
[23] Richtlijn 2009/31/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 betreffende de geologische opslag van kooldioxide en tot wijziging van Richtlijn 85/337/EEG van de Raad, de Richtlijnen 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG en 2008/1/EG en Verordening (EG) nr. 1013/2006 van het Europees Parlement en de Raad, 2009, Publicatieblad van de Europese Unie, verkregen in 2017 via: https://www.eerstekamer.nl/id/vik1ervdqknp/document_extern/w32343eg/f=/vik1eswjue4q.pdf
[24] Kler, R. de, Neele, F., Nienoord, M., Brownsort, P., Koorneef, J., Belfroid, S., Peters, L., Wijhe, A. van, Loeve, D., Transportation and unloading of CO2 by ship – a comparative assessment – WP9 Final Report, CATO (2016}
[25] 2010, Gasunie en EBN, Transport en Opslagstrategie
[26] IEAGHG, Case Studies of CO2 storage in depleted oil and gasfields: http://www.ieaghg.org/education/49-publications/technical-reports/751-2017-01-case-studies-of-co2-storage-in-depleted-oil-and-gas-fields
[27] Neele, F., ter Veen, J., Wilschut, F., Hofstee, C., Independent assessment of high-capacity offshore CO2 storage options, TNO report (2012)
[28] KCI, Update Study CO2 Storage – Cost Estimate report (2017)
[29] http://www.co2-cato.nl/
[30] Ministerie van Economische Zaken, Delfstoffen en aardwarmte in Nederland, Jaarverslag 2015 (2016)
[31] Remmelts, G., Breunese, J.N., Bos, C., CCS Scenarios, Matching storage and capture of CO2 for sources in North and West Netherlands, 2010, TNO.
[32] CCS Position paper 2015 (CATO/Ecofys); CCUS-T2013-WP07-D05: https://www.ecofys.com/files/files/2015-ecofys_ccus-t2013-wp07-d05-v2015.11.16-ccs-position-paper.pdf
[33] Report on unit investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure ACER, 20-07-2015, www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/uic%20report%20-%20gas%20infrastructure.pdf
[34] CCS cost input 2017, EBN Intern kostendocument
[35] EU Emissions Trading System Directive (EU ETS Directive, 2009) ; http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0063:0087:en:PDF
[36] Shell UK, Peterhead CCS Project – Storage Development Plan (2015).: https://www.gov.uk/government/collections/carbon-capture-and-storage-knowledge-sharing
[37] Vandeweijer, V.P., Groenenberg, R., Donselaar, R., Pluymaekers, M., Loeve, D., Hofstee, C., Nepveu, M., Orlic, B., Akemu, O., Miersemann, U., Benedictus, T., Arts, R., Neele, F., Meindertsma, W., Feasibility Study P18 (final report), 2011, CATO2, verkregen in 2017 via: https://www.co2-cato.org/.

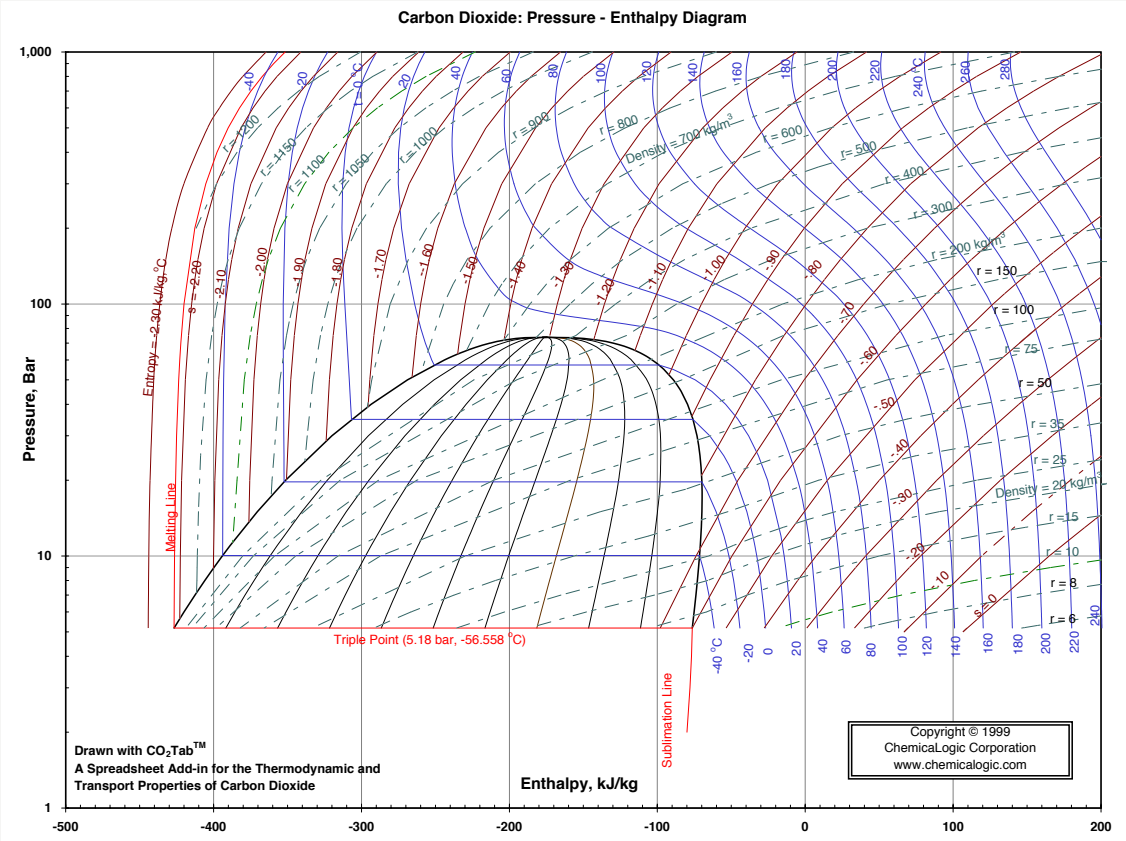
[38] Ministerie van Economische Zaken, Vergunning voor de opslag van kooldioxide in het voorkomen P18-4, 2013, verkregen in 2017 via: https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2013-21233.html
[39] Physical and geochemical impacts of impure CO2 on storage in depleted hydrocarbon reservoirs and saline aquifers, Zaman ZiabakhshGanji, Thesis (2015)
[40] van der Velde, R., Mieog, J. (DHV), Breunese, J., Remmelts, G. (TNO), Potential for CO2 storage in depleted gas fields at the Dutch Continental Shelf (2008), published for NOGEPA and the Dutch Ministry of Economic Affairs
[41] voorbeeld van een innovatie die grote impact op afvangkosten zouden kunnen hebben: http://www.sciencemag.org/news/2017/05/goodbye-smokestacks-startup-invents-zero-emission-fossil-fuel-power
[42] Fast Track CO2 Transport and Storage for Europe, ZEP, 2017 http://www.zeroemissionsplatform.eu/news/news/1675-launch-of-zep-report-fast-track-co2-transport-and-storage-for-europe.html
[43] Keeping the Lights on, Paul Freund & Olav Kaarstad, 2007, ISBN978-82-15-01141-7
[44] Deployment pathways for decarbonising industry and electricity generation, Niels Berghout, CATO2 WP 2.2: https://www.co2-cato.org/publications/library1/deployment-pathways-for-decarbonising-industry-and-electricity-generation
[45] A.S. Brouwer et al., 'Least-cost options for integrating intermittent renewables in low-carbon power systems', Applied Energy 161 (2016) 48-74: https://www.researchgate.net/publication/283872567_Least-cost_options_for_integrating_intermittent_renewables_in_low-carbon_power_systems
[46] Lowest cost decarbonisation for the UK: The critical role of CCS; September 2016. http://www.ccsassociation.org/news-and-events/reports-and-publications/parliamentary-advisory-group-on-ccs-report/
[47] Hisarna Pilot Plant, Tata Steel in Europe, https://www.tatasteel.nl/nl/innovatie/HIsarna
[48] CO2Tab, Chemicalogic, beschikbaar via: http://www.chemicalogic.com/Pages/CO2TabDownloads.aspx (verkregen op augustus 2017)

Appendix A
Toelichting eigenschappen CO_2

De hoeveelheid injectie is afhankelijk van de reservoirpermeabiliteit, de hoogte van het reservoir bij de put en hoe goed het contact tussen put en reservoir is en wordt gedreven door het verschil in druk tussen put en reservoir. De druk onder in de put wordt bepaald door de druk boven in de put, het gewicht van de CO_2 in de put en de hoeveelheid drukverlies in de put door wrijving. De druk boven in de put is te bepalen en zelfs te reguleren. De wrijving in de put wordt bepaald door de ruwheid van het materiaal, de diameter van de put en de stroomsnelheid. Het gewicht van de CO_2 in de put is afhankelijk van de dichtheid, die varieert door druk en temperatuur. Figuur A1 geeft onder andere weer op welke manier dichtheid, druk en temperatuur verbonden zijn. Het fasegedrag van CO_2 is vrij ingewikkeld. Een vuistregel is dat CO_2 op druk boven het kritische punt (73,3 bara) altijd een behoorlijke dichtheid heeft, en daarom efficiënter te transporteren is. Merk op dat er in deze studie is gekozen voor de term vloeistof voor alles wat vloeibaar of superkritisch is. Er wordt dus alleen onderscheid gemaakt tussen vloeistof en gas.

A1

Mollierdiagram, druk versus enthalpie. In het diagram komen temperatuurs-, dichtheids-, en entropielijnen voor. Deze lijnen geven gelijke waarden aan. Het kritische punt van CO_2 ligt op (73,3 bara en 30,95 °C). [48]



Samenstelling van de CO_2-stroom

De gassen die als bron dienen voor CO_2-afvang bevatten vaak vele componenten, waarvan vele ook nog als zogenaamde vervuilingen kunnen voorkomen in de CO_2-stroom. Daarnaast bevatten gedepleteerde gasreservoirs ook allerlei componenten. De uiteindelijke CO_2-stroom in pijpleiding, put, en reservoir is dus geenszins puur CO_2, maar bevat allerlei andere componenten. Voorbeelden hiervan zijn SO_2, H_2S, CH_4, O_2 en N_2. Deze componenten vormen samen met CO_2 de totale mix die de fysische en chemische eigenschappen bepalen. Het blijkt dat voornamelijk SO_2 en CH_4 bepalend zijn voor de oplosbaarheid van CO_2 in water, de Joule-Thomson-koeling en ook de opslagcapaciteit van reservoirs [39]. In het algemeen kan aangenomen worden dat CH_4 en SO_2 als vervuilingen in puur CO_2 tot tegengestelde eigenschappen leiden. In detail: CH_4 zorgt ervoor dat minder CO_2 opgenomen kan worden in water aanwezig in het reservoir, terwijl SO_2 de oplosbaarheid vergroot. Daarnaast: SO_2 vergroot de zone van Joule-Thomsonkoeling maar onderdrukt de hoeveelheid koeling, terwijl CH_4 (net als O_2 en N_2) de zone van koeling verkleint

Voorbeelden effecten bij injectie.

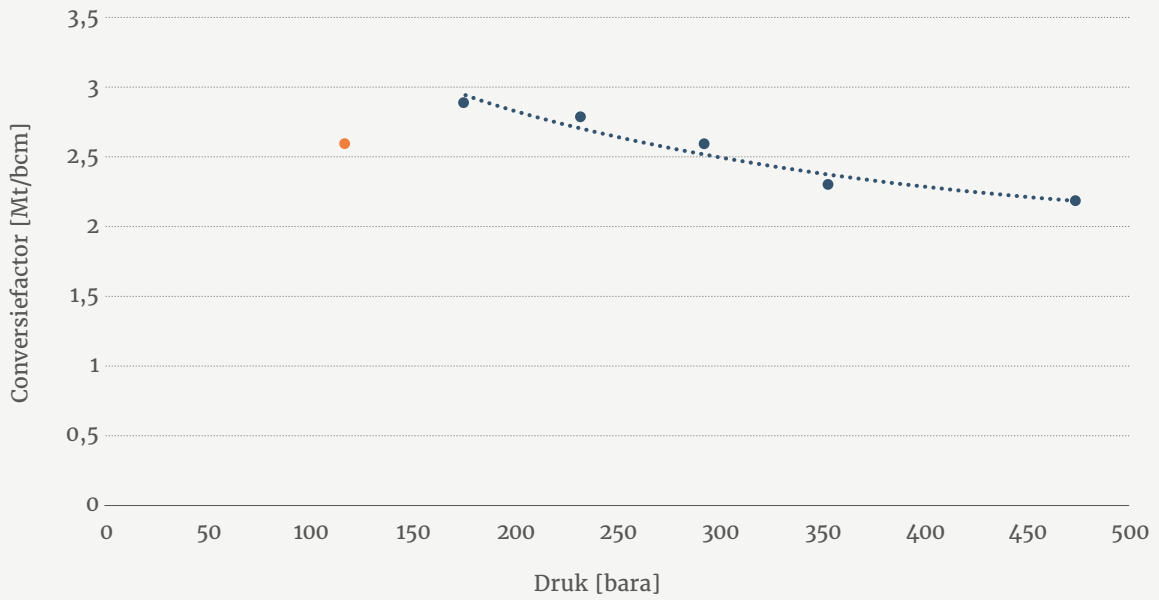
Near-wellbore-effecten bij CO_2-injectie

Fenomeen	Omschrijving
Joule-Thomsoneffect	Afkoeling van het reservoir als gevolg van expansie van geïnjecteerd CO_2. Dit kan secondaire effecten tot gevolg hebben.
Hydraatvorming	Vorming van (CH_4- en CO_2-)hydraten bij lage temperaturen (<14 °C). Hydraten zijn vergelijkbaar met ijskristallen en verstoppen het reservoir, waardoor injectie vertraagt of moet stoppen.
Thermische fracking	Scheuring van gesteente doordat spanningen ontstaan op lokaal niveau door snelle en significante afkoeling van het reservoir door injectie. Dit kan een postief effect voor de injectiviteit opleveren.
Zoutneerslag	Neerslag van opgeloste zouten in residueel zoutwater door verdamping. Dit kan tot (gedeeltelijke) verstopping voor het reservoir leiden, wat een negatief gevolg voor de injectiviteit heeft.
Geochemische reacties	Oplossing en neerslag van reservoirmineralen. Dit kan tot een breed scala van gevolgen leiden. Chemische reacties zijn vaak voor de injectiviteit van minder belang, maar kunnen op langere termijn (10.000 jaar) voor de opslag wel van belang zijn [39].
Hydraulische fracking	Scheuring van gesteente door hoge injectiedrukken. Voor CO_2-injectie wordt dit vaak buiten beschouwing gelaten (er zijn behoorlijke hoge drukken voor nodig), maar bij zwakke reservoirs dient er wel rekening mee gehouden te worden. Over het algemeen hebben scheuren in een reservoir een positief effect voor de injectiviteit van een put.

maar wel de hoeveelheid koeling laat toenemen. Tot slot: SO_2 vergroot de opslagcapaciteit in zowel water als poriënvolume, terwijl andere vervuilingen de potentiële opslagcapaciteit verlagen. In pure CO_2-stromen kan zelfs overwogen worden om SO_2 toe te voegen, gezien de significante positieve effecten [39].

A2

De omrekeningsfactor tussen UR en CO_2-opslagcapaciteit is afhankelijk van de originele reservoirdruk. De waarden komen uit figuur A3.



Omrekenfactor opslagcapaciteit UR CH_4 naar CO_2

Voor deze studie is de conversiefactor van de ultimate recovery (UR) van gaswinning naar potentiële opslagcapaciteit constant gehouden en gelijk aan 2,5 Mt/bcm. De reden hiervoor is eerder onderzocht door TNO en onder andere in het DHV-TNO-rapport (2008) [40] gerapporteerd. In werkelijkheid is de conversiefactor onder andere afhankelijk van de reservoirdruk, zoals in figuur A2 weergegeven. Een factor 2,5 Mt/bcm lijkt een aardige gemiddelde schatting te geven, aangenomen dat de gemiddelde originele reservoirdruk 300 bar is.

A3

De UR is berekend als het volume dat nodig is voor een opslagvolume gelijk aan 10 Mt. Bron: [40].

Diepte	Gasexpansiefactor	Dichtheid	NPV	UR	Druk	Conversiefactor
[m]	[-]	[kg/m³]	[mln m³]	[bcm]	[bara]	[Mt/bcm]
1000	148	390	25,6	3,8	115	2,6
1500	176	520	19,2	3,4	173	2,9
2000	204	575	17,4	3,6	230	2,8
2500	232	605	16,5	3,8	290	2,6
3000	261	608	16,6	4,3	350	2,3
4000	285	624	16	4,6	470	2,2

Appendix B
Pijpleidingen offshore

CAPEX pijpleidingen offshore

Gemiddeld genomen zijn, los van materiaalkeuze, twee factoren belangrijk voor de investeringskosten van een pijpleiding: de diameter en de te leggen afstand. Over het algemeen gaan de kosten per kilometer omlaag bij het toenemen van de afstand. Nieuwe pijpleidingen offshore worden niet jaarlijks gelegd, dus voor de gebruikte kostenschattingen zijn referentiedata van gerealiseerde projecten gecombineerd met databasewaarden. De gebruikte database, Que$tor van IHS Markit, is gebaseerd op marktprijzen en wereldwijde gerealiseerde projecten. Omdat de marktprijzen op dit moment (2017) als laag beschouwd worden, dienen de geschatte prijzen met -20%/+40% nauwkeurigheid genomen te worden. Andere factoren die de uiteindelijke kosten van het leggen van pijpleidingen kunnen verhogen zijn onder andere: onderzeese obstakels (zoals andere leidingen en kabels) en bovenzeese obstakels, zoals platforms of windparken. Hierdoor moeten overbruggingen gemaakt worden ("crossings"). Daarnaast kan het voorkomen dat de uiteindelijke route langer uitvalt dan in eerste instantie is ingeschat, omdat bepaalde gebieden vermeden moeten worden (zoals Natura2000 gebieden, zandwingebieden et cetera).

B1

Geschatte afstanden en totale investeringskosten (CAPEX) per voorbeeldscenario.

	Low	Mid	High	Mid nieuwbouw	
Afstand lokale pijpleiding	30	70	145	70	km
Afstand hoofdleiding	380	385	675	385	km
Investeringen	**419**	**438**	**833**	**438**	**mln euro**
opgeslagen CO_2	476	654	964	654	Mt
UTC	**0,9**	**0,7**	**0,9**	**0,7**	**euro/ton**

B2

(Herhaling van figuur 3.6) Samenvatting voor de selectie van pijpleidingdiameters voor typische volumestromen en afstanden.

Minimumdiameters	Diameter (inch)	Stroomsnelheid (m/s)	Drukval (bar/km)
5 Mt/j korte afstand	14	1,7	0,5
5 Mt/j lange afstand	18	1,0	0,1
10 Mt/j korte afstand	18	2,0	0,5
10 Mt/j lange afstand	24	1,1	0,1
20 Mt/j korte afstand	24	2,3	0,4
20 Mt/j lange afstand	32	1,3	0,1
30 Mt/j korte afstand	28	2,5	0,4
30 Mt/j lange afstand	36	1,5	0,1

De diameter van een pijpleiding wordt bepaald door de getolereerde snelheden in de pijpleiding (en daarmee de volumestromen). Dit wordt in paragraaf 3.2 uitgelegd. Figuur B.2. geeft een overzicht van de geselecteerde pijpleidingen bij bepaalde volumestromen. De diameters die hieruit volgen, gecombineerd met de te af te leggen afstand, bepalen uiteindelijk de kosten. Deze worden weergegeven in figuur B.3 en figuur B.4. In figuur B.1 worden de afstanden en investeringskosten per voorbeeldscenario genoemd. De uiteindelijke diameters zijn per segment gekozen, op basis van geschatte jaarlijkse volumestroom per segment.

B3

Typische kostenschattingen voor hoofdpijpleidingen, afhankelijk van diameter en af te leggen afstand.

Type pijpleiding	Diameter [inch]	Lengte [km]	Kosten [mln euro]	Technische specificatie
Trunkline	14	50	42	S-lay with concrete coating from shore
Trunkline	14	100	69	S-lay with concrete coating from shore
Trunkline	14	200	131	S-lay with concrete coating from shore
Trunkline	18	50	45	S-lay with concrete coating from shore
Trunkline	18	100	71	S-lay with concrete coating from shore
Trunkline	18	200	128	S-lay with concrete coating from shore
Trunkline	24	50	53	S-lay with concrete coating from shore
Trunkline	24	100	82	S-lay with concrete coating from shore
Trunkline	24	200	142	S-lay with concrete coating from shore
Trunkline	24	100	77	S-lay with concrete coating between platforms
Trunkline	28	50	59	S-lay with concrete coating from shore
Trunkline	28	100	102	S-lay with concrete coating from shore
Trunkline	28	200	208	S-lay with concrete coating from shore
Trunkline	32	50	66	S-lay with concrete coating from shore
Trunkline	32	100	108	S-lay with concrete coating from shore
Trunkline	32	200	208	S-lay with concrete coating from shore

B4

Typische kostenschattingen voor lokale leidingen, afhankelijk van diameter en te leggen afstand.

Type pijpleiding	Diameter [inch]	Lengte [km]	Kosten [mln euro]	Technische specificatie
Interfield pipeline	10	10	16,4	reellay & buried
Interfield pipeline	10	20	20,1	reellay & buried
Interfield pipeline	10	30	23,4	reellay & buried
Interfield pipeline	10	40	26,6	reellay & buried
Interfield pipeline	14	10	18,7	reellay & buried
Interfield pipeline	14	20	22,9	reellay & buried
Interfield pipeline	14	30	27,4	reellay & buried
Interfield pipeline	14	40	31,8	reellay & buried
Interfield pipeline	18	10	20,8	S-lay & concrete coating
Interfield pipeline	18	20	25,9	S-lay & concrete coating
Interfield pipeline	18	30	30,4	S-lay & concrete coating
Interfield pipeline	18	40	35,1	S-lay & concrete coating

OPEX pijpleidingen

OPEX voor pijpleidingen is voor een verscheidenheid aan zaken nodig, zoals inspecties, algemeen onderhoud, het onderhoud van risers, rock dumping (het bedekken van stukken blootgelegde pijpleiding), etc.

Omdat er geen gegevens voor CO_2-leidingen beschikbaar zijn, is er uitgegaan van bestaande hoofdleidingen voor gas offshore. De technische operationele kosten voor een grote leiding kan in de range van 2-15 mln euro per jaar liggen, afhankelijk van wat er in dat jaar aan standaardwerk en incidentele zaken gedaan wordt. Om voor de low, mid en high case een OPEX in te schatten, is de gemiddelde OPEX per jaar geschaald naar de afstand. In figuur B.5 zijn de uiteindelijke voorgestelde operationele kosten opgenomen.

B5

Samenvatting operationele kosten voor de gekozen voorbeeldscenario's.

	Low	Mid	High	Mid nieuwbouw	
Operationele kosten	8,9	9,0	15,9	9,0	mln euro/jaar
Operationele kosten (totaal)	321	326	571	326	mln euro
Opgeslagen CO_2	476	654	964	654	Mt
UTC	**0,7**	**0,5**	**0,6**	**0,5**	**euro/ton**

Appendix C Veiligheidstechnische achtergronden van CO_2-transportleidingen

Er is al veel kennis opgebouwd over de veiligheid van gasvormig CO_2-transport in Nederland. Er zijn kwantitatieve risicoanalyses (QRA's) en milieu-effectrapporten (m.e.r.'s) gemaakt en beoordeeld voor zowel het Barendrecht- als het ROAD-project. Ook voor de OCAP hoofdleiding is een QRA gemaakt. Behalve deze praktijkervaring zijn er ook op dit onderwerp al meerdere studies uitgevoerd als onderdeel van het CATO-onderzoeksprogramma. Door Koornneef [12, 13] en anderen [12, 17, 18] is uitgebreid gerapporteerd over de risico's van blootstelling aan CO_2 door lekkage bij CO_2-transport per buisleiding. Bij toename van de CO_2-concentratie gaan twee effecten een rol spelen.

- Ten eerste neemt het zuurstofpercentage in de lucht af (als die te laag wordt, kan verstikking optreden door gebrek aan zuurstof).
- En ten tweede geeft CO_2 zelf bij hogere concentraties toxische effecten (ook bij voldoende zuurstof).

In de praktijk treden beide effecten bijna altijd gelijktijdig op. Met name over het tweede effect (de toxiciteit van CO_2 voor mensen) is nog geen wetenschappelijke consensus [10, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19, 20, 21].

Verhoogde CO_2-concentraties zijn het meest waarschijnlijk als CO_2 vrijkomt in een besloten ruimte of als er veel CO_2 vrijkomt bij lage druk, waardoor er onvoldoende impuls is voor menging met de lucht. Beide situaties komen zelden voor bij begraven buisleidingen.

Met betrekking tot het thermodynamisch gedrag van CO_2 is er nog geen eenduidigheid in de uitstroommodellering (bij verschillende modellen) van een faalincident met een hogedrukleiding (vloeistoffase). Open vragen zijn onder andere: ontstaat er wel of geen koolzuursneeuw bij vrijkomen van CO_2 onder hoge druk, kan een dalende CO_2-wolk optreden en kan het zich over grotere afstanden laaghangend verspreiden na beperkte lekkage? Het is belangrijk om de dispersiemodellering van CO_2 voor de verschillende transportcondities in overeenstemming te brengen met praktijktesten die inmiddels uitgevoerd zijn en inzicht bieden in deze vragen.

Pipe safe is een modelleringsprogramma dat onder andere gebruikt wordt voor externe veiligheidsstudies van aardgasleidingen. Door het RIVM is voor uitvoering van een QRA het programma Safeti-NL voorgeschreven, maar dit programma beschrijft momenteel onvoldoende de dispersie van CO_2 onder de verschillende uitstroomcondities (met name in de vloeistoffase). Ook worden de gevolgen van langdurige uitstroom onvoldoende beschouwd. Een update en actualisatie van het Safeti-NL pakket is nodig, zodat het ook voldoende representatief wordt voor CO_2-uitstroming bij hogeredruktransport.

Voor het uitvoeren van een QRA is de humane respons op CO_2 van groot belang. Het gezondheidseffect van CO_2 wordt onder andere uitgedrukt in een zogenaamde Probitfunctie: het mortaliteitsrisico als functie van de CO_2-concentratie en blootstellingsduur. Er kunnen verschillende Probitrelaties in de literatuur [9, 10, 12, 13]) gevonden worden. De onderlinge verschillen zijn nog groot, zoals duidelijk te zien is in figuur C1.

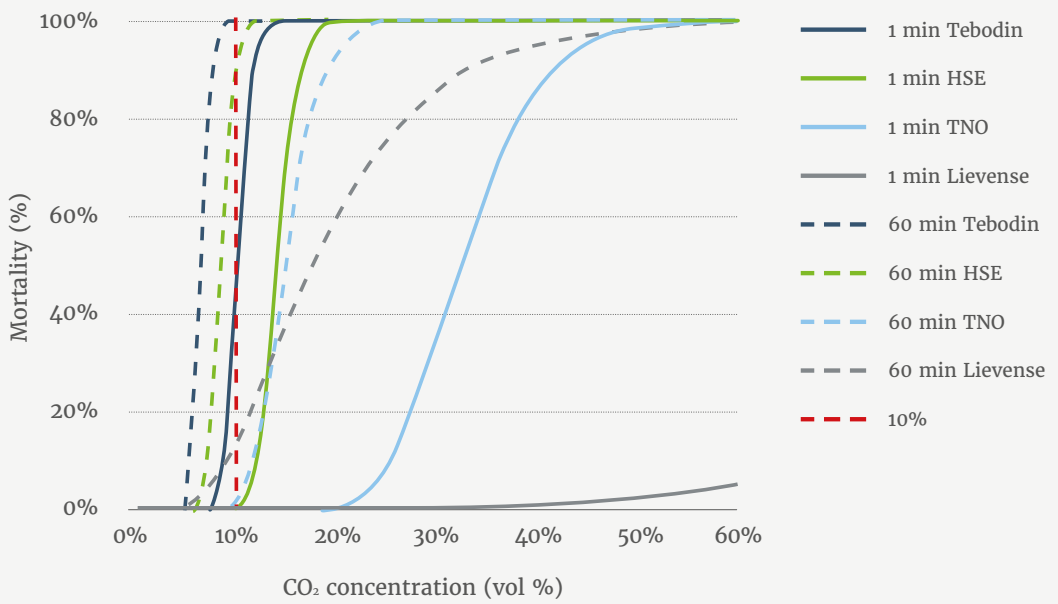
Door het RIVM is in de updatestudie van 2009 geconcludeerd dat de acute CO_2-toxiciteit bij ratten het beste beschreven kan worden middels een asymptotische relatie. Het software-

pakket Safeti-NL, de voorgeschreven software voor het uitvoeren van QRA-studies, gebruikt echter een lineaire probitfunctie en kan niet overweg met een asymptotische functiebeschrijving. Aanbevolen wordt de acute giftigheid van CO_2 aanvullend te onderzoeken om een eenduidige probitrelatie te verkrijgen die algemeen wetenschappelijk geaccepteerd wordt, en ook om Safeti-NL aan te passen zodat de correcte probitrelatie gebruikt kan worden.

Uit de eerder aangehaalde onderzoeken blijkt dat voor ondergrondse leidingen de gevaarzettingen met technische en organisatorische maatregelen beheersbaar gemaakt kunnen worden. Voor bovengrondse systemen zal echter vrije ruimte rondom de installaties moeten worden gehouden. Ook zullen wellicht aanvullende maatregelen moeten worden genomen om het uitstroomvolume te beperken en constructieve maatregelen zodat er sprake van quasi verticale uitstroming gaat optreden bij falen. Voor ondergrondse leidingen is in het algemeen alleen sprake van een verticaal opwaarts gerichte uitstroming met kratervorming als uitstroomscenario voor de dispersieberekeningen.

C1

Bron: [10]



©november 2017 EBN en Gasunie
Elk onderdeel van deze publicatie mag zonder toestemming van EBN en Gasunie worden gekopieerd, gereproduceerd of verspreid, mits de materialen niet worden gekopieerd, gereproduceerd of verspreid voor commerciële doeleinden en op voorwaarde dat EBN en Gasunie zijn vermeld als bron op alle kopieën en reproducties van het materiaal.

EBN B.V.
Daalsesingel 1
3511 SV Utrecht

Telefoon: +31 (0)30 2339001
Mail: ebn.mail@ebn.nl

