



30630028-KPS/PIR 06-Final draft Vertrouwelijk

Technische review grootschalige elektriciteitsopwekking

Arnhem, 27 April 2006

Auteurs H. Koetzier, F.J.J.M van Aart, P.J. Ploumen, P.H. Wakker*, H.C. Wels*
KEMA Consulting (in co-operation with NRG*)

In opdracht van ENECO

auteur : H. Koetzier

B 78 blz. 7 bijl.

beoordeeld : F.J.J.M. van Aart

goedgekeurd : R. Meijer

© KEMA Nederland B.V., Arnhem, Nederland. Alle rechten voorbehouden.

Dit document bevat vertrouwelijke informatie. Overdracht van de informatie aan derden zonder schriftelijke toestemming van KEMA Nederland B.V. is verboden. Hetzelfde geldt voor het kopiëren (elektronische kopieën inbegrepen) van het document of een gedeelte daarvan.

Het is verboden om dit document op enige manier te wijzigen, het opsplitsen in delen daarbij inbegrepen. In geval van afwijkingen tussen een elektronische versie (bijv. een PDF bestand) en de originele door KEMA verstrekte papieren versie, prevaleert laatstgenoemde.

KEMA Nederland B.V. en/of de met haar gelieerde maatschappijen zijn niet aansprakelijk voor enige directe, indirecte, toekomstige of gevolgschade ontstaan door of bij het gebruik van de informatie of gegevens uit dit document, of door de onmogelijkheid die informatie of gegevens te gebruiken.

INHOUD

	blz.
Samenvatting.....	6
1 Inleiding.....	7
2 Aardgasgestookte STEG-centrale.....	9
2.1 Technologie.....	9
2.2 Technologische ontwikkelingen.....	9
2.3 Kentallen.....	10
2.3.1 Centralecapaciteit.....	10
2.3.2 Investeringskosten.....	10
2.3.3 Bouwtijd.....	11
2.3.4 Rendement bij vollast.....	11
2.3.5 Jaargemiddeld rendement.....	12
2.3.6 CO ₂ -emissie.....	12
2.3.7 Bedrijfsvoeringgegevens.....	13
2.3.8 Operationele uitgaven (OpEx).....	13
2.4 Kosten per geproduceerde MWh (tolling fee).....	14
2.5 Gevoeligheidsanalyse.....	15
2.6 Ombouw tot KV-STEG.....	17
3 Ultrasuperkritische poederkoolcentrale.....	18
3.1 Technologie.....	18
3.2 Technologische ontwikkelingen.....	18
3.3 Kentallen.....	19
3.3.1 Centralecapaciteit.....	19
3.3.2 Investeringskosten.....	19
3.3.3 Bouwtijd.....	20
3.3.4 Rendement bij vollast.....	20
3.3.5 Jaargemiddeld rendement.....	20
3.3.6 CO ₂ -emissie.....	21
3.3.7 Bedrijfsvoeringgegevens.....	21
3.3.8 Operationele uitgaven.....	22
3.4 Kosten per geproduceerde MWh (tolling fee).....	23
3.5 Gevoeligheidsanalyse.....	24
3.6 Effect van meestoken.....	26
3.6.1 Kosten per geproduceerde MWh bij meestoken (tolling fee).....	27

4	KV-STEG-centrale.....	29
4.1	Technologie.....	29
4.2	Technologische ontwikkelingen	32
4.3	Kentallen	33
4.3.1	Centralecapaciteit.....	33
4.3.2	Investeringskosten	33
4.3.3	Bouwtijd	34
4.3.4	Rendement bij vollast	34
4.3.5	Jaargemiddeld rendement.....	34
4.3.6	CO ₂ -emissie	34
4.3.7	Bedrijfsvoeringgegevens	35
4.3.8	Operationele uitgaven	35
4.4	Kosten per geproduceerde MWh (tolling fee)	36
4.5	Gevoeligheidsanalyse	38
5	Kerncentrale.....	40
5.1	Technologie.....	40
5.2	Technische ontwikkelingen.....	42
5.2.1	Trend naar passief / inherent veilig.....	42
5.2.2	Transmutatie van afval	43
5.2.3	Risk based design	43
5.3	Politieke ontwikkelingen	44
5.4	Kentallen	45
5.4.1	Investeringskosten	45
5.4.2	Splijtstofkosten	45
5.4.3	Kosten voor onderhoud en bediening	46
5.4.4	Betrouwbaarheid & beschikbaarheid	46
5.4.5	Levensduur	46
5.4.6	Rendement.....	46
5.4.7	Bouwtijd	46
5.5	Kosten per geproduceerde MWh (tolling fee)	46
5.6	Gevoeligheidsanalyse	48

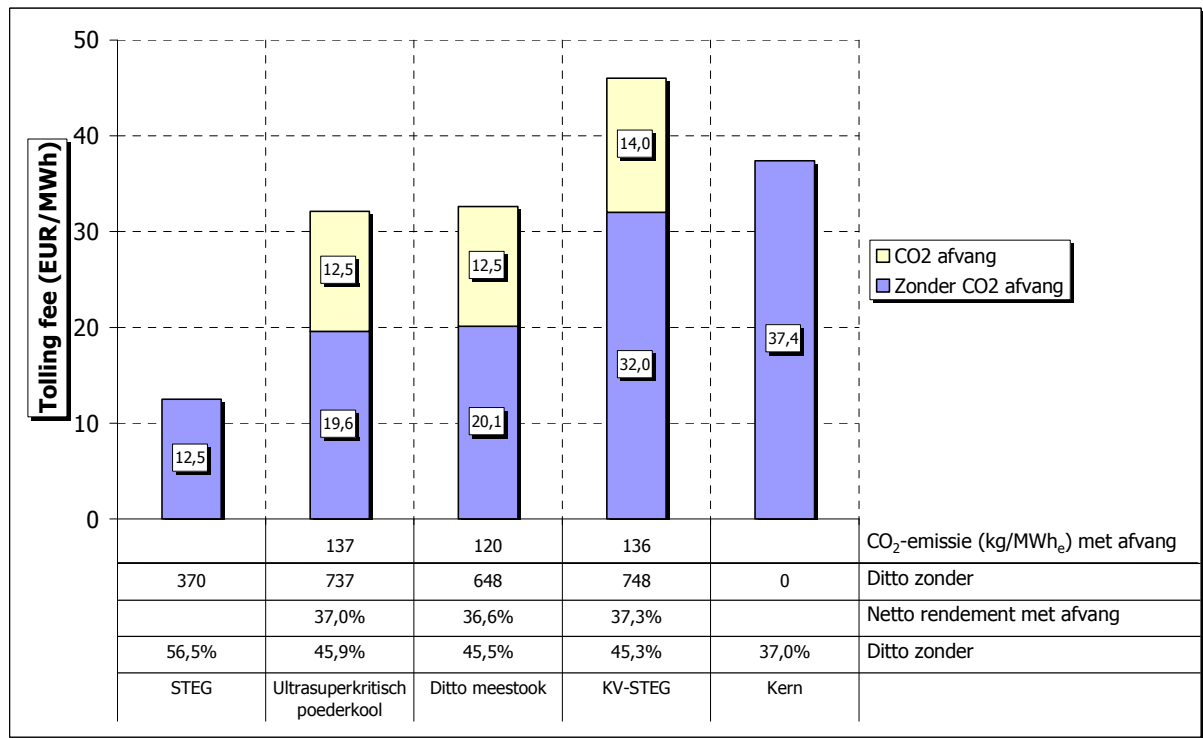
6	CO ₂ -afvang.....	49
6.1	Technologie.....	49
6.2	Ultrasuperkritische poederkoolcentrale.....	51
6.2.1	Effect van CO ₂ -afvang.....	52
6.2.2	Kosten per geproduceerde MWh (tolling fee)	53
6.3	KV-STEG	55
6.3.1	Effect van CO ₂ -afvang.....	55
6.3.2	Kosten per geproduceerde MWh (tolling fee)	56
7	Locatiestudie	58
7.1	Locatie kolencentrale.....	58
7.1.1	Ontsluiting en logistiek.....	59
7.1.2	Nabijheid van het landelijke koppelnet.....	59
7.1.3	Koelcapaciteit.....	59
7.1.4	Milieuimte.....	60
7.1.5	Draagvlak.....	61
7.1.6	Concurrerende initiatieven.....	61
7.1.7	Waardering.....	61
7.2	Locaties kerncentrale	63
Bijlage A	Overzicht kentallen centrales.....	64
Bijlage B	Overzicht kentallen CO ₂ -verwijdering	65
Bijlage C	Bepaling break-even tolling fee STEG-centrale	66
Bijlage D	Bepaling break-even tolling fee ultrasuperkritische poederkoolcentrale.....	70
Bijlage E	Bepaling break-even tolling fee KV-STEG-centrale	72
Bijlage F	Bepaling break-even tolling fee kerncentrale	74
Bijlage G	Locaties.....	76

SAMENVATTING

Dit rapport geeft een technische review van diverse mogelijkheden van grootschalige elektriciteitsopwekking, te weten:

- Aardgasgestookte STEG-centrale
- Ultrasuperkritische poederkoolcentrale
- KV-STEG-centrale
- Kerncentrale

Het belangrijkste resultaat is de tolling fee die in onderstaande tabel (S.1) is weergegeven. De tolling fee is uitgedrukt in het prijspeil van 2006.



Tabel S.1 Tolling fee voor diverse centraletypes zonder met met CO₂-afvang bij een levensduur van 30 jaar en 85% capacity factor (kerncentrale 60 jaar en 90%)

Geschikte locaties voor kolencentrales zijn de kustlocaties Maasvlakte/Europoort en het Sloegebied. Borssele, Eemshaven en Maasvlakte zijn de meest voor de hand liggende locaties voor een kerncentrale.

1 INLEIDING

In dit rapport worden de kentallen bepaald voor een aantal mogelijkheden voor grootschalige elektriciteitsopwekking, te weten:

- Aardgasgestookte STEG-centrale
- Ultrasuperkritische poederkoolcentrale
- KV-STEG-centrale
- Kerncentrale

Het belangrijkste kental is de zogenaamde tolling fee. Dit zijn de uiteindelijke kosten per geproduceerde MWh, exclusief brandstof en CO₂-emissies bij een WACC van 8% reëel, na belasting, en een belastingvoet van 30%. Het prijspeil is dat van 2006. Daarnaast worden de volgende kentallen gegeven:

- investeringskosten (inclusief verdeling over de bouwtijd)
- bouwtijd (vanaf vergunningverlening)
- rendement vollast
- rendement jaargemiddeld bij 85% capaciteitsfactor
- ramp rate, benodigde opstarttijd na koude en warme start, kosten start, extra brandstofverbruik start
- operationele uitgaven (OpEx, exclusief brandstof, CO₂ en afschrijving)
- CO₂-emissie per geproduceerde MWh (nul voor kerncentrale).

KEMA gaat uit van de technologie die op dit moment gebouwd wordt met een kwalitatieve indicatie van toekomstige ontwikkelingen.

Voor de **ultrasuperkritische poederkoolcentrale** worden daarnaast de effecten van meestoken van 12% biomassa op energiebasis (kolenconvenant) bepaald ten aanzien van investeringskosten, OpEx, emissies en beschikbaarheid. Hieruit wordt het uiteindelijke effect op de tolling fee bepaald. Meestoken van 20% biomassa op energiebasis is kwalitatief beschouwd.

Voor de **ultrasuperkritische poederkoolcentrale** en de **KV-STEG-centrale** bepaalt KEMA daarnaast de effecten van CO₂-afvangst op rendement, vermogen, investeringskosten, OpEx en beschikbaarheid. Hieruit worden bepaald: specifieke CO₂-emissie (ton/MWh) en het uiteindelijke effect op de tolling fee. Voor CO₂-afvangst wordt uitgegaan van de naar verwachting beschikbare techniek in 2015-2020.

Vertrouwelijk

Voor de **kerncentrale** bepaalt KEMA additioneel de te verwachten kosten voor brandstof en verwerking van afval. Voorts wordt ingegaan op de vraag of er geschikte locaties in Nederland zijn voor een kerncentrale¹.

Naast de zogenaamde “base case” zal ook een gevoeligheidsanalyse worden uitgevoerd met betrekking tot onzekerheden in de invoerparameters.

Wanneer uitgegaan wordt van een levensduur van 30 jaar, zullen herinvesteringen nodig zijn. KEMA zal aangeven wanneer deze nodig zijn voor ieder optie en hoe groot deze naar verwachting zullen zijn. Voor de sloop van de centrale na 30 jaar worden - behalve voor de kerncentrale - geringe kosten verwacht, die wegvallen tegen de restwaarde van de centrale. Voor een kerncentrale lijkt een levensduur van 30 jaar aan de korte kant. KEMA zal daarom ook naar een levensduur van 60 jaar kijken. Tevens zal voor alle centraletypen de economie na 15 jaar bekeken worden.

¹ In Nederland is krachtens het Tweede Structuurschema Elektriciteitsvoorziening het waarborgingsbeleid van kracht zoals dat in de PKB “Vestigingsplaatsen voor kerncentrales” uit 1986 geformuleerd is. Dat houdt in dat voor bepaalde locaties (met name Sloegebied, Maasvlakte en Eemshaven) gewaarborgd wordt dat deze blijven voldoen aan de gestelde criteria voor de vestiging van kerncentrales. Momenteel wordt het Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III) voorbereid, waarin ingegaan wordt op het waarborgingsbeleid voor kerncentrales.

2 AARDGASGESTOOKTE STEG-CENTRALE

2.1 Technologie

Op dit moment is de zogenaamde F-technologie stand der techniek. De 50 Hz vertegenwoordigers hiervan zijn weergegeven in tabel 2.1. Alle gasturbines zijn uitgerust met zogenaamde dry-low-NO_x branders, die emissies van minder dan 25 ppm mogelijk maken. Dit komt overeen met een specifieke emissie van minder dan 45 gram NO_x per Gigajoule verstookte brandstof. Deze NO_x emissie kan worden volgehouden van 100% last tot circa 55% last. Beneden deze last gaat de specifieke emissie snel omhoog² en komt men in de problemen met de vergunning. Daarom wordt de 55% last ook wel de praktische minimumlast genoemd.

Tabel 2.1 Vertegenwoordigers van de F technologie voor 50 Hz³

Fabrikant	Alstom	General Electric	Mitsubishi	Siemens
Typeaanduiding STEG	KA26-1	S109FB	MPC1(M701F)	1S.V94.3A
Typeaanduiding GT	GT26	MS9001FB	M701F	V94.3A
Netto vermogen (MWe, ISO, nieuw)	410	413	398	398
Netto rendement (ISO, nieuw)	57,8%	58,0%	57,0%	57,5%
Type stoomcyclus	3-druks, herverhitting	3-druks, herverhitting	3-druks, herverhitting	3-druks, herverhitting

2.2 Technologische ontwikkelingen

Op dit moment wordt de zogenaamde H-technologie ontwikkeld door General Electric en Mitsubishi. Het netto rendement bedraagt circa 60%. Begin 2005 had een STEG van General Electric met deze technologie al meer dan 8 000 uur gedraaid⁴.

² De reden hiervoor is dat de dry-low-NO_x branders een zeer specifieke verhouding lucht/gas nodig hebben. In deellast wordt de hoeveelheid gas teruggenomen. Tot circa 55% last kan de hoeveelheid lucht evenredig teruggeregeld worden door verstelling van de compressorschoepen. Beneden 55% last kan dit niet verder en dient op een andere verbrandingsmodus worden overgegaan met inherent veel hogere emissies.

³ Gas Turbine World, 2004-5 GTW Handbook

⁴ http://www.gepower.com/prod_serv/products/gas_turbines_cc/en/downloads/system_tops8000.pdf

2.3 Kentallen

Deze paragraaf geeft een overzicht van de kentallen die nodig zijn voor het bepalen van de tolling fee van de STEG. Een totaal kentallenoverzicht is in Bijlage A gegeven.

2.3.1 Centralecapaciteit

Met het oog op de vermogens uit tabel 2.1 gaat KEMA uit van de bouw van een STEG-centrale van circa 800 MW_e, verdeeld over twee eenheden van 400 MW_e, die naast elkaar gebouwd worden. Dit bespaart op de ontwikkelingskosten in vergelijking met het bouwen van twee 400 MW_e eenheden op verschillende locaties en/of op verschillende tijdstippen. Verder geeft de opsplitsing in twee 400 MW_e blokken additionele flexibiliteit in de inzet.

2.3.1.1 Veroudering

De prestaties van STEG-centrales zijn onderhevig aan veroudering (voornamelijk in de gasturbine). Over een periode van 15 jaar zal het vermogen met circa 3% afnemen⁵, wat overkomt met een gemiddelde vermogensafname van 2% over deze periode. De gemiddelde capaciteit van een 800 MW_e centrale over een periode van 15 jaar bedraagt dan 784 MW_e.

2.3.2 Investeringskosten

KEMA schat de specifieke overnight⁶ investeringskosten in op 525 EUR/kW_e, gebaseerd op 800 MW_e en 536 EUR/kW_e gebaseerd op 784 MW_e. Deze kosten zijn all-in, d.w.z. EPC⁷ kosten en alle ontwikkelingskosten (owners cost), zoals aansluitingen, vergunningen, personeel owner etc. Bouwrente is niet inbegrepen, daar deze in de DCF⁸- analyse in rekening gebracht wordt. Aangenomen is dat de centrale op een bestaande productielocatie gebouwd wordt.

⁵ ALSTOM Power, 2003, (Fetescu, M.). Gas Turbine Technology and Cycle Selection for Combined Cycle Power Plants.. Presented at: ASME Turbo Expo 2003, Atlanta.

⁶ Zonder bouwrente

⁷ Engineering, procurement, construction

⁸ Discounted Cash Flow

De onderverdeling is ruwweg als volgt:

<i>Equipment power island</i>		245	
<i>Construction power island</i>		105	+
EPC Power island (MEUR)	350		
<i>Owners hard cost</i>		30	
<i>Owners soft cost</i>		20	+
Owners cost (MEUR)	50		
Contingency (MEUR)		20	+
Total (MEUR)		420	
Total EUR/kW _e @ 800 MW _e		525	

We bepalen de kosten over een levensduur van 15 en 30 jaar. Na 15 jaar zullen enige herinvesteringen nodig zijn in de Balance of Plant (BoP), het Distributed Control System (DCS) en gasturbine (GT). Wij schatten deze kosten in op 65 MEUR, als volgt onderverdeeld:

- DCS 15 MEUR
- BoP 20 MEUR
- GTs 30 MEUR

2.3.3 Bouwtijd

De bouwtijd bedraagt ongeveer 2 jaar van financial closure tot commercieel bedrijf.

2.3.4 Rendement bij vollast

Het rendement bij vollast in nieuwstaat onder ISO condities⁹ wordt door KEMA ingeschat op circa 57½ % op stookwaarde volgens tabel 2.1. De condities in Nederland liggen ongeveer op ISO niveau.

Door veroudering van de gasturbine zakt het rendement over een periode van 15 jaar met naar schatting 1%-punt. De gemiddelde afname over een periode van 15 jaar bedraagt circa ¾ %-punt. Het gemiddelde vollastrendement bedraagt dus 56¾ %.

⁹ 15 °C, 1,013 bar

2.3.5 Jaargemiddeld rendement

Het jaargemiddelde rendement zal lager uitvallen dan het gemiddelde vollastrendement door bedrijf in deellast en het extra brandstofverbruik van de starts. Beide effecten hangen af van de inzet van de centrale. ENECO geeft een capacity factor van 85% aan voor de evaluatie. Met de huidige prijsverhoudingen wordt een STEG waarschijnlijk ingezet in *2-shift - full load* (in de piekuren vollast in bedrijf, in de daluren uit), wat leidt tot een capacity factor van ongeveer 65%. Een capacity factor van 85% wordt bij een beschikbaarheid van 90% bereikt door in de piekuren op 99% last te draaien (1% draaiende reserve) en in de daluren op 85% last. Dit wordt wel aangeduid als *Must-run deellast*. KEMA bekijkt beide mogelijkheden. Tabel 2.2 geeft de jaargemiddelde rendementen in beide situaties weer. Zie ook paragraaf 2.3.8.3.

Tabel 2.2 Afleiding jaargemiddelde rendementen bij verschillende inzet

Inzet		Must-run deellast	2-shift, full load
Belasting			
<i>Piekuren</i>	16	99%	99%
<i>Daluren</i>	8	85%	
Aantal dagen per week		7	7
Capacity Factor		85%	66%
Draaiuren		7 889	5 260
Aantal starts		0	365
Brandstofverbruik per start (eq. draaiuren)		0	0,5
Brandstofverbruik starts (eq. draaiuren)		0	183
Rendement			
Piekuren		56,75%	56,75%
Daluren		56,01%	
Rendementsverlies door starts			1,77%
Jaargemiddeld rendement		56,5%	55,0%
CO ₂ emissie (kg/MWh _e)		370	380

2.3.6 CO₂-emissie

De CO₂-emissie per geproduceerde MWh elektriciteit hangt af van je jaargemiddelde rendement en de specifieke CO₂ emissie van aardgas¹⁰. Met een specifieke CO₂ emissie van 209 kg per MWh aardgas een jaargemiddeld rendement van 56,5 – 55,0 %, wordt de CO₂-emissie 370 – 380 kg per geproduceerde MWh aan elektriciteit.

¹⁰ De hoeveelheid CO₂ geproduceerd bij verbranding van 1 GJ aardgas

2.3.7 **Bedrijfsvoeringgegevens**

2.3.7.1 Minimum last

KEMA verwacht een praktische minimum last van circa 55% op basis van de toelaatbare NO_x-emissies. Beneden deze last gaan de emissies sterk omhoog en ontstaan problemen met de vergunning.

2.3.7.2 Ramp rate

KEMA verwacht een haalbare ramp rate (van praktische minimum last tot vollast) van circa 3% per minuut ofwel 24 MW per minuut¹¹.

2.3.7.3 Opstarttijd

Voor een hete start (na een night outage) verwacht KEMA dat 1½ uur nodig is om vollast te bereiken. Voor een warme start (na een weekend outage) wordt een opstartduur van 2½ uur tot vollast verwacht. Voor een geheel koude start is 6 uur nodig¹².

2.3.8 **Operationele uitgaven (OpEx)**

We beschouwen hieronder alleen de kosten voor onderhoud, bediening en instandhouding (Engels O&M) en niet kosten voor brandstof, CO₂ emissie, rente en afschrijving. We onderscheiden vaste en variabele O&M.

2.3.8.1 Vaste O&M

Vaste O&M uitgaven hangen niet van de inzet van de centrale af. Deze kosten bestaan uit ondermeer: personeel, verzekering, administratie en algemene kosten zoals huisvesting en kantoren. KEMA schat de vaste O&M-kosten in op 5,5 MEUR per jaar voor een 800 MW_e STEG centrale.

¹¹ SIEMENS POWER GENERATION, 2005, (Anonymus). Proposal for CONFIDENTIAL

¹² SIEMENS POWER GENERATION, 2005, (Anonymus). Proposal for CONFIDENTIAL

2.3.8.2 Variabele O&M

Variabele O&M uitgaven hangen van de inzet van de centrale of en worden uitgedrukt in Euro per draaiuur. Zij bestaan uit onderhoud, inspecties en revisies van de centrale evenals het gebruik van consumptiegoederen als smeerolie en chemicaliën. KEMA schat de variabele O&M kosten van een 800 MW_e STEG-centrale in op 2 000 EUR per draaiuur, voornamelijk bepaald door onderhoud aan de gasturbines.

2.3.8.3 Kosten van een start

Een start heeft twee effecten, te weten

1. Additioneel brandstofverbruik
2. Additionele slijtage van de installatie

Het additionele brandstofverbruik laat zich handig uitdrukken in een verbruik overeenkomend met een aantal draaiuren op vollast¹³. Voor een hete start is dit een ½ draaiuur en voor een warme ¾ draaiuur. Uitgedrukt in brandstofverbruik is dit 700 resp. 1 050 MWh.

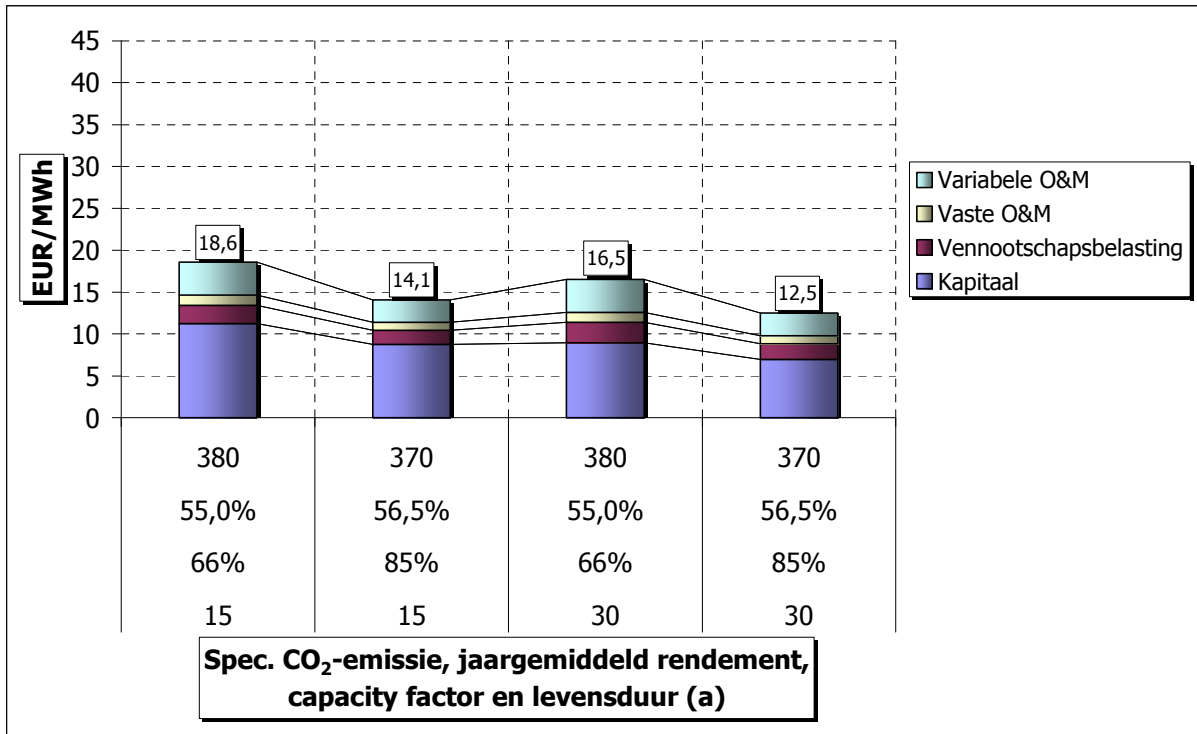
Voor de extra slijtage wordt eveneens gerekend in equivalent additionele draaiuren. Voor een STEG komt een start qua slijtage overeen met 10 extra draaiuren. Uitgedrukt in kosten is dit ongeveer 20 000 EUR per start (zie ook de vorige paragraaf).

2.4 Kosten per geproduceerde MWh (tolling fee)

Voor de bepaling van de tolling fee is door ENECO een reële disconteringsvoet van 8%/a na 30% vennootschapsbelasting opgegeven. Alle kosten zijn aangegeven op prijspeil 2006. In Bijlage C is de bepaling van de break-even tolling fee aangegeven. Figuur 2.1 presenteert de resultaten. De break-even tolling fee blijkt als volgt te bedragen:

Levensduur (a)	15	15	30	30
Capacity factor	66%	85%	66%	85%
Jaargemiddeld rendement	55,0%	56,5%	55,0%	56,5%
Spec. CO ₂ -emissie (kg/MWh _e)	380	370	380	370
Kapitaal	11,3	8,7	9,0	7,0
Vennootschapsbelasting	2,2	1,7	2,4	1,9
Vaste O&M	1,2	0,9	1,2	0,9
Variabele O&M	3,9	2,7	3,9	2,7
Totaal tolling	18,6	14,1	16,5	12,5

¹³ KEMA, 2006, (Koetzier, H., Braam, A.L.). Purchasing A Power Plant: The Role Of Technical Due Diligence. Presented at: Power-Gem Middle East, Abu Dhabi.



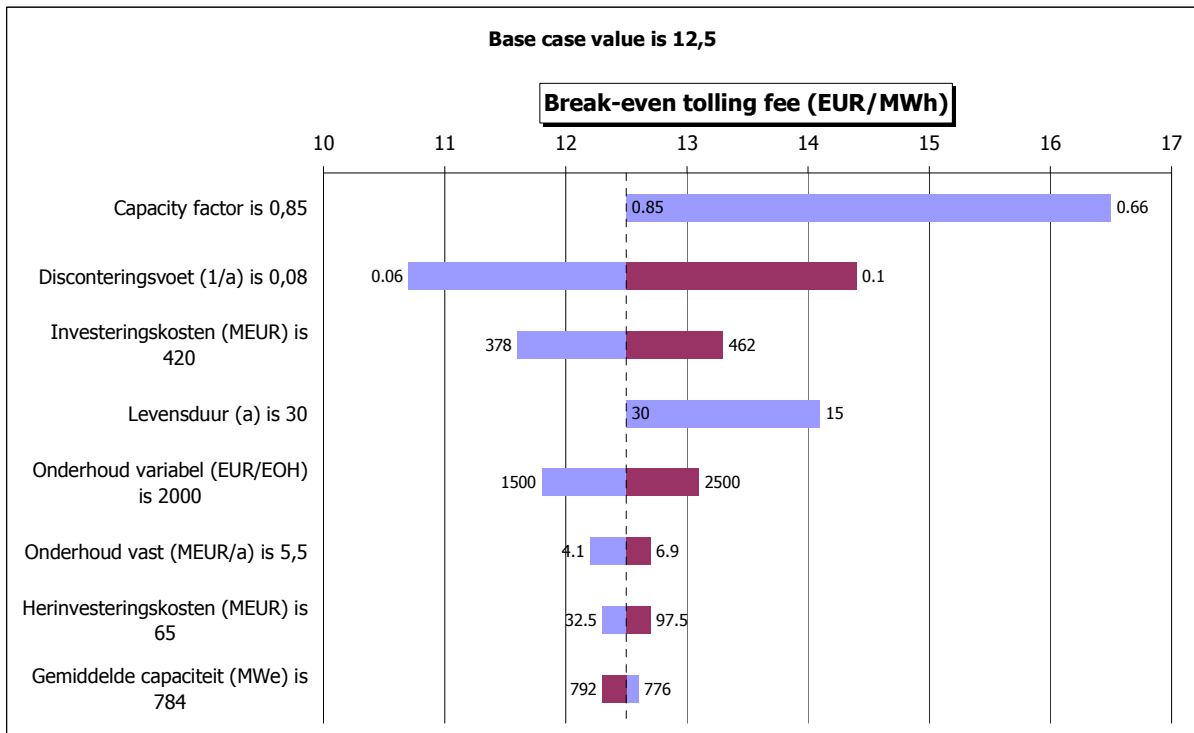
Figuur 2.1 Tolling fee voor een 800 MW_e STEG-centrale bij 66 en 85% capacity factor en een levensduur van 15 en 30 jaar

2.5 Gevoeligheidsanalyse

De gevoeligheidsanalyse is uitgevoerd met de volgende redelijk geachte parameters (tabel 2.3). De resultaten zijn weergegeven in figuur 2.2. We zien dat de variatie in de toekomstige capacity factor de grootste invloed heeft op de tolling fee, gevolgd door de gehanteerde disconteringsvoet. De invloed van variaties in de andere parameters blijft beperkt tot maximaal +/- 1 EUR/MWh.

Tabel 2.3 Parameters voor de gevoeligheidsanalyse

	Base	Low	High
Disconteringsvoet (%/a)	8	6	10
Investeringskosten (MEUR)	420	-10%	+10%
Herinvesteringskosten (MEUR)	65	-50%	+50%
Capacity factor	85%	66%	85%
Gemiddelde capaciteit (MW _e)	784	776	792
		50% meer verlies	50% minder verlies
Onderhoud vast (MEUR/a)	5,5	-25%	+25%
Onderhoud variabel (EUR/EOH)	2 000	-25%	+25%
Levensduur (a)	30	15	30



Figuur 2.2 Resultaten gevoeligheidsanalyse STEG-centrale

2.6 Ombouw tot KV-STEg

De ombouw van een aardgasgestookte STEg naar een met kolengas gestookte STEg (KV-STEg) is geen sinecure. De meeste aardgasgestookte STEg-eenheden bevinden zich op locaties die geen koleninfrastructuur kennen en die hiervoor ook niet geschikt te maken zijn, vanwege het ontbreken van goede aanvoermogelijkheden van steenkool of de ligging nabij een woongebied.

Verder is er slechts een beperkt aantal gasturbines geschikt voor kolengas. Aanpassingen aan de verbrandingskamers en de gasturbine compressor zijn nodig om aan de gewijzigde bedrijfsvoering te voldoen. Tevens dient de afgassenketel geschikt te worden gemaakt voor de gewijzigde afgassensamenstelling en -hoeveelheid en de stoomzijdige integratie met het vergassingsdeel. Dit zal ook leiden tot een wijziging van de stoomparameters voor de stoomturbine.

Samenvattend kan gesteld worden dat een ombouw van een aardgasgestookte naar een kolengasgestookte STEg alleen kan plaatsvinden indien hiermee vanaf het allereerste ontwerp rekening is gehouden. Zelfs dan zal de STEg noch op aardgas noch op kolen op het meest optimale werkpunt in bedrijf zijn.

KEMA acht derhalve het ombouwen van een aardgas gestookte STEg naar een kolengas gestookte STEg vanuit technisch oogpunt als niet zinvol.

3 ULTRASUPERKRITISCHE POEDERKOOLCENTRALE

3.1 Technologie

De technologische ontwikkelingen bij poederkoolcentrales liggen op het gebied van verhoging stoomcondities, verbetering van de turbinerendementen en verlaging van de emissies. De eerste twee dragen bij tot hogere rendementen (lagere marginale kosten). Internationaal door de markt geaccepteerde stoomcondities zijn:

- Verse stoomtemperatuur (°C) 540
- Herverhitte stoomtemperatuur (°C) 560

De laatste 5 jaar zijn ook centrales met hogere stoomcondities in bedrijf gekomen, bijvoorbeeld in Denemarken (Nordjyllandsvaerket, 580/580/580¹⁴ °C, Avedore 2, 580/600 °C) en Duitsland (Niederaussem K, 580/600 °C). Op dit moment wordt in Duitsland ook een poederkoolcentrale met stoomtemperaturen van 600/600 °C gebouwd (RWE, BoA Neurath¹⁵).

Op grond van deze gegevens gaan we voor deze studie uit van:

- Verse stoomtemperatuur (°C) 580
- Herverhitte stoomtemperatuur (°C) 600

3.2 Technologische ontwikkelingen

De verhoging van de stoomcondities gaat gestaag door. Door onder andere VGB, Siemens, Babcock-Hitachi Europe, E.ON, STEAG en RWE is al een referentiecentrale ontworpen met stoomcondities van 600/620 °C¹⁶. Verder wordt in Europees verband gewerkt aan een demonstratiepoederkoolcentrale met stoomcondities van 700/720¹⁷, waaraan ook KEMA meewerkt. Rond 2015 zal deze naar verwachting in bedrijf zijn.

¹⁴ Dubbele herverhitting

¹⁵ <http://www.rwe.com/generator.aspx/property=Data/id=167316/boa-neurath-download.pdf>

¹⁶ VGB, 2004, (Meier, H.J. et al). Reference Power Plant North Rhine-Westphalia (RPP NRW). In: VGB PowerTech 5/2004.

¹⁷ www.AD700.dk

3.3 Kentallen

Deze paragraaf geeft een overzicht van de kentallen die nodig zijn voor het bepalen van de tolling fee van de ultrasupercritische poederkoolcentrale. Een totaal kentallenoverzicht is in Bijlage A gegeven.

3.3.1 Centralecapaciteit

Poederkoolcentrales worden als single train gewoonlijk in de range van 400 – 800 MW_e gebouwd. Met het oog op de STEG vermogens, het schaalgroottevoordeel en de geringere benodigde inzetflexibiliteit gaat KEMA uit van een grootte van 800 MW_e.

3.3.1.1 Veroudering

Ook de prestaties van poederkoolcentrales zijn onderhevig aan veroudering, zij het in minder mate dan STEG-centrales. KEMA gaat uit van een gemiddeld vermogensverlies van 1% over een periode van 15 jaar. De gemiddelde capaciteit van een 800 MW_e centrale over een periode van 15 jaar bedraagt dan 792 MW_e.

3.3.2 Investeringskosten

Op grond van bij KEMA aanwezige informatie uit projecten en internationale literatuur schat KEMA specifieke overnight investeringskosten in op 945 EUR/kW_e, gebaseerd op 800 MW_e. Deze kosten zijn all-in, d.w.z. EPC¹⁸ kosten en alle ontwikkelingskosten (owners cost), zoals aansluitingen, kolenpark, vergunningen, personeel owner etc. Bouwrente is niet inbegrepen, daar deze in de DCF¹⁹- analyse in rekening gebracht wordt. Aangenomen is dat de centrale op een bestaande productielocatie gebouwd wordt. De onderverdeling is ruwweg als volgt:

EPC Power island (MEUR)	660		
<i>Owners hard cost</i>		40	
<i>Owners soft cost</i>		20	+
Owners cost (MEUR)	60		
Contingency (MEUR)	35		+
Total (MEUR)	755		
Total EUR/kW _e @ 800 MW _e	945		

¹⁸ Engineering, Procurement, Construction

¹⁹ Discounted Cash Flow

Vertrouwelijk

We bepalen de kosten over een levensduur van 30 jaar. Na 15 jaar zullen enige herinvesteringen nodig zijn in de Balance of Plant (BoP) en het Distributed Control System (DCS). KEMA schat deze kosten in op 35 MEUR.

3.3.3 **Bouwtijd**

De bouwtijd bedraagt ongeveer 3 jaar van financial closure tot commercieel bedrijf.

3.3.4 **Rendement bij vollast**

Het netto rendement bij vollast in nieuwstaat onder ISO condities²⁰ wordt door KEMA geschat op 46½ %. De condities in Nederland liggen ongeveer op ISO niveau.

Door veroudering van de installatie zakt het rendement over een periode van 15 jaar met circa ¼ % punt. De gemiddelde afname over een periode van 15 jaar bedraagt circa ½ %-punt. Het gemiddelde netto vollastrendement bedraagt dus 46 %.

3.3.5 **Jaargemiddeld rendement**

Het jaargemiddelde rendement zal lager uitvallen dan het gemiddelde vollastrendement door bedrijf in deellast en het extra brandstofverbruik van de starts. Beide effecten hangen af van de inzet van de centrale. ENECO geeft een capacity factor van 85% aan voor de evaluatie. Een capacity factor van 85% wordt bij een beschikbaarheid van 90% bereikt door in de piekuren op 99% last te draaien (1% draaiende reserve) en in de daluren op 85% last. Dit wordt wel aangeduid als *Must-run deellast*. Tabel 3.1 geeft de afleiding van het jaargemiddelde rendement weer.

²⁰ 15 °C, 1,013 bar

Tabel 3.1 Afleiding jaargemiddelde rendement

Inzet		Must-run deellast
Belasting		
Piekuren	16	99%
Daluren	8	85%
Aantal dagen per week		7
Capacity Factor		90%
Draaiuren		7 889
Aantal starts		0
Brandstofverbruik per start (eq. draaiuren)		
Brandstofverbruik starts (eq. draaiuren)		
Rendement		
Piekuren		46,00%
Daluren		45,82%
Rendementsverlies door starts		
Jaargemiddeld rendement		45,9%
CO ₂ emissie (kg/MWh _e)		737

3.3.6 CO₂-emissie

De CO₂-emissie per geproduceerde MWh elektriciteit hangt af van je jaargemiddelde rendement en de specifieke CO₂ emissie van steenkool. Met een specifieke CO₂ emissie van 339 kg per MWh steenkool een jaargemiddeld rendement van 45,9%, wordt de CO₂-emissie 737 kg per geproduceerde MWh aan elektriciteit. Dit is 2 maal zo veel als bij aardgas.

3.3.7 Bedrijfsvoeringgegevens

3.3.7.1 Minimum last

KEMA verwacht een praktische minimum last van circa 40% op basis van de warmte-spanningen en rendementsverlies. Beneden 40% last gaat een kolencentrale namelijk over van doorpomp- op rondpompbedrijf. De centrale passeert dan het zogenaamde Bensonpunt. Tussen 100 en 40 % last blijven de stoomtemperaturen constant en opereert de centrale met een relatief hoog rendement. Onder 40% last (in rondpompbedrijf) zakken de stoomtemperaturen en rendement in en ontstaan warmtespanningen. Het laatste is ongunstig voor de levensduur van de centrale.

3.3.7.2 Ramp rate

KEMA verwacht een haalbare ramp rate (van praktische minimum last tot vollast) van circa 3% per minuut ofwel 24 MW per minuut.

3.3.7.3 Opstarttijd

Voor een hete start (na een night outage) verwacht KEMA dat 5 uur nodig is om vollast te bereiken. Voor een warme start (na een weekend outage) wordt een opstartduur van 10 uur tot vollast verwacht.

3.3.8 Operationele uitgaven

We beschouwen hieronder alleen de kosten voor onderhoud, bediening en instandhouding (Engels O&M) en niet kosten voor brandstof, CO₂ emissie, rente en afschrijving. We onderscheiden vaste en variabele O&M.

3.3.8.1 Vaste O&M

Vaste O&M uitgaven hangen niet van de inzet van de centrale af. Deze kosten bestaan uit ondermeer: personeel, verzekering, administratie en algemene kosten zoals huisvesting en kantoren. KEMA schat de vaste O&M-kosten in op 7,5 MEUR per jaar voor een 800 MW_e poederkoolcentrale.

3.3.8.2 Variabele O&M

Variabele O&M uitgaven hangen af van de inzet van de centrale en worden uitgedrukt in Euro per draaiuur. Zij bestaan uit onderhoud, inspecties en revisies van de centrale evenals het gebruik van consumptiegoederen als smeerolie en chemicaliën. KEMA schat de variabele O&M kosten van een 800 MW_e poederkoolcentrale in op 1 800 EUR per draaiuur.

3.3.8.3 Kosten van een start

Een start heeft twee effecten, te weten

1. Additioneel brandstofverbruik
2. Additionele slijtage van de installatie

Voor opstarten van een poederkoolcentrale wordt gas gebruikt. Een expliciet aantal equivalente draaiuren voor een start (zoals bij een STEG-centrale) is ons niet bekend. Veelal is een kolencentrale ontworpen voor een bepaald aantal starts. Daarom geven we voor de kolencentrale alleen het additionele aardgasverbruik:

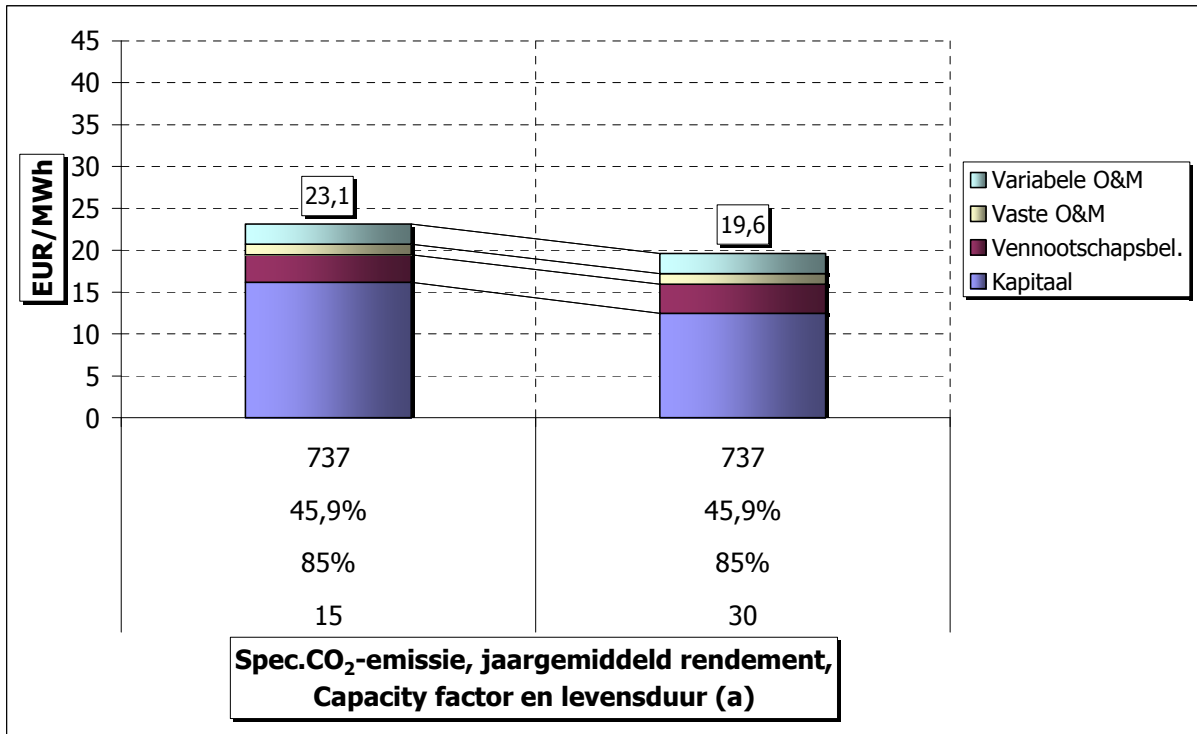
- Hete start (MWh) 3 000
- Warme start (MWh) 4 000

Deze verbruiken worden niet gebruikt in de bepaling van de tolling fee, daar uitgegaan wordt van inzet in basislast.

3.4 Kosten per geproduceerde MWh (tolling fee)

Voor de bepaling van de tolling fee is door ENECO een reële disconteringsvoet van 8%/a na 30% vennootschapsbelasting opgegeven. Alle kosten zijn aangegeven op prijspeil 2006. In Bijlage D is de bepaling van de break-even tolling fee aangegeven. Figuur 3.1 presenteert de resultaten. De break-even tolling fee blijkt als volgt te bedragen:

Levensduur (a)	15	30
Capacity factor	85%	85%
Jaargemiddeld rendement	45,9%	45,9%
Spec. CO ₂ -emissie (kg/MWh _e)	737	737
Kapitaal	16,2	12,5
Vennootschapsbel.	3,3	3,5
Vaste O&M	1,3	1,3
Variabele O&M	2,4	2,4
Totaal tolling (EUR/MWh)	23,1	19,6



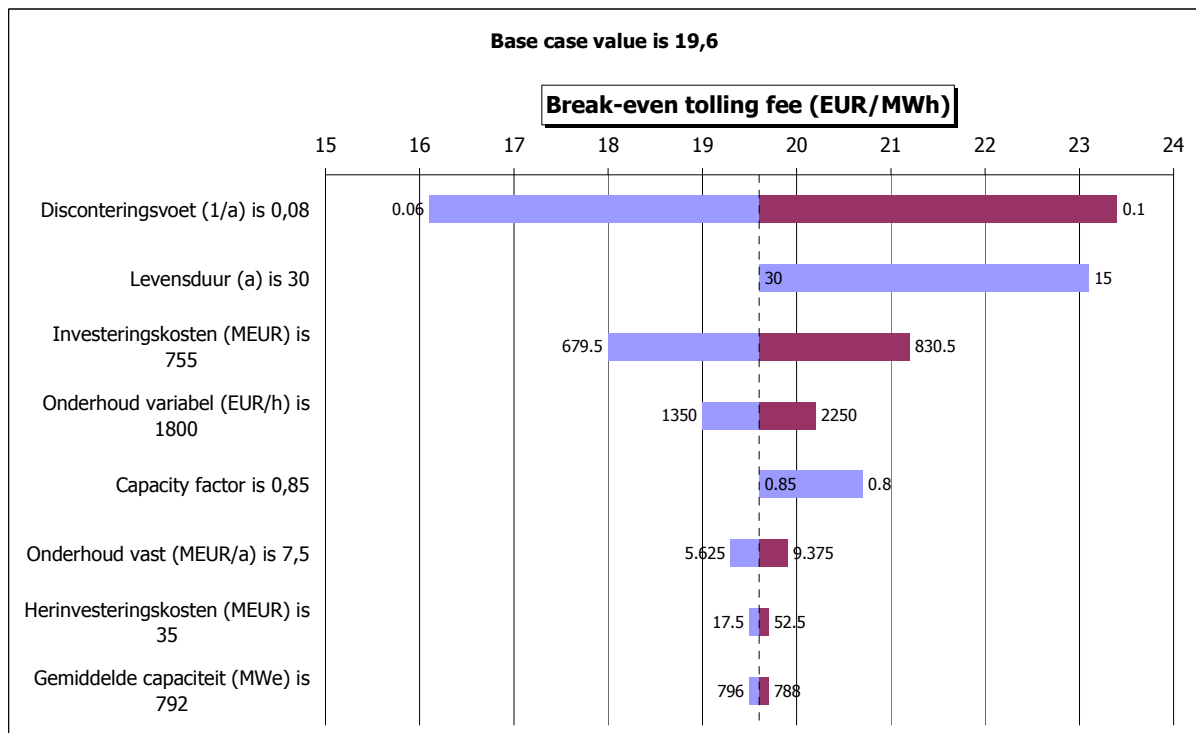
Figuur 3.1 Tolling fee voor een 800 MW_e ultrasuperkritische poederkoolcentrale bij 85% capacity factor en een levensduur van 15 en 30 jaar

3.5 Gevoeligheidsanalyse

De gevoeligheidsanalyse is uitgevoerd met de volgende redelijk geachte parameters (tabel 3.3). De resultaten zijn weergegeven in figuur 3.2. We zien dat de variatie in de disconteringsvoet de grootste invloed heeft op de tolling fee, gevolgd door de levensduur en de investeringskosten. De invloed van variaties in de andere parameters blijft beperkt tot maximaal +/- ½ EUR/MWh.

Tabel 3.3 Parameters voor de gevoeligheidsanalyse

	Base	Low	High
Disconteringsvoet (%/a)	8	6	10
Investeringskosten (MEUR)	755	-10%	+10%
Herinvesteringskosten (MEUR)	35	-50%	+50%
Capacity factor	85%	80%	85%
Gemiddelde capaciteit (MW _e)	792	788	796
		50% meer verlies	50% minder verlies
Onderhoud vast (MEUR/a)	7,5	-25%	+25%
Onderhoud variabel (EUR/EOH)	1 800	-25%	+25%
Levensduur (a)	30	15	30



Figuur 3.2 Resultaten gevoeligheidsanalyse ultrasuperkritische poederkoolcentrale

3.6 Effect van meestoken

Het meestoken van secundaire brandstoffen in een kolencentrale geniet wereldwijd een toenemende aandacht. De overheid van sommige landen, zoals in Nederland en het Verenigd Koninkrijk, verstrekt subsidie op het meestoken van biomassa om de CO₂-emissie van de centrale te verlagen. In andere landen zoals de Verenigde Staten overweegt men het meestoken van secundaire brandstoffen vanwege de lagere brandstofprijs.

In het kolenconvenant is de Nederlandse overheid met de E-sector overeengekomen om 12% biomassa op energiebasis mee te stoken in een kolengestookte centrale. In sommige nieuwbouwprojecten wordt al gesproken om een hoger gehalte biomassa mee te stoken. In deze studie gaat KEMA uit van de 12% (op energiebasis) uit het kolenconvenant.

Biomassa kan op diverse manieren aan de kolenketel worden toegevoerd:

- via de kolenband en meemalen in de poederkoolmolen
- via een eigen biomassamolen en samen met de poederkool in de poederkoolbranders
- via een eigen biomassamolen en biomassabranders
- na voorvergassing en als (al dan niet gereinigd) syngas via gasbranders.

Afhankelijk van de kwaliteit van de biomassa is een voorbehandeling als drogen en/of verkleinen (shredderen of malen) nodig. Ook de wijze van opslag (in een silo of hal) is sterk afhankelijk van de eigenschappen van de biomassa. De investeringen, benodigd voor het meestoken, zijn dus sterk afhankelijk van de soort biomassa, het ontwerp van de kolencentrale en lokale omstandigheden. Deze investeringen variëren dan ook tussen de 100 en 500 EUR/kW_e. In deze studie gaat KEMA uit van een specifieke investering van circa 200 EUR/kW_e.

Het elektrische rendement van meestoken van biomassa is lager dan van kolen. Dit wordt onder ander veroorzaakt door de het verschil in stookwaarde en het vochtgehalte, het benodigde energiegebruik voor bijvoorbeeld vermalen van de biomassa en het gedrag in de ketel.

KEMA verwacht dat het warmteverbruik voor biomassastoken (de hoeveelheid thermische energie in de brandstof per hoeveelheid geproduceerde elektriciteit) 5 à 10 % hoger is dan bij kolenstoken. In deze studie gaat KEMA uit van een toename van circa 7,5 % resulterend in een afname van het rendement van 45,9% naar 42,5%.

De verwachte effecten van 12% meestoken (op energiebasis) zijn hieronder samengevat. In geval van 20% meestoken zullen extra investeringen en rendement ongeveer evenredig wijzigen. Effecten van schaalgrootte vallen binnen de onnauwkeurigheid van de kentallen.

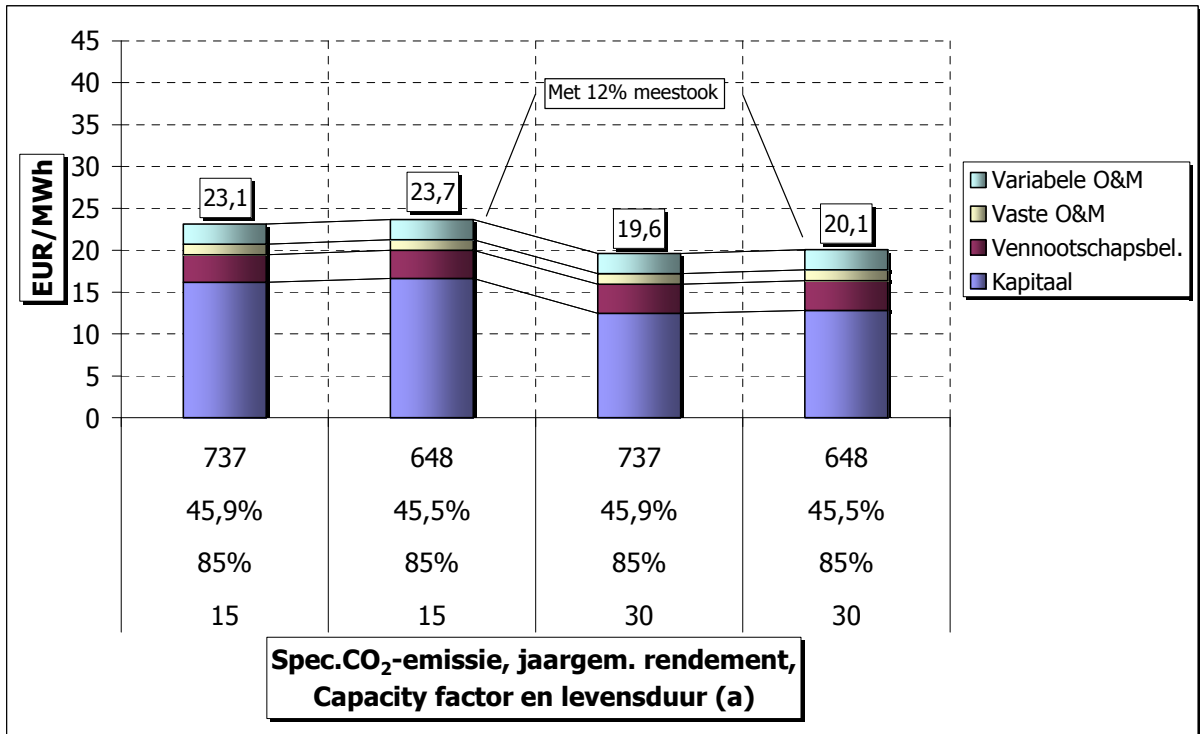
Tabel 3.2 Verwachte effecten van meestoken op ultrasuperkritische poederkoolcentrale

	Alleen		Meestook	
	Kolen	Biodeel	Kolen-deel	Totaal
Meestook (op energiebasis)		12%		
Gemiddelde capaciteit over levensduur (MW _e)	792	95	697	792
Jaargemiddeld netto rendement	45,9%	42,5%	45,9%	45,5%
Specifieke CO ₂ -emissie (kg/MW _e)	737	0	737	648
Investeringskosten				
<i>Initieel</i>	756	20	755	775
<i>Her</i>	35	1	35	36
O&M-kosten				
<i>Vast</i>	7,5	~0	7,5	7,5
<i>Variabel</i>	1 800	~0	1 800	1 800

3.6.1 Kosten per geproduceerde MWh bij meestoken (tolling fee)

Voor de bepaling van de tolling fee is door ENECO een reële disconteringsvoet van 8%/a na 30% vennootschapsbelasting opgegeven. Alle kosten zijn aangegeven op prijspeil 2006. Figuur 3.1 presenteert de resultaten in vergelijking met 100% kolenstoken. De break-even tolling fee blijkt als volgt te bedragen:

	Zonder		Meestook	
	Zonder	Met	Zonder	Met
Levensduur (a)	15	15	30	30
Capacity factor	85%	85%	85%	85%
Jaargemiddeld rendement	45,9%	45,5%	45,9%	45,5%
Spec. CO ₂ -emissie (kg/MW _e)	737	648	737	648
	0			
Kapitaal	16,2	16,6	12,5	12,8
Vennootschapsbel.	3,3	3,4	3,5	3,6
Vaste O&M	1,3	1,3	1,3	1,3
Variabele O&M	2,4	2,4	2,4	2,4
Totaal tolling (EUR/MWh)	23,1	23,7	19,6	20,1



Figuur 3.1 Invloed 12% meestoken (energiebasis) op tolling fee, specifieke CO₂ emissie en rendement ultrasuperkritische poederkoolcentrale

4 KV-STEGER-CENTRALE

4.1 Technologie

Kolenvergassing is een chemisch proces waarbij vaste steenkool wordt omgezet in een synthetisch gas (syngas) dat voornamelijk bestaat uit CO₂ en H₂. Vergassing is een oude, reeds bewezen, technologie voor de productie van syngas in de petrochemische industrie. Aan het eind van de vorige eeuw is kolenvergassing in de belangstelling gekomen voor elektriciteitsopwekking. Zoals in tabel 4.1 is weergegeven zijn er momenteel 4 KV-STEGER eenheden in bedrijf. Gezien dit beperkte aantal en de relatief hoge kosten van deze veelal demonstratieprojecten, wordt KV-STEGER nog niet beschouwd als beste beschikbare techniek, zoals beschreven in het referentiedocument voor Best Available Techniques for Large Combustion Plants (BREF LCP) dat in het kader van de IPPC Directive (Integrated Pollution Prevention and Control) voor grote stookinstallaties is opgesteld.

Tabel 4.1 Overzicht in bedrijf zijnde KV-STEGER eenheden

Project	Gas turbine	Technologie	Netto (MW _e)	in bedrijf sinds
Demkolec	V94.2	Shell	253	1994
Wabash River	GE 7FA	E gas	262	1995
Tampa	GE 7F	Texaco	250	1996
Puertollano	V94.3	Prenflo	310	1997

De belangrijkste drijfveren voor de toepassing van KV-STEGER zijn de mogelijkheden om de brandstof te kunnen reinigen voordat de verbranding plaatsvindt (potentieel betere reiniging) en om mee te liften met de ontwikkeling van gasturbines voor elektriciteitsopwekking (potentiële verbetering van het elektrische rendement).

Diverse concepten van vergassing zijn momenteel in ontwikkeling. De volgende ontwikkelingen worden hierbij onderkend:

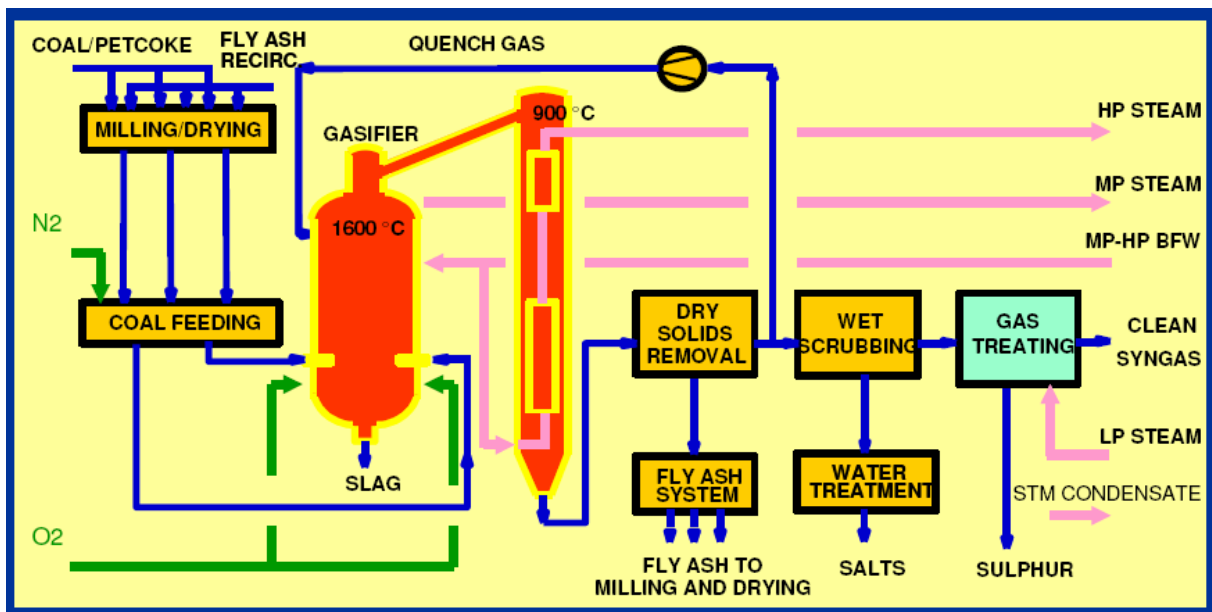
- stofwolkvergassing of wervelbedvergassing
- vergassing onder druk of atmosferisch
- vergassing met zuurstof of met lucht
- toevoer van droge poederkool of natte slurry.

Wervelbed vergassing en atmosferische vergassing worden toegepast bij biomassavergassing en niet bij kolenvergassing. Deze technologieën vallen buiten het kader van deze studie.

Vergassing met lucht heeft als voordeel dat er geen (dure) luchtscheidingsinstallatie nodig is. Het nadeel is dat de vergasser en de syngasreinigingsinstallatie veel volumineuzer worden doordat het ruwe syngas ook veel stikstof bevat. De hiervoor benodigde drukvaten moeten ter plaatse in elkaar worden gelast. Mitsubishi Heavy Industries claimt hiervoor de faciliteiten te hebben, een reden waarom vergassing met lucht alleen in Japan wordt overwogen.

De in tabel 4.1 weergegeven KV-STEG eenheden zijn alle gebaseerd op stofwolkvergassing met zuurstof onder druk. Twee van deze eenheden zijn uitgevoerd met een droge voeding (Shell en Prenflo) en twee met een natte voeding (Texaco en E-gas).

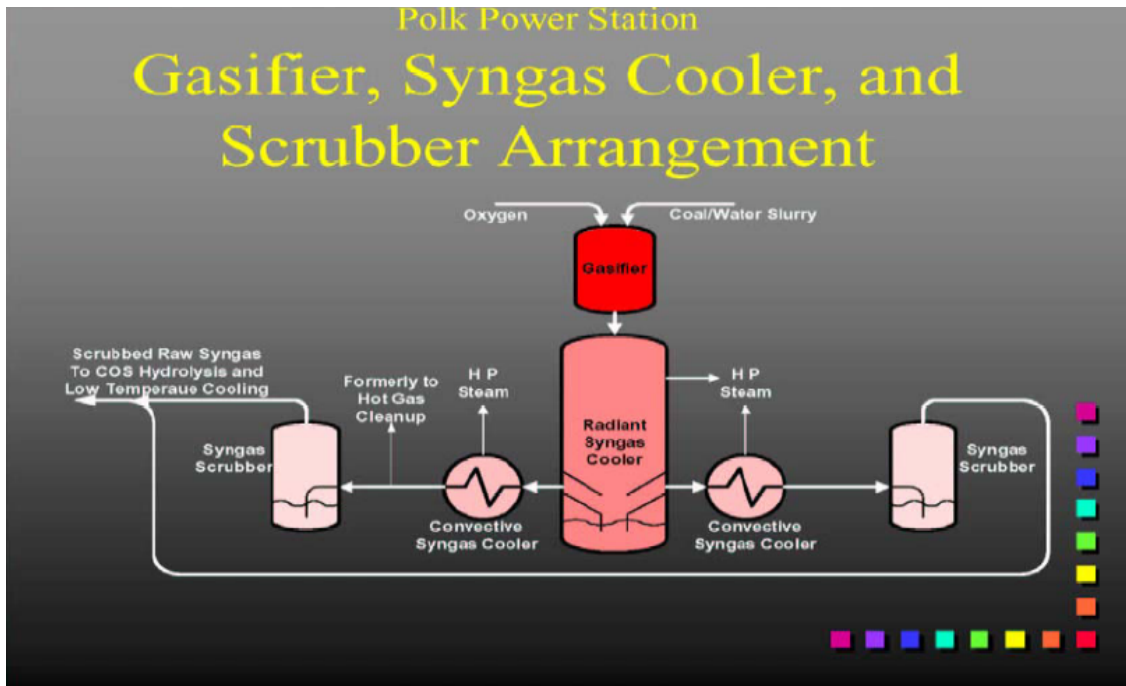
Shell en Prenflo zijn beide gebaseerd op een gezamenlijke ontwikkeling van Shell en Krupp-Koppers. Figuur 4.1 geeft schematisch de vergassing en syngasreiniging van een Shell kolenvergassingproces weer.



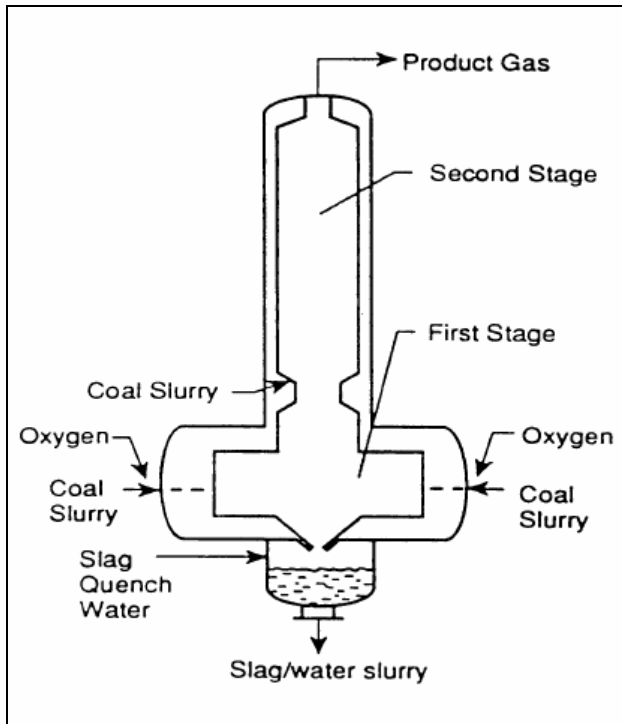
Figuur 4.1 Blokschema vergassing en syngasreiniging KV-STEG

Een indirect systeem maalt en droogt de ruwe kolen. De gemalen kolen wordt in een dagbunker opgeslagen en via sluisvaten op de benodigde druk voor inblazen in de vergasser gebracht. In de vergasser wordt de poederkool met zuurstof en stoom omgezet in een syngas. Quenchgas koelt het syngas uit de vergasser, voordat verdere afkoeling in de syngaskoeler plaatsvindt. Een cycloon en kaarsenfilter verwijderen de vliegas uit het syngas, waarna een natte wasser en een ontzwavelingsinstallatie de het syngas verder reinigen. Het verzadigen van het syngas met waterdamp en stikstof om de NO_x-productie in de gasturbine te beperken staat niet in figuur 4.1 vermeldt.

Figuur 4.2 geeft een schema van het vergassingsproces van Tampa (Texaco, momenteel GE), terwijl figuur 4.3 de tweetraps vergasser van Wabash River (technologie E-gas, momenteel ConocoPhillip[s]) weergeeft. Bij deze technologie wordt een mengsel van gemalen kolen en water als een slurrie in de vergasser gepompt. Sluisvaten zijn hierbij niet nodig. Het Texaco proces kent twee varianten. Figuur 4.2 beschrijft de variant waarbij het hete gas uit de vergasser afkoelt in een stralingskoeler en een convectieve syngaskoeler. Een andere mogelijkheid is om het hete gas met water te quenchen tot de gewenste temperatuur voor verdere reiniging. Het rendement is in het laatste geval lager, echter een (storingsgevoelige) syngaskoeler is dan niet nodig. de verdere integratie met de STEG verloopt analoog aan het bovengenoemde Shell proces.



Figuur 4.2 Texacovergasser Tampa



Figuur 4.3 Wabash River tweetrapsvergasser (E-gas, momenteel ConocoPhillips)

4.2 Technologische ontwikkelingen

De technologische verdere ontwikkeling van kolenvergassing vindt plaats op de volgende gebieden:

- verhogen van de betrouwbaarheid en de beschikbaarheid van KV-STEG; immers de bovengenoemde KV-STEG eenheden hebben allen een beschikbaarheid in de buurt van 75%. Verhoging tot 85% wordt algemeen haalbaar geacht
- verlaging van de investeringen; specifieke investeringen van 1200 tot 1600 EUR/kW_e worden als realiseerbaar beschouwd
- CO₂ verwijdering uit syngas, teneinde de emissie van broeikasgassen te verminderen
- meevergassen van secundaire brandstoffen en vergroten van de brandstofflexibiliteit zoals in het Magnum-project van Nuon
- het gebruik van syngas niet alleen voor E-productie maar ook voor het produceren van een vloeibare brandstof, bijvoorbeeld door toepassen van Fischer-Tropsch technologie

Het verhogen van de betrouwbaarheid met gelijktijdige verlaging van de investering wordt gezocht in een eenvoudigere integratie van luchtscheiding, vergasser en STEG en de verbetering van het gedrag van de verschillende componenten.

Vertrouwelijk

In tegenstelling tot poederkoolgestookte eenheden en aardgasgestookte STEG-eenheden, is een KV-STEG nog niet als lump-sum turn key installatie te koop. Wel hebben de technologieleveranciers allianties gevormd voor het ontwikkelen van een referentieplant (GE samen met Bechtel; ConocoPhillips met Fluor en Siemens; Shell-Uhde-Balck&Veatch). Echter op dit moment vergt het ontwikkelen van een KV-STEG een front-end-engineering van tenminste 12 maanden.

4.3 Kentallen

Deze paragraaf geeft een overzicht van de kentallen die nodig zijn voor het bepalen van de tolling fee. Een overzicht is in Bijlage A gegeven.

4.3.1 Centralecapaciteit

Een KV-STEG met 2 treinen op basis van 9FA gasturbines levert een capaciteit in nieuwstaat van circa 800 MW_e op.

4.3.1.1 Veroudering

De prestaties van een KV-STEG zijn onderhevig aan veroudering (voornamelijk in de gasturbine). Over een periode van 15 jaar zal het vermogen met circa 3% afnemen, wat overkomt met een gemiddelde vermogensafname van 2% over deze periode. De gemiddelde capaciteit van een 800 MW_e centrale over een periode van 15 jaar bedraagt dan 784 MW_e.

4.3.2 Investeringskosten

Op grond van informatie uit de internationale literatuur schat KEMA de specifieke overnight investeringskosten in op 1 400 EUR/kW_e, gebaseerd op een 800 MW_e centrale bestaande uit twee 400 MW_e eenheden. Deze kosten zijn all-in, d.w.z. EPC (Engineering, Procurement, Construction) kosten en alle ontwikkelingskosten (owners cost), zoals aansluitingen, kolenpark, vergunningen, personeel owner etc. Bouwrente is niet inbegrepen, daar deze in de Discounted Cash Flow- analyse in rekening gebracht wordt. Wel is aangenomen dat de centrale op een bestaande productielocatie gebouwd wordt.

De onderverdeling is ruwweg als volgt:

EPC Power island (MEUR)	920		
<i>Owners hard cost</i>		100	
<i>Owners soft cost</i>		50	+
Owners cost (MEUR)	150		
Contingency (MEUR)	50		+
Total (MEUR)	1 120		
Total EUR/kW _e @ 800 MW _e	1 400		

We bepalen de kosten over een levensduur van 30 jaar. Na 15 jaar zullen enige herinvesteringen nodig zijn in de Gasturbines, Balance of Plant (BoP), het Distributed Control System (DCS). Wij schatten deze kosten in op 80 MEUR.

4.3.3 **Bouwtijd**

De bouwtijd bedraagt ongeveer 4 jaar van financial closure tot commercieel bedrijf.

4.3.4 **Rendement bij vollast**

Het netto rendement bij vollast in nieuwstaat wordt door KEMA geschat op 46 %. Door veroudering van de installatie zakt het rendement over een periode van 15 jaar met circa 1 % punt. De gemiddelde afname over een periode van 15 jaar bedraagt circa ½ %-punt. Het gemiddelde netto vollastrendement bedraagt dus 45½ %.

4.3.5 **Jaargemiddeld rendement**

In must-run deellast bedrijf zal het jaargemiddelde rendement circa ¼ % lager uitvallen dan het gemiddelde vollastrendement en dus 45¼ % bedragen.

4.3.6 **CO₂-emissie**

De CO₂-emissie per geproduceerde MWh elektriciteit hangt af van je jaargemiddelde rendement en de specifieke CO₂ emissie van steenkool. Met een specifieke CO₂ emissie van 338 kg per MWh steenkool een jaargemiddeld rendement van 45¼ %, wordt de CO₂-emissie 748 kg per geproduceerde MWh aan elektriciteit.

4.3.7 **Bedrijfsvoeringgegevens**

4.3.7.1 Minimum last

KEMA verwacht een praktische minimum last van circa 50% op basis van stabiel bedrijf van de vergasser.

4.3.7.2 Ramp rate

KEMA verwachtte een haalbare ramp rate (van praktische minimum last tot vollast) van circa 2% per minuut ofwel 16 MW per minuut. De luchtscheidinginstallatie is in deze de beperkende factor.

4.3.7.3 Opstarttijd

Voor een hete start (na een short outage) verwacht KEMA dat 6 uur nodig is om vollast te bereiken. In dit geval blijven luchtscheidingsinstallatie en vergasser in bedrijf. Indien deze opnieuw opgestart moeten worden zal de totale opstarttijd 24 uur meer bedragen.

4.3.8 **Operationele uitgaven**

We beschouwen hieronder alleen de kosten voor onderhoud, bediening en instandhouding (Engels O&M) en niet kosten voor brandstof, CO₂ emissie, rente en afschrijving. We onderscheiden vaste en variabele O&M. Op dit moment zijn er slechts enkele KV-STEGER-eenheden in bedrijf. O&M kosten gebaseerd op langdurige ervaringen zijn nog niet bekend. KEMA verwacht dat de O&M kosten voor een 800 MWe KV-STEGER (2 eenheden van 400 MWe) ongeveer gelijk zullen zijn aan de O&M kosten van een 800 MWe ultrasuperkritische poederkoolleenheid plus een 800 MWe gasgestookte STEGER.

Immers het meeste onderhoud bij een ultrasuperkritische poederkoolleenheid betreft systemen die brandstof of rookgas gerelateerd zijn, terwijl bij een STEGER de gasturbine het meeste onderhoud vergt. Een KV-STEGER bevat deze onderhoudsgevoelige systemen ook. Verder is er voor de bediening van een KV-STEGER ongeveer evenveel personeel nodig als voor een poederkoolleenheid en een STEGER samen.

4.3.8.1 Vaste O&M

Vaste O&M uitgaven hangen niet van de inzet van de centrale af. Deze kosten bestaan uit ondermeer: personeel, verzekering, administratie en algemene kosten zoals huisvesting en kantoren. KEMA schat de vaste O&M-kosten in op 12,5 MEUR/a voor een 800 MW_e KV-STEG.

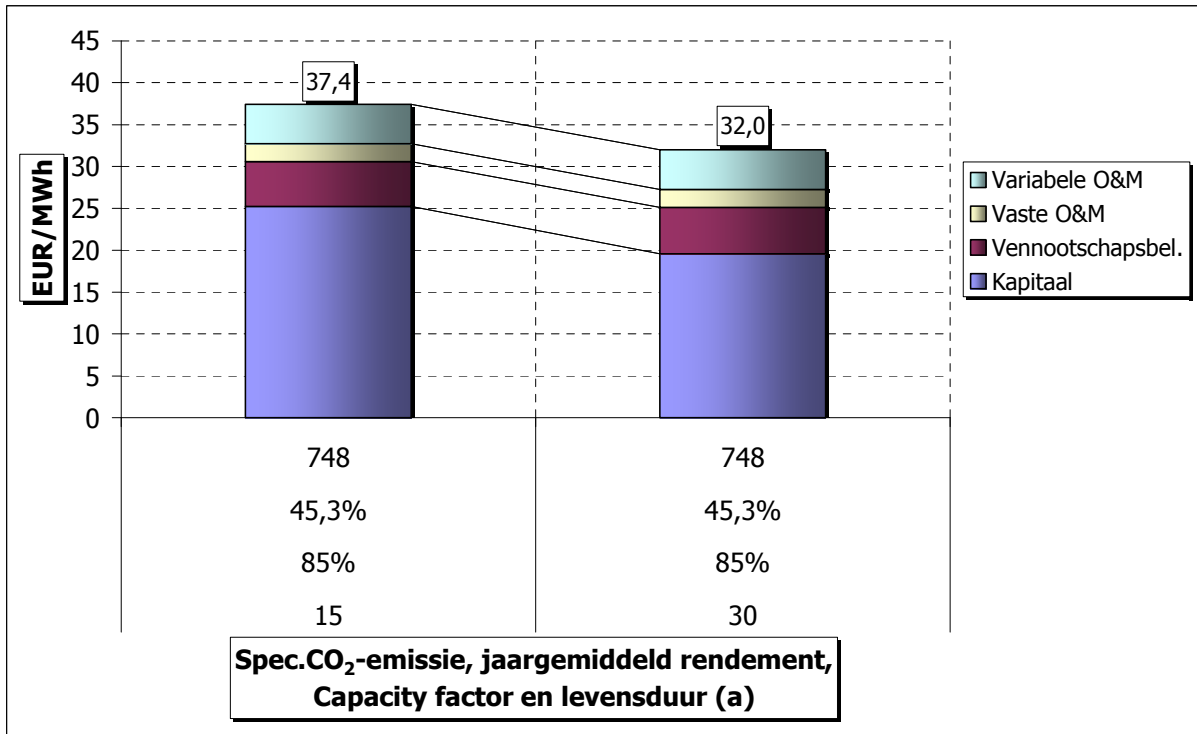
4.3.8.2 Variabele O&M

Variabele O&M uitgaven hangen van de inzet van de centrale af en worden uitgedrukt in EUR per draaiuur. Zij bestaan uit onderhoud, inspecties en revisies van de centrale evenals het gebruik van consumptiegoederen als smeerolie en chemicaliën. KEMA schat de variabele O&M kosten van een 800 MW_e KV-STEG op 3 500 EUR per draaiuur.

4.4 Kosten per geproduceerde MWh (tolling fee)

Voor de bepaling van de tolling fee is door ENECO een reële disconteringsvoet van 8%/a na 30% vennootschapsbelasting opgegeven. Alle kosten zijn aangegeven op prijspeil 2006. In Bijlage E is de bepaling van de break-even tolling fee aangegeven. Figuur 4.1 presenteert de resultaten. De break-even tolling fee blijkt als volgt te bedragen:

Levensduur (a)	15	30
Capacity factor	85%	85%
Jaargemiddeld rendement	45,3%	45,3%
Spec. CO ₂ -emissie (kg/MWh _e)	748	748
Kapitaal	25,2	19,6
Vennootschapsbelasting	5,3	5,6
Vaste O&M	2,1	2,1
Variabele O&M	4,7	4,7
Totaal tolling (EUR/MWh)	37,4	32,0



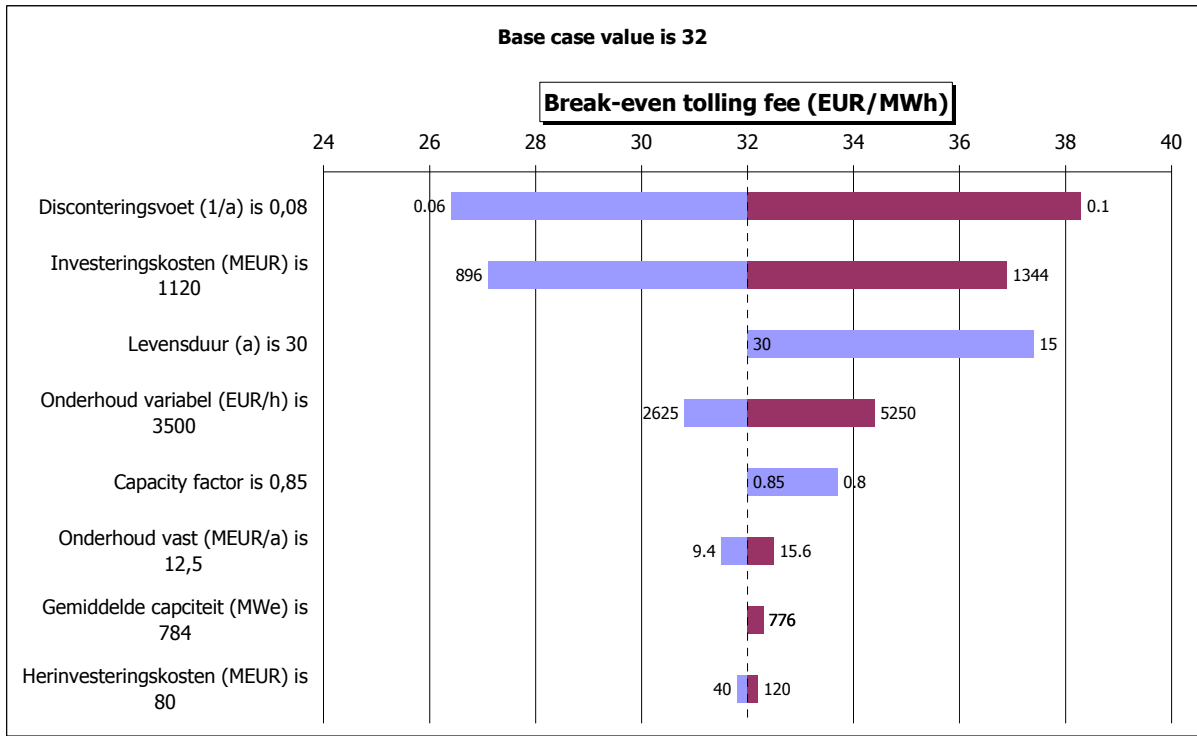
Figuur 4.1 Tolling fee voor een 800 MW_e KV-STEG-centrale bij 85% capacity factor en een levensduur van 15 en 30 jaar

4.5 Gevoeligheidsanalyse

De gevoeligheidsanalyse is uitgevoerd met de volgende redelijk geachte parameters (tabel 4.3). De variatie in de investerings- en variabele O&M kosten is bewust groter genomen dan bij de STEG- en poederkoolcentrales, vanwege de relatieve onbekendheid van de technologie. De resultaten zijn weergegeven in figuur 4.2. We zien dat de variatie in de disconteringsvoet de grootste invloed heeft op de tolling fee, gevolgd door de investeringskosten en de levensduur. De invloed van variaties in de andere parameters blijft beperkt tot maximaal + en – 2 EUR/MWh.

Tabel 4.3 Parameters voor de gevoeligheidsanalyse

	Base	Low	High
Disconteringsvoet (%/a)	8	6	10
Investeringskosten (MEUR)	1120	-20%	+20%
Herinvesteringskosten (MEUR)	80	-50%	+50%
Capacity factor	85%	80%	85%
Gemiddelde capaciteit (MW _e)	784	788	796
		50% meer verlies	50% minder verlies
Onderhoud vast (MEUR/a)	12,5	-25%	+25%
Onderhoud variabel (EUR/EOH)	3 500	-25%	+50%
Levensduur (a)	30	15	30

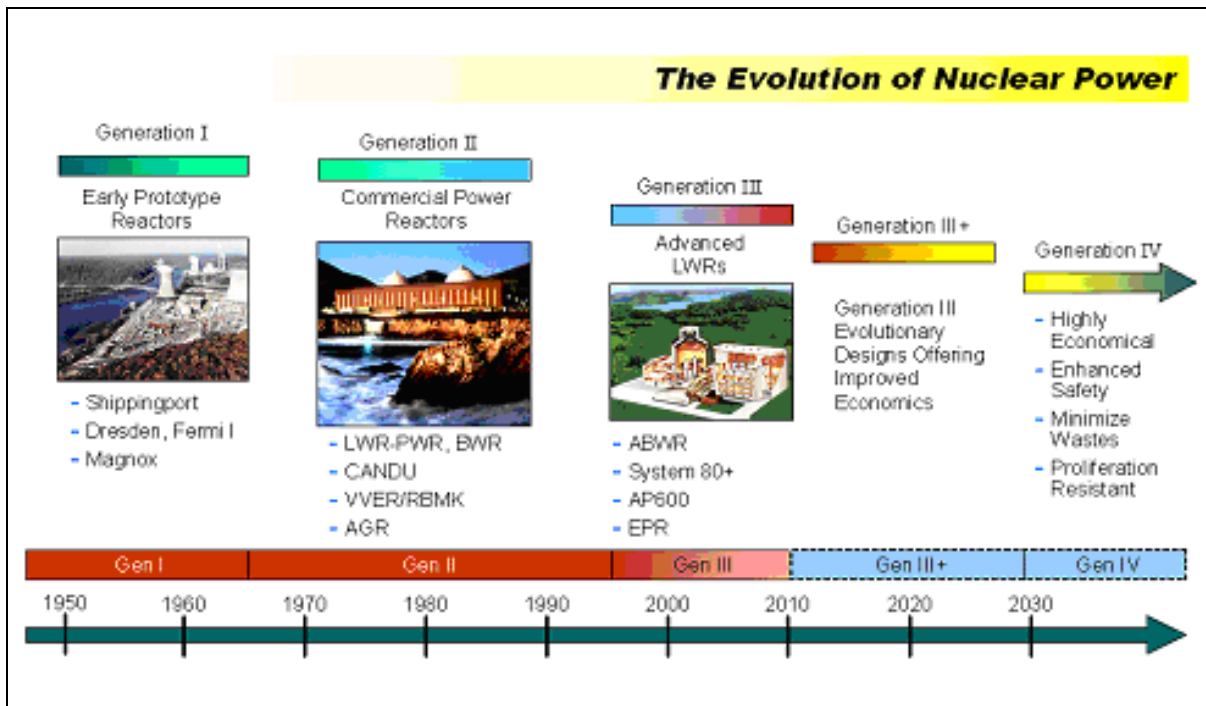


Figuur 4.2 Resultaten gevoeligheidsanalyse KV-STEG-centrale

5 KERNCENTRALE

5.1 Technologie

De eerste prototypes en demonstratie-eenheden werden in de jaren 50 en 60 in productie genomen (eerste generatie reactoren, figuur 5.1). In de jaren 70 vond commercialisering en opschaling in vermogen plaats. Dit wordt ook wel de tweede generatie kernreactoren genoemd. De Nederlandse kerncentrale Borssele is van dit type. De derde generatie reactoren, die op dit moment commercieel beschikbaar is, heeft gemeen dat ze verbeteringen ten opzichte van vorige generaties meebrengt, zoals lagere kosten per kWh, eenvoudiger vergunbaar, betrouwbaarder en verdere verhoging van de veiligheid. De onderzoekswereld werkt al aan een vierde generatie nucleaire concepten, die naar verwachting vanaf 2030 commercieel beschikbaar zullen komen. Hierbij wordt de gehele splijfstofcyclus in het concept meegenomen.



Figuur 5.1 Evolutie van reactorgeneraties

In de beginjaren is een scala aan technieken ontwikkeld. Als meest gangbare gelden de PWR (Pressurised Water Reactor - drukwaterreactor) en BWR (Boiling Water Reactor - kokendwaterreactor).

Vertrouwelijk

De PWR heeft een groot voordeel gehad door haar volledige ontwikkeling door de Amerikaanse overheid voor haar marinevoortstuwingsprogramma. Een grotere commerciële versie is ontwikkeld door het Amerikaanse bedrijf Westinghouse, welke later is overgenomen door de Europese bedrijven Framatome en Siemens. Ongeveer 60% van de huidige reactoren is van het PWR type, inclusief de Borssele reactor en de volledige Franse en Belgische reactorparken.

De BWR is een alternatief voor de PWR. De BWR is ontwikkeld door het Amerikaanse General Electric en later overgenomen door Duitse en Japanse fabrikanten. Ongeveer 20% van de huidige reactoren is van dit type, inclusief de reactor van de inmiddels gesloten kerncentrale te Dodewaard.

Naast deze twee types is nog een veelheid aan andere types ontworpen, waarvan voor de elektriciteitsproductie in gebruik zijn:

- PHWR of CANDU, een drukwater reactor die natuurlijk (dus niet verrijkt) uranium als brandstof heeft en met zwaar water wordt gemodereerd. Dit type reactor staat voornamelijk in Canada.
- RBMK, de grafiëtgemodereerde drukwaterreactor bekend als Tsjernobyltype.
- AGR en MAGNOX reactor, een grafiëtgemodereerde CO₂ gekoelde reactor waarvan in Engeland een aantal in bedrijf is.

Een type dat tegenwoordig weer sterk in de belangstelling staat is de HTR (hoge temperatuurreactor). Deze heliumgekoelde reactor maakt gebruik van andere techniek dan de watergekoelde PWR en BWR. De technologie is in de jaren '80 ontwikkeld en voornamelijk gedemonstreerd in Duitsland. Vervolgens is de technologie halverwege de jaren '90 opgepakt door de Zuid-Afrikaanse en Chinese industrie met momenteel ook ondersteuning van de traditionele reactorfabrikanten.

Als meest interessante optie voor Nederland voor de komende 10 à 15 jaar wordt de EPR (derde generatie opvolger van de PWR) gezien. Voor de volledigheid is in tabel 5.1 een overzicht gegeven van de in Europa in bedrijf zijnde PWRs en BWRs.

Tabel 5.1 Overzicht van aantal PWRs en BWRs in de EU

Land	PWRs	BWRs
België	7	-
Duitsland	13	6
Finland	2	2
Frankrijk	58	-
Groot-Brittannië	1	-
Hongarije	4	-
Nederland	1	-
Slowakije	6	-
Slovenië	1	-
Spanje	7	2
Tsjechië	6	-
Zweden	3	8
Zwitserland	3	2
EU totaal	112	20

5.2 Technische ontwikkelingen

Er zijn een aantal technische ontwikkelingen waar te nemen, te weten:

- Trend naar passief / inherent veilig
- Transmutatie van afval
- Risk based design

5.2.1 Trend naar passief / inherent veilig

De EPR en ABWR zijn evolutionaire ontwikkelingen uit bestaande reactortypen, dit uitgaan van dezelfde veiligheidsfilosofie: de integriteit van de splijtstof wordt gewaarborgd door zeer betrouwbare actieve veiligheidssystemen (bijvoorbeeld een noodkoelsysteem bestaande uit een waterreservoir, een klep en een pomp). Alle onderdelen van een dergelijk systeem moeten zeer betrouwbaar zijn en in de loop van de jaren zijn de eisen aan deze betrouwbaarheid verder opgeschroefd. Omdat dit ook een opwaartse druk op de investeringskosten veroorzaakt, zijn een aantal fabrikanten op zoek gegaan naar nieuwe mogelijkheden. Hieruit kwam de filosofie van passieve veiligheid: gebruik maken van altijd aanwezige krachten zoals de zwaartekracht. Een passief noodkoelsysteem bijvoorbeeld is boven de reactor geplaatst zodat de pomp kan vervallen en een gemotoriseerde klep wordt vervangen door een breeschijf die boven een bepaald drukverschil altijd opengaat.

Vertrouwelijk

Verder zocht men naar mogelijkheden om de veiligheidssystemen geheel overbodig te maken. Dit is de filosofie van de inherente veiligheid. Het legt een sterke beperking op aan het maximale vermogen dat men uit de reactor kan halen en stelt hoge eisen aan de hittebestendigheid van de gebruikte materialen. Mocht bij een dergelijk reactorontwerp de koeling geheel uitvallen, dan wordt alle geproduceerde vervalwarmte opgenomen in de reactor zelf. De reactor warmt daarbij een paar honderd graden op en kan via geleiding de warmte naar de omgeving afvoeren. Door de hittebestendige materialen blijft de splijtstof echter geheel intact. De PBMR valt in deze categorie.

5.2.2 Transmutatie van afval

Er is de laatste jaren steeds meer belangstelling voor de mogelijkheid van levensduurverkorting van kernafval door transmutatie. Hierbij is de levensduur gedefinieerd als de periode dat de radiotoxiciteit van het kernafval is gedaald tot het niveau van het oorspronkelijke uraniumerts. Bij transmutatie worden langlevende componenten uit kernafval opnieuw bestraald en omgezet (getransmuteerd) in korter levende en stabiele elementen. Dit proces kan gebeuren in een kerncentrale of speciale ontworpen afvalreactoren. Bij transmutatie kan tevens elektriciteit worden opgewekt. De kosten van elektriciteitsopwekking in combinatie met transmutatie zullen afhankelijk zijn van het belasting- dan wel subsidiebeleid van overheden. Het gebruik van MOX (Mixed OXide) splijtstof is een eerste stap om de levensduur van kernafval te verminderen, omdat het plutonium wordt hergebruikt. Voor een substantiële levensduurreductie dient een geavanceerde route van meerdere recycle stappen gevolgd te worden. Ook wordt eindberging van radioactief afval bij lagere levensduur eenvoudiger. Op kleine schaal zijn met onderzoek goede resultaten geboekt. De implementatie van transmutatie op industriële schaal vereist wel verdere ontwikkeling en investeringen.

5.2.3 Risk based design

Risicoanalyse is al sinds jaar en dag toegepast om zwakke punten in het reactorontwerp te vinden en te verbeteren. Dit leidde in de beginjaren tot een zich steeds verder uitbreidend stelsel van deterministische eisen. De laatste decennia is deze techniek meer en meer toegepast om tot optimalisatie van bedrijfsvoering en onderhoud te komen (risk based maintenance). Ook de regelgevers neigen richting 'risk based regulation' zonder dat dit al concreet is ingevuld. De trend naar 'risk based approach' heeft zich in de VS ook doorgezet naar het ontwerp. De US-NRC is volop bezig met de aanpassing van de regelgeving waarbij risk based design wordt geaccepteerd. Dit zal tot gevolg hebben dat voornoemde deterministische eisen vervangen gaan worden door probabilistische zonder dat de veiligheid van de centrale wordt verlaagd of in gevaar komt.

Vertrouwelijk

Een eerste studie van reactorleveranciers toont aan dat vereenvoudiging van het ontwerp, plus de toepassing van “passieve” technieken, op basis van deze benadering de investeringskosten met circa 30% kunnen verlagen. Deze in de VS gestarte trend wordt momenteel voorzichtig in discussie gebracht in Europa. Bij de EPR is expliciet gekozen voor actieve beveiliging. Het invoeren van “passieve” technieken heeft ook een economische drijfveer: bij de AP1000 van Westinghouse zijn er volgens de fabrikant 50 % minder kleppen (veiligheidssystemen) en 35 % minder pompen nodig. Verwacht mag worden dat de kans op een ongeval bij een AP1000 vergelijkbaar of lager is dan die van een EPR.

5.3 Politieke ontwikkelingen

De staatssecretaris van VROM heeft onlangs een wijzigingsvoorstel met betrekking tot de kernenergiewet aan de Tweede Kamer voorgelegd. In hoofdzaak betreft het de volgende onderwerpen:

- Introductie van de verplichting voor de vergunninghouder om financiële zekerheid te stellen met het oog op de beschikbaarheid van voldoende gelden voor de ontmanteling van kernreactoren. Deze verplichting is overigens al EU en IAEA beleid, maar ontbrak tot nu toe in de kernenergiewet
- Beperking van de geldigheidsduur van een vergunning voor nieuwe kernreactoren tot 40 jaar
- Vergunningsplicht voor de afgifte van bestraalde splijtstoffen met het oog op opwerking daarvan met een termijn voor ten hoogste 10 jaar
- Beperking van het aantal betrokken ministers bij de vergunningverlening tot de Minister van VROM
- Mogelijk maken om een vergunning voor het oprichten van een kerncentrale van een verouderd type te weigeren
- Mogelijkheid om de keuze tussen directe of uitgestelde ontmanteling af te dwingen via algemene maatregel van bestuur.

Deze wijzigingen leveren een vereenvoudiging in de procedures op, bieden de overheid op andere punten (type, opwerking, ontmanteling) meer invloed, maar houden toch ook onzekerheden in voor de lange termijn (opwerking, vergunningduur van 40 jaar en wat gaat de Minister onder verouderd type verstaan).

5.4 Kentallen

Deze paragraaf legt de kentallen vast voor een 1600 MW_e EPR, een centraletype dat momenteel wordt gebouwd in het Finse Olkiluoto en waarvan een tweede exemplaar is gepland in Flamanville (F). De kentallen zijn gebaseerd op informatie van het Franse Ministerie van Economische zaken, internetinformatie over kosten voor Olkiluoto en factsheets van ECN.

5.4.1 Investeringskosten

De investeringskosten voor een EPR met een elektrisch vermogen van 1600 MW_e bedragen naar schatting 3 miljard Euro (1875 per kW_e geïnstalleerd). Het betreft hier de kosten voor de eerste EPR, inclusief risico-opslag (ca. 10 %) en financieringskosten (10 %). Zonder deze laatste kosten bedraagt de investering 2,7 miljard EUR (1700 EUR/kW_e). Indien meerdere EPR-centrales in serie worden gebouwd, verwacht het Franse Ministerie van Financiën een kostenreductie van circa 30%. De totale investering van een reactor in een dergelijke serie vermindert dan tot 1200 EUR/kW_e. De investeringskosten worden gemaakt over ongeveer 10 jaar, vanaf de initiële ontwerpstudies tot aan de inbedrijfname. Het gros van de kosten wordt gemaakt tijdens de bouw. Het nucleaire deel neemt ongeveer 60% van de investering in beslag, het conventionele deel de overige 40%. De decommissioningkosten worden op 25% van de overnight investeringskosten geschat.

Op basis van het bovenstaande definieert KEMA voor de Nederlandse situatie de volgende base low en high scenarios voor de overnight investeringskosten: Base 2700 MEUR; Low 2300; High 3100.

5.4.2 Splijstofkosten

De splijstofkosten liggen in de orde van 3 – 5 EUR/MWh geproduceerde elektriciteit. Dit is inclusief aankoop van uranium, conversie, verrijking en fabricage van de splijstofelementen. Als uraniumprijs is 75 USD/kgU gebruikt. In Nederland wordt al het nucleaire afval, geproduceerd door kerncentrales, andere industrieën en ziekenhuizen, verzameld door de COVRA (Centrale Organisatie Voor Radioactief Afval) in een interimopslag in Borssele. Eigendom van het afval gaat over naar COVRA. De kosten die COVRA hiervoor rekent zijn proportioneel aan het volume en de stralingsdosis van het aangeboden afval. Voor afgewerkte splijstof liggen de kosten in de orde van 1,5 – 2 EUR/MWh geproduceerde elektriciteit. De totale brandstofkosten komen hiermee op 3,5 tot 7 EUR/MWh elektriciteit of wel 1,3 – 2,6 EUR/MWh brandstof²¹.

²¹ bij een netto rendement van 37%, zie paragraaf 5.4.6

5.4.3 Kosten voor onderhoud en bediening

KEMA schat de jaarlijkse kosten voor onderhoud en bediening op 10 EUR/MWh geproduceerde elektriciteit oftewel circa 125 MEUR/a voor een 1600 MW_e kerncentrale. Dit is inclusief de kosten voor een zogenaamde 10-jaarlijkse herevaluatie. Dit zijn investeringen welke de Nederlandse overheid en/of het E-bedrijf noodzakelijk acht om aan veranderde regelgeving en/of veranderde inzichten m.b.t. veiligheid te voldoen. Een richtbedrag hiervoor is 25 MEUR, echter de daadwerkelijke investering is sterk afhankelijk van de werkzaamheden.

5.4.4 Betrouwbaarheid & beschikbaarheid

De EPR is ontworpen voor een gemiddelde totale beschikbaarheid van meer dan 91%. Een belangrijke bijdrage hierin is de relatief korte standaard splijtstofstop van 16 dagen (elke 18 maanden) waarin naast het herladen van de kern ook al het benodigde onderhoud plaatsvindt. KEMA rekent met een capacity factor van 90%.

5.4.5 Levensduur

De levensduur van de niet-vervangbare componenten bedraagt tenminste 60 jaar.

5.4.6 Rendement

De EPR haalt bij vollast een elektrisch rendement van 37% netto. Aangezien de centrale geacht wordt vrijwel altijd op vollast te draaien, is dit ook het jaargemiddelde rendement.

5.4.7 Bouwtijd

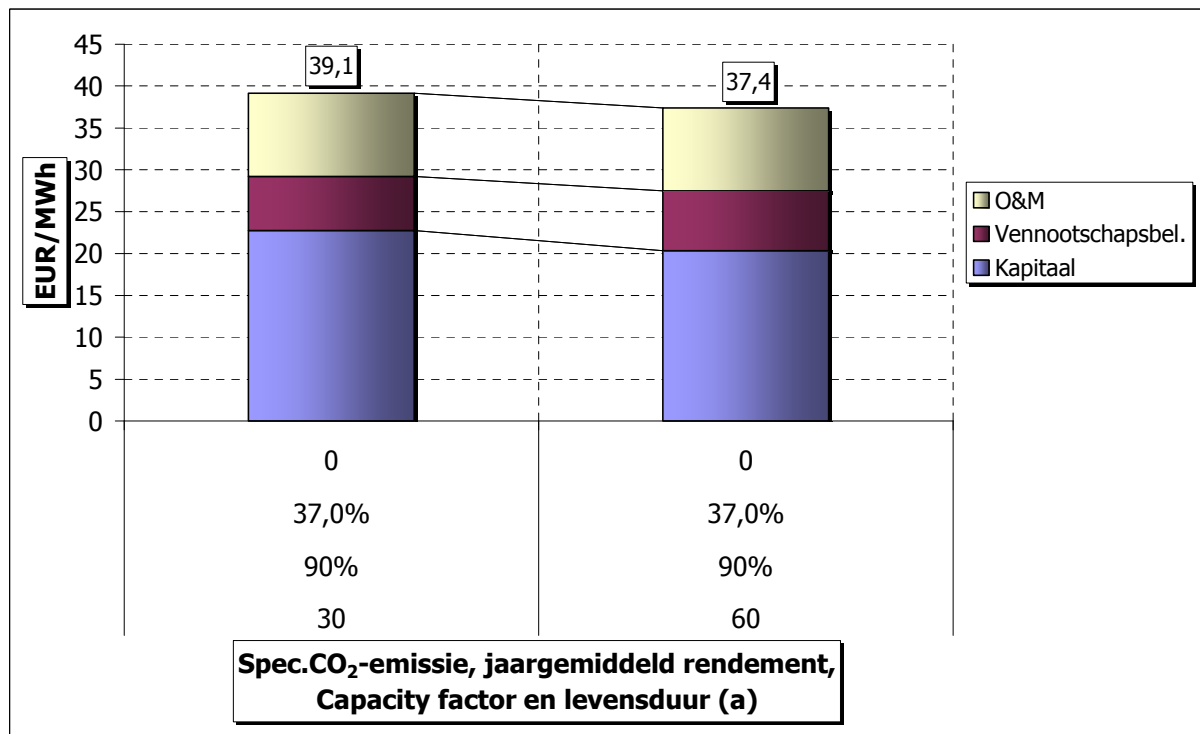
De bouwtijd wordt op 5 jaar geschat van financial closure tot commercieel bedrijf.

5.5 Kosten per geproduceerde MWh (tolling fee)

Voor de bepaling van de tolling fee is door ENECO een reële disconteringsvoet van 8%/a na 30% vennootschapsbelasting opgegeven. Alle kosten zijn aangegeven op prijspeil 2006. In Bijlage F is de bepaling van de break-even tolling fee aangegeven. Figuur 5.5 presenteert de resultaten. De break-even tolling fee blijkt als volgt te bedragen:

Levensduur (a)	30	60
Capacity factor	90%	90%
Jaargemiddeld rendement	37,0%	37,0%
Spec. CO ₂ -emissie (kg/MWh _e)	0	0

Kapitaal	22,7	20,3
Vennootschapsbel.	6,5	7,2
O&M	9,9	9,9
Totaal tolling (EUR/MWh)	39,1	37,4



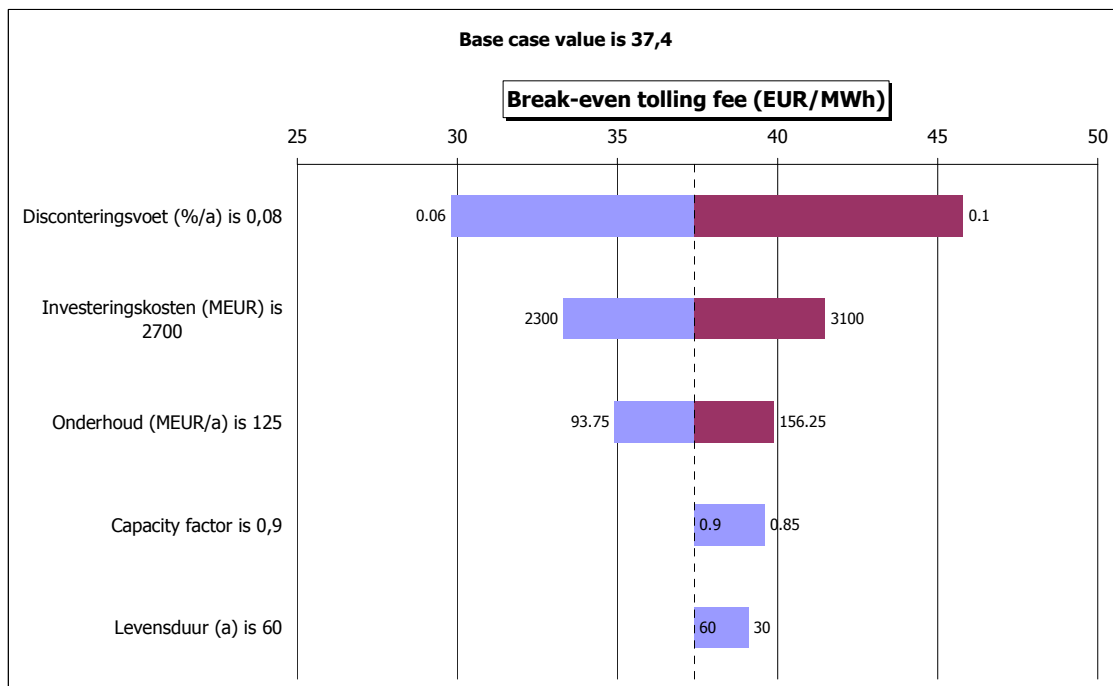
Figuur 5.5 Tolling fee voor een 1 600 MW_e kerncentrale bij 90% capacity factor en een levensduur van 30 en 60 jaar (exclusief kosten brandstof en kosten verwerking afval)

5.6 Gevoeligheidsanalyse

De gevoeligheidsanalyse is uitgevoerd met de volgende redelijk geachte parameters (tabel 5.3). De resultaten zijn weergegeven in figuur 5.6. We zien dat de variatie in de disconteringsvoet de grootste invloed heeft op de tolling fee, gevolgd door de investeringskosten en onderhoud en bediening. De invloed van variaties in de andere parameters blijft beperkt tot maximaal +2,5 EUR/MWh. De invloed van de variatie in decommissioningkosten is zo klein dat deze niet tot uiting komt in de gevoeligheidsanalyse.

Tabel 5.3 Parameters voor de gevoeligheidsanalyse

	Base	Low	High
Disconteringsvoet (%/a)	8	6	10
Investeringskosten (MEUR)	2 700	-15%	+15%
Decommissioningkosten (%) van investeringskosten	25%	20%	40%
Capacity factor	90%	85%	90%
Onderhoud (MEUR/a)	125	-25%	+25%
Levensduur (a)	60	30	60



Figuur 5.6 Resultaten gevoeligheidsanalyse kerncentrale (exclusief kosten brandstof en kosten verwerking afval)

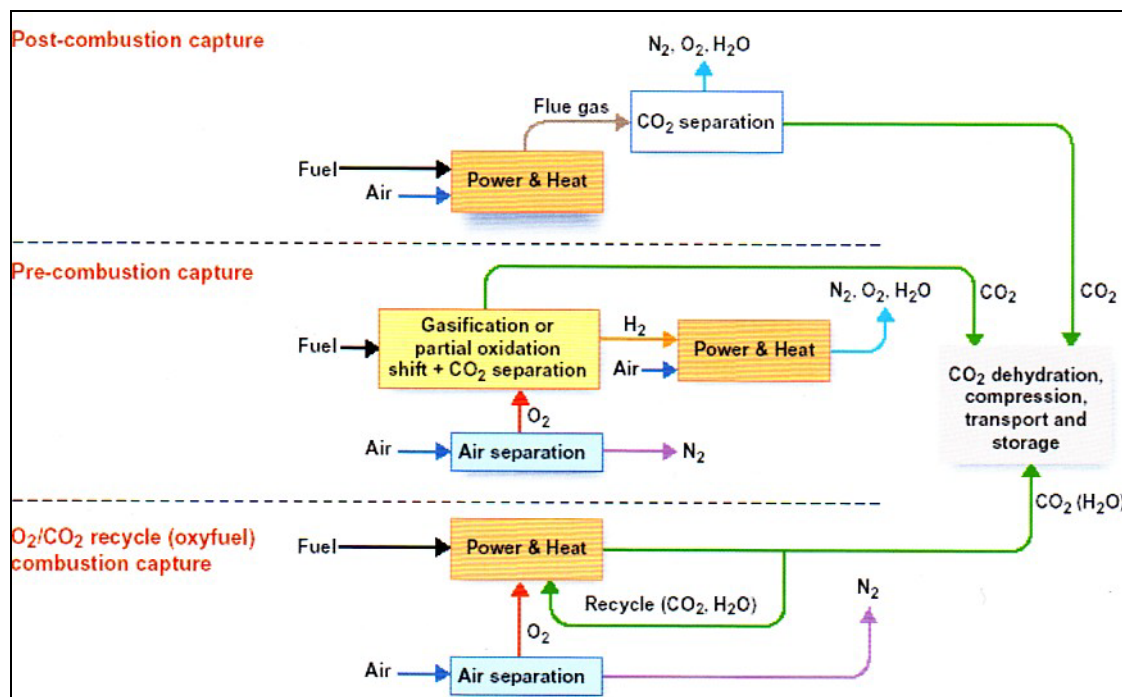
6 CO₂-AFVANG

6.1 Technologie

Bij de verbranding van fossiele brandstoffen wordt koolstof in de brandstof met in lucht aanwezige zuurstof omgezet tot kooldioxide of CO₂. Met de rookgassen wordt deze CO₂ in de huidige installaties geëmitteerd in de lucht. CO₂ is een broeikasgas en wordt in toenemende mate beschouwd als verantwoordelijk voor de opwarming van de aarde. Beperking van de CO₂-emissie staat daarom wereldwijd hoog op de politieke agenda.

Afvang van CO₂ kan op drie verschillende manieren worden bewerkstelligd (figuur 6.1):

- verwijdering uit het rookgas (post-combustion capture)
- verwijdering uit het syngas (pre-combustion capture)
- oxyfuel (combustion capture).



Figuur 6.1 De drie hoofdopties voor CO₂ afvang bij elektriciteitscentrales²².

²² VGB 2004 CO₂ Capture and Storage, VGB Report on the Status of the Art. VGB PowerTech e.V., Essen, 25 August 2004

Vertrouwelijk

CO₂-verwijdering uit de rookgassen is de technologie die internationaal van toepassing geacht wordt bij aardgasgestookte STEG- en poederkoolcentrales.

In geval van kolenvergassing is het mogelijk in een zogenaamde shift-reactor de CO in het syngas onder toevoeging van stoom om te zetten in waterstof en CO₂.

Een derde mogelijkheid is oxyfuel, waarbij de brandstof met zuurstof (uit een luchtscheidingsinstallatie) wordt verbrand. De rookgassen bevatten geen stikstof en dus relatief veel CO₂, die daarom gemakkelijker te onttrekken is. Deze techniek moet nog verder ontwikkeld worden en zal in 2015 – 2020 nog niet commercieel toepasbaar zijn. Daarom wordt deze optie in deze studie verder niet behandeld.

De volgende scheidingstechnieken worden toegepast:

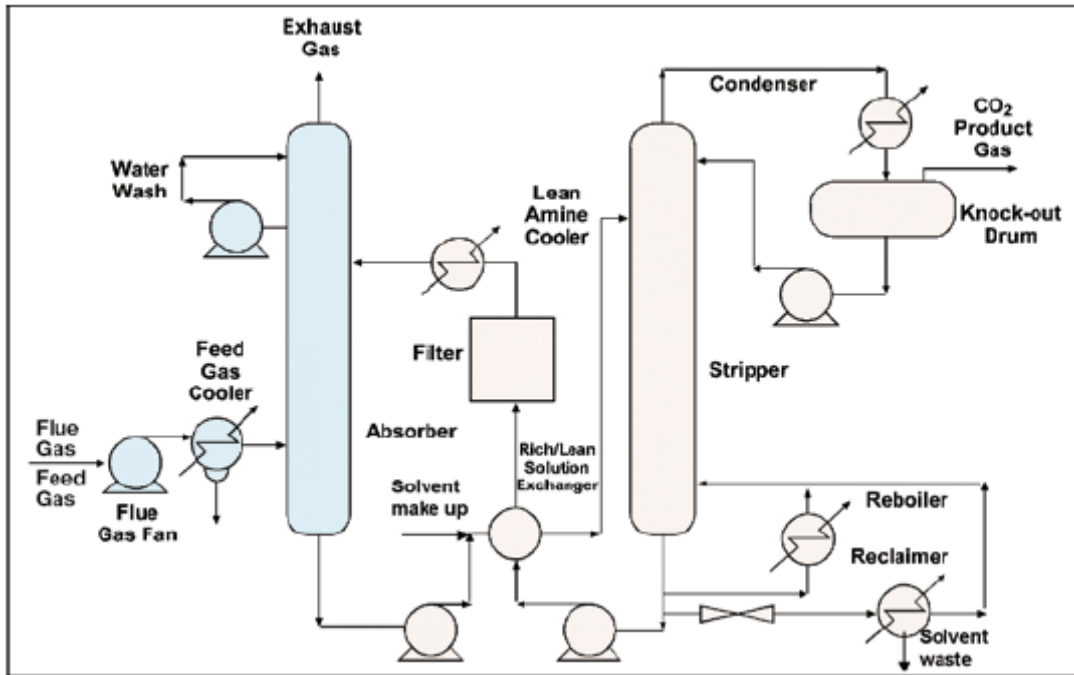
- chemische en fysische absorptie
- fysische and chemische adsorptie
- cryogene technieken
- membranen.

De meest verbreide scheidingstechniek is de absorptie (zie figuur 6.2). Deze kan zowel bij KV-STEG- als poederkoolcentrales worden toegepast. De overige technieken zijn nog in het ontwikkelingsstadium en zullen in 2015 – 2020 naar verwachting nog niet commercieel toepasbaar zijn. Daarom worden deze technieken in het kader van deze studie niet verder behandeld.

De volgende methoden voor CO₂-opslag, zijn in principe toepasbaar voor de Nederlandse situatie:

- opslag in lege aardgasvelden
- opslag in aquifers
- opslag in nog operationele olie of aardgasvelden ter verhoging van de productie: 'Enhanced Oil or Gas Recovery (EOR, EGR)

De kosten van transport- en opslag van CO₂ zijn in deze studie niet verder meegenomen.

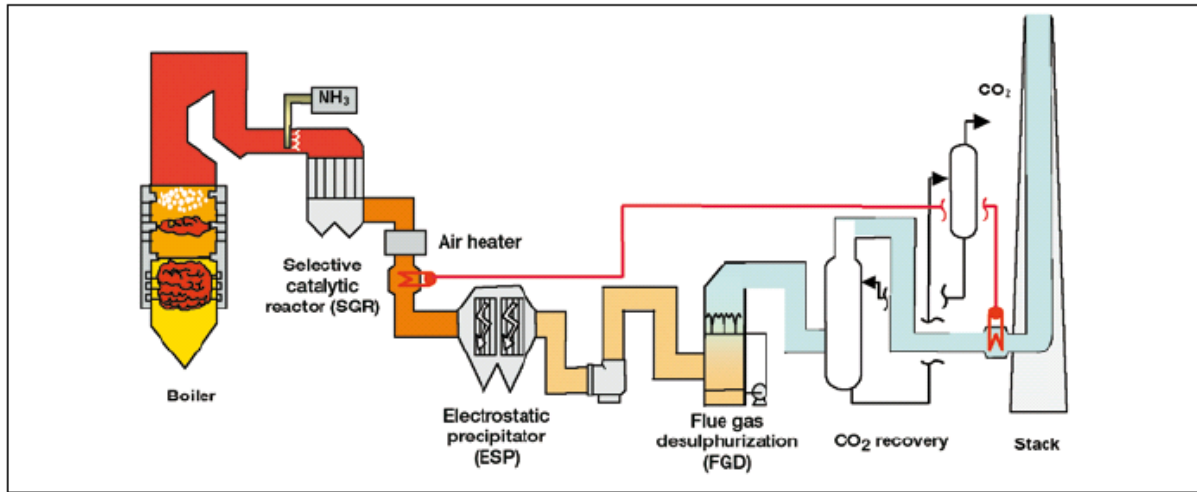


Figuur 6.2 Chemisch absorptieproces²³ (IPCC 2006)

6.2 Ultrasuperkritische poederkoolcentrale

De internationaal van toepassing geachte mogelijkheid om CO₂ af te vangen bij een poederkoolcentrale is post-combustion absorptie. De afscheiding van CO₂ gebeurt na de ontzwaveling. Voorwaarde is dat de SO₂ concentratie voldoende laag is. Dit kan worden bereikt door een ontzwavelingsinstallatie met hoog vangstrendement toe te passen. Het CO₂-afvangproces is al beschreven in paragraaf 6.1. Schematisch zijn alle reinigingsstappen, inclusief CO₂-afvang, in figuur 6.3 geschetst.

²³ IPCC, 2006. Special Report on Carbon Dioxid Capture and Storage



Figuur 6.3 CO₂-afvang bij ultrasuperkritische poederkoolcentrale²⁴

6.2.1 Effect van CO₂-afvang

In tabel 6.1 zijn de consequenties weergegeven van afvang van CO₂ bij een ultrasuperkritische poederkoolcentrale van 800 MW_e. Het beschikbare vermogen neemt af met circa 20% bij nieuwbouw van een optimaal geïntegreerd concept. In dit geval treedt een daling van het rendement op van circa 9 %-punt. De kosten zijn afgeleid uit een IEA GHG rapport²⁵, opgeschaald naar 800 MW_e en geactualiseerd naar prijspeil 2006. De toename in variabele kosten komt geheel voor rekening van de kosten voor verversen en aanvullen van de absorptievloeistof. Voor de jaarlijkse vaste kosten is eenzelfde percentage van de investeringskosten gehanteerd als bij de centrale zonder CO₂-afvang. Opgemerkt dient te worden dat diepe deellast van de centrale niet mogelijk is zonder speciale voorzieningen met de CO₂ afvang in bedrijf. De stoom die nodig is voor het uitdrijven van de CO₂ uit de absorptievloeistof zakt dan teveel in temperatuur, daar deze afgetapt wordt uit de turbine.

²⁴ IPCC, 2006. Special Report on Carbon Dioxid Capture and Storage

²⁵ IEA GHG, (2000). Leading options for the capture of CO₂ emissions at power stations. Report number PH3/14, February 2000

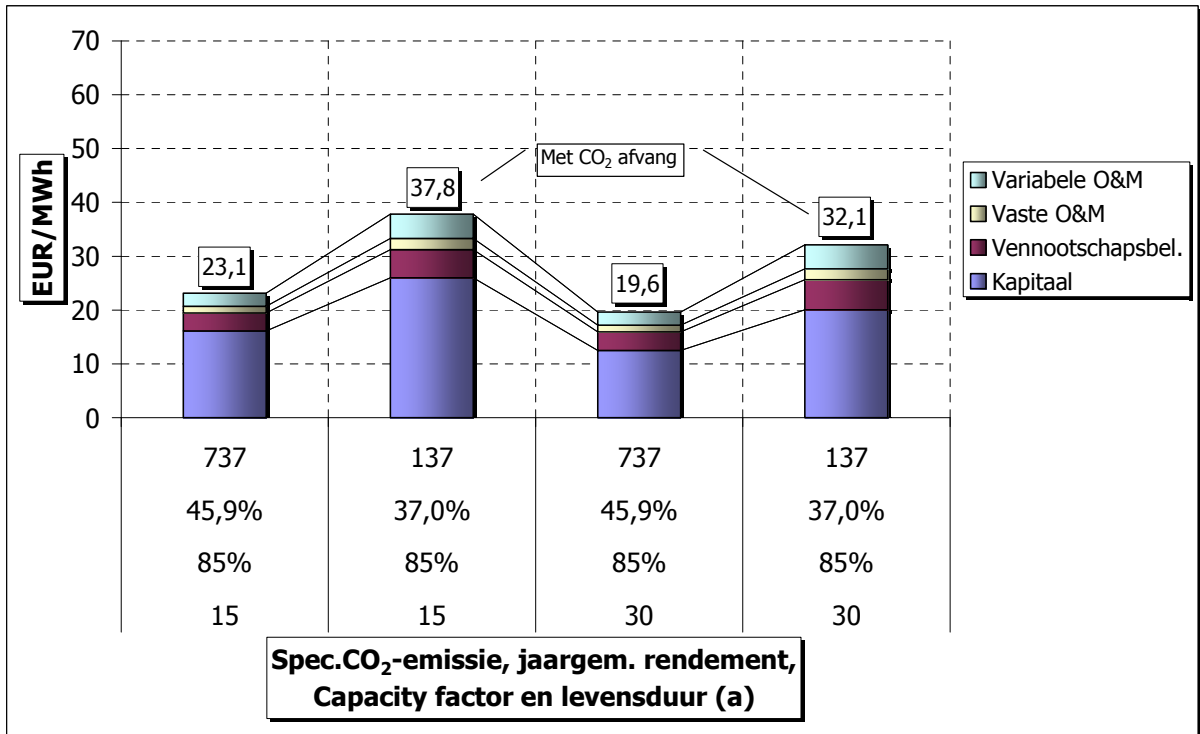
Tabel 6.1 Effect van CO₂-afvang op kentallen ultrasuperkritische poederkoolcentrale

	Zonder CO ₂ -afvang	Met CO ₂ -afvang
CO ₂ -Afvangst		85%
Gemiddelde capaciteit over levensduur (MW _e)	792	637
Jaargemiddeld netto rendement	45,9%	37,0%
Specifieke CO ₂ -emissie (kg/MW _e)	737	137
Investeringskosten (MEUR)		
<i>Initieel</i>	756	976
<i>Her</i>	35	45
O&M-kosten		
<i>Vast (MEUR/a)</i>	7,5	9,7
<i>Variabel (EUR/h)</i>	1 800	2 700

6.2.2 Kosten per geproduceerde MWh (tolling fee)

Voor de bepaling van de tolling fee is door ENECO een reële disconteringsvoet van 8%/a na 30% vennootschapsbelasting opgegeven. Alle kosten zijn aangegeven op prijspeil 2006. Figuur 6.4 presenteert de resultaten. De break-even tolling fee blijkt als volgt te bedragen:

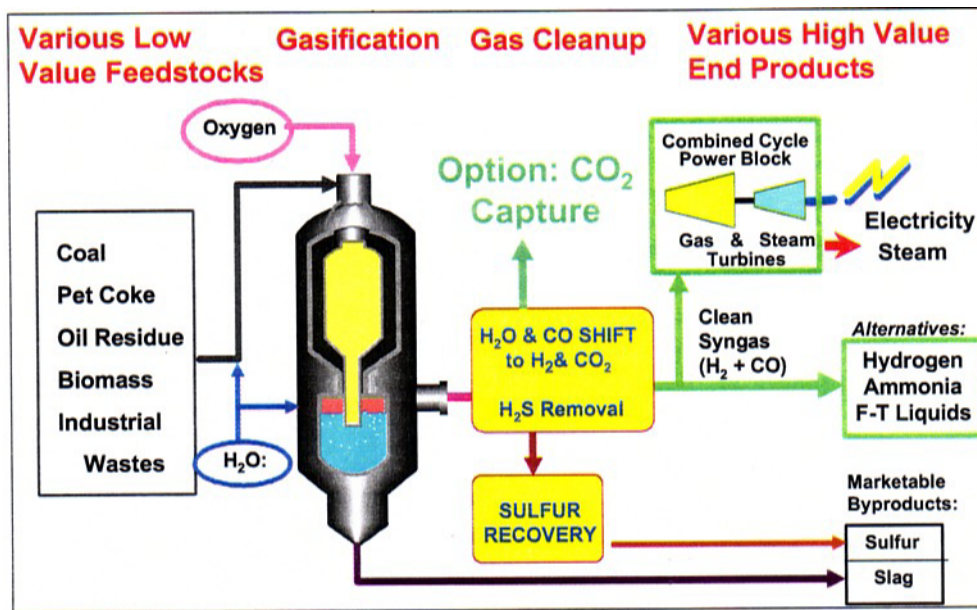
	CO ₂ -afvang			
	Zonder	Met	Zonder	Met
Levensduur (a)	15	15	30	30
Capacity factor	85%	85%	85%	85%
Jaargemiddeld rendement	45,9%	37,0%	45,9%	37,0%
Spec. CO ₂ -emissie (kg/MW _e)	737	137	737	137
Kapitaal	16,2	26,0	12,5	20,0
Vennootschapsbel.	3,3	5,3	3,5	5,6
Vaste O&M	1,3	2,0	1,3	2,0
Variabele O&M	2,4	4,5	2,4	4,5
Totaal tolling (EUR/MWh)	23,1	37,8	19,6	32,1



Figuur 6.4 Invloed CO₂-afvang op tolling fee, specifieke CO₂ emissie en rendement van ultrasuperkritische poederkoolcentrale

6.3 KV-STEg

In de vergasser wordt de koolstof uit de kolen voor het merendeel omgezet in CO en H₂. In de shift-reactor wordt deze CO met stoom omgezet in CO₂ en additionele H₂. Het syngas bevat dan 35 - 40% CO₂.



Figuur 6.5 CO₂-verwijdering bij KV-STEg-centrale²⁶

6.3.1 Effect van CO₂-afvang

In tabel 6.2 zijn de consequenties weergegeven van afvang van CO₂ bij een KV-STEg-centrale van 800 MW_e. Het beschikbare vermogen neemt af met circa 6% bij nieuwbouw van een optimaal geïntegreerd concept. In dit geval treedt een daling van het rendement op van circa 8 %-punt. De kosten zijn afgeleid uit een IEA GHG rapport²⁷, opgeschaald naar twee eenheden van 400 MW_e en geactualiseerd naar prijspeil 2006. Voor de jaarlijkse vaste kosten is eenzelfde percentage van de investeringskosten gehanteerd als bij de centrale zonder CO₂-afvang. De toename in variabele kosten komt voor rekening van de kosten voor verversen en aanvullen van de absorptievloeistof, demiwater voor de shift-reactor en vervanging van de katalysator van de shift-reactor.

²⁶ IPCC, (2006). Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage

²⁷ IEA GHG, (2000). Leading options for the capture of CO₂ emissions at power stations. Report number PH3/14, February 2000

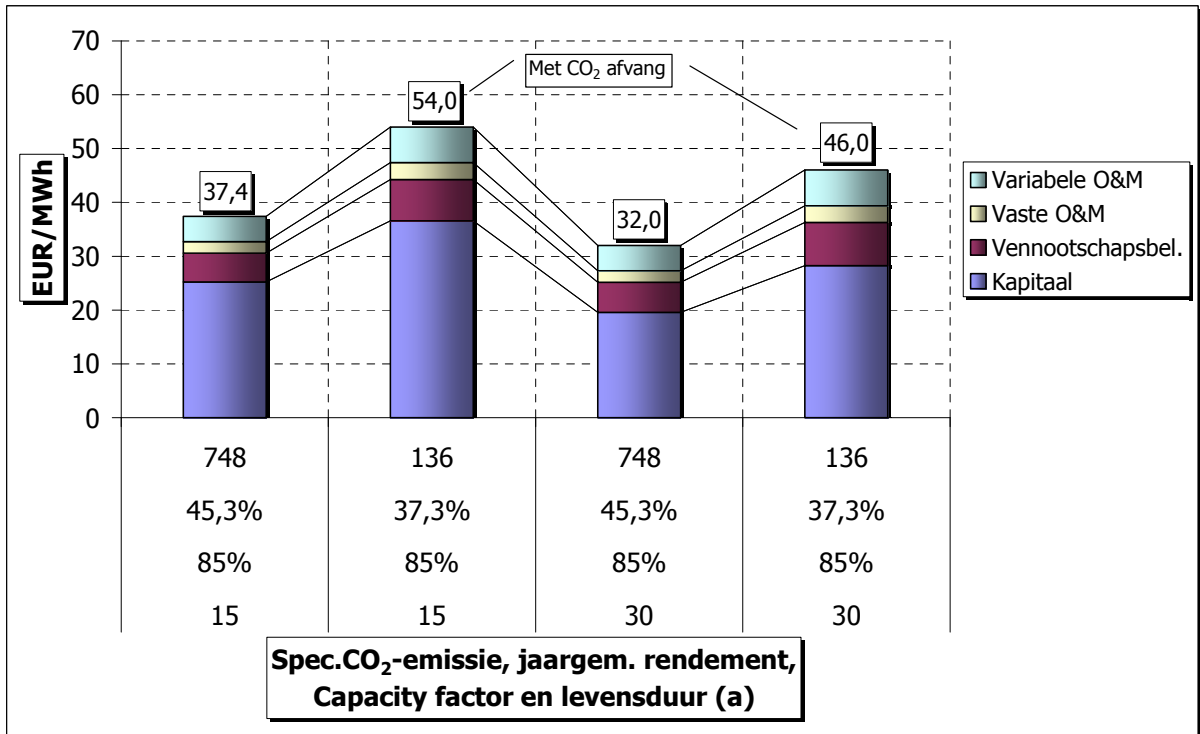
Tabel 6.2 Effect van CO₂-afvang op kentallen KV-STEG

	Zonder CO ₂ -afvang	Met CO ₂ -afvang
CO ₂ -Afvangst		85%
Gemiddelde capaciteit over levensduur (MW _e)	784	735
Jaargemiddeld netto rendement	45,3%	37,3%
Specifieke CO ₂ -emissie (kg/MW _e)	748	136
Investeringskosten		
<i>Initieel</i>	1 120	1 520
<i>Her</i>	50	65
O&M-kosten		
<i>Vast (MEUR/a)</i>	12,5	17,0
<i>Variabel (EUR/h)</i>	3 500	4 600

6.3.2 Kosten per geproduceerde MWh (tolling fee)

Voor de bepaling van de tolling fee is door ENECO een reële disconteringsvoet van 8%/a na 30% vennootschapsbelasting opgegeven. Alle kosten zijn aangegeven op prijspeil 2006. In Bijlage D is de bepaling van de break-even tolling fee aangegeven. Figuur 6.6 presenteert de resultaten. De break-even tolling fee blijkt als volgt te bedragen:

	CO ₂ -afvang			
	Zonder	Met	Zonder	Met
Levensduur (a)	15	15	30	30
Capacity factor	85%	85%	85%	85%
Jaargemiddeld rendement	45,3%	37,3%	45,3%	37,3%
Spec. CO ₂ -emissie (kg/MW _e)	748	136	748	136
Kapitaal	25,2	36,5	19,6	28,3
Vennootschapsbel.	5,3	7,7	5,6	8,0
Vaste O&M	2,1	3,1	2,1	3,1
Variabele O&M	4,7	6,6	4,7	6,6
Totaal tolling (EUR/MWh)	37,4	54,0	32,0	46,0



Figuur 6.6 Invloed CO₂-afvang op tolling fee, specifieke CO₂ emissie en rendement bij een KV-STEG-centrale

7 LOCATIESTUDIE

7.1 Locatie kolencentrale

Een eerste richtsnoer is de (mogelijke) beschikbaarheid van een terrein van 8 tot 15 ha (kolencentrale zonder CO₂ afvang, afhankelijk van capaciteit en noodzaak van kolenoverslag) met een zware industriële bestemming. Een aantal kustlocaties is in de huidige omstandigheden (mogelijk) geschikt voor de vestiging van nieuw kolenvermogen, in alfabetische volgorde:

- Amsterdam (Afrikahaven)
- Delfzijl (Metal-park en MERA-gebied)
- Eemshaven
- Maasvlakte/Europoort
- Moerdijk (Shell-terrein)
- Sloehaven (Thermphos-terrein en Pechiney-terrein)
- Terneuzen (Value Park)
- Sluiskil (Axelsche Vlakte)
- Velzen.

Bijlage G geeft een overzicht van de ligging van deze locaties. Ten aanzien van de drie laatstgenoemde locaties wordt het volgende opgemerkt:

- De locatie *Terneuzen* betreft de Braakmanhaven, gelegen tegenover en eigendom van Dow Chemical. Het is zeer onwaarschijnlijk dat Dow terrein af wil staan ten behoeve van een kolencentrale. Daarnaast kan het draagvlak worden betwijfeld, gelet op de aanwezigheid van een kolenterminal (OVET) in het Sloegebied en nog aanwezige ruimte aldaar
- De locatie *Sluiskil* betreft de toekomstige ontwikkeling van een zeehavengebonden industriegebied (Axelsche Vlakte) in de kanaalzone. De beschikbaarheid en de geschiktheid van het gebied voor vestiging van een kolencentrale, vooral met het oog op de nabijheid van Sluiskil, zijn nog onvoldoende aangetoond
- De locatie *Velzen* betreft de uiterste westkant van het Corus-terrein, ten noorden van het Noordzeekanaal. Volgens het laatste Structuurschema Elektriciteitsvoorziening is dit een geschikte kolenlocatie. Vanuit het Havenbedrijf Amsterdam wordt gestudeerd op een kolenterminal op die plaats (dat wil zeggen: aan de zeezijde van het sluisencomplex) indien ook in de verdere toekomst de uitbreiding van het sluisencomplex bij IJmuiden er om diverse redenen niet in mocht zitten. Corus heeft enkele keren "gefliert" met elektriciteitsbedrijven voor samenwerking over de bouw van een (kolen)centrale. Tot op heden is dit op niets uitgedraaid, naar verluidt vanwege interne omstandigheden bij Corus en uiterst moeizame procedures rondom de eigen (revisie)vergunningen.

Vertrouwelijk

In deze omstandigheden zijn deze laatste drie locaties thans geen realistische vestigingsplaatsen en blijven in deze studie buiten verdere beschouwing. Voor de toekomst zijn deze locaties, met name de locatie Velsen echter niet uit te sluiten.

Overigens moet er van worden uitgegaan dat in de toekomst ook enkele binnenlandse locaties een belangrijke rol zullen blijven spelen in de elektriciteitsopwekking op basis van kolen, met name Geertruidenberg en Hemweg (kolen).

De overblijvende locaties zijn beoordeeld op de volgende criteria:

- Ontsluiting en logistiek
- Nabijheid van het landelijke koppelnet
- Koelcapaciteit
- Milieuruimte
- Draagvlak
- Concurrerende initiatieven.

7.1.1 **Ontsluiting en logistiek**

Steenkolen (eventueel biomassa) worden uit het buitenland per zeeschip aangevoerd. Een zeehavenlocatie geniet dan ook de voorkeur. Grootte en diepte bepalen of havens toegankelijk zijn voor de grootste categorie carriers. Een locatie in het binnenland waar duwbakken of grote Rijnschepen kunnen lossen is eventueel ook acceptabel. Een ideale situatie is als gebruik gemaakt kan worden van bestaande terminalfaciliteiten.

7.1.2 **Nabijheid van het landelijke koppelnet**

Dit criterium wordt voor het moment geoperationaliseerd als "afstand tot een 380 kV-station", vanwege de vele onzekerheden over de effectief beschikbare aansluitcapaciteit.

7.1.3 **Koelcapaciteit**

Het hoogste elektrische rendement wordt bereikt met behulp van doorstroomkoeling. Zou dit om milieuredenen niet mogelijk zijn dan zal bouw van een of meer grote koeltorens op natuurlijke trek of hybride koeltorens noodzakelijk zijn.

7.1.4 Milieuruimte

Een aantal potentiële locaties ligt in de nabijheid van gevoelige bestemmingen, zoals woninglocaties en natuurgebieden. Bij dit laatste is vooral te denken aan Vogel- en Habitatrichtlijn (VHR-)gebieden. Onder deze noemer is verder een inschatting te maken van de ruimte om ter plaatse binnen milieunormen te blijven, bijvoorbeeld op het gebied van geluid en fijn stof.



Figuur 7.1 Nederlands hoogspanningsnet per 1 januari 2004 (bron: Tennet)

7.1.5 Draagvlak

De realisatie van projecten die niet op een zeker plaatselijk draagvlak kunnen rekenen, is doorgaans moeizaam.

7.1.6 Concurrerende initiatieven

Enkele locaties staan zeer in de belangstelling van concurrerende initiatieven van elektriciteitsbedrijven. Deze cumulatie kan volgende initiatieven bemoeilijken of zelfs frustreren.

7.1.7 Waardering

De waardering van de verschillende locaties wordt in een overzichtstabel gepresenteerd (tabel 7.1) en vervolgens nader toegelicht. De gepresenteerde eindbeoordeling is een momentopname die van tijd tot tijd tegen het licht van nieuwe ontwikkelingen moet worden gehouden en waar nodig worden aangepast. Voor de beoordeling wordt een 5-punts schaal gehanteerd aan de hand van de volgende kwalificaties:

uitstekend	++
goed	+
redelijk	0
matig	-
slecht	--

Tabel 7.1 Waardering van de mogelijke vestigingslocaties op cruciale beoordelingsaspecten

	Beschikbaar oppervlak *	Druk op ruimte **	Logistiek	E-net	Koeling	Milieu-ruimte	Draagvlak	Ranking
Amsterdam (Afrikahaven)	150	++	+	-	-	+	0	4
Delfzijl	180	+	-	-	0	+	+	5
Eemshaven	200	+	-	++	0	0	+	3
Maasvlakte/ Europoort	100**	--	++	++	+	++	+	1
Moerdijk (Shell)	170	0	--	0	-	+	0	6
Sloegebied	30	--	++	++	0	0	++	2

* nog niet definitief uitgegeven terrein, geen rekening is gehouden met opties voor nieuwe bedrijven en/of reserveringen voor infrastructuur, groenstroken, zoneringen et cetera.

** schatting

*** als gevolg van concurrerende initiatieven

Vertrouwelijk

De hoge waardering voor *Maasvlakte/Europoort* is het gevolg van het feit dat deze locatie technisch gezien geen zwakke punten heeft. Aansluiting bij de bestaande EMO-kolenterminal is echter twijfelachtig gezien de reeds bestaande belangstelling voor een aangrenzende locatie van de zijde van Electrabel en Nuon. Enig minpunt vormt wellicht de fijnstof-concentratie in het Rijnmondgebied. Daarnaast kunnen de vele concurrerende initiatieven op deze vestigingsplaats een aantal voordelen in een ander daglicht stellen (beschikbaarheid perceel, koelwater, afvoer elektriciteit et cetera).

De hoge waardering van het *Sloegebied* is vooral het gevolg van het feit dat aangesloten kan worden bij de bestaande OVET-kolenterminal, waardoor voor de kolenaanvoer geen extra voorzieningen nodig zijn. Met nadruk wordt echter opgemerkt dat deze locatie onwaarschijnlijk wordt bij het doorgaan van de geprojecteerde *Sloecentrale*.

De *Eemshaven* scoort "gemiddeld" door het ontbreken van kolen-infrastructuur en het feit dat de haven niet toegankelijk is voor de grootste ("Capesize") kolencarriers als gevolg van de beperkte diepte van de vaargeul (11 meter). Dit noodzaakt tot kolenoverslag en extra transport vanaf Rotterdam of Amsterdam. Er zijn plannen voor uitdieping tot 14 meter, waardoor de haven toegankelijk wordt voor kleinere ("Panamax") carriers. Indien de uitdieping wordt gerealiseerd wordt de waardering voor logistiek "redelijk" in plaats van "matig". De beschikbare ruimte op de Eemshaven is immens maar inmiddels zijn de nodige opties genomen voor een aanzienlijk deel hiervan (zie bijlage G). Bovendien moet omzichtig worden omgesprongen met de uitzonderlijke reputatie van de Waddenzee als natuurgebied. Dit maakt dat bijzonder veel inspanning is vereist in onderbouwing en toetsing aan de diverse beschermingsregimes.

Amsterdam (Afrikahaven) scoort matig tot slecht op een aantal criteria, maar er zijn plannen voor de vestiging ter plaatse van een kolenterminal ("Rietvelden"). In dat geval kan een nieuwe kolencentrale aansluitend worden geprojecteerd, logistiek gezien de ideale vestigingssituatie.

Voor *Delfzijl* geldt in veel opzichten hetzelfde als voor de Eemshaven, maar met de extra nadelen de afstand (15km) tot het 380 kV-station Eemshaven en het feit dat uitdieping van de vaargeul tot "carrier"diepte is uitgesloten.

De locatie *Moerdijk* is de enige binnenland-locatie met de daaraan verbonden logistieke nadelen en de beperkte koelcapaciteit. Hieraan kan worden toegevoegd dat aan overzijde van de westelijke insteekhaven Essent plannen heeft voor een extra STEG van 800 MW_e.

7.2 Locaties kerncentrale

Volgens een Planologische Kernbeslissing (PKB) uit 1986 waren mogelijke locaties:

- Borssele
- Ketelmeer
- Maasvlakte
- Moerdijk en
- de Westelijke Noordoostpolderdijk.

Voorbehoud was dat er maar één centrale langs het IJsselmeer zou komen (Ketelmeer en Westelijke Noordoostpolderdijk). Borssele werd in deze PKB uiteindelijk als meest geschikte locatie gezien. Eventuele nieuw te bouwen kerncentrales zijn nog steeds aan deze PKB gebonden onder het tweede Structuurschema Energievoorziening (looptijd tot 2010). In de praktijk zijn Borssele, Eemshaven en Maasvlakte het meest voor de hand liggend, zoals blijkt uit tabel 7.2.

Tabel 7.2 Voor- en nadelen van locaties voor kerncentrales

Locatie	+	-
Borssele	infrastructuur nucleair reeds aanwezig	
Maasvlakte	zware industrie aanwezig veel koelwater	dicht bij bevolkingscentra
Eemshaven	koppelverbindingen met Nederland en buitenland	koelwaterproblematiek
IJsselmeerlocatie		koelwaterproblematiek bij groot vermogen?

BIJLAGE A OVERZICHT KENTALLEN CENTRALES

	STEG centrale	P'derkool centrale	P'derkool centrale Met 12% meestook	KV-STEG centrale	Kern Centrale
Capaciteit nieuw (MW _e)	800	800	800	800	1 600
Gemiddelde capaciteit over levensduur (MW _e)	784	792	792	784	1 600
All-in investeringskosten (MEUR)					
<i>Initieel</i>	420	755	775	1120	2 700
<i>Her (na 15 jaar)</i>	65	35	36	80	-
Decommissioning	-	-	-	-	675
Bouwtijd* (a)	2	3	3	4	5
Netto rendement, nieuw, vollast	57,5%	46,5%	46,1%	46,0%	37,0%
Jaargemiddeld netto rendement					
<i>bij 66% capacity factor</i>	55,0%	-	-	-	-
<i>bij 85% capacity factor</i>	56,5%	45,9%	45,5%	45,3%	-
<i>bij 90% capacity factor</i>					37,0%
CO ₂ -emissie (kg/MWh _e)					
<i>bij 66% capacity factor</i>	380	-	-	-	-
<i>bij 85% capacity factor</i>	370	737	648	748	-
<i>bij 90% capacity factor</i>					0
Praktische minimumlast	55%	40%	40%	50%	
Ramp rate (MW/min)	24	24	24	16	
Opstarttijd tot vollast (h)					
<i>na hete start (night stop)</i>	1,5	5	5	6**	
<i>na warme start (weekend stop)</i>	2,5	10	10	24	
<i>na koude start</i>	6,0				
O&M-kosten					
<i>Vast (MEUR/a)</i>	5,5	7,5	7,5	12,5	125
<i>Variabel (EUR/h)</i>	2 000	1 800	1 800	3 500	in vast
Startkosten					
<i>slijtage (MEUR)</i>	20 000				
<i>brandstof na hete start (MWh)</i>	700	3 000	3 000		
		(aardgas)	(aardgas)		
<i>brandstof na warme start (MWh)</i>	1 050	4 000	4 000		
		(aardgas)	(aardgas)		
Tolling fee (EUR/MWh)					
<i>Bij levensduur/capacity factor</i>					
<i>15/66%</i>	18,6	-	-	-	-
<i>15/85%</i>	14,1	23,1	23,7	37,4	-
<i>30/66%</i>	16,5	-	-	-	-
<i>30/85%</i>	12,5	19,6	20,1	32,0	-
<i>30/90%</i>					39,1
<i>60/90%</i>					37,4
Brandstofkosten (EUR/MWh _{fuel}) (inclusief afvalverwerking)	-	-	-	-	1,95

* Van financial closure tot commercieel bedrijf

** Luchtscheidingsinstallatie en vergasser blijven in bedrijf

BIJLAGE B OVERZICHT KENTALLEN CO₂-VERWIJDERING

	STEG centrale	P'derkool Centrale	P'derkool centrale Met 12% meestook	KV-STEG Centrale	Kern centrale
Tolling cost CO ₂ removal (EUR/MWh)					
<i>Levensduur 15 jaar</i>	-	14,7	14,7	16,6	-
<i>Levensduur 30 jaar</i>	-	12,5	12,5	14,0	-
Jaargemiddeld netto rendement	-	37,0%	36,6%	37,3%	-
Specifieke CO ₂ -emissie (kg/MWh _e)	-	137	120	136	-

BIJLAGE C BEPALING BREAK-EVEN TOLLING FEE STEG-CENTRALE

Bij een levensduur van 15 jaar en een capacity factor van 66%

Projectjaar	1	2	3	16	17
Bedrijfsjaar			1	14	15
Disconteringsfactor	1,000	0,926	0,857	0,315	0,292
Investering					
Initieel	-210	-210			
Her			0	0	0
Totaal Investering	-210	-210	0	0	0
Capacity factor			66%	66%	66%
Draaiuren			5 260	5 260	5 260
Aantal starts			365	365	365
Aantal equivalente draaiuren			8 910	8 910	8 910
Elektriciteitsproductie (GWh)			4 536	4 536	4 536
OpEx					
Onderhoud vast (MEUR/a)			-5,5	-5,5	-5,5
Onderhoud variabel			-17,8	-17,8	-17,8
Totaal OpEx	0,0	0,0	-23,3	-23,3	-23,3
Tolling fee (EUR/MWh)			18,57	18,57	18,57
Tolling inkomsten (MEUR)			84,2	84,2	84,2
EBITDA			60,9	60,9	60,9
Afschrijving Initieel			-28,0	-28,0	-28,0
Afschrijving Her			0,0	0,0	0,0
EBIT			32,9	32,9	32,9
Vennootschapsbelasting			-9,9	-9,9	-9,9
Cash flow	-210,0	-210,0	51,0	51,0	51,0
Discounted cash flow	-210,0	-194,4	43,8	16,1	14,9
NPV	-210,0	-404,4	-360,7	-14,9	0,0
NPV na 15 jaar	0,0				
Break-even tolling fee (EUR/MWh)	18,6				

Bij een levensduur van 15 jaar en een capacity factor van 85%

Projectjaar	1	2	3	16	17
Bedrijfsjaar			1	14	15
Disconteringsfactor	1,000	0,926	0,857	0,315	0,292
Investering					
Initieel	-210	-210			
Her			0	0	0
Totaal Investering	-210	-210	0	0	0
Capacity factor			85%	85%	85%
Draaiuren			7 889	7 889	7 889
Aantal starts			0	0	0
Aantal equivalente draaiuren			7 889	7 889	7 889
Elektriciteitsproductie (GWh)			5 835	5 835	5 835
OpEx					
Onderhoud vast (MEUR/a)			-5,5	-5,5	-5,5
Onderhoud variabel			-15,8	-15,8	-15,8
Totaal OpEx	0,0	0,0	-21,3	-21,3	-21,3
Tolling fee (EUR/MWh)			14,08	14,08	14,08
Tolling inkomsten (MEUR)			82,2	82,2	82,2
EBITDA			60,9	60,9	60,9
Afschrijving Initieel			-28,0	-28,0	-28,0
Afschrijving Her			0,0	0,0	0,0
EBIT			32,9	32,9	32,9
Vennootschapsbelasting			-9,9	-9,9	-9,9
Cash flow	-210,0	-210,0	51,0	51,0	51,0
Discounted cash flow	-210,0	-194,4	43,8	16,1	14,9
NPV	-210,0	-404,4	-360,7	-14,9	0,0
NPV na 15 jaar	0,0				
Break-even tolling fee (EUR/MWh)	14,1				

Bij een levensduur van 30 jaar en een capacity factor van 66%

Projectjaar	1	2	3	16	17	18	32
Bedrijfsjaar			1	14	15	16	30
Disconteringsfactor	1,000	0,926	0,857	0,315	0,292	0,270	0,092
Investering							
Initieel	-210	-210					
Her			0	0	-65	0	0
Totaal Investering	-210	-210	0	0	-65	0	0
Capacity factor			66%	66%	66%	66%	66%
Draaiuren			5 260	5 260	5 260	5 260	5 260
Aantal starts			365	365	365	365	365
Aantal equivalente draaiuren			8 910	8 910	8 910	8 910	8 910
Elektriciteitsproductie (GWh)			4 536	4 536	4 536	4 536	4 536
OpEx							
Onderhoud vast (MEUR/a)			-5,5	-5,5	-5,5	-5,5	-5,5
Onderhoud variabel			-17,8	-17,8	-17,8	-17,8	-17,8
Totaal OpEx	0,0	0,0	-23,3	-23,3	-23,3	-23,3	-23,3
Tolling fee (EUR/MWh)			16,51	16,51	16,51	16,51	16,51
Tolling inkomsten (MEUR)			74,9	74,9	74,9	74,9	74,9
EBITDA			51,6	51,6	51,6	51,6	51,6
Afschrijving Initieel			-14,0	-14,0	-14,0	-14,0	-14,0
Afschrijving Her			0,0	0,0	0,0	-4,3	-4,3
EBIT			37,6	37,6	37,6	33,3	33,3
Vennootschapsbelasting			-11,3	-11,3	-11,3	-10,0	-10,0
Cash flow	-210,0	-210,0	40,3	40,3	-24,7	41,6	41,6
Discounted cash flow	-210,0	-194,4	34,6	12,7	-7,2	11,2	3,8
NPV	-210,0	-404,4	-369,9	-96,7	-104,0	-92,7	0,0
NPV na 30 jaar	0,0						
Break-even tolling fee (EUR/MWh)	16,5						

Bij een levensduur van 30 jaar en een capacity factor van 85%

Projectjaar	1	2	3	16	17	18	32
Bedrijfsjaar			1	14	15	16	30
Disconteringsfactor	1,000	0,926	0,857	0,315	0,292	0,270	0,092
Investering							
Initieel	-210	-210					
Her			0	0	-65	0	0
Totaal Investering	-210	-210	0	0	-65	0	0
Capacity factor			85%	85%	85%	85%	85%
Draaiuren			7 889	7 889	7 889	7 889	7 889
Aantal starts			0	0	0	0	0
Aantal equivalente draaiuren			7 889	7 889	7 889	7 889	7 889
Elektriciteitsproductie (GWh)			5 835	5 835	5 835	5 835	5 835
OpEx							
Onderhoud vast (MEUR/a)			-5,5	-5,5	-5,5	-5,5	-5,5
Onderhoud variabel			-15,8	-15,8	-15,8	-15,8	-15,8
Totaal OpEx	0,0	0,0	-21,3	-21,3	-21,3	-21,3	-21,3
Tolling fee (EUR/MWh)			12,49	12,49	12,49	12,49	12,49
Tolling inkomsten (MEUR)			72,9	72,9	72,9	72,9	72,9
EBITDA			51,6	51,6	51,6	51,6	51,6
Afschrijving Initieel			-14,0	-14,0	-14,0	-14,0	-14,0
Afschrijving Her			0,0	0,0	0,0	-4,3	-4,3
EBIT			37,6	37,6	37,6	33,3	33,3
Vennootschapsbelasting			-11,3	-11,3	-11,3	-10,0	-10,0
Cash flow	-210,0	-210,0	40,3	40,3	-24,7	41,6	41,6
Discounted cash flow	-210,0	-194,4	34,6	12,7	-7,2	11,2	3,8
NPV	-210,0	-404,4	-369,9	-96,7	-104,0	-92,7	0,0
NPV na 30 jaar	0,0						
Break-even tolling fee (EUR/MWh)	12,5						

BIJLAGE D BEPALING BREAK-EVEN TOLLING FEE ULTRASUPERKRITISCHE POEDERKOOLCENTRALE

Bij een levensduur van 15 jaar en een capacity factor van 85%

Projectjaar	1	2	3	4	17	18
Bedrijfsjaar				1	14	15
Disconteringsfactor	1,000	0,926	0,857	0,794	0,292	0,270
Investering						
Initieel	-252	-252	-252			
Her				0	0	0
Totaal Investering	-252	-252	-252	0	0	0
Capacity factor				85%	85%	85%
Draaiuren				7 889	7 889	7 889
Aantal starts				0	0	0
Aantal equivalente draaiuren				7 889	7 889	7 889
Elektriciteitsproductie (GWh)				5 901	5 901	5 901
OpEx						
O&M vast (MEUR)				-7,5	-7,5	-7,5
O&M variabel (MEUR)				-14,2	-14,2	-14,2
Totaal OpEx	0,0	0,0	0,0	-21,7	-21,7	-21,7
Tolling fee (EUR/MWh)				23,13	23,13	23,13
Tolling inkomsten (MEUR)				136,5	136,5	136,5
EBITDA (MEUR)				114,8	114,8	114,8
Afschrijving Initieel				-50,3	-50,3	-50,3
Afschrijving Her				0,0	0,0	0,0
EBIT				64,5	64,5	64,5
Vennootschapsbelasting (MEUR)				-19,3	-19,3	-19,3
Cash flows (MEUR)	-251,7	-251,7	-251,7	95,5	95,5	95,5
Ditto gediscoteerd (MEUR)	-251,7	-233,0	-215,8	75,8	27,9	25,8
NPV (MEUR)	-251,7	-484,7	-700,5	-624,7	-25,8	0,0
NPV (MEUR) na 15 jaar	0,0					
Break-even tolling fee (EUR/MWh)	23,1					

Bij een levensduur van 30 jaar en een capacity factor van 85%

Projectjaar	1	2	3	4	17	18	19	33
Bedrijfsjaar				1	14	15	16	30
Disconteringsfactor	1,000	0,926	0,857	0,794	0,292	0,270	0,250	0,085
Investering								
Initieel	-252	-252	-252					
Her				0	0	-35	0	0
Totaal Investering	-252	-252	-252	0	0	-35	0	0
Capacity factor				85%	85%	85%	85%	85%
Draaiuren				7 889	7 889	7 889	7 889	7 889
Aantal starts				0	0	0	0	0
Aantal equivalente draaiuren				7 889	7 889	7 889	7 889	7 889
Elektriciteitsproductie (GWh)				5 901	5 901	5 901	5 901	5 901
OpEx								
O&M vast (MEUR)				-7,5	-7,5	-7,5	-7,5	-7,5
O&M variabel (MEUR)				-14,2	-14,2	-14,2	-14,2	-14,2
Totaal OpEx	0,0	0,0	0,0	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7
Tolling fee (EUR/MWh)				19,61	19,61	19,61	19,61	19,61
Tolling inkomsten (MEUR)				115,8	115,8	115,8	115,8	115,8
EBITDA (MEUR)				94,1	94,1	94,1	94,1	94,1
Afschrijving Initieel				-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2
Afschrijving Her				0,0	0,0	0,0	-2,3	-2,3
EBIT				68,9	68,9	68,9	66,6	66,6
Vennootschapsbelasting (MEUR)				-20,7	-20,7	-20,7	-20,0	-20,0
Cash flows (MEUR)	-251,7	-251,7	-251,7	73,4	73,4	38,4	74,1	74,1
Ditto gedisconteerd (MEUR)	-251,7	-233,0	-215,8	58,3	21,4	10,4	18,5	6,3
NPV (MEUR)	-251,7	-484,7	-700,5	-642,2	-181,8	-171,4	-152,8	0,0
NPV (MEUR) na 30 jaar	0,0							
Break-even tolling fee (EUR/MWh)	19,6							

BIJLAGE E BEPALING BREAK-EVEN TOLLING FEE KV-STEGB-CENTRALE

Bij een levensduur van 15 jaar en een capacity factor van 85%

Projectjaar	1	2	3	4	5	19
Bedrijfsjaar					1	15
Disconteringsfactor	1,000	0,926	0,857	0,794	0,735	0,250
Investering						
Initieel	-280	-280	-280	-280		
Her					0	0
Totaal Investering	-280	-280	-280	-280	0	0
Capacity factor						
Capacity factor					85%	85%
Draaiuren					7 889	7 889
Aantal starts					0	0
Aantal equivalente draaiuren					7 889	7 889
Elektriciteitsproductie (GWh)					5 842	5 842
OpEx						
O&M vast (MEUR)					-12,5	-12,5
O&M variabel (MEUR)					-27,6	-27,6
Totaal OpEx	0,0	0,0	0,0	0,0	-40,1	-40,1
Tolling fee (EUR/MWh)						
Tolling fee (EUR/MWh)					37,44	37,44
Tolling inkomsten (MEUR)						
Tolling inkomsten (MEUR)					218,7	218,7
EBITDA (MEUR)						
EBITDA (MEUR)					178,6	178,6
Afschrijving Initieel					-74,7	-74,7
Afschrijving Her					0,0	0,0
EBIT					103,9	103,9
Vennootschapsbelasting (MEUR)						
Vennootschapsbelasting (MEUR)					-31,2	-31,2
Cash flows (MEUR)	-280,0	-280,0	-280,0	-280,0	147,4	147,4
Ditto gediscoteerd (MEUR)	-280,0	-259,3	-240,1	-222,3	108,3	36,9
NPV (MEUR)	-280	-539	-779	-1002	-893	0
NPV (MEUR) na 15 jaar	0,0					
Break-even tolling fee (EUR/MWh)						
	37,4					

Bij een levensduur van 30 jaar en een capacity factor van 85%

Projectjaar	1	2	3	4	5	19	20	34
Bedrijfsjaar					1	15	16	30
Disconteringsfactor	1,000	0,926	0,857	0,794	0,735	0,250	0,232	0,079
Investering								
Initieel	-280	-280	-280	-280				
Her					0	-80	0	0
Totaal Investering	-280	-280	-280	-280	0	-80	0	0
Capacity factor					85%	85%	85%	85%
Draaiuren					7 889	7 889	7 889	7 889
Aantal starts					0	0	0	0
Aantal equivalente draaiuren					7 889	7 889	7 889	7 889
Elektriciteitsproductie (GWh)					5 842	5 842	5 842	5 842
OpEx								
O&M vast (MEUR)					-12,5	-12,5	-12,5	-12,5
O&M variabel (MEUR)					-27,6	-27,6	-27,6	-27,6
Totaal OpEx	0,0	0,0	0,0	0,0	-40,1	-40,1	-40,1	-40,1
Tolling fee (EUR/MWh)					31,99	31,99	31,99	31,99
Tolling inkomsten (MEUR)					186,9	186,9	186,9	186,9
EBITDA (MEUR)					146,8	146,8	146,8	146,8
Afschrijving Initieel					-37,3	-37,3	-37,3	-37,3
Afschrijving Her					0,0	0,0	-5,3	-5,3
EBIT					109,4	109,4	104,1	104,1
Vennootschapsbelasting (MEUR)					-32,8	-32,8	-31,2	-31,2
Cash flows (MEUR)	-280,0	-280,0	-280,0	-280,0	113,9	33,9	115,5	115,5
Ditto gediscoteerd (MEUR)	-280,0	-259,3	-240,1	-222,3	83,7	8,5	26,8	9,1
NPV (MEUR)	-280	-539	-779	-1002	-918	-247	-221	0
NPV (MEUR) na 30 jaar	0,0							
Break-even tolling fee (EUR/MWh)	32,0							

BIJLAGE F BEPALING BREAK-EVEN TOLLING FEE KERNCENTRALE

Bij een levensduur van 30 jaar en een capacity factor van 90%

Projectjaar	1	2	3	4	5	6	36
Bedrijfsjaar						1	31
Disconteringsfactor	1,000	0,926	0,857	0,794	0,735	0,681	0,068
Investering							
Initieel	-540	-540	-540	-540	-540		
Decommissioning						0	-675
Totaal Investering	-540	-540	-540	-540	-540	0	-675
Capacity factor						90%	0%
Draaiuren						7 889	7 889
Elektriciteitsproductie (GWh)						12 623	0
OpEx							
O&M (MEUR)						-125	0
Totaal OpEx	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-125	0
Tolling fee (EUR/MWh)						39,13	39,13
Tolling inkomsten (MEUR)						493,9	0,0
EBITDA (MEUR)						368,9	0,0
Afschrijving Initieel						-90,0	0,0
Afschrijving decommissioning						0,0	-675,0
EBIT						278,9	-675,0
Vennootschapsbelasting (MEUR)						-83,7	202,5
Cash flows (MEUR)	-540,0	-540,0	-540,0	-540,0	-540,0	285,3	-472,5
Ditto gediscoteerd (MEUR)	-540,0	-500,0	-463,0	-428,7	-396,9	194,1	-32,0
NPV (MEUR)	-540	-1040	-1503	-1932	-2329	-2134	0
NPV (MEUR) na 30 jaar	0,0						
Break-even tolling fee (EUR/MWh)							
	39,1						

Bij een levensduur van 60 jaar en een capacity factor van 90%

Projectjaar	1	2	3	4	5	6	65	66
Bedrijfsjaar						1	60	61
Disconteringsfactor	1,000	0,926	0,857	0,794	0,735	0,681	0,007	0,007
Investering								
Initieel	-540	-540	-540	-540	-540	0	0	-675
Decommissioning						0	0	-675
Totaal Investering	-540	-540	-540	-540	-540	0	0	-675
Capacity factor						90%	90%	0%
Draaiuren						7 889	7 889	7 889
Elektriciteitsproductie (GWh)						12 623	12 623	0
OpEx								
O&M (MEUR)						-125	-125	0
Totaal OpEx	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-125	-125	0
Tolling fee (EUR/MWh)						37,38	37,38	37,38
Tolling inkomsten (MEUR)						471,9	471,9	0,0
EBITDA (MEUR)						346,9	346,9	0,0
Afschrijving Initieel						-45,0	-45,0	0,0
Afschrijving decommissioning						0,0	0,0	-675,0
EBIT						301,9	301,9	-675,0
Vennootschapsbelasting (MEUR)						-90,6	-90,6	202,5
Cash flows (MEUR)	-540,0	-540,0	-540,0	-540,0	-540,0	256,3	256,3	-472,5
Ditto gedisconteerd (MEUR)	-540,0	-500,0	-463,0	-428,7	-396,9	174,4	1,9	-3,2
NPV (MEUR)	-540	-1040	-1503	-1932	-2329	-2154	3	0
NPV (MEUR) na 60 jaar	0,0							
Break-even tolling fee (EUR/MWh)	37,4							

BIJLAGE G LOCATIES



Afrikahaven (bron: Easy Travel Pro Europa)



Delfzijl (bron: Easy Travel Pro Europa)



Eemshaven (bron: Easy Travel Pro Europa)



Maasvlakte/Europoort (bron: Easy Travel Pro Europa)



Sloegebied (bron: Easy Travel Pro Europa)



Moerdijk (bron: Easy Travel Pro Europa)