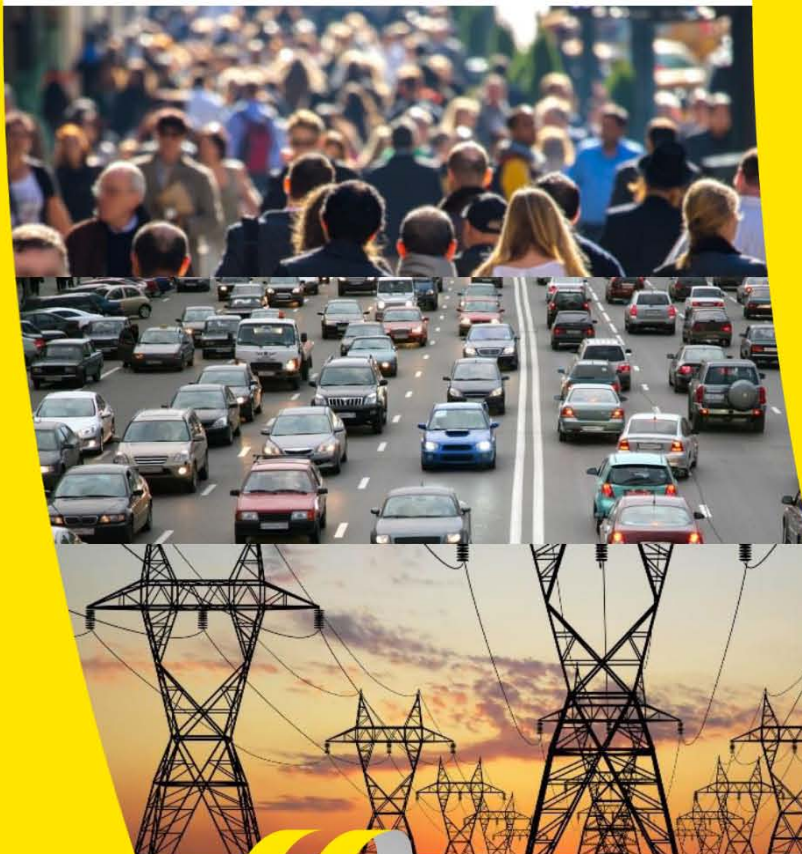




CO₂-reductie bij een moderne kolencentrale

Studie naar overheidsuitgaven en technische haalbaarheid



CE Delft

Committed to the Environment

CO₂-reductie bij een moderne kolencentrale

Studie naar overheidsuitgaven en technische haalbaarheid

Delft, CE Delft, september 2016

Publicatienummer: 16.3J22.89

Overheidsbeleid / Steenkool / Elektriciteitscentrales / Kooldioxide / Emissies / Reductie / Technologie / Investerings / Subsidies

Deze notitie is opgesteld door:

Frans Rooijers

Harry Croezen

Jaco Blommerde

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 35 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Samenvatting

Door de minister van Economische zaken wordt mede naar aanleiding van de motie - Van Veldhoven/Van Weyenberg) (Weyenberg & Veldhoven, 2015) een plan opgesteld voor (eventuele) uitfasering van alle na 2017 nog operationele Nederlandse kolencentrales.

Belangrijk in de afweging omtrent de uitfasering van de nieuwere kolencentrales is of deze centrales nog van waarde kunnen zijn in de energietransitie (korte en middellange termijn) door het toepassen van CO₂-afvang en opslag (CCS), warmtelevering en het meestoken van biomassa.

In deze studie voor Natuur en Milieu is onderzocht:

- Of het mogelijk is om de CO₂-emissies per geleverde kWh_e te verlagen tot het niveau van dat van een moderne gasgestookte STEG; met biomassa meestoken, CCS en/of warmtelevering.
- Wat de omvang is van de CO₂-reductie die technisch behaald kan worden met biomassa meestoken, CCS en warmtelevering - is het bijvoorbeeld mogelijk om negatieve emissies te behalen.
- Welke subsidies en kosten nodig zijn per maatregel en als functie van de mate van CO₂-emissiereductie?

De gasgestookte STEG vormt de referentie qua CO₂-emissies per geleverde kWh_e omdat door uitfaseren van kolencentrales wegvallende productiecapaciteit moet worden opgevangen door andere energiecentrales. In de praktijk van de afgelopen jaren waren dat vooral de moderne gasgestookte STEG's.

Uitvoering

Deze analyse is uitgevoerd voor de sinds april van dit jaar operationele MPP3 kolencentrale. Eigenaar Uniper heeft plannen om door een combinatie van biomassa meestoken (30% van het brandstofgebruik, gedurende 8 jaar), CCS (1,1 Mton/jaar vanaf 2020 met het ROAD-project) en warmtelevering (8,6 PJ vanaf 2020 via een warmtenet van de Maasvlakte naar Den Haag) de CO₂-emissie per kWh_e tot onder het niveau van dat van een moderne STEG met een emissie van 358 g/kWh_e terug te brengen.

De analyse is uitgevoerd voor een zichtperiode van 25 jaar (2016-2040) overeenkomend met de economische levensduur en afschrijftermijn van een moderne energiecentrale. Om kosten per kWh_e vergelijkbaar te maken zijn afschrijvingen, onderhoudskosten, brandstof inkoopkosten, inkomsten uit warmteafzet, etc. netto contant gemaakt.

Kolencentrale met CO₂-emissie van een gascentrale

Het terugbrengen van de CO₂-emissie per kWh_e tot het niveau van dat van een moderne STEG kan door drie verschillende (pakketten van) maatregelen worden gerealiseerd:

1. 50% biomassa meestoken;
2. 2,7 Mton CO₂/jaar afvangen en opslaan;
3. 30% biomassa meestoken + 1,1 Mton/jaar CO₂ afvangen en opslaan + 8,6 PJ warmte leveren.

De netto extra kosten per pakket variëren van € 2,3 tot 2,8 miljard (Netto Contante Waarde) over de gehele looptijd van 25 jaar. Deze komen grotendeels ten laste van de samenleving in de vorm van SDE+-subsidie voor biomassa-meestook en investeringssubsidie voor het ROAD-project. Kosten in



de vorm van gedeerde inkomsten uit elektriciteitsafzet door hoger eigen verbruik bij CO₂-afvang worden niet gedekt door subsidies en komen voor rekening van de producent.

Tabel 1 Emissies per kWh_e en extra kosten voor gascentrale (STEG) en kolencentrale (MPP3)

	STEG	Kolen MPP3	MPP3 + 50% biomassa-meestook	MPP3 + 2,7 Mton CCS	MPP3 + mix (30%, 1,1 Mton en 8,6 PJ warmte)	MPP3 + 2,7 Mton CCS en 100% biomassa
Emissies, g/kWh_e						
CO ₂	358	728	372	360	313	-518
NO _x	0,10	0,18	0,09	0,18	0,11	
SO ₂	0	0,08	0,04	0,03	0,04	
PM ₁₀	0	0,003	0,002	0,004	0,002	
Extra kosten*						
Enmalig Mln €	-	-	-	1180	630	1180
Jaarlijks Mln €			188	85	135	400
Waarvan	-	-	-	800	480	800
Overheidskosten			188	-	115	315
Extra kosten cumulatief 25 jaar, niet verdisconteerd	-	-	4,5	3,2	3,7	10,7
NCW (€ Miljard)	-	-	2,8	2,3	2,4	6,9

* Extra kosten gebaseerd op cases uit hoofdstukken 4 t/m 7, hier 25 jaar operationeel.

Een gascentrale heeft door de duurdere brandstof een hogere kostprijs per kWh dan een kolencentrale. De extra productiekosten van een gascentrale ten opzichte van een kolencentrale bedragen 1,3 €ct per kWh_e¹. Jaarlijks gaat het om een kostenpost van € 85 miljoen. Het levert een CO₂-reductie van 2,3 Mton per jaar.

Negatieve CO₂-emissies

Als de kolencentrale geschikt zou worden gemaakt voor 100% biomassa meestoken zou een nul-emissie bij de centrale kunnen worden bereikt. In combinatie met CCS zou zelfs sprake zijn van negatieve emissies. De kosten van deze combinatie vergen een investering van € 1.180 en bedragen daarbovenop € 400 miljoen per jaar. Maar in de praktijk zal dit moeilijk te realiseren zijn omdat in de toekomst centrales veel moeten bij- en afregelen waardoor het CO₂-afvangproces wordt bemoeilijkt en het aantal vollasturen van 6.000 uur per jaar niet zal worden bereikt.

Overige emissies

De emissies (NO_x, SO₂ en PM₁₀) blijven door deze maatregelen hoger dan die van een gascentrale. De maatschappelijke kosten hiervan zijn in deze studie niet berekend.

¹ Ter vergelijking: bij de uitfasering van de kolencentrales. Indien die moeten sluiten dan stijgt de elektriciteitsprijs met 0,2 tot 0,4 €ct/kWh volgens ECN, 2015 (PBL en ECN, 2015).



1 Inleiding

Aanleiding en doel

Door de minister van Economische zaken wordt mede naar aanleiding van de motie - Van Veldhoven/Van Weyenberg (Weyenberg & Veldhoven, 2015) een plan opgesteld dat voorziet in de (eventuele) uitfasering van alle na 2017 nog operationele Nederlandse kolencentrales. De verwachting is dat het kabinet in de herfst van 2016 een besluit hierover bekend zal maken.

Conform het Energieakkoord zijn de oudere kolencentrales al stilgezet (Amer 8, Borssele 12, Nijmegen 13) of zullen per 1 juli 2017 worden stilgezet (Maasvlakte 1 & 2). Het op te stellen plan betreft de eventuele uitfasering van de nieuwere vijf centrales uit begin jaren '90 (Amer 9, Hemweg 8) en de centrales die recentelijk operationeel zijn geworden (Engie Rotterdam, MPP3, Eemshaven A&B)².

Relevant in de afweging omtrent de uitfasering van de nieuwere kolencentrales is of deze centrales nog van waarde kunnen zijn in de energietransitie (korte en middellange termijn) door het toepassen van CO₂-afvang en opslag (CCS), warmtelevering en het meestoken van biomassa. Vragen die daarbij meer specifiek van belang zijn:

- Is het mogelijk om de CO₂-emissies per geleverde kWh_e te verlagen tot het niveau van dat van een moderne gasgestookte STEG?
- Wat is de omvang van de CO₂-reductie die technisch behaald kan worden met biomassa meestoken, CCS en warmtelevering - is het bijvoorbeeld mogelijk om negatieve emissies te behalen?
- Welke subsidies en kosten zijn nodig per maatregel en als functie van de mate van CO₂-emissiereductie?

De eerste vraag van Natuur & Milieu vormt een referentie qua CO₂-emissies per geleverde kWh_e. Bij het uitfaseren van de nieuwere kolencentrales zal de wegvallende productiecapaciteit moeten worden opgevangen door andere energiecentrales. In de praktijk van de afgelopen jaren (bij hoge gasprijs en lage elektriciteitsprijs) waren dat vooral de moderne gasgestookte STEG's zoals Moerdijk 2.

Om een afweging op basis van feiten mogelijk te maken heeft Natuur en Milieu aan CE Delft gevraagd om bovengenoemde vragen te onderzoeken. De resultaten moeten ook helpen om inzicht te geven in de vraag wat het resultaat is als er techniekneutraal op een CO₂-norm of CO₂-prijs wordt gestuurd in plaats van op specifieke technieken zoals CCS en biomassa meestoken.

Aanpak

De technische mogelijkheden en de netto kosten nodig om CO₂-emissies per geleverde kWh_e van een moderne kolencentrale te verlagen tot het niveau van dat van een moderne gasgestookte STEG zijn onderzocht voor een specifieke centrale, de Uniper MPP3 op de Maasvlakte 1.

² De recentelijk operationeel geworden kolencentrales zijn indertijd mede geïnitieerd als vervanging van de oudere, inmiddels stilgelegde eenheden - zie MER's voor Engie Rotterdam en MPP3.



De MPP3 centrale is qua stoomparameters en rendementen goed vergelijkbaar met de andere nieuwe, recent in bedrijf genomen kolencentrales van Engie en RWE en heeft een iets verder geoptimaliseerde rookgasreiniging³.

De reden om de analyse voor deze specifieke centrale uit te voeren is de gunstige ligging ten opzichte van potentiële warmteafnemers in industrie, glastuinbouw en bebouwde omgeving en de gunstige ligging ten opzichte van offshore CO₂-opslaglocaties. Met name de RWE Eemshaven centrale ligt wat dat betreft ongunstiger. Bovendien heeft Uniper ook al de ambitie uitgesproken om middels het concept Energy Hub West de CO₂-emissies per geleverde kWh_e te verlagen tot het niveau van dat van een moderne gasgestookte STEG. Er wordt een combinatie van eerdergenoemde technieken (meestoken van biomassa, CCS, warmtelevering) beoogt om dit emissieniveau te halen.

Dit maakt de in deze notitie beschreven analyse geen papieren exercitie, maar een bij de praktijkontwikkelingen aansluitende verkenning.

In de kostenberekeningen is uitgegaan van een afschrijftermijn van 25 jaar voor de investeringen in kolencentrale en gascentrale⁴, zoals ook afgestemd met opdrachtgever. Conform deze termijn zijn de analyses uitgevoerd voor een zichtperiode van 2016-2040.

Voor investeringen gerelateerd aan CCS, meestoken van biomassa en warmtelevering zijn techniek specifieke termijnen aangehouden (zie betreffende hoofdstukken).

Kosten voor steenkool, biomassa en gasprijs voor de zichtperiode 2016-2040 zijn overgenomen uit het rapport Nationale Energieverkenning 2015 en zijn verder geëxtrapoleerd. Ook kosten voor CO₂ zijn in de Nationale Energieverkenning overgenomen.

Overige - techniek specifieke - aannames voor kosten en emissies worden in de verschillende hoofdstukken gegeven.

Om kosten per kWh_e vergelijkbaar te maken zijn afschrijvingen, onderhoudskosten, brandstof inkoopkosten, inkomsten uit warmteafzet, etc. netto contant gemaakt. Voor subsidies vanuit Nederlandse en Europese overheden is de totale omvang apart gegeven.

Leeswijzer

In deze notitie is stap voor stap beschreven hoe de emissies van de MPP3 met specifieke technieken afnemen en tegen welke extra kosten dat gebeurt.

Ter vergelijking zijn emissies en productiekosten voor een moderne gasgestookte STEG uitgewerkt.

³ De MPP3 beschikt in tegenstelling tot de andere nieuwe centrales over een 6-velds ESP (elektrostatische vliegafilter) in plaats van 5-velds ESP, terwijl krijt in plaats van kalksteen als reagens bij rookgasontzwaveling wordt gebruikt.

⁴ Zie ook Factsheet Rathenau 'Economische aspecten van kernenergie' uit 2005 (Rathenau, 2005). In de SDE+-berekeningen wordt door ECN uitgegaan van een "economische levensduur van de kolencentrale" van 30 jaar (ECN, 2015). In een eerder door CE Delft uitgevoerde kostenanalyse (CE Delft, 2006) werd door de sector zelf een periode van 20 jaar aangegeven. Een periode van 25 jaar is niet consistent met het gegeven dat in de SDE+ geen investeringskosten voor de centrale zelf worden verdisconteerd bij het berekenen van de onrendabele top voor meestoken en bijstoken in de oudere kolencentrales, die rond 1994-1995 operationeel werden. Deze centrales zijn dus blijkbaar al afgeschreven anno 2016. Het impliceert ook dat er enige inconsistentie is in de manier waarop onrendabele toppen voor meestoken worden berekend.



Allereerst is in Hoofdstuk 2 en Hoofdstuk 3 een beschrijving gegeven van de twee type centrales. Voor de kolencentrale is vanaf 2018 biomassameestook, vervolgens CCS en tot slot lage temperatuur warmtelevering aan een regionaal warmtenet toegevoegd. De gascentrale heeft geen toevoegingen. Tot slot is in Hoofdstuk 8 een overzicht gemaakt van kosten en emissies van de twee type centrales en worden conclusies getrokken.

De berekeningen zijn ook beschikbaar in een openbare applicatie bij deze notitie die de emissies gedurende de looptijd doorrekent afhankelijk van de parameters (zie www.ce.nl).



2 STEG gasgestookte centrale

2.1 Beschrijving

Voor de in deze studie beschouwde STEG staat de Enecogen gascentrale model. De in deze verkenning aangehouden belangrijkste technische en economische parameters van deze centrale zijn gegeven in Bijlage B.

De centrale bestaat uit twee identieke 'single shaft' STEG's met generator en met een maximaal elektrisch vermogen van 435 MW_e (bruto, 420 MW_e netto).

In de berekeningen wordt uitgegaan van een gelijke elektriciteitsproductie als de kolencentrale, met de benoemde additionele maatregelen. Dit betekent dat de output van de kolencentrale leidend is en er met STEG-eenheden een gelijke hoeveelheid elektriciteit wordt geproduceerd zodat tot 2,5 keer een Enecogen centrale zou moeten draaien om evenveel elektriciteit te produceren als de MPP3 kolencentrale.

STEG-eenheden zijn gascentrales met het hoogste rendement en algemeen toegepast in de elektriciteitssector. In Nederland werd in 2015 30 TWh elektriciteit geproduceerd met gascentrales (CBS, 2016).

Er zijn ook STEG-eenheden met warmteproductie, waarmee de CO₂-emissie per geproduceerde kWh lager is dan van een volledige elektriciteit producerende STEG. Een deel van de CO₂-emissie wordt dan toegerekend aan de warmte. Om de vergelijking tussen elektriciteit uit kolen en gas inzichtelijk te houden is ervoor gekozen om geen additionele maatregelen bij een STEG door te rekenen.

2.2 Energie en emissies

Omdat de STEG in deze vergelijking een hoge bedrijfstijd zal hebben (ter vervanging van de kolencentrale) is gerekend met 6.000 vollasturen met een gemiddeld rendement van 58%.

Het gerelateerde aardgasgebruik bedraagt omgerekend 0,99 miljard kuub aardgas van G-gaskwaliteit, minder dan 5% van de nog geoorloofde productie uit het Groningen gasveld.

De STEG's zijn uitgerust met een SCR om NO_x-emissies te minimaliseren. Emissies naar lucht per eenheid brandstof, eenheid geproduceerde elektriciteit en per jaar zijn gegeven in Tabel 2.

Tabel 2 Emissies STEG-centrale (840 MW_e netto)

	kton/jaar	kg/GJ brandstof	g/kWh _e
Emissies			
CO ₂	1.565	57,7	358
NO _x	4,23E-01	1,56E-02	0,10
SO ₂	0,00E+00	0,00E+00	0,00
PM ₁₀	0,00E+00	0,00E+00	0,000

Bron: www.dcmr.nl



2.3 Kosten

De totale investering voor de Enecogen centrale bedroeg ongeveer M€ 650, oftewel € 800 per kW_e. Voor vaste operationele kosten is uitgegaan van € 14/kW_e.

De overeenkomstige productiekosten bedragen 7,4 €ct/kWh_e (benuttingsgraad van 70%, gelijk aan de kolencentrale om de beide opties vergelijkbaar te maken).

2.4 Resultaten

De CO₂-emissie van een STEG-centrale, met een gezamenlijk vermogen van 1.070 MW_e is 0,357 kg/kWh_e zodat bij een jaarlijkse elektriciteitsproductie van 6.414 GWh_e, de geprognoseerde jaarlijkse productie van de MPP3, de jaarlijkse emissie 2,3 Mton oftewel een totale emissie over 25 jaar 57 Mton CO₂ bedraagt.



3 Kolencentrale

3.1 Beschrijving

De MPP3 kolencentrale bestaat uit een niet verslakkende poederkool gestookte vuurhaard met ultra superkritische stoomcyclus. De centrale heeft een elektrisch vermogen van 1.117 MW_e (bruto en 1.070 MW_e netto) en is met een opregelsnelheid van 50 MW_e/minuut geschikt voor levering aan de deellastmarkt.

In deze verkenning is uitgegaan van basislastbedrijf met een beschikbaarheid van 70%, 6.000 vollastequivalenturen per jaar. Deze waarde sluit aan bij de uitgangspunten voor het bepalen van de onrendabele top voor meestoken van biomassa bij bestaande kolencentrales en bij informatie uit het Tennet jaarverslag voor 2015⁵.

In het ontwerp van de centrale is al rekening gehouden met warmtelevering aan stadsverwarming (zie Paragraaf 6) en met meestoken van een maximum van 30% aan biomassa (Paragraaf 4). Ook zijn er beperkte voorzieningen voor CO₂-afvang (Paragraaf 5).

3.2 Energie en emissies

De specificaties van de MPP3 zijn beschreven in de MER. De centrale heeft een bruto en netto elektrisch rendement van respectievelijk 48% en 46% en een ketelrendement bij steenkoolstoken van 94,5%.

De centrale is uitgerust met high dust DeNO_x SCR, 6-velds elektrofilter en een ROI met krijt als reagens om emissies naar lucht te minimaliseren.

Indicatieve waarden voor emissies naar lucht per eenheid brandstof, per eenheid geproduceerde elektriciteit en per jaar zijn gegeven in Tabel 3.

Tabel 3 Indicatief overzicht emissies en verwijderingsrendementen bij kolenstook in MPP3

	Emissies, kton/jaar	Aandeel vliegias	Verwijderingsefficiëntie			g/kWh _e
			ESP	SCR	ROI	
CO ₂	4.667					728
NO _x	1,15			90%		0,18
SO ₂	0,50				98%	0,08
PM ₁₀	0,020	90%	99,95%		80%	0,003

Bron: MER.

Er is gebruik gemaakt van de gegevens uit de MER bij gebrek aan meetwaarden. De MPP3 is pas afgelopen april 2016 in gebruik genomen. De rendementen en restemissies kunnen worden beschouwd als garantiewaarden, die in de praktijk zeker niet zullen worden overschreden.

⁵ Zie: www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/Dutch/2016/TenneT_Market_Review_2015.pdf



3.3 Kosten

De MPP3 kolencentrale vergde een investering van M€ 1.700⁶. Qua operationele kosten is in deze verkenning uitgegaan van de uitgangspunten in de SDE+-methodiek voor bepalen van de onrendabele top voor meestoken bij nieuwe kolencentrales. Hierin wordt uitgegaan van vaste operationele kosten van € 30/kW_e en variabele operationele kosten van 1,50 €ct/kWh_e. Per kWh_e is de kostprijs 6,1 €ct/kWh_e.

3.4 Resultaten

De CO₂-emissie van de kolencentrale van 1.070 MW_e is 0,728 kg/kWh_e zodat bij een jaarlijkse elektriciteitsproductie van 6.414 GWh_e, de geprognostiseerde jaarlijkse productie van de MPP3, de jaarlijkse emissie 4,7 Mton oftewel een totale emissie over 25 jaar 117 Mton CO₂ bedraagt.

⁶ Zie bijvoorbeeld: www.fluxenergie.nl/gloednieuwe-kolencentrale-op-maasvlakte/



4 Kolencentrale met biomassameestook

4.1 Beschrijving

Voor de periode 2018 tot en met 2025 wordt naar verwachting SDE+-subsidie gegeven om 30% biomassa bij te stoken. Hiervoor worden de additionele kosten (SDE+) en de effecten op de CO₂-emissie beschreven.

Daarnaast wordt hier aangegeven welke kosten gemaakt zouden moeten worden om meer dan 30% biomassa bij te stoken, tot en met de ombouw tot een 100% biomassacentrale.

Een aparte toelichting wordt gegeven op de CO₂-emissie van biomassa vanuit mondiaal perspectief uitgaande van pellets uit de Verenigde Staten. Hierbij zal worden uitgegaan van het gebruik van tak- en tophout voor de pelletproductie, FSC gecertificeerd.

De MPP3 centrale is ontworpen om zonder verdere aanpassingen tot 30% biomassa op energiebasis te kunnen meestoken. Voor overslag en tussentijdse opslag benodigde voorzieningen waren deels al aanwezig vanwege meestoken van biomassa in de MV1 en MV2 kolencentrales.

Er zijn daarnaast bij de bouw van de MPP3 volgens informatie in de MER-rapportage additionele voorzieningen gerealiseerd, zoals speciaal voor het malen van biomassa opgestelde molens.

Voor hogere meestookpercentages zal een investering (SDE+: € 126/kW_{brandstof}) nodig zijn in additionele voorzieningen als molens, opslagfaciliteiten, ontladingsfaciliteiten voor aanvoer van biomassa over water. Daarnaast zijn mogelijk aanpassing aan de centrale zelf nodig, zoals aanpassingen of vervanging van de branders en additionele warmtewisselaars om het rendementafname van de centrale te beperken of tegen te gaan.

In deze verkenning is aangenomen dat de mee te stoken biomassa volledig bestaat uit schone, geïmporteerde industriële houtpellets die voldoen aan de duurzaamheidsafspraken uit het SER Energieakkoord. In de praktijk worden waarschijnlijk ook secundaire biomassastromen meegestookt. Het aanbod van dit soort stromen is echter beperkt⁷.

4.2 Energie en emissies

Onder de SDE+-regeling wordt voor het berekenen van de onrendabele top voor meestoken van biomassa aangenomen dat bij meestoken het netto rendement van de centrale iets afneemt van 46% bij kolenstook tot 44% bij 100% biomassastook. Deze benadering is ook in de onderhavige verkenning aangehouden, al zijn er praktijkvoorbeelden waarin het rendement door aanpassingen aan de centrale in de praktijk niet of nauwelijks afneemt bij hoge percentages biomassa meestoken⁸.

De netto elektriciteitsproductie neemt hierdoor per jaar af met 84 GWh_e.

⁷ Er worden in de MER-rapportage voor de MPP3 centrale nog andere biomassastromen genoemd. Dit zijn echter vrijwel uitsluitend bijproducten die ook geschikt zijn als veevoeder. Aangenomen wordt in deze berekeningen dat deze niet worden toegepast.

⁸ De afname hangt met name samen met een toename van de rookgastemperatuur uit de ketel en LuVo en de daaraan gerelateerde afname van het ketelrendement. Daarnaast neemt ook het elektriciteitsverbruik voor ventilatoren voor rookgas en verbrandingslucht en voor voorbehandeling van de te verstoppen biomassa. In de praktijk kan de afname van het ketelrendement mogelijk worden beperkt door inpassen van extra warmtewisselaars.



Emissies van luchtverontreinigende stoffen (zie Tabel 4) zullen bij meestoken van biomassa sterk afnemen door de significant lagere concentraties in de biomassa zelf en vanwege de verbrandingstechnische eigenschappen van de biomassa.

Bij de CO₂-emissies wordt uitgegaan van kortcyclische CO₂ die geen bijdrage levert aan het klimaatprobleem. De indirecte CO₂-emissies ten gevolge van transport, bewerking, etc. zijn verwaarloosd omdat deze niet binnen Nederland plaatsvinden. De emissies over de keten zijn overigens in de regel beperkt mee zolang geen veranderingen in de hoeveelheid koolstof vastgelegd in vegetatie en bodem optreedt, zie ook Biograce II en de CO₂-tool van RVO. Ook carbon debt is buiten beschouwing gelaten. Zonder kennis over locatie van herkomst, houtsoort, welk bosbeheersysteem, productfractie, wat de referentie toepassing van de productfractie is, etc., is het niet goed mogelijk de carbon debt-periode in te schatten. Overigens zou conform criterium P4 van de Duurzaamheidseisen vaste biomassa voor SDE 2016 de carbon debt in principe beperkt dienen te zijn en de koolstof vastgelegd op areaal constant dienen te blijven.

De aangehouden emissies per GJ brandstof zijn voor houtpellets en steenkool apart gegeven in Tabel 4. De emissiefactoren zijn bepaald aan de hand van de in de MER-rapportage voor de MPP3 gegeven samenstellingen van steenkool en pellets en de verwijderingsrendementen van de rookgasreiniging⁹ van de MPP3. Er is aangenomen dat de verwijderingsrendementen niet verschillen voor steenkool en pellets.

Tabel 4 Specifieke emissiefactoren voor steenkool en houtpellets (waarden in kg/GJ brandstof)

	Steenkool	Houtpellets
CO ₂	93,0	0,0
NO _x	2,29E-02	6,02E-04
SO ₂	1,00E-02	2,02E-04
PM ₁₀	3,95E-04	5,91E-05
NH ₃	1,77E-03	4,66E-05
KWS	1,50E-07	1,50E-07
Carcinogenen	9,88E-16	9,88E-16

Bron: MER.

Voor emissies van NO_x is uitgegaan van het empirische model van Rozendaal voor wall fired poederkoolcentrales (Rozendaal, 1999). Volgens dit model wordt alleen een deel (15-20%) van de stikstof in de char omgezet in NO_x en wordt stikstof in de vluchtige componenten omgezet in moleculaire stikstof.

4.3 Overheidsbijdrage

Tot een meestookpercentage van 30% op energiebasis zijn geen additionele investeringen nodig en moet alleen rekening worden gehouden met verschil in brandstofkosten en operationele kosten. Voor de brandstofkosten is conform de uitgangspunten in de SDE+-regeling uitgegaan van een constante marktprijs van € 160/ton pellets, € 9,4/GJ, inclusief een opslag van € 15/ton.

Bij operationele kosten is rekening gehouden met additionele variabele kosten van 0,3 €ct/kWh_e. De jaarlijkse bijdrage vanuit de SDE+ is daarmee € 114 miljoen, oftewel € 0,9 miljard over 8 jaar.

⁹ Voor fijnstof: 99,95% in het elektrofilter, 80% in de ROI. Voor SO₂ 98% in de ROI, voor NO_x 90% in de SCR.



Bij meestookpercentages hoger dan 30% moet volgens de uitgangspunten in de SDE+-regeling een additionele investering worden gedaan van € 450/kWe bij een netto elektrisch rendement van 44%. Deze waarde is in deze verkenning overgenomen.

Om met meestoken op gelijke emissies als een STEG-centrale te komen zal ongeveer 50% biomassa moeten worden meegestookt. Met een jaarlijkse bijdrage van ruim € 188 miljoen zou dat een overheidsbijdrage van ruim € 4,5 miljard aan SDE+ over de gehele zichtperiode tot 2040 betekenen (euro's 2016, niet verdisconteerd¹⁰).

4.4 Hogere meestookpercentages, volledig biomassagestookt

In principe is het mogelijk om meer biomassa mee te stoken dan de 30% (energiebasis) die nu mogelijk is bij de Uniper MPP3 centrale. De Engie kolencentrale Rotterdam bijvoorbeeld is ontworpen voor een brandstofmix (energiebasis) van 60% biomassa en 40% kolen, de Avedore II centrale in Kopenhagen - de meest efficiënte conventionele eenheid ter wereld - is ontworpen voor maximaal 80% biomassastook en is geschikt gemaakt voor 100% biomassastook (Dong Energy, 2015).

Hogere percentages biomassa in de brandstofmix dan 30% zijn echter niet voorzien door Uniper in het Energy Hub West-concept. Bovendien zullen additionele investeringen en operationele maatregelen moeten worden genomen bovenop de al benodigde uitbreiding van logistieke capaciteit en aanpassingen aan branders:

- Er zal bijvoorbeeld meer warmtewisselend oppervlak moeten worden aangebracht om het netto elektrisch rendement op peil te houden.
- De brandstof zal moeten worden opgemengd met steenkoolas om ongewenste afzettingen in ketel en op SCR te voorkomen¹¹.
- De assen in houtpellets zijn waarschijnlijk ongeschikt voor gebruik als grondstof voor cement. Mogelijk moeten vliegassen bij hoge percentages biomassa in de brandstofmix als chemisch afval worden verwijderd.

Het is daarom - voor de MPP3 - de vraag in hoeverre brandstofmengsels met meer dan 60% biomassa een technisch reële en rendabele optie zijn.

Een andere mogelijkheid om tot 100% biomassa te komen is het gebruiken van pellets van getorrificeerd hout (zwarte pellets). Door hun betere maalbaarheid en hygroscopische karakter gedragen de pellets zich meer als steenkool en zijn minder investeringen in logistiek nodig (aangepaste molens, aparte branders).

4.5 Resultaten

De specifieke emissies en productiekosten per kWh_e zijn gegeven in Tabel 5. In Figuur 1 zijn de emissies van de kolencentrale met 30% meestook van biomassa weergegeven. De CO₂-emissie daalt van 728 gram per kWh naar 516 gram. Doordat biomassa meestoken slechts voor 8 jaar is gefaciliteerd stijgt de CO₂-emissie daarna weer naar 728 gram.

¹⁰ Indien deze jaarlijkse bijdrage wordt verdisconteerd met een inflatie van 2% en een rente van 6,4% overeenkomstig de SDE+ betekent dit een totaalbedrag van € 3,7 miljard over 25 jaar.

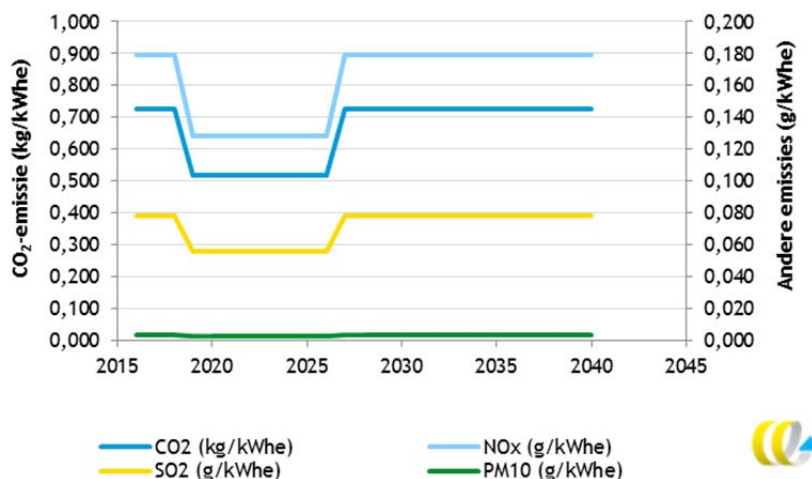
¹¹ Zie bijvoorbeeld www.iebioenergy.com/wp-content/uploads/2013/09/5017.pdf



Tabel 5 Specifieke emissies en productiekosten per kWh_e voor MPP3, 30% biomassameestook

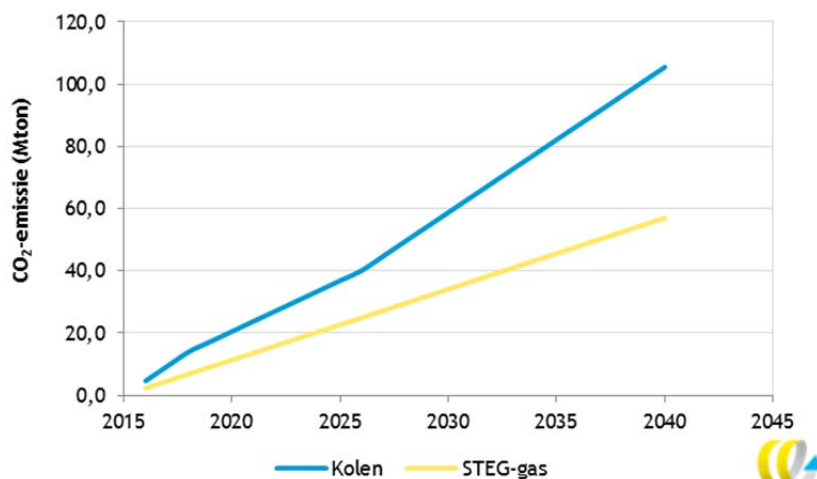
30% biomassameestook	Specifieke emissies g/kWh _e	Subsidie (M€)
CO ₂	516	
NO _x	0,13	
SO ₂	0,06	
PM ₁₀	0,002	
Totale maatschappelijk kosten als subsidie, M€		912

Figuur 1 Ontwikkeling van specifieke emissies per kWh_e gedurende de zichtperiode bij meestook van biomassa (30% van totale brandstofinzet)



In Figuur 2 is de ontwikkeling cumulatief per jaar weergegeven. Per saldo neemt de emissie van de centrale af van 117 naar 106 Mton over de gehele zichtperiode.

Figuur 2 Cumulatieve CO₂-emissies over zichtperiode bij meestook van biomassa (30% van totale brandstofinzet)



Duidelijk is te zien dat in de periode van 2018-2026 de emissies substantieel lager zijn, maar daarna weer op het oorspronkelijk niveau uitkomen van een 100% kolencentrale. De overheidsbijdrage is nog niet toegezegd.



5 Kolencentrale met CO₂-afvang (CCS)

5.1 Beschrijving

Naar verwachting zal, na een proefperiode in 2020 het ROAD-project worden gerealiseerd waarbij gedurende een periode van 20 jaar 1,1 Mton CO₂ per jaar worden afgevangen en worden opgeslagen (E. Huizeling, 2011).

Ook voor deze add-on is hier aangegeven welke mogelijkheden/kosten er zijn om de afvang te maximaliseren tot 100% inclusief de effecten die dat heeft op de performance van de centrale (andere emissies, brandstofgebruik, randvoorwaarden bedrijfstijd).

In deze variant wordt ongeveer 700.000 Nm³/uur aan rookgas van de MPP3 kolencentrale behandeld in een CO₂-afvanginstallatie. Het rookgasvolume is ongeveer 25% van het totale rookgasvolume bij vollast productie van de kolencentrale bij 100% kolenstook.

De rookgassen worden eerst gezuiverd van fijnstof en SO₂ in een wasser met natronloogoplossing als wasvloeistof. Daarbij wordt ook een kleine hoeveelheid NO_x verwijderd. Vervolgens wordt CO₂ voor ongeveer 90% uit de voorgereinigde rookgassen verwijderd door de rookgassen te wassen met een amine-oplossing. Hierbij wordt ongeveer 90% van de CO₂ in de rookgassen door een chemische reactie aan de amine in de wasvloeistof gebonden en met de wasvloeistof afgescheiden. De amine en de afgevangen CO₂ worden vervolgens weer van elkaar gescheiden door de wasvloeistof indirect te verwarmen tot 120-140°C met stoom. Hierbij komt CO₂ weer als gas vrij. De op die manier weer vrijgemaakte CO₂ wordt gedroogd en gecomprimeerd tot een druk van bijna 130 bar. Daarbij wordt de CO₂ superkritisch - nog steeds een gas, maar zich gedragend als een vloeistof. De superkritische CO₂ wordt tenslotte via een nieuw aan te leggen pijpleiding naar een leeg geproduceerd offshore gasveld van Taqa in vak P18 op ongeveer 20 kilometer uit de kust getransporteerd en in het gasveld geïnjecteerd voor eeuwigdurende opslag.

De afvanginstallatie is, onafhankelijk van de belasting van de kolencentrale, gedurende 6.000 vollastuurequivalenten per jaar operationeel.

5.2 Energie en emissies

In het beoogde project wordt jaarlijks 1,1 Mton aan CO₂ afgevangen. Verder worden bij benadering alle in de behandelde rookgassen aanwezige SO₂ en fijnstof en 5% van de NO_x afgevangen. De resulterende emissies voor een benuttingsgraad van de kolencentrale van 70% (6.000 vollastuurequivalenten/jaar) is gegeven in Tabel 4.

Het afvangen van CO₂ en de nabehandeling en compressie van de afgevangen CO₂ vergt 25 MW_e, waarvan ongeveer 20 MW_e voor CO₂-compressie en de rest voor pompen, ventilatoren en andere procesapparatuur.

Het gebruik aan stoom voor regeneratie van de amine in de wasvloeistof vergt omgerekend ongeveer 32 MW_e aan vermogen. Warmtelevering heeft een bijstookfactor van ongeveer 0,17 GJ_e/GJ_{warmte}.



Tabel 6 Emissies bij toepassing van CCS bij de MPP3 centrale (alle waarden in kton/jaar)

	Na rookgasreiniging	Verwijderd in CCS voorreiniging	Netto emissie
CO ₂	4.667	1.100	3.567
NO _x	1,15	1,50E-02	1,13
SO ₂	0,50	1,32E-01	0,37
PM ₁₀	0,020	0,00E+00	2,65E-02

Tabel 7 Totaal elektriciteitsverbruik voor het ROAD-project

	MW _e
Compressie	20
Pompen/ventilatoren	5
Aftapstoom consumptie	32
	57

De netto elektriciteitsproductie neemt hierdoor per jaar af met 379 GWh_e (5%).

5.3 Overheidsbijdrage

De totale investering voor afvanginstallatie, droogstap en compressie, pijpleiding en opslag bedraagt in totaal ongeveer M€ 450, waarvan ongeveer de helft voor de afvanginstallatie. Van de investeringen wordt M€ 100 gedekt door Engie en Uniper en is M€ 330 gedekt met subsidies van de Nederlandse overheid (M€ 150) en vanuit de EU (M€ 180). De verwachting is dat eind 2016 een definitieve beslissing kan worden genomen over het project (Energieia, 2016) en (Ministerie van Economische Zaken, 2016).

Operationele kosten anders dan gedeerde inkomsten uit afzet elektriciteit bedragen M€ 7/jaar (ROAD consortium).

5.4 Mogelijke nieuwe ontwikkelingen

In het ROAD-concept wordt uitgegaan van opslag op 20 kilometer uit de kust. Hier is een veld beschikbaar met een capaciteit van 35 Mton.

Inmiddels zijn er nieuwe plannen waarbij het streven is om de afgevangen CO₂ te gebruiken als mijnbouwhulpstof bij productie van aardgas en condensaat uit het gasveld Q16 Maas (Energieia, 2015). De gebruikte CO₂ zal daarbij eeuwigdurend worden opgeslagen. Het gasveld heeft een opslagcapaciteit van 1,9-2,3 Mton. Er wordt naar verluidt verder gestudeerd op uitbreiding van opslag naar gasvelden in de directe omgeving van Q16 Maas, met name Noorderdam en Monster. Gasveld Monster heeft meer dan 10 Mton opslagcapaciteit.

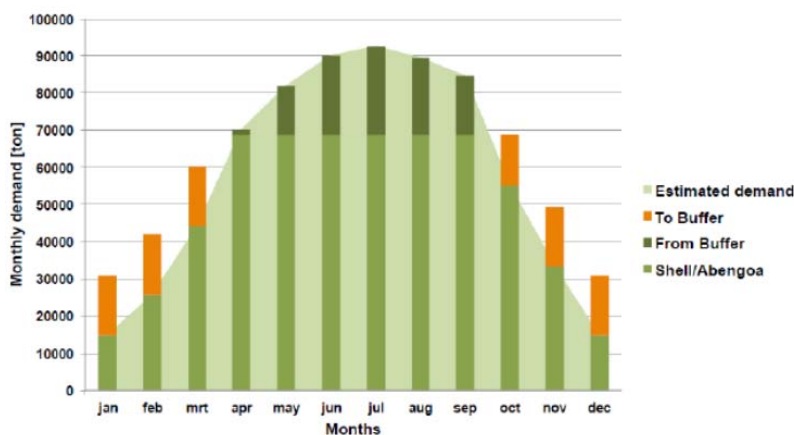
Daarnaast wordt gedacht aan levering van bij de MPP3 afgevangen CO₂ aan tuinders via de OCAP-leiding (TNO, Earth, Life & Social Sciences, 2015). Met het faillissement van Abengoa is er met name in de zomermaanden/groei-periode een tekort aan CO₂ en is de leveringszekerheid afgenomen. CO₂ afgevangen bij de MPP3 en eventueel tussentijds opgeslagen in Q16 Maas gasveld zou dit gat kunnen opvullen.

Er moet nog wel worden bestudeerd of het mogelijk is hoogzuivere CO₂ te leveren, zoals voor levering via de OCAP-leiding nodig is.

De prijs voor via de OCAP-leiding geleverde CO₂ bedraagt € 50-100 per ton.



Figuur 3 Vraag en aanbod voor CO₂ op OCAP met gesuggereerde injectie opslag in buffer gedurende winterperiode



Bron: www.dongenergy.com/en/media/newsroom/news/articles/dong-energy-is-converting-coal-fired-power-station-to-green-energy

Deze varianten zijn echter vanwege de huidige status van de plannen nadrukkelijk niet in deze analyse meegenomen. Hieronder een aantal redenen hiervoor:

- Voor het ROAD-project is vergunning verleend en subsidie gereserveerd. Een inzet van CO₂ afgevangen bij de MPP3 voor gas- en condensaatwinning en eventuele levering aan tuinders vergt echter aanleg van pijpleidingen naar Q16 Maas en naar Abengoa (het beging van de OCAP-leiding), terwijl daarnaast apparatuur voor injectie in Q16 Maas nodig is. Voor realisatie van deze noodzakelijke componenten is nog geen vergunning verleend.
- Het is de vraag of de voor ROAD gereserveerde subsidie ook volledig zal worden verleend wanneer Uniper significante inkomsten kan verkrijgen uit afzet van afgevangen CO₂.
- Als vergunning voor een CO₂-leiding tussen Q16 Maas en begin van OCAP wordt verleend, dan biedt dit in principe ook de mogelijkheid aan Shell Pernis om in de winter goedkope en hoogzuivere CO₂ aan Oranje Nassau Energie te leveren voor gas- en oliewinning en aan tuinders. In dat geval is er wellicht geen ruimte voor de veel duurdere CO₂ uit de MPP3.
- CO₂ uit de MPP3 zal fossiel geproduceerde CO₂ moeten vervangen om een alternatief te zijn voor ondergrondse opslag.

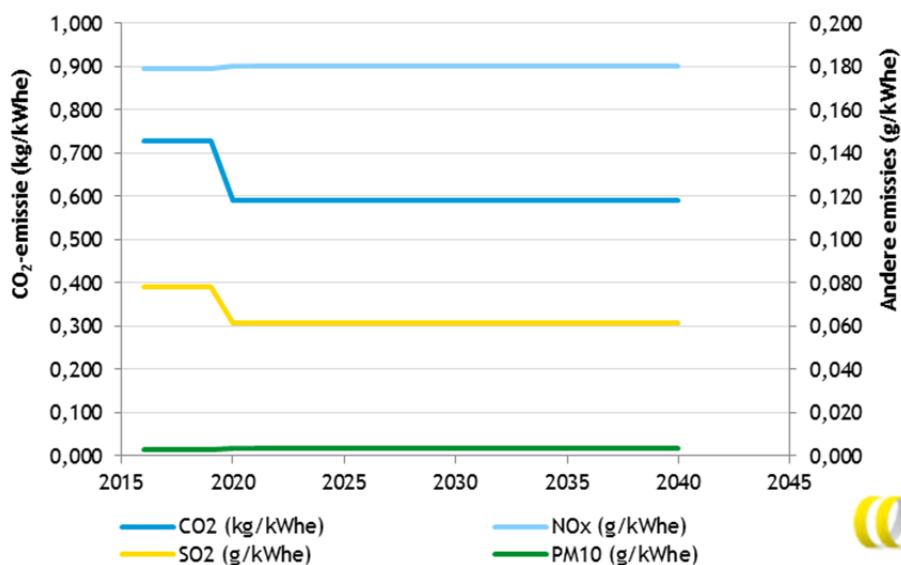
5.5 Resultaten

De specifieke emissies en productiekosten per kWh_e zijn gegeven in Tabel 8. In Figuur 4 zijn de emissies van de kolencentrale met CO₂-afvang en -opslag weergegeven.

Tabel 8 Specifieke emissies en productiekosten per kWh_e voor MPP3, CCS

CCS - 1,1 Mton/j	Specifieke emissies g/kWh _e	Subsidie (M€)
CO ₂	591	
NO _x	0,18	
SO ₂	0,062	
PM ₁₀	0,003	
Extra kosten M€ looptijd		1.200
Totale maatschappelijk kosten als subsidie, M€		330

Figuur 4 Ontwikkeling van specifieke emissies per kWh_e gedurende de zichtperiode bij implementatie van het ROAD CCS-project

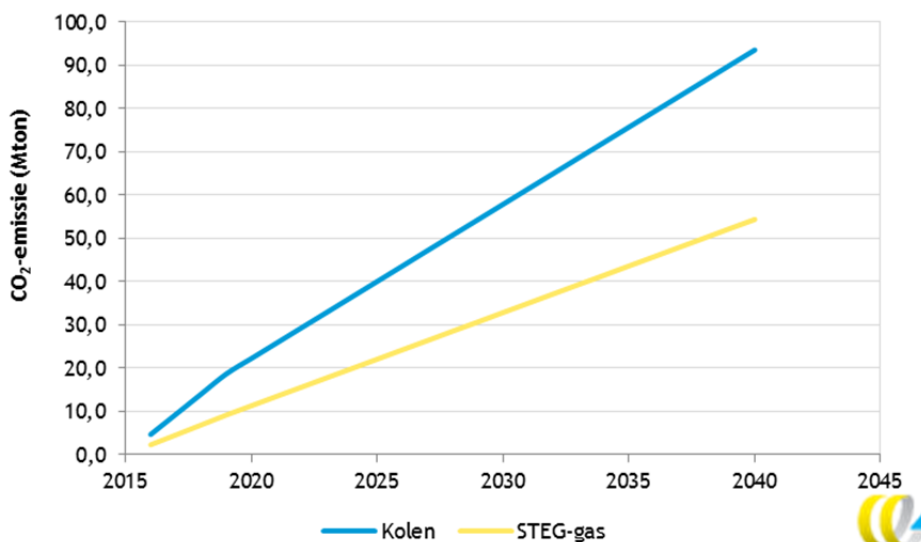


De netto CO₂-emissie over kolencentrale en warmtenet daalt van 728 gram per kWh_e naar 591 gram.

Er is van uitgegaan dat vanaf 2020 het project operationeel kan zijn, tot het einde van de zichtperiode. De elektriciteitsproductie neemt met 379 GWh_e af ten behoeve van het energiegebruik voor het CCS-proces.

De totale emissie van de kolencentrale met CCS komt gedurende 25 jaar uit op ongeveer 94 Mton CO₂. In Figuur 5 is de ontwikkeling van de cumulatieve CO₂-emissies weergegeven.

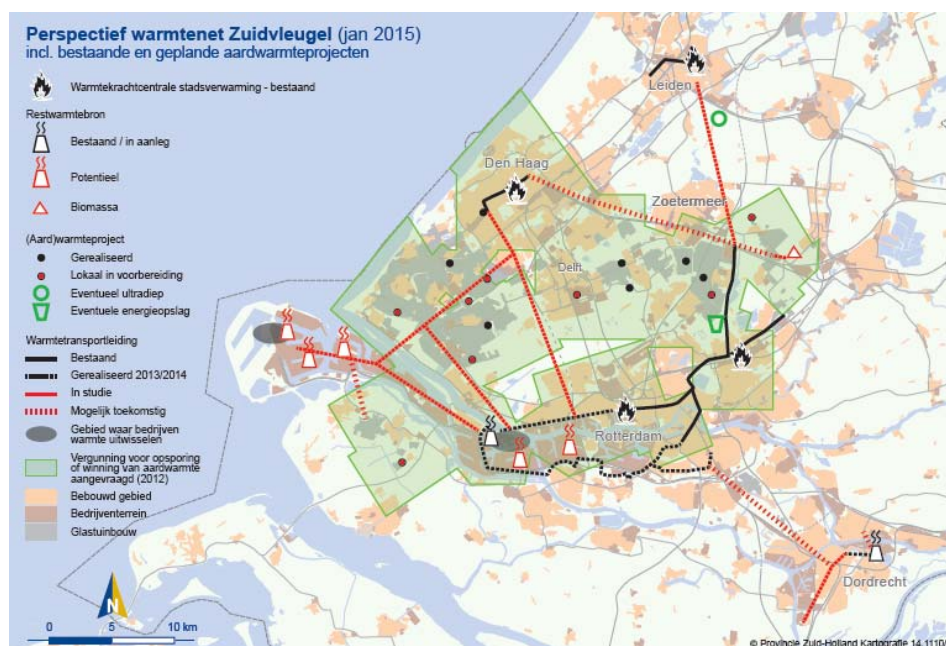
Figuur 5 Cumulatieve CO₂-emissies over zichtperiode bij implementatie van het ROAD CCS-initiatief



6 Kolencentrale met warmtelevering

6.1 Beschrijving

In 2020 zal naar verwachting warmte worden geleverd aan het warmtenet van Zuid-Holland. Uitgaande van warmtelevering aan tuinders en het stadsverwarmingsnet van Den Haag wordt hier het effect op de CO₂-emissie voor de gemiddelde kWh per jaar getoond. De kosten bestaan uit de kosten voor uitkoppeling en de extra brandstof die nodig is om de warmte op het gewenste temperatuurniveau te kunnen uitkoppelen (bijstookfactor).



Bron: www.zuid-holland.nl/onderwerpen/energie/warmte-warmterotonde

De provincie Zuid-Holland wil het bestaande stadsverwarmingsnetwerk in Rotterdam en omgeving uitbreiden naar de glastuinbouw in het Westland en laten aansluiten op het stadsverwarmingsnet in Den Haag. Het doel is een 'warmterotonde' te realiseren, waarin 20 PJ/jaar aan warmte van industriële bedrijven, afvalverbrandingsinstallaties en energiecentrales aan afnemers in de regio wordt geleverd.

Uniper wil warmte aan dit warmtenet gaan leveren vanuit de MPP3 kolencentrale. De stoomturbine van MPP3 is voorbereid voor het leveren van circa 300 MW warmte en is daarvoor voorzien van twee aftappen. Warmtelevering zal plaatsvinden door lage druk aftapstoom te condenseren in een daarvoor nog te plaatsen condensor.

De temperatuur op het warmtetransportnet in Rotterdam en omgeving is op de hoofdleidingen 100-120°C voor uitgezonden heet water en gemiddeld over het jaar 50°C voor retourwater. In deze verkenning is aangenomen dat deze waarden ook representatief zijn voor het nog te realiseren warmtenet in Westland. Voor opwarmen van retourwater tot de gewenste uitzendtemperatuur is stoom van ongeveer 130°C nodig.

6.2 Energie en emissies

Door aftapstoom te condenseren in plaats van verder te expanderen in de lage druk-turbine zal de bruto geproduceerde hoeveelheid van de MPP3 centrale afnemen. Conform SDE+-regeling en de MER voor de Rotterdam kolencentrale van Engie is in deze studie uitgegaan van een bijstookfactor voor geleverde warmte van 16%. Dit betekent dat de elektriciteitsproductie bij een gelijk-blijvende brandstofinzet afneemt met 1/6 kWh_e per geleverde kWh_{th}. Van de aan het netwerk geleverde warmte wordt 80% bij afnemers afgezet, de overige 20% gaat verloren door warmteverlies in het netwerk. De CO₂-inhoud van de warmte is daarmee 0,07 kg CO₂ per kWh_{th} oftewel 19,3 kg CO₂ per GJ_{th}. Een reductie van 2/3 ten opzichte van warmte uit een aardgasketel (57 kg/GJ). De elektriciteitsproductie neemt af met 600 GWh_e als 8,6 PJ (2.400 GW_{th}) warmte wordt geleverd. De totale CO₂-reductie is 300 kton CO₂.

Warmtelevering heeft geen directe invloed op de emissies van de energiecentrale. De emissies worden nu toegerekend aan twee producten: elektriciteit en warmte. Indirect worden emissies van CO₂ en NO_x uitgespaard doordat geen aardgas bij de warmtegebruikers hoeft te worden verbrand. Deze emissiereducties worden voor 50% toegerekend aan de elektriciteitsproductie van de MPP3 en voor 50% aan de afnemers, zodat beide partijen belang hebben bij gebruik van CO₂-arme warmte. Een totale jaarlijkse warmtelevering van 8,6 PJ warmtelevering spaart voor de kolencentrale daarmee 150 kton CO₂ uit.

6.3 Overheidsbijdrage

Om warmte te kunnen leveren zal in ieder geval moeten worden geïnvesteerd in een condensor, waarin de warmte van de aftapstoom aan het water in het warmtenetwerk kan worden overgedragen. De kosten voor een warmte-wisselaar met maximaal vermogen van 300 MW zijn geschat op M€ 20. Er zullen daarnaast investeringen nodig zijn voor leidingwerk tussen condensor en lage druk stoomturbine.

Zoals aangegeven in volgende subparagraaf zal ook een investering in de aanleg van een warmtenet nodig zijn. Er is aangenomen dat deze investering niet ten laste van Uniper komt. De overheidsbijdrage voor het warmtenet is naar verwachting M€ 150.

In de door BLOC en Grontmij uitgevoerde studie wordt aangegeven dat onder de huidige marktcondities aanleg van een warmtenet in het Westland en met aansluiting op het netwerk in Den Haag rendabel is bij een inkoopprijs van warmte van € 2/GJ. Deze prijs is ook in deze verkenning aangehouden. Er is verondersteld dat de prijs in de tijd proportioneel zal zijn aan de gasprijs.

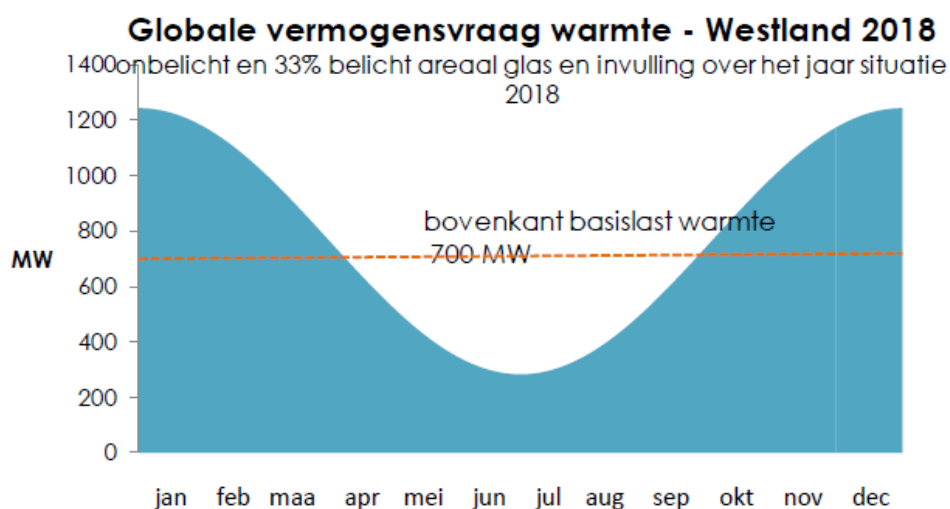
6.4 Opmerkingen

Het leveren van warmte aan het warmtenet in Zuid-Holland is vooralsnog niet praktisch mogelijk vanwege het ontbreken van een warmtenet in het Westland en een aansluiting daarop van de MPP3 centrale.

Een recente verkenning van BLOC en Grontmij op basis van een scenario-analyse komt tot de inschatting dat er in 2018 in het Westland een warmtevraag ligt van ca. 700 MW (14 PJ) gemiddeld over het jaar (BLOC ; Grontmij, 2014). Daarnaast zou kunnen worden aangesloten bij het warmtenet in Den Haag. Hiervoor wordt in het rapport aangegeven dat de gemeente Den Haag rekent met een warmtevraag op termijn van 12,5 PJ op jaarbasis (Warmtevisie Den Haag).



Figuur 6 Globale warmtevraag over het jaar heen in Westland glastuinbouwgebied



Bron: Rapport BLOC/Grontmij.

Een eerste inschatting van de aanlegkosten voor het netwerk vanaf de zuidzijde van de Nieuwe Waterweg tot aan Den Haag bedraagt ca. € 240 mln. In de berekeningen is uitgegaan van levering van 8,6 PJ warmte aan afnemers in het Westland en in Den Haag, waarin de warmteverliezen al zijn verdisconteerd.

Een bijkomend breekpunt kan zijn dat de gemeente Den Haag wel restwarmte wil, maar geen 'kolenwarmte'. Dit punt is echter nog volop in discussie en laten we nu buiten beschouwing.

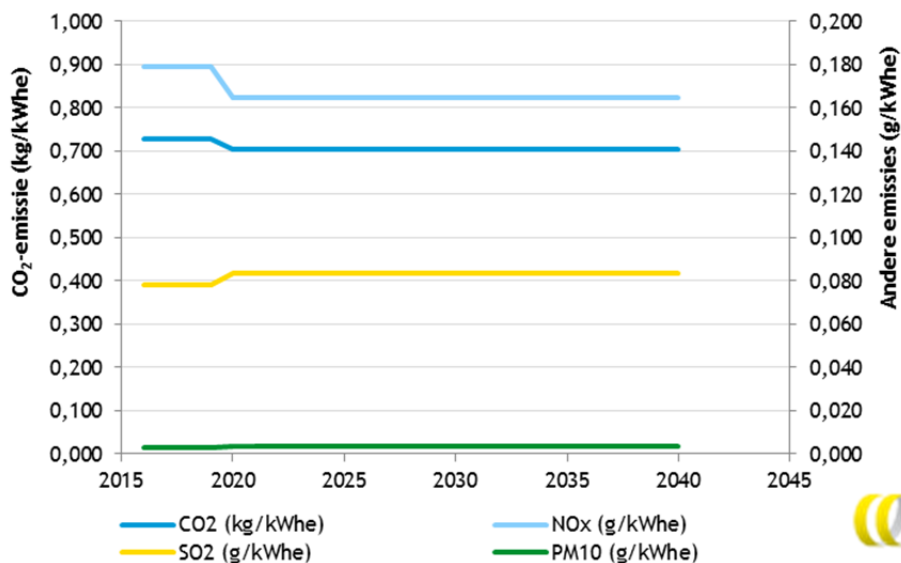
6.5 Resultaten

De specifieke emissies en productiekosten per kWh_e zijn gegeven in Tabel 9. In Figuur 7 zijn de emissies van de kolencentrale met warmtelevering weer-gegeven. De CO₂-emissie daalt van 728 gram per kWh_e naar 704. Het warmteproject is nog niet gefiatteerd.

Tabel 9 Specifieke emissies en productiekosten per kWh_e voor MPP3, warmtenet

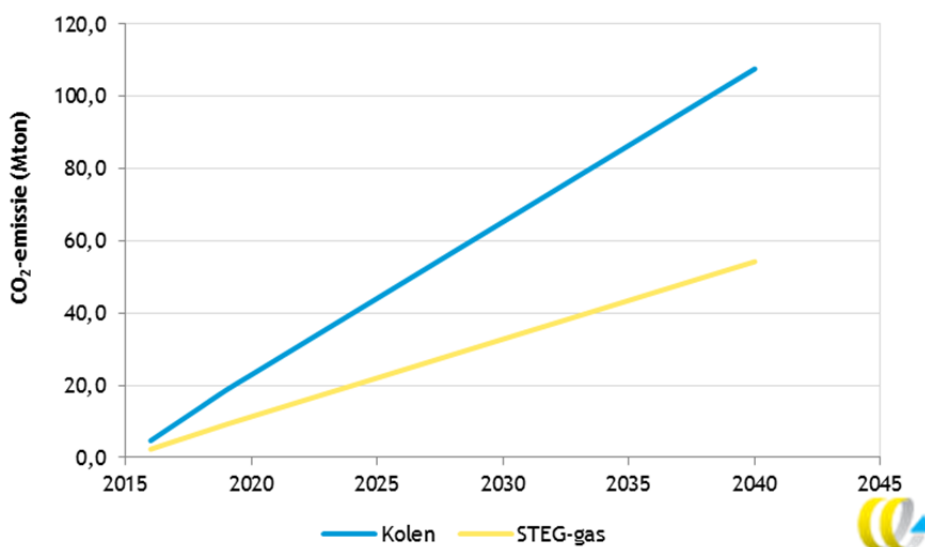
Warmtelevering 8,6 PJ	Specifieke emissies g/kWh _e	Subsidie (M€)
CO ₂	704	
NO _x	0,17	
SO ₂	0,08	
PM ₁₀	0,003	
Totale maatschappelijk kosten als subsidie, M€		150

Figuur 7 Ontwikkeling van specifieke emissies per kWh_e gedurende de zichtperiode bij levering van 8,6 PJ/jaar aan een lage temperatuur warmtenet



De totale emissie van de kolencentrale ten behoeve van elektriciteitsproductie komt hiermee gedurende 25 jaar uit op zo'n 108 Mton CO₂. In Figuur 8 is de ontwikkeling geschetst cumulatief per jaar.

Figuur 8 Cumulatieve CO₂-emissies over zichtperiode bij levering van 8,6 PJ/jaar aan een lage temperatuur warmtenet



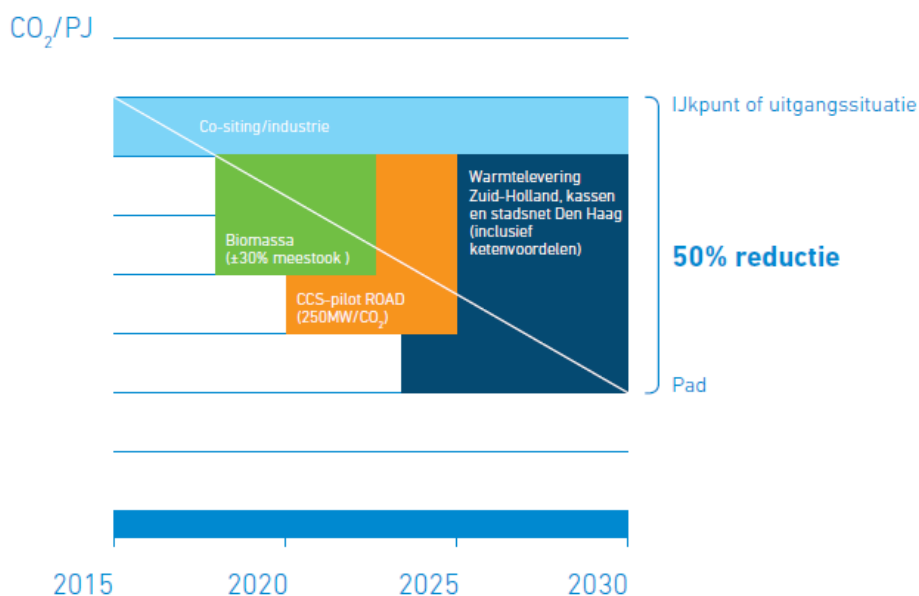
7 Warmtelevering aan industriële bedrijven

7.1 Beschrijving

In de huidige situatie worden de direct naast de Uniper-locatie op de Maasvlakte gelegen bedrijven LyondellBasell, Neste en Loders Croklaan door Uniper beleverd vanuit de gasgestookte UCML energiecentrale - een combinatie van 1) een gasturbine met afgassenketel met bijstook, en 2) een aparte gasgestookte stoomketel. Beide installaties produceren stoom van 60 bar, 370°C, die na reductie van de druk aan de omliggende bedrijven op iets meer dan 1 km afstand wordt geleverd op een temperatuur van hetzij 335°C, hetzij 255°C. Er komt condensaat op 135°C retour, die nu nog wordt gebruikt bij de UCML zelf en voor voorverwarmen van ketelvoedingswater van de MV1 en de MV2.

In het concept Energy Hub West wordt uitgegaan van zowel warmtelevering aan omliggende bedrijven als aan het nog aan te leggen warmtenet in het Westland en richting Den Haag (zie Hoofdstuk 6).

Figuur 9 Het voor MPP3/Energy Hub West-concept geplande pad voor reductie van CO₂-emissies tot het niveau van dat van een moderne aardgasgestookte STEG



Bij warmtelevering vanuit de MPP3 zal naar verwachting geëxpandeerde hoge druk stoom worden gebruikt om aan te sluiten bij temperatuur van de warmtevraag en ontwerpdruk van de stoomleiding.

De MPP3 centrale ligt ruim een halve kilometer dichterbij afnemende bedrijven, waardoor bij levering minder drukval en warmteverlies optreden.

Figuur 10 Geografische situering MPP3 en UCLM ten opzichte van bedrijven



7.2 Energie en emissies

Het onttrekken van ongeveer 100 kg/s aan geëxpandeerde hoge druk stoom (geschatte druk en temperatuur resp. 60-65 bar en 350-380°C) heeft waarschijnlijk een effect op het ketelrendement van de centrale en de totale warmtebalans over de centrale. Bij maximale elektriciteitsproductie zou deze stoom nog een keer worden herverhit in de ketel om vervolgens (grotendeels) te worden geëxpandeerd in middendruk en lage druk stoomturbines. Bij gedeeltelijk additioneel aftappen van geëxpandeerde hoge druk stoom zal (bij vollast) in principe minder energie aan de rookgassen worden onttrokken in de herverhitters - meestal gesitueerd tussen de verschillende oververhitters voor primaire hoge druk stoom en voor economizer en luchtvoorverhitter. Hoe dat precies uitpakt op de totale warmtebalans van de centrale is echter in deze beknopte verkenning niet goed in te schatten.

De bijstookfactor van de geleverde stoom bedraagt naar schatting 25%, uitgaande van een gemiddelde temperatuur en druk van respectievelijk 365°C en 62,5 bar en geen rekening houdend met herverhitting tot 620°C.

Uitkoppeling van industriële warmte heeft geen invloed op de hoogte van de jaarvrachten aan CO₂ en luchtverontreinigende emissies.

7.3 Overheidsbijdrage

In principe is de voor stoomuitzending en retourcondensaat ontvangst benodigde infrastructuur al grotendeels aanwezig en is alleen koppeling tussen kolencentrale en bestaande stoomleiding nodig. De afstand van centrale naar leiding bedragen ongeveer 400 meter. Op basis van de voor Stoompijp Botlek-West bekende investeringskosten van M€ 12 voor een pijpleiding van 1,5 km voor een transportcapaciteit van 25 kg/s aan stoom zijn de investeringskosten en de onderhoudskosten over een periode van 12 jaar geschat op maximaal M€ 15¹².

De geleverde warmte vervangt stoom die anders zou moeten worden geproduceerd met een ketel. De marktwaarde van de geleverde stoom is geschat aan de hand van de gasprijs en een ketelrendement voor de anders toe te passen ketel van 90%.

Voor de gasprijs is de ontwikkeling in de tijd aangehouden zoals verwacht in de Nationale Energie Verkenning (ECN, 2015).

¹² De Stoompijp Botlek-West is ontworpen voor levering van stoom van 40 bar en maximaal 420°C en voor een maximale transportcapaciteit van ongeveer 24 kg/s. De kosten zijn inclusief een retourleiding voor condensaat van 25 bar en een maximale temperatuur van 183°C.

Voor het schatten van de kosten voor transport van maximaal 95-100 kg/s is uitgegaan van een schaalfactor van 1. De stoomleiding tussen MPP3 en bestaande stoomleiding tussen UCML en stoomafnemers is ongeveer 25% in lengte, maar 400% in transportcapaciteit. Er is daarom uitgegaan van een vergelijkbare prijs als voor de stoomleiding Botlek-West.

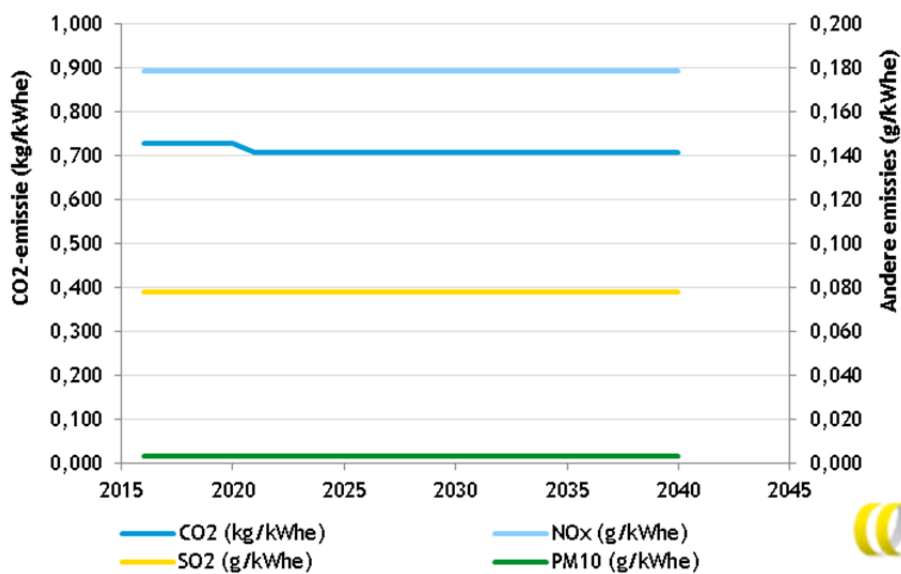
Zie: (Infrasite.nl, 2012) en (Visser & Smit Hanab, [2012]).



7.4 Resultaten

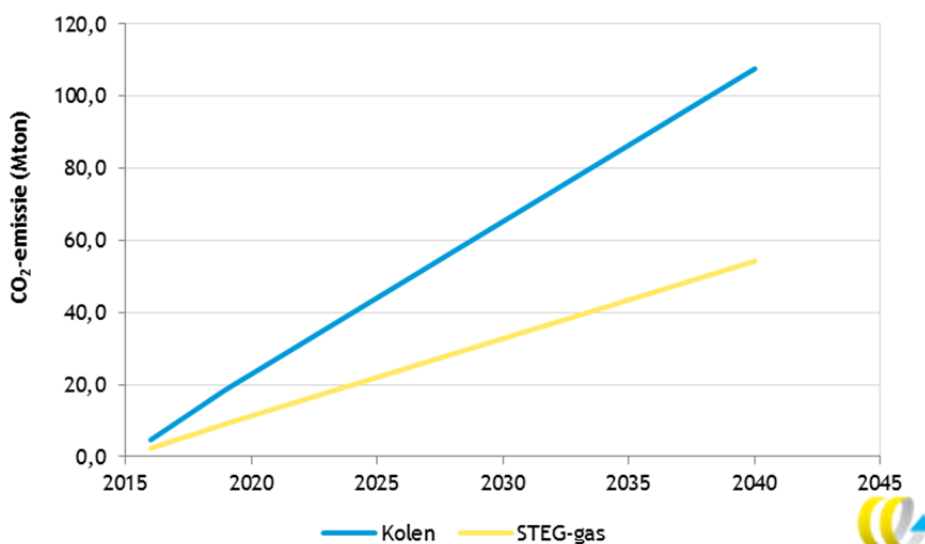
In Figuur 11 zijn de emissies van de kolencentrale met warmtelevering weergegeven. De CO₂-emissie daalt van 728 gram per kWh naar 712.

Figuur 11 Ontwikkeling van specifieke emissies per kWh_e gedurende de zichtperiode bij levering van industriële warmte



In Figuur 12 is de ontwikkeling cumulatief per jaar weergegeven.

Figuur 12 Cumulatieve CO₂-emissies over zichtperiode bij levering van industriële warmte

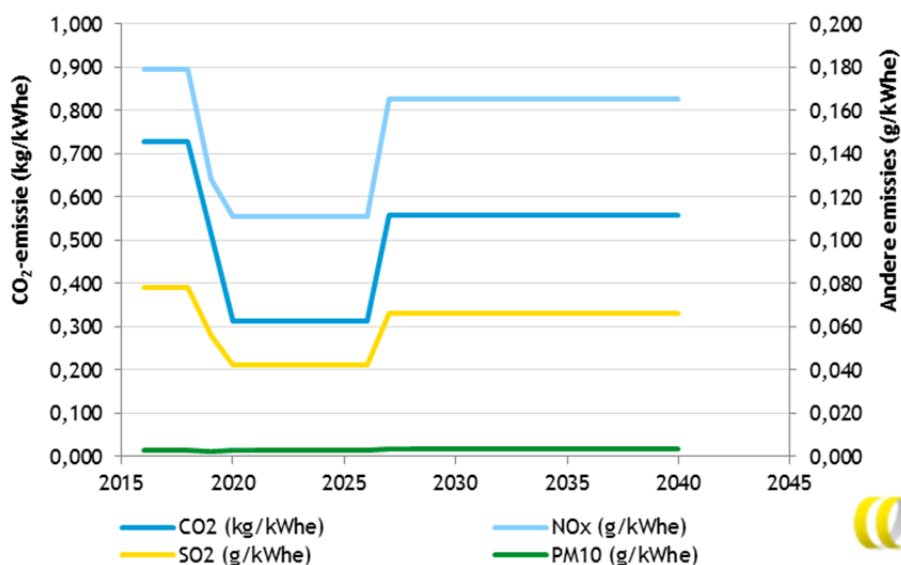


8 Conclusies

8.1 Huidige plannen kolencentrale

In Bijlage C is aangegeven dat niet alle combinaties van warmtelevering tegelijkertijd mogelijk zijn, daarom wordt in deze paragraaf alleen uitgegaan van de combinatie van biomassa meestoken (30%), CCS (1,1 Mton) en warmtelevering (8,6 PJ). In Figuur 13 zijn de emissies van de kolencentrale met al deze additionele voorzieningen in de tijd weergegeven. De CO₂-emissie daalt van 728 gram per kWh_e naar 516 gram door biomassameestook, vervolgens naar 312 gram door ook CCS toe te passen en warmte te leveren. Doordat biomassameestook slechts voor een beperkt aantal jaren is gefaciliteerd stijgt de CO₂-emissie weer naar 557 gram.

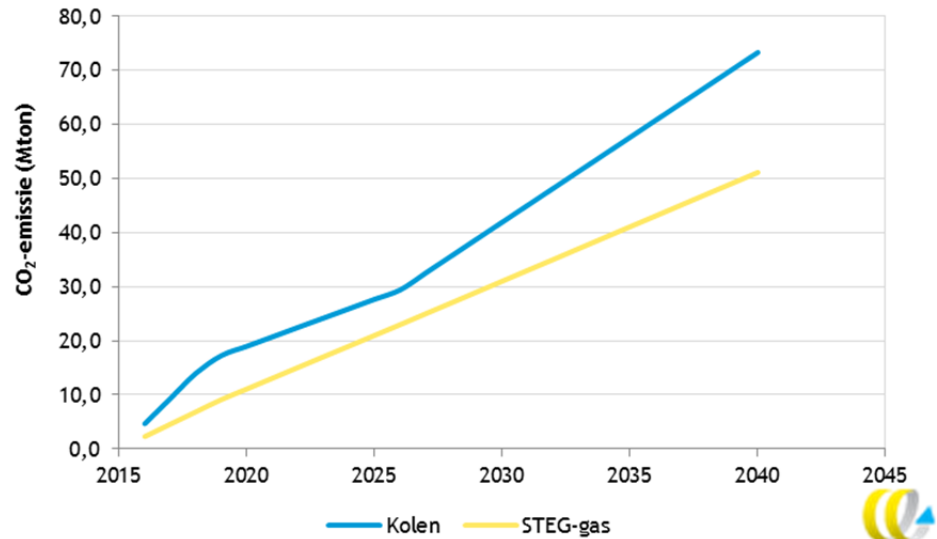
Figuur 13 Emissies per kWh



De totale emissie van de kolencentrale komt gedurende 25 jaar uit op 73 Mton CO₂. In Figuur 14 is de cumulatieve ontwikkeling geschetst per jaar, waarbij duidelijk is dat de emissie per kWh van een STEG-centrale slechts een paar jaar wordt bereikt (periode dat CCS ROAD loopt en tegelijkertijd 30% biomassa wordt meegestookt). De totale emissie over de 25 jaar van de STEG-centrale is 51 Mton CO₂.

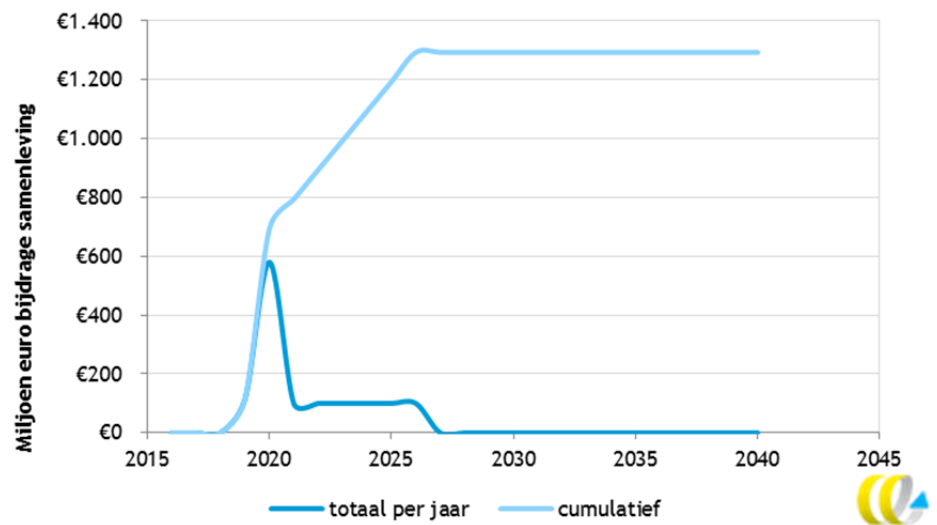
De elektriciteitsproductie is afgenomen van 6.414 GWh_e tot 5.634 GWh_e doordat er energie gebruikt wordt voor CCS en warmtelevering. Ook de CO₂-emissie van de STEG is berekend op basis van 5.634 GWh_e.

Figuur 14 Cumulatieve CO₂-emissies



De overheidsbijdragen per jaar uit additionele regelingen (biomassameestook en CCS) vergen in totaal een bijdrage van € 1,3 miljard over 25 jaar (euro's 2016, niet verdisconteerd). Dit is weergegeven in Figuur 15, zowel de bijdragen per jaar als de cumulatieve bijdrage. Daarnaast zijn er nog extra kosten voor de producent.

Figuur 15 Subsidies om de CO₂-emissie van kolencentrale te verlagen



De CO₂-emissies van de kolencentrale kunnen met de beschouwde additionele maatregelen - tijdelijk - worden gereduceerd tot het niveau van een STEG-eenheid. De NO_x- en SO₂-emissies worden niet in gelijke mate verminderd en blijven (zonder additionele rookgasreiniging) structureel hoger dan die van een STEG-gascentrale.



Tabel 10 Emissies per kWh_e voor STEG en MPP3

	STEG	Kolen MPP3	MPP3 + 30% biomassa- meestook	MPP3 + 1,1 Mton CCS	MPP3 + 8,6 PJ warmte	MPP3 + mix (30%, 1,1 Mton en 8,6 PJ warmte)
Emissies, g/kWh _e						
CO ₂	358	728	516	591	704	313
NO _x	0,10	0,18	0,13	0,19	0,17	0,11
SO ₂	0	0,08	0,06	0,06	0,08	0,04
PM ₁₀	0	0,003	0,002	0,003	0,003	0,002
Extra kosten						
Kosten €/kWh	0,061	0,061	0,075	0,068	0,061	0,084

8.2 Kolencentrale met CO₂-emissies van een STEG

Het is niet mogelijk om bij een kolencentrale gelijke emissies als bij een STEG te realiseren, niet voor NO_x, SO₂ en PM₁₀, maar wel voor CO₂. De maatschappelijke kosten van de emissies zijn in deze studie niet berekend.

Om een kolencentrale op gelijke CO₂-emissie te krijgen als een STEG-centrale bestaan de volgende mogelijkheden, mits deze gedurende de gehele levensduur (hetgeen theoretisch is voor de reeds productieve kolencentrale MPP3) van de centrale worden gerealiseerd:

- 50% biomassa meestoken;
- jaarlijks 2,7 Mton CO₂ afvangen en opslaan;
- 30% biomassa meestoken+1,1 Mton CO₂ afvangen+ 8,6 PJ warmte aftappen.

Tabel 11 Emissies per kWh_e en extra kosten voor gascentrale STEG en kolencentrale MPP3

	STEG	Kolen MPP3	MPP3 + 50% biomassa- meestook	MPP3 + 2,7 Mton CCS	MPP3 + mix (30%, 1,1 Mton en 8,6 PJ warmte)	MPP3 + 2,7 Mton CCS en 100% biomassa
Emissies, g/kWh _e						
CO ₂	358	728	372	360	313	-518
NO _x	0,10	0,18	0,09	0,18	0,11	
SO ₂	0	0,08	0,04	0,03	0,04	
PM ₁₀	0	0,003	0,002	0,004	0,002	
Extra kosten*						
Eenmalig Mln €	-	-	-	1180	630	1180
Jaarlijks Mln €			188	85	135	400
Waarvan			-	800	480	800
Overheidskosten			188	-	115	315
Extra kosten cumulatief 25 jaar, niet verdisconteerd	-	-	4,5	3,2	3,7	10,7
NCW (€ Miljard)	-	-	2,8	2,3	2,4	6,9

* Extra kosten gebaseerd op cases uit hoofdstukken 4 t/m 7, hier 25 jaar operationeel.

De extra kosten komen grotendeels ten laste van de samenleving in de vorm van SDE+-subsidie voor biomassa-meestook en subsidie voor het ROAD-project. De extra kosten zijn verdisconteerd in de Netto Contante Waarde over de gehele looptijd van 25 jaar die berekend is met een rentepercentage van 6,4%



en inflatie van 2%. Het prijsverschil tussen kolenstroom en gasstroom is bij een productie van 6.414 GWh per jaar en een kostprijsverschil van € 0,013 per kWh_e in totaal M€ 85 per jaar.

8.3 Kolencentrale met negatieve CO₂-emissies?

In principe zou het mogelijk zijn om door een combinatie van biomassa-meestook en CCS elektriciteit te produceren met een negatieve CO₂-emissie. Theoretisch zou dit kunnen door 100% biomassa te stoken in de vorm van getorrificeerde biopellets in combinatie met 2,7 Mton CO₂-opslag. De CO₂-emissie bedraagt dan -518 gram per kWh_e. De kosten hiervan zijn M€ 400 per jaar plus een eenmalige investering voor CCS van M€ 1180 oftewel een NCW van € 6,9 miljard.

In de praktijk zal het echter niet mogelijk zijn om dit te realiseren in een kolencentrale omdat de centrale in een situatie met veel zon en windenergie, veel zal moeten bij/afregelen zodat de bedrijfstijd niet gehaald zal worden en het afvangproces niet optimaal zal verlopen.



Bijlage A Bronnen

BLOC ; Grontmij, 2014. *Warmterwisselaar Mainport-Greenport : Haalbaarheidsstudie*, Rotterdam: Ministerie van Infrastructuur ; Warmte Koude Zuid-Holland.

CBS, 2016. *Elektriciteit en warmte; productie en inzet naar energiedrager*. [Online]
Available at:
<http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?DM=SLNL&PA=80030NED&D1=1-3,5&D2=0&D3=a&D4=16-17&HDR=T&STB=G1,G2,G3&VW=T>
[Geopend augustus 2016].

CE Delft, 2006. *Welke nieuwe energiecentrale in Nederland? Vernieuwd model!*, Delft: CE Delft.

DNV.GL, 2014. *Biomass co-firing and full conversion : Opportunities for bioenergy in South Africa, IEA Task 32 Workshop on Bioenergy in South Africa*, Arnhem: DNV.GL.

Dong Energy, 2015. *DONG Energy is converting coal-fired power station to green energy*. [Online]
Available at:
<http://www.dongenergy.com/en/media/newsroom/news/articles/dong-energy-is-converting-coal-fired-power-station-to-green-energy>
[Geopend 2016].

E. Huizeling, G. V. d. W., 2011. *Non-confidential FEED study report : Special report for the Global Capture and Storage Institute*, Schiedam: ROAD | Maasvlakte CCS Project C.V..

ECN, 2015. *Eindadvies basisbedragen SDE+ 2016*, Petten: ECN.

Ecoinvent, n.d. *Ecoinvent 3.01 data. Compiled October 2013 and revised February 2014*. Dübendorf: Swiss Centre for Life Cycle Inventories.

Element Energy Ltd ; Ecofys BV; Imperial College (Centre for Process Engineering), 2014. *The potential for recovering and using surplus heat from industry: Appendix for Final Report*, Cambridge: Element Energy Ltd..

Energiea, 2015. *Road in zee met Oranje-Nassau voor aangepast CCS-project*. [Online]
Available at: <http://energiea.nl/nieuws/660996-1512/road-in-zee-met-oranje-nassau-voor-aangepast-ccs-project>
[Geopend 2016].

Energiea, 2016. CCS-project Road loopt opnieuw vertraging op. *Energiea*, 30 juni, p. online.

Hvelplund, R. & Boerefijn, F., 2012. *The new Enecogen power plant Rotterdam: an enabler for renewable electricity sources ; presentation at the Renewable Energy World Europe Köln, 12 juni*, Köln: Enecogen.

Infrasite.nl, 2012. *Miljoenencontract aanleg en onderhoud Stoompijp Botlek West*. [Online]



Available at:
http://www.infrasite.nl/news/news_articles.php?ID_nieuwsberichten=15987
[Geopend 2016].

KEMA, 2005. *Milieueffectrapport (MER) 840 MWe STEG ENECOGEN ENECO / International Power pic*, Arnhem: KEMA.

KEMA, 2007. *Investigation to CO2 storage, strategy for CO2 capture*, Arnhem: KEMA Consulting.

Ministerie van Economische Zaken, 2016. *Wijziging van de begrotingsstaten van het Ministerie van Economische Zaken (XIII) en het Diergezondheidsfonds (F) voor het jaar 2016 (wijziging samenhangende met de Voorjaarsnota), Kamerstuknr. 34 485 XIII, nr.2*. Den Haag: Tweede Kamer der Staten-Generaal.

PBL en ECN, 2015. *Nationale Energie Verkenning (NEV) 2015*, Petten: ECN/Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

Rathenau, 2005. *Economische aspecten van kernenergie: Factsheet ten behoeve van de werkbijeenkomst Kernenergie op 25 februari*, Den Haag: Rathenau Instituut.

ROAD 2020, 2011. *Staatssteun*. [Online]
Available at: <http://road2020.nl/2011/04/staatssteun/>
[Geopend 2016].

Royal Haskoning, 2011. *Milieueffectrapportage CCS Maasvlakte (ROAD project) : Deelrapport Afvang*, Nijmegen: Royal Haskoning.

Rozendaal, C., 1999. *Impact of coal quality o NOx emissions from power plants*, Delft: Technical University (TUD).

Sluis, M. v. d., 2015. *Het nuttig aanwenden van de restwarmte uit het retourcondensaat van UCML in de regio Maasvlakte*, Vlissingen: HZ University of Applied Sciences.

TNO, Earth, Life & Social Sciences, 2015. *A secure and affordable CO2 supply for the Dutch greenhouse sector*. [Online]
Available at:
www.tuinbouw.nl/sites/default/files/15051.03%20CO2%20voor%20de%20
[Geopend 2016].

Tractabel Engineering ; GDF Suez, 2014. *T24 Mitigation Measures taken ag Coal Biomass Rotterdam Unit 1 presentation at Power Gen Europe - June 5th 2014*, Rotterdam: Tractabel Engineering ; GDF Suez.

Uniper, 2016. *Energy Hub West : Een nieuwe ambitie in Energie, een presentatie*. [Online]
Available at: http://bestanden.scriptacommunicatie.nl/uniper/Presentatie_EHW_Uniper_040416.pdf
[Geopend 2016].

Uniper, 2016. *HUB - Energy Hub West : Eenmalige uitgave over Energy Hub West van Uniper*. [Online]
Available at: <https://issuu.com/uniper/docs/hub-energyhubwest>
[Geopend 2016].



Visser & Smit Hanab, [2012]. *Stoompijp Botlek West*. [Online]
Available at: <http://www.vshanab.nl/nl/projecten/detail/stoompijp-botlek-west>
[Geopend 2016].

Weyenberg, v. & Veldhoven, v., 2015. *Gewijzigde motie van de leden van Weyenberg en van Veldhoven ter vervanging van die gedrukt onder nr. 60, Kamerstuknr. 34302, nr. 99*, Den Haag: Tweede Kamer der Staten-Generaal.

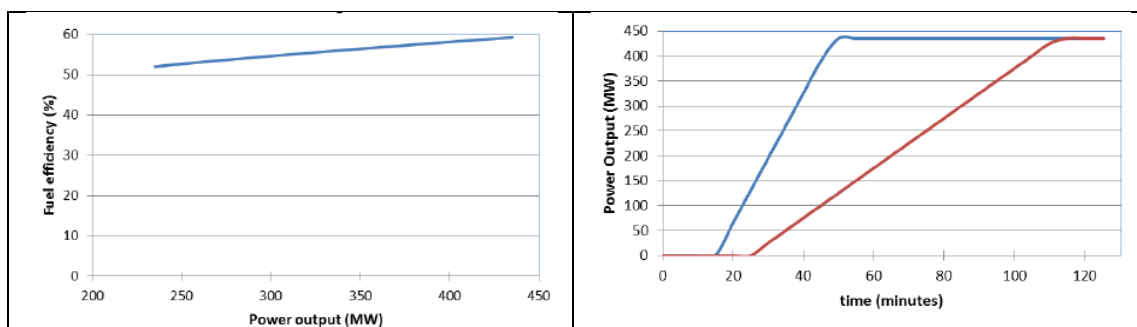


Bijlage B Uitgangspunten voor berekenen van emissies

B.1 STEG

In Figuur 16 zijn de rendementen weergegeven van de STEG-eenheid (Enecogen) bij verschillende deellastpercentages. Het rendement varieert van 51-60%. Rendement in deellast (links) en opregelsnelheid (rechts) bij hete en bij warmte start van deze voor de piekuren ontworpen deellasteenheid zijn gegeven in Figuur 16.

Figuur 16 Rendement in deellast en opregelsnelheid bij hete en bij warmte start



Bron: Hvelplund, 2012.

B.2 Samenstellingen brandstof

Voor steenkool en biomassa is uitgegaan van de ingegeven samenstellingen.

Tabel 12 Brandstofsamenstelling steenkool en houtpellets

	Steenkool		Houtpellets	
	Droog	Als ontv.	Droog	Als ontv.
C	71,0%	63,9%	55,1%	50,1%
H	4,6%	4,1%	6,6%	6,0%
O	9,9%	8,9%	37%	33,6%
N	1,5%	1,4%	0,1%	0,1%
S	0,7%	0,6%	0,01%	0,01%
as	12%	11%	1,30%	1%
H ₂ O		10%		9%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Aandeel vluchtig, daf		30,00%		86,00%
Omzetting N naar NO _x		12,99%		3,63%
LHV		25,2		18

Bron: (MER EON MPP3).

De samenstellingen zijn middels de in Tabel 3 gegeven rendementen voor de rookgasreiniging omgerekend naar emissies.

Voor aardgas is uitgegaan van de in de MER voor de Enecogen centrale gegeven samenstelling. Emissies naar lucht zijn geschaald op basis van de uit de samenstelling berekende specifieke CO₂-emissie en de verhouding tussen

CO₂-vrachten en de vrachten van andere emissies, zoals gegeven in de jaaroverzichten van DCMR.

De berekening van de specifieke CO₂-emissie is gegeven in Tabel 13.

Tabel 13 Berekenen specifieke CO₂-emissie voor aardgas

	vol%	molgew	kg/m ³	C%	LHV	kg CO ₂ /GJ
N ₂	0,50%	28	0,006	0		
CO ₂	1,60%	44	0,031	27%		
CH ₄	85,90%	16	0,614	75%	50,0	55,0
C ₂ H ₆	8,10%	30	0,108	80%	47,8	61,4
C ₃ H ₈	2,70%	44	0,053	82%	46,4	64,7
C ₄ H ₁₀ -i	0,30%	58	0,008	83%	45,6	66,5
C ₄ H ₁₀ -n	0,60%	58	0,016	83%	45,8	66,3
C5+	0,30%	72	0,010	83%	45,4	67,4
			0,846	63%	39,8	57,7



Bijlage C Beperkingen in mogelijkheden voor warmtelevering

In het concept Energy Hub West wordt uitgegaan van zowel warmtelevering aan omliggende bedrijven en aan het nog aan te leggen warmtenet in Westland en richting Den Haag als van CCS afvang:

- De aan het warmtenet warmte wordt aan het netwerk overgedragen door lage druk stoom in een warmtewisselaar te laten condenseren tegen retourwater in het warmtenet. Volgens (MER, 200) kan maximaal 400 MW warmte worden geleverd, in (Sluis, 2015) wordt 350 MWth genoemd.
- Warmtelevering aan omliggende bedrijven vindt plaats middels rechtstreekse levering van stoom en weer terugnemen van condensaat.
- Er zal conform het ROAD-concept ongeveer 1,1 Mton/jaar aan CO₂ worden afgevangen. Het behandelde rookgasvolume is ongeveer 23% van het totale rookgasvolume bij vollastbedrijf. Voor afvang gebruikte absorbers moet met lage druk stoom worden geregenereerd.

Voor warmtelevering aan het warmtenet als afvang is lage druk stoom nodig, hetzij stoom afgetapt uit de lage druk-turbine, hetzij stoom die na expansie in de middendruk stoomturbine wordt omgeleid voor afzet bij bedrijven.

Voor warmtelevering aan bedrijven is geëxpandeerde hoge druk stoom nodig.

Stoom

In de MER voor de MPP3 centrale wordt aangegeven dat er bij vollast 816 kg/s aan verse HD-stoom wordt geproduceerd en 706 kg/s aan herverhitte stoom. De hoeveelheden stoom uit midden druk en lage druk-turbine zijn geschat op basis van gegevens voor vergelijkbare kolencentrales, zoals de Engie Rotterdam centrale.

	P	T	kg/s
Verse HD-stoom	285	600	816
Hoge druk uitlaat	59	345	767
Midden druk inlaat	56	620	706
Midden druk uitlaat	11	370	616
Lage druk inlaat	11	370	545
Lage druk uitlaat/condensor	0,022	19	474

Verschillen tussen inlaat en uitlaat van een stoomturbine betreft stoom gebruikt voor voorverwarmen van condensaat (LD- en MD-stoom) en ketelvoedingswater (HD- en MD-stoom) en voor injectie in de ontgasser.

Bij warmtelevering aan bedrijven zal ongeveer 100 kg/s aan stoom uit de hoge druk-turbine worden omgeleid en niet meer beschikbaar zijn voor warmtelevering en voor voorverwarmen van condensaat en ketelvoedingswater en voor injectie in de ontgasser.

Overigens wordt op dit moment al warmte aan omliggende bedrijven geleverd vanuit de in 1993 gebouwde aardgasgestookte UCML STEG. Mogelijk overweegt Uniper deze stil te leggen, gezien de in het brochurermateriaal gelegde relatie met de MPP3.



In deze verkenning is globaal nagegaan of voldoende stoom beschikbaar is om de drie opties tegelijkertijd op maximale capaciteit te benutten. Daarbij is uitgegaan van volgende uitgangspunten:

- Voor warmtelevering aan het net en voor regeneratie van absorbers bij CO₂-afvang wordt aftapstoom uit de lage druk-turbine gebruikt op een temperatuur van ongeveer 140°C-180°C. Voor retourcondensaat is uitgegaan van een temperatuur van ongeveer 125°C. De totale warmte-overdracht voor beide toepassingen is respectievelijk 400 MW en 165 MW.
- Stoom voor levering aan bedrijven wordt rechtstreeks geleverd. Het grootste deel van de stoom wordt aan Lyondell geleverd op een temperatuur van 335°C en op een temperatuur van 255°C. De gereduceerde stoom wordt bij Lyondell gebruikt als warmtetoevoer voor het productieproces. Er komt condensaat op 135°C retour.
- Alle condensaat moet weer met lage druk stoom worden opgewarmd tot de temperatuur van de ontgasser, waarvoor een werkdruk van 11 bar en een bijbehorende temperatuur van 185°C zijn aangehouden¹³.

Op basis van gegevens uit de MER's voor de Uniper en Engie kolencentrales en op basis van wetenschappelijke analyses voor USC kolencentrales is geschat dat er is bij vollast ongeveer 525 kg/s aan lage druk stoom op een geschatte temperatuur en druk van respectievelijk 370°C en 11 bar beschikbaar is. Vergelijking van de voor warmtelevering en CO₂-afvang benodigde hoeveelheden stoom met de geschatte hoeveelheid beschikbare stoom geeft aan dat er ruim voldoende stoom beschikbaar is bij vollastbedrijf.

Tabel 14 Vergelijking stoomvraag en aanbod aan LD-stoom bij voorgenoemde activiteiten

	Warmte-vraag	Temperatuur niveau, °C		Stoomvraag, kg/s			Enthalpie, kJ/kg	
	MW	Warmte-vraag	Condensaat	Warmte levering	Voorver-warmen		Stoom	Condensaat
Levering aan warmtenet	400	120	115	170	21		2.830	483
Regeneratie absorben CO ₂ -afvang	164	140	140	73	6		2.830	588
Levering aan bedrijven	250	363	135		9		3.080	567
				244	35	279		
Beschikbaar						525		

De beschikbare hoeveelheid stoom lijkt echter onvoldoende voor het behandelen van alle rookgassen voor CO₂-afvang.

¹³ De werkdruk en temperatuur van de ontgasser zijn geschat aan de hand van de gegevens voor de Engie Rotterdam kolencentrale en informatie over andere qua ontwerp met de MPP3 vergelijkbare USC kolencentrales.



Tabel 15 Vergelijking stoomvraag en aanbod aan LD-stoom bij maximale CO₂-afvang

	Warmte vraag	Temperatuur niveau, °C		Stoomvraag, kg/s		
	MW	Warmte vraag	Condensaat	Warmte levering	Voorver-warmen	
Levering aan warmtenet	400	120	115	170	21	
Regeneratie absorben CO ₂ -afvang	713	609	609	318	25	
Levering aan bedrijven	250	363	135		9	
				488	54	543
Beschikbaar						525

