

## **CFB-vergassing – bijstook in STEG (Integrated Gasification Combined Cycle - IGCC)**

### **Procesbeschrijving**

#### *Algemene procesbeschrijving*

Om afvalstoffen te kunnen inzetten in een STEG-eenheid, worden ze in een eerste stap vergast in een CFB-vergasser. Het stookgas (syngas) dat hierbij wordt geproduceerd wordt uitgebreid gereinigd in een gasreinigingssysteem.

Samengevat bestaat de IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) technologie uit volgende stappen:

- voorbereiding van brandstof en drogen (indien nodig);
- vergassing in CFB-vergasser;
- tar cracking in secundaire CFB reactor;
- koeling van product gas en reiniging in conventionele filter/scrubber;
- syngascompressie in meer-fasen compressor;
- syngasverbranding en expansie in gasturbine;
- gasturbine rookgasen warmterecuperatie in stoomturbine.

#### *Vergassing*

##### *Syngasreiniging*

Een belangrijk verschil met de covergassingstechnologie is dat voor de IGCC-technologie het biomassa-stookgas (of syngas) dat uit de vergasser komt, een reiniging moet ondergaan vooraleer het kan ingezet worden in een STEG (SToom En Gasturbine).

Het toepassen van turbines vereist hoge gasdrukken en dit heeft geleid tot de ontwikkeling van twee schema's voor de integratie van het vergassingssysteem en de gasturbine. Ofwel wordt gekozen voor een vergassing onder druk en een hete gasfilter met gaszuivering, ofwel kiest men voor een atmosferische vergasser met een koude gaszuivering, maar dan moet het gas nadien nog verdicht worden. De gaszuiveringsprocessen zijn aangepast aan de gekozen route.

Bij een vergassing onder druk volstaat een ontstopping van het syngas. In dit geval wordt het stof verwijderd bij een voldoende lage temperatuur om de alkali's uit het gas te verwijderen, maar wel boven de condensatietemperatuur van de tar. Dit leidt tot een efficiënt proces met een minder dure kostprijs. Deze optie is genomen door Bioflow (joint venture tussen Sydkraft AB en Ahlström) voor de oprichting van een 6 MW plant in Värnamo, Zweden.

Bij gebruik van syngas uit een atmosferische vergasser moet het gezuiverde gas verdicht worden bij lage temperatuur. Bij deze temperatuur moeten strengere eisen opgelegd worden aan de verwijdering van tar voor het gas gekoeld en ontstoft wordt om teercondensatie in de filter of scrubber te voorkomen. In dit geval is een meer uitgebreide gasreiniging nodig. Bij filtreren op late temperatuur worden de alkali en het stof gemakkelijker verwijderd. Anderzijds geeft de

koude gasreiniging een toegevoegde flexibiliteit voor de verwijdering van ammoniak en andere verontreinigingen. Dit maakt het mogelijk een breder gamma brandstoffen, inclusief afvalstoffen, te gebruiken. Deze weg wordt gevolgd in de TPS-technologie.

Afhankelijk van de vergasstechnologie moet de conditionering van het productgas bestaan uit één of meerdere van de volgende processen:

1. vermijden van condensatie van tars
2. koeling van productgas
3. reiniging in conventionele filter/scrubber tegen zure gassen
4. verwijdering van deeltjes en alkali's
5. verwijdering van NO<sub>x</sub> precursoren (NH<sub>3</sub> of HCN bv.)
6. verwijdering van zware metalen

1. Vermijden van condensatie van tars

Er zijn 3 mogelijkheden om problemen met condensatie van tars te voorkomen:

- katalytische omzetting in lichtere moleculen die niet condenseren bij lage temperatuur
- gasscrubber
- temperatuur boven het dauwpunt van de tars houden

Het teerkraken is de eerste stap van de conditionering en wordt onmiddellijk uitgevoerd op het hete productgas (bij 750°C - 950°C) bij ongeveer atmosferische druk. Als het gas in aanraking komt met dolomiet worden de tars (zware koolwaterstoffen) afgebroken tot lichtere materialen. Met dit proces kan meer dan 95% van de tars verwijderd worden. Bij het afkoelen van het gas wordt HCl geabsorbeerd door de gecalcineerde dolomiet in het gas om CaCl<sub>2</sub> te vormen, welke op zijn beurt verwijderd wordt uit het gas in de filter. Eventueel kan een wet scrubber worden ingezet als laatste stap in de gasreiniging, afhankelijk van de toepassing (boiler, motor, gasturbine). Het gas direct na vergasser (tar inhoud van 0.5-2% van droog gas) heeft een calorische waarde van 4-7 MJ/Nm<sup>3</sup>.

Het verwijderen van teer kan ook gebeuren door natte gaswassing zoals gebruikelijk voor het afkoelen van het gas en voor de verwijdering van zuur gas. Deze methode heeft echter het nadeel dat vervuild afvalwater ontstaat dat verder behandeld moet worden. Het verwijderingspercentage ligt tussen 10 en 90%.

2. Koeling van productgas

Gaskoeling kan nodig zijn om verschillende redenen:

- reduceren van het volume waardoor compressiekosten verlaagd worden
- reduceren van het volume om een te arm lucht/brandstof mengsel te voorkomen
- om te voldoen aan de temperatuurseisen van de gaswasser

### 3. Reiniging in conventionele filter/scrubber tegen zure gassen

Zure gassen kunnen corrosie veroorzaken in de turbines. Ze kunnen verwijderd worden met technieken die vergelijkbaar zijn met deze toegepast in verbrandingsprocessen, vb. droge, semi-droge of natte gaswassers met een basisch reagens. De gassen worden ook in mindere mate verwijderd in een eenvoudige waterquench voor het afkoelen van de gassen. Eventueel kan kalksteen toegevoegd worden in de fluidized bed vergasser om de zure gassen te reduceren.

### 4. Verwijderen van deeltjes en alkali's

Gasturbines zijn gevoelig aan stof en bovendien zijn alkalicomponenten schadelijk en veroorzaken corrosie en afzettingen bij hoge temperaturen. Wanneer het productgas gebruikt wordt in een turbine moet een elektrostatische filter, een doekenfilter of een ceramische filter ingezet worden om de deeltjes en de alkali's te verwijderen. Deze moet werken boven het dauwpunt van de condenseerbare gassen of geplaatst worden na de verwijderingstechnieken voor deze componenten. De filters leveren een fijne as fractie op die zware metalen en organische verbindingen kan bevatten. Indien een natte gaswasser gebruikt wordt voor de verwijdering van zure gassen of als koeling, worden daar de stofdeeltjes ook gedeeltelijk mee verwijderd.

### 5. Verwijderen van NO<sub>x</sub> precusoren

N-verbindingen in de afvalstroom zullen in reducerende omstandigheden omgezet worden in ammoniak en in zekere mate in HCN. Nadien worden deze omgezet in NO<sub>x</sub> bij de verbranding. Daarom is het best om NO<sub>x</sub>-precursoren uit het productgas te verwijderen. Natte gaswassing met zuurtoevoeging of wassing met koud water en stripping van de gassen kunnen hiervoor toegepast worden.

### 6. Verwijdering van zware metalen

Het gebruik van filters, natte gaswassers en water quench-systemen voor stofdeeltjes of zure gassen verwijderen in zekere mate de zware metalen uit het productgas. Bijgevolg bevatten de filteras en het effluent van de gaswasser deze zware metalen.

## *STEG*

Een STEG bestaat in hoofdzaak uit een gasturbine, een recuperatiestoomketel, een stoomturbine en een alternator. De gasturbine drijft rechtstreeks een alternator aan, waardoor elektriciteit wordt geproduceerd. De hete uitlaatgassen van de gasturbine worden herbenut om, via een recuperatiestoomketel, een stoomturbine met alternator aan te drijven. Hierdoor wordt nog eens extra elektriciteit opgewekt.

Met STEG-eenheden ontworpen voor max. elektriciteitsproductie kunnen elektrische rendementen worden gerealiseerd vanaf ca. 43% LHV voor een capaciteit van 20 MWe, tot ca. 55% LHV op een schaal van 300 MWe.

Voor het bijstoken van stookgas in aardgas-gestookte gasturbine-installaties kunnen twee concepten worden onderscheiden:

- bijstoken van stookgas in gasturbine
- bijstoken van stookgas in nageschakelde afgassenketel (niet toegepast voor grote STEG-eenheden voor max. elektriciteitsproductie)

Op basis van bevestigingen van leveranciers blijkt dat de mogelijkheden voor het bijstoken van biomassa stookgas in bestaande gasturbines sterk afhankelijk is van

- de verbrandingstechnologie die wordt toegepast ter beperking van de NO<sub>x</sub>-emissie ("dry low-NO<sub>x</sub>" versus water-/stoominjectie)
- het type gasturbine (aeroderivative versus industrieel). (Bron: ECN-studie, Marsroutes)

#### *Betreffende de verbrandingstechnologie:*

De mogelijkheden voor het bijstoken van biomassa stookgas in gasturbines uitgerust met een "dry low-NO<sub>x</sub>" verbrandingskamer (meest voorkomend) zijn volgens een aantal leveranciers beperkt. De grootste limitering blijkt het gevaar voor vlamterugslag t.g.v. de aanwezigheid van waterstof. Om in dit type van gasturbines toch biomassa-stookgas te kunnen bijstoken, moet de verbrandingskamer vervangen worden door een verbrandingskamer met water-/stoominjectie. De kosten van dergelijke vervanging worden geschat op 20% van de gasturbine investering. (Bron: ECN-studie, Marsroutes)

#### *Betreffende het type gasturbine:*

De mogelijkheden voor het bijstoken van biomassa-stookgas in industriële gasturbines uitgerust met water-/stoominjectie verbrandingskamers lijken eerder groot te zijn. Na modificatie kan tot 100% laagcalorisch gas worden verstoofd. Volgende modificatie is nodig:

- vanaf een bijstookpercentage (op energiebasis) van ca. 25% laagcalorisch gas is vervanging van de gehele verbrandingskamer nodig
- bij lagere bijstookpercentages is de vervanging van bestaande branders door "dual fuel burners" noodzakelijk
- voor zeer lage bijstookpercentages (tot enkele procenten) kan worden volstaan met aanpassing van de bestaande branders. (Bron: ECN-studie, Marsroutes)

### **Actueel bestaande toepassingen**

Er zijn nog geen concrete praktijkvoorbeelden voorhanden van IGCC-installaties. Wel worden projecten uitgevoerd waarin meer onderzoek gebeurt rond deze technologie.

In Zweden (Värnamo) is een demonstratieplant gebouwd waarin biomassa (hout chips en schors) wordt vergast om nadien het syngas in te zetten in een STEG voor de productie van elektriciteit. Belangrijk verschil met het systeem dat hier besproken wordt is dat de installatie in Zweden enkel biomassa (syngas) als brandstof aanwendt, er is geen gecombineerde input syngas-aardgas. De demonstratie-installatie bestaat uit een droogeenheid, een drukbedreven CFB-vergasser (type FosterWheeler, 20 bar en 950-1000°C), een gasturbine, een warmte-recuperatie eenheid en een stoomturbine. De installatie heeft een capaciteit (output) van 6 MWe en 9 MWth (18 MWth input). Het syngas heeft een calorische waarde tussen 5-6 MJ/Nm<sup>3</sup>. Dergelijk systeem is meest geschikt voor regio's met een overaanbod aan biomassa (relatie met bepaalde industrieën). De biomassa wordt gedroogd van 50% tot 10-20% vochtigheidsgraad. Deze demonstratie-installatie heeft enkele technische verbeteringen ondergaan op vlak van de syngaszuivering, en heeft in totaal een 8500 uur gedraaid, waarvan 3600 met de gasturbine in werking. Tests op basis van RDF waren succesvol. Het hoge asgehalte leidde wel tot een overbelast filtersysteem.

Brazilië - "Brazilian Wood Biomass Integrated Gasification-Gas Turbine (32 MWe)" demonstratie project in voorbereiding: atmosferische CFB-vergasser van type TPS (leverancier) lage druk, "tar cracking" in 2<sup>de</sup> CFB-reactor (gebruik makend van dolomiet als katalysator), conventionele syngaskoeling, syngas compressie in meer-fasen compressor, syngas naar STEG. Inputstroom is eucalyptus. Vergasser levert laagcalorisch syngas (6-7 MJ/Nm<sup>3</sup>). Na "tar cracking" volgt filter gecombineerd met wet scrubbing systeem voor finale gasreiniging.

Grève-in-Chianti (Italië): installatie van 2 RDF-based vergassers, elk met een thermische capaciteit van 15MWth, gebruik makend van lucht als vergassingsmedium en werkzaam bij 850°C. Deze installatie is momenteel commercieel. Dagelijks wordt 200 ton RDF verwerkt. Het niet-gereinigde syngas wordt gevoerd naar een cementfabriek, het overige deel wordt gereinigd in een 3-fasen dry scrubber systeem. De stoom geproduceerd in de boiler drijft een 6.7MWe stoomturbine aan. (operation data en samenstelling zie tabel 4)<sup>1</sup>

### **Mogelijke verwerking van de in deze studie beschouwde hoogcalorische stromen**

Vermits deze techniek nog in ontwikkeling is en enkel wordt toegepast op proefondervindelijke basis, zijn slechts weinig gegevens gekend omtrent specificaties waaraan afvalstromen moeten voldoen. Wel is duidelijk dat het syngas dat wordt ingezet in de STEG van zeer goede kwaliteit moet zijn en geen vervuilingen mag bevatten. Gasturbines vereisen een bepaalde minimale LHV van het syngas en zijn gevoelig voor stof.

Brandstoffen met een hoge vochtigheidsgraad en asgehalte resulteren in een syngas met een lage calorische waarde. De reden voor deze verlaging van de calorische waarde van het syngas bij brandstoffen met een hogere vochtigheidsgraad ligt in het feit dat een deel van de warmte die vrijkomt bij de gedeeltelijke verbranding in de vergasser gebruikt wordt om het water te verdampen. Er wordt ook meer lucht naar de vergasser gevoerd wanneer meer water verdampt wordt, omdat meer energie nodig is voor verdamping en dus meer brandstof moet verbrand worden (gedeeltelijk). Het verdampte water en de bijkomende lucht (N) vervuilen het gas waardoor de calorische waarde daalt.

De daling van de calorische waarde tengevolge van een hoger asgehalte is te wijten aan het feit dat deze assen moeten opgewarmd worden tot 800-900°C (vergassingstemp.). Hiervoor is meer brandstof nodig om dit inert materiaal op te warmen.

Vereisten: (op basis van referentie gasturbine: General Electric LM 2500)

- Calorische waarde van syngas: min. 5.6 MJ/Nm<sup>3</sup>
- Variatie op calorische waarde syngas: ong. 5% van Wobbe-index (5.5 – 5.7 MJ/Nm<sup>3</sup>)
- Dit vereist vochtigheidsgraad van brandstof max. 20%.  
Brandstoffen met vochtigheidsgraad beneden 70-80% kunnen gedroogd worden met warmte van de schoorsteen (rookgassen).
- Mogelijke voorbehandelingen: vermalen, 'densification', drogen
- Stromen met asgehalte boven 20% moeten gemengd worden met andere.
- Grenzen op alkalis, ammonia en deeltjes.

In de meeste gevallen dient de afvalstroom verkleind te worden vooraleer deze kan ingezet worden in de vergasser. Afhankelijk van de vochtigheid (boven 20%) is eveneens een droging nodig.

### **Terugwinning van energie uit afval**

De hoeveelheid aardgas die uitgespaard wordt met deze technologie is afhankelijk van de calorische waarde van de inputstroom en het rendement van de installatie.

In de literatuur wordt het rendement van een dergelijke installatie (CFB-vergasser + STEG) geschat op 42.5%. Dit rendement zou waarschijnlijk stijgen tot 45% tegen 2020<sup>2</sup>. Andere studies maken melding van een rendement van 40-45% (gebaseerd op LHV) voor vermogens tussen 10-60 MWe. Algemeen wordt gesteld dat de efficiëntie van IGCC-installaties op korte en middellange termijn ongeveer 45% zal bedragen.

De installatie in Puertollano (Spanje) heeft een netto rendement van 45% en een technische levensduur van 25 jaar<sup>3</sup>. De installatie in Varnamo (Zweden) heeft een netto elektrische rendement van 32%. In de toekomst moet een rendement van 40-45% mogelijk zijn. Volgens TPS (leverancier) zijn netto elektr. rendementen boven 40% mogelijk.

Het rendement van de IGCC installatie kan worden verbeterd door de efficiëntie van de vergassing te verbeteren. Om de calorische waarde van het stookgas te verhogen, kan de vochtigheidsgraad van de “voeding” verlaagd worden of worden 2-fase vergassers toegepast.

Het meest efficiënte systeem is momenteel de luchtgedreven CFB-vergasser met HGCU (hot gas clean up; 550°C) en in-bed S-verwijdering. Reiniging van syngas op lage temperatuur vereist een herverhitting van het gas voor de verbranding, wat het globale rendement naar omlaag brengt. Bij het inzetten van zuurstof voor de vergassing wordt minder gasvolume geproduceerd, maar dergelijke systemen vereisen meer energie voor het aanmaken van zuurstof (in de air separation unit).

### **Verbruik van grondstoffen**

De werking van een CFB-vergasser is gebaseerd op een bepaald bedmateriaal. Dit bedmateriaal kan bestaan uit zand of dolomiet. Het inzetten van afval in een vergasser gekoppeld aan een elektriciteitscentrale vereist dus een bepaalde hoeveelheid zand of dolomiet. Tot op heden zijn echter geen concrete cijfers gevonden voor deze hoeveelheid. Voorlopig wordt aangenomen dat dit vergelijkbaar is met de hoeveelheid zand nodig voor een wervelbedverbranding.

## Emissiegrenswaarden, effectieve emissies en rookgasreiniging

### *Emissies*

Identiek aan de vorige technologieën wordt ook hier rekening gehouden met de emissiegrenswaarden die van toepassing zijn wanneer een STEG-installatie afval bijstookt m.b.v. een vergasser.

*Tabel 1: Emissiegrenswaarden per afvalstroom voor STEG-installatie*

	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> en stof
Behandeld hout	Behandeld hout wordt in principe beschouwd als afval. Om voor de analyse geen te grote verschillen te creëren tussen de houtstromen, wordt toch aangenomen dat ook in dit geval de CO <sub>2</sub> -emissies 0 (hernieuwbaar) zijn.	Vermits de elektriciteitscentrale houtafval (via vergassing) bijstookt, valt ze niet meer onder de richtlijnen voor stookinstallaties, maar moet de mengregel (zie bijlage C) gehanteerd worden.
Overige afvalstromen	De CO <sub>2</sub> -emissies worden benaderend berekend o.b.v. de koolstofkarakteristieken van de afvalstromen.	Vermits de elektriciteitscentrale afval bijstookt, valt ze niet meer onder de richtlijnen voor stookinstallaties, maar wordt de mengregel (zie bijlage C) gehanteerd.

Een overzicht van de emissiegrenswaarden voor een alleenstaande STEG, de emissiegrenswaarden voor een IGCC-installatie en benaderende realistische emissiefactoren voor een STEG in 2001 en 2005 (nieuwe technologie) (Bron: Emissies en energieverbruik van energiedragers, Torfs R. et al, 1999) wordt gegeven in onderstaande Tabel 2. Vermits de IGCC-technologie ten vroegste vanaf 2007 (of zelfs 2009) implementeerbaar is, zijn geen emissiegrenswaarden voor 2001 in de tabel opgenomen.

*Tabel 2: Emissiegrenswaarden voor een alleenstaande STEG en de emissiegrenswaarden voor een IGCC-installatie*

<i>EGW (mg/Nm<sup>3</sup> rookgassen)</i>	<b>SO<sub>2</sub></b>	<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>stof</b>
realistische emissiefactoren STEG in 2001	0	50	0
realistische emissiefactoren STEG in 2005	0	25	0
<b>2007</b>			
STEG (normale werking)	35	200	5
IGCC o.b.v. afval	34,5	192	5,1
<b>2015</b>			
STEG (normale werking)	28	160	4,0
IGCC o.b.v. afval	27,6	153,6	4,1

### *Rookgasreiniging*

De productie van elektriciteit m.b.v. een STEG veroorzaakt lage S-emissies en stof. NO<sub>x</sub> wordt wel geëmitteerd, maar de hoeveelheid hiervan kan beperkt worden (tot 20 mg/Nm<sup>3</sup>) door het beperken van de vlamtemperatuur.

Wanneer een afvalstroom, via vergassing, ingezet wordt in een STEG-eenheid wordt de installatie gedeeltelijk beschouwd als een afvalverbrandingsinstallatie en moet bijgevolg ook de mengregel toegepast worden. Uit bovenstaande tabel wordt duidelijk dat het toepassen van de mengregel weinig invloed heeft op de emissiegrenswaarden. Er kan bijgevolg aangenomen worden dat een additionele rookgasreiniging niet direct vereist is.

### *Rest- en afvalstoffen*

Elektriciteitsproductie in een STEG levert normaalgesproken geen assen op (noch bodem- noch vliegassen). Wanneer de IGCC-technologie wordt toegepast zullen assen optreden in de vergasser (bodemassen en vliegassen in syngas) en in de syngasreiniging (zie § 5.8.1). Voor het bepalen van de verdeling van de assen in de vergasser is uitgegaan van een identieke situatie als bij de wervelbedoven: 45% van de assen vormen de bodemas van de vergasser, 55% van de assen zitten in het syngas vervat als vliegassen. Vooraleer dit syngas in de STEG kan geïnjecteerd worden moet het een doorgedreven zuivering ondergaan. In deze syngaszuivering (wat in vele gevallen wordt doorgevoerd in een wet scrubber) worden de vliegassen uit het syngas gecapteerd. Uiteindelijk gaat het syngas dat in de STEG wordt geïnjecteerd geen asresten meer bevatten.

Het bodemas van de vergasser (CFB-assen) bevat minder dan 3% niet-verbrande koolstof, welke bestaat uit bodemateriaal (zand en kalksteen) en assen van vergaste biomassa. Dit bodemas kan nuttig worden ingezet in de cement- of bouwindustrie. De assen van de syngasreiniging (gecapteerd uit syngas) daarentegen mogen niet hergebruikt worden, maar moeten gestort worden na eventuele voorbehandeling (Deel 1 § 4.2.8).



## **Kosten**

### *Investeringskosten*

In het algemeen worden de specifieke additionele investeringkosten voor dergelijk concept (CFB-vergasser + aanpassingen STEG) geraamd op 1500 Euro/kWe voor 5% bijstook, 1340 Euro/kWe voor 10% bijstook en 1185 Euro/kWe voor 20% bijstook<sup>2</sup>. Zoals reeds eerder beschreven zal dit bedrag sterk afhangen van het type gasturbine dat gebruikt is in de STEG. Bepaalde types vereisen enorme investeringen, terwijl bij andere types een beperkt percentage biomassa-stookgas kan bijgestookt worden met relatief lage investeringen.

In deze studie gaan we ervan uit dat de syngasreiniging een even grote investering vraagt als de CFB-vergasser. In deze studie is 25 miljoen Euro aangenomen als investeringskost voor de CFB-vergasser (zie ook par.5.6), de investeringskost voor een vergasser-syngasreiniging bedraagt bijgevolg 50 miljoen Euro. Dit komt neer op een investeringskost van ongeveer 2300 Euro/kWe bij een vermogen van 17 MWe en een efficiëntie van 41.5%.

### *Operationele kosten*

De vaste kosten worden ook hier, analoog aan de andere technieken, geraamd op 5% van de investering (2% verzekeringen en diversen en 3% onderhoud). Voor meer informatie hierover wordt verwezen naar Deel 1 par.4.2.2.

Voor de variabele kosten werd aangenomen dat geen extra personeel ingezet moet worden voor de vergasser en de centrale, dit op basis van literatuurgegevens en gegevens van Electrabel<sup>4</sup>. De meeste bronnen geven melding van de nood aan extra personeel tijdens de opstart, maar eenmaal de installatie goed functioneert zou dit extra personeel overbodig zijn.

In de modellering is dus geen rekening gehouden met extra personeel, hoewel dit ons insziens een onderschatting lijkt te zijn. Het lijkt weinig waarschijnlijk dat het inzetten van een afvalstroom (logistiek, behandeling en kwaliteitscontrole) en het verwerken ervan in een bijkomende installatie (vergasser) geen extra personeel vereist.

## **Technische levensduur**

De technische levensduur van dergelijke installatie wordt geraamd op 20 jaar.

## **Toepassing**

### *Actuele toepassing*

Tot op heden is geen enkele IGCC-installatie op grote schaal in werking. De bestaande installaties zijn alle demonstratie- of pilootinstallaties.

### *Potentiële toepassing*

Een belangrijke randvoorwaarde voor het in gebruik nemen van een IGCC is dat het biomassa-stookgas dat ingezet wordt in de gasturbine voldoende zuiver moet zijn om een goede werking van de STEG te waarborgen. Hiervoor is de zuivering van het stookgas na de CFB-vergasser erg belangrijk.

In vergelijking met een CFB-vergasser en bijstook van syngas in kolencentrale is het inzetten van het syngas in een STEG duurder en is nog onderzoek nodig naar het reinigen en koelen van het syngas enerzijds en het dimensioneren en aanpassen van de gasturbine anderzijds.

Het is moeilijk een termijn te bepalen binnen dewelke deze technologie in de praktijk gaat toegepast worden. Dit is sterk afhankelijk van de resultaten die in de pilootprojecten behaald worden. In deze studie is verondersteld dat een eerste pilootinstallatie in Vlaanderen ten vroegste vanaf 2009 kan verwacht worden. Vanaf 2015 kan deze technologie zich voldoende bewezen hebben om op grotere schaal te worden toegepast.

### **Referenties**

---

<sup>1</sup> Paper: Electricity production from solid waste fuels using advanced gasification technology (Swana's Wastecon 1998/ISWA World congress)

<sup>2</sup> C.J.G. van Halen, E. Hanekamp, O. van Hilten, J.A. Zeevalkink, Marsroutes voor elektriciteit- en warmteopwekking uit afval en biomassa. (2000)

<sup>3</sup> Externalities of energy, vol.9: Fuel cycles for emerging and end-use technologies, transport & waste, AEA technologies, 1999

<sup>4</sup> Gesprek met H. Toté