

Princetonlaan 6
Postbus 80015
3508 TA Utrecht

www.tno.nl

T 030 256 42 56
F 030 256 44 75
info@nitg.tno.nl

TNO-rapport 2006-U-R0023/B

Verkenning naar de mogelijkheden voor de opslag van
CO₂ en het gebruik van aardwarmte in de provincie
Drenthe

Datum	06 februari 2006
Auteur(s)	Drs. R. A.A. van der Krogt Drs. A. Lokhorst Drs. H.J.M. Pagnier Ir. H.J. Simmelink Dr. A.F.B. Wildenborg
Exemplaarnummer	<copy no>
Oplage	<no.of copies>
Aantal pagina's	57
Aantal bijlagen	-
Opdrachtgever	Provincie Drenthe-Productgroep Bodem
Projectnaam	Drenthe CO ₂ en Geothermie
Projectnummer	005.45067

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, foto-kopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor onderzoeksopdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belang-hebbenden is toegestaan.

Inhoudsopgave

1	Inleiding.....	3
2	CO₂-opslag.....	5
2.1	Inleiding.....	5
2.1.1	Korte termijndoelstelling.....	5
2.1.2	De langere termijn doelstelling.....	5
2.1.3	Recente nationale beleidsontwikkelingen.....	6
2.1.4	Kansen voor Drenthe en Schoon Fossiel.....	6
2.2	CO ₂ -opslagmogelijkheden in de ondergrond van Drenthe.....	7
2.2.1	Algemeen.....	7
2.2.2	Opslagcapaciteit in de tijd ¹⁾	9
2.2.3	Geologische en techno-economische geschiktheid van de velden.....	12
2.3	Beschikbaarheid en interferentie.....	22
2.3.1	Interferentie van CO ₂ -opslag met alternatieve gebruiksmogelijkheden van gasvelden.....	22
2.3.2	Alternatieve gebruiksmogelijkheden van zoutcavernes.....	25
2.3.3	Oliewinning in Schoonebeek.....	26
2.3.4	Invloed aan het maaiveld.....	26
2.4	CO ₂ -bronnen en -transport.....	26
2.5	Haalbaarheid CO ₂ -opslag.....	31
2.5.1	Kosten.....	31
2.5.2	Timing.....	33
2.5.3	Regelgeving.....	33
2.5.4	Maatschappelijke ontwikkelingen.....	34
3	Aardwarmte.....	35
3.1	Inleiding.....	35
3.1.1	Doorstroming:.....	35
3.1.2	Het proces van aardwarmtewinning.....	35
3.1.3	Puttendoublet.....	36
3.1.4	De aardwarmtecentrale.....	37
3.1.5	Het vermogen van een doublet.....	37
3.1.6	Het gebruik van aardwarmte:.....	37
3.2	Het aardwarmte potentieel in de ondergrond van Drenthe.....	38
3.2.1	Inleiding.....	38
3.2.2	Slochteren zandsteen.....	39
3.2.3	Zandsteen uit de Trias Groep.....	41
3.2.4	Rijnland Groep.....	43
3.3	Haalbaarheid Aardwarmte.....	45
3.3.1	Geschiktheid van de aquifers.....	45
3.3.2	Beschikbaarheid van de aquifers.....	46
3.3.3	Enkele kosten aspecten.....	48
4	Conclusies en aanbevelingen.....	49
5	Ondertekening.....	54
	Referenties.....	55

1 Inleiding

Binnen de provincie Drenthe bestaat een lange traditie van het gebruik van de ondergrond voor de winning van delfstoffen, vooral met de winning van olie in het zuidoosten van de provincie en de winning van aardgas, verspreid voorkomend binnen de gehele provincie. In de jaren 90 is daar het gebruik van de ondergrond voor het bufferen van aardgas aan toegevoegd. In alle gevallen is de Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM) B.V. de operator van deze mijnbouw activiteiten, omdat de gehele provincie Drenthe als concessiegebied aan de NAM is toegewezen. Naast de traditionele winning van koolwaterstoffen zijn de laatste jaren nieuwe vormen van het gebruik van de ondergrond in opkomst. Dit hangt samen met een toenemende aandacht voor de ondergrond op rijksniveau, bij gemeenten, universiteiten, bedrijven, politieke partijen en andere maatschappelijke organisaties¹. De lagenbenadering uit de Nota Ruimte, waarin de ruimtelijke structuur wordt onderverdeeld in een ondergrond-, een netwerk- en een occupatielaag, speelt daarbij een belangrijke rol als integrerend kader voor het omgaan met de ondergrond in relatie tot (ruimtelijke) inrichtingsvraagstukken.

In haar Provinciaal Omgevingsplan (POP) sluit de provincie Drenthe aan bij deze ontwikkelingen met beleidsdoelen in relatie tot de ondergrond. Dit wordt verder uitgewerkt in onder meer een aparte beleidsverkenning voor de ondergrond, een nota energiebeleid (waarin ook de koppeling met ondergrond en ruimtegebruik een grote rol speelt) en bovenregionale afstemming in het kader van Energy Valley (Provincie Drenthe, 2005).

Vanuit de beschreven context heeft TNO in 2004 in samenwerking met de Provincie een visie-ontwikkelingstraject doorlopen, met als resultaat een presentatie van geïntegreerde ideeën aan de Gedeputeerden Dijks en Haarsma op het gebied van "Ondergrond, Energie en RO in de provincie Drenthe". In oktober 2005 heeft de Provincie TNO opdracht gegeven de mogelijkheden voor een tweetal van de nieuwe vormen van gebruik van de ondergrond nader te onderzoeken: de winning van aardwarmte (geothermie) en de mogelijke opslag van kooldioxide (CO₂). Het voorliggende rapport bevat de resultaten van dit onderzoek, die voor beide thema's het karakter heeft van een verkenning, gebaseerd op inventarisatie en analyse van beschikbare up-to-date gegevens en expertise bij TNO.

De winning van aardwarmte is een al lang bestaande technologie, die de laatste jaren ook in Nederland meer belangstelling krijgt, mede door enerzijds het Kyoto verdrag, anderzijds door de sterke stijging van de prijs van fossiele brandstoffen. De reductie van de uitstoot van CO₂ is een belangrijke doelstelling uit het Kyoto verdrag. Naast zuiniger omgaan met energie en het inzetten van duurzame energie bronnen is de opslag van CO₂ een belangrijke optie, die vooral in de transitie van een op fossiele brandstoffen gebaseerde energiehuishouding naar een duurzame energie huishouding een belangrijke rol kan spelen. De opslag van CO₂ in de ondergrond is vooral voor Nederland een belangrijke optie, gezien de mogelijkheden die de ondergrond van Nederland hiervoor biedt. Evenals bij de winning van aardwarmte sluiten de benodigde technieken sterk aan bij die uit de olie en gasindustrie.

¹ Onder meer:

- Interdepartementale studie Ondergrondse Ordening; beleidsbrief ruimtelijke ordening ondergrond d.d. 23 nov. 2004
- Kaderrichtlijn Water
- Beleidsbrief Bodem

Het doel van het onderzoek is om voor zowel opslag van CO₂ als geothermie in beeld te brengen wat de mogelijkheden zijn op basis van de fysieke eigenschappen van de ondergrond. Deze mogelijkheden worden in het perspectief geplaatst van verschillende tijdvensters (huidige en toekomstige mogelijkheden), mogelijke risico's, eventuele interferenties met huidig en toekomstig gebruik van ondergrond en bovengrondse inrichting, en uiteraard de warmtebehoefte cq. aanwezigheid van potentiële CO₂-bronnen. Op basis van de analyse wordt kwalitatief en indicatief ingegaan op haalbaarheidsaspecten. Het rapport wordt afgesloten met conclusies en aanbevelingen voor beleid.

2 CO₂-opslag

2.1 Inleiding

2.1.1 *Korte termijndoelstelling*

De uitstoot van CO₂ in de atmosfeer wordt gezien als een van de belangrijkste oorzaken van het broeikaseffect. Tijdens de Klimaatconferentie in Kyoto, december 1997, zegde de Europese Unie (EU) toe om de jaarlijkse uitstoot van broeikasgassen in de periode 2008 tot en met 2012 met 8% te verminderen ten opzichte van het niveau in 1990. Nederland ging onder voorwaarden akkoord met een nationale reductiedoelstelling van 6%. Het gaat hier niet alleen om CO₂ maar ook om de broeikasgassen lachgas, methaan en een aantal fluorverbindingen. Dat betekent dat Nederland in 2010 220 Megaton (Mt) broeikasgassen (CO₂-equivalenten) mag uitstoten; deze uitstoot is licht hoger dan die in 1990 (circa 215 Mt CO₂-equivalenten). De kans dat Nederland met het voorgenomen beleid daaraan voldoet is 90% zegt de Evaluatienota Klimaatbeleid 2005 (Ministerie van VROM, 2005). Overigens mag de helft van de Kyoto-doelstelling in het buitenland worden gerealiseerd. Door buitenlandse maatregelen wordt een jaarlijkse emissiereductie van 20 Mt verwacht in de periode 2008-2012.

In Noord-Nederland, Friesland, Groningen en Drenthe, bedroeg de totale CO₂ -emissie in 1990 ongeveer 17 Mt (Werkgroep Energiekompas, 2003). Indien verondersteld wordt dat Noord-Nederland een evenredige bijdrage levert aan de realisatie van de Kyoto-doelstelling zou dit betekenen dat in 2012 de emissie van CO₂ moet zijn teruggebracht tot 16 Mt. De emissie voor de provincie Drenthe bedroeg in het referentiejaar 1990 3,7 Mt en de verwachte emissie zonder reductiemaatregelen zou in 2010 5,6 Mt zijn. Volgens de Kyoto-taakstelling mag de CO₂-emissie in 2010 zijn gestegen tot 5,1 Mt. Ofwel de emissie-reductiedoelstelling voor 2010 bedraagt 0,5 Mt (Provincie Drenthe, 2005).

2.1.2 *De langere termijn doelstelling*

De EU heeft als uitgangspunt dat de temperatuur op aarde niet meer dan 2 graden Celsius mag toenemen ten opzichte van het preïndustriële niveau. Dat betekent dat de uitstoot van broeikasgassen wereldwijd in 2050 mogelijk tot 50% moet worden teruggebracht ten opzichte van 1990. Als de rijke industrielanden met inbegrip van de Verenigde Staten het initiatief nemen, zouden zij emissiereducties moeten realiseren tot 30% in 2020 en 80% in 2050, aldus staatssecretaris Van Geel (Symposium Post-Kyoto in Amsterdam, 2005).

Deze doelstelling kan ingevuld worden door oplossingen op nationaal niveau aan te dragen, m.n. door besparing in het energiegebruik, het inzetten van duurzame energie of het vastleggen van CO₂ d.m.v. bebossing of opslag in de ondergrond. Het eerste spoor is de inzet van hernieuwbare energiebronnen zoals zon wind en biomassa. Het tweede spoor is het verhogen van de energie-efficiency en het derde spoor is de geavanceerde energietechnologie, waartoe schoon fossiel wordt gerekend. Dit spoor is van belang omdat fossiele brandstoffen naar verwachting nog lange tijd een rol van betekenis zullen spelen.

Volgens het NMP-4 (2001) zijn er binnen de Nederlandse energietransitie 6 oplossingsrichtingen om in de periode tot 2030 de uitstoot van vooral CO₂ te reduceren:

- 1) Verandering van consumptiepatroon en gedrag (10 Mt bijdrage aan reductie);
- 2) Wijziging van de economische structuur (20 Mt bijdrage aan reductie);
- 3) Efficiencyverbeteringen (40-60 Mt bijdrage aan reductie);
- 4) Hernieuwbare bronnen (40-75 Mt bijdrage aan reductie);
- 5) Schoon Fossiel (50-60 Mt bijdrage aan reductie);
- 6) Kernenergie (10-20 Mt bijdrage aan reductie).

Gesteld wordt dat als alle oplossingsrichtingen worden ingezet, dat een reductie van de CO₂-emissies binnen Nederland (2030) met 30% ten opzichte van 1990 haalbaar is.

2.1.3 *Recente nationale beleidsontwikkelingen*

Plannen worden voorbereid om een bedrag van 80 tot 150 miljoen Euro te reserveren voor investering in "Schoon-Fossiel" projecten. Deze gelden zouden resulteren uit FES 2006, "Borsssele" besprekingen evenals de besprekingen rond het Waddenfonds i.o. (Brief Min. van EZ/Brinkhorst aan Tweede kamer; E/EP/5716306, 7-12-2005).

Inmiddels is in het Nederlandse Nationaal Systeem voor de monitoring van broeikasgassen opgenomen dat CO₂-opslag kan worden verrekend in de nationale emissie-inventarisatie, vooruitlopend op het inwerkingtreden van de 2006 IPCC Guidelines, de richtlijnen onder het VN Klimaatverdrag voor de nationale monitoring van broeikasgassen. In deze richtlijnen is CO₂-opslag als een nieuwe, aparte rubriek opgenomen. Meest bepalend is echter de wijze waarop CO₂-opslag kan worden verrekend onder het Europese systeem van CO₂-emissiehandel. De Europese richtlijnen zijn op dit punt nog onvolledig. De inzet van het kabinet is er op gericht dat vóór de tweede allocatieperiode (2008-2012) van het CO₂-handelssysteem de condities voor CO₂-opslag duidelijk zullen zijn.

De Nederlandse gasvelden lijken zeer geschikt te zijn voor de opslag van CO₂ nadat de gasproductie ten einde is gekomen. De overheid zal nagaan of de huidige Mijnbouwwet het gedeeltelijk instandhouden van opgerichte mijnbouwwerken in de weg staat, zodat de periode tussen beëindiging van de gasproductie en start CO₂-injectie overbrugd kan worden.

2.1.4 *Kansen voor Drenthe en Schoon Fossiel*

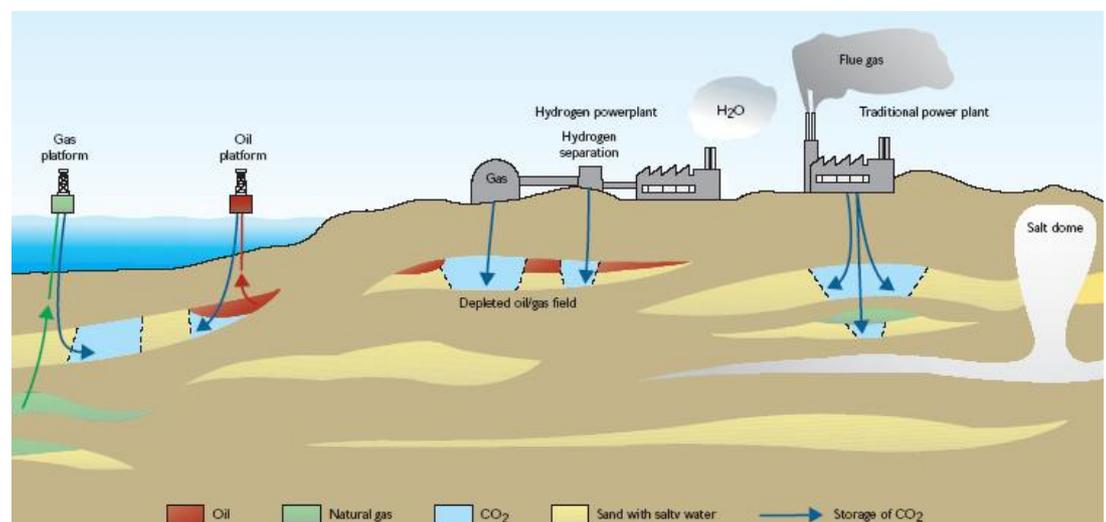
In de Provincie Drenthe zijn een groot aantal gasvelden aanwezig waarvan de gasproductie op afzienbare termijn zal eindigen. Daarnaast is op een aantal plaatsen opslag van CO₂ mogelijk in diepgelegen aquifers (goed doorlatende, watervoerende sedimentlagen in de ondergrond). Drenthe zou een belangrijke rol kunnen spelen voor de opslag van CO₂ uit de rest van Nederland of van het aangrenzende deel van Duitsland. Bij het bepalen van de mogelijkheden voor de opslag van CO₂, is, naast de vereiste beschikbaarheid van een ondergrondse opslagfaciliteit de aanvoer van CO₂ een belangrijk punt. Delen van het beschikbare gasproductie netwerk zouden kunnen worden ingezet voor het transport van CO₂ naar de opslaglocaties. In het algemeen worden de kosten van CO₂-opslag bepaald door de afvang van CO₂ bij de bron, het transport via een pijpleiding en de opslag in de ondergrond. De kosten van afvang zijn de belangrijkste kostenpost. De kosten van het transport worden vooral bepaald door de afstand tot de bron. Aanvoer vanuit bronnen in de buurt van de opslagfaciliteit kan

daardoor relatief goedkoop geschieden. In de komende paragrafen wordt achtereenvolgens ingegaan op de opslagmogelijkheden en hun capaciteit, de beschikbaarheid van de opslagmogelijkheden, de aanwezige CO₂-bronnen, mogelijkheden voor CO₂-transport en tenslotte wordt een beschouwing gegeven over de haalbaarheid van CO₂-opslag, die voornamelijk tot uiting komt in de kosten van CO₂-afvang, -transport en -opslag.

2.2 CO₂-opslagmogelijkheden in de ondergrond van Drenthe

2.2.1 Algemeen

Het is mogelijk om CO₂ op verschillende manieren in de ondergrond op te slaan, zoals aangegeven in onderstaande figuur 2.1.



Figuur 2.1 –Verschillende opties voor opslag van CO₂ in de ondergrond (GEUS, 2004).

In de provincie Drenthe zijn de volgende opslagmogelijkheden aanwezig:

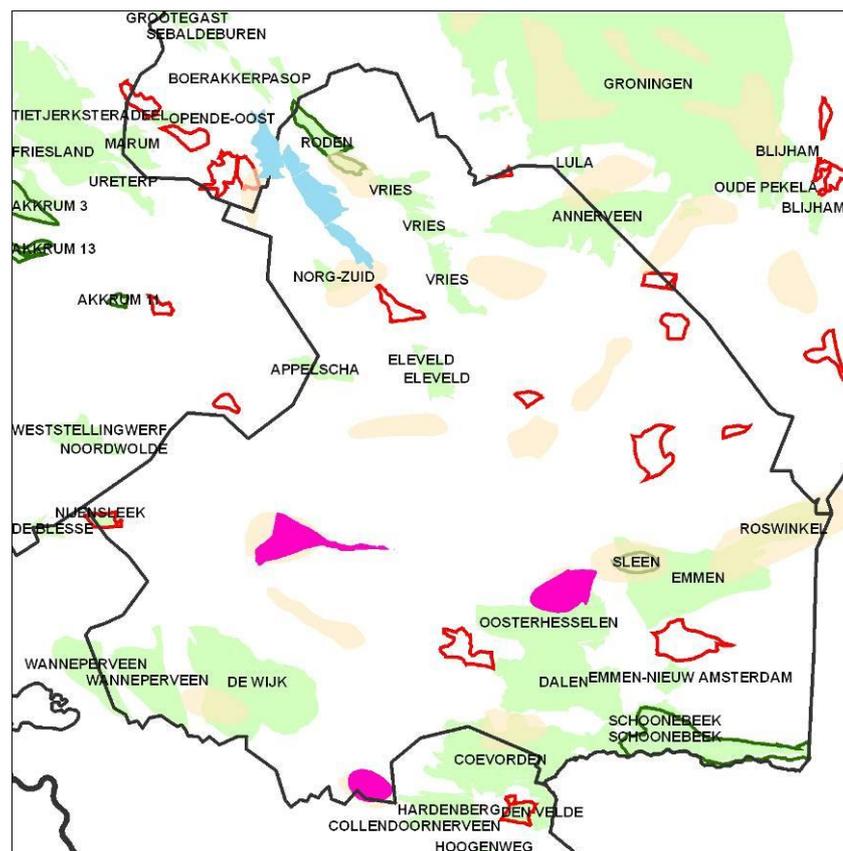
- Gedepleteerde olie en gasvelden.
Olie en gasvelden hebben door hun bestaan aangetoond dat zij olie en gas kunnen vasthouden gedurende geologische lange perioden en kunnen daarom ook als opslag faciliteit voor CO₂ dienst doen. Naast opslag in strikte zin is het ook mogelijk om door het injecteren van CO₂ de gaswinning in haar laatste stadium te verbeteren (EGR, Enhanced Gas Recovery) dan wel voor de winning van olie in te zetten (EOR). Naast de bewezen afsluiting van olie- en gasvelden is ook het kennisniveau over het gedrag van een olie en gasreservoir aanzienlijk, vooral vergeleken met kennis over aquifers. Momenteel vindt in een veldtest onderzoek plaats naar de combinatie van CO₂-opslag en EGR in het K12-B gasveld, zo'n 100 km uit de kust ten noordwesten van Den Helder. Hier wordt door Gaz de France Production Nederland B.V. CO₂ geïnjecteerd in een gedepleteerd gasveld (KNGMG, 2005).
- Diep gelegen aquifers.
De potentiële opslagcapaciteit in diepe aquifers is zeer groot, hoewel er nog veel onzekerheden zijn. In het algemeen is de kennis van deze aquifers nog niet erg groot. Dit betreft niet alleen kennis over veldgrootte en dergelijke maar ook kennis over het gedrag van CO₂ in de aquifer. Mede daardoor zal het ontwikkelen van opslag in

aquifers meer tijd vergen dan opslag in olie en gasvelden. Wel is het eerste grootschalige opslag project in een aquifer enkele jaren geleden gestart in Noorwegen, het zogenaamde Sleipner-project. Voor het onderhavige onderzoek zijn gegevens over opslagcapaciteit in aquifers overgenomen van een lopend onderzoek dat door TNO wordt uitgevoerd in het kader van het CATO-onderzoeksproject (CO₂ Afvang, Transport en Opslag). In dit onderzoek is de ruimtelijke begrenzing van de aquifertraps vastgesteld aan de hand van regionale dieptekaarten van de geologische eenheid waarin de aquifer zich bevindt. Vanwege het regionale karakter van de kaarten dient de afgeleide opslag capaciteit als een minimum waarde worden gezien. In potentie is de capaciteit lokaal groter.

- Cavernes.

Cavernes in zout kunnen eveneens dienst doen als opslag faciliteit, hoewel de mogelijkheden beperkt zijn, vooral omdat het volume van cavernes relatief klein is. Ze kunnen vooral gebruikt worden voor tijdelijke opslag, ondermeer om hergebruik mogelijk te maken en als tijdelijke buffer. Vanwege de beperkte mogelijkheden is in het onderzoek geen verdere aandacht aan zoutcavernes besteedt.

Figuur 2.2 laat de ruimtelijke ligging van gasvelden, structurele aquifertraps en zoutstructuren zien die in de diepe ondergrond in en in de directe omgeving van Drenthe aanwezig zijn.



Ondergrondse CO₂ opslag in Drenthe



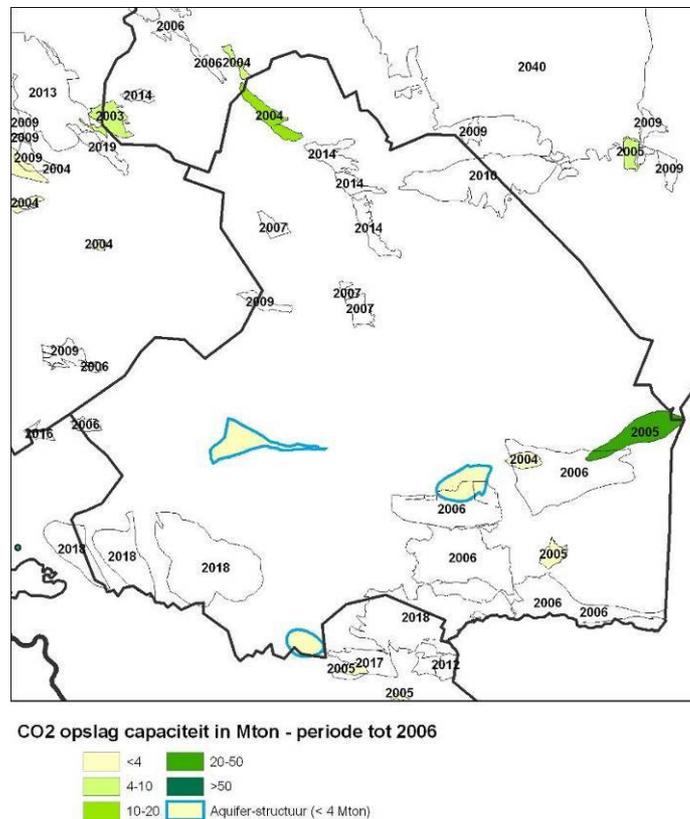
Figuur 2.2 – Overzichtskaart met mogelijke locaties voor ondergrondse CO₂-opslag in Drenthe en de directe omgeving.

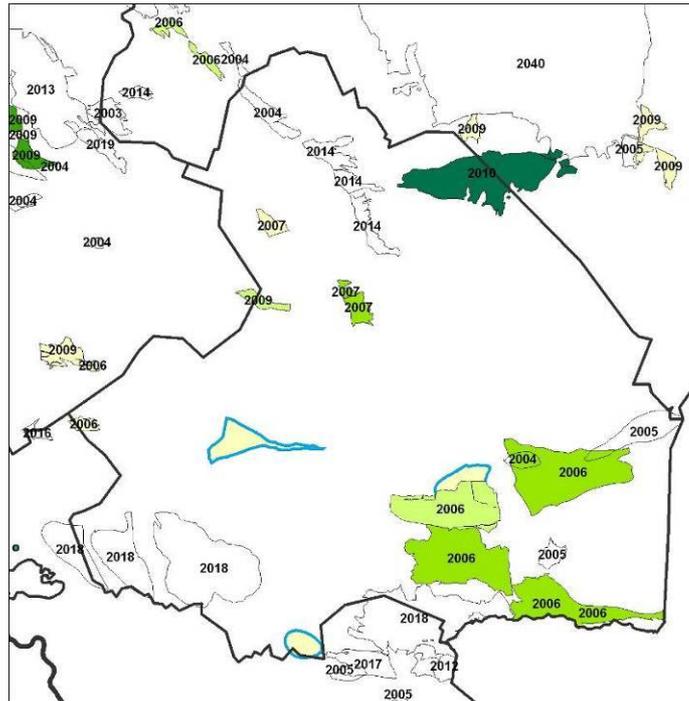
2.2.2 Opslagcapaciteit in de tijd¹⁾

Van de producerende gasvelden in Drenthe en de directe omgeving is met behulp van publiek beschikbare gegevens per veld een inschatting gemaakt van het gewonnen en nog te winnen gasvolume aan de hand van de oppervlakte van het veld, schattingen dikte van het reservoir, porositeit, gassaturatie en recovery- en expansiefactor. Gebruikmakend van een eerder gehanteerde vuistregel dat per 1000 m³ gewonnen gas 2 ton aan CO₂ opgeslagen kan worden (Wildenborg et al, 1996) is een inschatting gemaakt van de opslagcapaciteit (Mt) per veld. Daarnaast is uit het openbare deel van de winningsplannen van gasvelden, gecompileerd in 2004, het voorziene jaar dat de gaswinning wordt beëindigd overgenomen. Dit betreft dus de “status”, zoals in 2004 door de gasmaatschappij(-en) is opgegeven. In onderstaande kaarten (fig. 2.3) is opslagcapaciteit van de verschillende velden, opgedeeld in klassen weergegeven, ingedeeld in periodes van 5 jaar.

1) Het Norg-veld, dat in gebruik is als gasopslag locatie is in deze paragraaf niet meegenomen.

Figuur 2.3 – CO₂-opslagcapaciteit per veld, voor verschillende periodes; A: vóór 2006; B: 2006-2011; C: 2011-2016; D: 2016-2021; E: na 2021.

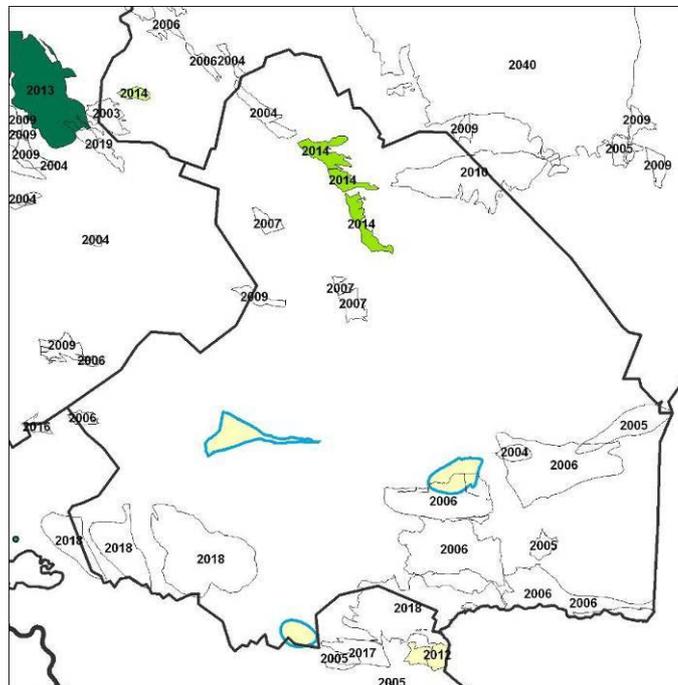




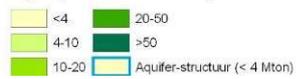
CO2 opslag capaciteit in Mton - periode 2006-2011



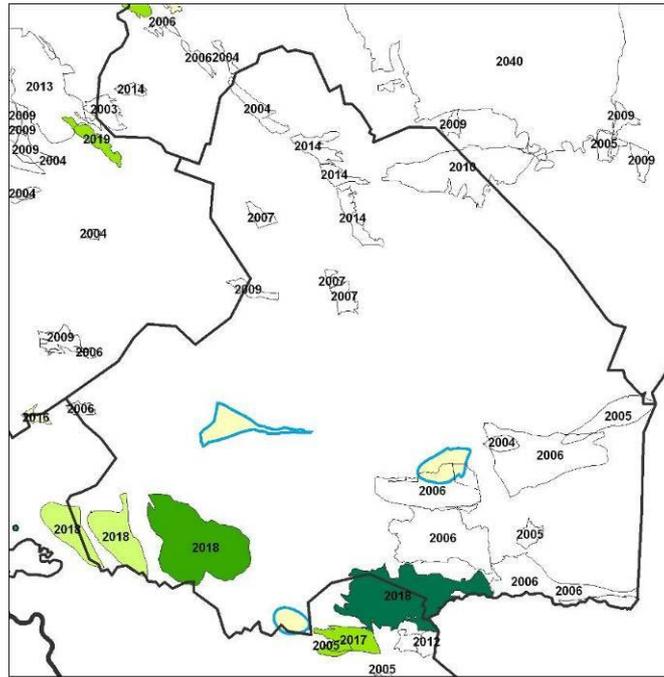
B)



CO2 opslag capaciteit in Mton - periode 2011-2016



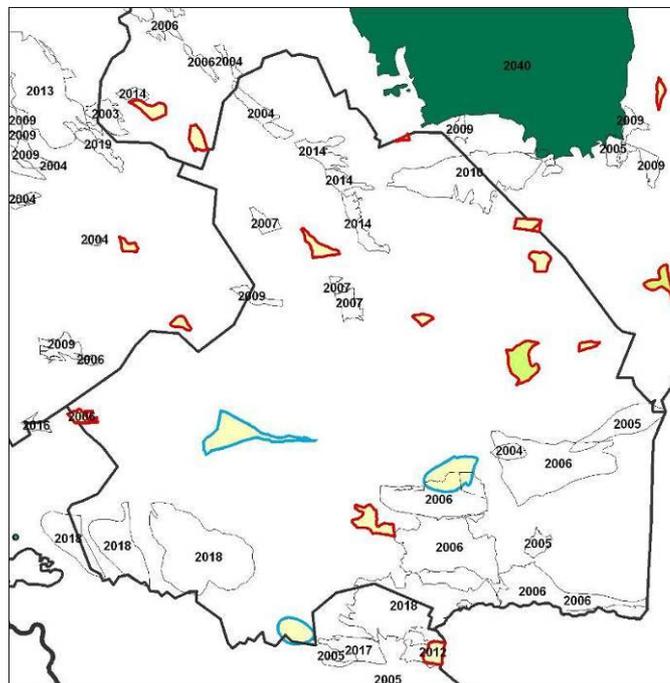
C)



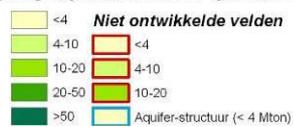
CO2 opslag capaciteit in Mton - periode 2016-2021



D)

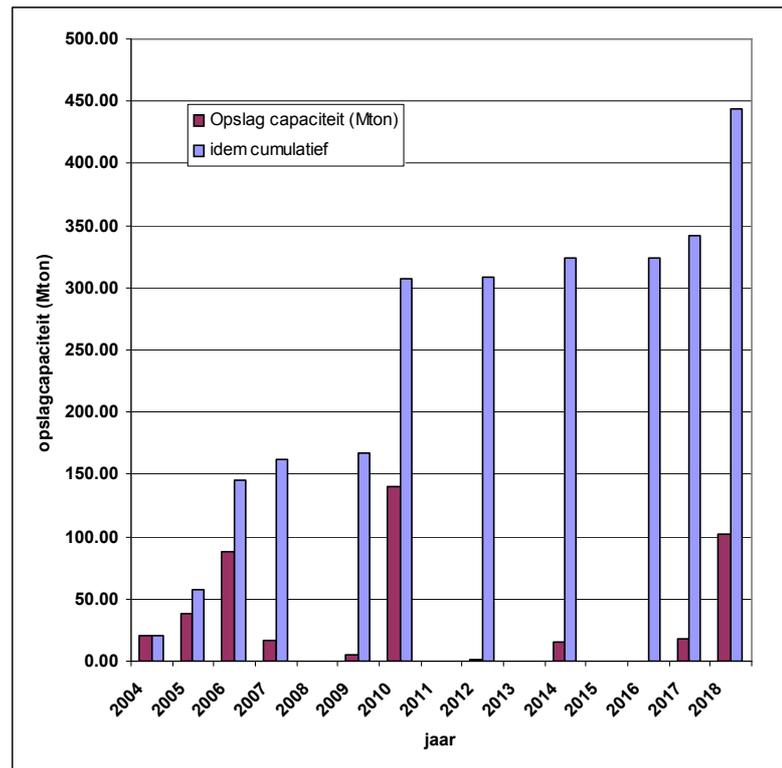


CO2 opslag capaciteit in Mton - periode na 2020



E)

De aquifer structuren zijn in principe op elk moment beschikbaar, en zijn daarom op alle kaarten afgebeeld. De totale opslagcapaciteit in aquifers is echter gering (< 2 Mt). Van de velden die tot nu toe niet zijn ontwikkeld is aangenomen dat ze pas na 2020 eventueel beschikbaar zijn voor CO₂-opslag. In figuur 2.4 is de totaal vrijkomende opslagcapaciteit van de gasvelden die op de kaarten voorkomen uitgezet tegen de tijd. Te zien is dat de opslagcapaciteit onregelmatig in de tijd toeneemt. De sterke toename in 2010 is toe te wijzen aan het vrijkomen van het Annerveen-veld. De sterke toename in 2018 komt door het vrijkomen van het Coevorden-gasveld. De totale opslagcapaciteit in 2018 is bijna 450 Mt CO₂.



Figuur 2.4 – CO₂-opslagcapaciteit in gasvelden in Drenthe en directe omgeving in de tijd.

Hierbij wordt er nog eens op gewezen dat de hier getoonde opslagcapaciteit data schattingen zijn op basis van publieke gegevens. Het getoonde jaar dat winning uit een gasveld wordt beëindigd, is afkomstig uit opgave door de gasmaatschappijen (vnl. NAM) uit 2004. Het is mogelijk dat de gasvelden in de toekomst langer en op flexibele wijze zullen worden benut door verdere depletie van de reservoirs dan was voorzien. Hierop wordt in paragraaf 2.3.1 verder ingegaan.

2.2.3 *Geologische en techno-economische geschiktheid van de velden*

Op basis van publieke gegevens, afkomstig uit openbare winningsplannen, de bij TNO aanwezige boringen database en literatuur, is ook een indicatieve beoordeling gemaakt van de gasvelden, naar de geschiktheid om CO₂ op te slaan. In deze paragraaf wordt de geologische geschiktheid en de mogelijke risico's besproken. In de volgende paragraaf wordt de techno-economische geschiktheid besproken. Benadrukt wordt dat deze

beoordelingen slechts een indicatief karakter hebben, die richting kunnen geven aan het beleid dat door de Provincie Drenthe wordt ingezet. Voor invulling en uitvoering van dit beleid is nader gedetailleerd en locatiespecifiek onderzoek nodig, waarbij vooral de beoordeling van de integriteit van een opslaglocatie een grote rol dient te spelen (Wildenborg et al, 2005).

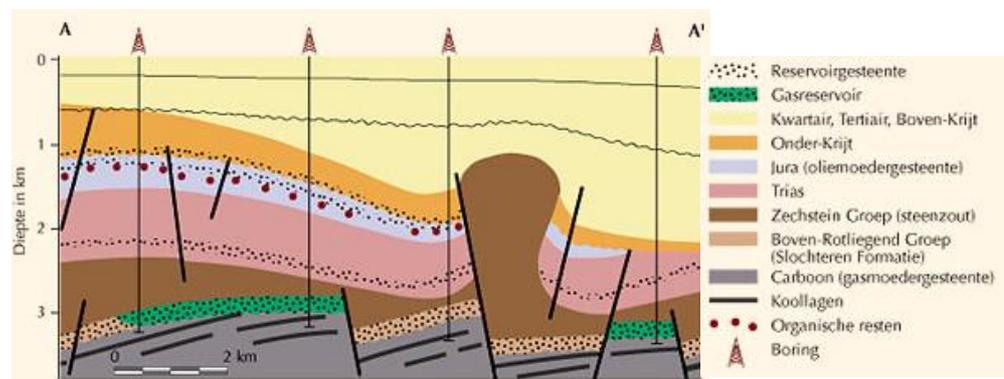
Bij de beoordeling van de geologische geschiktheid zijn de volgende aspecten meegewogen:

- Gesteentetype en fysische eigenschappen van het reservoir,
- Compartmentalisatie van het reservoirgesteente,
- Gesteentetype van de laag die het reservoir direct aan de bovenkant afsluit (seal).
- Bodembeweging
- Stabiliteit van het reservoir (seismische gevoeligheid)

In dit verkennende onderzoek is een beoordeling gemaakt op basis van regionale en generieke gegevens

Reservoir gesteente type, seal type en dikte en compartimentalisatie

In figuur 2.5 wordt een geschematiseerde dwarsdoorsnede getoond van een gasreservoir in de ondergrond. Het goed doorlatende reservoirgesteente wordt afgedekt door ondoorlatende kleisteen of zoutsteen lagen. Hierdoor kon het aardgas niet uit het gasreservoir ontsnappen en analoog geldt dit ook voor CO₂ wanneer dit wordt opgeslagen in een reservoir.

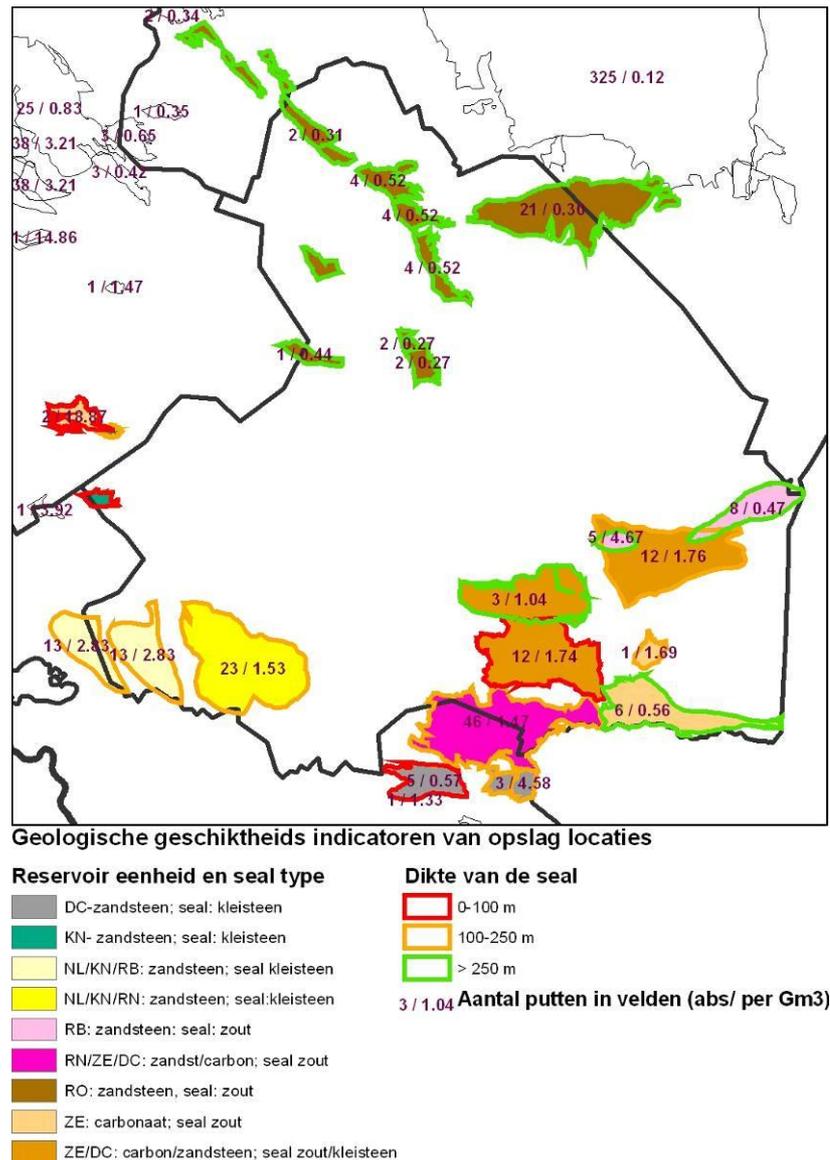


Figuur 2.5 Schematische weergave van de ondergrond met gasvelden in (groen) in reservoirgesteente, aan de bovenkant afgesloten door een afsluitende laag (steenzout)

In Nederland kunnen twee typen reservoirgesteente worden onderscheiden, zandsteen en kalksteen. Uit het stratigrafische interval (definitie van te onderscheiden laagpakketten) waarin zich een reservoir bevindt kan worden afgeleid in welk type gesteente het gasveld zit. Daarnaast kan uit de stratigrafische eenheid grofweg worden afgeleid wat de algemene eigenschappen van het reservoir zijn. Dit geldt tevens voor de afdekkende laag van het reservoir (de top seal). In figuur 2.6 wordt voor elk veld aangegeven uit welke eenheid gas wordt gewonnen, en wat het gesteente type en de dikte van de seal is.

Soms wordt uit meerdere stratigrafische eenheden, op verschillende dieptes gas gewonnen. Dit kan op zich al een complicerende factor zijn, vanwege de vaak

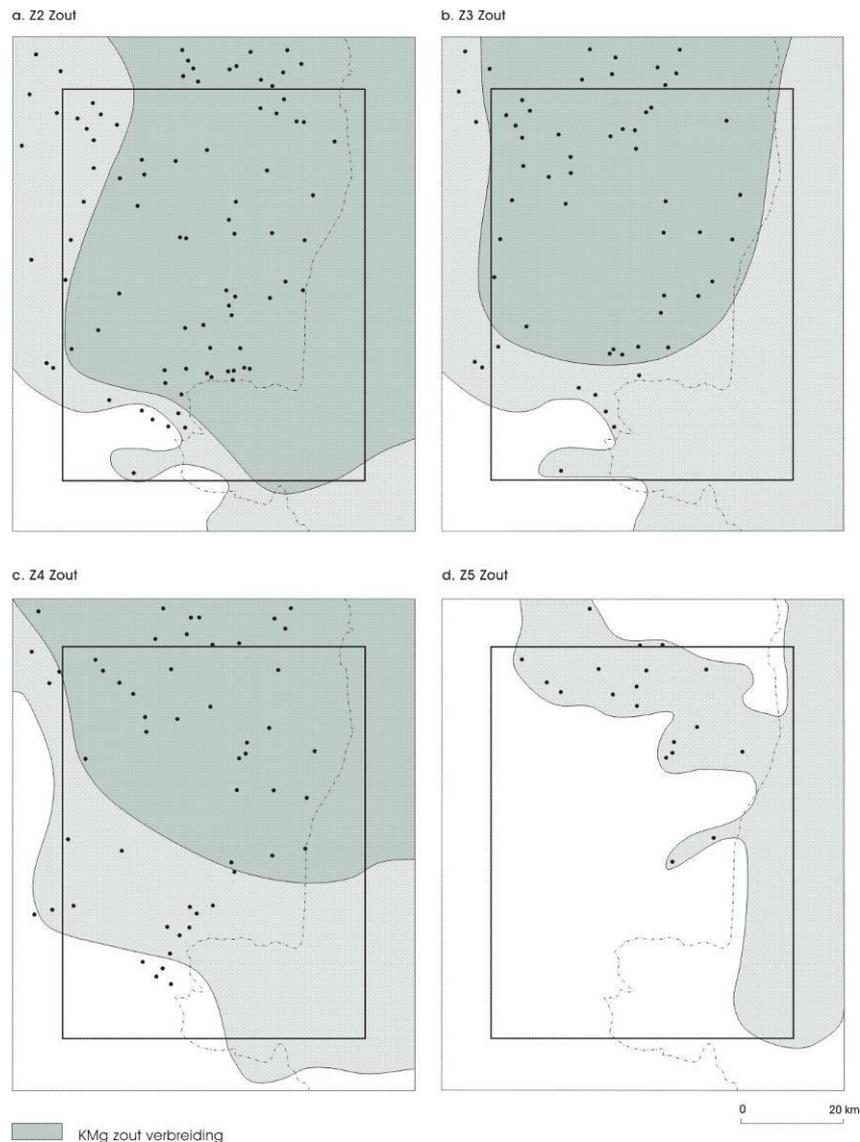
complexe infrastructuur van de putten waarmee het gas wordt gewonnen. De beoordeling van de top seal betreft alleen die laag die direct boven het reservoirgesteente ligt. Tenslotte is aangenomen dat het aantal putten waarmee gas is/wordt gewonnen per veld een indicatie is van de compartimentalisatie en complexiteit van dat veld. Dit is zowel in absolute vorm als in het aantal putten per totaal volume gewonnen gas (in Gm^3) uitgedrukt. De laatste is meer een indicatie voor de productiviteit/injectiviteit. Het is aannemelijk dat het gebruik van een complex reservoir als opslaglocatie grotere investeringen vergt dan een minder complex reservoir.



Figuur 2.6 – Geologische geschiktheids indicatoren voor CO_2 -opslag.

In de Rotliegend (RO) velden in het noorden van Drenthe wordt het gas uit de Slochteren zandsteen gewonnen. Deze zandsteen kenmerkt zich over het algemeen door goede reservoir eigenschappen (porositeit > 15%; TNO-NITG, 2000). De reservoirs worden afgesloten door dikke steenzoutpakketten uit het Zechstein, die de garantie

geven voor een goede afsluiting. De ligging van de Zechstein steenzoutpakketten in Drenthe wordt weergegeven in fig. 2.7.



Figuur 2.7 Situering van de verschillende Zechstein zoutpakketten in Drenthe (TNO-NITG, 2000). Zichtbaar is dat in het uiterste zuiden van de Provincie de afsluitende zoutpakketten niet meer aanwezig zijn, waardoor hier de integriteit van opslaglocaties mogelijk geringer is.

Het aantal winputten naar rato van het gasvolume in deze Rotliggend velden is relatief laag, wat aangeeft dat de Slochteren zandsteen redelijk aaneengesloten is.

De velden in het zuidoosten van de provincie bevinden zich deels in Zechstein (ZE) kalksteen en/of de Muschelkalk kalksteen (RN). Kalksteen zelf (de zogenaamde matrix) heeft een relatief lage porositeit. Dit wordt de primaire porositeit genoemd. Het gesteente is echter sterk verbroken. De aanwezigheid van vele kleine, open spleten en breuken in het gesteente draagt bij aan de open porieruimte (de secundaire porositeit) met een hoge permeabiliteit. Tijdens de winning van gas is eerst in relatief korte tijd het gas uit het breuknetwerk gewonnen (relatief klein volume), waarna het grootste volume aan gas, dat zich in de matrix bevindt, vervolgens langzaam en over een lange periode

wordt gewonnen. Verwacht kan worden dat dit gedrag zich bij injectie van CO₂ op de omgekeerde wijze zal voordoen, met andere woorden: een relatief klein volume aan CO₂ kan gemakkelijk worden geïnjecteerd in het breuknetwerk, waarna langzaam en onder grote druk de CO₂ in de porieruimte van de matrix gedrukt wordt. De secundaire porositeit heeft als bijkomend nadeel dat het migratiegedrag van CO₂ relatief onvoorspelbaar is. Daarnaast kan bij CO₂-injectie de kalksteen deels worden opgelost en ergens anders in het reservoir weer neerslaan. Dit kan lokaal de porositeit en permeabiliteit verhogen en/ of verlagen. Onderzoek naar deze effecten is onlangs geïnitieerd, echter er zijn nog geen resultaten gepubliceerd. Het relatief grote aantal putten wijst mogelijk op de relatief grote compartimentalisatie. Echter, het grote aantal putten in deze velden is vermoedelijk ook gerelateerd aan het feit gas wordt gewonnen uit verschillende stratigrafische niveaus die onafhankelijk van elkaar produceren.

Onder de kalksteen reservoirs in het zuidoosten bevindt zich gas in zandsteenlagen uit de Limburg groep (Boven Carboon). In de velden in het noordoosten van Overijssel (rondom Hardenberg) zijn deze zandsteenlagen de enig aanwezige gasreservoirs. Voor de seal van deze reservoirs, die zich bevinden tussen kleisteen uit dezelfde Limburg Groep is 100 m dikte aangehouden. Deze reservoirs worden over het algemeen gekenmerkt door relatief grote compartimentalisatie. Boven deze reservoirs bevindt zich slechts weinig tot geen Zechstein steenzout (fig 2.7), waardoor deze extra afsluitende werking van deze pakketten hier ontbreekt.

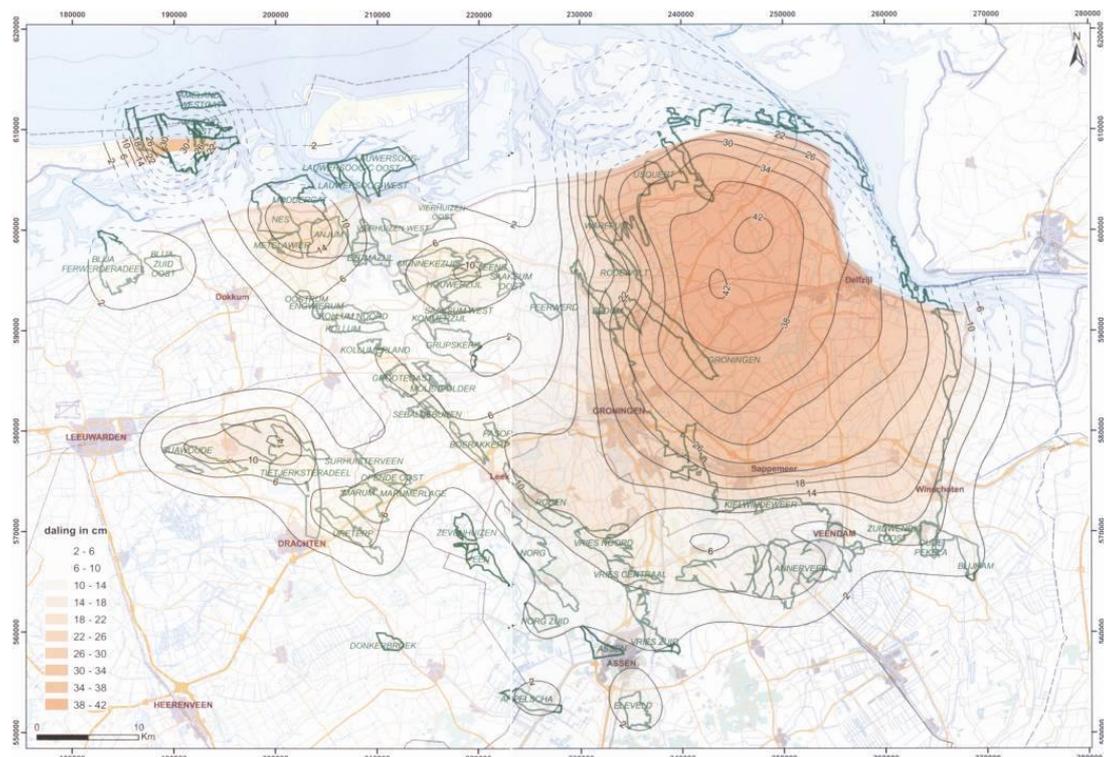
In de velden in het zuidwesten (Wanneperveen en de Wijk) is gas aangetroffen in 6 verschillende stratigrafische nivo's, op dieptes die variëren van ongeveer 500 tot 2500m (Bruijn, 1996). Ieder nivo is afgesloten door een eigen kleisteen laag. Winning uit de diepst gelegen reservoirs is commercieel niet aantrekkelijk gebleken en winning uit het meest ondiepe reservoir (uit het Vroeg Tertiair- NL) is zeer beperkt gebleven vanwege het risico op bodemdaling. De reservoirs die zich tussen 1000 en 1500m bevinden (Onder Krijt-KN en Trias- RB/RN) zijn wel ge-exploiteerd. Dit zijn deels zandsteen en deels kalksteen (zgn. oöliet) reservoirs. Ook in deze velden wijst het relatief groot aantal putten mogelijk op de relatief grote compartimentalisatie. Ook bij deze velden geldt echter dat het grote aantal putten vermoedelijk ook gerelateerd is aan het feit gas wordt/werd gewonnen uit verschillende stratigrafische nivo's die onafhankelijk van elkaar produceren.

De velden die gas winnen uit Trias zandsteen reservoirs, zoals het Roswinkel veld en Sleen veld, hebben over het algemeen goede reservoir eigenschappen en zijn afgesloten door een goede seal van steenzout.

Bodembewegingen

Door de gaswinning in het noorden van Nederland is de druk in de gasreservoirs afgenomen. Daardoor zijn de reservoirs iets in elkaar gedrukt, waardoor de bovenliggende lagen iets dieper zijn komen te liggen. Aan het oppervlak is er daardoor sprake van bodemdaling. Zoals bekend is de bodemdaling het grootst in het centrum van het Groningenveld, maar ook in Noord Drenthe is sprake van significante daling. In figuur 2.8 wordt de prognose van de bodemdaling in 2050 in Groningen, Noord-Drenthe en Oost Friesland weergegeven (NAM, 2005).

Hoogtemetingen rondom de gasopslag locatie Langelo (zie ook paragraaf 2.2.4) hebben aangetoond dat herinjectie van het voor opslag bestemde aardgas in het reservoir aldaar een “compenserende” werking heeft gehad op de bodemdaling (pers. comm. Dr. J. Breunese, TNO). Het is te verwachten dat analoog hieraan ook opslag van CO₂ in Noord-Drenthe een “compenserende” werking heeft op door gaswinning opgetreden bodemdaling heeft. Deze compenserende werking zal groter zijn naarmate een reservoir dieper ligt. Concreet onderzoek naar deze mogelijke effecten heeft tot op heden niet plaatsgevonden.

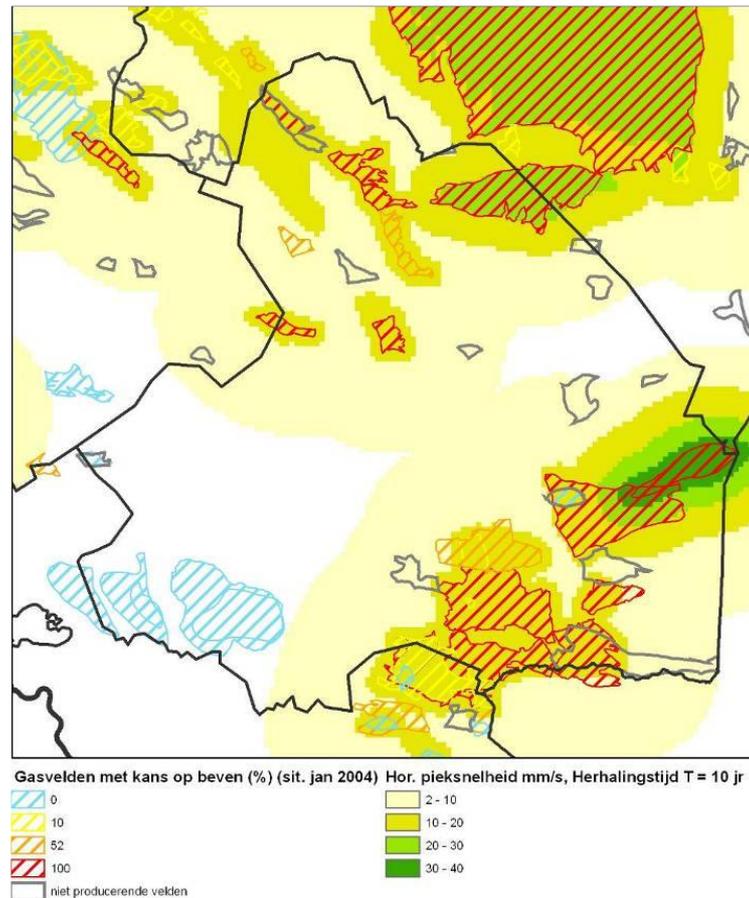


Figuur 2.8 Te verwachten bodemdaling in 2050 als gevolg van de gaswinning in Noord-Oost Nederland (NAM 2005).

In een aantal gasvelden in Drenthe en de naastgelegen provincies hebben zich in de afgelopen decennia relatief kleine aardbevingen voorgedaan, die het gevolg zijn van spanningsveranderingen in de diepe ondergrond door gaswinning. In een geïntegreerde studie hebben TNO en KNMI samen een beoordeling uitgevoerd van de zogenaamde “seismische risico’s” van door gaswinning geïnduceerde aardbevingen, gebruikmakend van de kennis over waargenomen aardbevingen en de ondergrond (Wassing et al, 2004). In figuur 2.9 zijn de resultaten van deze studie samengevat. Enerzijds wordt de kans op een geïnduceerde aardbeving weergegeven (waarbij de velden die al hebben gebeefd een kans van 100% hebben gekregen), anderzijds wordt de te verwachten horizontale pieksnelheid aan het maaiveld weergegeven die zich met een herhalingsperiode van 1 keer in de 10 jaar kan voordoen. Het kaartbeeld laat zien dat met name de ondergrond boven het Roswinkel veld en in mindere mate het Annerveen-veld seismisch gevoelig is voor gaswinning. Kleine aardschokken, zoals zich sinds de tachtiger jaren voordoen, geven aan dat ook andere velden seismisch beïnvloed worden door de gaswinning.

Vanuit dit perspectief lijken de velden Roswinkel en Annerveen minder geschikt om als locatie voor terugneembare opslag, waarbij in theorie zowel productie als injectie voortdurend plaatsvindt, zoals bij gasopslag, dienst te doen.

Hoewel seismische activiteit tijdens CO₂-opslag niet geheel is uit te sluiten, is dit geen waarschijnlijk scenario en valt te verwachten dat eventuele seismische activiteit in ieder geval niet groter zal zijn dan tijdens de fase van gaswinning. Toch zou dit aspect nadere aandacht verdienen, wanneer één van deze velden als CO₂-opslaglocatie in beeld zou komen.

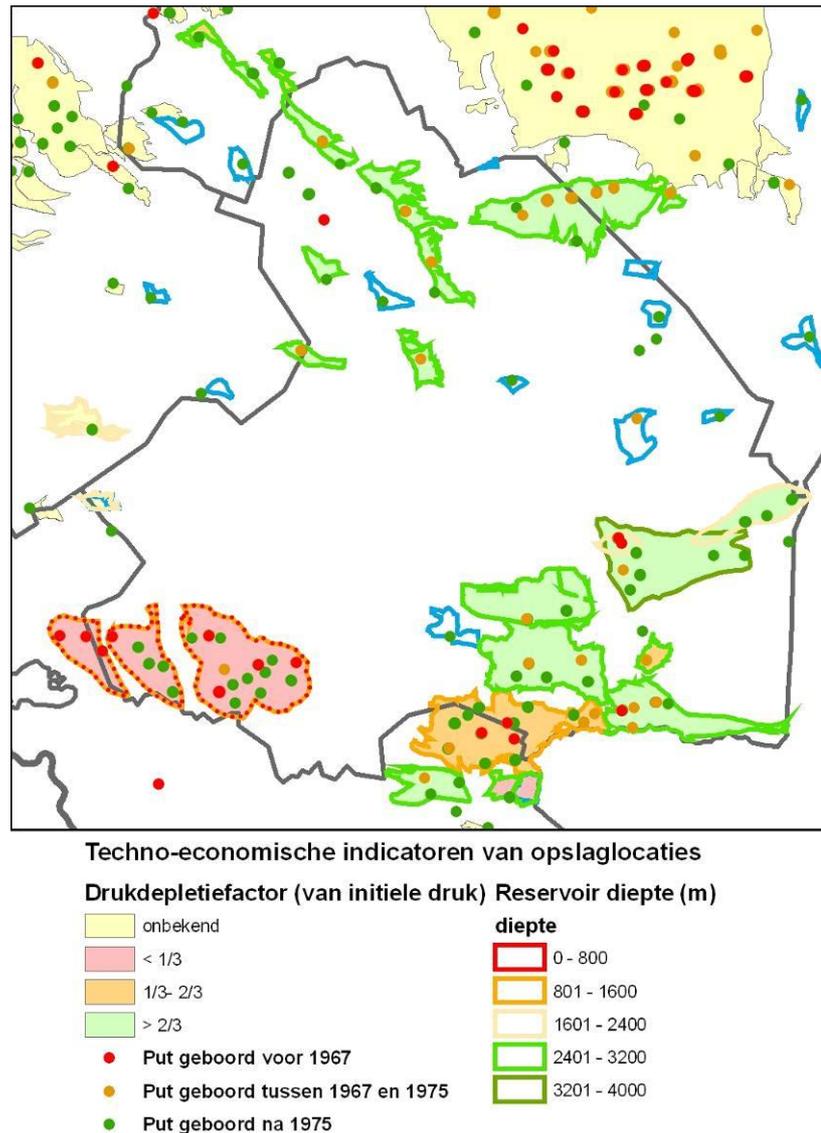


Figuur 2.9 – Seismische risico's als gevolg van gaswinning in Drenthe (naar Wassing 2004) .

Techno-economische geschiktheid

In de techno-economische beoordeling zijn de volgende aspecten meegenomen (fig. 2.10):

- Drukdepletie bij verlaten van het veld
- Diepte van het veld
- Putintegriteit, de kans op lekkage langs de put.



Figuur 2.10 – Technisch-economische geschiktheids indicatoren voor CO₂-opslag.

De drukdepletie-factor betreft de ontstane drukverlaging, na beëindiging van de gaswinning, ten opzichte van de initiële reservoirdruk. Aangenomen mag worden dat de condities voor CO₂-injectie gunstiger zijn, naarmate de drukdepletie groter is omdat daarmee de “aanzuigende werking” in het reservoir groter is. Hierdoor zullen de operationele kosten lager zijn. Er is een duidelijke relatie waarneembaar tussen diepteligging en drukdepletie. De dieper gelegen reservoirs hebben hiermee gunstiger condities dan de ondieper gelegen reservoirs. Aan de andere kant mag worden aangenomen dat de initiële investeringen aan de putinfrastructuur hoger is naarmate de reservoirs dieper liggen. Het is niet mogelijk om op grond hiervan aan te geven of een diepere ligging, met een grotere depletie leidt tot meer of minder overall kosten dan een ondiepere ligging. Dit is locatie- en situatiespecifiek en dient per geval in meer detail beoordeeld te worden.

Bij de diepteligging is, wanneer er zich reservoirs op meerdere dieptes bevinden de diepte van het bovenste reservoir aangegeven in figuur 2.10, omdat dit het meest kritische aspect is. Bij CO₂-injectie is het namelijk van belang dat een reservoir dieper

dan 800 m ligt omdat dan de CO₂ onder superkritische condities kan worden opgeslagen. Op de bovenste reservoirniveaus van de De Wijk- en Wanneperveen velden (waaruit nauwelijks is geproduceerd) na, is dit voor Drenthe en de directe omgeving overal het geval.

Algemeen wordt aangenomen dat de kwaliteit van de putten het meest bepalend zijn voor de integriteit van de opslaglocatie. Bij putten die niet goed zijn afgewerkt kan lekkage van CO₂ achterlangs de verbuizing van de put optreden. Dit risico is het groter naarmate de putten ouder zijn. In 1967 en 1976 is namelijk de regelgeving over het afwerken en verlaten (abandonering) van putten verbeterd (aanvullende Mijnbouw regelgeving gerelateerd aan de abandonering van putten; Staatscourant 100, 1967 / Staatscourant 94, 1976). Verantwoordelijk toezichthouder voor het completeren van putten is de dienst Staatstoezicht op de Mijnen. Uit de historie van de regelgeving kan worden aangenomen dat putten, geboord na 1976, relatief minder gevoelig zouden kunnen zijn voor lekkage, terwijl putten, geboord voor 1976, relatief gevoeliger zouden zijn voor lekkage. De geboorde putten waarin gas is aangetroffen zijn aldus geclassificeerd afgebeeld in figuur 2.10. Hieruit blijkt dat in de velden Coevorden, Sleen, De Wijk, Wanneperveen en Schoonebeek oude putten van voor 1976 staan, wat indiceert dat bij opslag van CO₂ in deze velden de kans op lekkage langs een putwand zeker de nodige aandacht verdient. In de meeste overige velden bevinden zich ook putten die zijn geboord voor 1976, wat aangeeft dat ook in deze velden nader onderzoek naar de integriteit van de putten nodig is.

Geschiktheid-overzicht

De opslagcapaciteit in de tijd, in combinatie met de beoordeling van de geschiktheid komt tot uiting in tabel 2.1, waarin de velden zijn ingedeeld naar capaciteitsklasse en gesorteerd op jaar van vrijkomen. In de tabel is kort aangegeven in welke mate een veld geschikt is en wat de meest in het oog springende, mogelijk complicerende factoren zijn, die op basis van de eerste verkenning naar voren komen. Dit zijn tevens de factoren die de eerste aandacht verdienen bij nader onderzoek. De meest geschikte velden zijn aangegeven in groen. De totale opslagcapaciteit van deze “meest geschikte” velden is 242 Mt. De volgende vier velden verdienen op korte termijn de meeste aandacht op basis van de capaciteit, tijdvenster en geschiktheid:

- Annerveen
- Roswinkel
- Roden
- Eleveld

Tabel 2.1 Geschiktheid van gasvelden in Drenthe en omgeving voor CO₂-opslag.

Veldnaam	Einde winning	Capacit.Klasse	Beoordeling
ANNERVEEN	2010	>50	reservoir en druk OK, seal OK; mogelijk seismisch gevoelig, opslag mogelijk compenserend op bodemdaling?
COEVORDEN	2018	>50	reservoir mogelijk complex (kalksteen), verschillende niveo's, kans op putlekkage
ROSWINKEL	2005	20-50	reservoir en druk OK, seal OK; mogelijk seismisch gevoelig
SCHOONEBEEK-GAS	2006	20-50	reservoir mogelijk complex (kalksteen), kans op putlekkage
DE WIJK	2018	20-50	reservoir mogelijk complex, verschillende niveo's, kans op putlekkage
RODEN	2004	10-20	reservoir en druk OK, seal OK; opslag mogelijk compenserend op bodemdaling
DALEN	2006	10-20	reservoir mogelijk complex (kalksteen)
EMMEN	2006	10-20	reservoir mogelijk complex (kalksteen), diepe ligging
ELEVELD	2007	10-20	reservoir en druk OK, seal OK; mogelijk seismisch gevoelig; opslag mogelijk compenserend op bodemdaling
VRIES	2014	10-20	reservoir en druk OK, seal OK; mogelijk seismisch gevoelig; opslag mogelijk compenserend op bodemdaling
HARDENBERG	2017	10-20	reservoir (zandsteen) mogelijk gecompartmenteerd, seal integriteit?
PASOP	2004	4-10	reservoir en druk OK, seal OK; opslag mogelijk compenserend op bodemdaling
BOERAKKER	2006	4-10	reservoir en druk OK, seal OK; opslag mogelijk compenserend op bodemdaling
OOSTERHESSELEN	2006	4-10	reservoir mogelijk complex (kalksteen)
SEBALDEBUREN	2006	4-10	reservoir en druk OK, seal OK; opslag mogelijk compenserend op bodemdaling
APPELSCHA	2009	4-10	reservoir en druk OK, seal OK; mogelijk seismisch gevoelig; opslag mogelijk compenserend op bodemdaling
AQUIFERS	2004	<4	niet nader beoordeeld
SLEEN	2004	<4	reservoir en druk OK, seal OK; kans op putlekkage
COLLENDOORNERVEEN	2005	<4	reservoir mogelijk complex (kalksteen)
EMMEN-NIEUW ADAM	2005	<4	reservoir mogelijk complex (kalksteen)
HOOGENWEG	2005	<4	reservoir (zandsteen) mogelijk gecompartmenteerd, seal integriteit?
NIJENSLEEK	2006	<4	reservoir OK, verdere gegevens ontbreken
NORG-ZUID	2007	<4	reservoir en druk OK, seal OK; opslag mogelijk compenserend op bodemdaling
LULA	2009	<4	reservoir en druk OK, seal OK; opslag mogelijk compenserend op bodemdaling
WESTSTELLINGWERF	2009	<4	reservoir OK, verdere gegevens ontbreken
DEN VELDE	2012	<4	reservoir (zandsteen) mogelijk gecompartmenteerd, seal integriteit?
DE BLESSE	2016	<4	reservoir OK, verdere gegevens ontbreken
WANNEPERVEEN	2018	<4	reservoir mogelijk complex, verschillende niveo's, kans op putlekkage

2.3 Beschikbaarheid en interferentie

2.3.1 *Interferentie van CO₂-opslag met alternatieve gebruiksmogelijkheden van gasvelden.*

Het is zeer wel mogelijk dat de beschouwde gasvelden in de toekomst langer voor het winnen van gas of voor andere doeleinden zullen worden benut waardoor de mogelijkheid om een veld als CO₂-opslag locatie te gebruiken wordt uitgesteld. Over de daadwerkelijke beschikbaarheid van de gasvelden kan op dit moment geen uitspraak worden gedaan.

Verlengen van de levensduur van bestaande gaswinning

De economische omstandigheden (hoge energieprijzen) kunnen dusdanig zijn dat het voor een gasmaatschappij rendabel is om de winning van gas uit een bepaald veld verder te verlengen, door de druk verder te verlagen.

Enhanced gas recovery

Een ontwikkeling die het beoogde gebruik van gedepleteerde gasvelden zou kunnen beïnvloeden is de toepassing van enhanced gas recovery (EGR), waarbij ter stimulatie van de gasproductie een drijfgas wordt geïnjecteerd, om zodoende de “recovery” (het winningsrendement) te verbeteren. Als drijfgas is CO₂ mogelijk, waarbij een meer gesloten koolstofkringloop ontstaat, omdat weliswaar aardgas wordt gewonnen en verbrandt, maar ook CO₂ in de ondergrond wordt geborgen. Onderzoek naar de effecten en mogelijkheden zijn nog volop gaande. Bij deze techniek bestaan nog grote onzekerheden met betrekking tot ongewenste risico's, zoals CO₂-bijmenging in het aardgas. EGR is in Nederland een in de praktijk nog onbewezen technologie en is er weinig druk op toepassing ervan, omdat in Nederland de conventionele gaswinning al tot hoge recoveries leidt.

Wel werkt SEQ Nederland BV in Friesland aan het ontwikkelen van een zogenaamde Zero Emission Power Plant (ZEPP), waarbij het concept van EGR door middel van CO₂ wordt gecombineerd met een elektriciteitscentrale op de gaswinninglocatie (SEQ, 2005). De her-injectie van de in de centrale geproduceerde CO₂ voor de EGR is gericht op een gesloten koolstofkringloop. In de te bouwen centrale komt een speciale verbrandingskamer waarbij zogenaamde “oxyfuel verbranding” plaatsvindt, gebruikmakend van zuivere zuurstof. Dit laatste voorkomt de uitstoot van stikstofoxiden. Dit nieuwe initiatief wordt gesteund door verschillende overheidsinstanties, waaronder het Ministerie van VROM (SEQ, 2005). Daadwerkelijke uitvoering van het project is nog niet opgestart, over de effectiviteit is nog weinig bekend.

In het eerder genoemde CO₂-opslag project in het K12-B veld, dat voor een groot deel wordt gefinancierd door het Ministerie van Economische Zaken, vindt momenteel een EGR-test plaats, die tenminste zal doorlopen tot augustus 2006. De resultaten van deze veldstudie worden momenteel door TNO onderzocht (van der Meer et al. 2005).

Ondergrondse gasopslag

De afnemende druk van het Groningen-veld bij Slochteren betekent dat de te leveren hoeveelheid gas per tijdseenheid afneemt; in koude perioden zou halverwege de jaren negentig zonder maatregelen niet meer kunnen worden voorzien in de hoge gasvraag.

Gasunie voorzag dit probleem al in de jaren tachtig en startte in samenwerking met de NAM onderzoek naar mogelijkheden om door ondergrondse opslag in zoutcavernes of lege gasvelden de aanvullende capaciteit te realiseren. Bij gasopslag wordt een onderscheid gemaakt tussen de opslag van aardgas in aquifers of reservoirs waar het om volumina van enkele honderden 10^6 m³ of meer gaat en opslag in zoutcavernes, waarbij kleinere volumina worden opgeslagen. Opslag in reservoirs of aquifers dient om seizoensfluctuaties op te vangen, terwijl opslag in zoutcavernes (kleinere volumina) dient om kortdurende fluctuaties in gaslevering te ondervangen (peak shaver) of als strategische reserve (TNO-NITG, 2000).

Tabel 2.2 Kenmerken van Gasopslag locaties in Nederland (naar ECN, 1994).

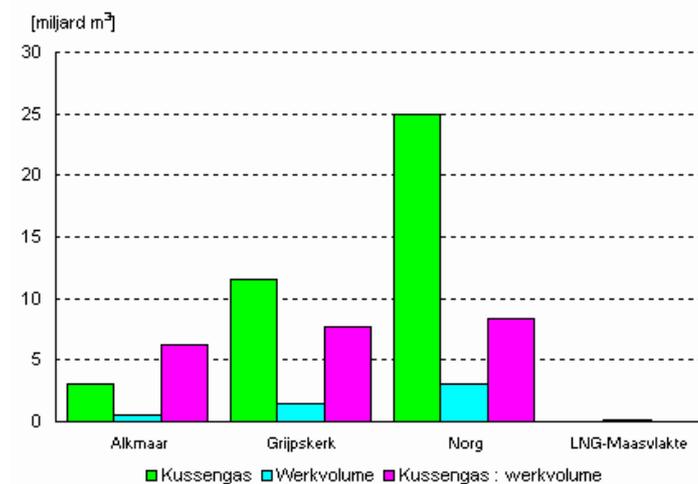
Locatie	Capaciteit (m3/dag)	Werkvolume (m3)	Soort
Langelo	80×10^6	4.5×10^9	Groningen gas (huishoudens)
Alkmaar	24×10^6	0.5×10^9	Groningen gas (huishoudens)
Grijpskerk	80×10^6	3×10^9	Hoogcalorisch gas (industrie)
Maasvlakte	30×10^6	0.07×10^9	LNG

In de Provincie Drenthe bevindt zich een van de gasopslaglocaties (of Underground Gas Storage, UGS) van Nederland. Sinds 1997 wordt er aardgas opgeslagen in het gasveld Norg in de Slochteren Formatie, de zgn. Langelo locatie. Het Norg veld is de grootste UGS in Nederland, met een inhoud van 4.5×10^9 m³. (zie tabel 2.2). Voor de daadwerkelijke inrichting van deze UGS locatie is de noodzaak van gasopslag met name door milieuorganisaties hevig betwist, mede omdat de locatie ligt in een gebied met hoge landschappelijke en natuurwetenschappelijke waarde en het bovengrondse ruimtebeslag naar verwachting zo'n 25 ha zou gaan bedragen (ECN, 1994). Hierbij is ook gekeken naar alternatieve locaties. De Norg locatie kwam evenwel als meest geschikte locatie naar voren (tabel 2.3). Onlangs kwam in verschillende media na het conflict tussen het Russische gasbedrijf GazProm en Oekraïne over gasleveranties naar voren dat in Nederland met de huidige gasopslag locaties een leveringsgarantie van zo'n acht weken heeft (NRC 2006). Dergelijke conflicten of andere economische of strategische overwegingen kunnen in de nabije toekomst mogelijk de noodzaak geven om deze leveringsgarantie uit te breiden. Tijdens dit conflict heeft Gasunie-Transport Services aangegeven dat zij in de toekomst een belangrijke rol wil blijven spelen in het distribueren van gas. Hierbij zou Nederland een spilfunctie moeten innemen. Dit wordt vooral mogelijk gemaakt door de grote productieflexibiliteit van de Nederlandse aardgasvelden. Dit zou betekenen dat het opslagvolume uitgebreid moet worden. De keuze van de locatie(s) zal afhangen van de economische, logistieke en planologische afwegingen die op dat moment moeten worden gemaakt.

Tabel 2.3 Onderzochte alternatieven voor Gasopslag in Nederland (naar ECN, 1994).

Locatie	Aantal putten	Aantal locaties	Mogelijke oplevering	Kosten (Mfl.)
Annerveen	20	3	2002	2200
Tietjerk	45	2	2002	2200
Warffum/Eleveld	27	2	2001	1900
Bergermeer	30	2-1	2000	1700
Langelo-Norg	14	1	1997	1200

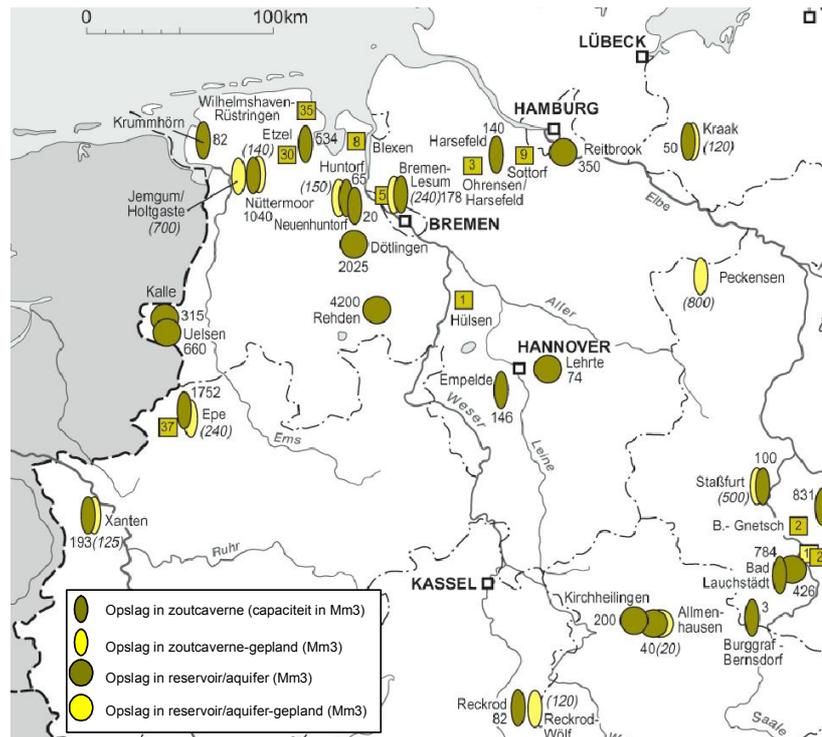
In figuur 2.11 is het totale werkvolume en de hoeveelheid kussengas weergegeven van de ondergrondse gasopslag locaties (ECN, 2005). Onder werkvolume wordt de hoeveelheid gas verstaan die maximaal uit een opslag gehaald kan worden zonder dat dit ten koste gaat van de functionaliteit (zie ook Tabel 2.1). Om die functionaliteit te kunnen handhaven moet er een hoeveelheid gas permanent in de ondergrondse opslag aanwezig zijn. Kussengas zorgt ervoor dat er voldoende druk aanwezig is in de opslaginstallatie om te kunnen produceren, maar heeft economisch gezien geen waarde.



Figuur 2.11 – Verhouding werkvolume en kussengas in gasopslag locaties (ECN, 2005).

In Frankrijk wordt al meer dan twintig jaar een inert gas (N₂) gebruikt als kussengas, waardoor het grootste deel van het aanwezige aardgas economisch aangewend kan worden (Laille et al, 1988). Toepassingen van N₂ als kussengas in andere landen zijn niet bekend. Een relatief nieuw idee, waarover nog weinig kennis en geen praktische ervaring bestaat, is om CO₂ aan te wenden voor het benodigde volume aan kussengas. Het onderzoek van Oldenburg (2003) laat zien dat bij de haalbaarheid van dit concept de menging van CO₂ en het aardgas, net als bij EGR, de grootste onzekerheid is. Naast de technische onzekerheden is ook de vraag of dit concept economisch gezien haalbaar is voor bestaande gasopslaglocaties die aardgas als kussengas gebruiken (zoals Langelo). Op deze locaties zijn immers al grote investeringen gedaan in de huidige infrastructuur van de opslaglocatie, die is gericht op aardgas als kussengas. In theorie echter zou toepassing van dit concept voor de locatie Norg kunnen betekenen dat er dan een extra CO₂-opslagcapaciteit van het equivalent van 25 Gm³ gas, zijnde 50 Mt zou zijn. Dit zou de totale opslagcapaciteit in Drenthe en de directe omgeving verhogen van ca. 450 (zie paragraaf 2.2.1) naar 500 Mt.

Er bevinden zich ook twee UGS-faciliteiten in het aangrenzende deel van Duitsland, in respectievelijk een aquifer en een voormalig gasveld, de locaties Kalle (0.3 Gm³) en Uelsen (0.6 Gm³), zie figuur 2.12. Beide UGS-faciliteiten bevinden zich in zandsteenlagen uit het Trias (TNO-NITG, 2000).



Figuur 2.12 – Ondergrondse gasopslag locaties in noordwest Duitsland (naar Sedlacek, 2002).

2.3.2 Alternatieve gebruiksmogelijkheden van zoutcavernes

Gasopslag in zoutcavernes is in principe gericht op een korte, hooguit enkele dagen durende, piek vraag naar aardgas. In verband met het drukregime en de kruip van het steenzout dient de opslag te worden uitgevoerd in een dieptebereik tussen circa 500 en 1800 m. De beste mogelijkheden voor deze opslag bevinden zich in het Zechstein Zout, speciaal in zoutpijlers. Voor dit type opslag komen de volgende zoutpijlers in aanmerking: Anloo, Zuidwending, Winschoten, Onstwedde, Gasselte-Drouwen, Hooghalen, Schoonlo en Boertange. Daar de cavernes uitgeloozd worden, zou de realisatie van deze vorm van gasopslag met zoutwinning kunnen worden gecombineerd. Het zou ook los hiervan kunnen worden gerealiseerd, waarbij de verdunde pekkel bijvoorbeeld in zee zou kunnen worden geloosd. Naast economische aspecten spelen hierbij ook wettelijke milieutechnische voorschriften een belangrijke rol. Op dit moment onderzoekt een consortium van NUON, AKZO-Nobel en Gasunie de haalbaarheid van gasopslag in nog te ontwikkelen zoutcavernes in de Zuidwending zoutpijler (Bos, 2006).

Een alternatieve aanwending van zoutcavernes is de opslag van perslucht. Dit wordt toegepast voor het realiseren van peakshaving-faciliteiten bij elektriciteitsproductie (Bos, 2006). Zo wordt voorzien dat de sterke toename in het gebruik van windenergie het nodig maakt dat verschillen in dag- en nachtproductie versus tegenovergestelde vraagverschillen door middel van een persluchtcentrale kunnen worden opgevangen. Een eerste inventarisatie laat zien dat met name in Nederland mede als gevolg van de productie- en consumptiestructuur van elektriciteit de grootste winsten zijn te halen

(Bullough et al, 2004). Een dergelijke peakshaving-centrale is sinds eind 70-er jaren in bedrijf in Huntorf (DL). Het vermogen van deze centrale is ongeveer 300 MW.

In de Provincie Drenthe zijn (nog) geen vergunningen voor het winnen van steenzout afgegeven. Cavernes zijn dan ook niet aanwezig binnen de provinciegrenzen.

2.3.3 *Oliewinning in Schoonebeek*

In 1996 is de NAM gestopt met het winnen van olie uit een van de grotere olievelden van de wereld onder Schoonebeek (NAM, 2004), omdat winning van de stroperige, viskeuze olie met de toenmalige technieken niet meer rendabel was. De NAM is evenwel onderzoek blijven doen naar nieuwe winningstechnieken. Het onderzoek wees uit dat hervatting van oliewinning haalbaar lijkt als gebruik wordt gemaakt van zogenaamde 'enhanced oil recovery (EOR) technieken, te weten lagedruk stoominjectie, in combinatie met horizontale putten. De olie zal worden gewonnen uit het meest westelijk gelegen deel van het olieveld. De NAM heeft het plan opgevat om het meegeproduceerde water te herinjecteren in omliggende gasvelden in Zuidoost Drenthe en Noordoost Overijssel (NAM, 2004). De stoom zou moeten worden opgewekt in nog te bouwen Warmtekrachtcentrales (WKK-centrales). De geplande WKK-centrales zijn gasgestookt en hebben een significante CO₂-uitstoot. Medio 2005 werd duidelijk dat in 2005 nog geen besluit genomen zou worden over hervatting van de oliewinning, omdat nader onderzoek nodig was naar het opwekken van de stoom (ECN, 2005B).

Daarnaast bestaat de mogelijkheid om CO₂ te gebruiken als injectievloeistof voor EOR technieken, wat, net als EGR met CO₂, zorgt voor een meer gesloten koolstofkringloop. Deze techniek wordt onder andere in het Weyburn-olieveld in de Canada succesvol toegepast. De haalbaarheid van deze techniek in Schoonebeek is waarschijnlijk echter gering (Over et al, 1999), vanwege de relatief hoge kosten in verhouding tot de opbrengst, mede omdat de "Schoonebeek olie" te stroperig is voor injectie met CO₂. Daarnaast is het geproduceerde deel van het veld te ondiep gelegen, waardoor de druk condities niet optimaal zijn voor de verdringing van olie door CO₂. Overigens zou wel overwogen kunnen worden om de vrijkomende CO₂ bij de WKK's op te slaan in nabijgelegen gasvelden.

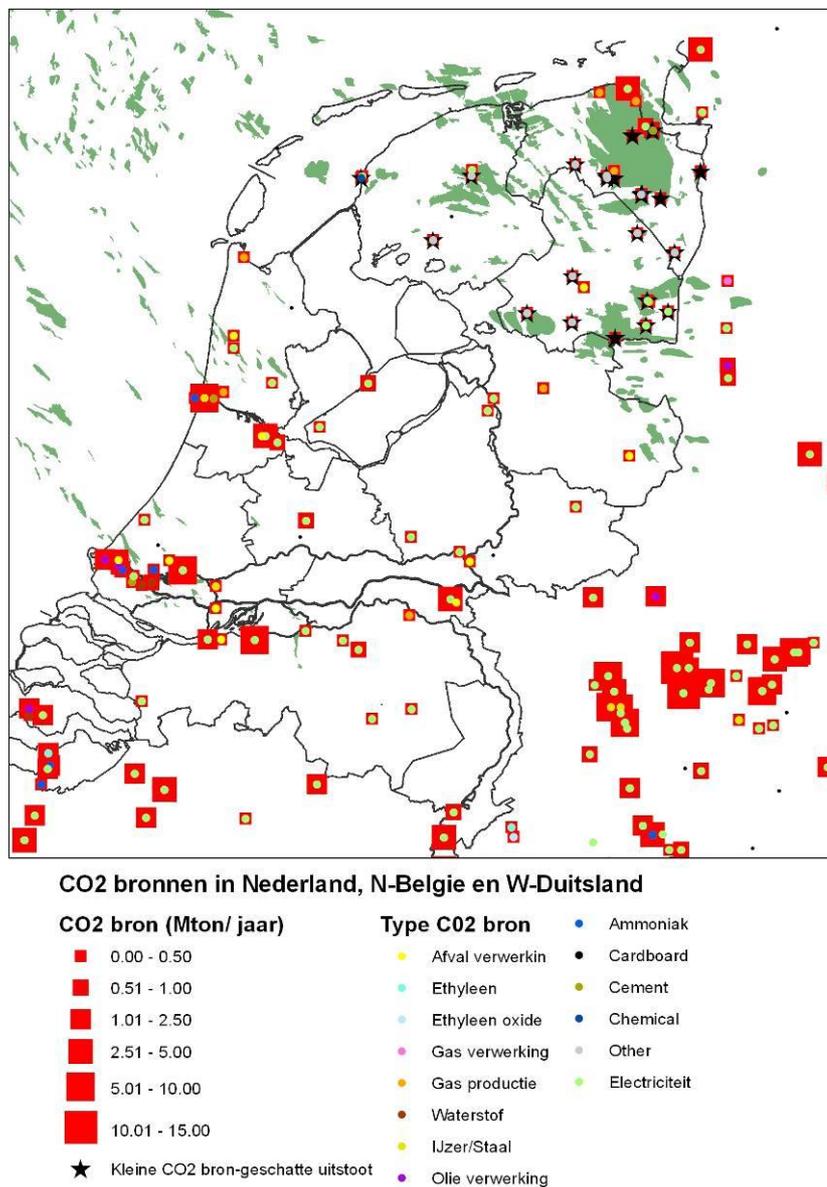
2.3.4 *Invloed aan het maaiveld*

In de huidige beschouwingen van CO₂-opslag in de ondergrond wordt er meestal van uitgegaan dat de CO₂-behandeling en -compressie ten behoeve van transport en injectie plaatsvindt aan de bron. Dit houdt in dat het ruimtebeslag voor de bovengrondse infrastructuur van een CO₂-injectie locatie marginaal is en eenmaal in operatie, vergelijkbaar is met gaswinning. De implicaties voor ruimtelijke ordening zijn naar verwachting dan ook beperkt. Overigens heeft de eventuele aanleg of aanpassing van transportleidingen naar CO₂-bronnen wel ruimtelijke consequenties. Ook eventuele toepassing van CO₂-opslag als onderdeel van het ZEPP-concept, dus in combinatie met een nieuw te bouwen energiecentrale zou logischerwijs wel significante ruimtelijke consequenties aan het aardoppervlak hebben.

2.4 **CO₂-bronnen en -transport**

Bij de inventarisatie van CO₂-bronnen in Drenthe en de omgeving is gebruik gemaakt van een bestaand databestand van Europese CO₂-bronnen (TNO-Ecofys, 2003). Dit bestand is aangevuld met gegevens over CO₂-emissies van Afvalverwerkende

installaties in Nederland (NOVEM, 2001). Tot slot is een schatting gemaakt van de jaarlijkse CO₂-uitstoot van relatief kleine, industriële puntbronnen (< 0.5 Mt CO₂ per jaar) in Noord Nederland. Deze schatting is gebaseerd op het toewijzingsbesluit voor broeikasgas emissierechten (VROM 2005). De minimale grootte van deze kleine puntbronnen is 25 kton/j. In figuur 2.13 wordt voor heel Nederland en de directe omgeving een overzicht gegeven van de aanwezige CO₂-bronnen van waaruit de mogelijke afvang plaats zou kunnen vinden.

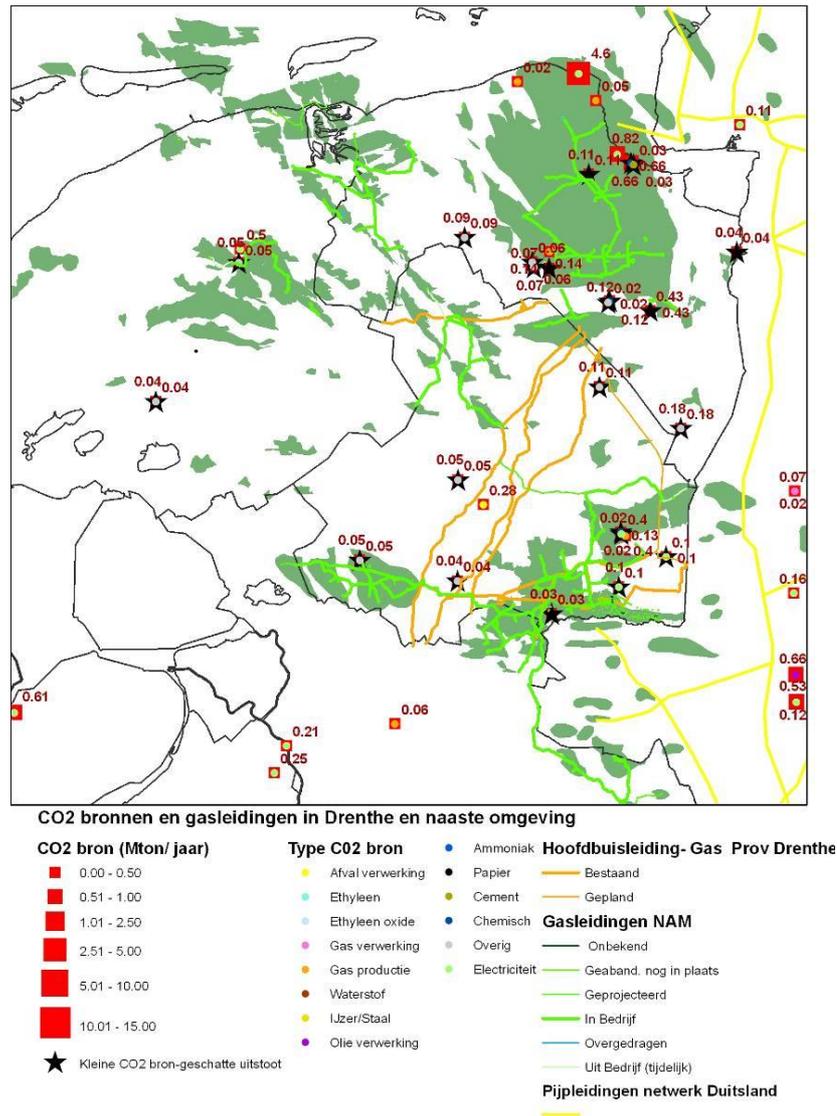


Figuur 2.13 – Landelijk overzicht van CO₂-bronnen, grootte en type, met inbegrip van West Duitsland en Noord België. De gasvelden zijn weergegeven in groen.

Zichtbaar is dat, zoals te verwachten is de grote CO₂-bronnen met een uitstoot van meer dan 1 Mt CO₂ per jaar zich bevinden in de sterk geïndustrialiseerde gebieden zoals de Rijnmond, IJmond, het Ruhrgebied en het Eemshaven gebied. In de Rijnmond, IJmond en het Ruhrgebied bevinden zich geen grote gasvelden die als mogelijke opslaglocatie dienst zouden kunnen doen.

In figuur 2.13 is ingezoomd op Drenthe en haar omgeving. In deze figuur is tevens het aanwezige gas-hoofdtransportnetwerk van de GasUnie in Drenthe en het gas-productienetwerk van de NAM afgebeeld. Zowel het leidingennetwerk als het netwerktracé zouden mogelijk benut kunnen worden voor het CO₂-transport van CO₂-bron naar opslag locatie. Door het bestaande netwerk te gebruiken kan mogelijk worden bespaard op investeringskosten (te denken valt aan het leggen van CO₂-transportleidingen in bestaande, niet meer in gebruik zijnde productieleidingen). Anderzijds biedt het gebruik van het huidige leidingentracé mogelijk voordeel omdat met het leggen van leidingen in een bestaand tracé een tijdsbesparing in het vergunningentraject kan worden verkregen. De kaart laat zien dat met name de kleine bronnen binnen Drenthe bijna allemaal in de buurt liggen van bestaande leidingen. Aannemelijk is dat ook de grote elektriciteitscentrales buiten Drenthe met een relatief grote CO₂-uitstoot (zoals Eemshaven-centrale in Noord-Groningen, de Flevo-centrale nabij Lelystad en de Bergum-centrale in Friesland) gekoppeld zijn aan het hoofd gas transport netwerk, omdat dit gasgestookte centrales zijn.

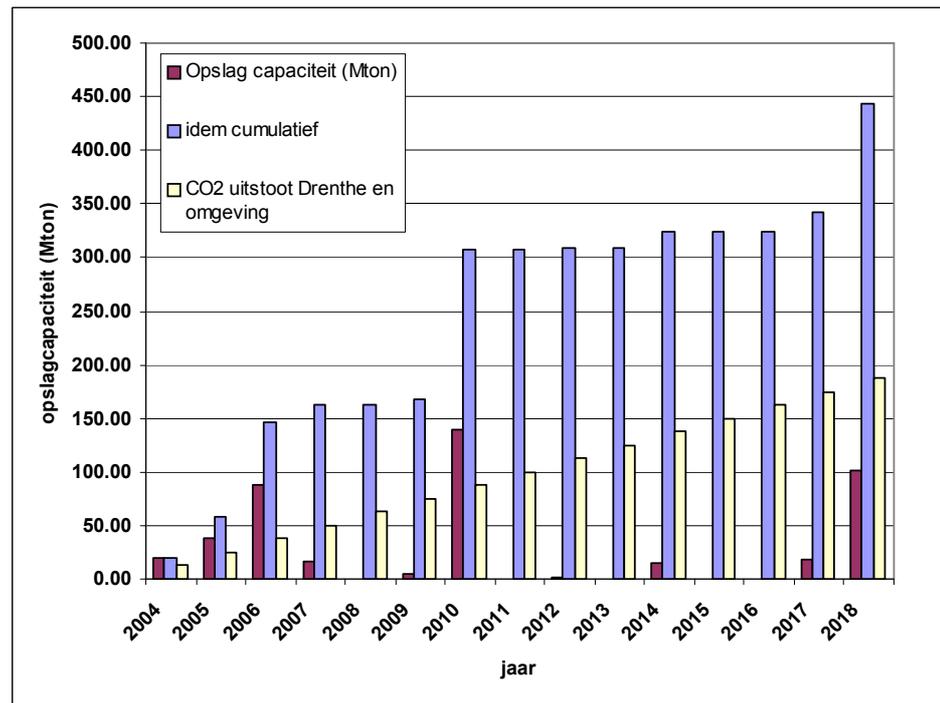
In Drenthe zelf zijn geen puntbronnen met een hoge uitstoot aanwezig, de naar schatting grootste bron is kleiner dan 0.5 Mt/jaar. De Eemshaven centrale in Noord-Groningen is de dichtst bijgelegen bron met een uitstoot van meer dan 1 Mt CO₂ per jaar.



Figuur 2.14 – Overzicht van CO₂-bronnen, grootte en type, en gasleiding netwerk in Noordoost Nederland.

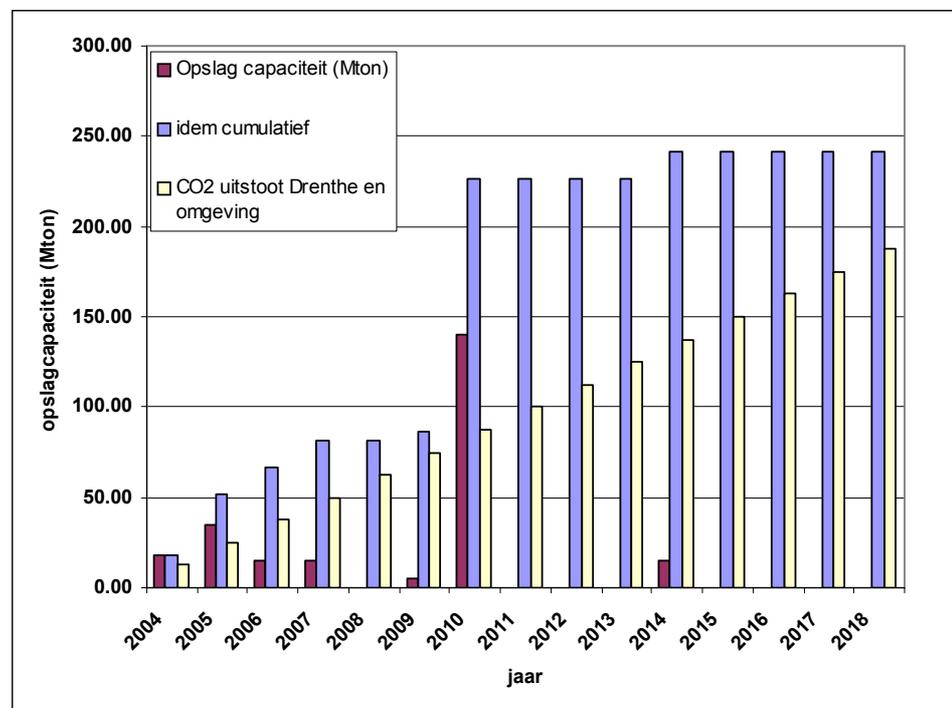
De jaarlijkse CO₂-uitstoot van de bronnen uit figuur 2.14, uit Drenthe en de naaste omgeving samen, bedraagt ongeveer 12.5 Mt. In figuur 2.15 staat deze jaarlijkse uitstoot, gecumuleerd voor elk jaar, samen met de (cumulatieve) potentiële opslag capaciteit weergegeven. Dit geeft een indruk van de (over) capaciteit voor opslag die in Drenthe en omgeving aanwezig is.

Ook als alleen de meest geschikte opslag locaties uit de verkenning (zie tabel 2.1) zouden worden gebruikt is er nog sprake van een overcapaciteit (figuur 2.16).



Figuur 2.15 – Vrijkomende opslagcapaciteit in Drenthe en omgeving en CO₂-uitstoot in de tijd.

Uit dit overzicht blijkt duidelijk de importantie van het Annerveen veld dat vrijkomt in 2010. In dit veld zou in theorie de totale CO₂-uitstoot van Drenthe en omgeving in het decennium na 2010 kunnen worden opgeslagen.



Figuur 2.16 – Vrijkomende opslagcapaciteit in de meest geschikte gasvelden Drenthe en omgeving en CO₂-uitstoot in de tijd.

Uit deze analyse blijkt dat de Provincie Drenthe in de nabije toekomst een rol als CO₂-importeur kan spelen. Omdat in het op te zetten beleid omtrent het ondergronds opslaan van CO₂ de verschillende elementen “afvang, transport, en opslag” mede vanuit de kostenaspecten, niet los van elkaar kunnen worden gezien, is het noodzakelijk om de discussie hieromtrent op een supra-provinciale schaal (Drenthe, Friesland, Groningen, Overijssel) en wellicht zelfs op een euregionale schaal, met inbegrip van de Duitse deelstaat Nieder Sachsen te voeren.

2.5 Haalbaarheid CO₂-opslag

CO₂-injectie kent technisch geen belemmering daar de benodigde injectietechnologie beschikbaar is. De haalbaarheid van opslag van CO₂ hangt niet alleen af van de strikt technische mogelijkheden van het opslaan in de ondergrond maar wordt mede bepaald door:

- de grootte van de opslaglocatie in relatie tot het CO₂-aanbod,
- de afstand van de opslaglocatie tot de bronnen en de omvang van het aanbod.
- de kosten van CO₂-afvang, -transport en -opslag, mede gezien de ontwikkeling op het gebied van het verhandelen van CO₂-rechten,
- het tijdstip waarop de afvang van CO₂ aan de bronnen gerealiseerd gaat worden en het tijdstip waarop mogelijke opslaglocaties beschikbaar komen
- de bestaande en nog te ontwikkelen regelgeving, waaronder eisen ten aanzien van effectiviteit van de opslag en de daarbij behorende regelgeving omtrent het monitoren van de effectiviteit van de opslag en van de veiligheid (mogelijke emissie naar de biosfeer).

2.5.1 Kosten

De kosten worden bepaald door de volgende componenten (zie Tabel 2.4):

- Afvang CO₂ bij bron
- Compressie
- Transportkosten van bron naar opslaglocatie
- Opslagkosten

Tabel 2.4 Overzicht van kostenposten voor afgevangen, getransporteerd en opgeslagen CO₂ (aangepast naar IPCC, 2005). Kostenposten kunnen niet zonder meer bij elkaar worden opgeteld om de totale kosten te berekenen. De bedragen zijn omgerekend van USD naar EUR met een koers van 1,2 USD.

Stysteemcomponenten	Kostenbereik (EUR/ton CO ₂)	Opmerkingen
Afvang van kolen- of gascentrale	12 - 62	
Afvang van H ₂ of NH ₃ -productie en gas processing	4 - 46	Bronnen met hoge zuiverheid
Afvang van andere industriële bronnen	21 - 95	
Transport	1 - 7	250 km voor 40 tot 5 Mt/j
Opslag	0,5 - 7	
Opslag: monitoring en verificatie	0,1 - 0,2	

De extra kosten om een bestaande centrale te vervangen door een gelijksoortige centrale met afvang liggen tussen 12 en 62 EUR (IPCC, 2005). Let wel dat een kolencentrale meer CO₂-uitstoot per kWh dan een gascentrale met een vergelijkbaar vermogen,

waardoor de kosten van CO₂-uitstootreductie bij een kolencentrale met CO₂-afvang lager liggen.

Ter vergelijking: de gemiddelde kosten voor de reductie van broeikasgasemissies in Nederland lag in de periode 1994-2003 tussen 40 en 90 EUR (Evaluatienota Klimaatbeleid, 2005).

De extra kosten van CO₂-afvang en -opslag leiden tot een verhoging van de productieprijs van elektriciteit met enkele eurocenten (zie Tabel 2.5).

Tabel 2.5 Productiekosten van elektriciteit voor nieuw te bouwen centrales met en zonder CO₂-afvang en -opslag afhankelijk van het type centrale (aangepast naar IPCC, 2005); aangenomen wisselkoers 1 EUR = 1,2 USD;

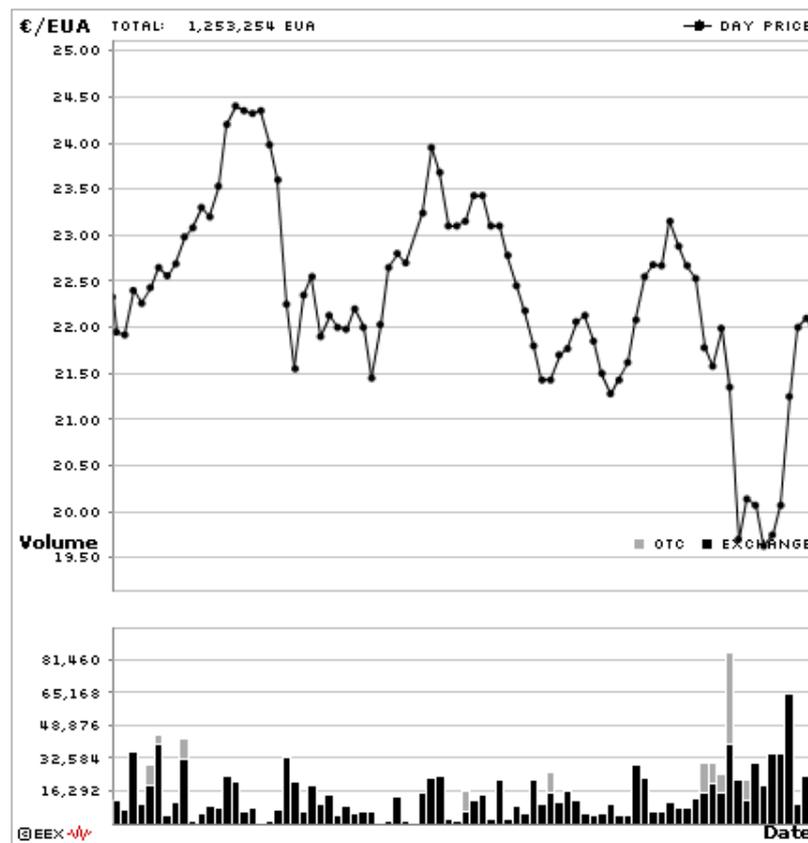
Type centrale	Gascentrale	Poederkoolcentrale	Kolenvergassingscentrale
Zonder afvang en opslag	0,02 – 0,04	0,03 – 0,04	0,03 – 0,05
Met afvang en opslag	0,03 – 0,07	0,05 – 0,08	0,04 – 0,07

De kosten voor het aanleggen van een transport leiding kunnen relatief hoog zijn. De kosten per ton CO₂ zijn afhankelijk van de transportafstand en van de hoeveelheid CO₂ die getransporteerd moet worden. De kosten nemen enerzijds toe met de transportafstand, anderzijds nemen de kosten toe naarmate de hoeveelheid per tijdseenheid kleiner is. Zo zijn bij een afstand van 250 km de kosten per ton CO₂ ongeveer 1 euro per ton bij een transport omvang van meer dan 10 Mt per jaar, bij een omvang van ongeveer 4 Mt per jaar bedraagt dit meer dan 2 euro (IEA, 2005).

De omvang van de opslagfaciliteit bepaalt voor een belangrijk deel de opslagkosten per opgeslagen ton CO₂. Er vanuit gaande dat de technische levensduur van een put meer dan 20 jaar is, dan kan een opslag gedurende deze periode worden gevuld. Als de reservoir eigenschappen gunstig zijn, kan bijvoorbeeld per put per jaar 1 Mt CO₂ worden opgeslagen. Als de opslag grootte slechts enkele Mt is en het aanbod is ruim genoeg, dan kan deze reeds binnen enkele jaren gevuld zijn en zullen de opslagkosten per eenheid relatief hoog liggen. De kosten van opslag van CO₂ varieert van minder dan 1 euro per ton CO₂ in reservoirs met een opslagcapaciteit groter dan 20 Mt tot meer dan 3 euro in reservoirs met een opslag capaciteit kleiner dan 10 Mt (IEA 2005).

Een case studie (Hendriks en Egberts, 2003) betreffende de opslag van CO₂, afkomstig uit de Eemshaven en opgeslagen in Noord-Drenthe geeft 1,7 euro per ton transportkosten en 1,1 euro per ton opslagkosten.

Duidelijk is dat de afvangkosten (inclusief compressie) veelal overheersen. Bij zuivere CO₂-bronnen, zoals bij waterstof- of ammoniakproductie kunnen de afvangkosten laag zijn. De verwachting is dat op termijn de kosten voor de afvang (inclusief transport en opslag) geleidelijk lager zullen worden door voortgaande technologische ontwikkelingen en uiteindelijk gecompenseerd kunnen worden door opbrengsten uit de emissierechten. Fig. 2.17 geeft een beeld van de huidige kosten van deze emissierechten die rond de 20 -22 euro per ton bedragen.



Figuur 2.17 Prijs van een EU Emission Allowance op de EEX Spot Market in de laatste drie maanden voorafgaand aan 8 december 2005 (EEX European Energy Exchange, d.d. 8 dec. 2005).

2.5.2 *Timing*

Het tijdstip waarop CO₂-opslag kan worden gerealiseerd en het beschikbaar zijn van opslagmogelijkheden zal niet altijd synchroon zijn.

De grootste winst voor het behalen van een reductie van CO₂-uitstoot kan worden behaald bij het vervangen van elektriciteitscentrales. Als we er vanuit gaan dat de afvang van CO₂ alleen gerealiseerd zal worden bij nieuw te bouwen centrales, dan houdt dit in dat de realisatie van de eerste grote afvang in de omgeving van Drenthe over 6 – 10 jaar gerealiseerd kan zijn. Dit betekent dat op dat moment bij voorkeur de opslagfaciliteiten die de beste mogelijkheden biedt om een dergelijke hoeveelheid CO₂ te bergen ook daadwerkelijk beschikbaar zijn. Echter, mede gelet op de stijging van de olie en gasprijzen en de daarmee samenhangende veranderende inzichten omtrent de winning van gas, bijvoorbeeld langer doorproduceren, omdat de hoge prijs een lagere verlatingsdruk toestaat, is het op dit moment moeilijk om aan te geven wanneer een veld daadwerkelijk ter beschikking zal komen.

2.5.3 *Regelgeving*

Op de meeste onderdelen betreffende CO₂-opslag ontbreekt nog adequate regelgeving. Opslag op zich is weliswaar in de Mijnbouwwet geregeld, maar nadere specificering van concrete regelgeving moet nog voor een belangrijk deel plaatsvinden. Zo dient

bijvoorbeeld aan het verlaten van gasvelden speciale aandacht te worden geschonken, zodat CO₂ ook op de langere termijn veilig en effectief in de ondergrond is opgeslagen. Een combinatie van preventieve maatregelen bij de injectieput en monitoring moet dit waarborgen. De bijbehorende regelgeving zal moeten worden ontwikkeld.

2.5.4 *Maatschappelijke ontwikkelingen*

Naast technische en economische aspecten zijn juridische en maatschappelijke aspecten belangrijk. Draagvlak voor de acceptatie voor deze optie door milieugroeperingen is groeiende. Afvang en opslag van CO₂ is voor NGO's acceptabel als de investeringen in schoon fossiel niet ten koste gaan van investeringen in hernieuwbare energie en in energiebesparing en de optie niet leidt tot onacceptabele gevolgen voor veiligheid en milieu. Een belangrijke randvoorwaarde is hierbij dat de optie wordt gezien als een transitie naar een duurzame energiehuishouding.

Een belangrijke conclusie uit door TNO verricht onderzoek ten aanzien van maatschappelijke acceptatie van CO₂-opslag (Puts, 2004) betreft de communicatie, met name de communicatie met het publiek. Deze moet in een vroeg stadium plaats vinden, moet helder zijn en zowel inzicht geven in de technische aspecten van de opslag als in de belangen die de verschillende partijen hebben. Omdat er nogal uiteenlopende opvattingen aanwezig zijn onder de verschillende belangengroepen (overheid, bedrijfsleven, milieugroeperingen) en het publiek doorgaans niet of nauwelijks op de hoogte is van voor- en nadelen, is het opzetten van een communicatie strategie hoe deze betrokkenheid te vergroten van groot belang.

3 Aardwarmte

3.1 Inleiding

De aarde is een voortdurende bron van warmte. In een aantal vulkanische gebieden zoals in Italië en IJsland wordt al vele eeuwen warmte gewonnen uit warmtebronnen die direct aan het aardoppervlak liggen. Dit komt in Nederland niet voor. Het is echter ook mogelijk om dieper gelegen aardwarmtebronnen te benutten. De temperatuur in de aardkorst neemt namelijk toe met de diepte, in de Nederlandse bodem ongeveer 30° Celsius per kilometer. Rekening houdend met een gemiddelde jaartemperatuur aan de grond van ongeveer 10 - 15°, betekent dit dat de temperatuur op drie kilometer diepte tot meer dan 100° Celsius kan oplopen.

Als bron dient het warme water dat opgeslagen ligt in watervoerende lagen die op deze diepten kunnen voorkomen. Deze watervoerende lagen zijn in nagenoeg de gehele ondergrond van Nederland aanwezig. Echter bij de winning van aardwarmte zijn grote hoeveelheden warm water nodig. Voor een economisch rendabele aardwarmte installatie is het daarom noodzakelijk dat de watervoerende lagen voldoende doorstroming hebben om de minimaal benodigde hoeveelheid water te produceren. Voor de verwarming van ongeveer 4000 woningen is bijvoorbeeld ongeveer 5000 m³ per dag nodig.

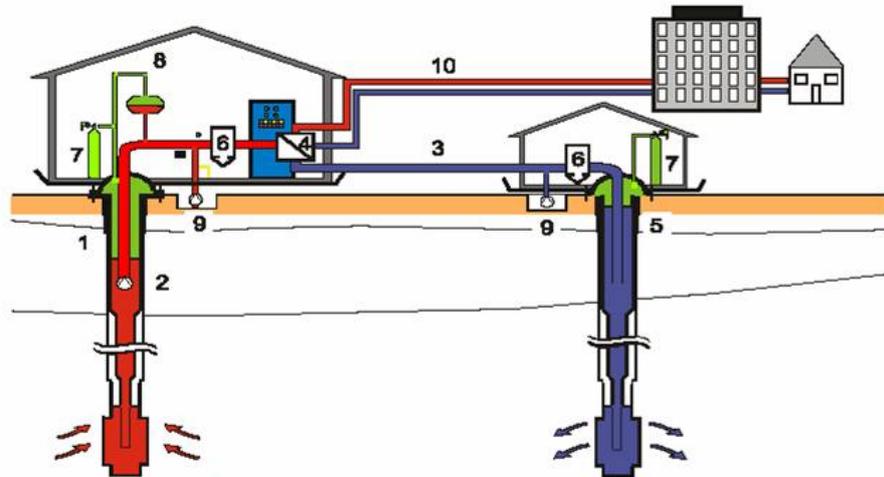
3.1.1 *Doorstroming:*

De productiviteit van een watervoerende laag zoals zandsteen of kalksteen, is afhankelijk van de doorlatendheid (permeabiliteit) en de dikte van de laag. Om een voldoende hoeveelheid water (150-250 m³/u) te kunnen produceren (en injecteren) zonder dat daarvoor een te grote hoeveelheid pompenergie benodigd is, dient de doorstroming (transmissiviteit) van de te exploiteren watervoerende laag tenminste 15 Dm te bedragen (waarbij Darcy (D) een eenheid is voor permeabiliteit en meters voor de dikte van de laag). Daar komt nog bij dat de doorlatendheid en dikte in een zeker evenwicht met elkaar moeten zijn om voldoende doorstroming te krijgen. In Duitsland, waar geologisch vergelijkbare omstandigheden als in Nederland aanwezig zijn, gaat men er vanuit dat de dikte van de producerende laag tenminste 50 meter en de permeabiliteit van de formatie tenminste 0,3 D. bedraagt. Om die reden zijn niet alle aanwezige watervoerende lagen geschikt voor het winnen van aardwarmte. De meest geschikte lagen voor het winnen van geothermische energie in Nederland zijn de diep gelegen aquifers in de verschillende soorten zandsteen in Noord-Nederland, Zuid-Holland en Noord-Brabant. In deze reservoirgesteenten wordt op een aantal locaties olie en/of gas aangetroffen. De olie- en gasmaatschappijen in Nederland beschikken dan ook over ruime kennis van deze gesteenten.

3.1.2 *Het proces van aardwarmtewinning*

Het principe van de aardwarmtewinning wordt weergegeven in figuur 3.1.

Het warme water wordt via een productieput omhoog gepompt uit de aquifer, doorloopt vervolgens een warmtewisselaar en wordt na het afstaan van de warmte via een injectieput weer teruggepompt.



Figuur 3.1 – Het principe van aardwarmtewinning.

Het terugpompen van het afgekoelde water is noodzakelijk omdat het geproduceerde formatie water in het algemeen een hoog zout gehalte heeft en om die reden lozing aan het oppervlak niet wordt toegestaan. Bovendien wordt door de injectie de druk in de aquifer op peil gehouden. Het afgekoelde water wordt in de aquifer geleidelijk aan weer opgewarmd, omdat het gesteente van de aquifer haar warmte afgeeft aan het afgekoelde water. Het terugvoeren van het gewonnen water heeft ook een aantal nadelen. In de eerste plaats moet pompcapaciteit worden ingezet om het water terug te pompen. Het injectieproces zelf verloopt ook niet zonder risico. Vooral weinig verkittete zandsteenreservoirs, die rijk zijn aan kleimineralen, zijn soms gevoelig voor verstopping tengevolge van de migratie van fijne deeltjes en verstopping door in het formatiewater zwevende deeltjes. Verstopping van een injectieput, vermindert de doorlatendheid. Dit heeft weer tot gevolg dat de benodigde druk om het water te injecteren verhoogd moet worden waardoor, de elektriciteitskosten van de injectiepomp toenemen en de rentabiliteit van de geothermische installatie afneemt.

3.1.3 *Puttendoublet*

De productie- en injectieput vormen samen een zogeheten puttendoublet. Meestal worden zij vanuit één locatie schuin geboord, waardoor de boorgat lengte enkele honderden meters langer wordt. De ondergrondse afstand tussen de productieput en de injectieput wordt vaak zo gekozen, dat het koudere water uit de injectieput de productieput niet eerder bereikt dan na ongeveer 30 jaar. Het tijdstip waarop het koudefront de productieput bereikt, heet de doorbraaktijd. Deze doorbraaktijd is afhankelijk van de geproduceerde hoeveelheid water, de onderlinge afstand op einddiepte tussen productie- en injectieput, de porositeit en de dikte van de aquifer. Vanaf dit tijdstip arriveert nog niet volledig opgewarmd injectiewater in de productieput en neemt de temperatuur van het gewonnen warme water geleidelijk af. De exploitatie kan dan nog worden voortgezet totdat de productietemperatuur een kritische ondergrens bereikt heeft. In de praktijk wordt de afstand tussen de putten vooral bepaald door de gewenste minimale levensduur. De grootte is bedraagt doorgaans ongeveer 1500 meter.

3.1.4 *De aardwarmtecentrale*

Bij de aanleg van een doublet komt eerst de keuze en aanleg van de boorlocatie en benodigde infrastructuur aan bod, gevolgd door de constructie van een boorlocatie waarop de boorinstallatie kan worden geplaatst. Voor deze tijdelijke boorlocatie is ongeveer 100 x 100 m. ruimte nodig. Het permanente ruimtebeslag is echter beperkt tot de putlocatie van niet meer dan 10x10 m. en een gebouw waarin de warmtewisselaar en de pieklastketel worden ondergebracht. Daarna start het boren van twee gedeveerde putten. De putten worden verbuisd om instorten van de boorgatwand te voorkomen. Tussen buizen en gesteente wordt een cement geïnjecteerd die uithardt. Om te voorkomen dat tijdens de productie zanddeeltjes worden meegepompt wordt de put op reservoir niveau voorzien van een filter. In de buis wordt een productiebuus neergelaten. Deze kan aan de binnenzijde voorzien zijn van een kunststof coating om corrosie te voorkomen. Vervolgens wordt een elektrische onderwaterpomp neergelaten in de productieput, die ongeveer 3 tot 5 jaar mee gaat.

Het bovengrondse gedeelte omvat een serie componenten die worden ondergebracht in een bovengrondse behuizing. De belangrijkste hiervan zijn:

- variabele frequentieregelaar ten behoeve van de elektrische onderwaterpomp die de afregeling van het putdebiet mogelijk maakt;
- warmtewisselaars waarmee de warmte van het geothermische circuit wordt overgebracht op het warmtedistributienetwerk;
- pompen voor de circulatie in het distributienetwerk;
- zo nodig filters voor de verwijdering van zand, fijne deeltjes en eventuele corrosiedeeltjes om verstopping in de injectieput tegen te gaan;
- een injectiepomp en doseerinstallatie voor corrosie werende vloeistoffen (optioneel);
- Soms worden in de aardwarmtecentrale ook een warmtekrachtinstallatie, buffers, een warmtepomp en/of pieklastketel opgesteld.

Vanuit de aardwarmtecentrale wordt het warme water via een warmtetransportnet naar woningen of bedrijven gevoerd. In de woningen of het bedrijf wordt een warmtemeter geïnstalleerd die het warmtegebruik van de woning registreert. Dit deel van de warmtelevering is hetzelfde als warmtelevering uit andere bronnen dan aardwarmte, zoals uit WKK of uit restwarmte.

3.1.5 *Het vermogen van een doublet*

Het thermische vermogen (W_{th}) van een doublet is het product van het waterdebiet (q), de warmtecapaciteit van het formatiewater (het product van soortelijke warmte (c_v) en dichtheid (ρ)) en de afkoeling van het geothermische water (ΔT):

$$W_{th} = q \times \rho \times c_v \times \Delta T$$

(met W_{th} in W, q in m^3/s , ρ in kg/m^3 , c_v in J/kgK en ΔT in $^{\circ}C$).

Bij een debiet van 200 $m^3/$ uur, een warmtecapaciteit van $4.5 \cdot 10^6$ J/m^3K en een uitkoeling van $80^{\circ}C$ naar $40^{\circ}C$ bedraagt het vermogen derhalve 10 MW_{th} .

3.1.6 *Het gebruik van aardwarmte:*

Het thermische vermogen van een doublet is niet alleen afhankelijk van de opgeslagen hoeveelheid warmte in de aquifer en het debiet van het geproduceerde water maar vooral ook van het verschil tussen aanvoer- en retourtemperatuur. Hoe groter het

verschil tussen productie- en injectietemperatuur, hoe hoger de warmteopbrengst. Een goede manier om dat te bereiken is het toepassen van cascadeprincipe waarbij verschillende typen verwarmingselementen in volgorde van afnemende aanvoertemperatuur aaneen worden geschakeld: conventionele radiatoren, lage-temperatuur convectoren en vloerverwarmingssystemen. Eventueel kan een warmtepomp het nog relatief warme retourwater nogmaals naar een hoger temperatuurniveau transformeren.

Een voorbeeld is de stadsverwarming met aardwarmte in de Parijse voorsteden Chevilly-Larue en l'Hay-les-Roses. Het energiebedrijf biedt zijn klanten warmte aan op drie temperatuurniveaus: 103°, 72° C en 49° Celsius. De retourtemperatuur is niet hoger dan 35°C.

In het buitenland wordt aardwarmte vaak ingezet als basislastvoorziening met een thermisch vermogen van 30 tot 35 procent van de aansluitwaarde. Deze aansluitfractie is voldoende om voor 90 procent aan de totale warmtevraag te voldoen. Voor de overige 10 procent moet een pieklastvoorziening zorgen.

Een van de belangrijkste voordelen van het gebruik van aardwarmte is de leveringszekerheid. Aardwarmte is namelijk niet afhankelijk van schommelingen in de weersgesteldheid. Daarnaast is de winning van aardwarmte technische gezien een betrouwbare bewezen techniek is, waarbij vooral gebruik gemaakt wordt van de ervaringen uit de olie- en gasindustrie.

Sinds enkele jaren wordt in bijvoorbeeld Duitsland en Oostenrijk naast warmte ook elektriciteit geproduceerd met behulp van aardwarmte. Hiervoor wordt met de zogeheten Organic Rankine Cycle (ORC) techniek eerst elektriciteit geproduceerd uit het warme water. Dit proces heeft vooralsnog een gering rendement (10-15%). Maar de resterende warmte wordt vervolgens alsnog aan het warmtetransportnet toegevoegd. Het voordeel van het gebruik van deze ORC techniek is dat er naast "laagwaardige" warmte ook hoogwaardige elektriciteit wordt geproduceerd. Zo geeft de Duitse overheid een gegarandeerde goede prijs voor de opgewekte elektriciteit.

De toepassing van ORC technieken wordt aantrekkelijker naarmate de temperatuur van het opgepompte water hoger is. De in Duitsland en Oostenrijk gebouwde ORC centrales hebben een aanvoertemperatuur van ruim 100 graden.

3.2 Het aardwarmte potentieel in de ondergrond van Drenthe

3.2.1 Inleiding

Gebaseerd op de bestaande kartering van de ondergrond (TNO-NITG, 2000; Van Doorn en Rijkers, 2002) is, in samenhang met aquifer kenmerken, het aardwarmte potentieel van de provincie Drenthe regionaal in kaart gebracht. Voorzover het de laterale uitbreiding van de aquifers betreft, is voor de dikte een arbitraire ondergrens van 20 meter aangehouden. Deze ondergrens is gekozen, omdat bij te dunne aquifers de transmissiviteit van het reservoir te gering is, waardoor een te groot pompvermogen noodzakelijk is om het water uit de aquifer te pompen en weer te injecteren. Zoals in de vorige paragraaf is gesteld, wordt voor de doorstroming (dat is het product van de dikte en de doorlatendheid van de aquifer) minimaal 10-15 Dm (darcymeter) aangehouden. Bij een dikte van 20 meter is een reservoir doorlatendheid van meer dan 500 mD nodig. Dit laatste is in Drenthe, behoudens enkele lokale gevallen, doorgaans niet het geval. Anderzijds heeft de keuze van een ondergrens van 20 meter tot gevolg dat het areaal waarbinnen aardwarmte zou kunnen worden gewonnen relatief groot is. Dit geeft

enerzijds de zekerheid dat geschikte aquifers binnen de aangegeven grenzen zullen liggen, anderzijds is de geschiktheid van de aquifer, behoudens bijzondere lokale omstandigheden, aan de randen betrekkelijk. Per aquifer zijn twee typen overzichtskaarten zijn gegenereerd:

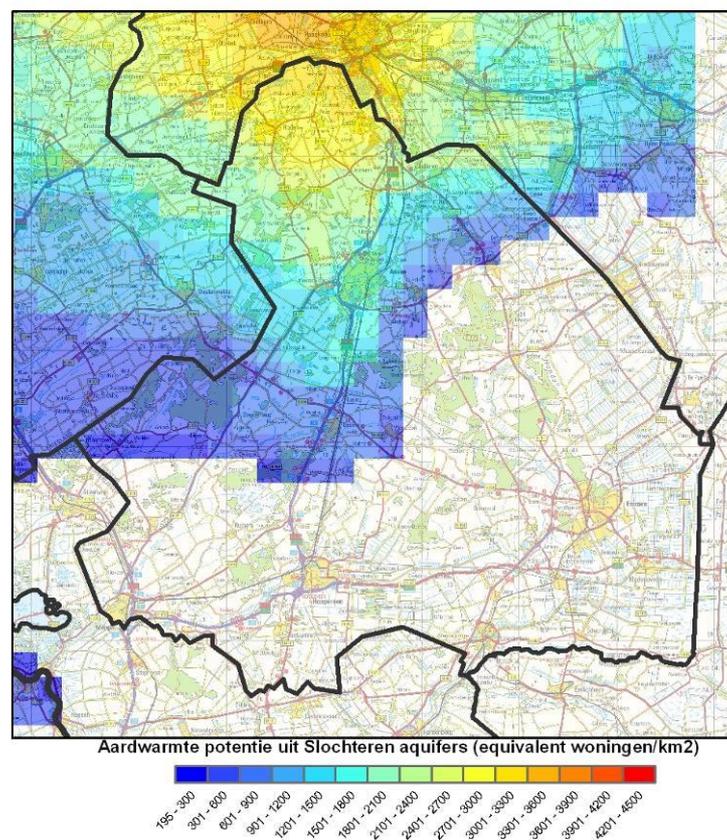
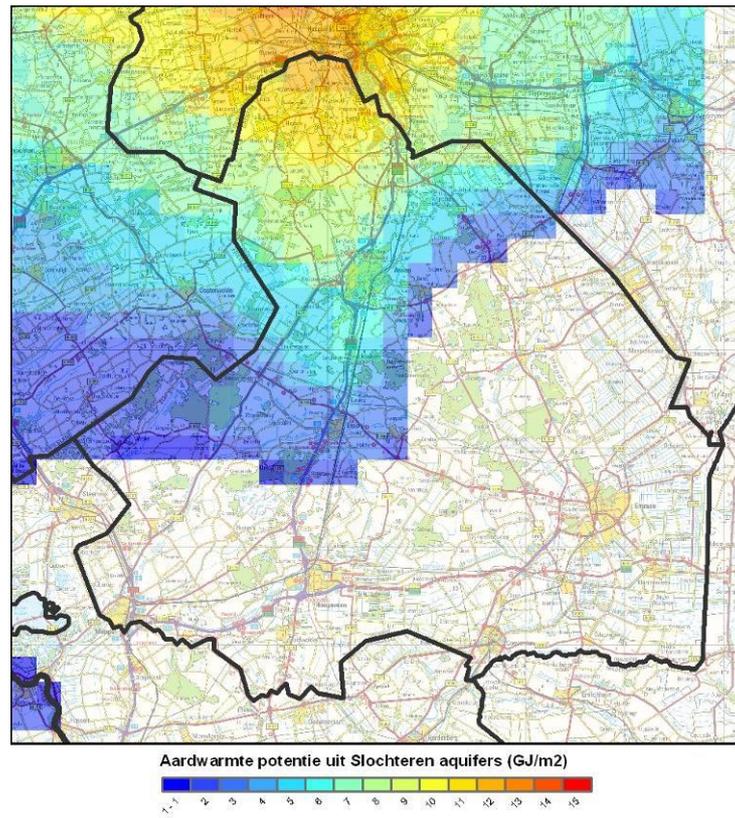
- Een drietal kaarten, per aquifer, die de warmte-inhoud van de aquifers weergeven. Deze zijn samengesteld conform de methodiek toegepast in Van Doorn en Rijkers, (2002). Deze atlas is grootschalig van opzet en gebaseerd op sterk geregionaliseerde gegevens. De in dit rapport gepresenteerde kaarten zijn gebaseerd op de door TNO uitgebrachte kartering van de diepe ondergrond van Drenthe.
- Een drietal kaarten, per aquifer, die inzicht geven in de betekenis van bovengenoemde kaart. Hiervoor is een conversie toegepast (gebaseerd op een aantal zeer algemene aannames), die aangeeft hoeveel woningen per km² van warmte zouden kunnen worden voorzien. In de praktijk kunnen deze aannames op lokaal niveau er heel anders uitzien.
 - de te winnen hoeveelheid warmte bedraagt (een conservatieve schatting) 30% van de in de aquifer aanwezige hoeveelheid warmte. Het aantal woningen per km² bedraagt 1000, dat is inclusief wegen, facilitaire voorzieningen en groenvoorzieningen. De levensduur is minimaal 30 jaar, het verbruik per woning bedraagt 35 GJ.
 - Over het gehele oppervlak zijn de woningen met elkaar in concurrentie voor het winnen van aardwarmte. In de praktijk is de dekkingsgraad uiteraard veel lager en kan een woonwijk zijn warmte uit een groter bereik betrekken.

In de ondergrond van Drenthe komt een drietal watervoerende lagen voor die in principe geschikt zijn voor de winning aardwarmte. Dit zijn van diep naar ondiep:

- Slochteren Zandsteen – Boven Rotliegend Groep; dieptebereik rondom de 3000 meter.
- Zandstenen uit de Boven en Onder Germaanse Trias Groep; dieptebereik van ongeveer 2000 m meer dan 4000 m.
- Zandstenen uit de Rijnland Groep- Onder Krijt; 1500 tot 2500 m.

3.2.2 *Slochteren zandsteen*

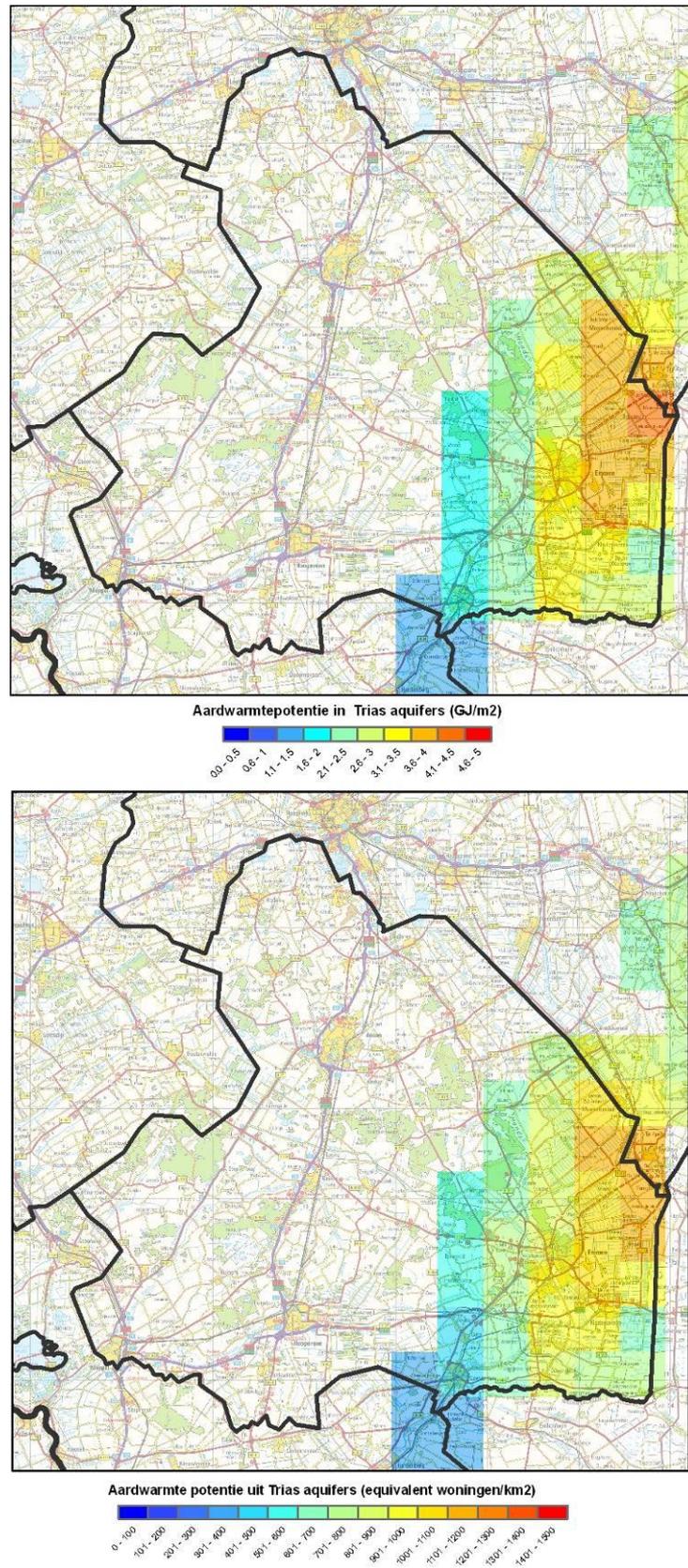
Figuur 3.2 A geeft de warmte-inhoud weer van de Slochteren Zandsteen. Bij het samenstellen van de kaart zijn gebieden, waar de zandsteendikte kleiner is dan 20 m. buiten beschouwing gelaten. Uit de kaart blijkt dat de mogelijkheden voor aardwarmtewinning zich vooral voordoen in het noorden en noordwesten van de provincie. Figuur 3.2B geeft aan wat dit bij benadering kan betekenen voor het aantal te verwarmen woningen. Als we er van uit gaan dat het gemiddelde ondergrondse ruimtebeslag voor een aardwarmte doublet ongeveer 4-5 km² bedraagt, dan houdt dit in dat gebieden met een potentieel van 1000 woningen per km² ruim voldoende capaciteit aanwezig is voor het inrichten van een doublet. In gebieden met een lagere warmte-inhoud zullen de lokale omstandigheden van groot belang zijn voor het wel of niet haalbaar zijn van een aardwarmte doublet.



Figuur 3.2 – Aardwarme potentie in de Slochteren zandsteen.

3.2.3 *Zandsteen uit de Trias Groep.*

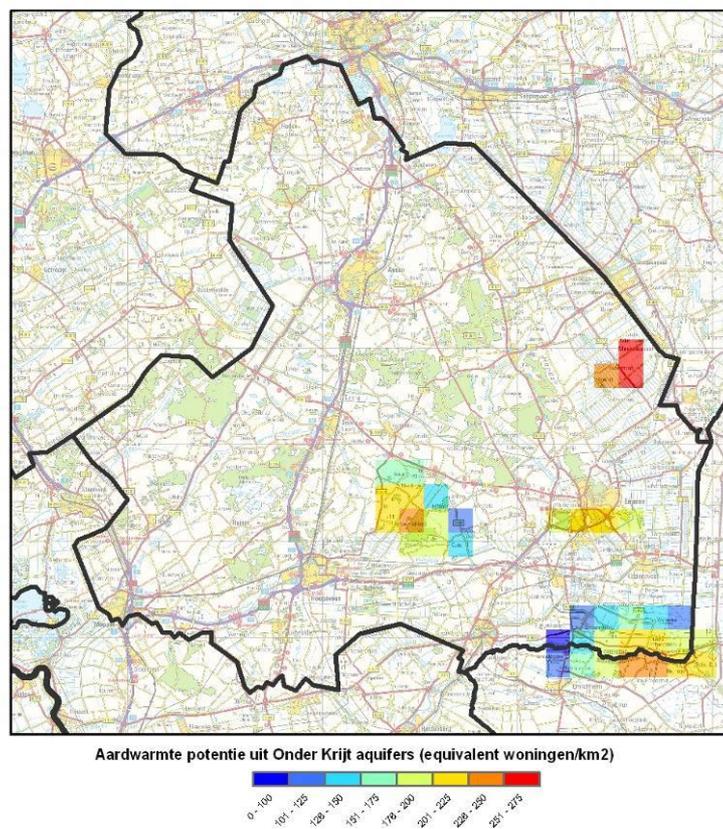
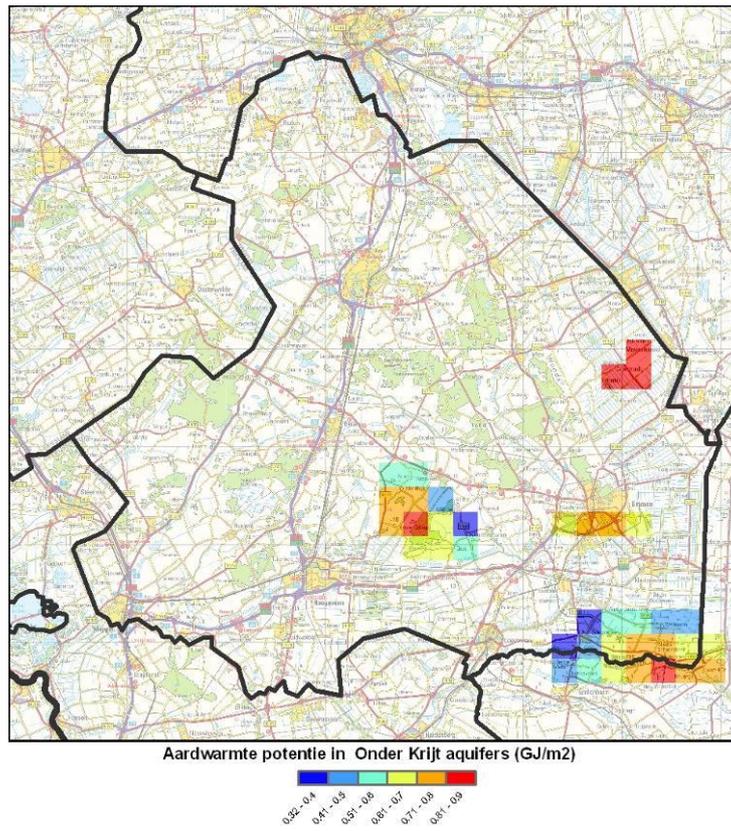
Figuur 3.3 geeft de warmte-inhoud weer van de aquifers, die voorkomen in de Onder Germaanse Trias Groep, wederom uitgedrukt in GJ/m^2 (A) en in equivalent woningen (B). Ook hier is een ondergrens van de dikte van 20 m. aangehouden. De zanden komen uitsluitend voor in een aaneengesloten gebied in het zuidoosten van de provincie. De warmte-inhoud van de zanden is beduidend lager dan die van de Slochteren Zandsteen. Dit wordt vooral bepaald door het dikteverschil. De Slochteren zandsteen bereikt lokaal diktes van 200 m. De zandstenen uit de Trias groep echter zijn niet meer dan 70-75 m. dik. Ook is de diepte van de zandsteen pakketten doorgaans wat minder, resulterend in een lagere temperatuur en daardoor een lagere warmte-inhoud.



Figuur 3.3 – Aardwarmte potentie in de Trias zandsteen.

3.2.4 *Rijnland Groep*

Evenals de zandstenen uit de Onder Germaanse Trias Groep, komen zandstenen uit de Rijnland Groep uitsluitend voor in het zuidoostelijke deel van de provincie (fig. 3.4). Deze zandstenen vormen geen aaneengesloten gebied, maar komen verspreid voor. De warmte-inhoud van de zanden is beduidend lager dan die in de Slochteren zandsteen en de zandsteenlagen uit de Trias Groep. Dit wordt vooral veroorzaakt door de geringere dikte van de zanden en door de ondiepere ligging (van ongeveer 1000 m tot ruim 2200 m) en de daarmee samenhangende lagere temperatuur van het water.



Figuur 3.4 – Aardwarmte potentie in de Rijnland zandsteen.

3.3 Haalbaarheid Aardwarmte

3.3.1 *Geschiktheid van de aquifers.*

Binnen de provincie Drenthe zijn een drietal geologische eenheden onderscheiden waarbinnen waterhoudende zandsteenlagen voorkomen, die in beginsel geschikt zijn voor de winning van aardwarmte.

In hoeverre de aquifers daadwerkelijk in aanmerking komen voor de winning van aardwarmte is afhankelijk van een aantal factoren. Hiervan zijn de belangrijkste:

- Naast aanbod van warmte dient er ook een warmtevraag te bestaan. Daarbij is het noodzakelijk dat er enigszins een balans is. Een te hoge warmtevraag kan worden opgelost door andere bronnen in te zetten. Een te lage warmtevraag leidt tot hoge kosten per eenheid product. Kenmerkend voor de winning van aardwarmte zijn de hoge initiële investeringskosten, die, voor zover het de hoogte betreft, niet lineair zijn met de productieomvang en daar tot op zekere hoogte los van staan. Investeringskosten voor een debiet van 200 m³ per uur zijn niet veel hoger dan een investering voor een debiet van 100 m³/uur. Ruwweg kan worden gesteld dat een warmtevraag van 100000 GJ per jaar of meer nodig is om economisch aantrekkelijk te zijn. Tabel 2.1 geeft een overzicht van de toekomstige nieuwe warmtevraag in de provincie. Als we alleen naar de woningbouw in aanmerking nemen dan hebben niet alle locaties voldoende warmtevraag. Combinatie met bijvoorbeeld bedrijventerreinen kan een oplossing bieden. De lokale situatie zal dit duidelijk moeten maken. De tabel laat ook zien dat in een aantal gevallen (Messchenveld 2, Kloosterveen en Delftlanden) én het potentieel van de ondergrond voldoende is om aan de warmtevraag te voldoen én de verhouding tussen vraag en aanbod redelijk in balans is. Ook het grote areaal aan tuinbouwtoepassingen in de omgeving van Emmen kan wellicht gebruik maken van de in de ondergrond aanwezige warmtepotentie. Er zijn echter geen gegevens bekend over de aanwezige warmtevraag van deze industrietak, daarom kan over de haalbaarheid hiervan geen nadere uitspraak worden gedaan.

Tabel 2.1 Toekomstige mogelijke uitbreidingen van woningbouw en bedrijfsterreinen in Drenthe (opgave provincie Drenthe), en hun potentie voor aardwarmte

Uitbreidingslocatie	Locatie	Geschatte warmtepotentie/ doublet	Woningbouw (aantal)	Geschatte warmtevraag (GJ/jr)	Bedrijfs terrein (ha)	Warmtevraag (GJ/jr)
Messchenveld I	NO-kant Assen				50 ¹⁾	60.000
Messchenveld 2	NO-kant Assen	5600	750-2500	26250-87500	50	60.000
Kloosterveen 1/2	W-kant Assen	7200	5500 ¹⁾	192500		
Kloosterveen 3	W-kant Assen	7500	1150-1850	40250-64750		
Assen zuid	Z-kant Assen	6000			80-110	96000-132000
Buitenvaart II	ZO-kant Hooge-Veen	Geen			100	120000
Delftlanden	W-kant Emmen	3800	3650	127750		
Nieuwweense landen	N-kant Meppel	Geen	4000-5000	140000-175000		

1. Planologisch reeds vastgelegd/ in uitvoering

- Een tweede punt betreft de afstand tussen de warmtevraag en het warmteaanbod. Deze dient bij voorkeur niet al te groot te zijn, omdat de kosten voor het aanleggen van een infrastructuur voor transport over grotere afstanden een kostbare aangelegenheid is.
- Het water moet van een voldoende hoge temperatuur zijn dan wel in voldoende mate uitgekoeld kunnen worden om de gewenste warmteproductie te realiseren tegen acceptabele kosten.
- De doorstroming van de aquifer moet hoog genoeg zijn om excessief pompvermogen te voorkomen.

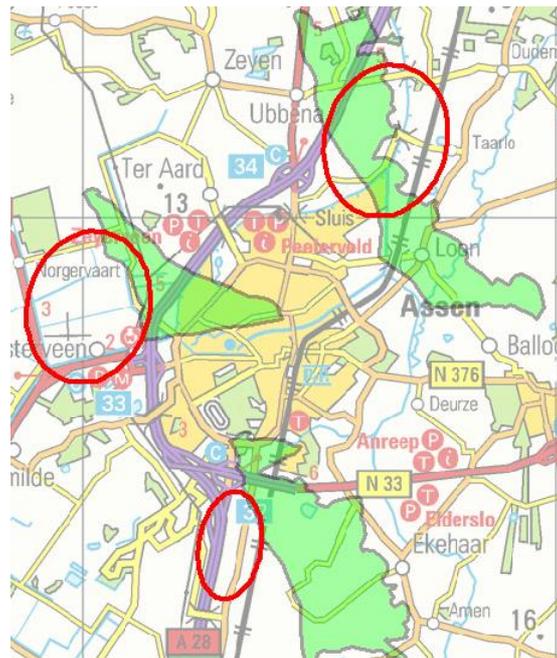
In hoeverre een aquifer daadwerkelijk geschikt is voor de productie van warmte wordt in deze studie niet aangegeven. Dit kan uitsluitend locatiespecifiek worden aangegeven. De studie geeft wel aan waar binnen de provincie potentie aanwezig is.

3.3.2 Beschikbaarheid van de aquifers

Naast geschiktheid voor het winnen van aardwarmte moet een aquifer ook beschikbaar zijn voor een potentiële gebruiker. Bij het in kaart brengen van de warmte-inhoud is in eerste instantie geen rekening gehouden met bestaand gebruik dan wel andere toepassingsmogelijkheden. Zo is een deel van de zandsteenlagen niet met water gevuld maar met olie en/of gas. Deze zandstenen komen dus op voorhand niet in aanmerking voor aardwarmtewinning. Het betreft hier met name de gasvelden in de Slochteren Zandsteen in het noorden van de provincie (zie figuur 2.2). Figuur 3.5 laat als voorbeeld zien dat zich onder een deel van de geplande locaties voor

stadsuitbreiding rondom Assen gasvelden bevinden in de voor aardwarmte geschikte zandsteen lagen.

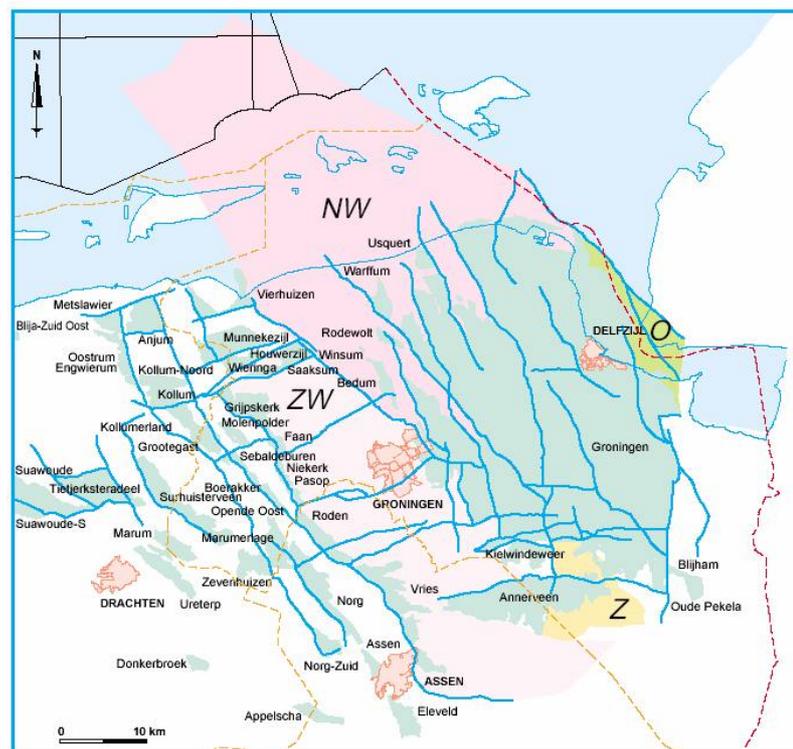
Ook in de zandsteen uit de Onder en Boven Germaanse Trias Groep wordt gas gewonnen, zij het dat dit beperkt is de gasvelden bij Roswinkel en Sleen. De olievelden van Schoonebeek worden aangetroffen in de zandstenen van de Rijnland Groep. Door de bestaande olie- en gaswinning zijn delen van de zandstenen niet geschikt en niet beschikbaar voor aardwarmtewinning. Hier zal de afweging moeten plaatsvinden tussen enerzijds de locatie van de warmtevraag en anderzijds de transportafstand die moet worden overbrugd om de warmte te leveren.



Figuur 3.5 – Stadsuitbreidinglocaties rondom Assen (in rood) en ligging van de gasvelden (groen).
Mogelijke interferentie, omdat gaswinning plaats vindt in dezelfde zandsteenlaag als waaruit winning van aardwarmte ten behoeve van nieuwe woningen zou kunnen plaatsvinden.

Een tweede aspect samenhangend met de olie- en gaswinning is de mogelijke onderlinge beïnvloeding van de olie- en/of gaswinning op de productie van warm water en omgekeerd. In hoeverre dit daadwerkelijk een rol speelt is op grond van de bestaande praktijk niet bekend. Wel zijn simulatiestudies uitgevoerd, op grond waarvan blijkt dat het raadzaam is om enige afstand tussen de genoemde activiteiten in acht te nemen. De omvang daarvan is niet op voorhand te zeggen.

Een mogelijk complicerende factor voor de winning van aardwarmte in de Slochteren Zandsteen is de invloed die de daling van de drukken in de aquifers buiten de gasvelden heeft op de winning van aardwarmte. Te hoge drukdaling zou kunnen leiden tot te grote pompkosten. Inzicht in de werkelijke drukdaling in de aquifers rondom deze gasvelden is publiek niet bekend (fig. 3.6).



Figuur 3.6 – Aquifer zones beïnvloed door de gaswinning in Groningen (NAM, 2000).

3.3.3 *Enkele kosten aspecten*

De kosten van aardwarmtewinning vormen in deze studie geen punt van onderzoek. Echter, gezien de ontwikkelingen op het terrein van de energievoorziening zijn een aantal economische aspecten van belang die het gebruik van aardwarmte in de nabije toekomst sterk zullen beïnvloeden.

De kosten van olie en gas zijn de afgelopen jaren sterk toegenomen. Behoudens de pompkosten, die een klein deel uitmaken van de totale kosten voor de winning van aardwarmte, hebben de stijgingen van de energieprijzen nauwelijks invloed op de kosten van aardwarmte, waardoor aardwarmte relatief goedkoper wordt. Aardwarmte is een groene energiebron, en heeft, omdat er weinig CO₂ wordt uitgestoten, geen additionele kosten voor het verkrijgen van CO₂-emissie rechten.

De productie van groene elektriciteit kent hoge subsidies middels de MEP vergoedingen. Dit ontbreekt tot nu toe voor warmte. De EU heeft recent aangekondigd dat een richtlijn betreffende groene warmte in de maak is (Nieuwsblad Stroom, 2005). Dit kan er toe leiden dat aardwarmte in de toekomst extra subsidies kan krijgen per geproduceerde eenheid.

4 Conclusies en aanbevelingen

In de nationale Nota Ruimte wordt de ruimtelijke structuur onderverdeeld in een ondergrond-, een netwerk- en een occupatielaag. Deze lagenbenadering speelt een belangrijke rol als integrerend kader voor het omgaan met de ondergrond in relatie tot (ruimtelijke) inrichtingsvraagstukken. Dit is verder uitgewerkt in de beleidsbrief ruimtelijke ordening ondergrond (VROM, 2004).

In haar Provinciaal Omgevingsplan (POP) sluit de provincie Drenthe aan bij deze ontwikkelingen met beleidsdoelen in relatie tot de ondergrond. Dit wordt verder uitgewerkt in onder meer een aparte beleidsverkenning voor de ondergrond, een nota energiebeleid (waarin ook de koppeling met ondergrond en ruimtegebruik een grote rol speelt) en bovenregionale afstemming in het kader van Energy Valley (Provincie Drenthe, 2005).

De conclusies van dit verkennend onderzoek, dat als doel had om de mogelijkheden voor zowel ondergrondse opslag van CO₂ als winning van aardwarmte in de Provincie Drenthe in beeld te brengen, kunnen verder richting geven aan het beleid omtrent het toekomstige gebruik van de ondergrond in Drenthe.

CO₂-opslag

Ondergrondse opslag van CO₂ in Drenthe is technisch mogelijk in aanwezige gedepleteerde gasvelden, die door hun bestaan hebben aangetoond dat ze gedurende een lange geologische periode aardgas kunnen vasthouden. Dit geeft aan dat ze in principe ook als CO₂-opslagfaciliteit kunnen dienst doen. De opslagcapaciteit van CO₂ in aquifers (goeddoorlatende lagen) en zoutcavernes in Drenthe is marginaal.

De potentiële opslagcapaciteit van gasvelden in Drenthe en de directe omgeving is ongeveer 450 Mt. De meest geschikte locaties die uit deze verkenning naar voren zijn gekomen op basis van geologische en techno-economische factoren, bieden een capaciteit van circa 240 Mt. Met dit volume kan Drenthe een substantiële bijdrage leveren aan de nationale CO₂-reductiedoelstellingen, in het kader van het Kyoto-protocol. De totale opslagcapaciteit in Drenthe en de directe omgeving is nu en tot in 2020 groot genoeg om de jaarlijkse CO₂ uitstoot van industriële puntbronnen (> 25 kton/jaar) in Drenthe, Friesland, Groningen, het noordelijk deel van Overijssel en Flevoland en het meest noordwestelijke deel van Duitsland op te slaan (zie figuur 2.15). Dit is ook het geval wanneer alleen de meest geschikte locaties worden beschouwd (zie figuur 2.16).

Op basis van de bevindingen met betrekking tot capaciteit, tijdvenster en geschiktheid komen in eerste instantie de volgende vier velden in aanmerking voor nadere studie:

- Annerveen
- Roswinkel
- Roden
- Eleveld

Een van de aandachtspunten hierbij is de eventuele seismische gevoeligheid van deze velden. Eventuele seismische activiteit tijdens CO₂-opslag valt niet geheel uit te sluiten,

maar er wordt geschat dat deze in ieder geval niet groter zal zijn dan tijdens de fase van gaswinning.

De potentiële bronnen voor CO₂-opslag kunnen aan de hand van drie schaalniveaus in beeld worden gebracht.

- 1 Provincie Drenthe (gebiedsstraal ca. 40 km): De CO₂-uitstoot van industriële puntbronnen in Drenthe is relatief gering en blijft onder 0.5 Mt/jaar per puntbron. De grootste bronnen zijn: Emmtec centrale in Emmen en de Afval Centrale bij Wijster.
- 2 Noordoost Nederland en aangrenzende regio's in Duitsland (gebiedsstraal ca 100 km): De meest nabije CO₂-bron met een uitstoot groter dan 1 Mt/jaar is de Eemshaven Centrale in Groningen. Daarnaast komen in dit gebied nog enkele grotere bronnen voor, waaronder enkele elektriciteit centrales in Duitsland (Buschhausen en Ibbenbüren)
- 3 Nederland en aangrenzende gebieden in Duitsland (gebiedsstraal ca. 250 km): Binnen dit gebied bevinden zich vele substantiële bronnen, met name geconcentreerd in de Rijnmond, de IJmond en het Ruhrgebied.

De daadwerkelijke haalbaarheid van afvang en opslag van CO₂ wordt voor een belangrijk deel bepaald door kosten. Duidelijk is dat de afvangkosten (inclusief compressie) veelal overheersen ten opzichte van zowel transport- als opslagkosten. De verwachting is dat op termijn de kosten voor de afvang (inclusief transport en opslag) geleidelijk lager zullen worden door voortgaande technologische ontwikkelingen en uiteindelijk gecompenseerd kunnen worden door opbrengsten uit de emissierechten. In dat geval zal opslag een aantrekkelijke optie worden.

Op basis van deze bevindingen kan de provincie Drenthe overwegen om op termijn één of enkele praktijk-pilots te ontwikkelen en daarvoor op korte termijn haalbaarheids studies te programmeren. Gekoppeld aan bovengenoemde schaalniveaus komen bijvoorbeeld de volgende scenario's in aanmerking:

1. Provincie Drenthe (gebiedsstraal ca. 40 km)

- CO₂-afvang bij de Emmtec centrale in Emmen, transport naar en opslag in het Roswinkel veld.
- CO₂-afvang bij de Afval Centrale bij Wijster, transport naar en opslag in het Eleveld veld.

Hoewel de omvang van de in aanmerking komende bronnen binnen de provincie beperkt is, is CO₂ opvang potentieel toch interessant gezien de zeer beperkte transportkosten. Bovendien kan het opzetten van een dergelijke lokale, kleinere pilot ervaring opleveren voor het ontwikkelen van een grotere, bovenregionale CO₂ afvang en opslag pilot.

2. Noordoost Nederland en het aangrenzende regio's in Duitsland (gebiedsstraal ca 100 km)

- CO₂-afvang bij de Eemscentrale in de Eemshaven en transport naar en opslag in het Annerveen veld.

3. Nederland en aangrenzende gebieden in Duitsland (ca. 250 km)

Vanuit een lange-termijn perspectief kan ook worden nagedacht over de potenties voor opslag van grotere hoeveelheden CO₂ vanuit belangrijke bronlocaties op afstand, zoals Rijnmond en Ruhrgebied. Vanwege de relatief hoge transportkosten over grotere afstanden komen hiervoor alleen bronlocaties met een hoge CO₂-productie (ruim boven 1 Mt/jaar) in aanmerking.

Eventuele additionele opslagmogelijkheden

Naast de potentie van CO₂-opslag in gedepleteerde gasvelden, zijn ook een aantal, meer complexe procédés van CO₂-opslag beschouwd, die zijn gericht op het optimaliseren van olie- of gaswinning of op gasopslag. De totale opslagcapaciteit in Drenthe is potentieel groter dan 500 Mt, wanneer het toepassen van “Enhanced Gas Recovery” (EGR) door middel van CO₂ en het toepassen van CO₂ als kussengas in de gasopslag locatie Langelo wordt meegenomen, al is de laatstgenoemde optie economisch gezien waarschijnlijk niet haalbaar. Over de (technische) haalbaarheid van deze toepassingen is evenwel nog weinig bekend. In Friesland is momenteel de toepassing van de EGR techniek, gebruikmakend van CO₂, in combinatie met een “oxyfuel” elektriciteitscentrale in ontwikkeling.

Bij de geplande hervatting van de olieproductie uit het Schoonebeek veld door middel van “Enhanced Oil Recovery” is het toepassen van CO₂ als injectiegas in plaats van stoominjectie, vanwege de ongunstige kosten-baten ratio, waarschijnlijk niet haalbaar.

De opslag van CO₂ in zoutpijlers is vanwege de zeer beperkte capaciteit van cavernes niet interessant. De in de provincie aanwezige zoutpijlers bieden wel mogelijkheden voor zoutwinning. De daarbij vrijkomende holruimtes (zoutcavernes) zijn naderhand wel geschikt voor bijvoorbeeld gasopslag (voor het opvangen van kortdurende piekvraag van aardgas) of opslag van perslucht (omgezet door overtollige windenergie), als peakshaver van windenergie. In de Provincie Drenthe zijn (nog) geen vergunningen voor het winnen van steenzout afgegeven. Cavernes zijn dan ook niet aanwezig binnen de provinciegrenzen. Bij het inrichten van dergelijke cavernes is het noodzakelijk dat er verwerkingsfaciliteiten van de pekkel dan wel afvoer van de pekkel aanwezig zijn. Dit is Drenthe nu niet het geval. Dergelijke faciliteiten zijn op andere locaties in Nederland (Zuidwending, Twente) wel aanwezig. In eerste instantie lijkt een keuze voor nieuw te ontwikkelen cavernes voor perslucht opslag in Drenthe daarom niet logisch. Het is op dit moment echter niet bekend of in deze gebieden (in Groningen en Twente) daadwerkelijke opslagmogelijkheden zullen worden gerealiseerd. Dit zou verder onderzocht kunnen worden in een samenhangende haalbaarheidstudie, waarbij ook de zoutstructuren in de Provincie Drenthe worden meegenomen.

Verdere conclusies en aanbevelingen met betrekking tot regelgeving, planning en beleid.

Verwacht mag worden dat niet eerder dan 6-10 jaar na nu daadwerkelijke grootschalige afvang van CO₂ gerealiseerd zal worden, in verband met benodigde tijdsduur voor de vervanging van elektriciteitscentrales. Om beter in te kunnen spelen op in de toekomst noodzakelijke afvang van CO₂ wordt aanbevolen beleid te ontwikkelen dat gericht is op het CO₂-afvanggereed opleveren van nieuw te bouwen CO₂-producerende centrales en industriële installaties.

Op de meeste onderdelen betreffende CO₂-opslag ontbreekt nog adequate regelgeving. Opslag op zich is weliswaar in de Mijnbouwwet geregeld, maar nadere specificering

van concrete regelgeving moet nog voor een belangrijk deel plaatsvinden. Zo dient bijvoorbeeld aan het verlaten van gasvelden speciale aandacht te worden geschonken, zodat CO₂ ook op de langere termijn veilig en effectief in de ondergrond is opgeslagen. Een combinatie van preventieve maatregelen bij de injectieput en monitoring moet dit waarborgen. De bijbehorende regelgeving zal moeten worden ontwikkeld.

De praktijk-pilots en daaraan gekoppelde haalbaarheidsstudies kunnen mede invulling geven aan de ontwikkeling van regelgeving en te volgen procedures. Ook kan worden aangesloten bij subsidie programma's (bijv. Schoon Fossiel programma EZ).

Een positieve ontwikkeling is de toenemende acceptatie van CO₂-opslag door NGO's, waarbij de investeringen in schoon fossiel in hun ogen niet ten koste dienen te gaan van investeringen in hernieuwbare energie en in energiebesparing en de optie niet leidt tot onacceptabele gevolgen voor veiligheid en milieu. Bij de maatschappelijke acceptatie is het opzetten van een communicatiestrategie van groot belang om de betrokkenheid te vergroten. Het publiek en de verschillende belangengroepen dienen tijdig en helder geïnformeerd te worden over technische aspecten en de verschillende belangen die spelen.

De Drentse initiatieven kunnen op termijn worden uitgebreid tot een compleet noordelijk CO₂-opslagennetwerk. Omdat in het op te zetten beleid omtrent het ondergronds opslaan van CO₂ de verschillende elementen "afvang, transport, en opslag" mede vanuit de kostenaspecten, niet los van elkaar kunnen worden gezien, is het noodzakelijk om de discussie en de te ontwikkelen scenario's op een supra-provinciale schaal (Drenthe, Friesland, Groningen, Overijssel) – eventueel in Energy Valley verband - en wellicht zelfs een euronale schaal, met inbegrip van de Duitse deelstaat Nieder-Sachsen te voeren. Om een dergelijke discussie zinvol te kunnen voeren bevelen we aan om, parallel aan de programmering van eventuele praktijk-pilots, de huidige studie uit te breiden naar deze aangrenzende gebieden.

Aardwarmte

De aanwezigheid van een aantal diepgelegen, goed doorlatende zandsteen lagen (aquifers) in een aantal delen van Drenthe biedt goede perspectieven voor het toepassen van aardwarmtewinning in de provincie. De in het noorden van Drenthe aanwezige aquifer is dusdanig dik dat meer dan voldoende aardwarmtepotentie aanwezig is om geothermische doubletten te kunnen inrichten. Dit is ook het geval in het gebied rondom Emmen, al is hier de potentie wel lager dan in het noorden.

Om de winning van aardwarmte rendabel te maken dient er naast aanbod van aardwarmte ook voldoende warmtevraag te bestaan. Kenmerkend voor de winning van aardwarmte zijn de hoge initiële investeringskosten. Ruwweg kan worden gesteld dat een warmtevraag van 100000 GJ per jaar of meer nodig is voor een rendabele toepassing.

De haalbaarheid van toepassing van aardwarmte is verder afhankelijk van mogelijk interferend gebruik van de ondergrond. Zo wordt in het noorden en in het zuidoosten op een aantal locaties gas gewonnen uit de zandsteenlagen die in principe geschikt zijn voor aardwarmtewinning. Voorts kan door de gaswinning de druk in de aquifers dusdanig zijn verlaagd dat de benodigde pompkosten voor het produceren van het water te hoog worden, waardoor aardwarmte winning onrendabel wordt. Deze aspecten

dienen te worden geïncorporeerd wanneer concreet nader, op een specifieke locatie gericht, onderzoek wordt uitgevoerd.

Aanbevolen wordt om bij de ontwikkeling en toetsing van plannen op het gebied van woningbouw, bedrijfsterreinen en glastuinbouw rekening te houden met de aardwarmtepotentie. In de vroege fase van het planproces kan al rekening worden gehouden met locatie en omvang van ruimtelijke plannen. Bij nadere uitwerking, later in het planvormingsproces, kan vervolgens ook de locale inrichting van projecten (bijvoorbeeld met betrekking tot woningdichtheid) worden afgestemd op de aardwarmtepotentie. In dit verband kunnen in Drenthe Messchenveld bij Assen, Kloosterveen bij Assen en Delflanden bij Emmen als concrete kansrijke locaties worden genoemd.

Aanbevolen wordt om voor deze kansrijke locaties de technische haalbaarheid verder te specificeren en door middel van scenario analyse (met als uitgangspunt verschillende technologische, prijs- en beleidsontwikkelingen) de rendabiliteit van verschillende inrichtingstoepassingen vast te stellen. Voorbeelden hierbij zijn de studies naar inpassing van aardwarmte in bestaande stadsverwarming in het zuidwesten van de gemeente Den Haag en in de duurzame gebiedsontwikkeling van Groningen-Meerstad.

Wij bevelen aan om bij de ruimtelijke planvorming de toepassing van aardwarmte op te nemen in een integrale beschouwing van andere duurzame energievoorzieningsmogelijkheden, zoals WKO, toepassing van restwarmte, wind en zonne-energie en microwarmtekracht. Hiervoor is een geografisch informatie- en analysesysteem (gericht op de warmtevraag en het warmteaanbod) een belangrijk instrument. Hiermee kan de toepassingsmogelijkheid van verschillende duurzame energievoorzieningscomponenten in een ruimtelijk verband worden geanalyseerd. Een dergelijk instrument ontbreekt op dit moment, daarom wordt aanbevolen te starten met de ontwikkeling ervan.

5 Ondertekening

Utrecht, 06-02-2006

TNO Bouw en Ondergrond

Drs. H.J.M. Pagnier
Groepshoofd

Ir. H.J. Simmelink
Auteur

Referenties

- Bos, C. F.M. 2006. Underground storage and sequestration of gases in the Netherlands. In: Wong, Th.E., Batjes, D.A.J., & de Jager, J. Geology of the Netherlands. KNAW. Amsterdam (in druk).
- Bruijn, A. 1996. De Wijk gas field (Netherlands): reservoir mapping with amplitude anomalies. In: Rondeel, H.E., Batjes, D.A.J. & Nieuwenhuizen, W.H. (eds), Geology of gas and oil under the Netherlands, Kluwer, Dordrecht, p.243-253.
- Bullough, C., Gatzen, C., Jakiel, C., Koller, M., Nowi, A. & Zunft, S., 2004. Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Integration of Wind Energy. Proceedings of the European Wind Energy Conference, EWEC 2004, 22-25 November 2004, London, UK.
- van Doorn, Th.H.M en Rijkers, R.H.B. 2002. The Netherlands; in: Hurter, S. & Haenel, R. (eds) 2002: Atlas of geothermal resources in Europe. European Commission, Publication EUR 17811, 92 pp., 89 figuren.
- ECN, 1994. Gasopslag. Uit "Energie Verslag Nederland 1994. Energie Onderzoek Centrum Nederland.
- ECN, 2005. website: <http://www.energie.nl/index2.html?stat/trends016.html>
- ECN , 2005B website <http://www.energie.nl/dossier/gas-olieindu2005.pdf>.
- GEUS, 2004. Geologi. Special issue, Geological storage of CO₂ - a contribution to future climate policy. December 2004.
- Hendrik C., Egberts, P. 2003. Carbon dioxide sequestration systems: economic evaluation and case studies. GESTCO rapport. (Vertrouwelijk)
- IEA. 2005. IEA Greenhouse Gas R&D Programme. Building the Cost Curves for CO₂ Storage: European Sector. Report nr 2005/02.
- KNGMG. 2005. Proef op de Noordzee om CO₂ op te slaan in een leeg reservoir-Twee testen in K12-B. KNGMG nieuwsbrief 8. December 2005. p1.
- Laille, J-P., J-E. Molinard, and A. Wents. 1988. Inert gas injection as part of the cushion of the underground storage of Saint-Clair-Sur-Epte, France, Soc. Petrol. Engineers SPE 17740, 343-352, 1988.
- van der Meer, L.G.H., Kreft, E, Geel, C. & Hartman, J.. 2005. K12-B A test site For CO₂ Storage and Enhanced Gas Recovery. SPE/IADC 94128.
- Ministerie van VROM. 2005 Evaluatienota Klimaatbeleid 2005.Onderweg naar Kyoto. Een evaluatie van het Nederlandse klimaatbeleid gericht op realisering van de verplichtingen in het Protocol van Kyoto. Den Haag. 118p.

- NAM, 2005. Bodemdaling door aardgaswinning. Statusrapport 2005. NAM-velden in Groningen, Friesland en het noorden van Drenthe. NAM rapport nr EP200512202238.
- NAM 2004. Startnotitie Milieu Effect Rapportage – Herontwikkeling Olieveld Schoonebeek.
- Nieuwsblad Stroom. 2005. EC komt met richtlijn duurzame warmte. 16-december 2005. P1.
- NOVEM. 2001. Potential for CO₂ sequestration and enhanced coalbed methane production in the Netherlands. 105 pp. Utrecht
- NMP 4. 2001. Nationaal Milieubeleids Plan-4.
- NRC. 2006. Landen regelen eigen voorraad. NRC Handelsblad 3 januari 2006. P5.
- Oldenburg, C.M., 2003. Carbon dioxide as cushion gas for natural gas storage. Energy and Fuels vol. 17, pp 240-246.
- Over, J.A., De Vries, J.E., Stork, J. 1999. Removal of CO₂ by storage in the deep underground, chemical utilization and biofixation. Options for the Netherlands. NOVEM.
- Provincie Drenthe, 2005. Energiek Drenthe. Startnotitie energiebeleid 2006-2010 (ontwerp). 49 p.
- Puts, H., 2004 - Vroegtijdig inspelen op maatschappelijke en technologische knelpunten van ondergrondse CO₂-opslag. TNO NITG report 04-261-B. Utrecht.
- SEQ, 2005. <http://www.seqnederland.nl/>
- Sedlacek, R. 2002. Untertage Erdgasspeicherung in Deutschland. In "Erdöl ErdGas Kohle, 118 jahrgang heft 11/ pp 498-504.
- TNO-Ecofys. 2003. GESTCO-DSS. A decision support system for underground carbon dioxide sequestration. Utrecht. 37 pp.
- TNO-NITG (2000) Geologische Atlas van de Diepe Ondergrond van Nederland. Toelichting bij kaartblad VI: Veendam- Hoogeveen, 152 pp.
- VROM 2005. Nationaal Toewijzingsbesluit Broeikasgasemissies 2005-2007, bijlage 2. Ministerie van VROM.
- Wassing, B.B.T., Van Eck, T, en Van Eijs. R.M. H.E. 2004. Seismisch hazard van geïnduceerde aardbevingen-Integratie van deelstudies. NITG 04-224-B / KNMI publ; 208.
- Werkgroep EnergieKompas. 2003. Energiekompas : samen naar een duurzame energievoorziening in Noord Nederland. 39p

Wildenborg, A.F.B., Breunese, J.N., van der Meer, L.G.H., Heederik, J.P., Campbell, A.E. en Griffioen. J. 1996. Inventarisatie van mogelijkheden voor CO₂ opslag inde Nederlandse ondergrond. Aanvullend onderzoek. RGD en TNO-GG. RGD rapport nr: 96KAR02.

Wildenborg, A.F.B., A.L. Leijnse, E. Kreft, M.N. Nepveu, A.N.M. Obdam, B. Orlic, E.L. Wipfler, B. van der Grift, W. van Kesteren, I. Gaus, I.Czernichowski-Lauriol, P. Torfs and R. Wójcik. 2005. Risk assessment methodology for CO₂ storage – the scenario approach. In: Benson, S.M (Ed.) The CO₂ Capture and Storage Project for Carbon Dioxide Storage in Deep Geological Formations for Climate Change Mitigation, Elsevier, Ch. 30.