

総合科学技術会議 評価専門調査会
「石炭ガス化燃料電池複合発電実証事業費補助金」
評価検討会(第2回)資料

平成23年11月11日

経済産業省

資源エネルギー庁 資源・燃料部 石炭課

目次

1. 追加説明を求める事項		頁
(1) 目標設定について		
①	<p>空気吹に対して、酸素製造やCO₂回収を含めたトータルでのエネルギー効率と優位性を示した上で、酸素吹をあえて開発することの意義を明確に説明していただきたい。</p> <p>（本事業の技術が確立されたとして、現在実証中の空気吹との棲み分けはどうか。また、酸素吹が空気吹に取って変わるのであれば、空気吹の実証試験の意味があるのか。）</p>	4
②	<p>酸素吹については海外における開発が進んでいるが、海外での酸素吹と比較した場合の優位性はどこにあるのか説明していただきたい。第2段階、第3段階との結合が優位性を示すというのであれば、このような点での海外の検討状況はどうか説明していただきたい。</p>	7
③	<p>第1段階から第3段階まで一貫して実施する場合には、ガスタービン、蒸気タービン、燃料電池の入口、出口の温度、圧力など発電システムとしてのサイクル効率を計算できる情報を示していただきたい。この情報に基づけば、第1段階及び第2段階のみの場合と比較して、第3段階まで含めた場合のガスタービン、蒸気タービンなどの温度、圧力条件が大きく変化すると考えられる。第1段階、第2段階と第3段階は全く異なる技術システムになるのではないか。この点を上記の定量的な情報に基づき示した上で、次の質問④に答えていただきたい。</p>	12
④	<p>③への回答で示される情報に基づき、燃料電池を含む第3段階のシステムが、他の有力な発電システムより高性能であることを示して頂きたい。例えば、酸素吹きガス化を用いて、その後にシフト反応で水素リッチな燃料ガスを製造し、CO₂を回収するシステムであれば、その燃料ガスに純酸素燃焼を用いることにより、ガスタービンの入り口温度を高めて高効率にすることが可能である。（もし、ガスタービン入口温度が高すぎる場合は、回収したCO₂や水蒸気を混合することにより温度制御も可能である。）このようなガスタービンを用いたコンバインドサイクルであれば、CCSと高効率を同時に達成できるはずである。このようなシステムと比べても、今回提案されている燃料電池システムは有利であるといえるのか。発電効率の比較により、示していただきたい。</p>	14
⑤	<p>（第3段階まで移行するかどうかは別として）第1段階及び第2段階までのプロセスにおいて、本事業を実施する意義及び有効性について具体的に説明していただきたい。</p>	16

⑥	高温作動である固体酸化物形燃料電池を利用するのであれば、一酸化炭素も燃料として利用できるので、水素リッチガスに転換するプロセスは不要と考えられる。本事業ではCCSが加わっているため、その過程で水素リッチガスが製造されるが、石炭ガス化ガスを直接燃料電池に投入することは想定されていないのか、この点についても説明していただきたい。	17
⑦	第3段階の燃料電池の出力はいくらを予定しているのか説明していただきたい。 〔燃料電池の出力は原理的には面積に比例すると考えられるので、もし大型機を予定しているのであれば、1年間での実証(連続運転)は相当困難と思われる。〕	18
⑧	大規模発電用FCの開発状況とその原料ガスについて説明いただきたい。	19
(2)実施体制及びマネジメント体制について		
①	資料7-1のp.26の本事業の実施・推進体制に関し、事業の推進(進行管理、評価、計画の見直し等)について、経済産業省と技術開発実施主体の責任・役割の分担を明確にするとともに、経済産業省の責任者及び権限について説明していただきたい。	23
②	プロジェクトの実施体制は、第1段階から第3段階を通じて同じものなのか。第2段階及び第3段階についてもこのような体制で実施が可能であるのかという点について説明していただきたい。	25
③	経済産業省の評価委員会の事業評価の結果はどのように反映させるのか。また、実施会社が設ける技術検討委員会との関係はどうなっているのかについて説明していただきたい。	26
(3)事業計画について		
①	酸素吹きIGCCの設計・建設に5年かかると見込まれているが、これは標準的な期間なのか説明していただきたい。 〔もし、第1段階は、確立された基盤技術の組み合わせだけであるなら、もう少し短期化することはできないのか。5年かけて、日本独自の酸素吹IGCCを建設している間に、酸素吹IGCCで先行している海外企業が異なる技術の流れを作ってしまう可能性はないのか。〕	27
②	第1段階だけで終了してしまった場合にも、ある程度の成果・効果が残るのか。もし、第1段階は不確実性が低いものであるならば、300億円も国費を投入する必要があるのか説明していただきたい。	29
③	CCSについて、別途、事業が進められているが、それを含め関連する研究開発や実証試験とのスケジュール的な関係を説明していただきたい。また、CO2を分離する技術は既に広く商用化されており、本事業を進める理由を実証する技術内容とともに、説明していただきたい。	33

④	実証試験で回収した CO2 はどのように処分するのか説明していただきたい。	35
⑤	適用する炭種を拡大する研究は、本事業の中で行う予定か説明していただきたい。	36
(4)波及効果について		
①	海外展開戦略や技術開発戦略等、石炭火力発電における USC の戦略と IGCC (IGFC 含む) の戦略の関連性と差異を示していただきたい。	37
②	本技術の需要先として想定される市場の大きさは示されているが、本技術と他の競合技術との関係において、本技術が採用される見通し及び海外との競争の見通しはどうか示していただきたい。	39
③	将来、海外(途上国)が石炭火力発電設備の重要なマーケットになると考えられるが、輸出を見据えた計画になっているのか説明していただきたい。	40

2. 追加の提出を求める資料		貢
①	<p>資料 7-1 の p.30 の社会、経済への貢献について、第 1 段階、第 2 段階、3 段階に分けた資料を提出していただきたい。併せてその根拠についても説明していただきたい。</p> <p>これは、第 1 段階終了後の効果ではなく、第 3 段階まで終了した後の効果を算出していると考えられるが、この理解でよいか。経済効果として、老朽化した石炭火力発電所をリプレースすることによる建設コストや建設のための雇用創出を想定しているようであるが、これは本当の意味での経済効果なのか。つまり、当該技術が確立されなかったとしても、遅かれ早かれ老朽化した設備は何らかの新設備に置き換えられるはずであり、当該技術による経済効果とは意味合いが違うのではないか。また、石炭火力にリプレースすると想定されている火力発電所と、高効率ガスタービンにリプレースすると想定される火力発電所とは、重複していないのか。特に国内では自然エネルギーなどへの代替が徐々に進むと想定すれば、現在の石炭火力発電所がすべて引き続き石炭火力にリプレースされるという前提は甘くないのか。</p>	41
②	IGCC の国際的な実用化一覧(福島県いわき市における空気吹 IGCC や海外における酸素吹 IGCC 等)について、「効率」、「装置規模」、「設置コスト」、「稼働時間」等を記載項目とした比較表を提出していただきたい。	43
③	第 1 段階についての具体的な費用構成(プラント等の建設費、機器整備費、研究開発費、人件費等の費用区分)がわかる資料を提出していただきたい。また、第 2 段階、第 3 段階について、事業費や技術開発要素などの具体的な計画を提出していただきたい。	45

1. 説明を求める事項

(1) 目標設定について

① 空気吹に対して、酸素製造や CO₂ 回収を含めたトータルでのエネルギー効率と優位性を示した上で、酸素吹をあえて開発することの意義を明確に説明していただきたい。

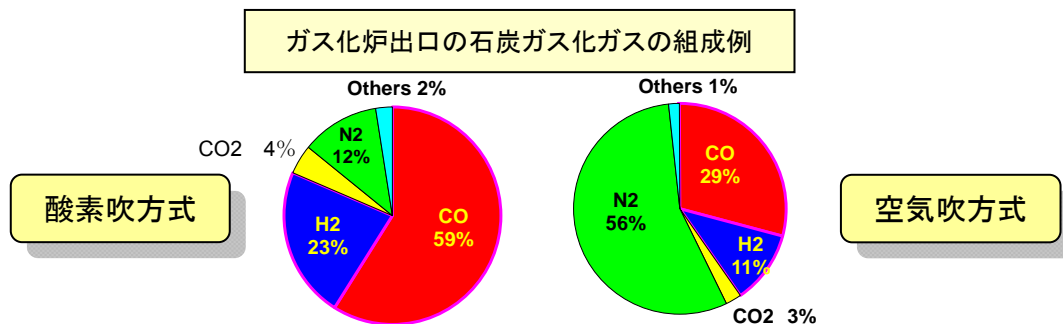
〔本事業の技術が確立されたとして、現在実証中の空気吹との棲み分けはどうか。また、酸素吹が空気吹に取って変わるのであれば、空気吹の実証試験の意味があるのか。〕

(答)

石炭ガス化方式には、勿来プロジェクトで実証試験を終えた空気吹方式と、大崎クールジェンPJで実証しようとしている酸素吹方式がある。以下に空気吹方式と酸素吹方式の違いを示す。

① 石炭ガス化ガスの燃料成分割合及び発熱量

酸素吹方式で発生する石炭ガス化ガスは、以下のグラフのとおり空気吹方式に比べ N₂ が少なく燃料成分(CO、H₂)の割合が高く発熱量が高い。



- ・酸素吹方式の石炭ガス化ガスの発熱量: 約 2,500kcal/Nm³
- ・空気吹方式の石炭ガス化ガスの発熱量: 約 1,000~1,300kcal/Nm³

② 酸素吹 IGCC の更なる高効率化の可能性

酸素吹方式の石炭ガス化ガスの発熱量は約 2,500kcal/Nm³ と高いため、ガスタービンの高温化に対応可能であり、将来 1,700℃級のガスタービンにも容易に適用できると見込まれる。

③空気吹 IGCC と酸素吹 IGCC との効率比較

上記の通り、酸素吹方式は空気吹方式に比べ発熱量が高いことから、ガスタービン出力が大きくなり発電端効率は高くなるが、空気分離装置が消費する動力が大きいため、送電端効率においては空気吹方式と同等となる。

例えば、酸素吹 IGCC と空気吹 IGCC を 30 万 kW 級、1,300℃級 GT の条件で比較した場合、双方の送電端効率は約 43%とほぼ同等である。

	酸素吹方式	空気吹方式
効 率	送電端効率 同等 (43%)	送電端効率 同等 (43%)
	発電端効率 高 (51%)	発電端効率 低 (48%)
	所内率 高 (15%)	所内率 低 (11%)
	(< 所内率内訳 >) 空気分離・供給設備 12% その他 3%	(< 所内率内訳 >) 空気分離・供給設備 8% その他 3%
ガス化性能	冷ガス効率※ 高 (80%)	冷ガス効率※ 低 (72%)

※冷ガス効率 = 石炭ガス化ガスの発熱量 ÷ ガス化炉に供給した石炭の発熱量
(ガス化炉のガス化効率を表す数値)

出典: NEDO「H9 年度 FS」

④CO₂ 分離回収を付加した空気吹 IGCC と酸素吹 IGCC との比較

酸素吹方式は、生成ガス中に窒素成分が少なく生成ガスの量が空気吹方式より少ない。よって、生成ガスから CO₂ を分離回収する際のエネルギーは空気吹方式よりも小さい。一方、酸素吹方式は空気吹方式より生成ガス中に CO₂ が少ないため、CO₂ 回収前のシフト反応(CO + H₂O → CO₂ + H₂)において CO を CO₂ に変換するためのエネルギーをより多く必要とする。

電力中央研究所が行った試算では、CO₂ 回収率が高くなると酸素吹 IGCC システムが有利になるとの結果もある。今後、大崎クールジェンPJにおいて実証規模でこれらを検証することにより、両方式のより精緻な比較が可能となる。

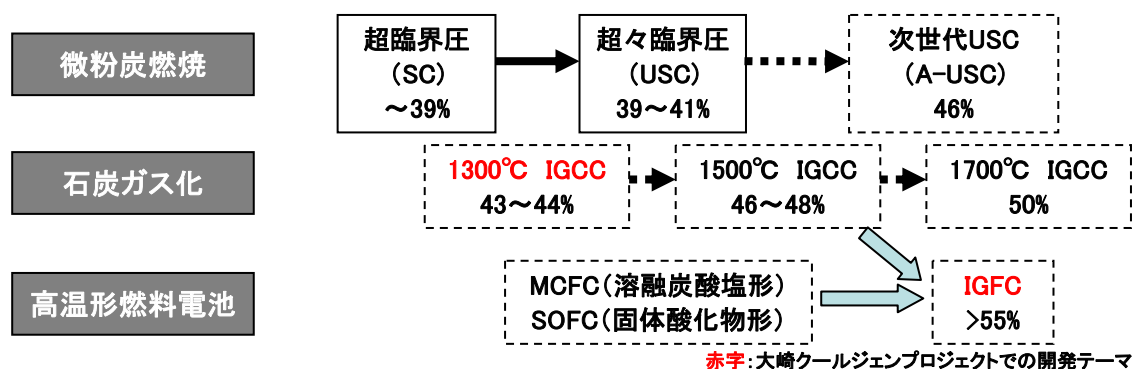
⑤IGFC へ展開の可能性

酸素吹 IGCC は IGFC の基幹技術として位置付けられる。燃料電池の開発動向を踏まえ、燃料電池が大規模発電への適用が可能となるレベルに達していることが確認されれば、本事業の第 3 段階において燃料電池を組み込み IGFC システムの実証を行う。

NEDO の燃料電池開発スケジュールでは、2012～2014 年度に SOFC、ガスタービン、蒸気タービンを組み合わせた液化天然ガス仕様の 40～90MW 級のトリプルコンバインド発電システムの運転技術等の検証が行われる予定。NEDO の SOFC 開発ロードマップによ

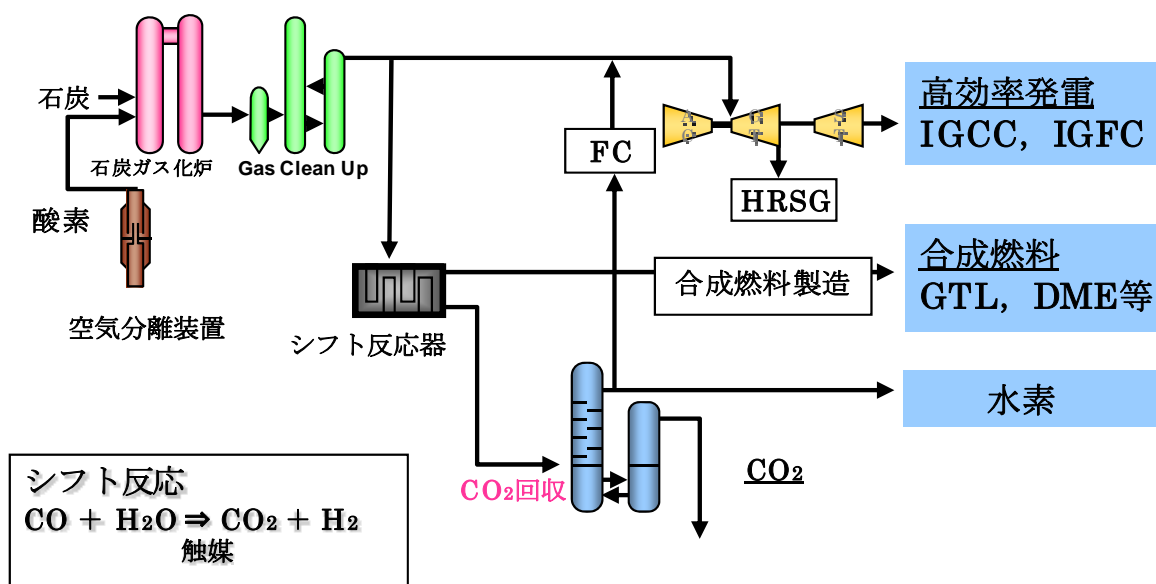
れば、その後大型コンバインドシステムの開発・実証が行われる計画である。これらの開発・実証の成果を踏まえ、2020年頃には燃料電池をIGCCシステムに組み込むことが可能になると判断されることから、第3段階の事業として2018～2020年度にかけてIGFCシステムの設計・建設を行い、2021年度にIGFCシステムの実証を行う計画としている。

IGFCは、石炭火力発電からCO₂排出量を大幅に削減することが出来る、革新的なゼロエミッション技術である。酸素吹方式は、高効率なIGFCを実現するための重要な技術であり、開発する意義は大きいと考える。



⑥酸素吹方式で生成した石炭ガス化ガスの産業用途への活用

酸素吹方式で生成した石炭ガス化ガスはカロリーが高いため、合成燃料製造(GTL、DME)等、発電のみならず石炭ガス化ガスの産業用途への活用が可能となる。



②酸素吹については海外における開発が進んでいるが、海外での酸素吹と比較した場合の優位性はどこにあるのか説明していただきたい。第2段階、第3段階との結合が優位性を示すというのであれば、このような点での海外の検討状況はどうか説明していただきたい。

(答)

EAGLE 酸素吹技術は、前述の空気吹に対する特徴に加え、海外の酸素吹技術に対して、①発電効率(冷ガス効率)が高い、②低品位炭(亜瀝青炭や褐炭)を中心として適合炭種が広い、③排水処理の高度化を採用、という優位性がある。

また、海外の商用化プラントは連続運転時間が3,000時間程度であり、1年を通じて安定して稼動しているとは言えず、また石炭専焼の運用実績も少なく、実証レベルに留まっているのが実態である。

海外の酸素吹IGCCは、米国で2ヶ所(タンパ、ワバッシュ)、オランダで1ヶ所(ブフナム)、スペインで1ヶ所(プエルトヤーノ)の計4ヶ所。 ※p.44のIGCCプラント比較表を参照

①発電効率の高さ

海外のガス化炉の送電端効率は38~41%程度であり、EAGLE炉の商用機は1,500℃級GTにより送電端効率45%の高効率が期待できる。

②適合炭種の広さ

酸素吹の採用によるガス化炉の高温化、1室2段による炉内温度の最適化により、ガス化に適する低品位炭(亜瀝青炭や褐炭)はもとより、微粉炭火力で利用される灰溶融点の高い高品位炭(瀝青炭)まで高効率にガス化できるという優位性がある。

③排水処理の高度化

IGCCでは、セレン等が微粉炭焚きに比較して高濃度で排出されることから、国内の厳しい排水基準に適合できる高度排水技術を開発・実用化しなければならない。一方、海外では、排水基準が緩やかな地域や時期に造られたものであることから、適用されていないのが実態である。

したがって、第1段階の実証試験を通し確立される酸素吹IGCC技術は、それ自体で海外の酸素吹IGCCに比べ十分な優位性を有する。

第2段階(CO₂分離・回収型)のCO₂分離・回収を組み込んだ調査はブフナム及びプルトヤーノとも行っているが、机上及びラボスケールのものであり、本格的に検討しているのは大崎クールジェンPJだけである。

第3段階(IGFC)については、IGCCに燃料電池を組み込んだ計画もなく、検討も殆ど行われていない。

【参考】

OEAGLE 炉の特徴

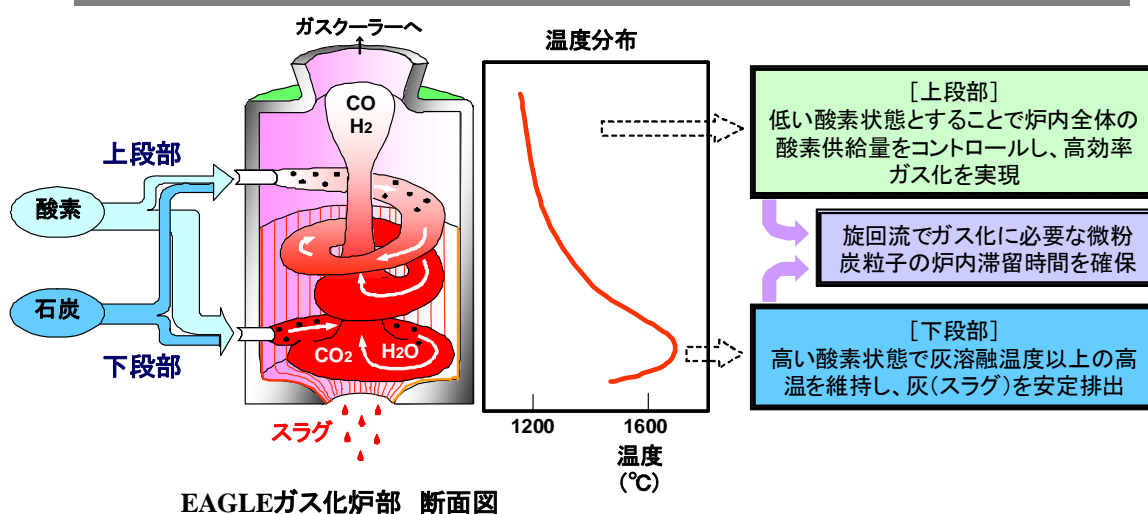
大崎クールジェンPJでは、先行して実施している EAGLE パイロット試験で開発した炉をスケールアップして用いる計画である。この EAGLE 炉は、海外の炉と比較して次の特徴を持っている。

①EAGLE 炉の原理

EAGLE 炉は酸素噴流床ガス化方式の一つであり、ガス化部に石炭バーナーを上下2段に配置した1室2段旋回流方式である。ガス化部(これを室という)に2段のバーナーを設置することにより、ガス化炉内に温度勾配をつけることができる。即ち、バーナーからの石炭量と酸素量を適切に制御することにより、一定の酸素量で上段と下段の温度勾配をつけ、下段の温度域を上げることで、石炭灰を溶融し、よりスラグを排出し易くするように設計している。ガス化炉内で旋回流を形成することにより、石炭粒子の炉内滞留時間を長く取ることができ、ガス化反応をより促進することができる。これらによって、炭化度の高い石炭(燃料比の高いもの)や灰の溶融点の高い石炭など、広範囲な石炭を効率良くガス化できるものである。

EAGLE 炉の原理

- EAGLEは“**酸素吹噴流床ガス化方式**”で、石炭バーナーを上下2段に配置した“**1室2段旋回流方式**”である。
- 旋回流により微粉炭粒子の炉内滞留時間を長くしガス化反応を促進することでガス化効率を高めている。
- 上段部と下段部の酸素供給量を適切に制御できることにより、「**高いガス化効率=高い発電効率の実現**」と「**スラグの安定排出**」を両立し、「**高灰融点炭(多炭種)でも高効率ガス化が可能**」である。



②ガス化効率の高さ

海外の酸素吹ガス化炉は、1段1室ガス化方式を用いているため、ガス化部全体をガス化および灰の溶融に必要な温度域まで上げなくてはならない。海外のIGCCは対象としている石炭が亜瀝青炭であるため、ガス化に必要な温度域は比較的低い。灰の溶融温度はそれよりも高く、灰の溶融点が温度律速となっている。すなわち、ガス化部全体を高温にするために石炭の燃焼割合が増えることになる。石炭が燃焼するとCO₂が発生し、CO₂自身は再燃焼しないためガス化効率が低くなる。

一方EAGLE炉は、ガス化部の中で温度勾配を設けることができるため、灰を溶融する部分だけを高温とすることができ、ガス化炉内での石炭の燃焼割合は海外と比べて少なく、ガス化効率を高くすることができるものである。

プロジェクト名称	ガス化効率
Buggenum	77~76%
Wabash River	81~72%
Tampa	75~73%
Puertollano	76~74%
EAGLEプロジェクト* (パイロットレベル)	80~82%

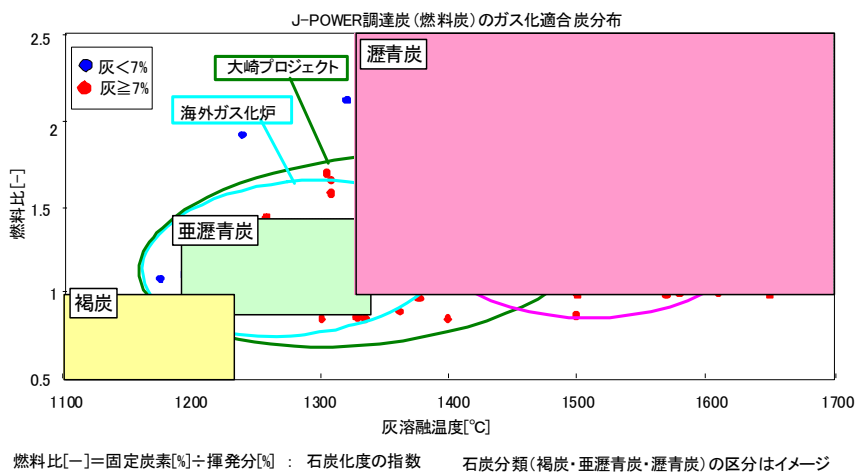
※EAGLEパイロット試験の実績

③多炭種対応

EAGLE炉が多炭種対応に適する炉であることは既に述べた。下図にはEAGLEパイロット試験での成果から、大崎クールジェンPJでガス化できる石炭の分布を示した。

海外のIGCCは使用できる石炭が亜瀝青炭を中心としているのに対し、大崎クールジェンPJは瀝青炭の約3割までガス化でき、幅広い炭種に対応できることが解る。

多炭種対応:高灰溶融点炭、低灰分炭



○排水処理技術の確立

先行している海外の IGCC は、山元の石炭もしくは限定された石炭を利用している。また、内陸に立地していることから無排水化もしくは排水規制の緩い地点に限られており、排水処理設備を設置していないか、処理能力の低い設備を設置しているのが現状である。

一方、大崎クールジェンPJで開発実証しようとしているシステムは、対応炭種の幅の広さ、かつ沿岸立地を可能とする高度な排水処理技術を有している点が特徴である。

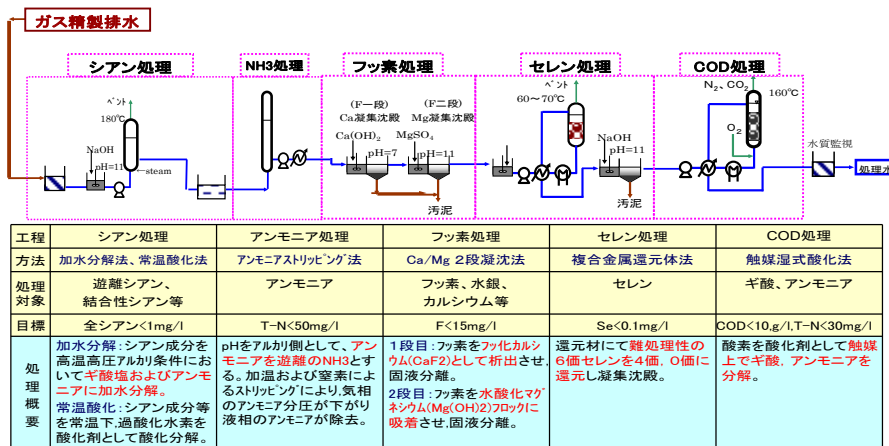
IGCC からの排水は微粉炭火力からのものに比べると、格段に排水濃度が高い。下表に電源開発(株)若松研究所の EAGLE パイロット試験装置からの排水と一般的な微粉炭火力からのものの比較を示した。

排水濃度(負荷)比較		
項目	微粉炭火力	酸素吹 IGCC (EAGLE パイロット規模)
シアン	—	(ガス化特有)
COD	ベース	5~10 倍
フッ素	ベース	10~20 倍
セレン	ベース	3~5 倍
全窒素	ベース(硝酸主体)	20~40 倍(アンモニア主体)

このように、IGCC からの排水にはガス化特有のものも含まれ、通常の微粉炭火力で採用されている排水処理では不十分であるため、さらに高度な排水処理技術を必要としている。前述したように、海外の IGCC には日本の厳しい排水規制に適合した排水処理技術は組み込まれていない。

大崎クールジェン PJ では、日本の厳しい排水規制を遵守するシステムとして、以下の処理フローを考案している。

大崎クールジェンの高度排水処理システム



本排水処理技術における開発課題は、炭種の変化による含有不純物量の変化と、発電出力の変動による不純物量の変化に伴う、排水処理設備の負荷変化に対応しつつ、日本で最も厳しい排水基準が要求される瀬戸内海水域の適合水準まで確実に処理できる最適な排水処理システムを確立することである。

本技術の確立により、沿岸立地が可能となり、IGCC を世界に普及させる際のハードルを引き下げることができる。

③第1段階から第3段階まで一貫して実施する場合には、ガスタービン、蒸気タービン、燃料電池の入口、出口の温度、圧力など発電システムとしてのサイクル効率を計算できる情報を示していただきたい。この情報に基づけば、第1段階及び第2段階のみの場合と比較して、第3段階まで含めた場合のガスタービン、蒸気タービンなどの温度、圧力条件が大きく変化すると考えられる。第1段階、第2段階と第3段階は全く異なる技術システムになるのではないか。この点を上記の定量的な情報に基づき示した上で、次の質問④に答えていただきたい。

(答)

CO₂回収型IGFC発電システムは、想定しうるコンセプトが理想的なものから現実的なものまで多くのバリエーションがある。いくつかのバリエーションについて、p.13「(財)電力中央研究所によるIGFCシステム検討結果概要」に示した。

本実証試験の第3段階については、早期に実現可能なIGFC発電システムについて検討を実施し、この発電システムの実現に必要な実証試験を行うことを考えているため、第1段階及び第2段階にて設置した設備、運転条件を大幅に変更することは現時点で考えていない。石炭ガス化ガスを燃料電池へ適用するにあたり克服すべき技術課題は多く、第3段階はこれらの課題に対する見通しをつけ、IGFC発電システムの実現可能性を示すことが主な目的であると考えている。

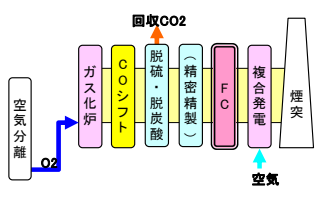
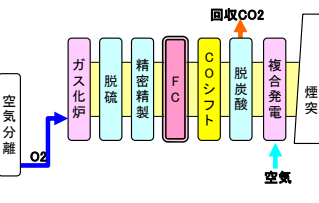
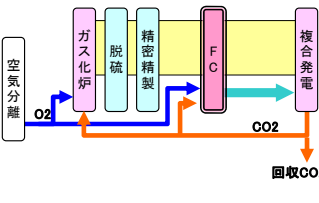
克服すべき技術課題としては、石炭ガス化ガス中に含まれる不純物である微量成分を精密に除去すること、燃料配管や燃料電池の電極への炭素析出を防止し得る運転条件を見出すこと等が挙げられるが、第3段階ではこれらの技術課題に対しより詳細に検討を行ったうえで実証試験に移行する計画である。

参考として以下に第1段階のサイクル効率に係る情報及びIGFCのシステム構成に係る検討事例として(財)電力中央研究所による検討結果の概要を示す。

第1段階のサイクル効率に係る情報

1. プラント入熱:345MW(HHV)
2. ガス化炉:冷ガス効率:82%
3. ガスタービン:1,300°C級 中容量(100MW級)ガスタービン
4. 蒸気タービン:再熱復圧式
主蒸気圧力/主蒸気温度:10.0MPa/510°C
再熱蒸気圧力/再熱蒸気温度:2.1MPa/510°C
復水器真空度:722mmHg
5. 発電端出力/効率:166MW/48.0%(HHV)
6. 送電端出力/効率:140MW/40.5%(HHV)

(財)電力中央研究所による IGFC システム検討結果 概要

	CO2 回収率	システムフロー	送電端効率 (HHV)	開発 難易度	特徴
ケース0 IGFC	0% (CO2 回収無)		高 (55%)	難	<ul style="list-style-type: none"> 燃料電池(FC)にSOFCを適用しCO2分離回収を行わない場合、送電端効率は55%(HHV)以上が達成可能。 【検討課題】 石炭ガス中のFC被毒成分に係る検討。(IGCC実証機の精製ガス性状を評価) 被毒成分を除去する最適なガス精密精製システムに係る検討。 燃料ガス系統における炭素析出防止対策に係る検討。
ケース1 IGFC+CO2回収 【FC前回収】	90%		中 (45%)	もつとも 易	<ul style="list-style-type: none"> 燃料が水素ベースとなることで多様なFCに対応可能。 発電効率はやや低い。 燃料ガス系統における炭素析出リスクが極めて低い。 【検討課題】 石炭ガス中のFC被毒成分に係る検討。(IGCC実証機+CO2分離回収の精製ガス性状を評価) 被毒成分を除去する最適なガス精密精製システムに係る検討。 ※「ケース0」「ケース2」「ケース3」と異なりCO2分離回収後の精製ガスをFCへ導入するためFC被毒リスクは小さいと考えられる。従って燃料電池の耐性やCO2分離回収後精製ガス性状によっては精密精製工程が省略出来る可能性がある。
ケース2 IGFC+CO2回収 【FC後回収】	90%		中 (50%)	難	<ul style="list-style-type: none"> 高温で動作するFCの前・後に常温で操作するガス精製(脱硫他・CO2分離を行うため熱回収システムが複雑となる。 FCで生成する水をCOシフト用蒸気として用いることが可能であり、COシフト蒸気の添加が不要となるため発電効率は高い。 【検討課題】 石炭ガス中のFC被毒成分に係る検討。(IGCC実証機の精製ガス性状を評価) 被毒成分を除去する最適なガス精密精製システムに係る検討。 燃料ガス系統における炭素析出防止対策に係る検討。
ケース3 IGFC+CO2回収 【CO2循環システム】	100%		高 (53%)	もつとも 難	<ul style="list-style-type: none"> CO2を用いガス化炉の微粉炭搬送を行うことでCO、CO2、H2を主体とするガスを発生、FC、クローズドCO2ガスタービンにて酸素燃焼させることでCO2、H2Oを主体とする排気ガスを生成。 クローズドCO2ガスタービンの排気ガス(CO2、H2O)を冷却することでCO2分離を行うためCOシフト工程が不要。 FC、酸素燃焼GT用酸素を発生するため空気分離所要動力は増加するものの、ガスタービンのクローズド化により効率が向上する他、COシフト蒸気が不要となるためCO2分離を行うIGFC発電システムとしては最も高い発電効率が期待出来る。 【検討課題】 クローズドCO2ガスタービンの新規開発が必要。 石炭ガス中のFC被毒成分に係る検討。(IGCC実証機の精製ガス性状を評価) 被毒成分を除去する最適なガス精密精製システムに係る検討。 燃料ガス系統における炭素析出防止対策に係る検討。

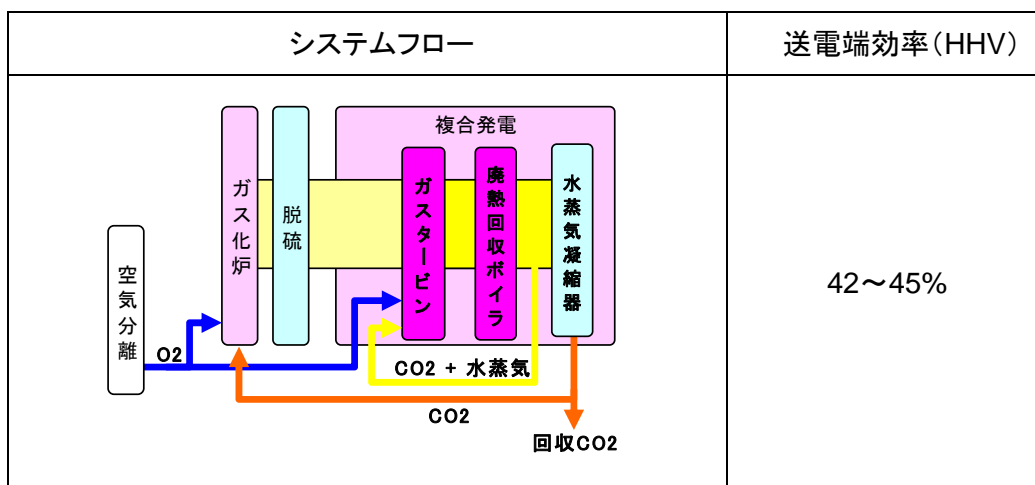
出典:「CO2回収付き石炭ガス化燃料電池複合発電システムの熱効率検討」平成23年3月 (財)電力中央研究所

④③への回答で示される情報に基づき、燃料電池を含む第3段階のシステムが、他の有力な発電システムより高性能であることを示して頂きたい。例えば、酸素吹きガス化を用いて、その後にシフト反応で水素リッチな燃料ガスを製造し、CO₂を回収するシステムであれば、その燃料ガスに純酸素燃焼を用いることにより、ガスタービンの入り口温度を上げて高効率にすることが可能である。(もし、ガスタービン入口温度が高すぎる場合は、回収したCO₂や水蒸気を混合することにより温度制御も可能である。)このようなガスタービンを用いたコンバインドサイクルであれば、CCSと高効率を同時に達成できるはずである。このようなシステムと比べても、今回提案されている燃料電池システムは有利であるといえるのか。発電効率の比較により、示していただきたい。

(答)

(財)電力中央研究所が調査研究を行っている酸素燃焼ガスタービンを用いた高効率コンバインド発電システムについて、以下に記載する。

ご指摘の純酸素を用いたコンバインドガスタービンシステムは下記のIGCC発電システムと考える。



当該IGCC発電システムは、CO₂石炭搬送・酸素吹ガス化炉と酸素燃焼クローズドガスタービンを組み合わせたシステムである。このシステムではCO₂を回収した上で送電端効率42～45%を達成するIGCC発電システムであると試算されている。しかしながら、酸素燃焼ガスタービンの開発は諸についたばかりであり、今後の技術開発の進展が待たれるものである。

p.13 ケース3のIGFC発電システムは、上記IGCC発電システムに燃料電池を組み合わせたIGFC発電システムであり、送電端効率は53%と試算され、最も高い送電端効率を達成すると見込まれている。しかし、このケース3のIGFC発電システムには、ガス化炉と燃料電