

De 'oxy-fuel' route

Flinke winst voor milieu
en economie door
integratie van LNG-verdamping,
zuurstofproductie en
elektriciteitsproductie

Rapport

Delft, februari 2008

Opgesteld door: A. (Ab) de Buck
H.J. (Harry) Croezen
K. (Karen) Rensma



Colofon

Bibliotheekgegevens rapport:

A. (Ab) de Buck, H.J. (Harry) Croezen, K. (Karen) Rensma
De 'oxy-fuel' route
Flinke winst voor milieu en economie door integratie van LNG-verdamping,
zuurstofproductie en elektriciteitsproductie

Delft, CE, 2008

Elektriciteit / Elektriciteitscentrales / Aardgas / Procestechnologie / Innovatie / Ketenefficiëntie / Energieverbruik / Kooldioxide / Reductie / Analyse

Publicatienummer: 08.3509.09

Alle CE-publicaties zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Opdrachtgever: SenterNovem (programma Energiebesparing bedrijfsleven - Ketenefficiëntie verbreed)

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Ab de Buck.

© copyright, CE, Delft

CE

Oplossingen voor milieu, economie en technologie

CE is een onafhankelijk onderzoeks- en adviesbureau, gespecialiseerd in het ontwikkelen van structurele en innovatieve oplossingen van milieuvraagstukken. Kenmerken van CE-oplossingen zijn: beleidsmatig haalbaar, technisch onderbouwd, economisch verstandig maar ook maatschappelijk rechtvaardig.

De meest actuele informatie van CE is te vinden op de website: www.ce.nl.

Dit rapport is gedrukt op 100% kringlooppapier.

Voorwoord

Dit rapport brengt in beeld wat de mogelijkheden zijn om grootschalige energiebesparing te realiseren door integratie van de geplande LNG-terminals en elektriciteitscentrales. De kern daarvan is dat de grote hoeveelheid koude van LNG-centrales nuttig wordt gebruikt. In het concept gebeurt dit door onder andere zuurstof te produceren voor een oxy-fuel gestookte electriciteitscentrale. Uit de verkenning blijkt dat dit concept grote energiebesparing oplevert en dat daarnaast forse besparingen op NO_x-emissies en kosten mogelijk zijn. De studie is uitgevoerd in opdracht van SenterNovem en begeleid door een begeleidingscommissie bestaande uit: Chris Jordan van Deltalinqs, Hans Spiegeler van ministerie van VROM, Reinier Gerrits van het ministerie van EZ en Mariëtte Bilius van DCMR Milieudienst Rijnmond.

Inhoud

1	Inleiding	3
1.1	Nieuwe elektriciteitscentrales en LNG-terminals	3
1.2	De 'oxy-fuel' route	4
1.3	Een flinke efficiëntieverbetering	6
1.4	De vergeleken opties	6
1.5	Nauwkeurigheid en uitgangspunten	7
2	De referentie, een gangbare luchtgestookte kolen- centrale met nageschakelde CO ₂ -scheidingsinstallatie	9
2.1	Schema referentie	9
2.2	De techniek	9
2.3	Energiebalans	12
2.4	Energie	14
2.5	Emissies	15
2.6	Kosten	16
2.7	Veiligheid	18
3	Alternatief LNG oxy-fuel, stand-alone en geïntegreerd	19
3.1	Processchema	19
3.2	Het principe van oxy-fuel verbranding	19
3.3	Oxy-fuel integratie met LNG-terminal	23
3.4	Energiebalans	26
3.5	Energie	30
3.6	Milieu	31
3.7	Onderlinge afhankelijkheid: back-up voorzieningen	31
3.8	Kosten	32
3.9	Veiligheid	34
4	Vergelijking stand-alone kolen vs. de LNG oxy-fuel route	35
4.1	Stand der techniek	35
4.2	Energiebalans	35
4.3	Milieuaspecten	36
4.4	Veiligheid	36
4.5	Kosten	37
4.6	Operationele kosten	38
5	Effect bij een gasgestookte centrale	41
5.1	De variant stand-alone gas	41
5.1.1	Energiebalans	41
5.1.2	Indicatie van milieu- en economische effecten	42
5.2	De oxy-fuel route met gas	42
5.2.1	Technologische ontwikkeling	42
5.2.2	Energie- en massabalans	43
5.2.3	Effecten op milieu en economie	44
5.3	Vergelijking concepten	46

6	Bespreking met stakeholders Rotterdamse haven	47
6.1	Gevoerde gesprekken	47
6.2	Reacties	47
6.3	Workshop	51
7	Conclusies en aanbevelingen	53
7.1	Conclusies	53
7.2	Aanbevelingen	55
	Literatuurlijst	57
A	Uitgangspunten ten aanzien van LNG-verdampings-installatie	65
B	Kwantitatieve analyse toegelicht	69
C	Scouting analysis of the possibilities for integration	83
D	Verslag workshop 'LNG-Oxyfuel: Kansen voor energetische integratie?'	91

Samenvatting

In de energiesector bestaan meerdere plannen voor investeringen in nieuwe elektriciteitscentrales en LNG-terminals. De gelijktijdigheid van de initiatieven biedt een unieke kans om de processen te integreren en zo grootschalige besparingen te realiseren in het energiegebruik, met positieve effecten voor het milieu en de economie.

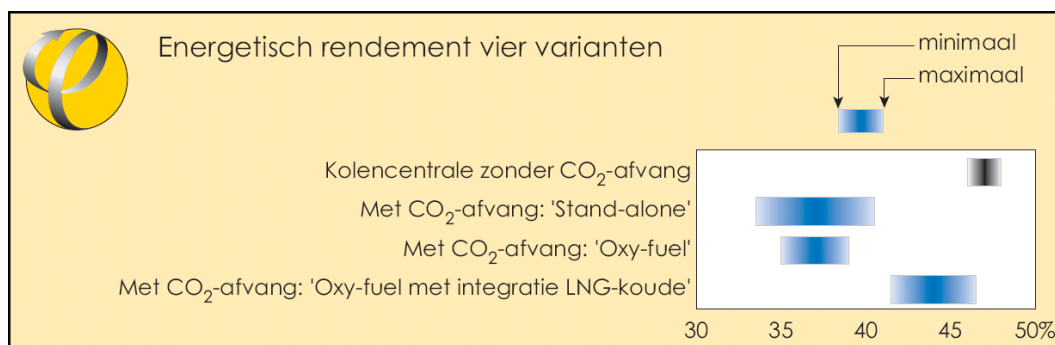
Bestaande initiatieven tot integratie, zoals die van ENECOGEN/4-to-Gas gaan uit van warmteuitwisseling aan het eind van de ketens: de afgassen van de centrale worden gekoeld met de koude van de LNG-installatie. Er zijn er ook elektriciteitscentrales en LNG-terminals gepland waar nog geen vorm van procesintegratie is voorzien.

Door CE Delft is in samenwerking met de RU Leiden en Deltalinqs, een optie onderzocht voor integratie van processen vóór in de keten; de zogenaamde 'oxy-fuel' route. De synergievoordelen zijn dan vele malen groter. De kern van dit concept is de vergaande integratie van de processen in een LNG-terminal, een luchtscheidingsfabriek en een elektriciteitscentrale.

Het uitgevoerde onderzoek had primair een verkennend karakter; een globale analyse. De verkenning is gebaseerd op literatuuronderzoek en gesprekken met inhoudelijke experts en stakeholders. Daaruit wordt duidelijk dat de oxy-fuel route een realistische en interessante optie wordt geacht. Als geheel is deze nog nergens toegepast, maar de meeste componenten zijn commercieel in gebruik, of worden binnenkort op demonstratieschaal getest.

De oxy-fuel route leidt tot een positief effect op het energiegebruik en de CO₂-uitstoot. Het energetisch rendement van het geïntegreerde concept komt uit op ca. 44%, ca. 6% hoger dan bij de stand-alone situatie.

Figuur 1 Energetische rendementen varianten



De besparing op het energiegebruik is ca. 9 PJ, ca. viermaal groter dan bij restwarmte-integratie (verdampen LNG met restwarmte e-centrale of ander productiebedrijf). 9 PJ is een grote hoeveelheid energie: het komt overeen met het totale energiegebruik van een stad als Delft.

De CO₂-emissie is een factor drie lager dan die zonder procesintegratie zou zijn en de emissie van NO_x is verwaarloosbaar (tegen ca. 1,4 kton zonder integratie). Ook qua kosten (investering en bedrijfsvoering) scoort de oxy-fuel route gunstig.

De studie maakt duidelijk dat er ook nog veel onzekerheden zijn. Die zijn er trouwens hoe dan ook bij de bouw van een nieuwe centrale, onder meer in verband met de CO₂-afvang die daaraan moet worden gekoppeld.

De onzekerheden liggen in de sfeer van de veiligheid en de kosten, maar ook in de onderlinge afhankelijkheid die ontstaat door de integratie van de processen. Er worden immers meerdere processen, met verschillende producten, aan elkaar gekoppeld. Deze processen lopen niet altijd parallel in de tijd. Bovendien is er het risico van uitval van installaties. Om dit op te vangen zal een back-up nodig zijn, met name bij de zuurstoffabricage. Dit lijkt oplosbaar, maar vergt aandacht en goede wil.

Uit de analyses en gesprekken komen aandachtspunten en aanbevelingen naar voren. Eén van de aanbevelingen is om in ruimtelijke plannen LNG-terminals en (kolengestookte) elektriciteitscentrales, zo mogelijk, relatief dicht bij elkaar onder te brengen.

De resultaten zijn besproken in een workshop met bedrijven uit Rotterdam. Uit de workshop volgt dat de voordelen van de route worden onderschreven. Belangrijkste punten van aandacht zijn de benodigde back-up voorzieningen en de technische ontwikkeling van oxy-fuel verbranding van kolen.

Een probleem in de haven van Rotterdam is dat de beschikbare ruimte beperkt is. Op dit moment lijken de kansen het grootst in de Eemshaven, waar wel ruimte beschikbaar is.

De resultaten van de verkenning geven overall een positief beeld van de oxy-fuel route; als een concept dat zeker nadere beschouwing verdient. Nader onderzoek zal grondiger in kaart moeten brengen wat de precieze kansen, mogelijkheden en beperkingen zijn.



1 Inleiding

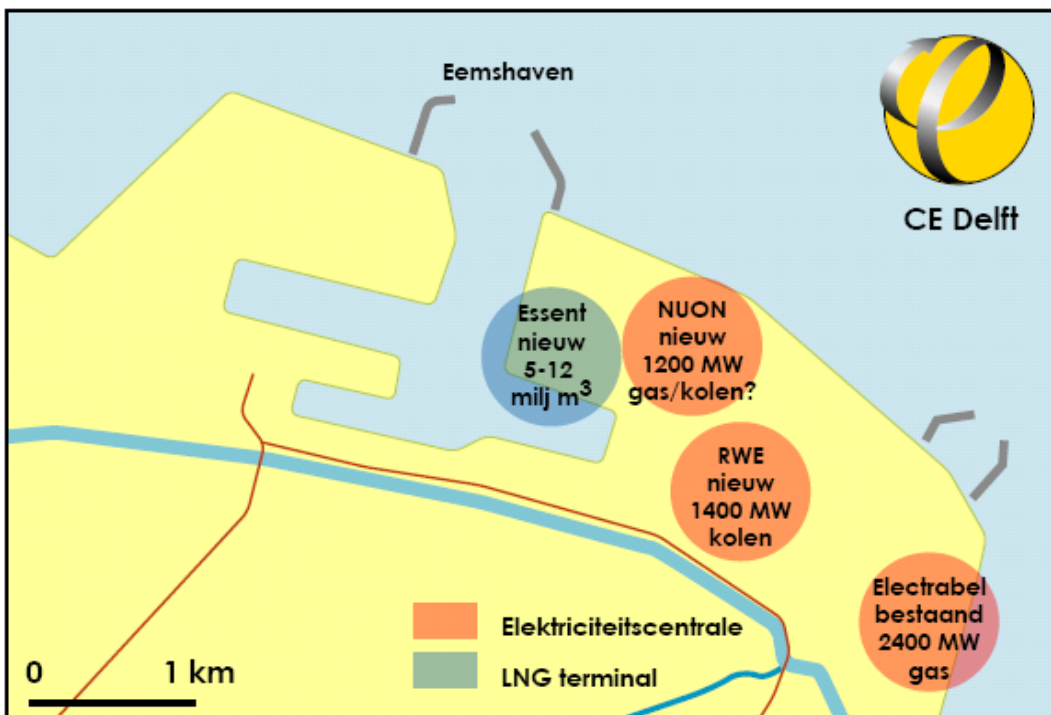
1.1 Nieuwe elektriciteitscentrales en LNG-terminals

In de energiesector bestaan meerdere plannen voor investeringen in elektriciteitscentrales en LNG¹-terminals (vloeibaar gemaakt aardgas dat over zee wordt aangevoerd). De huidige plannen voor de havens van Rotterdam en Delfzijl zijn indicatief weergegeven in Tabel 1 en Figuur 2.

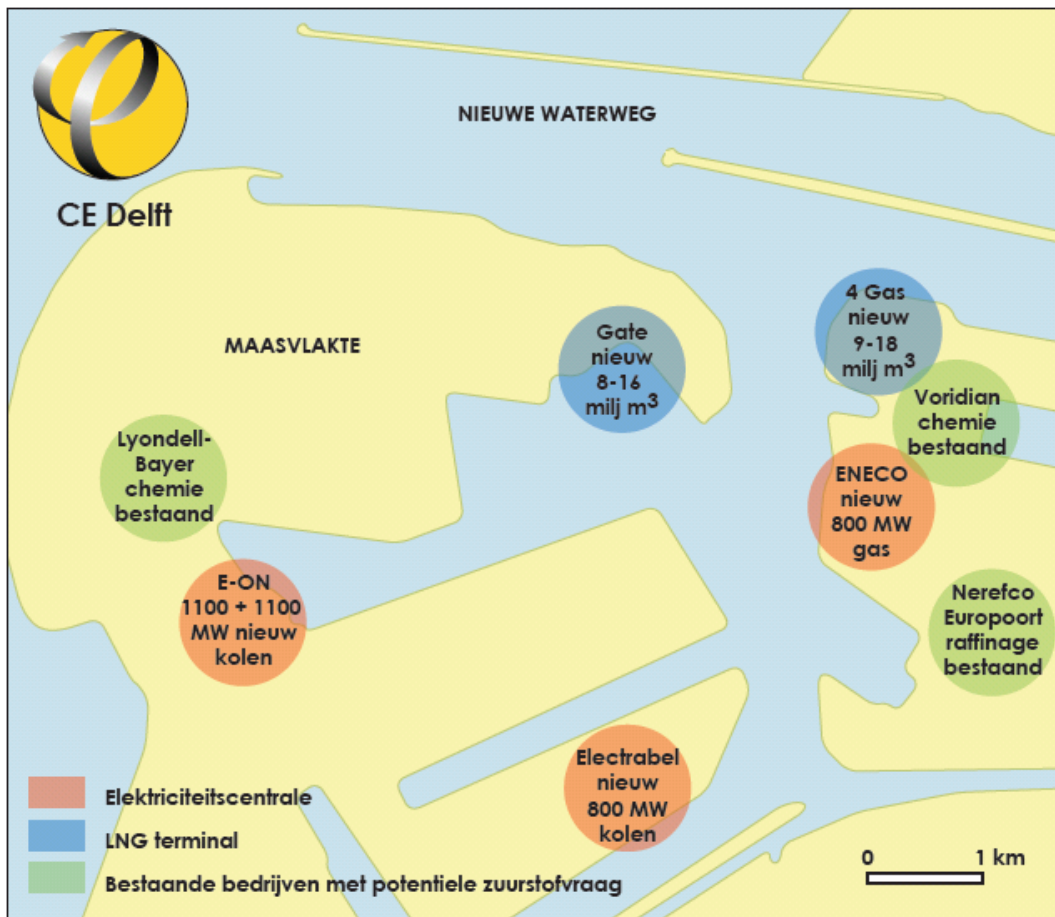
Tabel 1 Plannen LNG-terminals en elektriciteitscentrales in de haven van Rotterdam en de Eemshaven

	Haven Rotterdam		Eemshaven	
Kolengestookte elektriciteitscentrales	E-ON Electrabel	1.100 MW 800 MW	RWE	1.400 MW
Gasgestookte centrales	ENECO	800 MW	NUON	max. 1.200 MW ²
LNG-terminals	4Gas Gate Terminal	9-18 BCM ³ 8-16 BCM	Essent	5-12 Mton/jaar BCM

Figuur 2 Locaties van bestaande en geplande LNG-terminals (blauw) en elektriciteitscentrales (rood) in resp. de havens van Rotterdam en de Eemshaven. In de figuur zijn ook weergegeven (petro-)chemische bedrijven met potentiële zuurstofvraag (groen)



1 Liquefied Natural Gas.
2 Mogelijk in toekomst combinatie met kolenvergassing.
3 Billion Cubic Meters (miljard m³).



Bij de nieuwe elektriciteitscentrales zullen grote stromen restwarmte en CO₂ vrijkomen. Bij de LNG-terminals komen juist grote stromen koude vrij bij de expansie van het aardgas. De (vrijwel) gelijktijdigheid van de initiatieven biedt een unieke kans om de processen te integreren en zo grootschalige besparingen te realiseren in het energiegebruik met positieve gevolgen voor het milieu en voor de economische positie.

Op dit vlak zijn er al diverse concrete initiatieven. Deze gaan uit van warmte-uitwisseling ná de elektriciteitscentrale: de afgassen van de centrale worden gekoeld met de koude van de LNG-installatie. Daarnaast onderzoekt de combinatie ENECOGEN/4-to-Gas de mogelijkheid om met LNG-koude zuivere CO₂ uit de afgassen te vriezen.

Overigens zijn er ook elektriciteitscentrales en LNG-terminals gepland waar nog geen vorm van procesintegratie lijkt te zijn voorzien.

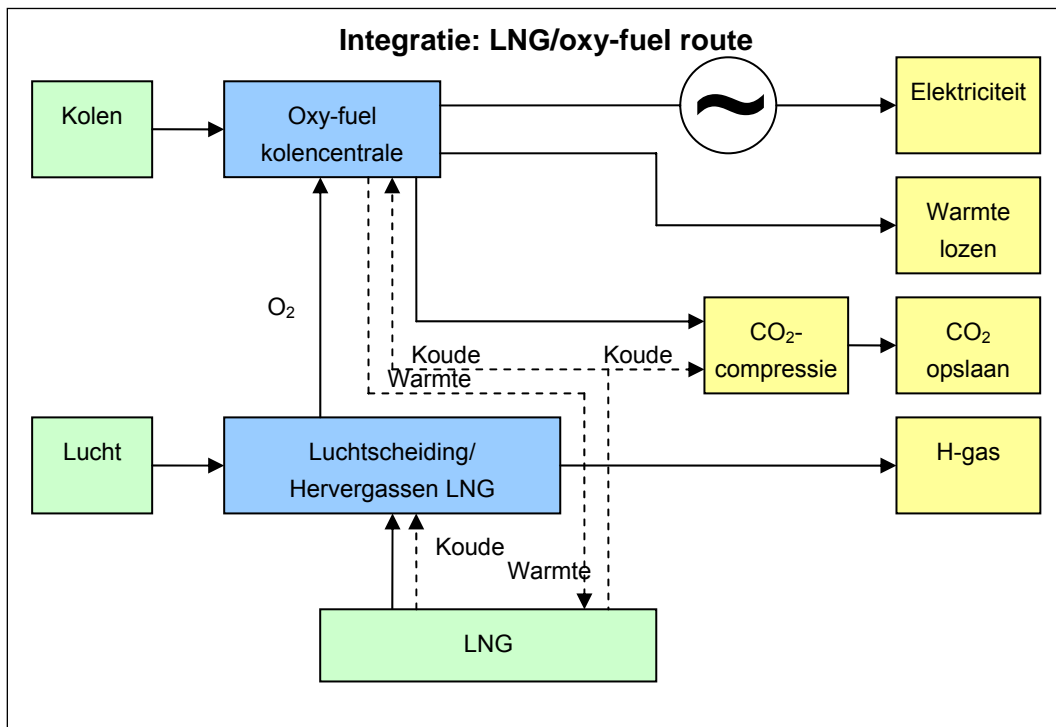
1.2 De 'oxy-fuel' route

Door het CML (Centrum voor Milieuwetenschappen RU Leiden), Deltalinqs en CE Delft is een optie voor procesintegratie ontwikkeld, de *oxy-fuel route*, die uitgaat van integratie van processen vóór de elektriciteitscentrale. De procesintegratie gaat dan een stuk verder dan in de bovengenoemde varianten, maar de voordelen zijn ook veel groter. De kern van dit concept is integratie tussen een LNG-terminal, een luchtscheidingsfabriek en een elektriciteitscentrale.



De koude van de LNG-terminal wordt geleverd aan een luchtscheidingsfabriek, waar deze wordt benut bij de productie van zuivere zuurstof en stikstof. De zuurstof wordt ingezet in een oxy-fuel gestookte elektriciteitscentrale. In deze variant is er een vergaande integratie van de processen. Daarbij worden grote energiebesparingen en uitstootreducties gerealiseerd ten opzichte van de 'stand-alone' situatie.

Figuur 3 Schematisch overzicht van de oxy-fuel route



In deze studie wordt de geïntegreerde oxy-fuel variant doorgerekend, naast de 'stand-alone' variant, zowel voor een kolen- als een gasgestookte centrale. De doorrekening is uitgevoerd op basis van een 1.000 MW elektriciteitscentrale (de typerende omvang voor de geplande kolen- en gascentrales) en een 12 Mton/jaar⁴ LNG-terminal (het gemiddelde tussen 1^e en 2^e fase van geplande terminals).

Een belangrijk element in de integratie is de in de vorm van LNG beschikbare koude voor 12 Mton/jaar LNG circa 10 PJ per jaar. In de integratie wordt deze koude zo optimaal mogelijk benut.

De verkenning richt zich zowel op de effecten voor het milieu als voor de economie en heeft een indicatief karakter.

4 Billion Cubic Meters (miljard m³).

1.3 Een flinke efficiëntieverbetering

De besparing is het gevolg van efficiëntieverbeteringen in diverse processtappen:

- 1 Verbetering van bruto elektriciteitsproductie door verlaging condenser temperatuur.
- 2 De afgassen van de elektriciteitscentrale bestaan voornamelijk uit CO₂. Daardoor is geen aparte CO₂-scheidingsinstallatie nodig. Dit is een belangrijke besparing: de CO₂-scheidingsinstallatie vraagt een flinke additionele energie-inzet⁵.
- 3 Gebruik van de LNG-koude in tussenkoeling in compressie geeft reductie van de aan compressie gerelateerde energievraag.
- 4 De zuurstoffabriek produceert naast zuurstof ook stikstof. Deze kan worden benut bij de LNG-terminal om het aardgas geschikt te maken voor levering aan het gasnet. Dit spaart separate stikstofproductie uit.

Deze zaken leiden ook tot voordelen in de *economische performance*: met het oxy-fuel concept zullen de additionele investeringen en operationele kosten voor CO₂-afvang en -opslag aanzienlijk lager zijn. Het concept kan een substantiële bijdrage leveren aan de beoogde vermindering van CO₂-emissies (in Rotterdam en nationaal).

De oxy-fuel route kent ook knelpunten en risico's. Er bestaat daarvan op dit moment nog geen compleet overzicht. Enkele aandachtspunten zijn in elk geval:

- Bedrijven worden voor hun primaire productieproces afhankelijk van andere bedrijven. Dan is betrouwbaarheid van cruciaal belang. De elektriciteitsproductie moet bijvoorbeeld gegarandeerd zijn van een constante aanlevering van zuurstof en dus van een constant opereren van de zuurstoffabriek. Het is daarbij de vraag in hoeverre de processen van LNG-verdamping en de elektriciteitsproductie in de tijd voldoende gelijk oplopen. Dit kan leiden tot extra investeringen in back-up voorzieningen, zoals voor de opslag van zuurstof.
- De integratie van de processen vraagt om installaties die niet te ver van elkaar zijn gesitueerd. Dit zal niet altijd mogelijk zijn.
- Het betreft een nieuw concept dat in zijn totaliteit nog niet bestaat. Deelprocessen worden wel in de praktijk toegepast. Het gehele concept nog niet.

1.4 De vergeleken opties

In de vergelijking wordt steeds hetzelfde pakket aan producten aan de buitenwereld geleverd:

- 7.500 GWhe/jaar door een 1.000 MWe centrale;
- 12 Mton LNG, middels stikstoftoevoeging op een Wobbe-index van 49,1 (H_L-gas kwaliteit) gebracht.

De LNG-terminal is daarbij steeds dezelfde industriële installatie bestaande uit:

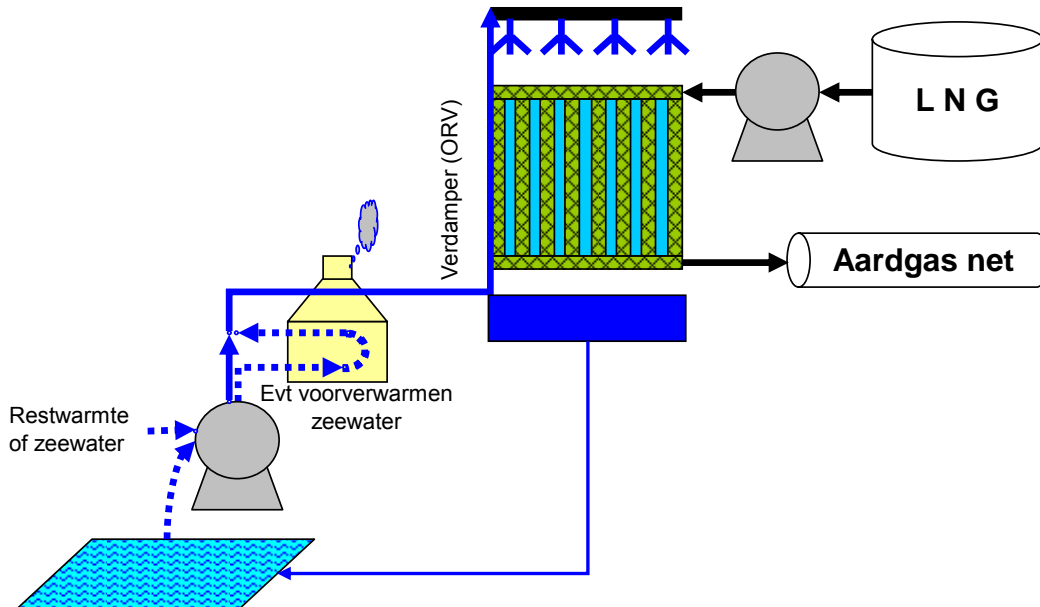
- een lospier;
- een tankenpark met installatie voor opnieuw condenseren van verdampte LNG;

⁵ Een nevenvoordeel is dat er geen restemissies/lozingen zijn van amines.



- menginstallatie voor bijmengen van N_2 en pompen voor het op druk brengen van de LNG;
- een herverdampingsinstallatie (Figuur 4) bestaande uit meerdere verdampers, waarin LNG wordt verdampt door extern toegevoerde warmte.

Figuur 4 Schematische weergave LNG-verdamping



In deze studie zijn enkel de laatste twee stappen beschouwd. In de twee varianten: 'integratie/oxy-fuel' en 'stand-alone' varieert binnen de LNG-terminal enkel de warmtebron en de bron van de bijgemengde N_2 . Dit geeft relatief kleine veranderingen in het systeem van LNG-terminal en kolencentrale. Met name de CO_2 -emissies vallen qua omvang in het niet bij de emissies van de kolencentrale.

De in de verschillende varianten beschouwde opties om middels CO_2 -afvang tot reductie van broeikasgasemissies te komen verschillen echter wel significant en de bijbehorende elektriciteitscentrales daarmee ook.

1.5 Nauwkeurigheid en uitgangspunten

De studie is een verkenning naar economische en ecologische aspecten van oxy-fuel energiecentrales en een vergelijking met gangbare technologie of met post-combustion technologie.

Vanwege het verkennende karakter hebben we de analyse globaal gehouden. Er is geen zelfstandige predesign studie van de verschillende technologieën uitgevoerd. In plaats daarvan informatie ontleend aan een aantal gezaghebbende en uitvoerige studies van andere auteurs, waarna aanvullende informatie door berekeningen of gebruik van aanvullende bronnen is bijgevoegd.

Wat de economische aspecten betreft is in de verkenning voor afschrijvingen steeds uitgegaan van de annuïteitenmethodiek, waarbij conform de voor het

ministerie van VROM ontwikkelde Milieukostenmethodiek is uitgegaan van een afschrijftermijn van 25 jaar en een rentevoet van 10%.

Voor brandstofprijzen zijn lange termijn prijzen gehanteerd:

- een prijs van € 4/GJ voor aardgas (IGU, 2006);
- een prijs van € 2/GJ, inclusief scheepstransport voor steenkool.

De huidige prijzen liggen met respectievelijk € 6,5/GJ en € 2,5/GJ duidelijk hoger.

Voor de investeringskosten is eveneens gebruik gemaakt van de schattingen uit de geraadpleegde gezaghebbende studies. De in deze studies genoemde investeringskosten hebben echter vaak betrekking op het prijsniveau van enkele jaren geleden. De prijzen zijn in de tussentijd echter exponentieel gestegen met ruim 30% als gevolg van de vraag vanuit met name China naar moderne technologie. De in deze studie genoemde investeringskosten betreffen dan ook een indicatie van de werkelijke kosten en de studieresultaten moeten niet als absolute resultaten worden gezien, maar als een overzicht van de verhoudingen tussen verschillende opties.

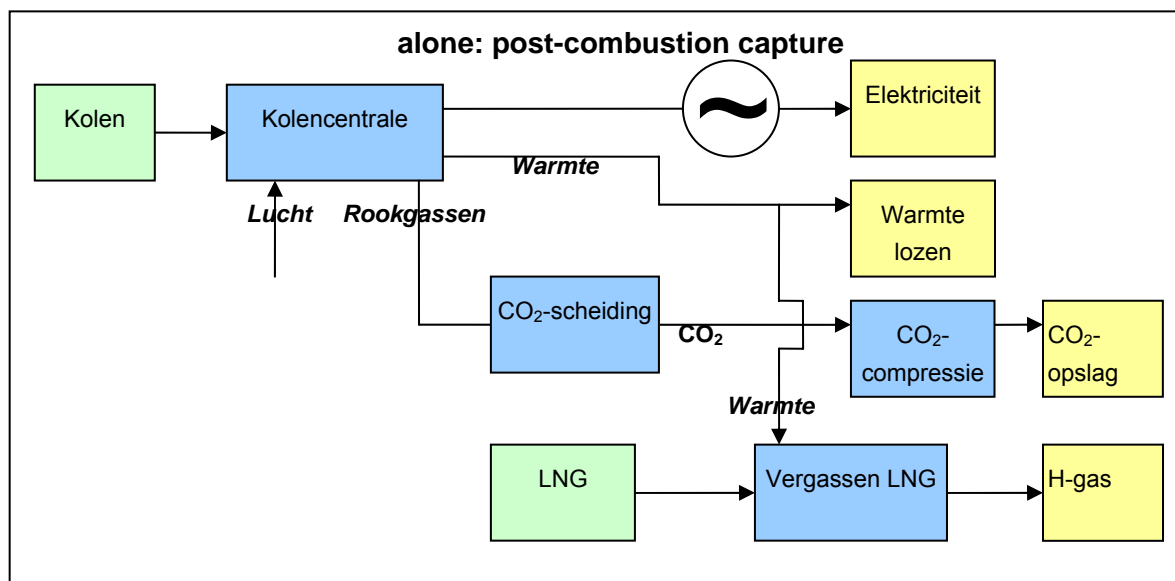


2 De referentie, een gangbare luchtgestookte kolencentrale met nageschakelde CO₂-scheidingsinstallatie

2.1 Schema referentie

Figuur 5 geeft de referentiesituatie schematisch weer.

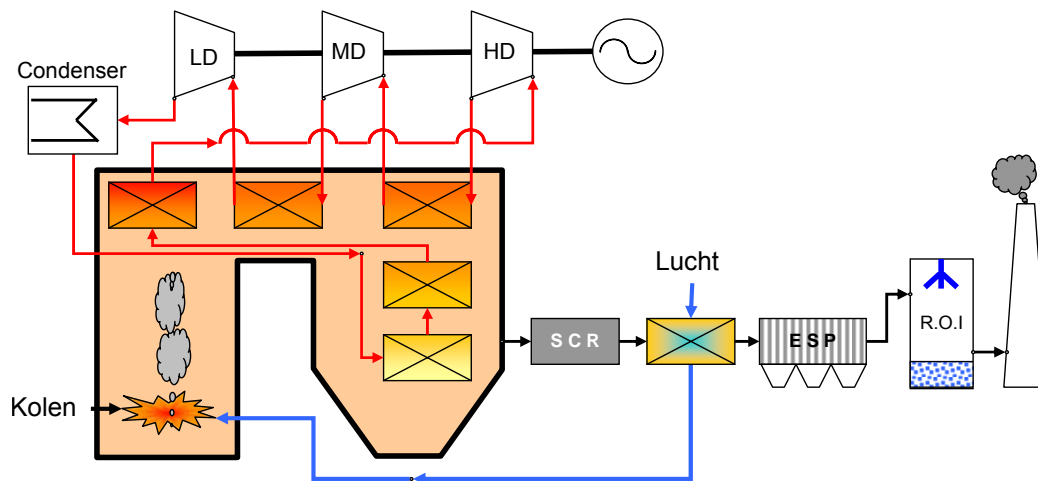
Figuur 5 Processchema referentie: reguliere kolencentrale met post-combustion CO₂-afvang



2.2 De techniek

Als referentie voor de kolencentrale is in de vergelijking uitgegaan van een moderne ultrasuperkritische kolencentrale (USK), zoals die nu is gepland in het Rotterdamse. Door gebruik van ultrasuperkritische stoom van hoge druk en temperatuur (zo'n 600°C, 300 bar) en door tweemaal herverhitten tijdens expansie wordt een, in vergelijking met de in Nederland al in gebruik zijnde centrales, hoog rendement van 47-48% gerealiseerd. Dergelijke centrales zijn al gebouwd in Denemarken en Duitsland, bijvoorbeeld Avedøre II en Nordjyllandsvaerket III in Denemarken (zie bijvoorbeeld Elsam, 2005; Burmeister & Waive; CE, april 2007).

Figuur 6 Schema kolencentrale



Standaard kolencentrale met CO₂-afvang

Reductie van broeikasgasemissies kan bij de USK-kolencentrale in de toekomst waarschijnlijk worden gerealiseerd met een zogenaamde post-combustion capture installatie. Dat is in feite een wasproces, waarin CO₂ met een chemisch absorbens uit de rookgassen wordt gewassen. Dat absorbens wordt door verhitting met lage druk aftapstoom geregenereerd, waarbij de CO₂ als schone gasstroom vrijkomt. Na drogen en compressie tot een superkritische vloeistof is de CO₂ klaar voor transport en opslag in de diepe ondergrond.

Nog niet duidelijk is welke post-combustion capture (PCC) techniek in de toekomst zal worden toegepast.

Op dit moment is technologie op basis van MEA al commercieel beschikbaar en wordt de MEA-technologie toegepast in circa 30 installaties. Maar MEA heeft als nadeel dat regeneratie veel energie vergt en dat bij lage druk wordt geregenereerd. Regeneratie vergt 3-4 MJ/kg CO₂ aan warmte van 120°C, afhankelijk van de mate van regeneratie. De energiekosten maken afvang duur. Een recente studie voor EnergieNed geeft kosten voor afvang bij kolencentrales van € 30-€ 35 per ton afgevangen CO₂. Bovendien is de techniek tot nu toe enkel toegepast voor schaalgroottes van enkele honderden tonnen per dag, terwijl voor een 1.000 MW_e kolencentrale een capaciteit van duizenden tonnen per dag noodzakelijk is. Die schaalvergroting vormt nog een aanzienlijke technische uitdaging.

De nadelen van de MEA-technologie worden onderkend en technologische ontwikkelingen voor alternatieven zijn inmiddels in gang gezet. Een zeer kansrijke optie lijkt gebruik van gekoelde ammoniak ('chilled ammonia'), een proces dat met name door het Franse bedrijf Alstom wordt ontwikkeld. Dit proces staat waarschijnlijk ook regeneratie bij hoge druk toe, waardoor CO₂-compressie gedeeltelijk of geheel overbodig wordt.



Perspectief van technische ontwikkelingen

In deze studie is uitgegaan van gebruik van MEA, tot nu toe de meest bestudeerde variant van post-combustion capture technologie. Maar we zullen in de tekst her en der ook aangeven wat gebruik van gekoelde ammonia zou betekenen.

Algemeen wordt verwacht dat post-combustion met MEA in 2020 technologisch voldoende ontwikkeld is voor combinatie met een kolencentrale. De gekoelde ammoniak zou al in 2011 op commerciële schaal gedemonstreerd moeten worden conform een contract tussen American Electric Power en Alstom⁶.

LNG-terminal

De in deze studie beschouwde LNG-terminal levert circa 12 Mton LNG/jaar aan het hoge druk gasnet (HDL)⁷. Het geleverde gas is van H-gas kwaliteit (Wobbe-index 49,1). Aan het gas wordt daartoe 1,1 Mton stikstof toegevoegd.

Voor het verdampen van LNG worden twee (sub-)varianten onderscheiden:

- 1 De LNG wordt volledig verdampt met (verwarmd) zeewater.
Dit is bestaande praktijk bij de LNG-terminal in Zeebrugge. Bij gebruik van zeewater zal enkele maanden per jaar een boiler moeten worden gebruikt om het zeewater op voldoende hoge temperatuur te brengen en om bevrozingen te vermijden.
- 2 De LNG wordt verdampt met restwarmte aangeleverd door een nabijgelegen bedrijf (bijv. een elektriciteitscentrale).
Dit laatste is het voornemen bij de geplande terminals in de Rotterdamse haven. Energiegebruik van de terminal en restemissies worden bij gebruik van restwarmte vergaand teruggedrongen. De kosten zullen slechts gedeeltelijk worden uitgespaard want de aangeleverde restwarmte zal niet gratis zijn, maar bijvoorbeeld € 1-€ 2 per GJ kosten.

Uitgangspunten ten aanzien van de LNG-verdampingsinstallatie zijn meer in detail beschreven in bijlage A.

Tabel 2 geeft het effect van restwarmtelevering op het energiegebruik en de CO₂-emissies van de LNG-terminal. De restwarmtelevering heeft een substantieel positief effect op het energiegebruik.

De effecten op investeringen/operationele kosten zijn niet verder uitgewerkt. Deze zijn afhankelijk van de mate waarin back-up voorzieningen nodig zijn.

Tabel 2 Effecten restwarmtebenutting op energiegebruik en emissies LNG-terminal

	Bron restwarmte	
	Zeewater (+ verwarming met hulpketels)	Restwarmte e-centrale
Energiegebruik	2,5 PJ	< 0,1 PJ
Emissies CO ₂	0,14 Mton	< 0,01 Mton

6 http://www.alstom.com/pr_corp/2007/corp/41445.EN.php?langageld=EN&dir=/pr_corp/2007/corp/&idRubriqueCourante=15445.

7 Dit is het gemiddelde van beide initiatieven in Rotterdam. De Liongas LNG-terminal (moederbedrijf 4Gas) zal een capaciteit hebben van initieel 9 miljard m³/jaar, met mogelijke uitbreiding tot 18 miljard m³/jaar. De send out capaciteit van de Gate terminal (moederbedrijf GasUnie en Vopak) bedraagt initieel 8 miljard m³/jaar en kan uitbreiden tot 16 miljard m³/jaar.

2.3 Energiebalans

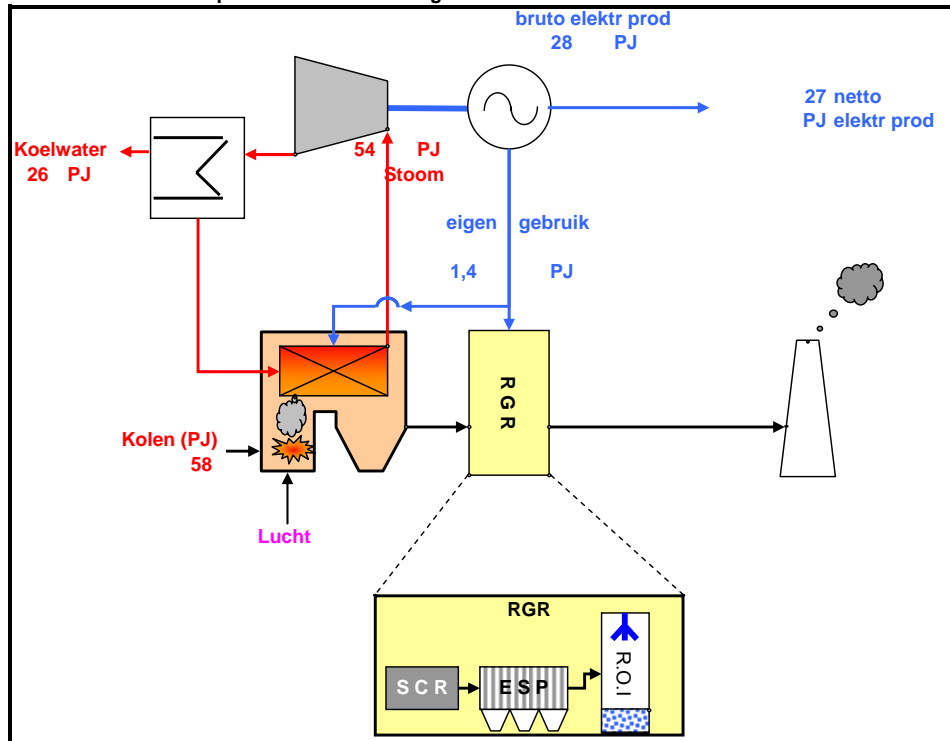
Voor de installatie met post-combustion afvang is een spreiding aangehouden in het percentage CO₂ dat wordt afgevangen en de energieconsumptie nodig voor MEA-regeneratie om een indruk te geven van de invloed van deze parameters op het nettorendement en op investeringen (Capex) en operationele kosten (Opex):

- er is gevarieerd tussen een vangstrendement van 80% en een rendement van 90%;
- er is gevarieerd tussen een energiegebruik van 3 en 4 MJ/kg afgevangen CO₂.

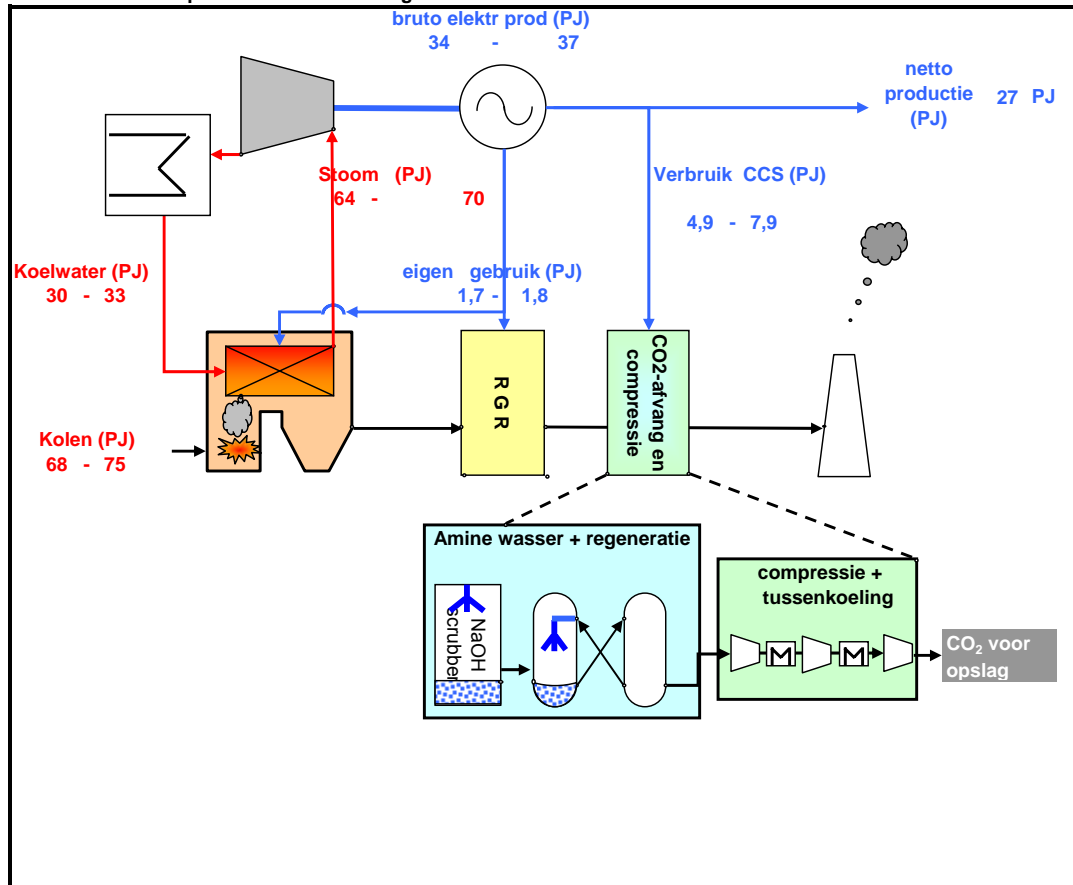


Figuur 7 Energiebalansen voor kolencentrale met ultrasuperkritische boiler, met en zonder post-combustion CO₂-afvang

Kolencentrale zonder post combustion afvangst



Kolencentrale met post combustion afvangst



Note: RGR = RookGasReiniging, SCR = Selective Catalytic Reduction (van NO_x), ESP = ElectroStatic Precipitator (elektrofilter), R.O.I. = Rookgas Ontzwareling Installatie.

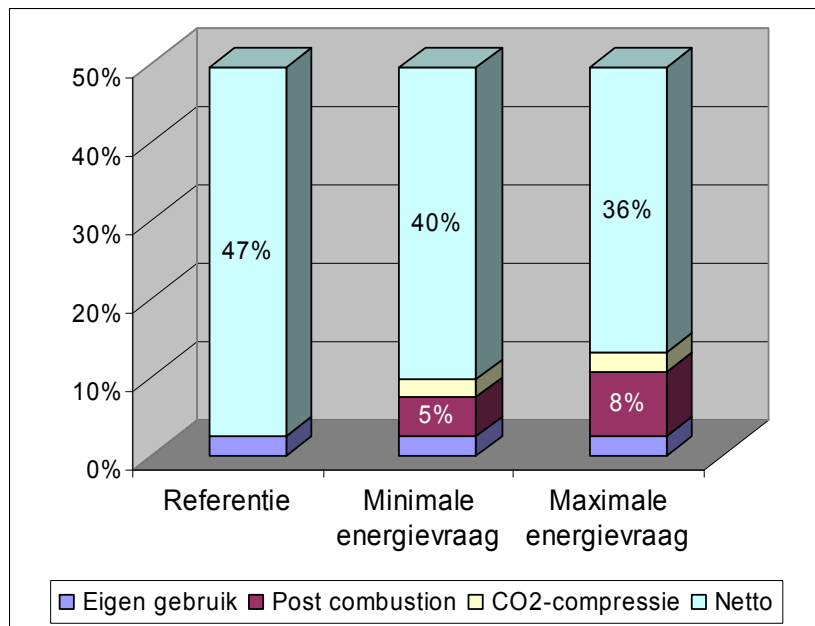
De spreiding in vangstrendement komt overeen met de spreiding gevonden in de als informatiebron gebruikte systeemstudies en inventarisaties. De spreiding in consumptie van lage druk aftapstoom voor MEA-regeneratie komt overeen met de recente technische ontwikkelingen in deze technologie. Het al ruim twee decennia bestaande, op MEA gebaseerde Econamine proces, is door aanbieder Fluor verbeterd, waarbij het energiegebruik voor regeneratie is gereduceerd van de oorspronkelijke warmtevraag van 4 MJ/kg tot 3 MJ/kg. De energetisch meest efficiënte energiebalans voor kolencentrale met post-combustion heeft betrekking op een vangstrendement van 80% en een warmtebehoefte voor MEA-regeneratie van 3 MJ/kg.

Resultaten van de doorberekening zijn opgenomen in bijlage B.

2.4 Energie

Figuur 8 geeft het energetisch rendement van de stand-alone variant. Daarbij is een onderscheid gemaakt tussen de genoemde uitvoeringen met minimale en maximale energievraag.

Figuur 8 Energetisch rendement stand-alone kolencentrale



Zoals in Figuur 8 is aangegeven leidt MEA-regeneratie en CO₂-compressie tot een daling van het netto elektrisch rendement van 7-11% punten ten opzichte van de reguliere kolencentrale. Hiervan is ongeveer 5-8% het gevolg van MEA-regeneratie⁸.

De daling van het elektrische rendement betekent dat meer steenkool moet worden geconsumeerd om dezelfde hoeveelheid elektriciteit aan het net te kunnen leveren.

⁸ In dit verbruik zijn ook elektriciteitsconsumptie voor rondpompen van de MEA-oplossing voor extra verbruik door de rookgasventilator en andere posten verdisconteerd.



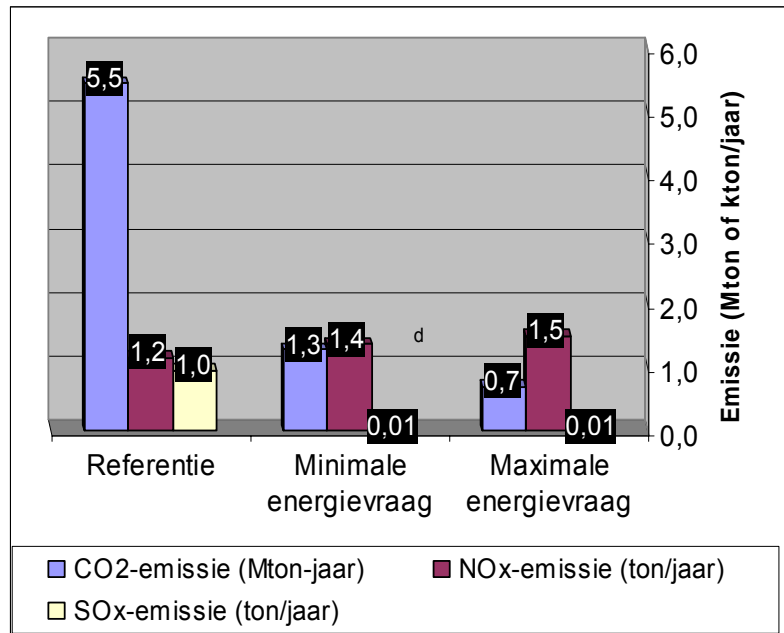
Extra brandstofconsumptie betekent:

- een grotere boiler en stoomcyclus, dus hogere investeringen voor deze post;
- een grotere productie van NO_x en CO₂.

2.5 Emissies

Figuur 9 geeft de emissies van de stand-alone variant.

Figuur 9 Emissies stand-alone variant



Er is een emissie van CO₂ van ca. 0,7-1,3 Mton/jaar. Dit komt doordat de CO₂-afvanginstallatie niet alle CO₂ afvangt. De twee cijfers corresponderen resp. met een afvangrendement van 90 en 80%.

Door de toegenomen brandstofinzet nemen t.o.v. de referentie (kolencentrale zonder afvang van CO₂) de NO_x-emissies toe. De in de boiler geproduceerde NO_x wordt in de na de rookgasreiniging geplaatste CO₂-post-combustion installatie nauwelijks afgevangen⁹ zodat een toename van de in de boiler geproduceerde hoeveelheid leidt tot een vrijwel gelijke toename van de NO_x-emissies naar lucht.

De SO₂-emissies zullen bij toepassing van op MEA gebaseerde post-combustion technologie waarschijnlijk wel afnemen. MEA reageert met SO₂ tot een niet geregeerebaar product dat als gevaarlijk afval moet worden gestort. Om die reden en omdat MEA duur is, is het wenselijk de SO₂-concentratie in de rookgassen zo laag mogelijk te maken. Waarschijnlijk wordt dit in de praktijk bereikt door het wassen van de rookgassen uit de ROI in een tweede wasser (of scrubber) waarin

⁹ In de post-combustion installatie wordt enkel NO₂ afgevangen met een rendement van ongeveer 25%. De in de boiler gevormde NO_x bestaat echter voor slechts 10% uit NO₂ zodat netto slechts enkele procenten van de in de boiler gevormde NO_x worden afgevangen.

een NaOH-oplossing wordt toegepast als wasvloeistof. Deze techniek wordt bijvoorbeeld bij AVI's in Nederland gebruikt voor het reduceren van de SO₂-concentraties in de rookgassen tot enkele ppmv.

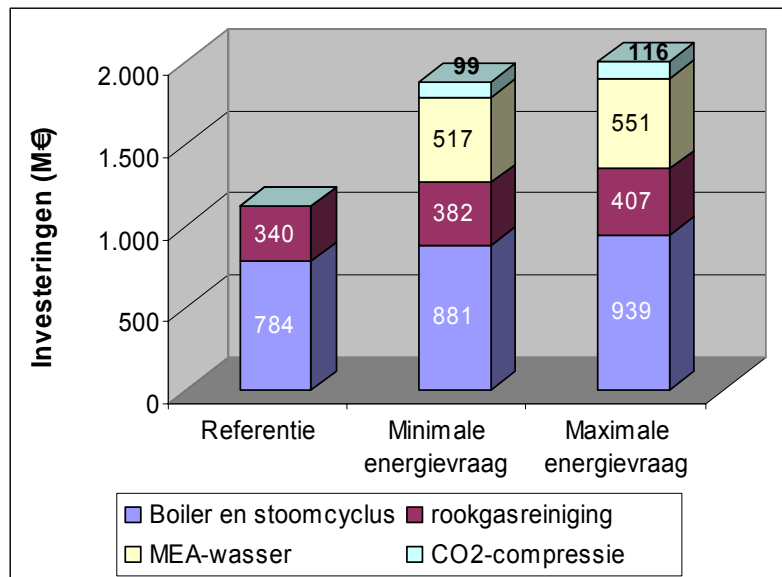
In het overzicht zijn een aantal milieuaspecten niet meegenomen. Zo ontleedt een deel van de MEA door thermische belasting. Een deel vormt een restproduct dat als gevaarlijk afval moet worden verwijderd. Een ander deel ontleedt onder vorming van ammoniak die vervolgens deels naar lucht wordt geëmitteerd. In een andere CE Delft-studie (CE, 2007) is als indicatie een emissiefactor van 20g NH₃/kg afgevangen CO₂ aangehouden.

Er ontstaat ook een groot volume aan water, dat moet worden gereinigd om bijvoorbeeld MEA-degeneratie producten te verwijderen.

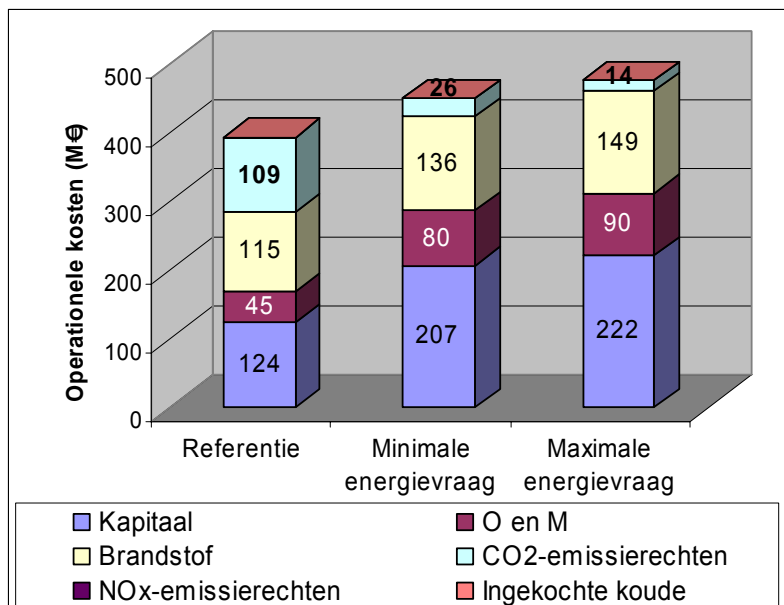
2.6 Kosten

Figuur 10 geeft resp. de investeringen (A) en de operationele kosten (B) voor de stand-alone variant met post-combustion capture.

Figuur 10 Investerings (A) en operationele kosten (B) voor kolengestookte centrale stand-alone
A)



B)



Investeringsen

Een moderne ultrasuperkritische kolencentrale zonder CO₂-afvang kostte tot ongeveer 2 jaar geleden ongeveer € 1.150/kWe geïnstalleerd vermogen. De prijzen zijn inmiddels, als aangegeven in de inleiding, met ruim 30% gestegen door de grote vraag naar industriële installaties uit China en India. Dit is niet in deze studie verdisconteerd.

Bij toepassing van post-combustion zullen de investeringen voor het produceren van 7.500 GWhe/jaar om twee redenen toenemen:

- de daling van het rendement door post-combustion afvang vergt een grotere, dus duurdere energiecentrale;
- de afvang en compressie van CO₂ vergt extra apparatuur.

De investeringen voor een kolencentrale met post-combustion afvang zijn waarschijnlijk 70-80% hoger dan de kosten voor een standaardcentrale. De kosten voor extra apparatuur vormen waarschijnlijk circa 30% van de totale investeringen voor een kolencentrale met post-combustion afvang.

Operationele kosten

De daling van het rendement zal ook z'n weerslag hebben op de jaarkosten. Niet alleen zijn de afschrijvingen en standaard operationele kosten hoger, ook de brandstofkosten nemen toe. Daarnaast zullen de operationele kosten voor de MEA-wasser zeker € 5/ton CO₂ bedragen voor gebruik van MEA, NaOH en H₂SO₄ en voor de afvoer van gevaarlijk afval (Chapel, 1999; Hare, 2007). In de operationele kosten is voor de CO₂-emissierechten een prijs van € 20/ton CO₂ aangehouden.

2.7 Veiligheid

De bestaande standaard post-combustion technologie vergt inzet van een aantal niet ongevaarlijke stoffen als NaOH en H₂SO₄. MEA zelf is niet toxisch, maar de door degeneratie van MEA gevormde thermostabiele zouten zijn gevaarlijk afval (Chapel, 1999; Hare, 2007).

Bij de CO₂-scheidingsinstallatie is veiligheid een punt van aandacht wanneer chilled ammonia (koude ammoniak) wordt toegepast. Ammoniak is een stof met een hoog veiligheidsrisico en in een CO₂-scheidingsinstallatie zal het gaan om grote hoeveelheden.

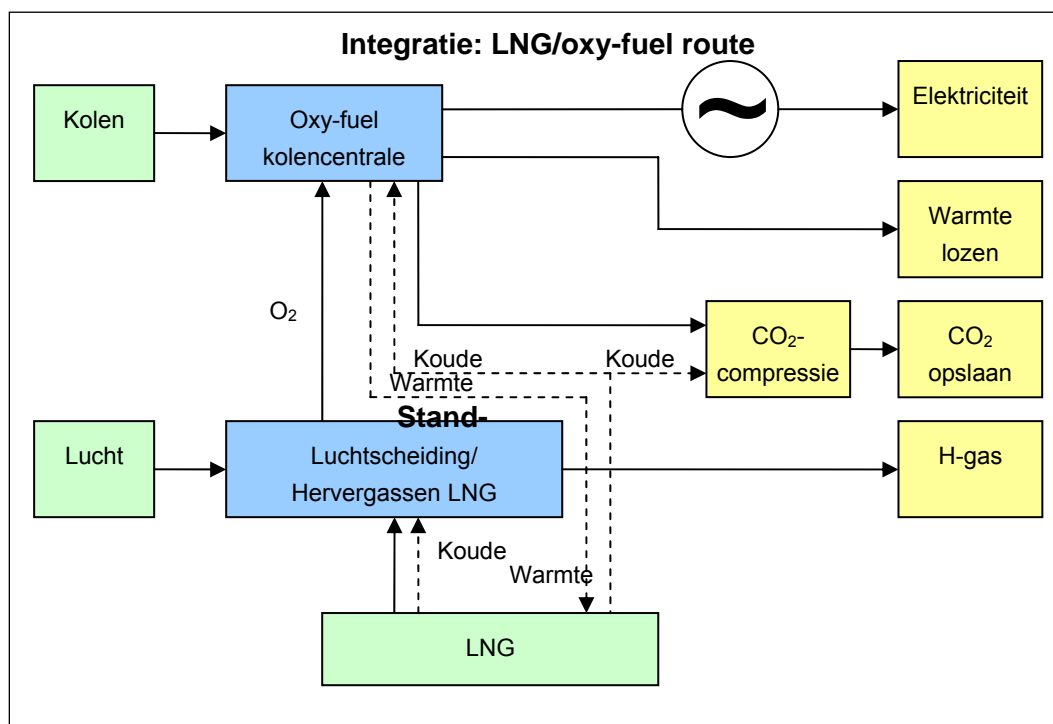


3 Alternatief LNG oxy-fuel, stand-alone en geïntegreerd

3.1 Processchema

Figuur 11 geeft schematisch het proces voor de geïntegreerde LNG oxy-fuel centrale.

Figuur 11 Processchema geïntegreerde LNG oxy-fuel centrale



3.2 Het principe van oxy-fuel verbranding

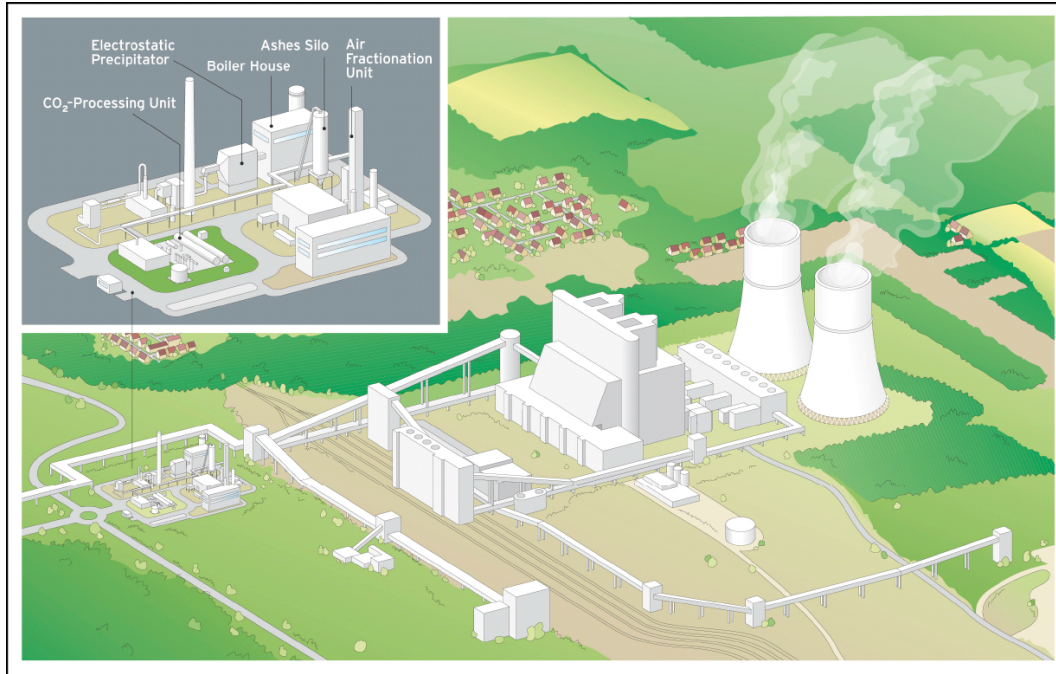
Oxy-fuel wil zeggen verbranden met zuurstof in plaats van met lucht en dus het achterwege laten van stikstof. Die stikstof wordt uit lucht verwijderd in de met de oxy-fuel centrale geïntegreerde zuurstoffabriek.

De oxy-fuel technologie is nog enkel op pilotschaal beproefd. Maar de techniek lijkt snel verder te kunnen worden ontwikkeld. In principe zal de vlamtemperatuur bij verbranding van kolen met zuivere zuurstof zeker dubbel zo hoog zijn als bij verbranding met lucht. Maar door recirculatie van een groot deel van de rookgasen (65-70%) kan de vlamtemperatuur worden verlaagd tot gangbaar niveau van zo'n 1.600°C. Recirculatie is een gangbare techniek en wordt toegepast als de NO_x-maatregel.

Het energiebedrijf Vattenfall is bezig met de bouw een demo-installatie van een oxy-fuel gestookte kolencentrale in het Duitse Schwarze Pumpe. Deze 30 MWe installatie zal volgens planning in 2008 in bedrijf worden genomen. Vattenfall

verwacht bij het bedienen van de installatie weinig technische problemen. De grootste vraag is welke invloed de hoge CO₂-concentraties zullen hebben op de standtijd van materialen.

Figuur 12 Demo-installatie oxy-fuel kolencentrale 30 Mwe (Vattenfall, Schwarze Pumpe, Duitsland)



Copyright Vattenfall.



Figuur 13 Plaatsing van de verbrandingskamer in de pilot-plant oxy-fuel kolencentrale in Schwarze Pumpe



Copyright Vattenfall.

Mogelijk kan voor een oxy-fuel centrale met een kleinere ketel met een kleiner warmtewisselend oppervlak worden volstaan. Ketelbouwer Foster-Wheeler schat in dat het volume met 55% kan afnemen en het warmte wisselend oppervlak met 35% (zie Foster-Wheeler, 2007). Dit zou ook betekenen dat de investeringskosten voor de ketel lager zijn. In deze studie zijn de jaarkosten geschat voor zowel een conventionele ketel als een kleinere ketel.

Rookgasverwijdering: compressie en eventuele zuivering van de geproduceerde CO₂-rijke stroom

De geproduceerde rookgassen zullen niet enkel bestaan uit pure CO₂ en waterdamp. Doordat een kleine overmaat aan zuurstof moet worden gebruikt voor een voldoende goede uitbrand, door luchtinlek, door het niet 100% zuiver zijn van de toegepaste zuurstof en door de vorming van NO_x en SO₂ in het verbrandingsproces, zullen de rookgassen moleculen als O₂, N₂, Ar, NO_x en SO₂ bevatten.

De NO_x en SO₂ zullen tijdens de compressie van de CO₂-rijke rookgassen grotendeels worden omgezet in zuren en uit de gasstroom worden verwijderd, maar niet volledig. Zuurstof lost op in de superkritische CO₂ en wordt niet verwijderd.

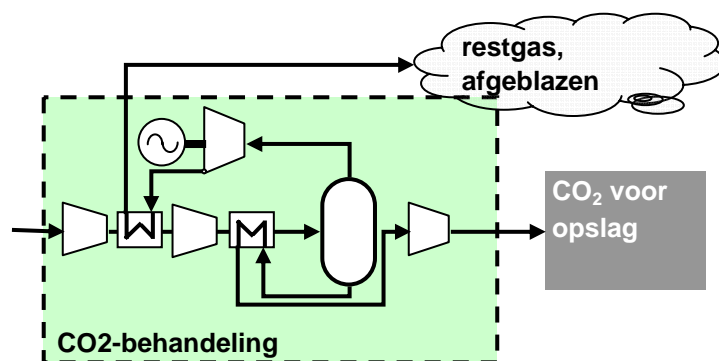
Op dit moment is nog niet duidelijk welke eisen vanuit veiligheidsoverwegingen moeten worden gehanteerd aan CO₂ bestemd voor opslag in de diepe ondergrond. Dit heeft ook z'n weerslag op de benodigde rookgasreiniging en de daaraan gerelateerde investeringen:

- Wanneer er geen of ruime eisen worden gesteld, maakt de verwijdering van SO₂ en NO_x bij compressie, dat de ROI en de-NO_x van de kolencentrale achterwege kunnen blijven. In de demo-installatie van Vattenfall worden deze rookgasreinigingsinstallaties niet toegepast.
- In een no-regret scenario of wanneer de afgevangen CO₂ bestemd is voor enhanced oil recovery (EOR) zouden reactieve componenten als zuurstof, NO_x en SO₂ zo volledig mogelijk moeten worden verwijderd om aantasting van putafsluitingen, reservoirgesteente en bovenliggende lagen te vermijden. In dat geval lijkt het noodzakelijk ROI en SCR te handhaven en de gehele rookgasstroom - gerecirculeerd of niet - te reinigen. Ook zal de superkritische CO₂ moeten worden gedestilleerd om opgeloste zuurstof te verwijderen.

Beide varianten zijn in deze studie beschouwd.

Tijdens de destillatie voor zuurstofverwijdering zal ook een klein deel van de CO₂ ontsnappen. Hoeveel hangt sterk af van de druk en de temperatuur waarbij wordt gedestilleerd.

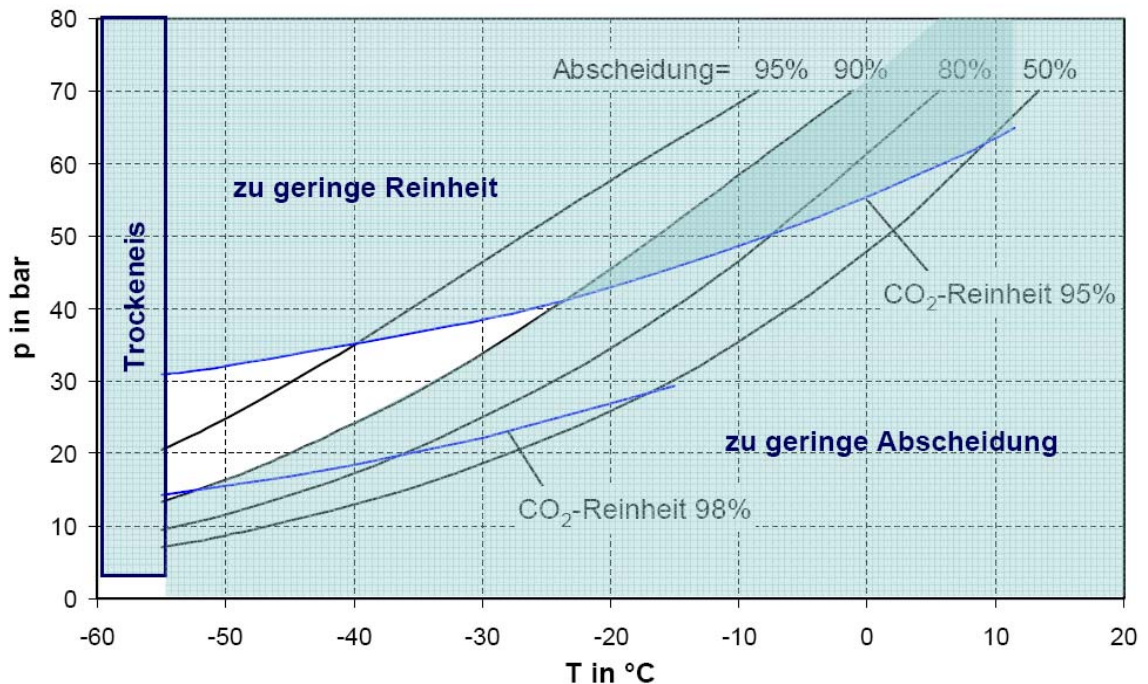
Figuur 14 Globaal schema CO₂-nabehandeling



Op basis van White, 2007; Kather, 2005; Koepke, 2006 wordt uitgegaan van een druk van 25 bar en een temperatuur van -55°C. Bij deze parameters ontsnapt 5% van de CO₂.



Figuur 15 Cryogene gasscheiding



Bron: Koepke, 2006.

3.3 Oxy-fuel integratie met LNG-terminal

De oxy-fuel variant biedt diverse mogelijkheden voor integratie met de LNG-terminal:

- 1 Verlagen van de condenser temperatuur (in de e-centrale).
- 2 Gebruik van koude in zuurstofproductie (en stikstofproductie).
- 3 Gebruik van koude in CO₂-nabehandeling en destillatie.
- 4 Gebruik van koude voor opwekken van elektrisch vermogen (bijv. ten behoeve van compressie lucht in luchtscheidingsfabriek).

Deze opties zijn goeddeels bestaande technieken. Ze worden met name toegepast in LNG-terminals in Japan (Osaka Gas en Tokyo Gas).

Ad 1 Verlagen van de condensertemperatuur (in de e-centrale).

Verlaging van de condensertemperatuur is mogelijk door toepassing van een circulerende stroom koelwater - al dan niet met enige glycol erin - die wordt gekoeld tegen verdampende LNG. Een dergelijke circulerende stroom koelwater wordt bijvoorbeeld toegepast bij de LNG-terminal in Barcelona (Ripoll, 2006).

Verlaging van de condensertemperatuur betekent dat de stoom uit de ketel verder kan worden geëxpandeerd en daardoor meer arbeid kan leveren.

Ad 2 Gebruik van koude in zuurstofproductie.

De koude van de LNG kan worden gebruikt in zuurstofproductie wanneer lucht in de luchtscheiding fabriek in twee stappen plaatsvindt. Normaliter wordt lucht in 1 stap bij omgevingstemperatuur gecomprimeerd tot 5-6 bar met het oog op drogen in een moleculaire zeef en met het oog op cryogene destillatie.

Het drogen van lucht tot ppbv-niveau vergt echter slechts een druk van minimaal 2,5 bar (Hydrocarbon, 2004). Door de lucht te drogen en daarna te koelen tot een zo laag mogelijke temperatuur en vervolgens verder te comprimeren tot de voor cryogene destillatie benodigde druk kan het aan luchtcompressie gerelateerde energieverbruik sterk worden gereduceerd. Het comprimeren van gassen bij lage temperatuur vindt bijvoorbeeld plaats in de koelcycli van LNG-liquefactie installaties. Het in twee stappen comprimeren van lucht betekent wel aanschaf van twee compressoren en daarmee een verhoging van de investeringen.

Figuur 16 Luchtscheidingsfabriek geïntegreerd met LNG-terminal



Copyright Osaka Gas, Japan.

Ad 3 Gebruik van koude in CO₂-compressie.

De koude van de LNG kan worden gebruikt voor tussenkoeling tussen compressiestappen en voor liquefactie van de CO₂ bij de zuivering van de CO₂-rijke afgassen. De afgassen zullen moeten worden gecomprimeerd tot 25 bar om de CO₂ te kunnen zuiveren. Maar het aan compressie gerelateerde energie-gebruik kan worden verlaagd door de afgassen tussen de compressiestappen in te koelen tot -40°C of daaromtrent. De LNG-koude kan vervolgens worden gebruikt na de laatste compressiestap om de CO₂ te koelen tot -55°C, de temperatuur benodigd voor de CO₂-destillatie. De gezuiverde CO₂-productstroom kan



vervolgens met een pomp op de voor transport en opslag benodigde druk worden gebracht. Middels pompen op druk brengen van een vloeistof vergt een verwaarloosbaar kleine hoeveelheid energie vergeleken met het op dezelfde druk brengen van een equivalente hoeveelheid gas.

Vanwege de in de CO₂-rijke gasstroom aanwezige zuurstof zal een directe warmtewisseling tussen LNG en gasstroom niet mogelijk zijn. Gebruik van circulerende intermediaire koelmiddelen is echter gebruikelijk bij toepassing van LNG-koude bij luchtscheiding in Japan (zie bijvoorbeeld Tokyo, 2002 en andere literatuur van Tokyo Gas en Osaka Gas).

Ad 4 Gebruik van koude voor opwekken van elektrisch vermogen (bijv. ten behoeve van compressie lucht in luchtscheidingsfabriek).

Deze optie was de eerste vorm van integratie die werd doorgevoerd bij de LNG-terminals in Japan. De LNG-koude wordt daarbij ingezet in een ORC (Organic Ranking Cycle) op basis van propaan. In de in deze studie beschreven energiebalans is deze optie nog niet toegepast.

Figuur 17 Elektriciteitsproductie geïntegreerd met LNG-terminal



Bron: Osaka Gas, Japan.

De stand der techniek van deze opties is samengevat in Tabel 3. De opties worden in meer detail besproken in bijlage C ('Scouting Analysis').

Tabel 3 Samenvattend overzicht van opties voor koude-integratie in de oxy-fuel variant

Nr.	Type of integration	Feasibility, maturity
1	<i>Gross efficiency improving:</i> Lowering condenser cool water temperature with LNG-cold.	Mature, compare: - Barcelona LNG-terminal cooling water production. - Osaka Gas cooling water production. Compare also sea water evaporator
2	<i>CO₂-compression:</i> CO ₂ -liquefaction with LNG-cold.	Mature, compare: - CO ₂ -liquefaction at Osaka Gas. Gas treatment by refrigeration, e.g. at Den Helder NG treatment facility.
3 (a. and b.)	<i>Air separation:</i> a Deep cooling of air, using circulation of liquid LNG. b Staged air compression, 2 nd stage (after separation of H ₂ O and CO ₂) using LNG-cold.	a Mature. In operation (Tokyo Gas, Nippon Gas). b Theoretical, but seems feasible.
4	<i>Air separation:</i> Cryogenic power generation.	Mature, already applied in Japan.

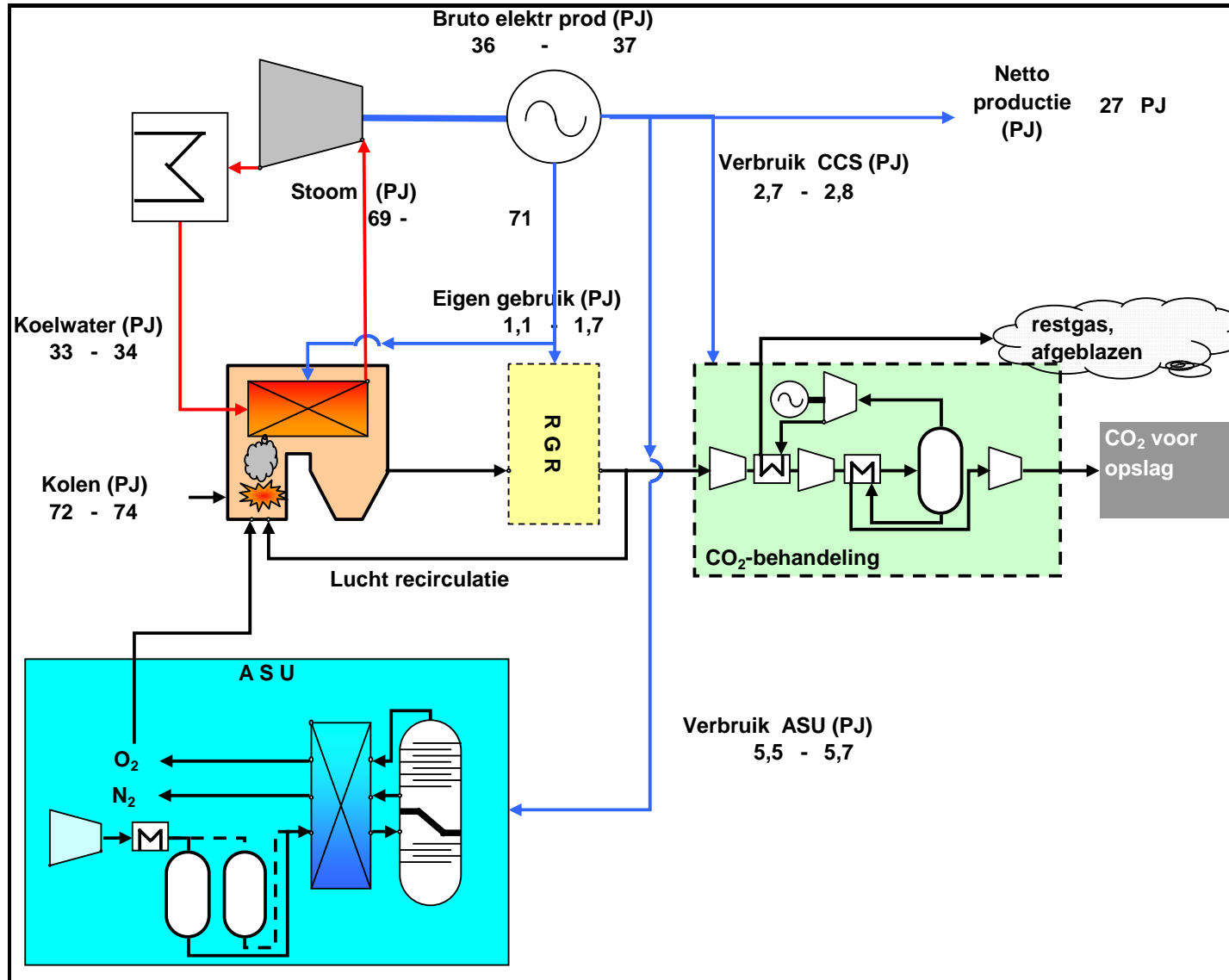
3.4 Energiebalans

Energiebalansen voor niet en wel geïntegreerde oxy-fuel-centrale zijn weer-gegeven in Figuur 18. De in beide figuren gegeven spreiding heeft betrekking op een met (ongunstigste balans) en zonder rookgasreiniging, of liever, alleen een elektrofilter. In het laatste geval wordt aangenomen dat NO_x en SO₂ in voldoende mate worden verwijderd in de CO₂-opwerking.

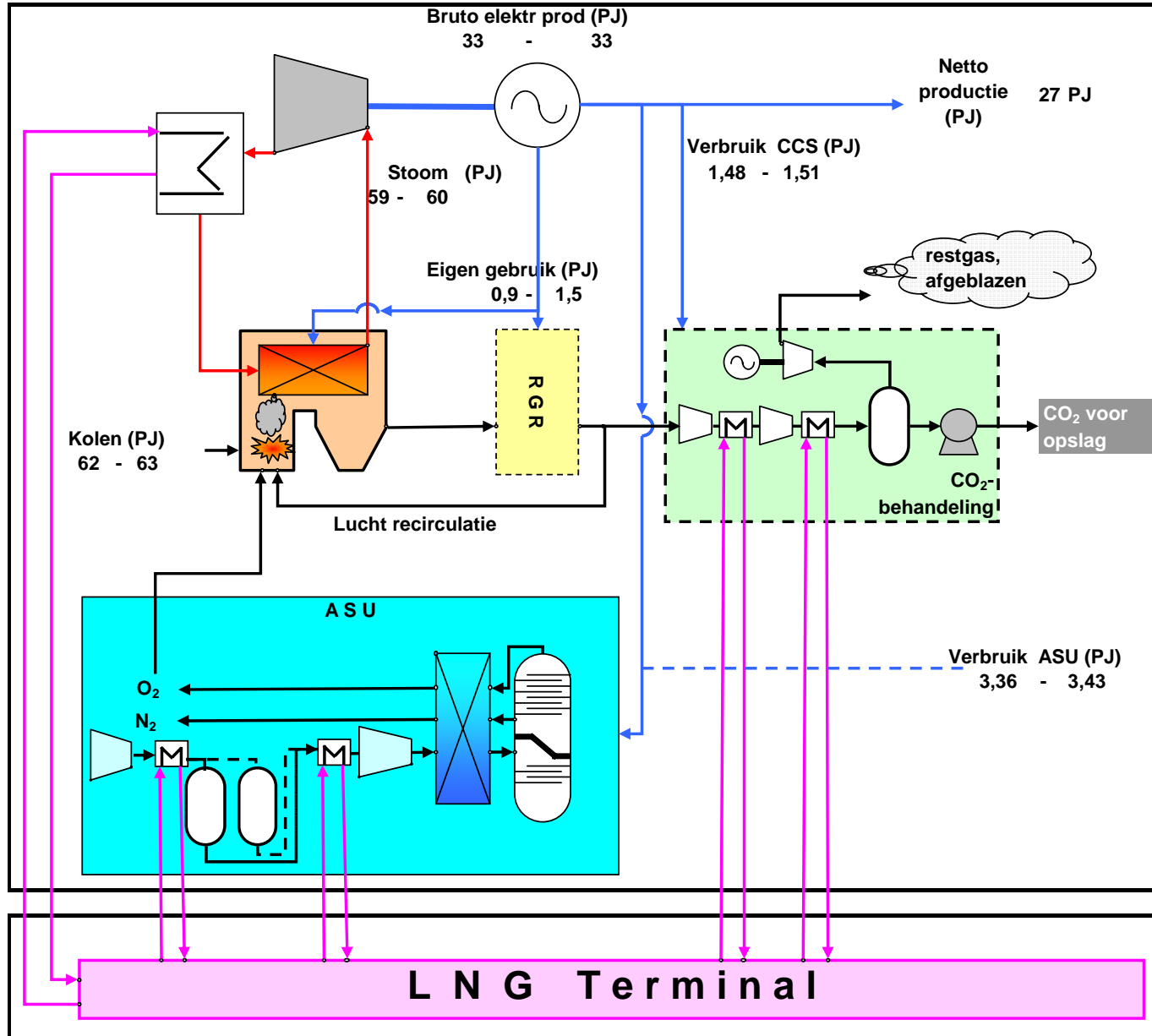


Figuur 18 Energiebalansen voor oxy-fuel kolencentrale, met en zonder toepassing van LNG-koude

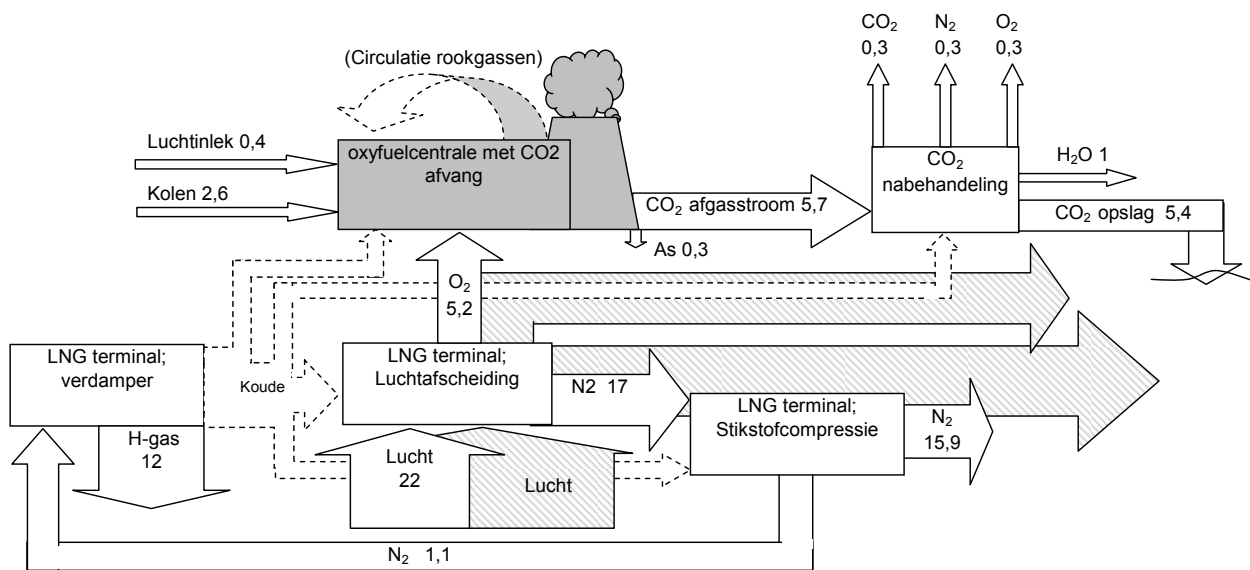
Oxyfuel met CO₂-verwijdering, stand alone



Oxyfuel met CO₂-verwijdering, geïntegreerd



Figuur 19 Massabalans kolengestookte oxy-fuel centrale



Figuur 19 geeft de massabalans voor de oxy-fuel gestookte kolencentrale. De koude van de 12 CBM LNG-terminal is ruim voldoende om de voor de e-centrale benodigde 5,4 Mton O₂ energie-efficiënt te produceren. In het concept wordt hiervoor ca 2,0 van de 10,0 PJ 'beschikbare' koude ingezet.

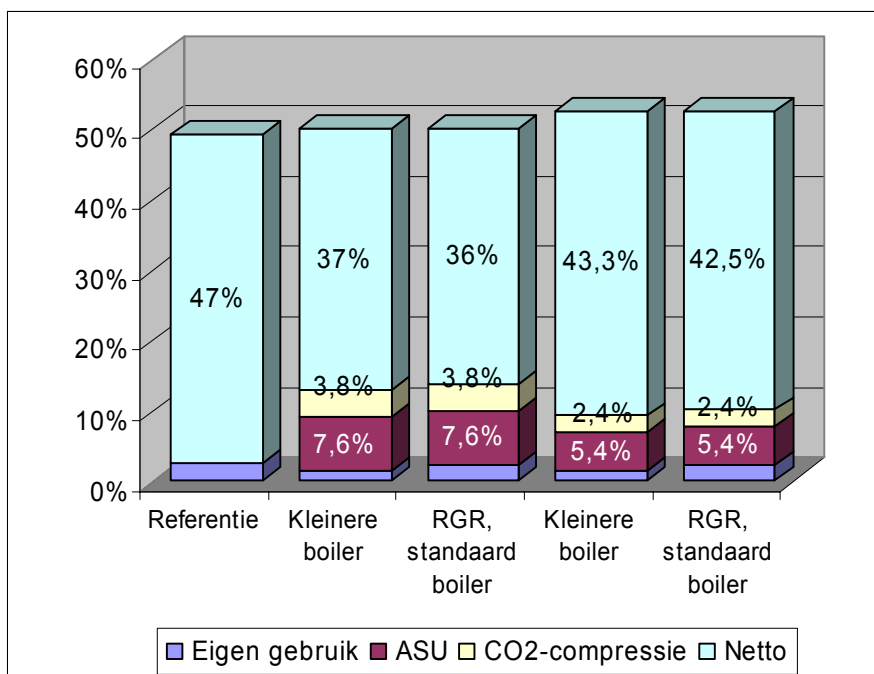
De overige 8,0 PJ aan koude concept wordt in het concept ingezet voor de koelcyclus van de e-centrale (3,0-3,3 PJ) en voor de CO₂-compressie (4,0-4,3 PJ). Zoals eerder aangegeven zou het ook nog een optie zijn om de koude in te zetten voor elektrisch vermogen (bijv. voor de compressor van de luchtscheidingsfabriek).

Wanneer uitgegaan wordt van een kleinere LNG-terminal, bijv. 8 CBM, dan neemt de hoeveelheid beschikbare koude evenredig af. Er blijft dan voldoende koude beschikbaar voor de energie-efficiënte O₂-productie, maar er zal minder ingezet kunnen worden voor de e-centrale of de CO₂-compressie. Het positieve effect op het totale energetische rendement neemt daardoor min of meer evenredig af.

3.5 Energie

Een overzicht van energetisch rendement is gegeven in Figuur 20. Als referentie staat hierbij een reguliere kolengestookte centrale zonder CO₂-afvang.

Figuur 20 Energetisch rendement oxy-fuel gestookte kolencentrale



Het bruto elektrisch rendement van de oxy-fuel centrale is iets hoger dan voor de standaard ultra superkritische kolencentrale, vandaar dat de staven in de Figuur 20 iets groter zijn. Oorzaak hiervan is dat door het kleinere afgassen volume door de ketel heen, het ketelrendement iets toeneemt. Daarnaast neemt bij de geïntegreerde oxy-fuel-centrale de brutoproductie nog iets verder toe door het verlagen van de condensertemperatuur.

Berekeningen zijn ook uitgevoerd voor een oxy-fuel centrale die niet is geïntegreerd met LNG-koude (data weergegeven in bijlage C). Hier leidt zuurstofproductie en nabehandeling van de CO₂ tot een afname van het rendement met meer dan 11% punten. Bij de geïntegreerde installatie wordt op het aan beide posten gerelateerde eigen gebruik 3% bespaard. Het kunnen afzien van een SCR en ROI geeft een besparing van ongeveer 1% punt op het eigen gebruik.

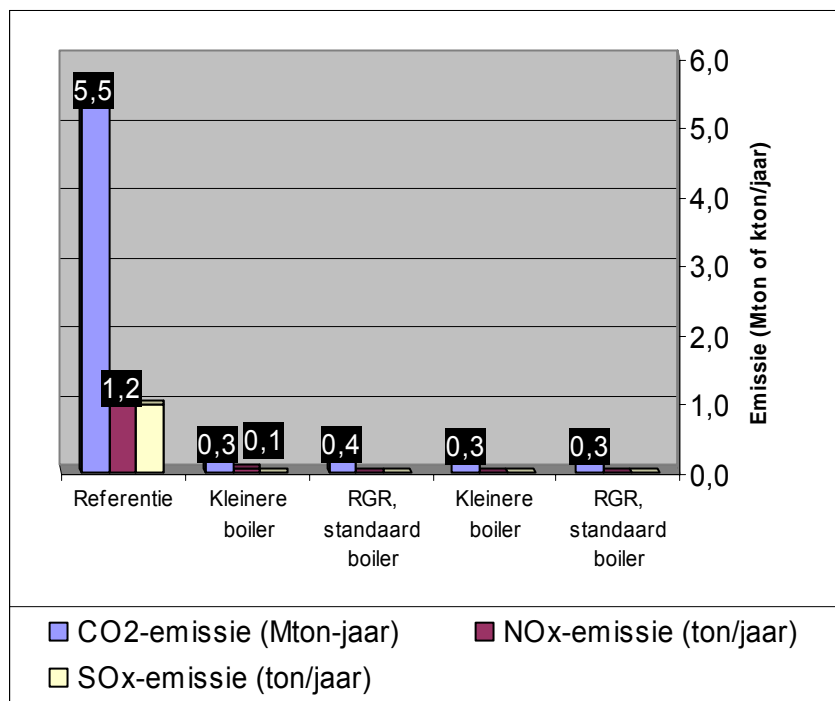
In totaal leidt dit tot een energetisch rendement van ca. 43% (42,5-43,3%). Dit is een nettoverlies van ca. 4% t.o.v. de reguliere kolencentrale.



3.6 Milieu

Figuur 21 geeft de emissies van CO₂ en NO_x van de oxy-fuel gestookte kolen-centrale.

Figuur 21 Emissies oxy-fuel gestookte kolencentrale



De emissies naar lucht nemen in alle gevallen significant af, voor SO₂ en NO_x met name door de reactie van beide verbindingen met water. De resterende emissies zijn verwaarloosbaar, in de orde van grootte van tonnen per jaar.

Er is een restemissie van ca. 0,3 Mton CO₂. Deze vindt plaats bij de nabehandeling van CO₂. Die nabehandeling is nodig om zuurstof te verwijderen, zodat de CO₂ voldoet aan de specificaties voor CO₂-opslag (paragraaf 3.1). Hierbij ontsnapt ca. 5% van de CO₂.

Er ontstaat condenswater door condensatie van de waterdamp die is gevormd bij verbranding van steenkool. Dit water zal in ieder geval beladen zijn met zwavelzuur en salpeterzuur. Zwavelzuur mag op zich worden geloosd op zoutafvoerend oppervlaktewater, maar de nitraat zurrest zal waarschijnlijk moeten worden verwijderd voordat lozing kan plaatsvinden.

De condens is daarnaast waarschijnlijk beladen met zware metalen, die middels fysisch chemische reiniging kunnen worden verwijderd.

3.7 Onderlinge afhankelijkheid: back-up voorzieningen

In de geïntegreerde LNG oxy-fuel centrale zijn drie processen met elkaar verbonden: LNG-verdamping, zuurstofproductie en oxy-fuel kolenverbranding. Daardoor zijn de processen afhankelijk van elkaar: de oxy-fuel kolencentrale is afhankelijk van de ongestoorde levering van zuurstof, en de zuurstoffabriek van beschikbaarheid van koude van de LNG-terminal.

Continuïteit is echter niet gegarandeerd:

- enerzijds zijn er discontinuïteiten in de verschillende processen. Zo gaan de huidige plannen er vanuit dat de LNG-terminal hoofdzakelijk in de wintermaanden LNG uit zal zenden, niet in de zomer;
- anderzijds zijn er risico's op storingen in productieprocessen.

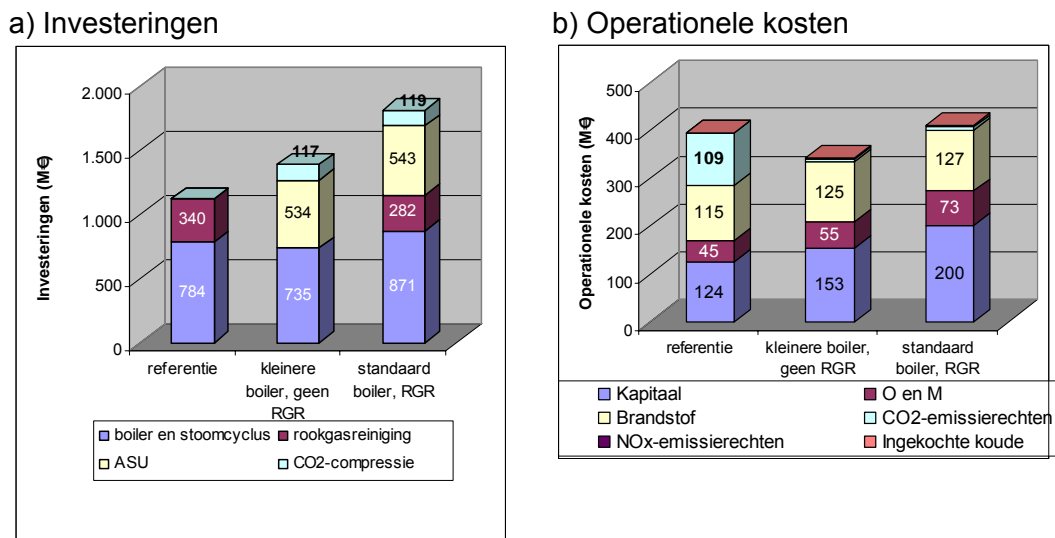
Om deze discontinuïteiten op te vangen zullen back-up voorzieningen nodig zijn. Het gaat daarbij vooral om de ongestoorde levering van zuurstof aan de e-centrale. Hierbij kan gedacht worden aan extra voorzieningen in de zuurstof-fabriek en aan zuurstofopslag.

Het vraagt technologisch maatwerk om de omvang en kosten van de benodigde back-up voorzieningen vast te stellen. Dit valt buiten het bestek van dit onderzoek. Deze kosten zijn niet meegenomen in de onderstaande ramingen van investeringen.

3.8 Kosten

Figuur 22 geeft de investeringen (a) en operationele kosten (b) voor de geïntegreerde oxy-fuel-kolencentrale.

Figuur 22 Investeringen (a) en operationele kosten (b) voor de geïntegreerde oxy-fuel-kolencentrale



Noot: ramingen van investeringen zijn exclusief kosten voor back-up voorzieningen.

Investeringskosten

De investeringskosten voor de oxy-fuel centrale hangen sterk af van de mate waarin de boiler omvang kan worden verkleind en de noodzaak - of het ontbreken daarvan - van een rookgasreinigingsinstallatie. Onze inschatting is dat de specifieke investering varieert tussen € 1.300/kWe voor een niet geïntegreerde oxy-fuel-centrale zonder rookgasreiniging en met een kleinere boiler tot € 1.800/kWe voor een geïntegreerde centrale met rookgasreiniging en standaard gedimensioneerde boiler.



De aangegeven integratiestappen vergen aanvullende investeringen in de luchtscheidingsfabriek, stoomturbine e-centrale en CO₂-compressie-eenheid. Te denken valt aan warmtewisselaars, leidingen, pompen en compressoren.

De grootste extra investering zal nodig zijn in de zuurstoffabriek. Deze bedraagt ca. M€ 130 M€ 400 voor een niet geïntegreerde installatie en zo'n M€ 530 voor een geïntegreerde oxy-fuel centrale, vanwege de benodigde tweede compressor). Voor de CO₂-compressie zijn extra pompen en warmtewisselaars nodig. Daar staat tegenover dat investeringen voor een koelmachine en een compressor achterwege kunnen blijven. Netto is de verwachting dat dit tot een besparing leidt. Voor de e-centrale zal een warmtewisselaar nodig zijn. Kosten hiervan zijn relatief beperkt, ordegrrootte M€ 10.

Zoals aangegeven zijn de kosten voor extra back-up voorzieningen niet in de ramingen meegenomen.

Aan de andere kant kunnen integratiestappen tot verdere kostenbesparingen leiden. Zo wordt in de demo oxy-fuel kolencentrale van Vattenfall de compressor van de zuurstoffabriek direct aangesloten op de turbine van de e-centrale.

De benodigde investeringen zouden in verder technologisch onderzoek verder in kaart gebracht moeten worden.

Door de integratie zullen in de ORV's van de LNG-verdampingseenheid andere vloeistoffen en gassen toegepast worden, zoals condensorwater van de e-centrale. De investeringen in de ORV's worden gelijk verondersteld met die in de referentiesituatie. Mogelijk zullen aanvullende back-up voorzieningen (hulp-warmtekettels) nodig zijn in verband met fluctuaties in het uitzenden van gas en de e-centrale. Dit zou nader in beeld gebracht moeten worden.

Operationele kosten

Vaste jaarlijkse kosten zijn geschat als een vast percentage (4%) van de investering. De brandstof- en elektriciteitskosten volgen uit de geconsumeerde/geproduceerde hoeveelheden. Als brandstofprijs is hierbij een waarde van € 2/MJ gehanteerd. Voor de CO₂-emissierechten is een prijs van € 20/ton CO₂ aangehouden.

In deze variant zullen bedrijven onderling producten (koude, zuurstof) gaan leveren waarmee deze een prijs krijgen. In de berekeningen is voor de levering van koude een prijs aangehouden van 1 €/GJ. In de analyse is er vanuit gegaan dat O₂-productie en elektriciteitsproductie in een bedrijf zijn geïntegreerd en is er voor O₂ geen prijs opgenomen. Bij outsourcing van O₂-productie zou dit wel een kostenpost worden voor de e-centrale. Overigens geldt dat netto binnen het gehele systeem kosten en baten elkaar opheffen.

De schatting van de jaarkosten zijn niet helemaal compleet. Er is in ieder geval geen kostenpost opgenomen voor het zuiveren of op riool lozen van het bij CO₂-nabehandeling ontstane condensaat. Ook zijn er mogelijk extra kosten voor back-up voorzieningen.

3.9 Veiligheid

Werken met zuurstof is niet zonder risico. Maar gebruik van zuurstof is een activiteit die in de Rijnmond bij veel industriële bedrijven gangbaar is.

LNG is op zich een brandbaar materiaal. De LNG-industrie heeft echter een uitstekend 'veiligheidsrecord' (CE, 2003) wat erop wijst dat de risico's goed beheersbaar zijn.

Samenvattend lijken risico's gerelateerd aan oxy-fuel technologie geïntegreerd met een LNG-terminal niet duidelijk hoger dan bij een conventionele poederkoolcentrale.



4 Vergelijking stand-alone kolen vs. de LNG oxy-fuel route

In dit hoofdstuk wordt de geïntegreerde oxy-fuel route vergeleken met de stand-alone referentiesituatie met een losse kolencentrale en LNG-terminal.

4.1 Stand der techniek

Voor beide concepten geldt dat ze nog niet integraal worden toegepast, maar dat er wel ervaring bestaat met de verschillende deelprocessen.

Bij de stand-alone situatie wordt stap post-combustion capture van CO₂ bij de kolengestookte centrale nog niet op commerciële schaal toegepast. Demonstratieprojecten zijn wel in voorbereiding.

Bij de oxy-fuel route wordt de stap oxy-fuel verbranden nog niet op commerciële schaal toegepast. Ook hier zijn demo's in voorbereiding.

Tabel 4 en Tabel 5 geven de ontwikkelingsstadia van de verschillende onderdelen, resp. voor de oxy-fuel variant en de stand-alone variant.

Tabel 4 Technologische ontwikkeling stand-alone variant

	Onderzoek concept + laboratorium	Pilot-plant	Demo/ in uitvoering
<i>Overall</i>			
<i>Per component</i>			
Ketel/krachtopwekking			
de-SO _x en de NO _x			
CO ₂ -afvang			
CO ₂ -compressie			

Tabel 5 Technologische ontwikkeling 'oxy-fuel variant'

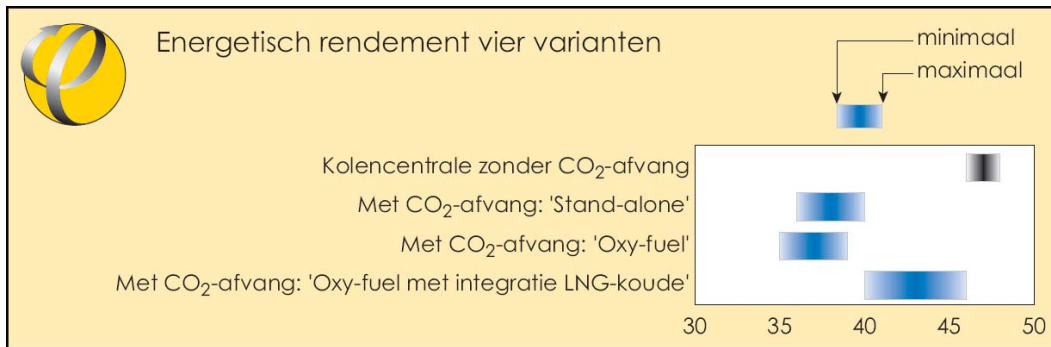
	Onderzoek concept + laboratorium	Pilot-demo plant	In uitvoering (op schaal 1.000 MW centrale)
<i>Overall</i>			
<i>Per component</i>			
O ₂ -fabriek geïntegreerd met LNG-verdamping			
Oxy-fuel verbrandingsproces		Vattenfall 2008	
CO ₂ -compressie			

4.2 Energiebalans

Het energetisch rendement ligt bij de geïntegreerde oxy-fuel route ca. 6% hoger dan bij de stand-alone situatie.

In beide gevallen is er sprake van onzekerheden: (ordegrootte 3%). Bij stand-alone betreft dit met name de effectiviteit van de post-combustion capture.

Figuur 23 Energetische rendementen van de varianten



4.3 Milieuaspecten

Emissies CO₂

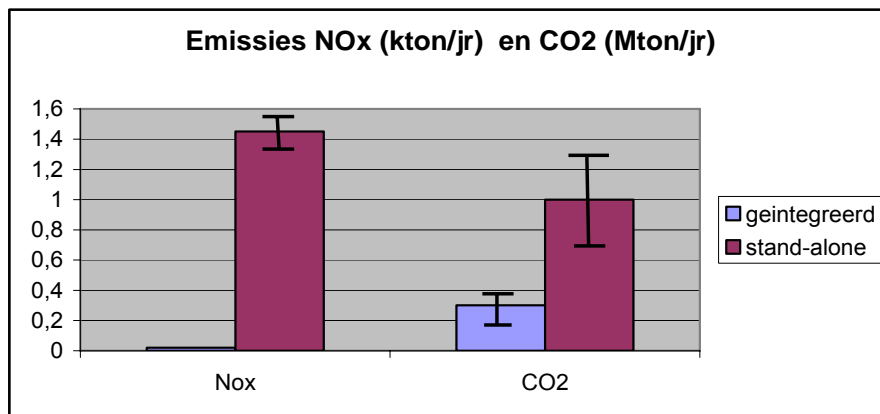
In de stand-alone variant is er nog sprake van een aanzienlijke emissie van CO₂. Over de omvang hiervan bestaat aanzienlijke onzekerheid (afhankelijk van verwijderingsrendement post-combustion capture).

In de geïntegreerde variant (oxy-fuel route) zijn er ook nog CO₂-emissies maar deze liggen op een duidelijk lager niveau.

Emissies NO_x

In de stand-alone variant zijn er substantiële emissies van NO_x. In de oxy-fuel variant zijn deze verwaarloosbaar.

Figuur 24 Vergelijking emissies CO₂ en NO_x



4.4 Veiligheid

Bij de stand-alone variant vormt de veiligheid een serieus aandachtspunt wanneer chilled-ammonia als absorbens wordt toegepast. Ammoniak heeft een hoge toxiciteit en bij bestaande toepassingen van ammoniak (koelinstallaties) is veiligheid dan ook een belangrijk issue. In geval van post-combustion betreft het zeer grote hoeveelheden.



Bij de oxy-fuel route is de veiligheid een aandachtspunt bij de integratie van LNG- en zuurstofproductie. Wanneer de LNG in contact zou komen met de zuurstof is er explosiegevaar. Dit stelt eisen aan het ontwerp van de installatie en aan de bedrijfsvoering. De operatie van dit type terminals in Japan geeft in de afgelopen decennia geen problemen opgeleverd.

4.5 Kosten

Investeringskosten

Voor beide varianten geldt dat er aanzienlijke onzekerheden bestaan over de omvang van de benodigde investeringen.

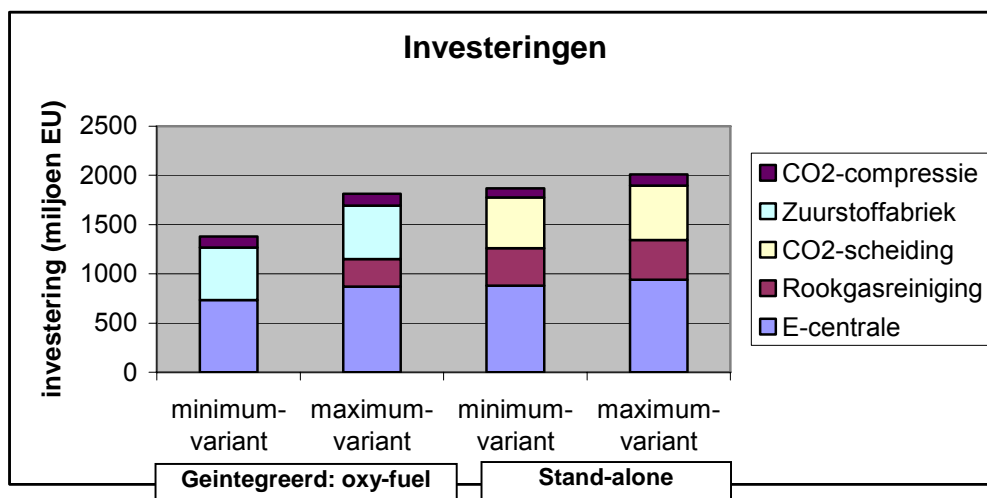
Bij de stand-alone variant richt deze onzekerheid zich op de post-combustion capture installatie. Dit komt doordat er onduidelijkheid is over het absorptie- en over de technologieopscaling.

Bij de oxy-fuel route zijn er onzekerheden over:

- de kosten van de met LNG-verdamping geïntegreerde zuurstoffabriek (die bovendien tot de grootste ter wereld zou gaan behoren);
- ketel, turbines en andere installaties kunnen kleiner worden uitgevoerd vanwege de (ca. 80%) kleinere doorzet van verbrandingsgassen;
- noodzaak tot de-NO_x en de-SO_x, als deze niet nodig zijn worden de kosten lager;
- noodzaak tot het treffen van back-up voorzieningen (bijv. O₂-opslag en hulp-warmteketels in LNG-terminals);
- overige efficiëntieverbeteringen als gevolg van integratie.

In de vergelijking van de investeringskosten zijn de kosten voor de LNG-verdamper buiten beschouwing gelaten. Aangenomen is dat deze vergelijkbaar zullen zijn voor beide varianten.

Figuur 25 Investerings: resp. post-combustion capture en geïntegreerde oxy-fuel variant



Noot: in de figuur zijn de kosten voor de back-up voorzieningen niet meegenomen.

4.6 Operationele kosten

Hieronder gaan wij nog in op de kosten voor Operation & Maintenance (O&M), de brandstofinzet en de CO₂-emissierechten. De afschrijving wordt buiten beschouwing gelaten omdat deze direct afleidbaar zijn uit de investeringen. Ook de kosten voor NO_x-emissies in het kader van NO_x-emissiehandel zijn buiten beschouwing gelaten.

De kosten voor O&M zijn evenredig met de investeringen. Onzekerheden in de investeringen werken dus direct door in de ramingen voor O&M.

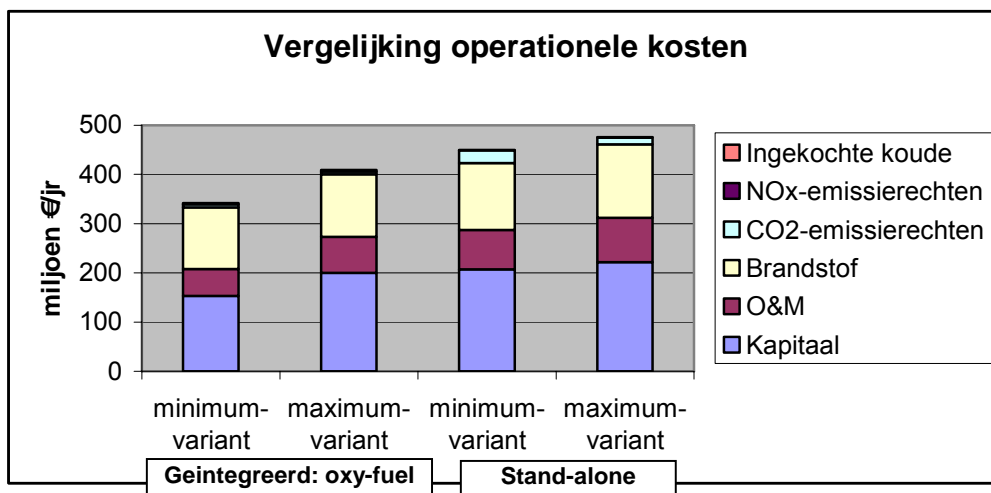
De brandstofkosten zijn omgekeerd evenredig met het energetisch rendement van de centrale. Omdat het rendement van een geïntegreerde centrale ca. 6% hoger ligt, zijn de brandstofkosten dus evenredig lager.

De kosten voor CO₂-emissierechten zijn lager voor het geïntegreerde concept omdat de CO₂-emissies lager zijn. Voor de CO₂-emissierechten is een prijs gehanteerd van € 20 per ton CO₂. Deze zou echter lager of hoger kunnen liggen.

Voor elk van de aangegeven aspecten scoort het geïntegreerde concept beter. Daardoor liggen ook de totale operationele kosten lager.



Figuur 26 Vergelijking operationele kosten





5 Effect bij een gasgestookte centrale

In dit hoofdstuk wordt voor een gasgestookte centrale de oxy-fuel route vergeleken met een stand-alone situatie. Daarbij gaan we met name in op de verschillen met de hiervoor beschreven situatie met de kolencentrale.

5.1 De variant stand-alone gas

De variant stand-alone gaat uit van een STEG (gecombineerde Stoom- en Gasturbine). Het energetisch rendement van een STEG ligt op een hoog niveau, ca. 58%.

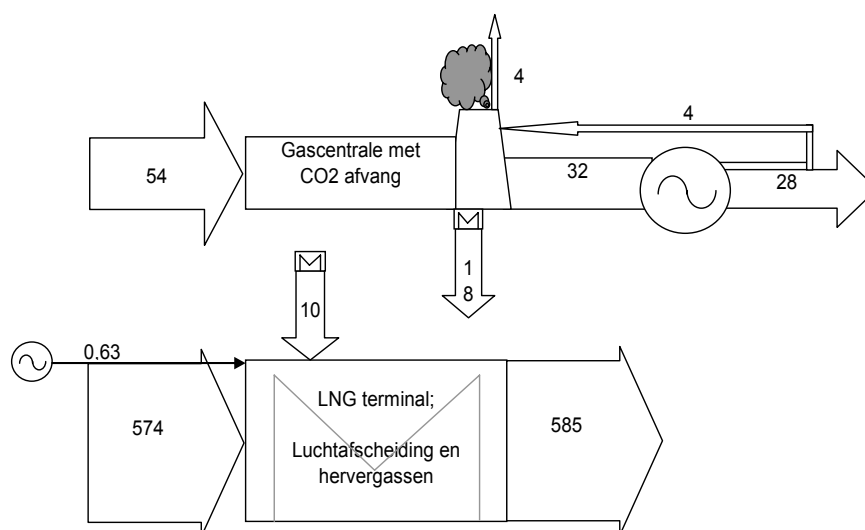
Daarbij wordt uitgegaan van grootschalige gasturbines in de vermogensrange van 250-350 MWe, zoals bijvoorbeeld toegepast bij de Intergen-centrale in de Rijnmond (CE, 2007). Zoals in de rest van deze studie wordt ook hier uitgegaan van een totaal vermogen van 1.000 MWe. Verder wordt ook hier uitgegaan van een centrale die 7.500 vollasturen per jaar maakt, met een energieproductie van 7.500 GWh per jaar.

Voor de post-combustion CO₂-afvang wordt uitgegaan van dezelfde uitgangspunten als bij de kolengestookte centrale. Doorrekening is uitgevoerd op basis van CO₂-afvang met MEA. Met chilled ammonia zou mogelijk een hoger rendement kunnen worden gehaald.

5.1.1 Energiebalans

De energiebalans voor de stand-alone gasgestookte e-centrale is weergegeven in Figuur 27:

Figuur 27 Energiebalans stand-alone gas



5.1.2 Indicatie van milieu- en economische effecten

Onderstaande tabel geeft een beknopt overzicht van milieu-effecten en economische effecten. Getallen zijn afkomstig uit (CE, 2006). Net als bij de kolencentrale is energie-efficiëntie zowel van belang voor de milieu- als de economische performance.

In Tabel 6 is dit zichtbaar gemaakt door onderscheid te maken in emissie en restemissie CO₂. Voor gascentrales is daartoe een emissiereductie van 85% aangehouden.

Tabel 6 Kerncijfers gasgestookte centrale variant stand-alone exclusief en inclusief CO₂-afvang

	Exclusief CO ₂ -afvang	Inclusief CO ₂ -afvang
<i>Energie-efficiëntie</i>		
Energiegebruik (PJ)	47	53
Energetisch rendement elektriciteitscentrale (%)	58	51
<i>Milieu</i>		
Restemissies CO ₂ (Mton/jaar)	2,6	0,6
Restemissies NO _x (kton/jaar)	0,6	0,6
<i>Economie</i>		
<i>Investeringskosten (M€)</i>		
Elektriciteitscentrale inclusief CO ₂ -opslag	470	890
<i>Waarvan:</i>		
* elektriciteitscentrale	470	510
* CO ₂ -afvang		320
* CO ₂ -compressie		60
<i>Operationele kosten (M€/jr)</i>		
Brandstof	190	210
O&M	10	30
CO ₂ -emissierechten	30-130	6-30

5.2 De oxy-fuel route met gas

5.2.1 Technologische ontwikkeling

Een gasgestookte oxy-fuel centrale is niet commercieel in operatie. Wel zijn er demo-projecten in voorbereiding.

Het verst gevorderd is het op gasmotor technologie gebaseerde systeem van Clean Energy Systems waarbij gas met zuurstof onder hoge druk wordt verbrand in de aanwezigheid van zuiver water (Pronske e.a., 2006). De daarbij geproduceerde stoom wordt samen met CO₂ in conventionele stoomturbines geëxpandeerd, waarna de waterdamp wordt gecondenseerd en CO₂ overblijft voor nabehandeling, compressie en opslag. Er zijn in zowel Noorwegen (ZENG) als Nederland (ZEPP) initiatieven voor de realisatie van demonstratieprojecten. Deze betreffen resp. de bouw van een oxy-fuel demonstratieplant van 40 en 50 MW. In beide gevallen gebaseerd op de technologie van CES.



Vooralsnog zijn de verwachte rendementen met circa 30-40% aan de lage kant in vergelijking tot een STEG. CES is bezig met onderzoek naar verbrandingsmotoren met hogere rendementen waarbij men rendementen van 55% haalbaar acht (SEQ, 2007).

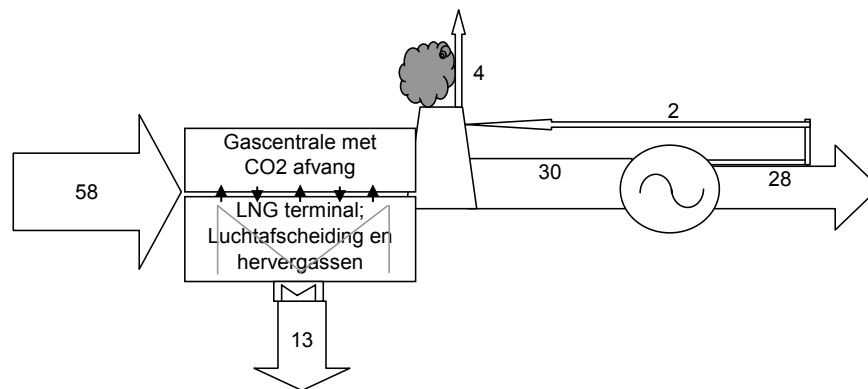
Een alternatief voor het CES-concept is oxy-fuel-technologie gebaseerd op meer conventionele boiler-technologie. Dit lijkt perspectief te bieden op rendementen in de orde van 45% zonder dat veel technologieontwikkeling nodig is. De technologie is - gezien de plannen voor de Vattenfall 30 MWe kolengestookte centrale - qua ontwikkeling vergelijkbaar even ver als de Clean Energy Systems technologie.

In deze studie is dan ook uitgegaan van oxy-fuel technologie op basis van conventionele boiler-technologie. In feite betreft het een systeem vergelijkbaar met het in voorgaande paragraaf beschouwde kolengestookte oxy-fuel systeem. Belangrijkste verschil is dat bij inzet van gas geen rookgasreiniging en geen randapparatuur specifiek voor inzet van steenkool (kolen manipulatie, kolenmolen, etc.) nodig is. Vanwege de overeenkomsten met de kolengestookte variant worden in deze paragraaf enkel de resultaten gegeven.

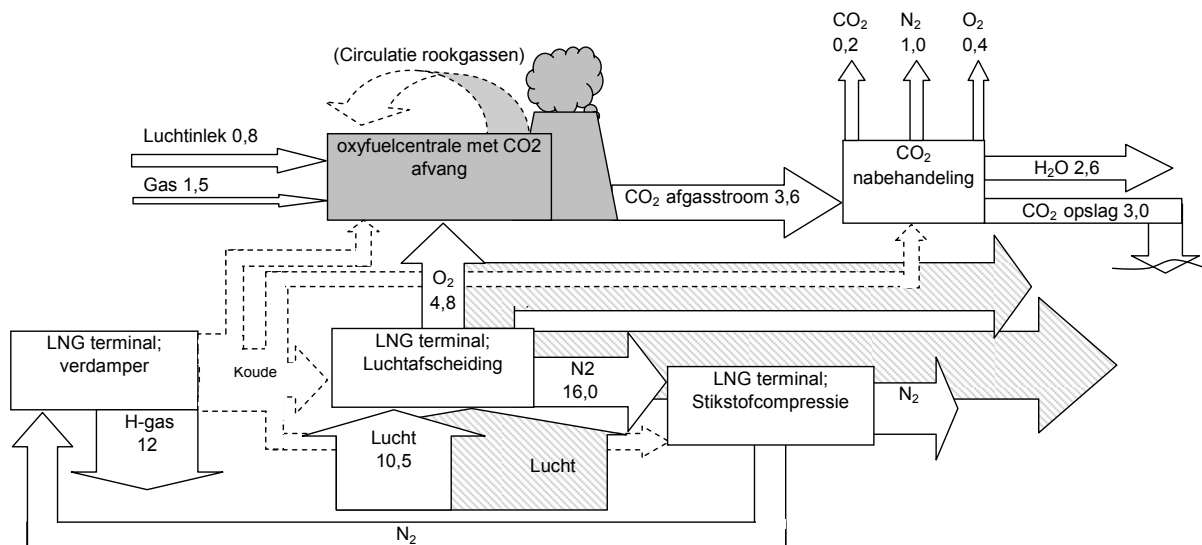
5.2.2 Energie- en massabalans

Figuur 28 geeft de energiebalans voor het bestudeerde concept.

Figuur 28 Energiebalans oxy-fuel gas (concept conventionele boiler)



Figuur 29 Massabalans oxy-fuel gas (concept o.b.v. conventionele boiler)



5.2.3 Effecten op milieu en economie

Energetisch rendement

Het energetisch rendement van de centrale ligt op 48%, indien geen CO₂-opslag wordt toegepast, en 46% wanneer de CO₂ wel wordt opgeslagen. Dit is als volgt opgebouwd.

Tabel 7 Energetisch rendement oxy-fuel-centrale (%)

	Met afvang	Zonder afvang
Brutoproductie		
a Reguliere stoomcyclus	49,7%	50,0%
b Expansie purge	1,2%	
	50,9%	50,0%
Verbruiken		
a Voedingwaterpompen, etc.	0,7%	0,7%
b CO ₂ -compressie	2,8%	
c Zuurstoffabriek	1,7%	1,7%
Netto geleverd	45,7%	47,6%

De rendementen zijn iets hoger dan bij de oxy-fuel kolenroute omdat veel rand-apparatuur voor kolenmanipulatie ontbreekt.

Emissies

Wanneer geen CO₂-opslag plaatsvindt zal ca. 3,2 Mton/jaar CO₂ vrijkomen. Daarnaast worden dan per jaar ca. 400 ton NO_x geëmitteerd. Wanneer wel CO₂-opslag plaatsvindt worden de CO₂-emissies teruggebracht tot ca. 0,2 Mton. De emissies van NO_x zijn verwaarloosbaar.



Tabel 8 Emissies oxy-fuel centrale (kolengestookt)

	CO ₂ (Mton/jaar)	NO _x (kton/jaar)
Zonder CO ₂ -opslag	3,2	0,4
Met CO ₂ -opslag	0,2	0

Investeringsen

Omdat het onderzochte technologische concept niet in uitvoering is, zijn de ramingen van investeringskosten in sterke mate indicatief.

De investeringskosten zijn berekend door uit te gaan van de investeringskosten voor de kolengestookte oxy-fuel centrale (paragraaf 3.7). Daarbij zijn twee varianten in beeld gebracht: een variant met een kleinere boiler (in verband met kleinere doorzet van zuurstof/lucht) en één met een normale boiler.

In het concept ontbreken de kosten voor rookgasontzwaveling, elektrofilter en de-NO_x. De installatie voor compressie en destillatie van CO₂ vergt een kostenpost van circa M€ 35 zonder CO₂-nabehandeling (Dillon, 2006; Sintef, 2007 PM). Veiligheidshalve is deze post met een factor van 150% vermenigvuldigd. De zuurstoffabriek vergt een investering van ca. M€ 520 (Dillon, 2006).

Tabel 9 Investeringsen gasgestookte oxy-fuel centrale (o.b.v. concept conventionele boiler), in M€

	Minimum-variant	Maximum-variant
E-centrale	604	724
Rookgasreiniging	0	0
Zuurstoffabriek	520	520
CO ₂ -compressie	80	80

In de investeringen zijn de kosten voor de LNG-verdampers niet meegenomen, omdat deze vergelijkbaar zijn voor oxy-fuel en stand-alone concept.

Operationele kosten

Vaste jaarlijkse operationele kosten zijn net als bij alle andere centrales geschat als 4% van de investering. De brandstofkosten en de elektriciteitskosten volgen uit de geconsumeerde respectievelijk geproduceerde hoeveelheden. Voor de CO₂-emissierechten is een bandbreedte van € 10 tot € 50 gehanteerd.

Tabel 10 Operationele kosten oxy-fuel gas

	Kosten (€/jaar)
O&M	25
Brandstofkosten	240
CO ₂ -emissierechten	2-10

5.3 Vergelijking concepten

Het beschouwde oxy-fuel concept heeft een lager rendement dan de conventionele STEG. Achterliggende oorzaak is het hoge rendement van de STEG van 58%. Ook bij additionele post-combustion capture blijft dit rendement hoog, in de orde van 50%. Het concept voor oxy-fuel op basis van een conventionele boiler komt, inclusief opslag van CO₂, uit op een rendement van ca. 46%.

Een ander concept is dat van een gasmotor, zoals gepland voor het demonstratieproject van SEQ in Drachten. Met de huidige stand van de techniek zal ook dit concept lager scoren dan de STEG met post-combustion. Voor dit concept wordt echter gewerkt aan verdere technologische ontwikkeling o.b.v. een geavanceerde gasmotor. Dit zou kunnen leiden tot hogere rendementen, mogelijk tot in de orde van de STEG.

De oxy-fuel variant scoort gunstiger ten aanzien van emissies van NO_x en CO₂. Maar qua investeringen en operationele kosten scoort de stand-alone variant gunstiger. Het laatste is het gevolg van het relatief ongunstige rendement.

Tabel 11 Vergelijking concepten gasgestookt (inclusief CO₂-opslag)

	Oxy-fuel	Stand-alone
<i>Energie-efficiëntie</i>		
Energiegebruik (PJ/jaar)	59	53
Energetisch rendement elektriciteitscentrale (%)	46	51
<i>Milieu</i>		
Restemissies CO ₂ (Mton/jaar)	0,2	0,6
Restemissies NO _x (kton/jaar)	0-0,04	0,4
<i>Investeringskosten (M€)</i>		
Elektriciteitscentrale	600-720 ¹⁰	510
Zuurstoffabriek	520	
CO ₂ -afvang		320
CO ₂ -compressie	80	60
Totaal	1.200-1.320	890
<i>Operationele kosten (M€/jr)</i>		
Brandstof	240	210
O&M	25	30
CO ₂ -emissierechten	2-10	6-30

10 Afhankelijk van grootte boiler (lage waarde correspondeert met toepassing van kleinere boiler door kleinere stroom zuurstof/lucht).



6 Bespreking met stakeholders Rotterdamse haven

6.1 Gevoerde gesprekken

Het in dit rapport beschreven concept is voorgelegd aan bedrijven uit de sectoren elektriciteitsproductie, LNG-verdamping en zuurstofproductie rond de Rotterdamse haven. Daarnaast is het concept voorgelegd aan de Hogeschool Rotterdam. Deze gesprekken hadden tot doel:

- de beschreven uitgangspunten en resultaten te toetsen aan de expertise van de betreffende bedrijven;
- een eerste indruk te krijgen van het draagvlak voor de oxy-fuel route.

De gesprekken zijn gevoerd door de heren C. Jordan (Deltalinqs) en A. de Buck (CE Delft).

Tabel 12 Overzicht gesprekken industriële bedrijven (+ HRO)

Bedrijf	Sector	Gesproken met
ENECO	Elektriciteitsproductie	P. Tavenier J. Jacobs
SEQ	"	W. van de Waal
E-ON	"	C. Hamers
Electrabel	"	P.M.
Vattenfall	"	L. Stromberg
Gate Terminal	LNG-terminal	S. Huisman K. Hoving G. Marien N. Zonneveld
4Gas	"	F. de Boer
Air Products	Zuurstoffabricage	K. Sanderse
Air Liquide	"	R. van Nielen R. Breslau
Linde Gas	"	P.M.
Hogeschool Rotterdam	Onderwijs	S. Bollwerk
Havenbedrijf Rotterdam	Port Authority	R. Melieste S. Rijdsijk

Opvallend was de positieve tenor uit vrijwel alle reacties van bedrijven. In zijn algemeenheid wordt het concept als realistisch gezien. Tegelijk zijn aandachtspunten meegegeven voor verdere uitwerking.

6.2 Reacties

De belangrijkste punten die uit de gesprekken naar voren kwamen zijn onderstaand weergegeven, onderverdeeld naar:

- algemene reactie op concept;
- aandachtspunten LNG-terminal;
- idem zuurstoffabriek;
- idem e-centrale;
- vervolgtraject/communicatie.

Algemeen:

- Duidelijke interesse in concept (alle bedrijven).
- Als het van de grond zou komen, gaat het om zeer grote volumes, daarmee ook commercieel van grote waarde.
- Belangrijk punt is wel de markt vraag: is er grootschalig behoefte aan zuurstof voor e-productie? Dit lijkt nu nog onzeker.
- Ruimtelijke ordening is belangrijke randvoorwaarde: liggen bedrijven voldoende dicht bij elkaar? Soms zijn er beperkingen doordat fysieke ruimte ontbreekt om nieuwe installaties (bijv. O₂-fabriek) te bouwen.

LNG-terminals:

- Bij LNG-terminals staat betrouwbaarheid/veiligheid/reliability centraal. Daarvan uit prioriteit om het ontwerp robuust en eenvoudig te houden.
- Er is echter interesse om te kijken of er mogelijkheden zijn om koude verdergaand te benutten.
- Een optie is benutting koude bij e-centrales ten behoeve van hoger rendement e-productie.
- Oxy-fuel is ook een serieus te bekijken optie.
- Belangrijke vraag zal zijn: is er behoefte in de markt?
- Er is bekendheid met de geïntegreerde terminals in Japan (LNG-verdamping geïntegreerd met luchtscheiding). De indruk is echter wel dat de marktsituatie in Japan duidelijk anders is dan die in Nederland.
- Belangrijk aandachtspunt bij oxy-fuel zal zijn de continuïteit:
 - de terminal zal ook stand-alone moeten kunnen functioneren: daartoe zijn back-up voorzieningen nodig;
 - omgekeerd moet rekening gehouden worden met fluctuaties in de levering van gas. Ook dit zal vragen om back-up voorzieningen.
- Veiligheidsaspect is ook cruciaal aspect voor oxy-fuel variant.
- Benutting LNG-koude ten behoeve van stikstofproductie is onderzocht. Is echter niet interessant vanwege ruimte beschikbaarheid stikstof uit Botlek (restproduct O₂-productie).
- Ontwikkeling gaat richting warmte-integratie met leverancier restwarmte. Het is wenselijk deze optie op te nemen en deze warmte-integratie als referentie te hanteren.
- Specificaties ten aanzien van LNG-terminals moeten beter worden toegesneden op situatie in haven Rotterdam:
 - uitgangspunt dat LNG-terminals 50/50 G-gas en H-gas gaan maken geldt niet meer: alles wordt H-gas, daardoor is ook minder N₂ nodig;
 - uitgangspunt is dat N₂ wordt betrokken van bestaande productie, dus geen nieuwe, plaatselijk te bouwen N₂-productie.
- Grootte beschouwde typerende LNG-terminal: 8 CBM in plaats van 12 lijkt beter aan te sluiten op plannen.
- Kapitaalkosten van vergassing en hulpketels liggen ca. een factor 2 hoger.
- Ook bij integratie met oxy-fuel kunnen hulpketels (back-up) nodig zijn ten behoeve van reliability (back-up voorzieningen).
- Kosten van integratie meenemen.
- In rapport moeten cijfers en uitgangspunten beter worden onderbouwd.
- Aandachtspunt zijn nog ontwikkelingen in toekomstige specificaties gas.



Zuurstoffabricage:

- Met LNG-terminals al gesproken over levering van stikstof om het gas op specificatie te brengen. In het luchtscheidingsproces komt stikstof vrij als bij-product van de zuurstofproductie.
- De indruk is dat het een realistisch concept is: in het productieproces van zuurstof kun je met LNG-koude aanzienlijke besparingen in het energiegebruik realiseren. Verdere invulling daarvan (hoe, hoeveel) vraagt overleg met experts.
- Belangrijk aandachtspunt is de veiligheid: zo heeft zich enkele jaren geleden een explosie voorgedaan bij een gas-to-liquid plant van Shell in Bintule (productie van schone brandstoffen uit aardgas). Dit is een kritieke factor.
- Dit soort risico's stelt extra eisen aan het ontwerp voor de uitwisseling van koude: voorkomen moet worden dat gas in aanraking komt met zuurstof, en voorkomen dat lucht aangezogen kan worden in een 'koolstofrijke' omgeving. Diverse toepassingen van LNG-koude zijn al bekend, dit sluit daar op aan.
- Eerste conceptrapport spreekt van 55-90% e-besparing in het productieproces van zuurstof door inzet van LNG-koude: kan dit verder onderbouwd worden?
- Specifiek zou daarbij gekeken moeten worden naar het energiegebruik bij zuurstofproductie: substantieel deel e-gebruik zit in eerste compressiestap. Koude kan hier niet direct worden ingezet in verband met condensatie van water en uitvriezen van CO₂. Hoe kan dit wel? Is LNG-koude te gebruiken voor opwekken van elektrisch vermogen/aandrijving compressoren?
- Bij kostenramingen en energiegebruik is sprake van aanzienlijke bandbreedtes, afhankelijk van ontwerp O₂-fabriek.
- Het zou bij de O₂-fabriek gaan om een zeer grote fabriek, wellicht de grootste wereldwijd. Opgenomen kostenraming O₂-fabriek (€M 340) lijkt aan de optimistische kant zou wellicht tot ca. €M 100 hoger moeten liggen.
- Bij CO₂-compressie rookgassen moet je rekening houden met samenstelling. Die is anders dan bij de afgassen van een waterstoffabriek;

Elektriciteitscentrale

- Concept sluit aan bij andere recente ontwikkelingen (oxy-fuel gasgestookte centrale in Drachten. Toepassing LNG-koude bij ENECOGEN).
- Concept gaat uit van recirculatie rookgassen. Wat voor effecten heeft dit op ketel en andere installatie-onderdelen zoals de rookgasreiniging?
- Wat is effect van hogere temperaturen op installatie?
- Vraagtekens bij mogelijkheden voor retrofit.
- Pilots/demo's zijn nodig om hier inzicht in te krijgen. Techniek nog niet zo ver dat deze nu grootschalig toegepast kan worden.
- Belangrijk is pilot van Vattenfall met een 30 MWth oxy-fuel gestookte kolen-centrale in Schwarze Pumpe, Duitsland. Het verdient aanbeveling daar op bezoek te gaan.
- Interessante variant zou ook zijn inzet van LNG-koude voor oxy-fuel kolenvergasning.
- Interesse in alle mogelijkheden om koude LNG te benutten. Daarbij zijn verschillende opties te onderscheiden: toepassing voor post-combustion (koeling voor chilled ammonia); oxy-fuel; andere toepassingen.
- Oxy-fuel is realistische interessante optie.

- Voor geplande nieuwe installatie kan gedacht worden aan open houden optie voor retrofit (later alsnog geschikt maken voor oxy-fuel).
- Daarnaast zullen bestaande installaties over ca. 10 jaar ook vervangen worden: dan wellicht ook optie om oxy-fuel te gaan stoken.
- Technisch lijkt aandachtspunt dat temperatuur in de oven hoger is. Dit stelt extra eisen aan verbrandingskamer/gebruikte materialen.
- Bij nieuwbouw zou volstaan kunnen worden met kleinere stoomketel + apparatuur daarachter.
- Ten behoeve van oxy-fuel proces is het niet nodig om in luchtscheidingsfabriek zuivere zuurstof af te scheiden, dit zou kosten luchtscheiding kunnen drukken.
- Noot: ook andere bedrijven, waaronder Lyondell, hebben behoefte aan zuurstof.
- Gevoel is dat investeringskosten post-combustion capture (ordegrootte € 400 miljoen) erg hoog zijn geschat, en dat deze kosten omlaag zullen gaan.
- Communicatie/proces.

Overall:

- Interessante optie: 'smart energy' zit hem vaak in integratie in plaats van in slimme technologie.
- Aanvullend voordeel is nog lagere lozingen van restwarmte (ontbreekt nog in verhaal).
- Oxy-fuel gas zou ook uitgewerkt moeten worden. Wellicht gaat prijs kolen op termijn omhoog. Vraag is of het wel zo interessant is om op kolen in te zetten;
- In massabalans oxy-fuel route ontbreekt nog ca. 2 PJ.
- Behoeft aan gevoeligheidsanalyse voor diverse parameters (waaronder investeringen), kan bandbreedte aangegeven worden?
- In rapport zit de impliciete aanname dat aardgas op specificatie Groningen zal blijven: vraag is dat in 2020 nog de standaard, of gaat aandeel N₂ op termijn omlaag?
- In concept wordt uitgegaan van rookgascirculatie. Dit om de temperatuur niet te hoog te laten worden, en bestaande verbrandingstechnologie in te kunnen zetten. Een hoger rendement zou in theorie gehaald kunnen worden door bij hogere temperaturen te opereren. Hier zou kunnen worden aangesloten op de technologie van kernreactoren.
- Scheidingsinstallatie: alternatieven voor koeling met kou? Rapport gaat uit van luchtscheiding via koeling; vraag kan het mogelijk nog energie-efficiënter door (aanvullend) membraam- of PSA-technologie toe te passen ?
- Argon: 1,3% in luchtscheidingsfabriek rapport schuift deze nu terzijde. Vraag: heeft dat waarde? Kan er iets mee worden gedaan?
- Rookgasreiniging NO_x en SO₂: Klopt het dat je met compressie de SO₂ en NO_x voldoende ver verwijdert om de genoemde 5 ppm te halen?



Vervolgtraject/communicatie

- Interesse in vervolgtraject en verder overleg met andere stakeholders (alle bedrijven).
- Bereidheid om mee te denken over proces, ook in samenwerking met andere bedrijven.
- Behoeftte aan bijeenkomst met andere partijen in de keten (elektriciteitsbedrijf, LNG-terminal, zuurstoffabriek).
- Bereidheid om interne expert bedrijf over te laten komen om verdere technische aspecten door te nemen.
- beknopte engelstalige versie is dringend gewenst, in verband met communicatie met hoofdkantoor.

Opmerkingen ten aanzien van het rapport zijn voor zover mogelijk verwerkt in deze versie.

6.3 Workshop

Het concept is verder besproken in een workshop met bedrijven uit de Rotterdamse haven. In de workshop is in beeld gebracht wat voordelen, risico's en aandachtspunten zijn voor het geïntegreerde concept. Conclusies zijn weergegeven in bijlage D. Kernpunten zijn:

- De voordelen van het concept worden breed onderschreven. Bedrijven zijn geïnteresseerd in verdere uitwerking.
- Een belangrijk aandachtspunt is de onderlinge afhankelijkheid van de processen. Dit vraagt om back-up voorzieningen.
- Beschikbare ruimte is een kritieke factor. In de Rotterdamse haven is deze beperkt.



7 Conclusies en aanbevelingen

7.1 Conclusies

Het uitgevoerde onderzoek had primair een verkennend karakter: een globale analyse van de mogelijkheden, de technische haalbaarheid en de effecten op energie, milieu en economie. Uit de verkenning volgt een aantal duidelijke hoofdlijnen:

De oxy-fuel route:

- 1 Het concept van integratie van LNG-koude - zuurstoffabricage - oxy-fuel kolencentrale lijkt een realistische en interessante optie. Als geheel is het nog nergens toegepast, maar de meeste componenten zijn commercieel in gebruik, of worden binnenkort op demonstratieschaal getest.
- 2 De hoeveelheid koude van LNG-terminals van de onderzochte schaal (12 Mton/jaar BCM) is ruim voldoende voor de zuurstofproductie voor een 1.000 MWe oxy-fuel gestookte centrale.
- 3 Naast de integratie van LNG-koude met zuurstof-productie kan de LNG-koude ook ingezet worden in elektriciteitsproductie, CO₂-compressie en het cryogeen opwekken van kracht.
- 4 Een belangrijk aandachtspunt is de onderlinge afhankelijkheid van de processen. Bij de integratie worden immers verschillende processen, met verschillende producten, aan elkaar gekoppeld. Deze processen lopen niet altijd parallel. Bovendien is er het risico op storingen. Om dit op te vangen zullen back-up voorzieningen nodig zijn. Daarbij kan gedacht worden aan opslagcapaciteit voor zuurstof en aanvullende voorzieningen in de zuurstoffabriek.
- 5 Een belangrijk punt is de technische ontwikkeling van oxy-fuel kolenverbranding. Deze technologie is nog niet operationeel. Wel zal Vattenfall in de loop van dit jaar een 30 MW pilot-installatie in gebruik nemen, als opstap naar een commerciële 1.000 MW installatie per 2020.

Vergelijking van de geïntegreerde oxy-fuel route met een stand-alone situatie.

Energie:

- 6 De oxy-fuel route geeft een aanzienlijk beter rendement (ca. 44%) dan de post-combustion variant (ca. 38%). Dit komt overeen met een verschil in jaarlijks energiegebruik van ca. 9 PJ.
- 7 De geplande warmte-integratie in de haven van Rotterdam tussen elektriciteitscentrales en LNG-terminals (afgassencentrale koelen met koude van LNG-installatie) leidt tot een besparing in de orde van 2,5 PJ. Dit gaat daarmee duidelijk minder ver dan het bovengenoemd potentieel.
- 8 In beide concepten (stand-alone en integratie) is er sprake van onzekerheden bij de energetische rendementen. Bij de stand-alone variant betreft de onzekerheid met name de post-combustion capture installatie (type absorbers, opschaling technologie, e.d.).

Milieu en veiligheid

- 9 De oxy-fuel variant scoort op het vlak van milieu aanzienlijk beter dan de stand-alone variant. De CO₂-emissie is ca. een factor vijf lager en de emissie van NO_x verwaarloosbaar (tegen ca. 1,4 kton/jr bij de stand-alone variant).
- 10 De CO₂-reductie is bij een kolengestookte elektriciteitscentrale een factor twee groter dan bij een gasgestookte centrale.
- 11 Veiligheid is een belangrijk aandachtspunt bij de oxy-fuel route. De combinatie LNG-vergassing/zuurstofproductie zou bij een ondeugdelijk ontwerp/bedrijfsvoering tot veiligheidsrisico's kunnen leiden. De ervaringen in Japan (geen noemenswaardige incidenten over een aantal jaren) duiden er op dat deze beheersbaar zijn. Bij de stand-alone variant moet bij toepassing van chilled ammonia (ammoniak bij lage temperaturen) ook serieus naar de veiligheid worden gekeken.

Overall

- 12 Overall geldt daarmee dat de geïntegreerde route voor alle aspecten duidelijke voordelen lijkt te bieden boven een stand-alone benadering.
- 13 Ook in geval geen oxy-fuel verbranding wordt toegepast, is het zinvol om de koude van LNG te benutten. De koude kan benut worden voor energie-efficiënte CO₂-compressie in de elektriciteitscentrale en in geval van chilled ammonia waarschijnlijk ook bij post-combustion CO₂-scheiding.

Economie

- 14 Ten aanzien van de investeringen is er sprake van aanzienlijke onzekerheden, zowel bij de variant integratie (oxy-fuel), als bij de variant stand-alone. Bij de oxy-fuel route is er sprake van extra investeringen, met name in de zuurstoffabriek, maar mogelijk ook van kostenbesparingen (kleinere elektriciteitscentrale, geen de-NO_x en de-SO_x nodig). Verder geldt dat back-up voorzieningen nodig zullen zijn. Uitwerking van back-up voorzieningen is technologisch maatwerk. Kosten hiervan zijn nog niet in te schatten en zijn in deze studie nog niet meegenomen.
- 15 Bij de stand-alone route zijn er grote onzekerheden in verband met de kosten van grootschalige post-combustion capture installaties (keuze absorbers, ontwikkeling van technologie en schaalvergroting). De berekeningen duiden er op dat de investeringskosten lager liggen bij de geïntegreerde variant.
- 16 Ten aanzien van de operationele kosten scoort de integratie/oxy-fuel route aanzienlijk beter dan de stand-alone variant. In de eerste plaats doordat, vanwege het hogere rendement, minder brandstof nodig is. Daarnaast doordat vanwege de lagere restemissies CO₂ minder aan CO₂-emissierechten betaald moet worden.

Ruimtelijke inpassing

- 17 In de haven van Rotterdam is weinig ruimte beschikbaar in de omgeving van de twee geplande LNG-terminals. Daarbij liggen de kolencentrales op ruime afstand van de LNG-terminals. Dit maakt het moeilijk om in de Rotterdamse haven tot integratie van LNG-terminals met oxy-fuel gestookte centrales te komen. Andere, minder ver gaande vormen van integratie (zoals benutting van de koude voor CO₂-compressie) vragen minder ruimte en zijn wellicht nog wel mogelijk. Verder kan bij de inrichting van de 2^e Maasvlakte rekening gehouden worden met dit concept.



18 In de Eemshaven lijkt ruimte wel beschikbaar. Op dit moment lijkt de LNG oxy-fuel route dan ook het meest kansrijk voor de Eemshaven.

7.2 Aanbevelingen

Het verdient aanbeveling om:

- 1 In de haven van Rotterdam en de Eemshaven LNG-terminals en (kolen-gestookte) elektriciteitscentrales dicht bij elkaar te plaatsen, zodat de verschillende kansen voor integratie kunnen worden benut.
- 2 Met de huidige geplande gronduitgifte zullen in de haven van Rotterdam LNG-terminals en elektriciteitscentrales op aanzienlijke afstand van elkaar worden geplaatst. Dit vermindert in sterke mate de kansen om integratievoordelen te behalen. Het verdient aanbeveling om een maximale inspanning te leveren om huidige of toekomstige bedrijven zoveel mogelijk nabij elkaar te plaatsen.
- 3 Bij nieuwbouw van LNG-terminals en elektriciteitscentrales in het ontwerp serieus te bekijken of er mogelijkheden zijn tot integratie.
- 4 Waar genoemde opties in de huidige situatie niet realiseerbaar zijn, is het zaak in processen zoveel mogelijk ruimte te laten voor retrofit.
- 5 De onderhavige studie heeft een verkennend karakter. Veel punten zijn gebaseerd op een globaal onderzoek. Gelet op de potentieel grote winst voor milieu en economie en de grote belangen op lange termijn is het zaak om nader procestecnologisch onderzoek uit te voeren. Kernpunten daarbij zijn de toepasbaarheid van de oxy-fuel kolenverbrandingstechnologie en de configuratie van back-up voorzieningen. Tevens is het zaak scherper in kaart te brengen wat in de specifieke situatie van de haven van Rotterdam en de Eemshaven de mogelijkheden zijn.



Literatuurlijst

Axens, 2004

A New Concept For Efficient LNG Trains Liquefin™ : 1st Russia & CIS Gas Technology Conference RGTC 2004 - Moscow 28 & 29 September
S.I. : Axens IF Group Technology, 2004

Berndsen, 2005

U. Berndsen
Ein Koloss zur Sauerstoffgewinnung : Aluminium für die drittgrößte Luftzerlegungsanlage der Welt
In : Aluscope, p. 18-19, 2005

Black, 2004

Wayne F. Hall, Joseph Fossella, Brian C. Price
The North American LNG Supply Chain : Strategies for Economic Growth
In : In World Energy, vol 7. no1, Black & Veath Corporation, 2004

Bove, 2005

Roberto Bove, Piero Lunghi
Industrial Engineering Department, University of Perugia
Electric power generation from landfill gas using traditional and innovative Technologies
S.I. : Elsevier Ltd., 2005

BP, 2004

Paul Hurst
CO₂ Capture and Storage : An overview of BP's activities
Sunbury : BP, Facilities & Topsides Team, Exploration and Production Technology Group, 2004

Burmeister, 2005

Hans H. Poulsen
Advantages of Ultra Super Critical Technology in Power Generation: Presentation at Clean Coal Technology, Sardinia May 2005
Lyngby : Burmeister & Wain Energy A/S, 2005

CCP, 2004a

Mark Simmonds, Ivano Miracca, Karl Gerdes
BP Exploration ; Snamprogetti S.p.A. ; ChevronTexaco,
Oxy-fuel Technologies for CO₂ capture : a techno-economic overview
S.I. : CO₂ Capture Project, 2004

CCP, 2004b

Project results
S.I. : CO₂ Capture Project, 2004

CCP, 2005

CCP2 Capture Programme

(Presentatie EU over CCP programma met oa recirculatie bij STEG)

Bruxelles : CO₂ Capture Project, 2005

CES/Siemens, 2006

Pronske e.a.

An overview of turbine and combustor development for coal-based oxy-syngas systems, Proceedings ASME Turbo Expo, Barcelona, 2006

Barcelona : CES/Siemens, 2006

CEE, 2007

Michelle Michot Foss

Introduction to LNG : an overview on liquefied natural gas (LNG), its properties, organization of the LNG industry and safety considerations

Austin : The University of Texas, Centre for Energy Economics (CEE), 2007

Chiesa, 2003

Paolo Chiesa, Stefano Consonni, Thomas G. Kreutz, Robert H. Williams

Co-production of Hydrogen, Electricity and CO₂ from Coal using Commercially-Ready Technology : Second Annual Conference on Carbon Sequestration

Washington : Politecnico di Milano ; Princeton University, 2003

ECN, 2007

D. Jansen

CO₂ in de industrie/CO₂-afvang: noodzaak techniek en kosten, presentatie congres CO₂ in de industrie, september 2007,

Petten : Energie Centrum Nederland (ECN), 2007

EIA, 2007

Anonymus

Energy Information Administration/Annual Energy Outlook 2007

Eisentrou, 2006

Brian Eisentrou, Steve Wintercorn, Barbara Weber

Study focuses on six LNG regasification systems

In : LNGjournal, July/August 2006 page 21-22

Elsam, 2005

N.O. Knudsen

Production of a liquid de-icer by evaporation of FGD waste water at Nordjyllandsværket, unit 3

Nordjyllandsværket : Elsam Engineering A/S, 2005

EPRI, 2007

Richard Rhudy, Sean Black

Chilled Ammonia Process Update

Lyon : Electric Power Research Institute (EPRI) ; ALSTOM, 2007



EU, 2004

Capture Project 2 : Capture Technology Overview, EU Roll-out
Bruxelles : European Union, 2004

Fazan, 2007

H. Farzan
Babcock and Wilcox Company
Development of cost-effective oxy-combustion for coal-fired boilers, Presentation
for the International Oxy-Cobustion Research Network
Windsor : IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2007

Fiveland, 2007

Woody Fiveland
Alstom Power Inc, USA
Advanced Combustion Technology : Oxy-Firing to Enable CO₂ Capture, Keynote
presentation for the International Oxy-Cobustion Research Network
Windsor : IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2007

Foster , 2007

Andrew Seltzer, Zhen Fan, Horst Hack
Oxy-fuel Coal Combustion Power Plant System Optimization
Livingston, NJ : Foster Wheeler North America Corp., R&D, 2007

Hall, 2004

W.F. Hall
The North American LNG supply chain: strategies for economic growth
Wolrd Energy, vol 7, no 1, 2004

Haskoning, 2007

Haskoning e.a.,
General Environmental Impact Study on CO₂-storage
Nijmegen : Royal Haskoning, 2007

IEA, 2004

D.J. Dillon, R.S. Panesar, R.A .Wall, R.J. Allam, V. White, J. Gibbins,
M.R. Haines
Mitsui Babcock Energy Limited, Renfrew, UK ; Alstom Power, Whetstone, UK ;
Air Products plc, Surrey, UK ;Imperial College, London, UK,
Oxy-combustion processes for CO₂ capture from advanced Supercritical PF and
NGCC Power Plant
Cheltenham : IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2004

IHS, 2006

Candida Scott
QUE\$TOR™LNG Regasification : An integrated software system leveraging
regional cost data for design and cost estimation of LNG facilities
S.I. : IHS Energy, Cost and Economics, 2006

Jülich, 2005

J. Linssen; P. Markewitz; M. Walbeck

Systemanalytische Bewertung von CCS : CO₂-Abscheidung und Speicherung:
Eine Zukunftsoption für die deutsche Klimaschutzstrategie?

S.I. : Forschungszentrum Jülich, 2005

Linde, 2005

Frank Wiessner

Sauerstoffbereitstellung für Kraftwerksprozesse : konventionelle Luftzerlegung
und neue Membrantechnologie

München : Linde AG, Geschäftsbereich Linde Engineering Entwicklung Verfahrenstechnik, 2005

Lysen, 2006

E.H. Lysen, D. Jansen, S. van Egmond

Afvang en opslag van CO₂: vermindering van de CO₂-uitstoot van fossiele brandstoffen om klimaatveranderingen tegen te gaan

S.I. : S.n. 2006

Mustang, 2006

'The Strategic Choice of Contrasting Vaporization Technologies'

Milos Soudek

Mustang, April, 2006

NETL, 2007

Mark C. Woods, et al.

Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants : Volume 1: Bituminous
Coal and Natural Gas to Electricity, Final report

S.I. : National Energy Technology Laboratory (NETL), 2007

Osaka, 2007

Toshiro Otsuka

Evolution of an LNG Terminal : Senboku Terminal of Osaka Gas

Osaka : Osaka Gas Co., Ltd., 2007

RWE, 2005

Johannes Ewers

CO₂-arme fossil gefeuerte Kraftwerke :Grundbaustein für effizienten weltweiten
Klimaschutz

S.I. : RWE Power AG, Neue Technologien, 2005

Sarifim, 2007

Adel Sarofim

University of Utah

Oxy-fuel Combustion : Progress and Remaining Issues. Keynote presentation for
the International Oxy-Cobustion Research Network

Windsor : IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2007



Selzer, 2007

Andrew Seltzer, Zhen Fan, Horst Hack
Oxy-fuel Coal Combustion Power Plant System Optimization : 7th Annual COAL-
GEN Conference Milwaukee, WI, August 1 - 3, 2007
Livingston (NJ) : Foster Wheeler North America Corp., 2007

Sintef, 2005

H.M. Kvamsdal, Th. Mejdell, et al.
Tjeldbergodden power/methanol CO₂-reduction efforts SP2: CCS
Sintef Energy Research, february 2005

Takahashi, 1999

Masaki Takahashi
Technologies for Reducing Emissions in Coal-Fired Power Plants
In : Energy Issues World Bank, nr. 14 august 1999, p. 1-8, 1999

Tokyo, 2002

Masaki Sugiyama
The Utilization of LNG Cryogenic Energy
Tokyo : Tokyo Gas Co., Ltd. 2002

UU, 2001

Carlo N. Hamelinck, André P.C. Faaij
Future prospects for production of methanol and hydrogen from biomass
Utrecht : Universiteit Utrecht, Copernicus Institute Department of Science
Technology and Society, 2001

Vattenfall, 2005

Lars Strömberg
CO₂ Capture and Storage and prospects for the future : EURISCOAL – 10th anni-
versary Brussels, June 21 -2005
Stockholm/Berlin : Vattenfall AB, 2005

Vattenfall, 2006

Lars Strömberg
CO₂ free Power Plant Project in Vattenfall Relations to the Dynamis project,
Large CCS projects meeting Brussels, September 5, 2006
Stockholm : Vattenfall AB, 2006

White, 2007

Vince White
Air Products PLC, UK
Purification of Oxy-fuel Derived CO₂ for Sequestration of EOR, presentation for
the International Oxy-Cobustion Research Network
Windsor : IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2007

Worldbank, 2007

Masaki Takahashi
Technologies for Reducing Emissions in Coal-Fired Power Plants
The world bank energy issues, 2007





De 'oxy-fuel' route

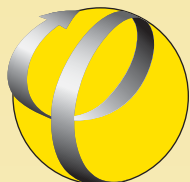
Flinke winst voor milieu
en economie door
integratie van LNG-verdamping,
zuurstofproductie en
elektriciteitsproductie

Bijlagen

Rapport

Delft, februari 2008

Opgesteld door: A. (Ab) de Buck
H.J. (Harry) Croezen
K. (Karen) Rensma





A Uitgangspunten ten aanzien van LNG-verdampingsinstallatie

A.1 LNG-verdampingsinstallatie

Uitgangspunt is een LNG-terminal met een uitzendvermogen van 12 Mton/jaar, (1.370 ton/uur). De installaties worden ontworpen op een maximale doorzet van 140% van de nominale doorzet en op een piek doorzet van 165%.

De in deze studie aangehouden samenstelling van de LNG¹¹ betreft het gemiddelde van de samenstelling bandbreedte aangegeven in de MER voor de Liongas terminal. Conform de meest recente plannen van 4Gas en Gate Terminal wordt aangenomen dat alle aangelande LNG wordt geleverd aan het H-gas¹² net (hoog-calorisch gas), met Wobbe-index 49,1 (H_L-gas kwaliteit). Doel van het bijmengen van stikstof is de calorische waarde van het gas verlagen, zodat geen hogere calorische waarde wordt geleverd dan is overeengekomen in de leveringspecificaties. Dit betekent dat aan 11,4 Mton inkomende LNG, ca. 1,1 Mton N₂ wordt toegevoegd.

Uitgangspunt is dat de stikstof wordt aangeleverd vanaf luchtscheidingsfabrieken elders, en dus niet in een separate luchtscheidingsfabriek wordt geproduceerd. Dit is de planning in de haven van Rotterdam^{13 14}. Voor bijmenging van stikstof aan verdampte LNG is het nodig de stikstof te comprimeren tot ca. 5-8 bar. Het energiegebruik van hiervoor benodigde compressoren is beperkt t.o.v. het energiegebruik van andere installatie-onderdelen en verder niet in de studie meegenomen.

In het referentiescenario (gangbare luchtgestookte kolencentrale) worden twee opties naast elkaar gezet, een zonder warmte-integratie (verdampen met (verwarmd) zeewater) en een met warmte-integratie (met koelwater e-centrale). In de referentie worden conform de vergunningtrajecten voor Gate en Lion terminals ORV's - open rack vaporizers - toegepast, zowel bij gebruik van restwarmte als bij toepassing van al dan niet voorverwarmd zeewater. Aangenomen wordt dat het warmtewisselend oppervlak en daarmee de investeringskosten voor de ORV's in beide gevallen gelijk zijn.

In de vergelijking met het oxy-fuel scenario is de tweede optie als uitgangspunt gehanteerd. Er is daarmee uitgegaan van een verwaarloosbaar energiegebruik en verwaarloosbare CO₂-emissies bij de verdamping van LNG.

Optie 1: Verdampen met (verwarmd) zeewater

Voor de verdamping van de LNG wordt uitgegaan van toepassing van zogenaamde open rack vaporizers (ORV's). De benodigde verdampingswarmte wordt onttrokken aan zeewater. In de koudere wintermaanden zal zeewater worden voorverwarmd in gasgestookte hulpwarmteketels. Hierbij wordt 0,34% van de

¹¹ 90,55% CH₄, 7,96 % C₂H₆, 0,75% C₃H₈ en 0,75% N₂.

¹² H-gas en G-gas zijn specificaties voor samenstelling en energie-inhoud van aardgas.

¹³ Dit is beschikbaar als nevenproduct van zuurstoffabricage.

¹⁴ Voor de terminal in Groningen zal mogelijk wel separaat stikstof moeten worden geproduceerd.

aangelande LNG verstoekt¹⁵. Dit correspondeert met een energiegebruik van 2,4 PJ en een CO₂-emissie van ca. 140 kton CO₂ /jaar.

Toepassing van zeewater in de ORV's vergt 2,1 kWhe/ton voor zeewaterpompen en 0,26 kWhe/ton voor de verbrandingslucht ventilatoren van de hulpwarmteketels¹⁶. Dit is een totaal verbruik van 2.36 kWh/ton. Voor een LNG-terminal die 12 Mton/jaar verdampt middels zeewater, betekent dit een totaal energieverbruik voor elektra van 2.36 kWh/jaar x 12 Mton/jaar = 28,4 GWh/jaar. Dit correspondeert met 0,1 PJ. Rekening houdend met het in Nederland geldende energie tarief voor industrie van € 6.31/kWh (Eurostat, 2006), komt dat neer op een kostenpost van ca. M€ 1,8/jaar.

Voor de verdamping zouden circa 14 verdampers (ORV's) met een capaciteit van 175 ton/uur nodig zijn. Op basis van literatuur (Mustang, 2006) en informatie van operators van LNG-terminals wordt de investering voor deze verdampers geschat op M€ 130¹⁷. Er is in verband met het opwarmen van het zeewater naar verwachting maximaal 550 MW vermogen nodig. Investerings voor de bijbehorende hulpwarmteketels worden dan op basis van informatie van literatuur ingeschat op ca. M€ 80. Uit gesprekken met terminal-operators komt naar voren dat de kosten aanzienlijk, tot een factor 2, hoger kunnen zijn.

Optie 2: Verdampen met koelwater e-centrale

In deze variant wordt aangenomen dat de voor de verdamping benodigde warmte volledig wordt verkregen door gebruik van koelwater van de condenser van een kolencentrale of gascentrale. Verdamping van LNG vindt plaats via ORV's. Dit sluit aan bij de meest recente plannen van de LNG-terminals in de haven van Rotterdam.

De energiebehoefte voor deze variant kan worden verwaarloosd t.o.v. de behoefte bij variant 1. Dat geldt ook voor de CO₂-emissies.

In deze variant zijn dezelfde investeringen nodig voor de ORV-verdampers als in variant 1. Hulpwarmteketels zijn dan niet nodig voor de reguliere bedrijfsvoering. In de doorrekening van de scenario's is deze variant als referentie gehanteerd.

Oxy-fuel variant: Verdampen met vloeistoffen; geïntegreerd met andere installaties

Ook bij integratie met een oxy-fuel-centrale worden vloeistoffen gebruikt voor het aanleveren van de voor LNG-verdamping benodigde warmte. In deze casus worden circulerende warmtestromen gebruikt om warmte te onttrekken aan bijvoorbeeld gecompriëerde lucht of gecompriëerde of te condenseren CO₂ en de warmte aan de LNG te leveren.

15 Bij verdamping met zogenaamde submerged combustion vaporizers (SCV) is zelf circa 0,78 GJ/ton LNG aan brandstof nodig. De warmteoverdracht van brandstof - verbrandingsproducten aan LNG is circa 95%. LNG heeft zelf een stookwaarde van 54,8 MJ/kg, zodat de verstoekte $0,78 \div 95\% = 0,82$ GJ/ton overeenkomt met 1,5% van de stookwaarde. Uit de MER voor de Liogate terminal is bekend dat het brandstofgebruik bij gebruik van een ORV met hulpwarmteketels 23% bedraagt van de hoeveelheid brandstof die zou zijn geconsumeerd bij toepassing van een SCV. Het totale brandstofgebruik bedraagt dan $1,5\% \times 23\% = 0,34\%$ van de aangelande LNG.

16 Volgens de MER voor de Liogas terminal is het jaarverbruik voor ORV met hulpwarmteketels bij een uitzending van 13,7 Mton/jaar aan gas 58,2 GWhe voor de zeewaterpompen en 7,1 GWhe voor de ventilatoren van de hulpwarmteketels.

17 Volgens Mustang Engineering bedraagt de investering voor een uitzendcapaciteit van 1.200 ton/uur circa M\$ 49. Uitgaande van een schaalfactor van 0,75 zou een investering voor een uitzendcapaciteit van $1.370 \times 165\% \approx 2.400$ ton/uur circa M\$ 83 of M€ 65 bedragen.



Aangenomen is dat de mate van integratie geen invloed heeft op investeringskosten voor de verdampers (ORV's). Hulpwarmteketsels zijn niet nodig voor de reguliere bedrijfsvoering maar mogelijk wel als back-up voorziening.

Analyse in welke mate deze back-up voorzieningen nodig zijn valt buiten het bestek van deze verkennende studie. In de vergelijking tussen de oxy-fuel variant en de referentie zijn investeringskosten voor de LNG-verdampingsinstallatie gelijk verondersteld.

In deze optie vervalt (in reguliere bedrijfsvoering) ook het verwarmen van zee-water in hulpwarmteketsels en het energiegebruik voor het verpompen van zee-water. Daarmee zijn CO₂-emissies en energiegebruik ook hier verwaarloosbaar (t.o.v. andere componenten (e-centrale, O₂-fabriek) van het geïntegreerde concept).

Tabel 13 Energiegebruik en CO₂-emissies LNG-verdamping

	Referentie (luchtgestookte kolencentrale)		Oxy-fuel-centrale
	Optie 1 Zeewater	Optie 2 Restwarmte	
Energiegebruik (PJ)	2,5	< 0,1	< 0,1
CO ₂ -emissie (Mton/jr)	0,1	< 0,01	< 0,01



B Kwantitatieve analyse toegelicht

B.1 Gehanteerde cijfers

De in deze studie uitgevoerde verkenning is als aangegeven in de Inleiding gebaseerd op gedetailleerde technisch-economische analyses van gezaghebbende instituten als Sintef en NETL. Uit dergelijke bronnen zijn kentallen betrokken voor specifieke investeringskosten en specifieke energiegebruiken voor specifieke onderdelen van poederkoolcentrale, oxy-fuel-centrale en andere in deze studie beschouwde installaties.

In de kwantitatieve analyse zijn deze specifieke kentallen gecombineerd met de massabalansen over de beschouwde kolencentrales. Voor het schatten van de hoogte van investeringen is rekening gehouden met de zogenaamde schaal-factor voor de verschillende onderdelen.

In Tabel 14, Tabel 15 en Tabel 16 is aangegeven welke cijfers uit de verschillende studies zijn overgenomen. De eigen berekeningen worden hieronder nader toegelicht.

B.1.1 Investerings

Bij het berekenen van de specifieke investeringen voor de in deze studie beschouwde schaalgroottes zijn schaalfactoren uit Hamelinck (2001) en Chiesa (2003) gebruikt. Alleen voor CO₂-compressie is voor de hoogte van de schaal-factor uitgegaan van een andere bron, Sintef (2005).

Wat betreft de hoogte van specifieke investeringen is alleen de specifieke investering voor de op integratie met de LNG-terminal ingerichte luchtscheidingfabriek zelf geschat. In feite betreft het een aanpassing van de kosten voor een standaard luchtscheidingsfabriek aan de situatie waarin twee in plaats van één luchtcompressor wordt toegepast. De aanpassing is gebaseerd op de in Sintef gegeven kosten voor een compressor. De aanpassing is weergegeven in Tabel 16.

Voor de aan de boiler van de oxy-fuel centrale gerelateerde investeringen is een bereik aangehouden. Volgens Foster (2007) is het warmtewisselend oppervlak in een oxy-fuel poederkoolcentrale waarschijnlijk 35% kleiner dan bij een luchtgestookte poederkoolcentrale. In deze studie is deze schatting als ondergrens aangehouden voor de specifieke investeringen in de boiler. De specifieke investeringen zijn geschat door de specifieke investeringen voor een luchtgestookte boiler te vermenigvuldigen met een factor $0,65^{0,7}=75\%$.

Tabel 14 Overzicht specifieke investeringen

	Eenheid kosten, geïnstalleerd			Schaalfactor
	M€	Bij:	Grootheid	
Kolencentrale				
Kolen en as handling	77	5.054	ton/dag (Dillon)	0,7
Boiler eiland	338	740	MW _e , bruto (Dillon)	0,7
Stoom turbine	194	740	MW _e , bruto (Dillon)	0,7
ROI	119	1.151.400	m ³ /uur (Dillon)	0,7
De-NO _x	25	1.151.400	m ³ /uur (Dillon)	0,7
Elektrofilter	29	1.151.400	m ³ /uur (Dillon)	0,65
STEG	400	800	MWe - op basis in Utilities genoemde kosten voor de door Electrabel en Delta geplande STEG's	0,7
Zuurstof fabriek				
– Conventioneel	214	10.400	ton/dag (Dillon)	0,85
– Geïntegreerd	335	10.400	ton/dag - eigen berekening	0,85
MEA-systeem, inclusief NaOH-scrubber				
– Kolen en gas oxy-fuel	363,6	2.186.206	m ³ /uur (NETL/DOE)	0,7
– Gas, STEG	192,6	2.540.117	m ³ /uur (NETL/DOE)	0,7
CO₂-compressie (110 bar),drogen, zuiveren	83	10.700	ton/dag (Dillon)	0,75
– Compressie + interkoeling + pompen + drogen	72	10.700	ton/dag (Dillon)	
a Compressoren	17,1	3.000	ton/dag (Sintef)	0,75
b Warmtewisselaars	4,0	3.000	ton/dag (Sintef)	0,75
c Drop out vaten	1,0	3.000	ton/dag (Sintef)	0,75
d Pompen koelwater	1,5	3.000	ton/dag (Sintef)	0,75
e Drooginstallatie (moleculaire zeef)	4,0	3.000	ton/dag (Sintef)	0,75
– Cryogene zuivering	12	10.700	ton/dag - berekend als ver- schil	
Expander	4,6	10	MW _e (Chiesa)	0,7



Tabel 15 Overzicht specifieke energiegebruiken

	GJ - tenzij anders aangegeven		
Kolencentrale			
- As en kolen handling	12,5	185	ton/uur (NETL/DOE)
- ROI	11	1.512.000	Nm ₃ /uur, 0°C (NETL/DOE)
- Lucht ventilatoren	11	1.409.107	Nm ₃ /uur, 0°C (NETL/DOE)
- Rookgas ventilatoren	25	1.512.000	Nm ₃ /uur, 0°C (NETL/DOE)
- Stoomcyclus	1,0%	91,0%	bij dit ketelrendement (NETL/DOE)
- CO ₂ -afvang met MEA, stoom consumptie gerelateerd			
a Kolen - aftapstoom op 150°C, 0,67 bar			Praktijk stadsverwarming NJV 3
- Best case, Econamine Plus + integratie	0,39	1	ton CO ₂ - eigen berekening, gebaseerd op Chapel, 1999, IPCC, 2005 en andere bronnen
- Worst case, Econamine	0,70	1	ton CO ₂ - eigen berekening, gebaseerd op Chapel, 1999, IPCC, 2005 en andere bronnen
b Gas			
- Best case	1,0	1	ton CO ₂ - (NETL/DOE)
- Worst case	1,0	1	ton CO ₂ - (NETL/DOE)
- CO ₂ -compressie bij MEA inzet	0,3	1	ton CO ₂ - (NETL/DOE)
- Rookgas compressie bij MEA inzet			
a Kolen	0,21	1	ton CO ₂ - eigen berekening
b Gas	0,21	1	ton CO ₂ - eigen berekening
- MEA rondpompen	0,036	1	ton CO ₂ - eigen berekening
O ₂ -productie			
- Stand-alone	0,85	1	ton O ₂ (Wiessner),(Kerry, 2006)
- Geïntegreerd	0,60	1	ton O ₂ , eigen berekening
CO ₂ -compressie en zuivering			
- Stand-alone	0,42	1	ton CO ₂ - IPCC, 2005
- Geïntegreerd	0,26	1	ton CO ₂ - eigen berekening
Expansieturbine	-0,02	1	ton CO ₂ - Wilkinson, 2001

Tabel 16 Specificatie investeringen zuurstoffabriek

Investering totale standaard ASU (M€)	214	
Voor ton O ₂ /dag		10.400
Luchtvolume (Nm ³ /uur)		1.444.444
<i>Compressor kosten</i>		
– Vergelijk Sintef		
– Capaciteit CO ₂ Mton	1	
– Aantal uren per jaar	8.000	
– Debiet (Nm ³ /uur)	63.636	
– Drukverhouding	3,80	
– Investering M€ - bij schaalfactor	7,17	0,75
Voor beschouwde drukverhouding zou dat zijn	9	
Voor beschouwde debiet zou dat zijn	95	
Nu delen in twee stappen, geeft M€	202	
<i>Extra warmtewisselaar</i>	14	
<i>Rest zuurstoffabriek</i>	119	
Totaal zuurstoffabriek wordt	335	

B.1.2 Specifieke gebruiken

MEA-regeneratie

Specifiek gebruik voor MEA-regeneratie zijn berekend op basis van een specifieke warmtevraag en op basis van de specificaties van de stoom die daarvoor naar verwachting zal worden gebruikt bij een ultrasuperkritische kolencentrale van het ontwerp als toegepast in Nordjyllandsvaerket III.

Bij de Nordjyllandsvaerket III wordt stoom van 150°C, 0,67 bar gebruikt voor stadsverwarming (Poulsen, 2005), (Bernero, 2002). In de studie is aangenomen dat stoom van deze kwaliteit ook zal worden gebruikt voor MEA-regeneratie:

- De stoom heeft een enthalpie van 2.800 kJ/kg. Volledig geëxpandeerde stoom op condenserdruk en temperatuur heeft bij NJV 3 een enthalpie van ongeveer 2.400 kJ/kg.
- Bij MEA-regeneratie zal de stoom niet worden geëxpandeerd, maar zal de verdampingsenthalpie worden gebruikt als warmtebron voor MEA-regeneratie. De geproduceerde condensaat op 120°C heeft een enthalpie van ongeveer 505 kJ/kg.
- Een en ander betekent dat elke GJ warmte geleverd voor MEA-regeneratie ten koste gaat van $(2.800-2.400)/(2.800-505) = 0,17$ Gje.
- Een specifieke warmtevraag van 3 tot 4 GJ/ton CO₂ voor MEA-regeneratie betekent een afname van de elektriciteitsproductie van respectievelijk 0,52 en 0,7 GJe.

Voor de energetisch optimaal geïntegreerde post-combustion afvanginstallatie is verdisconteerd dat warmte van condensaat en van de bij regeneratie vrijkomende CO₂ kan worden gebruikt voor opwarmen van ketelvoedingwater. Dit scheelt ongeveer 0,13 GJe/ton CO₂, waardoor de netto afname in elektriciteitsgebruik $0,52-0,13 = 0,39$ GJe/ton CO₂ wordt.



Het specifieke elektriciteitsgebruik voor de luchtscheiding in geval van integratie met een LNG-terminal is geschat op basis van de berekende relatieve verhouding tussen:

- Compressie van lucht van 10°C in een stap tot 5,5 bar einddruk.
- Compressie van ingaande lucht van 10°C in een eerste stap tot een druk van 2,7 bar, gevolgd door:
 - drogen met een moleculaire zeef;
 - koelen tot -150°C met LNG;
 - compressie tot 5 bar.

Het energiegebruik voor compressie is steeds berekend met de relatie voor isentrope compressie.

Naast het in Tabel 17 gegeven specifieke gebruik is er in de berekeningen ook nog rekening gehouden met verhoging van het bruto elektrisch rendement bij oxy-fuel-centrale door verder verlagen van de operationele temperatuur van de condenser. De berekeningen hiervoor zijn als volgt uitgevoerd:

- Bij de Nordjyllandsvaerket 3 kolencentrale wordt stoom op 10°C gecondenseerd. De enthalpie is dan circa $92\% \times 2.600 + 8\% \times 50 = 2.400$ kJ/kg gemiddeld. De ingevoerde stoom had een enthalpie van circa 2.800 kJ/kg. Volledige expansie van alle beschikbare stoom levert 70 MWe op en bruto productie van 410 MWe.
- Nu nemen we een iets hogere condenser T van 15°C - gemiddeld NL - en 94% in de gasfase. Dus wordt de eindenthalpie $94\% \times 2.600 + 6\% \times 60 = 2.450$.
- Verdisconteren geeft aangehouden formule $((340 + 70 \times (2.800 - 2.450)) / (2.800 - 2.400)) / (410) \times 50,4\%$, waarbij de factor 50,4% het bruto rendement van de Nordjyllandsvaerket III centrale betreft.
- Ter controle is vergeleken met de daling bij maximale warmtelevering aan stadsverwarming op 82°C, condensaat van ± 330 kJ/kg. Bekend is dat het elektrisch vermogen dan afneemt met 70 MWe, terwijl maximale warmtelevering dan 420 MWth is. En inderdaad is $(2.800 - 2.400) / (2.800 - 330)$ als 1÷6.
- Wanneer de condensertemperatuur nu op 5°C wordt ingesteld is de eindenthalpie van de volledig geëxpandeerde stoom $90\% \times 2.600 + 10\% \times 20 = \pm 2.350$ kJ/kg stoom en wordt het bruto rendement van de centrale $((340 + 70 \times (2.800 - 2.350)) / (2.800 - 2.400)) / (410) \times 50,4\%$ voor luchtstook.

B.2 Berekeningen

Voor de volledigheid zijn in onderstaande tabellen de berekeningen in de spreadsheet weergegeven.

Tabel 17 Spreadsheet berekeningen

Resultaten	Kolen			Gas			Kolen Oxy-fuel, stand-alone			Kolen Oxy-fuel, Geïntegreerd		
	Zonder	Met CO ₂ -afvang		Zonder	Met CO ₂ -opvang		Zonder	Met CO ₂ -opvang		Zonder	Met CO ₂ -opvang	
								Geen RGR	Max. RGR		Geen RGR	Max. RGR
<i>Energie-efficiëntie</i>												
Energiegebruik (totaal PJ)	58	68	75	47	53	53	67	72	74	60	62	63
Energetisch rendement e-centrale (%)	47%	40%	36%	58%	51%	51%	40%	37%	36%	45%	43%	43%
<i>Milieu</i>												
CO ₂ -emissie (Mton-jaar)	5,5	1,3	0,7	2,6	0,6	0,6	6,4	0,3	0,4	5,7	0,3	0,3
NO _x -emissie (ton/jaar)	1.153	1.360	1.491	559	635	635	470	51	0	421	44	0
SO _x -emissie (ton-jaar)	961	11	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Restwarmte lozing (PJ)	26	30	33	15	17	17	30	33	34	26	27	27
<i>Economie</i>												
Investeringskosten (M€)	1.124	1.878	2.013	468	882	882	1.536	1.312	1.782	1.628	1.386	1.814
Operationele kosten												
Kapitaal	124	207	222	52	97	97	169	145	196	179	153	200
O en M	45	80	90	9	30	90	61	52	71	65	55	73
Brandstof	115	136	149	186	212	212	134	145	148	120	125	127
CO ₂ -emissierechten	109	26	14	52	12	12	127	7	7	114	6	6
NO _x -emissierechten												
Ingekochte koude										3	3	3
Baten												
Totale jaarkosten												
Met CO ₂ -emissierechten	393	449	475	299	350	350	492	349	423	481	342	409
Zonder CO ₂ -emissierechten	284	423	461	247	338	338	365	342	416	367	336	403
Uitgewisseld aan koude												
Condenser										3,0	3,5	3,8
CO ₂ -behandeling											2,03	2,07
O ₂ -productie										4,02	4,16	4,24
										7,0	9,7	10,1

Resultaten, deel 2	Kolen		Gas		Kolen oxy-fuel, stand-alone			Kolen oxy-fuel, geïntegreerd		
	Zonder	Met CO ₂ -afvang	Zonder	Met CO ₂ -afvang	Zonder	Met CO ₂ -afvang		Zonder	Met CO ₂ -afvang	
						Geen RGR	Max RGR		Geen RGR	Max RGR
Koelen condensaat										
MJ weggekoeld per GJ brandstof								447	447	447
kg koelwater/GJ brandstof								6	6	6
Extra MJ weggekoeld met LNG								45	45	45
Relatief gebruik								10%	10%	10%
LNG gebruik Mton								3,0	3,5	3,8
								0,87	0,87	0,87

Investering	Kolen, referentie			Gas, STEG			Kolen oxy-fuel, stand-alone			Kolen oxy-fuel, geïntegreerd		
	Zonder	Met		Zonder	Met		Zonder	Met		Zonder	Met	
								Geen RGR	Max. RGR		Geen RGR	Max. RGR
								Kleinere boiler			Keinere boiler	
Kolen en as handling	104	116	124				115	122	124	107	109	111
Boilereiland	432	485	518				485	379	520	465	352	483
Stoomturbine	248	279	297				279	294	298	267	273	277
ROI	236	265	282				202		217	187		195
DeNO _x	50	56	59				43		46	39		41
Elektrofilter	55	61	65				48		51	44		46
STEG				468	511	511						
Zuurstoffabriek												
– Conventioneel							364	388	395			
– Geïntegreerd										518	534	543
MEA systeem, inclusief NaOH scrubber												
– Kolen en gas oxy-fuel		517	551									
– Gas, STEG					315	315						
CO ₂ -compressie (110 bar), drogen, zuiveren												
– Compressie + interkoeling + pompen + drogen												
a Compressoren	0	61	72		34	34		73	75		65	66
b Warmtewisselaars	0	14	17		8	8		17	17		15	16
c Drop out vaten	0	4	4		2	2		4	4		4	4
d Pompen koelwater	0	5	6		3	3		6	7		6	6
e Drooginstallatie (moleculaire zeef)	0	14	17		8	8		17	17		15	16
– cryogene zuivering								12	12		12	12
Expander												
	1.124	1.878	2.013	468	882	882	1.536	1.312	1.782	1.628	1.386	1.814

Resultaten, deel 2	Kolen			Gas			Kolen oxy-fuel, stand alone			Kolen oxy-fuel, geïntegreerd		
	Zonder	Met CO ₂ -afvang		Zonder	Met CO ₂ -afvang		Zonder	Met CO ₂ -afvang		Zonder	Met CO ₂ -afvang	
		Geen RGR	Max. RGR		Geen RGR	Max. RGR		Geen RGR	Max. RGR			
Elektrisch rendement:												
Bruto	49,3%	49,3%	49,3%	58%	58%	58%	50,0%	50,0%	50,0%	52,4%	52,4%	52,4%
Eigen gebruiken												
a Standaard												
- As en kolen handling	0,3%	0,3%	0,3%				0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
- ROI	0,3%	0,3%	0,3%				0,3%	0,0%	0,3%	0,3%	0,0%	0,3%
- Luchtventilatoren	0,2%	0,2%	0,2%				0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
- Rookgas ventilatoren	0,7%	0,7%	0,7%				0,5%	0,0%	0,5%	0,5%	0,0%	0,5%
- Stoomcyclus en overig	1,0%	1,0%	1,0%				1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
	2,5%	2,5%	2,5%				2,3%	1,5%	2,3%	2,3%	1,5%	2,3%
- CO ₂ -afvang met MEA, stoom consumptie gerelateerd												
a) Kolen - aftapstoom op 150°C, 0,67 bar												
- Best case, Econamine Plus + integratie	0,0%	3,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- Worst case, Econamine	0,0%	0,0%	5,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
b) Gas	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- Best case	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- Worst case	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- CO ₂ -compressie bij MEA-inzet	0,0%	2,3%	2,6%	0,0%	1,3%	1,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- Rookgas compressie bij MEA-inzet	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
a) Kolen	0,0%	1,6%	1,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
b) Gas	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%	1,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- MEA rondpompen	0,0%	0,3%	0,3%	0,0%	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
							0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
O ₂ -productie							0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- Stand alone							7,6%	7,6%	7,6%	0,0%	0,0%	0,0%
- Geïntegreerd							0,0%	0,0%	0,0%	5,4%	5,4%	5,4%
							0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CO ₂ -compressie en zuivering							0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
- Stand-alone							0,0%	3,8%	3,8%	0,0%	0,0%	0,0%
- Geïntegreerd							0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,4%	2,4%
- Expansie turbine							-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%
	0,0%	7,2%	10,6%	0,0%	7,0%	7,0%	7,4%	11,2%	11,2%	5,2%	7,6%	7,6%
Netto	46,8%	39,7%	36,2%	58,0%	51,0%	51,0%	40,2%	37,3%	36,4%	44,9%	43,3%	42,5%

Vermogen, MW _e	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000		
Brandstof (ton/uur)	320	378	414	164	186	186	373	402	412	334	346	353		
Rookgasvolume (Nm ³ /uur)	3.060.218	3.612.095	3.958.860	4.511.200	5.126.960	5.126.960	2.461.465	2.655.402	2.715.634	2.204.668	2.283.361	2.327.757		
CO ₂ ton/dag	0	16.495	20.339	0	7.607	7.607	0	20.858	21.331	0	17.936	18.285		
O ₂ -behoefte ton/dag							19.390	20.918	0	21.392	17.367	17.987	0	18.337

Kolenspecs													
C	62%	62%	62%	58%	58%	58%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%
H	4%	4%	4%	19%	19%	19%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
O	9%	9%	9%	2%	2%	2%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
N	1%	1%	1%	22%	22%	22%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
S	1%	1%	1%				1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Vocht	11%	11%	11%				11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
As	12%	12%	12%				12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
	100%	100%	100%				100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Stookwaarde	24	24	24	38	38	38	24	24	24	24	24	24	24
Zuurstof vraag (kg/kg)	188%	188%	188%	303%	303%	303%	188%	188%	188%	188%	188%	188%	188%
Lucht vraag (m ³ /kg)	6,3	6,3	6,3	10,1	10,1	10,1	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Rookgas stoichiometrisch													
CO ₂	227%	227%	227%	213%	213%	213%	227%	227%	227%	227%	227%	227%	227%
H ₂ O	47%	47%	47%	168%	168%	168%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%
N ₂	620%	620%	620%	998%	998%	998%							
O ₂							28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
	6,7	6,7	6,7	11,2	11,2	11,2	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	194%
Rookgasverlies stoichiometrisch (GJ/ton)	1,02	1,02	1,02				1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Werkelijk rookgas verlies (GJ/ton)	1,4	1,4	1,4										
Extra lucht (kg/kg brandstof)	368%	368%	368%	2114%	2114%	2114%							
Totaal rookgassen													
CO ₂	227%	227%	227%	213%	213%	213%	773%	773%	773%	773%	773%	773%	773%
H ₂ O	47%	47%	47%	168%	168%	168%	160%	160%	160%	160%	160%	160%	160%
N ₂	902%	902%	902%	2620%	2620%	2620%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
O ₂	86%	86%	86%	493%	493%	493%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%
Volume rookgassen m ³ /kg brandstof	9,6	9,6	9,6	27,6	27,6	27,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
Ketel in													
CO ₂							546%	546%	546%	546%	546%	546%	546%
H ₂ O							113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%
N ₂	902%	902%	902%				0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
O ₂	274%	274%	274%				256%	256%	256%	256%	256%	256%	256%
Volume ketel in m ³ /kg brandstof	9,1	9,1	9,1				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0

Luchtvermaat							1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Recycling							71%	71%	71%	71%	71%	71%
O ₂ in afgassen (vol%, nat)	6,3%	6,3%	6,3%	12,50%	12,50%	12,50%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%
check				12,5%	12,5%	12,5%						
O ₂ in input	21,0%	21,0%	21,0%				30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%
Verbruiken per kg kolen, MJ												
- As en kolen handling	0,068	0,068	0,068				0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068
- ROI	0,070	0,070	0,070				0,070		0,070	0,070		0,070
- Lucht ventilatoren	0,049	0,049	0,049				0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038
- Rookgas ventilatoren	0,158	0,158	0,158				0,129		0,129	0,129		0,129
- Stoomcyclus	0,247	0,247	0,247				0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
	0,591	0,591	0,591									
- CO ₂ -afvang met MEA, stoom consumptie gerelateerd												
a Kolen - aftapstoom op 150°C, 0,67 bar												
- Best case, Econamine Plus + integratie		0,7										
- Worst case, Econamine			1,4									
b Gas												
- Best case					1,7							
- Worst case						1,7						
- CO ₂ -compressie bij MEA-inzet		0,5	0,6		0,5	0,5						
- Rookgas compressie bij MEAinzet												
a Kolen		0,4	0,4									
b Gas					0,4	0,4						
- MEA rondpompen		0,1	0,1		0,1	0,1						
O ₂ -productie												
- Stand-alone							1,83	1,83	1,83			
- Geïntegreerd										1,29	1,29	1,29
CO ₂ -compressie en zuivering												
- Stand-alone								0,90	0,90			
- Geïntegreerd											0,57	0,57
- Expansie turbine							-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05
		1,7	2,6	0,0	2,6	2,6	1,8	2,7	2,7	1,3	1,9	1,9



C Scouting analysis of the possibilities for integration

C.1 Introduction

CE Delft currently conducts a scouting study for SenterNovem and Deltalincs, exploring the potential performance of an integrated oxy-fuel power plant/LNG-regasification terminal combination compared to stand alone LNG-terminal, oxy-fuel power plants and to conventional gas and coal fired power plants with and without CO₂ capture. Considered and compared are economics, energy efficiency and emissions to air.

The level of integration and the optimization of applying the LNG-cold prove to be very important for the performance of the integrated system on the considered issues. However, since an integration of this kind does not yet exist globally the possibilities for integration, the associated impacts on energy consumption and the associated economic effects are uncertain in different extents, the extent depending on the kind of integration.

In this paper or Appendix we explore the possible integrations, based on the applications of LNG-cold utilized globally. We then indicate which kinds of integration are considered in our study and why. In addition we indicate per considered integration the level of development (mature, experimental, theoretical), effect on energy consumption and effect on Capex and Opex.

C.2 Application of LNG-cold, Japanese and European applications and experiences

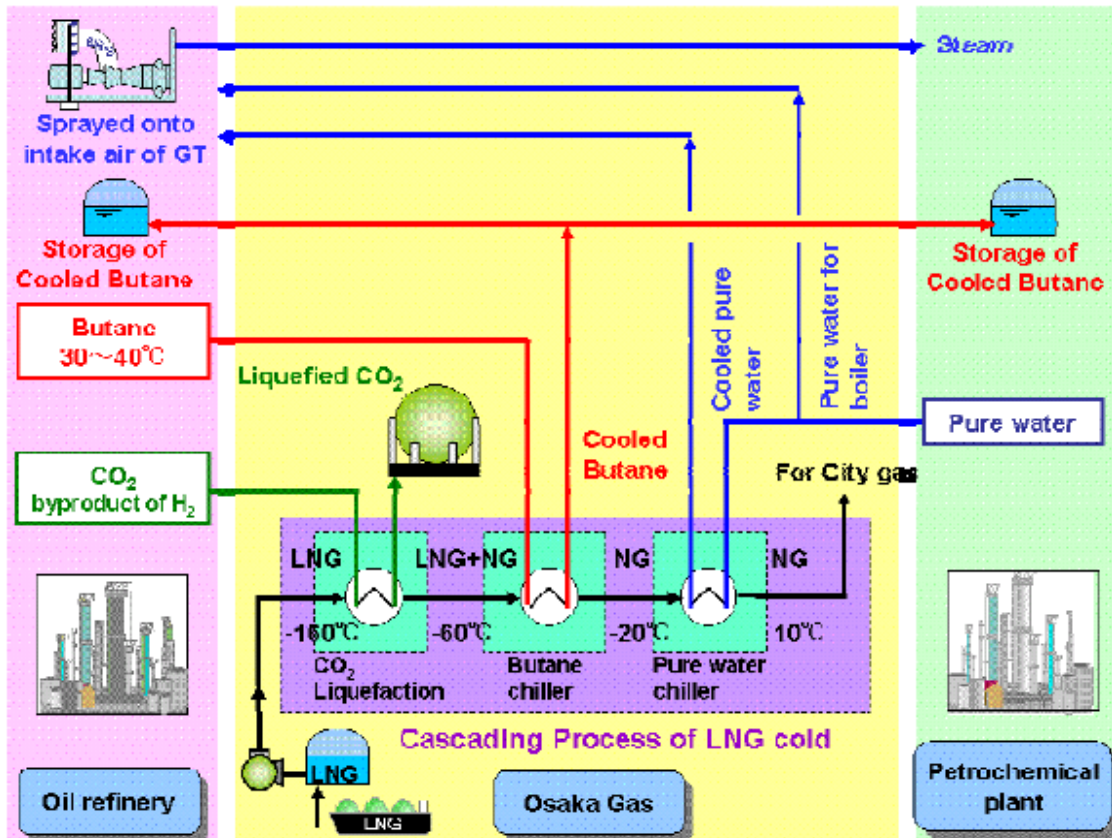
Application of LNG-cold has been under development in Japan for the past 35-30 years. Japan, having little natural gas and other fossil fuels resources of its own, has been a major importer of LNG ever since LNG-production technology became mature. Major importing companies are Tokyo Gas and Osaka Gas, both applying comparable utilizations for LNG-cold.

In Japan the cold of LNG is utilized for:

- Cryogenic power production.
- Air separation.
- Liquefaction of concentrated CO₂-gas flows (e.g. residual gases from hydrogen production).
- Production of CO₂-ice or carbonic acid ice.
- Production of cold water for humidification of gas turbine intake air.
- Air intake cooling, applying an intermediate cooling water cycle.
- Deep freezing of food products.
- Cold source for chemical industry.

These applications are meanwhile being implemented in Europe as well. An example is air intake cooling at Barcelona¹⁸. All options are being applied on an industrial scale and can therefore be regarded as proven technology.

Figuur 30 Example of LNG-cryogenic energy cascade process at Senboku terminal



Source: Osaka Gas, Japan.

C.3 Integration considered in this project

Oxy-fuel technology in theory is one of three options for CCS at power plants.

The reason for the scouting study of an integrated system of LNG-terminal with oxy-fuel power plant is the hunch that this integration and especially optimizing LNG-cold utilization could make up a CCS system with significantly higher net energy efficiency and reduced Capex, Opex compared to stand alone oxy-fuel power plants and conventional gas and coal fired power plants with post-combustion CO₂-capture installations.

Given the relative size of the different parasitic consumptions at the oxy-fuel power plant reduction by LNG-cold application of energy consumption related to CO₂-compression and treatment and to the ASU is our primary priority.

¹⁸ See:
http://www.fwc.com/publications/tech_papers/files/Gastech%202005%20FW%20Iberia%20LNG%20CCGT%20integration.doc.



Next to this, improving gross electric efficiency of the steam cycle by applying the LNG cold will of course also be beneficial for total net electric efficiency.

Tabel 18 Energy balance of the plant considered in this project

Fuel input	100%
Flue gas losses	6%
Cooling water	44%
Gross electricity production	50%
Own consumption	
- Auxiliaries	-3%
- CO ₂ -compression, refrigeration and rectification	-4%
- O ₂ -production	-7%
- Cryogenic power	
Net production	36%

For reduction of energy consumption related to CO₂-compression and air separation and for increasing gross energy efficiency we selected the options mentioned in the main report, based on the already existing LNG-cold applications in Japan and elsewhere.

The considered different types of integration are discussed in more detail in the subparagraphs below.

Tabel 19 Overview of integration options considered in this project

No.	Type of integration	Feasibility, maturity
1	<i>Gross efficiency improving:</i> Lowering condenser cooling water temperature with LNG-cold.	Mature, compare: - Barcelona LNG-terminal cooling water production. - Osaka gas cooling water production. Compare also sea water evaporator.
2	<i>CO₂-compression:</i> CO ₂ -liquefaction with LNG-cold.	Mature, compare: - CO ₂ -liquefaction at Osaka Gas. - Gas treatment by refrigeration, e.g. at Den Helder NG treatment facility.
3 (a. and b.)	<i>Air separation:</i> a Deepcooling of air, using circulation of liquid LNG. b Staged air compression, 2 nd stage (after separation of H ₂ O and CO ₂) using LNG-cold.	<ul style="list-style-type: none"> • Mature. • Theoretical, but seems feasible.
4	<i>Air separation:</i> Cryogenic power generation.	Mature, already applied in Japan.

a Cooling, condenser losses

We assume LNG-cold can be utilized for cooling of condenser cooling water applied in the steam cycle. Reduction of condenser cooling water temperature from e.g. 35°C to 5°C allows for further expansion of the steam and hence higher electricity production per kg steam produced, resulting in

raising power plant efficiency. The cold can be transferred by means of circulating cooling water, cooled by LNG to approximately 2-5°C.

We assume this to be a technically proven and on industrial scale applied process. The system of cooling circulating cooling water with LNG is applied for example at the Barcelona LNG-terminal for cooling gas turbine intake air. Moreover, the system differs little from LNG-evaporation in a sea water evaporator.

This integration has already been taken into account in the draft calculations presented previously.

b Compression and liquefaction of CO₂

Our assumption is that the CO₂ rich flue gases from the oxy-fuel power plant can be liquefied just as the CO₂ rich off gases produced in hydrogen production. This also is consistent with the fact that deep dehydration by refrigeration is also a standard technology in natural gas treatment, applied for example at the Den Helder gas treatment facility of NAM.

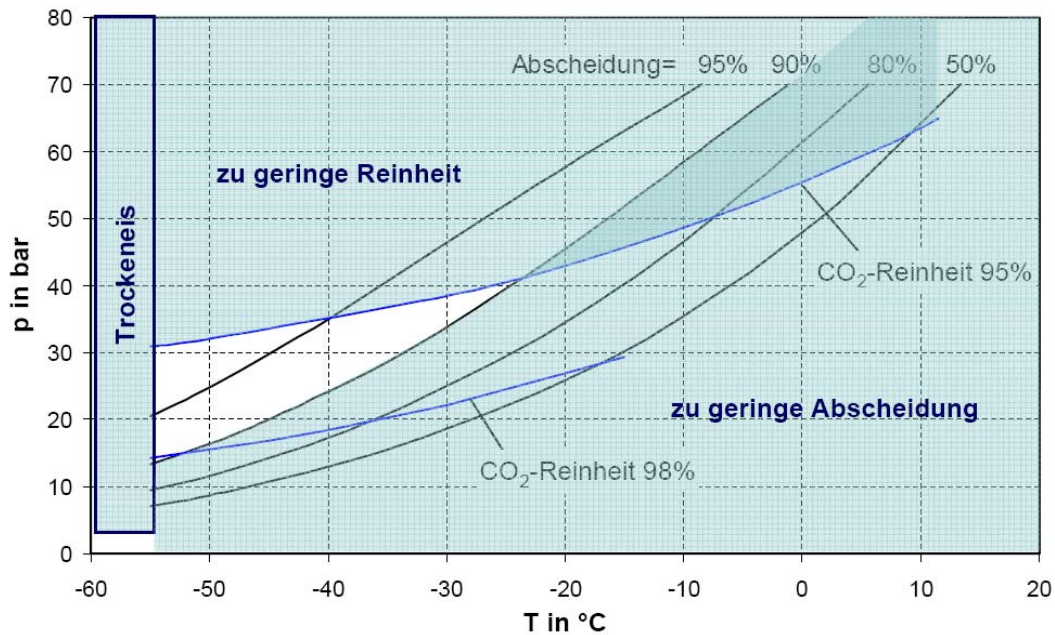
Because CO₂ will turn into ice when cooling at low pressures the CO₂ rich stream will have to be compressed to a certain extent. In this study we assume compression up to a pressure of 30 bar. According to Air Products this gives the optimum compromise between compression energy requirement, CO₂-purity (± 95%) and CO₂-capture efficiency (± 90%). CO₂ capture is increased by separating CO₂ from the vent gas stream with a membrane. In the staged compression the CO₂ rich gas flow is cooled with LNG to -50C - -40C.

The CO₂ will no doubt have to be dried prior to liquefaction, but this also applies to the hydrogen plant off gases. Drying probably involves application of a standard technology, e.g. a molecular sieve.

Given the already applied utilization of LNG-cold for CO₂-liquefaction and the technical status of refrigeration as a gas treatment process, we assume this integration to be a technically proven and on industrial scale applied process.



Figure 31 Relation between final gas pressure and CO₂-purity and capture efficiency



This application of LNG-cold will make the vent gases from CO₂ pre-treatment completely available for power generation and avoids electricity or steam consumption for CO₂ compression and refrigeration. Some steam will be required for the molecular sieve regeneration.

c Air separation

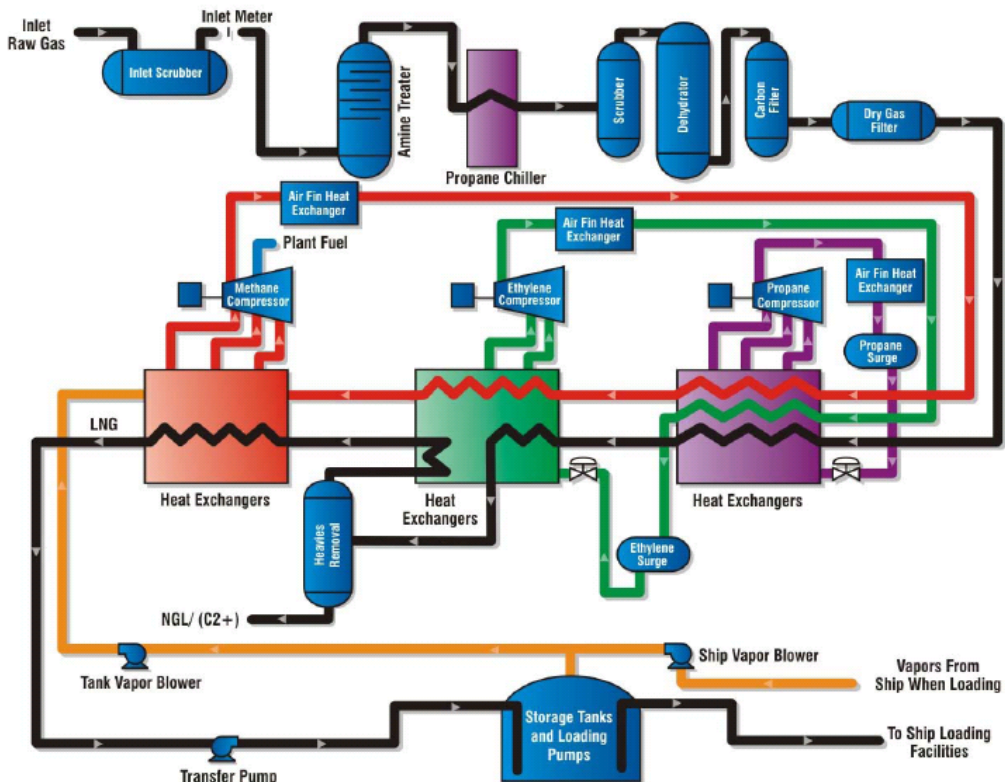
For this electricity consuming item we consider (a) deepcooling of air, using circulation of liquid N₂, and (b) staged air compression with intermediate pre-treatment and cooling of air with liquid N₂.

- a Can be considered mature technology, in operation at e.g. Foss s. Mer and the LNG-terminals in Japan.
- b In this application air for the ASU is first compressed to a pressure high enough (2,7 bar) for allowing drying and removal of HC's and CO₂. The pretreated air is then cooled with circulating nitrogen which is in turn cooled with LNG-cold to approximately -150°C. The cooled air is compressed to the pressure required for rectification (5 bars).

This application is not common in air separation. However, we see no reasons to assume this application is not technically feasible:

- Utilization of external cooling cycles with low temperature compression are common in LNG-liquefaction and in other processes with low temperature cooling or refrigeration cycles. So the compressor technology required for air compression at low temperature should be available.
- Utilization of circulating nitrogen for heat or cold exchange is, as mentioned previously in this paragraph, standard technology in e.g. LNG- based air separation in Japan.
- Low pressure dehydration and removal of CO₂ and other trace gases is feasible and well established. For example the Axens multibed allows treatment of gases with pressures as low as 2,7 bars and has been applied in more than 60 installations.

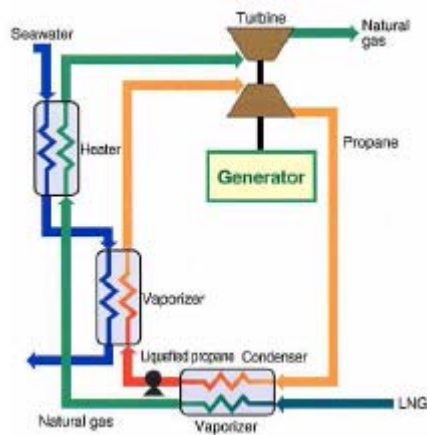
Figure 32 Example of a LNG-liquefaction plant with low temperature compression of cooling fluid



d Cryogenic power generation

We assume the cold not applied in previously mentioned processes will be applied for cryogenic power generation¹⁹. This concerns a well proven and frequently utilized application of LNG-cold.

Figure 33 Use of cryogenic power-generation in oxygen-production, Japan



¹⁹ Cryogenic power generation has been considered in this study as an option for all scenarios since application of this technology does not require integration with the oxy-fuel power plant and is therefore not a distinguishing feature for oxy-fuel power plants.

Cryogenic power generation allows for a maximum generation of 240 kWh/tonne LNG, when cooling propane and expanding LNG together and for 85 kWh/tonne when only applying LNG-cold for the propane based Rankine cycle. LNG has to be injected at 65 bars minimum pressure, which makes power generation by expanding vaporized LNG unrealistic.

The amount of LNG remaining after applying the three integration steps considered previously in this paragraph could be applied for production of electricity: 340 GWhe/year. This amount of electricity – 1,2 PJe/year – covers a significant part of the electricity consumption required for air separation after implementation of the four integration measures previously discussed.

C.4 Resulting net efficiency

In Table 20 the resulting net efficiency after maximum integration with the LNG-terminal is estimated at approximately 42%.

Table 20 Overview net efficiency

	Stand alone	Integrated	
Fuel input	100%	100%	
Flue gas losses	6%	6%	
Cooling water	44%	44%	
Gross electricity production	50%	51%	
Own consumption			
– Auxiliaries	-3%	-3%	
– CO ₂ compression, refrigeration and rectification	-4%	-2%	± 0.5%
– O ₂ production	-7%	-5%	± 0.5%
– Cryogenic power		2%	± 0.25%
Net production	36%	43%	± 1.25%

Integration gives a total net efficiency advantage of approximately 7%.



D Verslag workshop 'LNG-Oxyfuel: Kansen voor energetische integratie?'

DELTALINQS, 30 JANUARI 2008, ROTTERDAM

WORKSHOP 'LNG-OXYFUEL: KANSEN VOOR ENERGETISCHE INTEGRATIE?'

VOORZITTER: GERT VAN INGEN

CONCLUSIES EN AANDACHTSPUNTEN UIT DE DISCUSSIE

Deelnemers: K. Sanderse (Air Products)
J. Jacobs (ENECO)
G. Marien (Gate Terminal)
F. Hage (Linde Gas Benelux)
A. de Buck (CE Delft, verslag)
I. de Rijke (SenterNovem)
R. Melieste (Havenbedrijf Rotterdam)
S. Rijdsdijk (Havenbedrijf Rotterdam)
G. van Ingen (vh. AKZO Nobel, voorzitter)
C. Jordan (Deltalinqs)

Verhinderd: W. Wolters (Electrabel); R. van Nielen (Air Liquide); J. Hamers (E-ON); F. de Boer (4Gas)

I. Conclusies

- LNG-Oxy-fuel route wordt gezien als interessant concept.
- Conform de verkennende studie wordt onderschreven dat deze vorm van integratie belangrijke voordelen oplevert voor energetisch rendement, milieu en kosten; ook zal de omgeving tevreden zijn vanwege het ontbreken van emissies naar de lucht (geen schoorsteen).
- Belangrijkste aandachtspunt is de onderlinge afhankelijkheid. De zuurstoffabriek wordt afhankelijk van de LNG-uitzending (die over het jaar fluctueert). Daarnaast is er het risico van onverwachte productie-stops. Dit maakt back-up voorzieningen noodzakelijk. Deze zijn nog niet meegenomen in de investeringsramingen in het rapport (en zouden kunnen gelden als show-stopper).
- Een tweede aandachtspunt is de technische ontwikkeling van oxy-fuel kolenvbranding. Deze verkeert in pilot-stadium (Vattenfall, Schwarze Pumpe).

- Op de Maasvlakte-I is de beschikbare ruimte bij de terminals beperkt; dit is een beperking voor de mogelijkheden, op MV-II kan bij de inrichting met dit soort concepten rekening gehouden worden.
- Aanbevolen wordt om het concept ter tafel te brengen bij Energy Valley of de NOM teneinde de mogelijkheden bij de Eemshaven te onderzoeken.
- Een aanvullend gesprek met de op deze bijeenkomst afwezige partijen lijkt verstandig.
- Verdere kennisopbouw t.a.v. oxy-fuel is gewenst. Er is brede interesse voor een studiereis naar de pilot-plant van Vattenfall in Schwarze Pumpe.

II. Aandachtspunten uit de discussie

1 Back-up voorzieningen

Cruciaal punt zijn de back-up voorzieningen. Rekening moet gehouden worden met aanzienlijke discontinuïteiten in LNG-verdamping (weinig in de zomer). Bovendien is er altijd het risico van storingen/uitval van installatieonderdelen (m.n. bij de zuurstoffabriek). Daarom zijn zodanige back-up voorzieningen nodig dat de zuurstoflevering aan de centrale wordt gegarandeerd. Back-up voorzieningen zullen met name nodig zijn bij de zuurstoffabriek. Cruciale onderdelen moeten dubbel aangelegd worden. Bij de LNG-terminal zijn waarschijnlijk in mindere mate back-up voorzieningen nodig.

De uitvoering van back-up voorzieningen is maatwerk. De kosten zijn op basis van de huidige, verkennende, studie niet in beeld. Dit vraagt nader technologisch onderzoek.

Uitval door onderhoudsstops is planbaar en moet in onderling overleg af te stemmen zijn. Als er hierdoor geen afname is van de koude van de LNG-terminal zou het mogelijk moeten zijn om de koude weg te koelen met zeewater.

2 Zuiverheid CO₂ t.b.v. CO₂-opslag

Bij oxy-fuel verbranding zal de afgasstroom naast CO₂ ook andere gassen bevatten, zoals zuurstof en stikstof. Met name zuurstof kan een probleem vormen (algengroei, corrosie, etc.), en de veiligheid van CO₂-opslag op lange termijn in gevaar brengen. In hoeverre worden deze andere componenten in dit concept verwijderd?

Dit wordt in het rapport uitgewerkt in paragraaf 3.1. Bij de compressie van de rookgassen zullen de meeste componenten (zoals NO_x en SO₂) worden afgescheiden en uit de gasstroom worden verwijderd. Zuurstof lost echter op in de superkritische CO₂ en moet worden verwijderd. In het concept is hiervoor een aanvullende destillatiestap opgenomen.

In deze studie is uit gegaan van de in het Europese ENCAP programma gedefinieerde eisen. ENCAP is een door de EU opgezet onderzoeksprogramma en technologie ontwikkelingsprogramma gericht op verdere ontwikkeling van CCS. In ENCAP zijn voor eeuwigdurende opslag van CO₂ de volgende eisen gesteld (molaire samenstelling):



- CO₂, > 95%;
- Inerte gassen (Ar, N₂), <4%;
- O₂, <100ppm;
- SO₂, < 50 ppm;
- NO_x (als NO), < 5 ppm.

3 Wat gebeurt met verontreinigingen die bij compressiestap worden afgescheiden?

In het concept worden verontreinigingen afgescheiden bij de compressie van de CO₂-afgasstroom. Dit betreft o.a. salpeterzuur, zwavelzuur en vlieggas. De vraag is wat er met deze afvalstromen gebeurt; ze kunnen niet op oppervlaktewater worden geloosd en anderszins verwerkt of opgeslagen moeten worden.

4 Verdampers bij LNG-terminals geschikt?

Integratie van LNG-verdamping met een ander koelmiddel dan (zee- of koel-)water is technisch mogelijk, maar vraagt om specifieke verdampers. Bij de geplande terminal van Gate is een ander type verdamper voorzien, gebaseerd op toepassing van zeewater en/of koelwater. Dit type verdamper is niet geschikt voor luchtscheiding.

5 Is integratie van LNG-verdamping met luchtscheiding/CO₂-compressie mature?

Dit is bewezen technologie die zonder veel problemen kan worden toegepast. Niet alleen in Japan, ook elders is deze bekend.

6 Is oxy-fuel verbrandingstechnologie mature?

De technisch/economische haalbaarheid is nog niet bewezen. De 30 MW pilot-installatie van Vattenfall is de belangrijkste installatie, waarin de technologie zich moet bewijzen. Daarnaast wordt in de VS een 400 MW conventionele centrale omgebouwd te worden tot oxy-fuel. Verder heeft Electrabel plannen voor een pilot-installatie nabij Parijs.

De techniek is nu echter nog niet gereed voor toepassing op de schaal van 1.000 MW. Vattenfall zet gefaseerd in op uitbouw tot 200 MW in 2015 en 1.000 MW in 2020.

7 Concept geschikt voor retrofit?

Kan het concept ook in retrofit worden toegepast; kan een 'reguliere' kolencentrale later worden omgebouwd naar oxy-fuel?

Technisch zal dit kunnen. Maar er is wel een verlies aan efficiëntie. Zo geldt dat bij oxy-fuel de verbrandingskamer kleiner kan worden uitgevoerd (minder luchtdoorvoer). Bij retrofit wordt dan een te grote verbrandingskamer toegepast, leidend tot verlies aan rendement.

LNG-terminals zijn eenvoudig voor te bereiden op integratie door een taillepunt voor koudetransport te maken.

8 Is in het concept ook warmte-integratie opgenomen?

In de verkenning wordt alleen uitgegaan van integratie van de koude van LNG. Er zullen echter ook mogelijkheden zijn om laagwaardige restwarmte uit de centrale te benutten. Zeker gelet op fluctuaties in bedrijfsvoering. Het is zaak dit in het processchema op te nemen. Dit wordt in het rapport verwerkt.

9 Rendement bij post-combustion capture ligt op ca. 38%. Is ook gekeken naar hoe dit zal liggen als restwarmte wordt toegepast (cf. de DCMR-studie)?

Het is sterk de vraag of de daarvoor benodigde hoogwaardige restwarmte aanwezig is. De restwarmte van de centrale is daarvoor niet geschikt (te lage temperatuur). Dit betekent dat warmte aangeleverd moet worden van industriële installaties. Dat zal zeer kostbaar zijn gelet op de grote afstanden (vergelijk discussie over warmtebedrijf Rotterdam). Nieuwe procesindustrie zal veel efficiënter zijn en onvoldoende restwarmte kunnen leveren. Het is dus sterk de vraag of voldoende restwarmte beschikbaar zal zijn.

Mocht die warmte wel beschikbaar zijn, dan geldt dat ca. de helft van het verlies aan rendement bij de CO₂-scheiding het gevolg is van het gebruik van warmte. Het rendement zou dan uitkomen op ca. 42%.

10 LNG-koude benutten om C2 en C3 componenten te verwijderen.

De LNG-koude kan ook benut worden om de C2 en C3 componenten uit de LNG te halen. Dit zijn belangrijke grondstoffen voor de petrochemische industrie. Bovendien hoeft je dan minder stikstof bij te mengen om het aardgas op specificatie te brengen. Voordeel van deze optie is dat het ruimtebeslag beperkt is, en het niet leidt tot onderlinge afhankelijkheden van processen. Dit zou ook additioneel kunnen op inzet van koude voor de oxy-fuel route.

11 Zijn technologie-leveranciers bereid kennis te delen?

Integratie van LNG met andere processen zoals zuurstofproductie, condensatorwater stoomcyclus en CO₂-compressie is bewezen technologie. Deze kennis is bij technologieleveranciers aanwezig.

Kennis over oxy-fuel kolenverbrandingstechnologie is in ontwikkeling. Belangrijke speler is Vattenfall. ENECO en CE Delft zijn daar op bezoek geweest. Daarbij bleek dat Vattenfall bereid is de kennis te delen.

12 Hoe omgaan met beperkte ruimte in de haven.

Een belangrijk punt is de beperkte ruimte bij de twee geplande LNG-terminals in de Rotterdamse haven. Bij de Gate terminal is vrijwel geen ruimte over als in de 2^e fase 16 BCM is gerealiseerd. De geplande terminal op de kop van Europoort komt naast een gasgestookte piekcentrale (ENECOGEN). Zou het mogelijk zijn dit te vervangen door een kolencentrale? De gasgestookte centrale is ver 'on route'. Vervanging door een kolengestookte centrale is niet haalbaar. Er zijn in de haven nog ideeën voor een 400 MW kolenvergassingsinstallatie. Wellicht dat daar een vorm van integratie mogelijk is.



13 Kansen bij Maasvlakte II.

Bij Maasvlakte II wordt voorzien in een zone voor chemie en energie. Bij de inrichting hiervan kan, vanaf de vestiging, geïntegreerd worden gekeken naar combinaties van bedrijven.



III. Overzicht 'Voordelen - risico's – vragen'

	Voordelen	Risico's	Vragen
Kolencentrale	<p><i>Technologie:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - geen CO₂-scheidings-installatie nodig - kleinere verbrandingskamer <p><i>Energie:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - hogere energie-efficiency (43% vs. 38%) - besparing op kolenverbruik (ca. 50 ton/hr) <p><i>Milieu:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - lagere emissies CO₂ (ca. 1 Mton; minder CO₂-emissierechten) - lagere emissies NO_x [1,4 kton] <p><i>Economie:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - 1^e indicatie: lagere kosten (M€ 30-150/jr) <p><i>Visueel:</i></p> <p>het wordt een centrale zonder afgassen naar de lucht; geen schoorsteen</p>	<p><i>Onderlinge afhankelijkheid:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - E-centrale afhankelijk van zuurstof-productie/ LNG-terminal. Risico's: <ul style="list-style-type: none"> • storingen/ uitval van installaties - grote discontinuïteiten in productie LNG-terminal ('s zomers weinig uitzending van LNG) - risico van storing bij zuurstoffabriek <ul style="list-style-type: none"> ⇒ volledige back-up voorziening in zuurstoffabriek is noodzakelijk ⇒ Omvang zuurstof productie wordt als 'zeer groot' bestempeld <p><i>Technische ontwikkeling:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Oxy-fuel technologie nog niet operationeel (pilot Vattenfall start in 2008) 	<p><i>Onderlinge afhankelijkheid:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Welke back-up voor-zieningen zijn nodig? Wat zijn daarvan de kosten? <p><i>Technische ontwikkeling:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Zijn technologie-leveranciers (o.a.: Vattenfall; Foster-Wheeler) bereid om kennis te delen? <ul style="list-style-type: none"> ⇒ waarschijnlijk wel, maar vereist navraag (mede gelet op schaalgrootte 1.000 MW)
LNG-terminal	<p><i>Economie:</i></p> <p>Beschikbare koude krijgt economische waarde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - voor zuurstof-fabrikant (lucht- scheiding) - voor e-centrale (koeling stoomcyclus e-centrale; com-pressie CO₂) 	<p><i>Onderlinge afhankelijkheid:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Back-up voorzieningen nodig voor LNG-verdamping voor: <ul style="list-style-type: none"> • verstoringen/uitval installaties zuurstoffabriek/e-centrale • discontinuïteiten in e-productie beperkt probleem 	<p><i>Economie:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Wat zijn potentiële baten koude-levering? <p><i>Technologie:</i></p> <p>Niet iedere verdampers is geschikt om geïntegreerd te worden met luchtscheiding; soms worden verdampers geïnstalleerd die daar niet voor zijn uitgerust</p>

<p>Havens (ruimtelijke inpassing; bestemmingsplannen)</p>	<p>Optie om doelstellingen RCI te halen t.a.v. CO₂-reductie</p> <p>Behoud luchtkwaliteit; geen nieuwe grote bronnen van NO_x</p> <p>Structurele Milieuwinst en Kwaliteit van de Industriële Parken bij beschermde 'Natuurgebieden'</p> <p>Synergetische benutting van 'Processen'</p>	<p>Technische en Financiële risico's voor deze schaal-groote nog niet bewezen</p> <p>Visionaire overtuiging in lange termijn (bestemming)plannen is noodzakelijk en vereist meer 'evidence'</p> <p>Technische en Economische onzekerheden vragen om 'support' maatregelen</p>	<p>Op Maasvlakte 1 is ruimte bij LNG-terminals zeer krap. Dit beperkt mogelijkheden sterk. ENECOGEN heeft plannen voor integratie met bestaande centrale. Daarnaast wellicht mogelijkheden bij nieuwe kolenvergasser of toekomstige retrofit</p> <p>Maasvlakte 2 toetsen op mogelijkheden</p> <p>Eemshaven plannen afstemmen met Energy vallei/NOM, etc.</p>