



KLIMAATNEUTRALE ELEKTRICITEIT EN DE MEP

**Een verkenning naar de onrendabele top van elektriciteit
met CO₂-afvang en -opslag**

H.C. de Coninck
J.W. Dijkstra
D. Jansen
P. Lako

Verantwoording

Dit rapport is door ECN geschreven in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken in het kader van het vaststellen van de MEP-subsidies voor duurzame elektriciteit. Dit rapport is geschreven onder het ECN raamwerkcontract 'Beleidsanalyses Duurzame Energie 2004', ECN-projectnummer 7.7597.01.01. Contactpersoon bij ECN voor bovengenoemd project is de heer H.J. de Vries, telefoon 0224-564851, e-mail: devries@ecn.nl. Contactpersoon voor dit rapport is mevrouw H.C. de Coninck, telefoon 0224-564316, e-mail: deconinck@ecn.nl.

Abstract

The report 'Climate-neutral electricity and the MEP' explores the possibilities for including climate-neutral electricity under the Dutch Electricity Law on environmental quality of power production (MEP). The MEP provides a subsidy to cover the financial gap between the climate-neutral power production costs and a pre-determined market price. The MEP is currently used for renewable electricity and combined heat and power. This study is motivated by an initiative by SEQ Nederland B.V. to deploy a 50 MW oxyfuel gas-fired power plant with CO₂ storage in a producing gas field in the direct underground of the oxyfuel plant.

Climate-neutral fossil electricity is electricity generated from fossil fuels combined with the capture and permanent storage of CO₂ in a geological reservoir. Capture and storage of CO₂ is increasingly seen as a viable and promising climate change mitigation option, also by the policymaking community, but is not yet widely implemented. Currently, six demonstration projects are active globally, which however do not make use of CO₂ emitted by the power sector.

When putting the provision for climate-neutral electricity into practice, the varying immaturity of the technologies and the lack of reliable estimates of production costs should be taken into account, as they lead to uncertainties in the actual financial gap. Also, the legal framework for long-term liability for the stored CO₂, and public perception can be barriers to implementation. In addition, there could be interaction with other policy instruments such as the EU Emissions Trading Scheme.

Storage and especially capture applications for climate-neutral electricity show significant differences in technology and in costs. Because of this, the financial gap varies. In addition, the CO₂ transport distance is of importance. It therefore seems appropriate to differentiate the MEP tariffs based on type of power plant and the capture system.

The financial gaps for conventional or new power plants equipped with pre- or post-combustion (ca. 360 to 660 MW) capture systems are between 1.8 and 4.7 €/t/kWh. It should be noted, however, that these numbers are subject to high uncertainties. Moreover, the size of the facilities is in such an order that the captured and stored CO₂ amounts to several Megatonnes CO₂ per year; numbers which are unprecedented in CO₂ capture and storage demonstration projects. In addition, reservoirs need to be available that can store such amounts of CO₂, which could theoretically lead to higher transport costs. For the specific oxyfuel project proposed by SEQ, the financial gap is significantly higher: between 5.9 and 6.9 €/t/kWh for a net conversion efficiency of 32,5%. This high conversion efficiency, however, is still uncertain. For lower efficiencies of 23 to 26%, the financial gap would be between 7.2 and 8.9 €/t/kWh. The range is also caused by varying the investment costs. If oxyfuel combustion could be realised on a similar scale as post- and precombustion capture technologies, the financial gap would be lower.

INHOUD

| | |
|--|----|
| LIJST VAN TABELLEN | 4 |
| SAMENVATTING | 5 |
| 1. INLEIDING | 6 |
| 2. TECHNISCHE TOEPASSINGEN VAN KLIMAATNEUTRALE ELEKTRICITEIT IN NEDERLAND | 7 |
| 2.1 Inleiding | 7 |
| 2.2 Selectie van afvangopties voor klimaatneutrale elektriciteit | 7 |
| 2.3 Transport van CO ₂ | 8 |
| 2.4 Selectie van opslagopties voor CO ₂ | 8 |
| 2.5 Samenvatting | 9 |
| 3. OVERWEGINGEN BIJ KLIMAATNEUTRALE ELEKTRICITEIT EN DE MEP | 11 |
| 3.1 Algemene beleidsoverwegingen | 11 |
| 3.2 Volwassenheid van de technologie | 12 |
| 3.3 Onzekerheid bepalen onrendabele top | 13 |
| 3.4 Wettelijk kader voor CO ₂ -opslag | 13 |
| 3.5 Publieke acceptatie | 13 |
| 3.6 Overige beleidsstimulansen | 14 |
| 4. ONRENDABELE TOPBEREKENING VOOR KLIMAATNEUTRALE ELEKTRICITEIT | 15 |
| 4.1 Opwekking en afvang | 15 |
| 4.2 Transport | 17 |
| 4.3 Opslag | 17 |
| 4.4 Resultaten onrendabele top berekening | 18 |
| 4.5 Gevoeligheidsanalyse | 19 |
| 5. CONCLUSIES | 21 |
| REFERENTIES | 22 |

LIJST VAN TABELLEN

| | | |
|-----------|---|----|
| Tabel 3.1 | <i>Wereldwijd overzicht van CO₂-opslag demonstratieprojecten waar in November 2004 injectie plaatsvond</i> | 12 |
| Tabel 4.1 | <i>Investerings opwekking en afvangtechnologie</i> | 16 |
| Tabel 4.2 | <i>Kosten CO₂-transport als functie van transportafstand en transportcapaciteit</i> | 17 |
| Tabel 4.3 | <i>Kosten CO₂-opslag als functie van type opslag en hoeveelheid opgeslagen CO₂/jaar</i> | 18 |
| Tabel 4.4 | <i>Resultaten onrendabele top berekening voor een gasveld zonder transport van CO₂</i> | 18 |
| Tabel 4.5 | <i>Kostenverdeling oxyfuel met opslag in een gasveld zonder transport van CO₂</i> | 18 |
| Tabel 4.6 | <i>Gevoeligheid van de onrendabele top voor variërende investeringskosten</i> | 19 |
| Tabel 4.7 | <i>Onrendabele toppen bij verschillende brandstoftypen en -prijs</i> | 20 |
| Tabel 4.8 | <i>Onrendabele toppen bij verschillend transportafstanden</i> | 20 |

SAMENVATTING

Het rapport 'Klimaatneutrale elektriciteit en de MEP' verkent de mogelijkheden om klimaatneutrale elektriciteit te subsidiëren via de onrendabele topsubsidie van de Wet Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie. Klimaatneutrale fossiele elektriciteit is elektriciteit opgewekt uit fossiele brandstoffen waarbij het vrijkomende CO₂ wordt afgevangen en voorgoed opgeborgen in een geologisch reservoir. CO₂-afvang en -opslag wordt door klimaatbeleidsmakers als een veelbelovende technologie gezien, maar wordt nog niet breed ingezet. Er is wereldwijd momenteel een zestal demonstratieprojecten actief, waarbij overigens geen gebruik wordt gemaakt van CO₂ uit een elektriciteitscentrale.

Overwegingen bij het al dan niet opnemen van elektriciteit met CO₂-afvang en -opslag in de MEP-regeling zijn onder meer de relatieve onvolwassenheid van de technologie, de daarmee samenhangende onzekerheid in de onrendabele top, de wettelijke kaders rondom lange termijn opslag in de ondergrond, en de publieke acceptatie. Daarnaast ligt stevige interactie met beleidsinstrumenten specifiek gericht op CO₂-emissiereductie, zoals het EU-emissiehandelsstelsel, voor de hand. Indien wordt besloten elektriciteitsopwekking met CO₂-afvang en -opslag te stimuleren via de MEP dan is het van belang rekening te houden met de kostenverschillen tussen de opties.

Bij opslag, maar vooral bij afvang van CO₂ ten behoeve van klimaatneutrale elektriciteit, bestaan grote verschillen in technologietoepassing, en ook in kosten. Dit leidt tot verschillen in de onrendabele top. Ook de transportafstand is van belang. Het lijkt daarom gerechtvaardigd om niet alle klimaatneutrale fossiele elektriciteit over één kam te scheren, maar de tarieven te differentiëren naar grootte van de centrale en afvangtechnologie.

Omgeven met de nodige onzekerheden, komt de onrendabele top voor conventionele of nieuwe centrales met pre- en post-combustion afvang volgens deze verkenning uit op 1,8 tot 4,7 €/t per kWh. Hierbij moet worden aangemerkt dat het bij de omvang van de centrales die binnen deze bandbreedte vallen gaat om meerdere megatonnen CO₂ per jaar; hoeveelheden zonder precedent in de CO₂-opslag wereld. Ook moet er dan een geologisch reservoir beschikbaar zijn dat een forse hoeveelheid CO₂ kan bevatten. Dit zou tot hogere transportkosten kunnen leiden.

Voor het specifieke oxyfuel combustion project ligt de onrendabele top een stuk hoger: tussen de 5,9 en 6,9 €/t per kWh bij een netto elektrische efficiëntie van 32,5%. Die hoge elektrische efficiëntie is echter nog onzeker. Bij een lager rendement van 23 tot 26% zou de beste schatting van de onrendabele top tussen de 7,2 en 8,9 €/t per kWh uitkomen. De bandbreedte wordt naast het verschil in rendement veroorzaakt door een veronderstelde variatie van de investeringskosten. Als oxyfuel een vergelijkbare omvang zou hebben als post- en pre-combustion, zou er een lagere onrendabele top uit de berekeningen komen.

1. INLEIDING

In het kader van de Wet Milieukwaliteit van de Elektriciteitsproductie (MEP) wordt sinds 2003 in Nederland geproduceerde milieuvriendelijke elektriciteit gesubsidieerd door het Ministerie van Economische Zaken. Dit betreft meestal de productie van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen zoals biomassa of wind. Verder kan het gaan om afvalverbranding of warmtekracht koppeling (WKK).

De hoogte van de subsidie hangt af van de geproduceerde elektriciteit en het verschil tussen productie- en marktprijs: de onrendabele top. De onrendabele top wordt per technologie vastgesteld door het Ministerie van Economische Zaken. De afdeling Beleidsstudies van het Energieonderzoek Centrum Nederland brengt advies uit over de hoogte van de onrendabele top en daarmee van de subsidie.

In de MEP wordt ook ruimte geboden voor het subsidiëren van klimaatneutrale elektriciteit (KNE) waarmee wordt bedoeld elektriciteit uit fossiele brandstoffen waarbij de CO₂ wordt afgevangen en opgeslagen in geologische reservoirs. De term 'klimaatneutraal' wil zeggen dat de elektriciteitsproductie niet bijdraagt aan het versterkte broeikas-effect aangezien geen CO₂ wordt uitgestoten. Ook in de Beleidsnotitie Schoon Fossiel van het Ministerie van Economische Zaken wordt hiervan melding gemaakt. Tot nu toe is er geen gebruik gemaakt van deze subsidiemogelijkheid. Momenteel ligt er echter een voorstel van het bedrijf SEQ Nederland BV.

Bij KNE wordt elektriciteit opgewekt door een gas- of kolengestookte elektriciteitscentrale waarbij de uitgestoten CO₂ wordt afgevangen en ondergronds wordt opgeslagen. Opslag is in principe voorgoed. Hoeveel CO₂ wordt afgevangen is afhankelijk van het ontwerp van de centrale. Indien uit de rookgassen van een centrale CO₂ wordt afgevangen, noemen we dat *post-combustion* afvang. Hierbij wordt niet alle CO₂ afgevangen en het kost relatief veel energie om CO₂ uit zo'n reststroom te isoleren. Het is ook mogelijk om met een *precombustion* systeem uit fossiele brandstoffen waterstof te maken, dat vervolgens kan worden gebruikt voor elektriciteitsproductie. Er kan dan meer CO₂ afgevangen worden en het proces is iets efficiënter voor wat betreft energiegebruik. Verder kan de fossiele brandstof worden verbrand met zuivere zuurstof in plaats van met lucht. Dit wordt *oxyfuel combustion* genoemd. Dat betekent een hogere CO₂-concentratie in de reststroom en daarmee minder energiegebruik voor het afvangen van CO₂, maar er gaat wel energie zitten in het produceren van zuivere zuurstof. De basisprincipes van deze processen worden al toegepast in verschillende industrietakken maar nog niet of nauwelijks in de elektriciteitssector.

Na afvang van CO₂ moet het worden getransporteerd naar de opslaglocatie. Dit zal meestal onder hoge druk, via een pijpleiding, gebeuren. De opslaglocatie zou in Nederland een uitgeput gas- of olieveld, een diepliggende, zoutwaterhoudende laag, of een nog producerend gasveld kunnen zijn. In het laatste geval zou de injectie van CO₂ de gasproductie kunnen vergroten; dit wordt Enhanced Gas Recovery (EGR) genoemd.

CO₂-afvang en -opslag wordt op dit moment als een kansrijke maar nog onvolwassen technologie gezien. Er zijn wereldwijd enkele demonstratieprojecten maar er is nog geen sprake van grootschalige implementatie. Er bestaan nog forse barrières, waarvan kosten, publieke acceptatie, en de juridische inbedding de meestgenoemde zijn.

Dit rapport verkent de mogelijkheden voor het gebruik van de MEP-subsidie voor de opwekking van klimaatneutrale elektriciteit, i.e. elektriciteit met CO₂-afvang en -opslag. Als eerste worden de technische mogelijkheden in Nederland besproken (Hoofdstuk 2). Vervolgens worden de specifieke kwesties rondom KNE- en MEP-subsidies in Hoofdstuk 3 aangekaart. In Hoofdstuk 4 worden enkele voorbeelden voor een onrendabele topberekening voor KNFE behandeld. Hoofdstuk 5 behandelt de belangrijkste conclusies.

2. TECHNISCHE TOEPASSINGEN VAN KLIMAATNEUTRALE ELEKTRICITEIT IN NEDERLAND

2.1 Inleiding

Een klimaatneutrale fossiele energiedrager kan elektriciteit zijn afkomstig van een gas- of kolen gestookte elektriciteitscentrale met afvang en opslag van CO₂. Het afgevangen CO₂ wordt gecompriemd tot een superkritische vloeistof onder hoge druk en (meestal per pijpleiding) getransporteerd naar een locatie voor injectie in de diepe ondergrond. Het kan dan gaan om een al dan niet uitgeput olie- of gasveld, of een aquifer. In §2.2 worden de diverse opties behandeld die in deze studie nader zijn onderzocht, waarbij telkens wordt aangegeven waarom de optie is meegenomen en mogelijke concurrerende opties niet.

2.2 Selectie van afvangopties voor klimaatneutrale elektriciteit

Uitgangspunt is dat de klimaatneutrale vorm van fossiele elektriciteit opwekking op een schaal van 50-600 MW_e kan gebeuren. Het vermogen varieert sterk omdat het wordt ingegeven door wat op dit moment een gebruikelijk grootte is van een installatie met een bepaalde technologie. Dat ligt voor een gascentrale anders dan voor een kolenvergassingsinstallatie. Het lijkt vanwege de huidige markt en de mate van ontwikkeling van de technologie van CO₂-afvang en -opslag onwaarschijnlijk dat er grotere elektriciteitscentrales zullen worden gebouwd. Afhankelijk van de afvangtechnologie is afvang bij kleinere centrales onwaarschijnlijk omdat het verwijderen van CO₂ het meest kosteneffectief is bij grote puntbronnen. Verder wordt aangenomen dat elektriciteitscentrales ingezet worden voor de basislast, met een capaciteitsfactor ('load factor') van ca. 70-85%, overeenkomend met 6130-7450 'vollasturen' per jaar.

De opties voor *post-combustion* afvang van CO₂ zijn:

- Afvang uit een poederkoolcentrale: De (van SO₂ en vliegias) gereinigde rookgassen worden afgekoeld en CO₂ wordt door middel van een chemisch wasproces verwijderd. Vervolgens wordt de CO₂ gecompriemd tot pijpleidingdruk.
- Afvang uit een NGCC (Natural Gas Combined Cycle, in Nederlands: aardgasgestookte STEG). Ook hierbij is het verwijderen van CO₂ uit het rookgas met een chemisch wasproces het meest bekend.

Beide opties kunnen worden ingezet als een retrofit optie. In theorie kan het ook bij biomassa-centrales worden toegepast. Hierbij zou de elektriciteit in feite dubbel klimaatneutraal zijn, aangezien biomassa zelf al klimaatneutraal is.

Naast directe afvang van een bestaande of nieuwgebouwde centrale is het mogelijk om met een *precombustion* vergassingsproces uit kolen met een Stoom en Gasturbine (STEG) een mengsel van waterstof en CO₂ te maken en dit te gebruiken voor elektriciteitsproductie. Ook dit wordt meegenomen als een mogelijkheid voor klimaatneutrale fossiele elektriciteitsopwekking.

- Afvang uit een IGCC met *precombustion*: Het gaat om een type centrale dat wordt aangeduid als IGCC. IGCC is de afkorting van 'Integrated Gasification Combined Cycle', in Nederlands: kolenvergassing-STEG (KV-STEG). In een KV-STEG wordt net als in een poederkoolcentrale elektriciteit opgewekt op basis van kolen. Het verschil is dat de kolen eerst worden vergast. Na de gasreiniging - verwijdering van o.a. H₂S, zwavelwaterstof - wordt het gas geconverteerd naar een mengsel van waterstof en CO₂ (water gas shift). Het CO₂ wordt afgescheiden door middel van fysische of chemische oplosmiddelen. Vervolgens wordt de waterstof als brandstof ingezet in de STEG en de CO₂ wordt gecompriemd tot pijpleidingdruk.

Een derde optie voor afvang van CO₂ uit elektriciteitsopwekking is via verbranding met zuivere zuurstof: oxyfuel combustion. Aangezien hiervoor in Nederland een initiatief wordt ontplooid dat voorziet in de bouw van een dergelijke centrale, is ook deze optie meegenomen in de analyse in Hoofdstuk 4.

- Afvang van een centrale met oxyfuel combustion: dit is de optie die de aanleiding tot deze studie vormt. Het gaat om een gasgestookte centrale (ca. 77,5 MW_e) met een ingebouwde zuurstoffabriek en compressie van CO₂ ten behoeve van ondergrondse injectie.

2.3 Transport van CO₂

Na afvang wordt het CO₂ gecomprimeerd tot een superkritische toestand (waarin het CO₂ zich gedraagt als een vloeistof met gaseigenschappen) onder hoge druk - orde van grootte: 9 MPa (90 bar). Voor transport is dit het meest efficiënt. Transport kan gebeuren door middel van een pijpleiding of via scheeptransport. Bij afstanden over land en minder dan 500 kilometer is scheeptransport economisch onaantrekkelijk. De kosten van CO₂-transport lopen op met de afstand. Verder is de schaal van transport belangrijk; hoe meer er wordt getransporteerd, des te goedkoper. De kosten voor CO₂-transport worden meestal uitgedrukt in €per ton CO₂.

CO₂-transport over een afstand van meer dan 200 km ligt onder Nederlandse condities niet voor de hand, aangezien de opties voor CO₂-opslag in de ondergrond van Nederland goed verspreid zijn over het land. Bij deze studie wordt de transportafstand stapsgewijs gevarieerd van 0 tot 200 km.

2.4 Selectie van opslagopties voor CO₂

Na de opwekking van elektriciteit en de afvang van CO₂, moet het CO₂ worden geïnjecteerd in de diepe ondergrond om het klimaatneutraal te maken. Dit kan gebeuren binnen de Nederlandse landsgrenzen of op het Nederlandse Continentale Plat in een gas- of olieveld, een diepliggende, zoutwaterhoudende laag, of een kolenlaag. Op elk van deze opties wordt hierna achtereenvolgens ingegaan. Tevens wordt aangegeven of en waarom de opties zijn geselecteerd.

Olievelden

CO₂-opslag in olievelden kan op twee manieren plaatsvinden. In de eerste plaats kan CO₂ in een olieveld worden geïnjecteerd om extra olie te winnen. Het gaat dan om 'CO₂ Enhanced Oil Recovery' (EOR) bij reservoirs met relatief zware olie. Het lijkt erop dat er in Nederland weinig mogelijkheden zijn voor EOR. Er wordt gestudeerd op het weer in productie nemen van het olieveld 'Schoonebeek', maar waarschijnlijk wordt daarbij uit technische overwegingen gekozen voor stoominjectie in plaats van CO₂-injectie (NAM, 2004). Daarom is deze optie *niet* geselecteerd.

In de tweede plaats kan gekozen worden voor CO₂-injectie in een uitgeput olieveld. Dit is een optie voor reservoirs met relatief lichte olie, zoals er in Nederland enkele worden aangetroffen op land en offshore. Sommige olievelden zijn (vrijwel) uitgeput. Deze optie is *wel* geselecteerd.

Gasvelden

Een andere optie is CO₂-opslag in een uitgeput gasveld. Er komen met enige regelmaat (relatief kleine) gasvelden beschikbaar die aan het einde van hun productiefase zijn, dat wil zeggen dat gaswinning onder de huidige omstandigheden niet meer economisch haalbaar is. Deze gasvelden kunnen ook worden benut voor aardgasopslag, zoals al in de praktijk wordt gebracht bij Langelo (Drenthe), Grijpskerk (Groningen) en Alkmaar¹.

¹ Essent heeft onlangs één van vier cavernes in gebruik genomen voor gasopslag. Het gaat hierbij om zoutcavernes in de omgeving van het Duitse Epe. De cavernes hebben een capaciteit van 200 miljoen m³ (Energiebulletin, 2004).

Naar het zich laat aanzien zullen er echter ook gasvelden beschikbaar komen op het vaste land en offshore die niet zo aantrekkelijk zijn voor aardgasopslag maar wel voor CO₂-opslag. Deze optie is derhalve geselecteerd.

Net als bij zware olie (zie boven), kan CO₂ worden geïnjecteerd in een gasveld dat zich in de productiefase bevindt ('CO₂ Enhanced Gas Recovery', EGR). Hiermee bestaat nog weinig ervaring. Toch zou deze optie economisch aantrekkelijk kunnen zijn. Na enige tijd zal het CO₂ 'doorbreken'; dat wil zeggen dat het zich gaat mengen met het (extra) geproduceerde aardgas, maar dit hoeft geen probleem te zijn bij een type elektriciteitscentrale dat ervoor is ontworpen om hiermee om te gaan. Deze optie is ook geselecteerd.

Aquifers

CO₂ kan ook worden geïnjecteerd in diepliggende (zoute) watervoerende lagen - 'saline aquifers' - met daarboven een voor CO₂ ondoordringbaar gesteente. Aquifers komen in vrijwel alle delen van Nederland voor (Dijk en Stollwerk, 2002). Deze optie is geselecteerd, omdat de optie tamelijk universeel is.

Kolenlagen

In principe kan CO₂ ook worden opgeslagen in kolenlagen, en daarbij zelfs gas produceren dat in diepliggende kolenlagen in de poriën geadsorbeerd is. De gasproductie wordt Enhanced Coalbed Methane Recovery genoemd (ECBM). Het potentieel hiervoor in Nederland is theoretisch groot (SenterNovem, 2001), maar de implementatie stuit op praktische bezwaren in termen van injecteerbaarheid van CO₂. Deze opslagoptie is derhalve *niet* geselecteerd.

2.5 Samenvatting

Voor de elektriciteitsopwekking met afvang van CO₂ in Nederland zijn voor de verkenning naar de onrendabele top de volgende opties geselecteerd:

- afvang uit een poederkoolcentrale,
- afvang uit een gascentrale (Natural Gas Combined Cycle),
- afvang uit een KV-STEG met precombustion,
- afvang van een centrale met een specifiek oxyfuel combustion CES proces.

Bij het berekenen van een onrendabele top voor een MEP-subsidie voor klimaatneutrale fossiele elektriciteit moeten de meerkosten van de afvangcentrale worden berekend. Echter, ook transport en opslag van CO₂ zijn onontbeerlijk voor het klimaatneutraal maken van de elektriciteit. Bij het vaststellen van een MEP-tarief voor klimaatneutrale fossiele elektriciteit moet dus gegarandeerd worden dat het CO₂ daadwerkelijk in de ondergrond wordt opgeslagen.

Voor transport van CO₂ worden de volgende mogelijkheden onderscheiden:

- 0 kilometer transport (de injectie vindt plaats op het terrein van de centrale),
- 100 kilometer per pijpleiding,
- 200 kilometer per pijpleiding.

De voor deze studie geselecteerde opties voor CO₂-opslag zijn:

- CO₂-opslag in een uitgeput olieveld,
- CO₂-opslag in een uitgeput gasveld,
- CO₂-opslag in een gasveld dat nog in de productiefase is,
- CO₂-opslag in een diepliggende zoutwaterhoudende laag (aquifer).

Op basis van de spreadsheetmodellen die eerder door ECN zijn ontwikkeld voor de berekening van de onrendabele top van onder meer duurzame elektriciteitsopwekking en warmtekrachtkoppeling is een model gemaakt voor klimaatneutrale fossiele elektriciteit. Dit wordt in Hoofdstuk 4 uitgelegd. Allereerst wordt een beschouwing gegeven van de overwegingen bij het overwegen van CO₂-afvang en -opslag voor de MEP-subsidies.

3. OVERWEGINGEN BIJ KLIMAATNEUTRALE ELEKTRICITEIT EN DE MEP

Dit hoofdstuk behandelt een aantal kenmerken van klimaatneutrale elektriciteit en van CO₂-afvang en -opslag die van belang zijn voor het toepassen van de MEP. Allereerst worden wat algemene overwegingen gegeven. Vervolgens wordt specifiek ingegaan op:

- volwassenheid van de technologie,
- onzekerheid bepalen onrendabele top,
- wettelijk kader voor CO₂-opslag,
- publieke acceptatie,
- overige beleidsstimulansen.

3.1 Algemene beleidsoverwegingen

CO₂-afvang en -opslag is een technologie die tot enig doel heeft het vermijden van de uitstoot van CO₂ naar de atmosfeer. Dit in tegenstelling tot hernieuwbare energie en verschillende vormen van energiebesparing, die naast CO₂-reductie vaak ook kostenbesparing, vergroten van voorzieningzekerheid of andere milieuvordelen opleveren. CO₂-afvang en -opslag is vrijwel altijd duurder dan normale elektriciteitsopwekking, en het afvangen van CO₂ kost relatief veel energie (en vermindert dus het elektrisch rendement van de centrale). Er zijn echter wel overwegingen bij het afvangen en opslaan van CO₂ die de technologie vóór heeft op hernieuwbare energieopwekking, ervan uitgaande dat CO₂-intensiteit van de energievoorziening moet verminderen.

Afvang en opslag van CO₂ laat de vorm van de huidige energie-infrastructuur grotendeels intact. Er zijn geen grote investeringen nodig om variërende belasting van het net op te vangen, of om voor reservecapaciteit te zorgen, zoals bij weersafhankelijke energiebronnen moet gebeuren, zo gauw ze een groot deel van de energievoorziening gaan verzorgen. Voor Nederland iets minder relevant, maar wereldwijd geldt dat CO₂-afvang en -opslag toelaat dat nog vele jaren relatief goedkope en ruim voorradige kolen kunnen worden gebruikt, met sterk gereduceerde CO₂-uitstoot, en er niet volledig hoeft te worden overgestapt op minder koolstofintensieve brandstoffen.

Voor wat betreft Nederland zou inzetten op CO₂-afvang en -opslag kunnen passen in het ontwikkelen van een unieke kenniseconomie (met name in combinatie met gas, waarop Nederland al veel expertise bezit), en bij kleinschalige opwekking met het kleineveldenbeleid. Er moet echter wel op worden gelet dat beleidsinstrumenten gepast worden ingezet. De MEP is er in principe voor bedoeld om marktrijpe technologieën die nog een comparatief nadeel hebben omdat de markt de milieueffecten nog onvoldoende in de prijs verwerkt, toch implementatie te gunnen. Parallelen trekkend naar de volwassenheid en commerciële haalbaarheid van offshore windenergie, zou klimaatneutrale elektriciteit in principe onder de MEP kunnen vallen. Echter, de elektriciteitscentrales die zijn uitgerust met CO₂-afvang en -opslag zijn vaak vele malen groter dan een meer modulair opgezet systeem zoals windenergie. De subsidie per kWh zou relatief klein kunnen zijn, maar de grootte van de installatie en de vele draaiuren zorgen waarschijnlijk voor een forse belasting van de MEP gelden.

Beleid wordt met een doel geschreven. Het moet erop gericht zijn dat doel te bereiken. Als het doel is om CO₂ emissies te reduceren, is daar het instrument emissiehandel voor. Idealiter zou het afvangen en opslaan van CO₂ mogelijk moeten zijn met een beleidsinstrument dat zich specifiek op CO₂ richt. Echter, de prijzen voor CO₂-credits zijn nu nog erg laag. Het is wel waarschijnlijk dat ze sterk zullen stijgen indien er een scherper klimaatbeleid wordt opgevat.

Naast een subsidie op de productie, zou ook een investeringssubsidie of een andere vorm kunnen worden overwogen.

3.2 Volwassenheid van de technologie

De subsidie onder de MEP is bedoeld om implementatie van milieuvriendelijke elektriciteitsproductie te bevorderen. Het is dus een implementatiesubsidie voor marktvolwassen, maar nog te dure elektriciteitstoepassingen.

Het afvangen en opslaan van CO₂ wordt inmiddels wereldwijd erkend als een mogelijke maatregel om klimaatverandering te voorkomen. De toepassingen tot nu toe zijn echter nog beperkt. Er loopt op dit moment een fors aantal onderzoeks- en demonstratieprojecten voor verschillende afvang- en opslagsystemen. Tabel 3.1 geeft een overzicht van de huidige demonstratieprojecten en hun omvang.

Tabel 3.1 *Wereldwijd overzicht van CO₂-opslag demonstratieprojecten waar in november 2004 injectie plaatsvond*

| Naam | Locatie | Karakteristieken | Hoeveelheid CO ₂ per jaar [MtCO ₂] |
|----------|---|--|---|
| Sleipner | Utsira Formatie, onder de Noordzee, bij Noorwegen | CO ₂ uit de gaswinning; opslag in aquifer. Geen transport. | 0,8 |
| Weyburn | Weyburn, Saskatchewan, Canada | CO ₂ afkomstig van kolenvergasser in North Dakota, Verenigde Staten. | 1,5 |
| In Salah | Algerije | CO ₂ uit de gaswinning, opslag in gasveld. | 1 |
| K12B | Noordzee, Nederland | CO ₂ uit de gaswinning, opslag in gasveld. | 0,02 |
| Recopol | Polen | Gekocht CO ₂ geïnjecteerd in kolenlaag om Enhanced Coalbed Methane te testen. Transport met vrachtwagens. | 0,003 (in totaal) |

Naast bovenstaande voorbeelden wordt in de Verenigde Staten CO₂ veelvuldig gebruikt voor het mobiliseren van olie door middel van EOR. Hiervoor is daar ook al een CO₂-pijpleiding infrastructuur in gebruik die zo'n 2500 kilometer omvat en jaarlijks 44 MtCO₂ vervoert. De CO₂ die wordt geïnjecteerd voor EOR is meestal afkomstig uit natuurlijke accumulaties van CO₂ in de ondergrond en de injectie leidt dus niet tot reductie van CO₂-uitstoot of tot 'klimaatneutrale olie'. Verder moet hierbij worden opgemerkt dat de hoeveelheden CO₂ die worden geïnjecteerd en die opgeslagen blijven niet worden gemeten. Het is dus niet te zeggen hoe succesvol deze projecten zijn in het permanent opslaan van CO₂.

De projecten in Tabel 3.1 worden wel allemaal geïmplementeerd met het expliciete doel om CO₂ op te slaan en hebben tot nu toe geen aanwijzingen gegeven dat de opslag niet permanent zou zijn. Het wordt wel duidelijk dat er problemen zijn met de injectie van CO₂ in kolenlagen in combinatie met methaanproductie (ECBM), maar dat heeft meer van doen met de slechte door-dringbaarheid van de kolen. Daarom is in de analyse van de onrendabele toppen geen rekening gehouden met de toepassing van ECBM in Nederland.

Er zijn nog geen elektriciteitscentrales in bedrijf of in aanbouw waarbij de CO₂ wordt afgevangen. De technologie voor dergelijke centrales is wel beschikbaar, maar wordt nog niet in de elektriciteitssector toegepast.

3.3 Onzekerheid bepalen onrendabele top

In de internationale literatuur zijn cijfers beschikbaar over de geschatte kosten van het afvangen en opslaan van CO₂ uit elektriciteitsproductie. Voor specifieke systemen waarmee aanspraak kan worden gemaakt op MEP-subsidie hoeft dit echter niet het geval te zijn, aangezien het niet zelden gaat om vertrouwelijke informatie en ontwerpen die in de wetenschappelijke literatuur niet zijn besproken. Bij een technologie die nog nauwelijks wordt toegepast (zie Paragraaf 3.1), is het moeilijk om de onrendabele top nauwkeurig te bepalen.

3.4 Wettelijk kader voor CO₂-opslag

In veel landen ontbreekt regelgeving voor het opslaan van CO₂ als onderdeel van klimaatbeleid volledig. Vaak is er wel wetgeving voor het opslaan van gas of van afval. In Nederland is CO₂-opslag opgenomen onder de Mijnbouwwet van januari 2003. Dat geeft redelijke zekerheid, aangezien de wetgeving ergens is geland, maar er zijn nog onzekerheden.

Ten eerste zou nog altijd per geval moeten worden besloten of de benodigde vergunning betrekking heeft op winning (bijvoorbeeld in het geval van EGR) of op afvalberging (als er geen koolwaterstoffen worden geproduceerd). Daaraan gerelateerd is de onzekerheid of van ieder project een volledige milieueffectrapportage zou moeten worden gemaakt. Dit zou noodzakelijk kunnen zijn om negatieve milieueffecten te kwantificeren, maar kan de transactiekosten van een project opdrijven. Een ander belangrijk punt is de lange termijn aansprakelijkheid en aansprakelijkheidsstelling voor de CO₂-reservoirs. Het ziet ernaar uit dat het eerste project dat in Nederland onder land zal worden geïmplementeerd een grote mate van precedentwerking zal hebben.

3.5 Publieke acceptatie

Door het ontbreken van voorbeelden van opslag van CO₂ onder dichtbevolkte gebieden, is er nog niet veel bekend over de publieke acceptatie van CO₂-opslag. Er moet eerst een onderscheid worden gemaakt tussen enerzijds de generieke toelaatbaarheid van CO₂-opslag: Is het in principe een acceptabele maatregel om klimaatverandering te voorkomen, en anderzijds het draagvlak voor CO₂-opslag als specifiek project (CE, 2003). Er spelen verschillende overwegingen bij beide, waarbij bijvoorbeeld 'Not Under My Backyard' (NUMBY) gevoelens belangrijk kunnen zijn bij specifieke acceptatie. De weinige onderzoeken die zijn gedaan op dit vlak geven aan dat het publiek relatief neutraal staat tegenover CO₂-opslag in het algemeen, maar dat de wenselijkheid van opslag onder de eigen leefomgeving minder groot is (Turkenburg en Hendriks, 1999; Huijts, 2003). Overigens heeft het bredere publiek op dit moment in het algemeen te weinig kennis over het onderwerp om een redelijk geïnformeerd beeld te kunnen vormen over de noodzaak en wenselijkheid van CO₂-opslag.

Milieuorganisaties zijn een belangrijke factor bij de publieke beeldvorming over CO₂-opslag en daarmee klimaatneutrale fossiele elektriciteit. In 2003 hebben het Wereld Natuurfonds, Stichting Natuur en Milieu en Milieudefensie zich uitgesproken voor een CO₂-opslag proefproject, nog in de eerste budgetperiode van het Kyoto Protocol (tot en met 2012). Greenpeace is kritischer. Alle milieuorganisaties stellen voorwaarden bij de toepassing van CO₂-opslag. Een zeer belangrijke voorwaarde is dat de allocatie van middelen voor CO₂-opslag niet ten koste mag gaan van investeringen in energie-efficiëntie en duurzame energie. Deze notie zou van belang kunnen zijn voor budgetallocatie binnen de MEP.

3.6 Overige beleidsstimulansen

Er ontstaan meerdere beleidsinstrumenten voor het reduceren van CO₂-emissies. Het K12B-project uit Tabel 3.1 wordt bijvoorbeeld gefinancierd uit het CO₂-reductieplan, al lijken de activiteiten daarvan beëindigd. Verder van belang is het CO₂-emissiehandelsstelsel van de Europese Unie dat op 1 januari 2005 van kracht wordt. Dit instrument is ook van belang voor de MEP-subsidie van hernieuwbare energietoepassingen. Momenteel wordt besproken of en hoe de uit emissiehandel voortvloeiende 'CO₂-baten' worden verrekend in de MEP-subsidie.

In Europa loopt op dit moment, al dan niet via onderzoekssubsidies van de Europese Commissie en onder afspraak van internationale technologiefora zoals het Carbon Sequestration Leadership Forum, een aantal geplande demonstratieprojecten. Die worden gefinancierd met onderzoeksgeld in tegenstelling tot subsidie op implementatie. Het is van belang dat er een juiste mix is van beleidsinstrumenten voor de stimulering van elektriciteit met CO₂-afvang en -opslag. Daarbij is van belang dat de beleidsinstrumenten passend zijn en op de belangrijkste barrières inwerken die in verschillende fase van het proces naar volwassen worden van de techniek een rol spelen. Daarnaast moet er rekening gehouden worden met het feit dat door het naast elkaar bestaan van in karakter verschillende beleidsinstrumenten een situatie zou kunnen ontstaan die tot investeringsonzekerheden leidt.

4. ONRENDABELE TOPBEREKENING VOOR KLIMAATNEUTRALE ELEKTRICITEIT

De onrendabele top wordt toegekend aan de producent van de elektriciteit. In dit hoofdstuk wordt in gegaan op de berekening van de onrendabele top met behulp van een spreadsheetmodel. De toepassing van CO₂-afvang en -opslag is van invloed op de investeringen, onderhouds- en operationele kosten, en op het elektrisch rendement, dus op de productiekosten van elektriciteit. De onrendabele top is het verschil tussen productie- en marktprijs in €t per kWh.

In het model voor de berekening van de onrendabele top voor klimaatneutrale elektriciteit is een opdeling gemaakt in drie componenten: opwekking/afvang, transport en opslag. Opwekking van elektriciteit en afvang van de daarbij geproduceerde CO₂ vinden doorgaans plaats in een geïntegreerde installatie. De grens hierbij ligt bij het afleveren van elektriciteit en geconditioneerde CO₂ op druk gelijk aan de opslagdruk. Vervolgens wordt CO₂ getransporteerd per pijpleiding. Tenslotte wordt de CO₂ opgeslagen in de in Hoofdstuk 2 genoemde geologische reservoirs. Voor elk van de drie componenten wordt in het model een specifieke investering ingegeven. Verder worden de onderhoudskosten (vast en variabel), operationele kosten en elektrische efficiëncy van de conversietechnologie gespecificeerd.

In het model worden de kosten voor CO₂-afvang en de benodigde aanpassing van de centrale meegenomen analoog met de andere technologieën die kwalificeren voor MEP-subsidie, dus in €per kW (in het geval van investerings- en vaste kosten) of per kWh (bij operationele en variabele kosten). Daarnaast is er voor de producent ook sprake van een waarde voor CO₂. Deze waarde kan zowel positief als negatief zijn. Dit is afhankelijk van de kosten voor transport en opslag, en eventuele opbrengsten door de opslag, bijvoorbeeld bij EGR. De klimaatneutraliteit van fossiele elektriciteit behoeft CO₂-transport en -opslag. In het model worden de kosten of opbrengsten van transport en opslag van CO₂ in €per ton CO₂ (getransporteerd of opgeslagen) omgerekend naar €per kWh aangezien dat de relevante eenheid is voor de MEP-subsidie.

4.1 Opwekking en afvang

Voor de opwekking/afvangtechnologie zijn vier varianten beschouwd:

- poederkoolcentrale (PC) met post-combustion CO₂-afvang,
- kolenvergassing (IGCC) met pre-combustion CO₂-afvang,
- aardgas met post-combustion CO₂-afvang,
- aardgas met oxyfuel CO₂-afvang volgens het CES-proces².

Er wordt niet verder ingegaan op de verschillende mogelijkheden tot technische invulling van deze varianten.

Voor een inschatting van de investering is gebruik gemaakt van cijfers uit IEA (2000) en van Freund (2002). De investeringsschatting is in het algemeen bijzonder schaalafhankelijk. Daarom is tevens de bijbehorende schaalgrootte aangegeven in het spreadsheetmodel. De schattingen zijn gebaseerd op ontwerpstudies, met projecties van de uiteindelijke kosten. Voor de investeringsschatting van het oxyfuel concept is gebruik gemaakt van de investeringsschatting zoals opgegeven door SEQ Nederland B.V. De onderhouds- en operationele kosten zijn afkomstig van Freund (2002).

² Zie hiervoor www.cleanenergysystems.com.

Hierbij zijn de vaste onderhoudskosten op nul gesteld en is deze post omgeslagen naar de variabele onderhoudskosten omdat de data meestal alleen in die vorm beschikbaar zijn. Voor de onderhouds- en operationele kosten voor oxyfuel is uitgegaan van de opgave van SEQ Nederland B.V., waarbij voor de beide posten een 50%/50% verdeling aangenomen is.

De gebruikte data zijn overgenomen uit de volgens de inschatting van de auteurs meest betrouwbare literatuur. Een kritische review heeft niet plaatsgevonden. Voor een grotere nauwkeurigheid van de onrendabele top is dit wel noodzakelijk, met name op het vlak van harmonisatie van de uitgangspunten, de volledigheid, de specifieke aspecten voor de Nederlandse markt en de aannamen met betrekking tot de volwassenheid van de technologie.

Freund (2002) geeft aan dat er in sommige gevallen een aanzienlijke onzekerheid is in de investeringen. Voor IGCC met precombustion en NGCC met post-combustion komen andere auteurs omgerekend op specifieke investeringskosten die ca. 20% lager, resp. 15-20% hoger liggen. Ook is er een onzekerheid in de onderhouds- en operationele kosten. Voor precombustion komen andere auteurs typisch 20% lager uit. Voor post-combustion is de onzekerheid in de operationele kosten een factor 2, met name door onzekerheid in het chemicaliënverbruik.

Tabel 4.1 *Investerings opwekking en afvangtechnologie*

| Technologie | Grootte [MW _e] | Efficiency [%] | Specifieke Investerings kosten [€kW _e] | Onderhouds kosten variabel [€t/kWh _e] | Overige operationele kosten [€t/kWh _e] |
|------------------------|-------------------------------|-------------------|---|---|--|
| PC + post-combustion | 362 | 33 | 1581 | 0,18 | 0,32 |
| IGCC + pre-combustion | 382 | 38 | 1870 | 0,14 | 0,28 |
| NGCC + post combustion | 663 | 48 | 762 | 0,68 | 0,12 |
| Oxyfuel CES | 50 | 32,5 | 1870 | 0,40 | 0,40 |

Per technologie is tevens de netto elektrische efficiency vermeld. Bij de oxyfuel case is deze volgens de opgave van SEQ Nederland B.V., dat het CES ontwerp in Nederland zou willen implementeren. Dit rendement is volgens de auteurs overigens aan de hoge kant en vertegenwoordigt daarmee een hoge schatting.

De brandstofkosten worden in het model als volgt meegenomen (de getallen zijn gebaseerd op de eerdere MEP-studies en op de getallen die bij de Referentieraming van 2005 zullen worden aangehouden): Gas: 3,6 €GJ; kolen 1,7 €GJ en biomassa 6 €GJ.

In de berekening van de onrendabele top wordt op twee manieren rekening gehouden met het percentage CO₂ dat afgevangen wordt. Als niet alle CO₂ uit de elektriciteitsproductie wordt afgevangen, betekent dat dat slechts het gedeelte afgevangen CO₂ staat voor het aandeel 'klimaat-neutrale elektriciteit'. De uiteindelijke onrendabele top is hiervoor gecorrigeerd. Ten tweede bepaalt het afvangpercentage hoeveel CO₂ er moet worden getransporteerd en opgeslagen. Om dit te bepalen is een tabel met typische afvangpercentages van de technologieën opgenomen in het model. Voor oxyfuel ligt dat op 100%, voor IGCC/precombustion op 85%, en voor post-combustion bij NGCC en poederkool respectievelijk op 89 en 88%.

Indien de elektriciteitsopwekking ver van het hoogspanningsnet plaatsvindt, zouden ook kosten voor aansluiting moeten worden meegenomen bij de investeringskosten. Daar is geen rekening mee gehouden in de berekeningen van de onrendabele top, alhoewel in het CES oxyfuel concept wel een bedrag is gereserveerd.

4.2 Transport

Voor het transport deel is onderscheid gemaakt tussen drie transportafstanden:

- 0 kilometer transport (de injectie vindt plaats op het terrein van de centrale),
- 100 kilometer per pijpleiding,
- 200 kilometer per pijpleiding.

Het model heeft de mogelijkheid tot aparte specificatie van investerings-, onderhoudskosten vast- en variabel en operationele kosten. In de gebruikte data zijn alle kosten omgeslagen op de operationele kosten. De data voor de kosten van transport zijn afkomstig van Wildenborg en Van der Meer (2002). Met name het aantal infrastructurele werken (bruggen, viaducten etc.) is een grote bron van onzekerheid voor de transportkosten. De transportafstand zal in veel gevallen anders zijn dan de afstand hemelsbreed. Vaak is een grotere afstand goedkoper om zo stedelijke gebieden te vermijden, om het aantal infrastructurele werken te minimaliseren en - bij groot-schalige toepassing van CO₂-opslag - om aan te sluiten bij andere CO₂-infrastructuur. De waarden voor de transportkosten moeten handmatig in het model ingevoerd worden.

Tabel 4.2 *Kosten CO₂-transport als functie van transportafstand en transportcapaciteit*

| Transportafstand | Kosten | Kosten | Kosten |
|------------------|--|--|--|
| | [€ton CO ₂] 0,3 Mton/jaar | [€ton CO ₂] 1 Mton/jaar | [€ton CO ₂] 4 Mton/jaar |
| 0 km | 0 | 0 | 0 |
| 100 km | 6,8 | 3,4 | 1,7 |
| 200 km | 13,6 | 6,8 | 3,4 |

Overigens is het onzeker of een transportafstand van 200 kilometer in Nederland gebruikt zal worden aangezien het erop lijkt dat veel mogelijke reservoirs dichtbij de bronnen van CO₂ gelegen zijn.

4.3 Opslag

Voor het opslagdeel wordt uitgegaan van vier varianten van opslag onder land:

- CO₂-opslag in een uitgeput olieveld,
- CO₂-opslag in een uitgeput gasveld,
- CO₂-opslag in een gasveld dat nog in de productiefase is,
- CO₂-opslag in een diepliggende zoutwaterhoudende laag (aquifer).

De gebruikte waarden voor de kosten van opslag zijn afkomstig uit Hendriks (2004). De twee grootste onzekerheden zijn de vereiste putdiepte en de hoeveelheid opgeslagen CO₂ per jaar.

De gebruikte waarden zijn die van een putdiepte van 2000 meter. Bij een putdiepten van 1000 meter nemen de kosten af met 25%, terwijl ze bij een putdiepte van 3000 meter toenemen met 125%. De specifieke kosten nemen sterk toe met afname van de hoeveelheid opgeslagen CO₂ per jaar. Dit komt omdat de kosten voornamelijk bepaald worden door het boren van een put, waarbij de kosten slechts licht toenemen met de capaciteit van de put. De gebruikte waarden zijn gebaseerd op een literatuurwaarde voor een put van 1 Mton/jaar, waarbij voor de correctie van 1 Mton naar 0,3 Mton een correctiefactor van 2 gehanteerd is. De waarden voor de kosten van CO₂-opslag moeten handmatig ingevoerd worden in het spreadsheetmodel.

Het model heeft de mogelijkheid om opbrengsten uit de injectie van CO₂, bijvoorbeeld door de productie van aardgas bij EGR in te voeren. Deze opbrengsten dienen te worden ingevoerd als 'negatieve kosten'. De onzekerheid in de opbrengsten is groot aangezien de hoeveelheid extra opgebracht gas en de kwaliteit ervan onzeker zijn.

Conditionering van het gas is mogelijk noodzakelijk, tenzij bijvoorbeeld bij de productielocatie een (zero emission) power plant staat die geschikt is om het eventueel met CO₂ vervuilde aardgas ter plekke te gebruiken. Vanwege de onzekerheid zijn de opbrengsten uit aardgas nu op nul gesteld.

Tabel 4.3 *Kosten CO₂-opslag als functie van type opslag en hoeveelheid opgeslagen CO₂/jaar*

| Opslagtype | Kosten | Kosten |
|------------|--|--|
| | [€ton CO ₂] 0,3 Mton/jaar | [€ton CO ₂] 1 Mton/jaar |
| EGR | 2,72 | 1,36 |
| Aquifer | 4,93 | 2,46 |
| Gasveld | 2,72 | 1,36 |
| Olieveld | 2,72 | 1,36 |

4.4 Resultaten onrendabele top berekening

Met het model is de onrendabele top berekend voor de vier opwekking/afvang technologieën bij een omvang en elektrische efficiëntie als in Tabel 4.1. De transportafstand is op nul gesteld. Behalve de technologiekosten zijn ook de kosten voor opslag meegenomen, maar deze zijn niet gecorrigeerd voor de verschillen in de jaarlijkse opslag hoeveelheid voortvloeiend uit de verschillende typische groottes voor de technologieën. Dit leidt tot een lichte overschatting van de onrendabele top voor alle technologieën behalve oxyfuel.

Tabel 4.4 *Resultaten onrendabele top berekening voor een gasveld zonder transport van CO₂*

| Technologie | Onrendabele top [€t/kWh _e] |
|---------------------------------------|---|
| Poederkool + post-combustion (362 MW) | 2,7 |
| IGCC + precombustion (382 MW) | 2,9 |
| NGCC + post-combustion(663 MW) | 1,9 |
| Oxyfuel CES (50 MW) | 6,4 |

Het blijkt dat er een aanzienlijk verschil bestaat tussen de onrendabele top van de verschillende technologieën. De technologieën zijn onderling verschillend in werkingsprincipe, ontwikkelingsstadium, typische grootte, efficiency etc. De oxyfuel technologie van CES heeft de hoogste onrendabele top. Belangrijke oorzaken zijn de hoge specifieke investering, als gevolg van de relatief kleine schaal en de dure zuurstofplant in het concept. Tenslotte is ook het lage rendement een aanwijsbare reden. De drie types grotere centrales met CO₂-afvang hebben een onrendabele top tussen 1,9 en 2,7 €t/kWh.

In Tabel 4.5 zijn ter toelichting de kosten voor de oxyfuel opwekking/afvangtechnologie en opslag uitgesplitst.

Tabel 4.5 *Kostenverdeling oxyfuel met opslag in een gasveld zonder transport van CO₂*

| | CO ₂ -afvang | CO ₂ -opslag | Totaal | Eenheid |
|-----------------------------|-------------------------|-------------------------|--------|---------------------|
| Investeringskosten | 1870 | 0 | 1870 | €kW _e |
| Onderhoudskosten vast | 0 | 0 | 0 | €kW _e |
| Onderhoudskosten variabel | 0,40 | 0,169 | 0,57 | €t/kWh _e |
| Overige operationele kosten | 0,40 | 0 | 0,40 | €t/kWh _e |
| Brandstofkosten primair | 3,99 | - | 3,99 | €t/kWh _e |

Note: De opslag vindt plaats op het terrein van de centrale, de transportkosten zijn dus 0 €/kwh.

4.5 Gevoeligheidsanalyse

In deze sectie wordt een korte gevoeligheidsanalyse gedaan om te bepalen welke variabelen in theorie het meest bepalend zijn voor de onrendabele top en waar dus in termen van kostendaling het beste op zou kunnen worden geoptimaliseerd.

In het spreadsheetmodel kunnen (afgezien van afvang- en opslagtechnologie) de volgende variabelen worden gevarieerd:

- investeringskosten voor opwekking/afvangtechnologie,
- brandstoftype (alleen bij de afvangoptie poederkool + post-combustion),
- brandstofprijs,
- transportafstand,
- opslagtype (aquifer als alternatief voor gas- of olieveld).

De elektrische efficiëntie is ook van groot belang voor de gevoeligheid. Met name een lagere efficiëntie van de oxyfuel centrale kan de onrendabele top sterk omhoog brengen³.

Investeringskosten

Indien de investeringskosten met 10% worden gevarieerd, zijn onderstaande onrendabele toppen het resultaat bij verschillende opwekking/afvangtechnologieën.

Tabel 4.6 *Gevoeligheid van de onrendabele top voor variërende investeringskosten*

| | Poederkool met post-combustion | IGCC met precombustion | NGCC met post-combustion | Oxyfuel |
|------------------------|-----------------------------------|---------------------------|-----------------------------|---------|
| -10% | 2,4 | 2,5 | 1,8 | 5,9 |
| <i>Beste schatting</i> | 2,7 | 2,9 | 1,9 | 6,4 |
| +10% | 3,1 | 3,3 | 2,1 | 6,8 |

Note: Transportafstand is 0 km, opslagtype is gasveld. De omvang en de efficiënties als in Tabel 4.1 zijn aangehouden.

Er kan worden geconcludeerd dat de gevoeligheid van de verschillende technologieën niet veel verschilt, met uitzondering van de gascentrale (NGCC) waarbij de investeringskosten relatief laag zijn.

Brandstoftype en -prijs

Indien een conventionele centrale wordt uitgerust met een post-combustion CO₂-afvangfaciliteit, kan dat met gas, kolen, of biomassa gebeuren. Daarnaast is de hoogte van de MEP afhankelijk van de prijs van de brandstof.

Er kan worden geconcludeerd dat de brandstofprijs een duidelijk onderscheidbare invloed heeft bij alle toepassingen.

³ De auteurs houden er rekening mee dat de netto elektrische efficiëntie die door SEQ is opgegeven aan de hoge kant is voor de 50 MW centrale. Als een rendement van 23 tot 26% wordt aangehouden, komt de onrendabele top c.p. tussen 7,2 en 8,9 €/kWh.

Tabel 4.7 *Onrendabele toppen bij verschillende brandstoftypen en -prijs*

| Brandstof | Prijs [€/GJ] | Retrofit post-combustion | IGCC met pre-combustion | NGCC met post-combustion | Oxyfuel |
|-----------|-----------------|-----------------------------|----------------------------|-----------------------------|---------|
| Gas | 3,6 | - | - | 1,9 | 6,4 |
| | 4 | - | - | 2,3 | 6,9 |
| Kolen | 1,7 | 2,7 | 2,9 | - | - |
| | 2 | 4,4 | 3,2 | - | - |
| Biomassa | 6 | 7,6 ⁴ | - | - | 13,4 |

Note: Transportafstand is 0 km, opslagtype is gasveld. De omvang en de efficiënties als in Tabel 4.1 zijn aangehouden. Slechts bij biomassa retrofit is een kleinere centrale (50 MW) genomen dan in het voorbeeld met een poederkoolcentrale.

Transportafstand

Voor bovenstaande berekeningen is een transportafstand van 0 km aangenomen (injectie op de plaats van CO₂-afvang). In Tabel 4.8 is de afstand gevarieerd naar 100 en 200 kilometer.

Tabel 4.8 *Onrendabele toppen bij verschillend transportafstanden*

| | Poederkool met post-combustion | IGCC met pre-combustion | NGCC met post-combustion | Oxyfuel |
|----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Afgevangen CO ₂ | 2,4 MtCO ₂ /jaar | 2,2 MtCO ₂ /jaar | 1,9 MtCO ₂ /jaar | 0,3 MtCO ₂ /jaar |
| 0 km | 2,7 | 2,9 | 1,9 | 6,4 |
| 100 km | 3,4 | 3,4 | 2,2 | 6,9 |
| 200 km | 4,1 | 4,0 | 2,5 | 7,4 |

Note: Het opslagtype is gasveld. De omvang en de efficiënties als in Tabel 4.1 zijn aangehouden.

De verschillen in gevoeligheid voor transport afstand hangen sterk samen met de hoeveelheid CO₂ die moet worden getransporteerd en het feit dat de transportcijfers niet afhankelijk van de hoeveelheid getransporteerde CO₂ zijn gemaakt. Die verschillen moeten handmatig worden ingevuld en het is de verwachting dat die een grote invloed hebben.

Opslagtype

Door het variëren van het opslagtype naar opslag in een aquifer neemt de onrendabele top voor alle opwekking/afvangtechnologieën met 1 tot 2 €/kWh toe.

Samenvattend hebben alle variabelen die zijn bekeken een onderscheidbare invloed op de onrendabele top en moet dus van alle variabelen een goede inschatting worden gemaakt aler ze worden gebruikt bij een onrendabele top analyse. Bovendien lijkt het de moeite om zowel bij afvangtechnologie te investeren in kostendaling en efficiëntieverhoging, maar ook zeker om te optimaliseren naar transportafstand. De gevoeligheid voor de omvang van de elektriciteitscentrale lijkt verder groter dan voor de afzonderlijke verschillen in afvangtechnologie. Hier moet dus expliciet en misschien zelf wel exclusief rekening mee worden gehouden in de berekening van de onrendabele top.

⁴ Omvang aangepast: 50 MW centrale met efficiëntie van 33%.

5. CONCLUSIES

Klimaatneutrale elektriciteit is elektriciteit opgewekt uit fossiele brandstoffen waarbij het vrijkomende CO₂ wordt afgevangen en voorgoed opgeborgen in een geologisch reservoir. CO₂-afvang en -opslag wordt door klimaatbeleidsmakers als een veelbelovende technologie gezien, maar wordt nog niet breed ingezet. Er is wereldwijd momenteel een zestal demonstratieprojecten actief, waarbij er overigens geen gebruik gemaakt wordt van CO₂ afkomstig uit een elektriciteitscentrale.

Deze studie heeft gekeken naar de inpasbaarheid van klimaatneutrale elektriciteit uit fossiele brandstoffen in de Wet Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP), die voorzien in subsidiëring van de elektriciteitsproductie mits die op een klimaatneutrale manier wordt gedaan.

Overwegingen bij het al dan niet opnemen van elektriciteit met CO₂-afvang en -opslag in de MEP-regeling zijn onder meer de relatieve onvolwassenheid van de technologie en de voorsnog onbekende effecten van leren en schaalvergroting, de daarmee samenhangende onzekerheid in de onrendabele top, de wettelijke kaders rondom lange termijn opslag in de ondergrond, en de publieke acceptatie. Daarnaast ligt stevige interactie met beleidsinstrumenten specifiek gericht op CO₂-emissiereductie, zoals het EU-emissiehandelsstelsel, voor de hand.

Indien wordt besloten elektriciteitsopwekking met CO₂-afvang en -opslag te stimuleren via de MEP dan is het van belang rekening te houden met de kostenverschillen tussen de opties. Vooral bij afvang van CO₂ ten behoeve van klimaatneutrale elektriciteit bestaan grote verschillen in technologie-toepassing, en ook in kosten. Dit geldt met name de schaalgrootte. Relatief kleine centrales (50 MW) hebben een hogere onrendabele top dan grote centrales (groter dan 300 MW). Dit leidt tot verschillen in de onrendabele top. Ook de transportafstand is van belang. Het lijkt daarom gerechtvaardigd om niet alle klimaatneutrale elektriciteit uit fossiele brandstoffen over één kam te scheren, maar de tarieven te differentiëren naar grootte van de centrale en afvangtechnologie. De absolute hoogte van de onrendabele top, en daarmee samenhangend de absolute hoogte van een eventuele MEP-subsidie zijn ook voldoende hoog om maatwerk te rechtvaardigen.

Een inschatting van kosten is, in de huidige fase van technologieontwikkeling en met gebrek aan ervaringsdeskundigheid, moeilijk te maken. Zelfs basisgegevens als elektrische efficiëntie zijn niet altijd duidelijk, aangezien onduidelijk is hoeveel de afvang van CO₂ kost in termen van energiegebruik. De onrendabele toppen die worden genoemd zijn derhalve onderhevig aan grote onzekerheden.

De onrendabele top voor grootschalige nieuwe centrales met pre- en post-combustion afvang komt volgens deze verkenning uit op 1,8 tot 4,7 €/t per kWh, waarbij in aanmerking is genomen dat de onrendabele top afhankelijk is van de grootte van de centrale, de toegepaste techniek en brandstof en de CO₂-transportkosten. Hierbij moet worden aangemerkt dat het, bij de omvang van de centrales die binnen deze bandbreedte vallen, gaat om meerdere megatonnen CO₂ per jaar; hoeveelheden zonder precedent in de CO₂-opslag wereld. Ook moet er dan een geologisch reservoir beschikbaar zijn dat een forse hoeveelheid CO₂ permanent kan bevatten. Dit zou tot hogere transportkosten kunnen leiden.

Voor de MEP-subsidieaanvraag van SEQ Nederland BV komt de analyse bij een netto elektrische efficiëntie van 32,5% op een onrendabele top van 6,4 €/t per kWh. In deze onrendabele top zou rekening gehouden kunnen worden met een bandbreedte van +/- 5% bij een variatie van de investeringskosten van 10%. Bij een lager rendement van 23 tot 26% zou de onrendabele top tussen de 7,2 en 8,9 €/t per kWh uitkomen.

REFERENTIES

- CE (2003): *Dialoog om de diepte, Eindverslag klankbordgroep CRUST/CO₂-opslag*.
- Dijk, J.W. en P.J. Stollwerk (2002): *CRUST: CO₂ reuse through underground storage. An inventory of market opportunities, technology and policy requirements*. Publicatie van het CO₂ reductieplan, beschikbaar via www.crust.nl.
- Energiebulletin (2004): *Energiebulletin*. Energie Nederland BV, 16 november 2004.
- Freund, P. and J. Davidson (2002): *General overview of costs*. IPCC workshop on carbon dioxide capture and storage, Proceedings, Regina, Canada, 18-21 November 2002, Published by ECN.
- Hendriks, C., W. Graus, and F. van Bergen (2004): *Global carbon dioxide storage potential and costs*. Ecofys.
- Huijts, N.M.A. (2003): *Public Perception of Carbon Dioxide Capture and Storage, The role of Trust and Affect in Attitude Formation*. Master Thesis at the Eindhoven University of Technology. Supervisors: C.J.H. Midden (TUE), H. Jeeninga (ECN), C. Daey Ouwens (TUE).
- IEA Greenhouse gas R&D programme (2000): *Leading Options for the capture of CO₂ emissions at power stations*. Report number PH3/14, February 2000.
- NAM (2004): *Mogelijke herontwikkeling olieveld Schoonebeek*. Beschikbaar op www.ta.nl.
- SenterNovem (2001): *Potential for CO₂ sequestration and Enhanced Coalbed Methane production in the Netherlands*. ISBN 90-5847-020-4.
- Turkenburg, W., and C. Hendriks (1999): *Fossil Fuels in a Sustainable Energy Supply. A Memorandum at the Request of the Ministry of Economic Affairs*. Shortened version for the COOL project, 1999.
- Wildenborg, A.F.B. and L.G.H. van der Meer (2002): *The use of gas and coal files as CO₂ sinks*. IPCC workshop on carbon dioxide capture and storage, Proceedings, Regina, Canada, 18-21 November 2002, Published by ECN.