

”リアル クリーン パワー”への礎石
ー石炭ガス化発電商業プラント見学レポートー

SCE-NET エネルギー研究会

原 晋一

1. はじめに

昨年まで約 10 年間続いた地球温暖化の停滞、ハイエイトス、が過ぎ例年より暖かい昨年
末（平成 27 年 12 月 14 日）、それでも寒さを感じながら、常磐共同火力（株）勿来発電所
の空気吹き石炭ガス化発電設備（IGCC）の見学を SCE-NET の総勢 18 人で行った。



図ー 1 常磐共同火力（株）勿来 IGCC¹⁾

石炭火力は地球規模の気候変動の緩和を行う上で課題が有る発電手段とみなされる傾向
にあるが、IGCC は変動がなくかつ高効率で安価な電気を生み出す手段として注目される発
電方法と考えられる。その IGCC が長年の技術開発を経て勿来の地で商業設備として稼働
している。その技術及び操業の状況を直接目で見、話を聞くことが出来る事は非常な楽し
みであった。

勿来発電所の IGCC は、国産技術として第 2 次オイルショック後半電力コストの上昇が
懸念された昭和 58 年以来、長年の月日をかけて研究・開発・実証化が進められた空気吹き
石炭ガス化方式であり、東日本大震災の津波による水没の災難にも 4 か月と言う短期間に

復旧し、かつ実証設備でありながらグリッドに電力を供給し災害復旧への重要な戦力として活躍し、その技術の確かなことを証明した。その後、同じ設備を基に平成 25 年 4 月から常磐共同火力（株）勿来発電所において商業設備として運転が行われている。更に今後この技術を基に、ガスタービンを最新鋭の技術に替え、高効率発電設備として 540MW の石炭ガス化発電新設計画が福島県の 2 か所で進められており、2020 年初頭の運転開始により長年の研究開発の成果が社会的に本格的に具現化されようとしている。

地球規模の気候変動緩和の為には排出される炭酸ガスの減少や捕捉・固定化（CCS）が必要だが、それをより効率的に行うことのできる酸素吹き IGCC の実証化開発が来年から広島県の大崎でスタートすべくプラントの建設が進んでいる。その技術も勿来のガス化炉技術をベースとしたもので、CCS における CO₂ の高効率回収技術や、燃料電池併設による更なる高効率発電技術の開発も進展すると考えられる。このことにより今後の我が国における発電システムにおける IGCC の主役としての姿が見えて来つつある。

振り返ってみれば長年の技術開発の基に実現したこの勿来の商業運転による石炭ガス化の技術経験が無ければ、安価なコストで電力を供給できる IGCC の更なる高効率化や CCS 技術開発の推進は更に困難を伴っていると考えられる。

ここでは、空気吹き IGCC の位置づけ、開発経緯、プロセスの特徴と商業運転実績及び今後の計画と、IGCC の火力発電における比較と、CCS を含む石炭火力の課題と今後の方向等について述べる。

2. 石炭火力、IGCC の位置づけ

(1) 安価なベースロード電源

2015 年 4 月に発表されたエネルギー基本計画の策定にあたり行われた各電力コストの検討においても示されているように（図-2）、石炭火力発電は、災害対策費等未確定な為幅のあるコストで示されている原子力発電を除き、最もコストの安い発電方式である。

その理由は、火力発電燃料の内でも価格の安い石炭を燃料にすることと、微粉炭燃焼ボイラー方式では燃料化が困難な、亜瀝青炭という石炭の中でも安価な発電燃料を使用できる為である。それは IGCC が、石炭に含まれる無機化合物を多く含有しその融点が低い種類の石炭を燃焼するのに適した方法である事である。これは石炭中の無機化合物からの溶融灰分による装置内の汚れ閉塞を避けることが出来、かつ灰分（粒状スラグ）の排出が容易である事、及びその排出された灰分の体積が小さくかつ再利用できる形で副産出来る事から生まれるもので、プロセスの基本的特徴である。

火力発電のコストに大きく関与する燃料価格につき、使用される各燃料価格の比較と、使用可能石炭の範囲と石炭種別の価格状況を図-3、図-4、図-5 に示す。

【コスト試算のポイント】

- モデルプラント形式(最近7年間の稼働開始プラント、最近3年間の補助実績等を基に設定)
- CO2対策費用、原子力の事故リスク対応費用、政策経費等の社会的費用も加算。
- 2020年、2030年モデルは燃料費・CO2対策費の上昇、技術革新等による価格低減を見込んで試算。

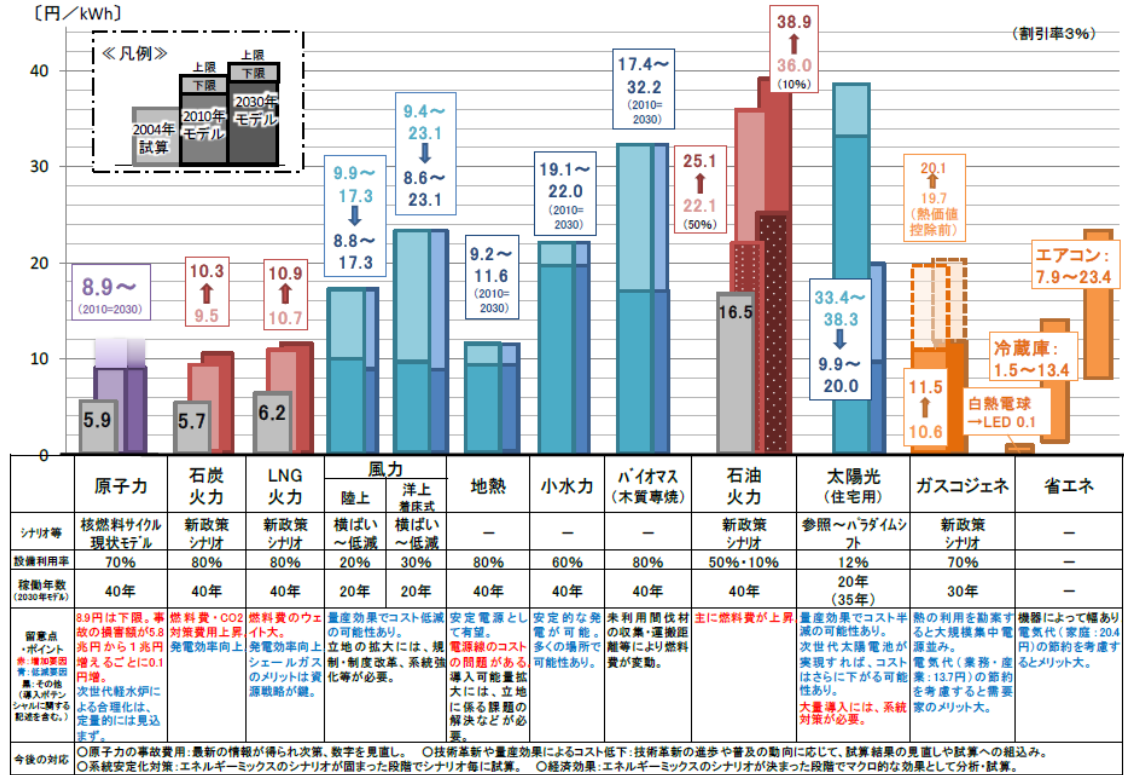


図-2 政府検討の各電源コスト²⁾

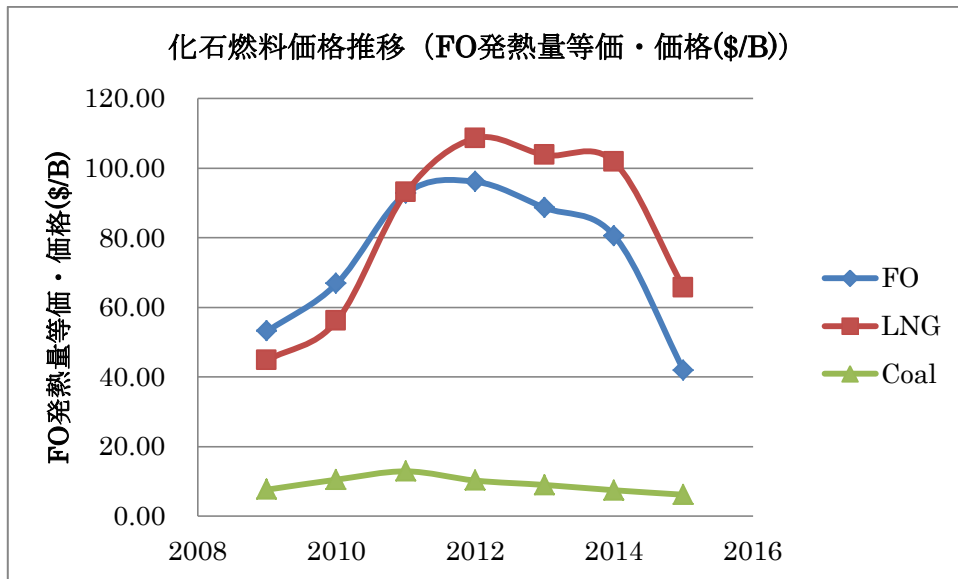


図-3 火力発電燃料発熱量等価・価格推移³⁾

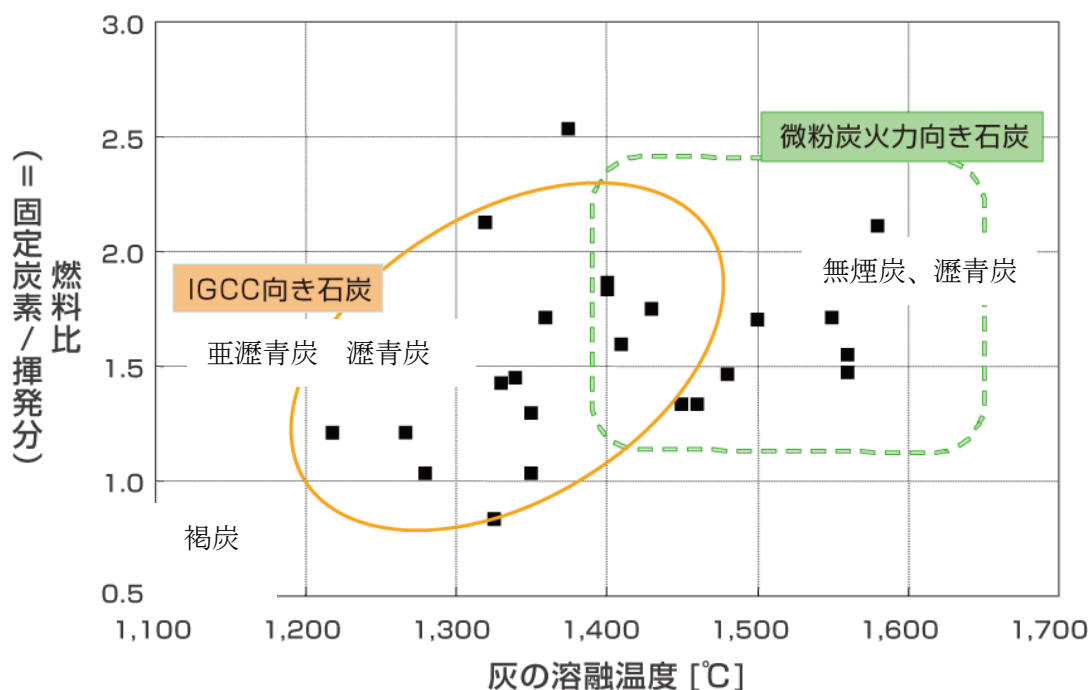


図-4 日本使用適応炭性状⁴⁾

<亜瀝青炭織り込み前>			<亜瀝青炭織り込み後>		
	CIF価格 (円/t)	数量比率 (%)		CIF価格 (円/t)	数量比率 (%)
豪州	10,174	81%	豪州	10,174	81%
インドネシア	9,096	19%	インドネシア	9,096	14%
合計	9,968	100%	亜瀝青炭	8,537	5%
			合計	9,941	100%

図-5 炭種による価格差⁵⁾

図-3に示す通り、平成26年半ばから石炭以外の各燃料価格は大幅に下がり、図-2のベースである平成22年の発電コストにおける燃料コスト分は異なる。しかし燃料間のコスト順序は変わらず石炭が一番安価である。なお本稿では将来の火力発電のコストの比較を行ったが、将来のエネルギー価格としては原油価格で70\$/Bに対応した図-3に示す各燃料価格を使用した。また化石燃料を使う火力発電は将来CCSを行う必要があり、石炭を使用するIGCCは排出係数がガスタービン発電方式より大きく、CCSコストを加味するとコスト的優位性が無くなる可能性が有るが、酸素吹きIGCCに燃料電池発電を組み合わせた高効率発電の場合、IGCCの優位性は変わらない。コスト比較は、CCSなしの場合を表-2に、CCSを加えた場合を表-4示す。石炭火力には、微粉炭燃焼ボイラーの高温化によりIGCCと発電効率をほぼ同等まで上げることのできる超々臨界発電技術が開発中であるがCCSにおけるCO₂回収の高コストや、前述の原料石炭種の制約から限界があり、またガスタービン発電は運用性に優れる特性からミドル電源としては必須であるが、LNG化し輸入する高コストな天然ガスのためコ

スト的な限界がある。なお、空気吹き IGCC はガス化発電においては、空気を使用することから、CCS を付加しても比較的 low コストで安定な操業が可能な方式である。

(2) GHG 排出対策が必要

地球規模の気候変動の緩和のためには 2050 年までに CO₂ の排出を 2010 より 40% ~70%削減する必要があることが昨年末パリで開催された COP-21 で確認されたが、その為には CO₂ 排出係数の最も多い石炭火力においては特に CCS 技術の開発適用が必要となる。

CCS 技術を適用する場合、空気吹き IGCC は大量の窒素を含有した燃焼排気ガスから CO₂ を分離回収する必要がある、酸素吹き IGCC において可能な、ガスタービン燃焼前でのサワーシフト実施および高濃度の CO₂ の乾式回収操作は困難なので、CCS は酸素吹き IGCC より高コストとなる。

すなわち、空気吹き IGCC は低コスト・安定・安全なベースロード電源として CCS に適した発電技術が確立するまでの間、火力発電の中心となるべき発電方式である。

3. 勿来空気吹き IGCC 開発経緯

- ・昭和 58 年ー平成 7 年：基礎実験
電力中央研究所 2t/日
- ・平成 3 年ー平成 8 年：パイロットプラント（勿来）
IGC 組合 200t/日：25MW 相当
- ・平成 10 年ー平成元年 14 年：一貫試験設備（長崎）
三菱重工業 24t/日
- ・平成 19 年ー平成 24 年：IGCC 実証機（勿来）
(社) クリーンパワー研究所 1700t/日：250MW
- ・平成 25 年 4 月～：商業稼働（勿来）
常磐共同火力 実証化設備と同じ

4. 勿来空気吹き IGCC プロセスの特徴および今後の計画（見学知見）

(1) 主要プロセス事項

- ・タイプ：空気吹き石炭ガス化複合発電プロセス
- ・建設企業：三菱重工
- ・発電能力・効率

表-1 勿来 IGCC の発電量と効率

	発電量 (MW)		効率 (LHV %)	
	発電端	送電端	発電端	送電端
設計	250	216	48	42

運転実績	250	216		42.9
------	-----	-----	--	------

- 原料石炭
 - 設計：中国新華炭（内蒙古）
 - 実証：北米 PBR 亜瀝青炭、インドネシア亜瀝青炭、コロンビア炭、ロシア炭、インドネシア炭、北米 Signal Peak 亜瀝青炭、カナダ炭
- 運転時間
 - 連続運転時間：実証試験:2039 時間、商業運転:3917 時間
 - 運用性：起動時間:15 時間、最低負荷:36%、負荷変化率:3%/分
- プロセスフロー

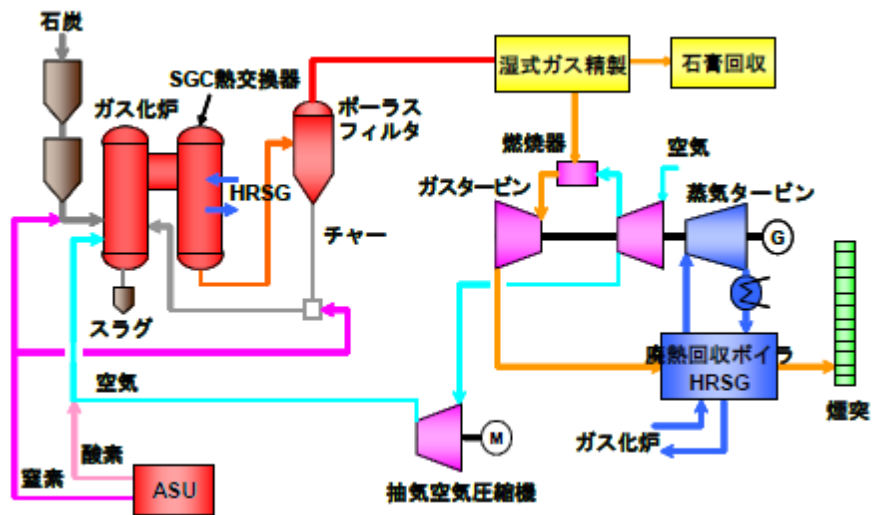


図-6 勿来 IGCC ⑥

(2) ガス化系

- ガス化炉：二室二段噴流方式
 - 温度：コンバスター:1800℃、リダクター:出口 1000℃（平均：1100℃）
 - 圧力：2.6MPa
 - 滞留時間：10 秒
 - ガス化効率：冷ガス効率:75%程度

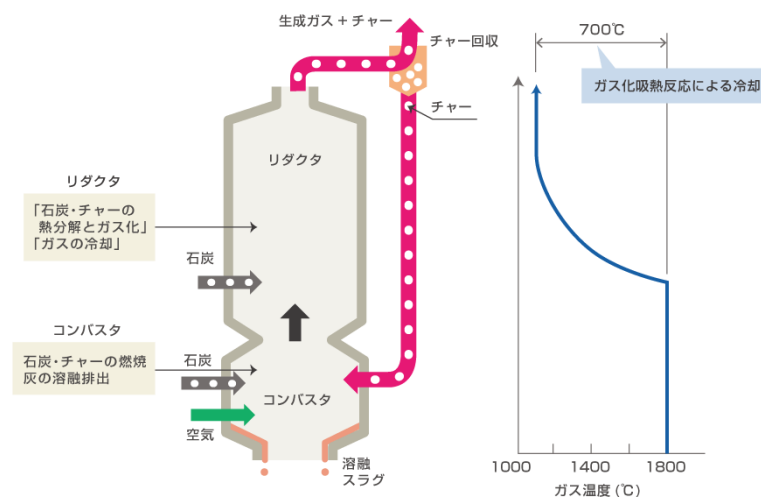


図-7 二室二段噴流方式⁷⁾

- バーナー

石炭：200 mesh pass 70%（平均粒径：約 50 μ m）、窒素による加圧フィード
 添加材 (Ca 等、融点降下目的) 不使用

タイプ：コンバスター：中心部：微粉炭 with N₂、

外周部：酸素富化空気、円周吹き込み、8 箇所、円周方向噴射

リダクター：微粉炭 with N₂

寿命：現状 1 年、2 年寿命のバーナーを開発中

- 炉壁

水冷ボイラーチューブ+溶融灰によるコーティング（メンブレンウォール）
 ボイラーチューブ材質：CS+SUS クラッド

- 溶融灰拔出

コンバスターバーナーからの円周方向噴流により溶融物は外周に飛ばされボイラーチューブ表面を流下しコンバスターボトムにあるスラグホールを通しスラグホールと直結した、スラグホッパーに落下。

スラグホッパーは水封されており、溶融スラグは冷却され固化・自己破碎しスラグホッパーボトムに貯まる（スラグホッパークエンチ）。

ボトムに貯まった直径 5mm 以下のスラグは、スライド弁を通し、ロックホッパーに抜き出される。灰排出容積はボイラー灰の 90% 減容となる。

- ガス化ガス冷却

ガス化ガスはガス化炉塔頂部とキャストブルで内張りされたダクトで接続された縦型のシンガスクーラー（SGC）のシェルサイドに導かれ、管側のボイラー水と熱交換され、約 400°C に冷却される。

- チャー回収リサイクル

シンガスクーラーで冷却されたガス化ガスには、原料石炭中炭化水素の内約 30% のガス化されていない炭化水素（チャー：主として炭素）が含まれており、

これを後続のフィルター（メタルフィルター）で捕捉分離し、深冷分離装置で分離された一部の窒素を輸送媒体とすべく設置されたエジェクターを通しコンバスターにて再燃焼されるべくリサイクルされる。

その結果ネットの炭素利用率は；99.9%。

- ・ ASU：石炭輸送用およびチャーリサイクル輸送用の窒素及び、コンバスターバーナー酸素富化空気製造用に設置。（所内消費電力の 30%を消費）

（3）ガス精製系

- ・ COS コンバーター及びガス洗浄：

ハニカム構造の COS 変性触媒を充填した反応塔で COS の H₂S への変換及び、飛散灰、HCL、NH₃等の水洗除去を実施。

- ・ H₂S 除去：アミン水溶液で H₂S を吸収除去
- ・ 回収された H₂S は燃焼され硫黄酸化物となり石灰排煙脱硫装置で石膏化される。

（4）ガスタービン、スチームタービン

- ・ ガスタービン：三菱重工製 701DA、125MW、1200℃
- ・ スチームタービン：三菱重工製、125MW、スチーム条件:11.6MPa/2.98MPa、538℃

（5）オフサイト

- ・ 貯炭場：21 万トン、受け入れ 5 ビン、払い出し 20 ビンあり。最大 4 炭種混合可能（溶融点、発熱量等管理し安価石炭を多く使うための重要設備）
- ・ 灰利用：路盤材、コンクリート骨材等 JIS 化ワーク中
- ・ 排水処理：中和、COD 処理、沈降分離

（6）その他（質疑等）

- ・ 主要トラブル課題等
 - ・ スラグホール閉塞：ホール径変更
 - ・ SGC - チャーフィルター間ダクトの硫化、エロージョン：材質対応
 - ・ スラグ拔出弁エロージョン
 - ・ 未ガス化タールによる SGC チューブ等汚れ：空気比最適化
 - ・ 溶融物の下流への付着等はない：溶融物はチャーに付着し機壁への付着はない。
- ・ CCS：GT 燃焼後で CO₂は湿式回収により可能
所内動力 20%消費
- ・ ガス化炉運転ポイント
 - ・ 空気比：0.43（チャーリサイクル/(H₂+CO)最適化、
Tar 発生限界コントロール)
 - ・ 溶融スラグのスラグホッパーへの落下状況の ITV による監視。

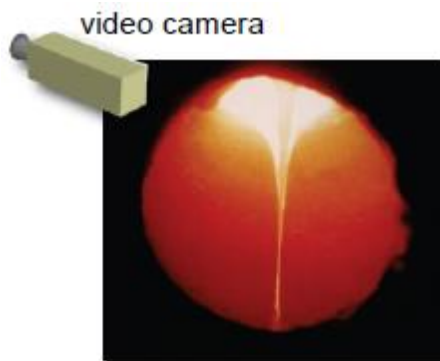


図-8 ガス化炉スラグホールからの溶融スラグの流下⁸⁾

- ・原料炭選択：灰融点の低い方がガス化は容易だが、褐炭（燃料比 ≤ 0.5 ）は水分が多く、自然発火も起こり易いので日本での使用は現状では困難。海外の炭鉱隣接サイトでは可能性がある。
- ・酸素吹き対比
 - ・発電端 酸素吹き：約 2% 対 空気吹きより高効率
 - ・送電端 空気吹き：約 2~2.5% 対 酸素吹きより高効率
 - ・所内消費 空気吹き：6%、酸素吹き：9~10%
 （空気分離装置（ASU）所内消費割合 空気吹き：約 30%、酸素吹き：約 50%）⁹⁾

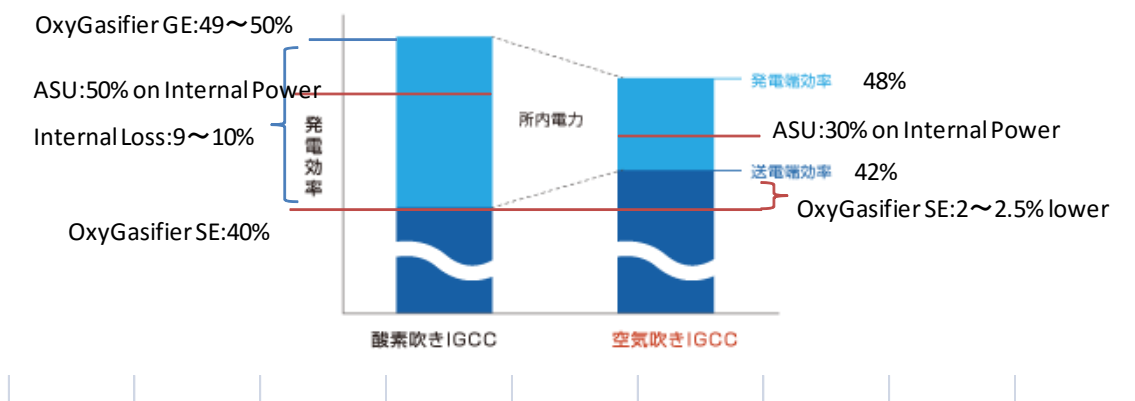


図-9 酸素吹き 空気吹き効率 比較¹⁰⁾

5. 今後の計画

- ・空気吹き IGCC 商業化今後の予定

空気吹き IGCC、GT1400℃、540MW、送電端効率：48%、灰利用率 90% のプロジェクトが、2020 初頭スタートを予定し、福島県広野町と勿来にある。この二つのプロジェクトとも東京電力にて計画されているが、二つのプロジェクトのうち一つに常磐共同火力（株）も参加予定である。

・酸素吹き IGCC 技術開発

広島県の中国電力（株大崎発電所構内に 166MW の酸素吹き IGCC の実証化プロジェクトの設備が、大崎クールジェン（株）にて平成 29 年 3 月スタートすべく建設中である¹¹⁾。このプロジェクトは、CCS 技術の内の CO2 回収技術の開発、及び燃料電池の併設による更なる発電効率の向上を目指した IGCC の更なるクリーン化技術開発の一環であるが、2 室 2 段噴流方式等ガス化炉技術¹¹⁾は勿来の技術を引き継いだものである。

6. 石炭火力発電の意義と空気吹き IGCC の位置づけ、及び課題と対応

(1) 火力発電における比較

表-2 に火力発電の比較を示す。

火力発電はベースロード電力として発電の中軸であるが、冒頭述べた如く石炭火力はその燃料である石炭が安価でありかつ資源の賦存量が多く賦存地域が世界に分散している為、我が国における火力発電において他の火力発電方式にない強みを持っている。

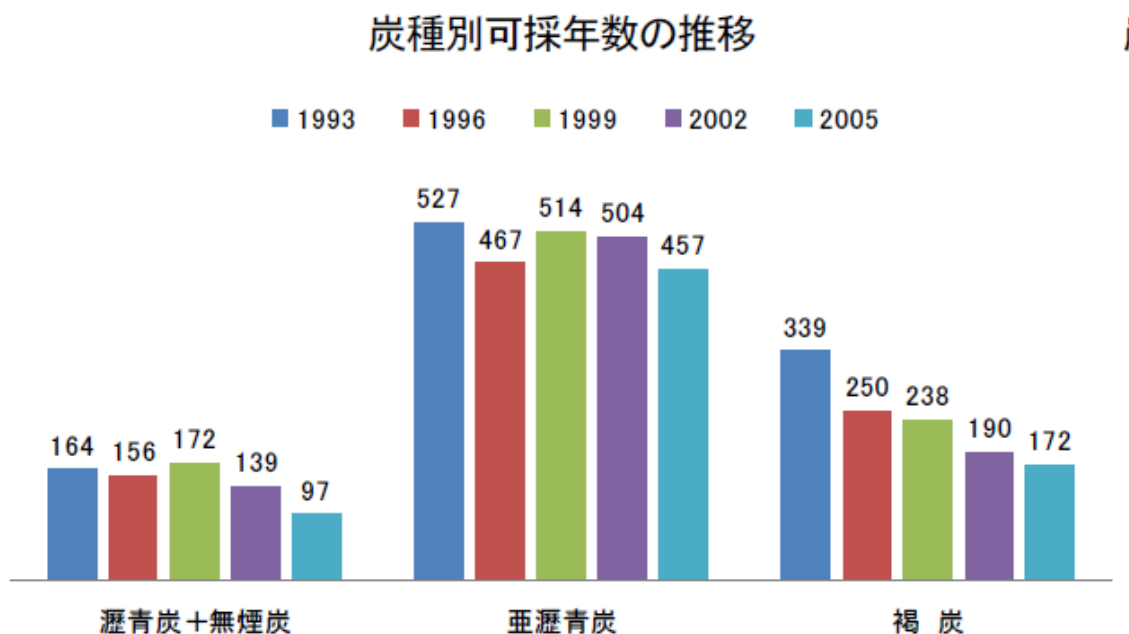


図-10 各炭種の可採年数¹²⁾

その中でも IGCC は石炭中無機化合物の溶解温度が低くても、廃出灰分の減容化や炉内各所での灰分付着等無く使用出来るため、安価な亜瀝青炭を燃料（図-5、図-12）として使用し易く、ボイラー方式の USC や AUSC よりコスト的に優位な方式と評価される。尚、日本の LNG についてはスポット取引が多くなり価格が下がる可能性があり、もし 2 割半程度安くなるようなら LNG ガスタービン発電は石炭 IGCC とその

発電コストが同等となると考えられる。

空気吹き IGCC と燃料電池併設の無い酸素吹き IGCC の間では、未だ同一条件での比較が出来る酸素吹き IGCC のデータが得られないので評価は確定的ではないが、空気分離装置 (ASU) での電気消費が大きく送電端発電効率において空気吹き IGCC の方がやや高い (図-9) と考えられることや、ASU 設備費用の差等から空気吹き IGCC の方が優位にあると伺える。

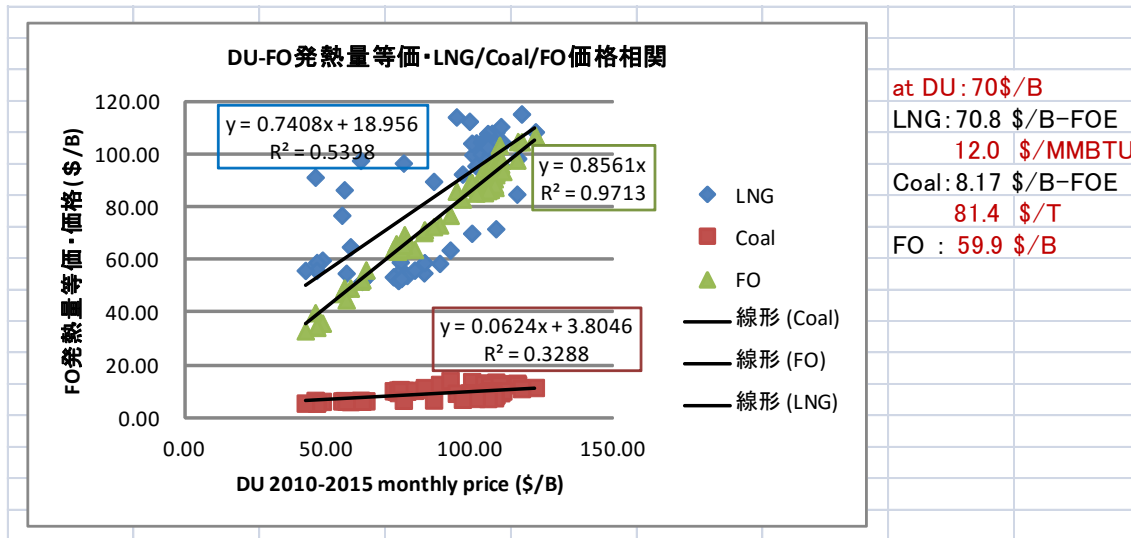
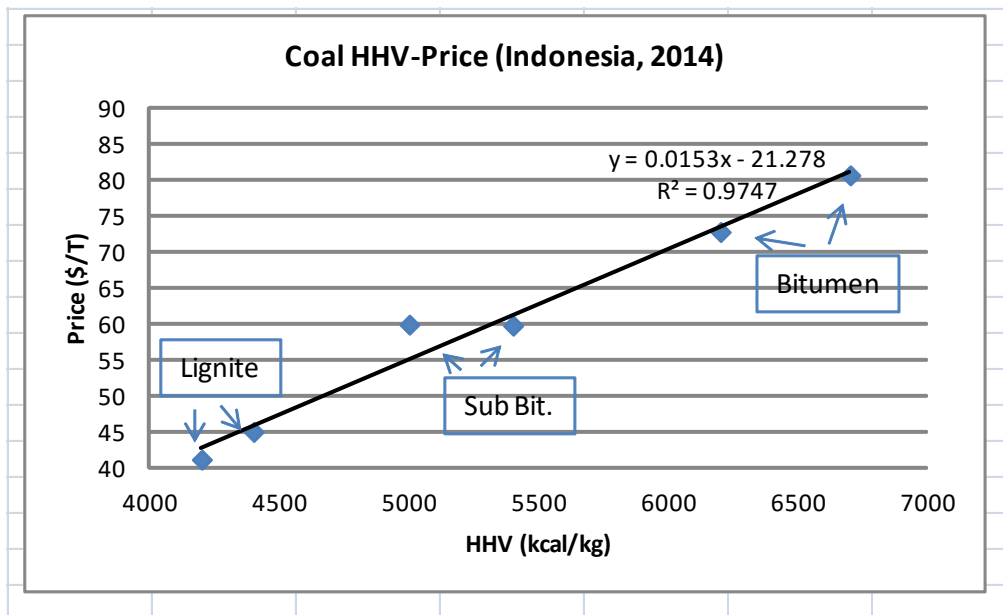


図-11 対 DU 価格の各化石燃料発熱量等価・価格相関と DU70\$/B 時の各燃料の価格 13)



(価格変化の対発熱量変化：発熱量変化割合に対し約 30%価格変化割合の方が大きい)

図-12 石炭発熱量と価格の関係 14)

表-2 火力発電プロセス比較（開発中を含む）

	空気吹き IGCC		酸素吹き IGCC****		微粉炭燃焼ボイラー		LNG ガスタービン (GT)	
	GT1200℃	GT1700℃	GT1300℃	IGFC	USC	AUSC	1500℃	1700℃
燃料 (灰融点)	瀝青炭、亜瀝青炭 (1200℃～1500℃)		瀝青炭、亜瀝青炭 (1200℃～1550℃)		無煙炭、瀝青炭 (1400℃～1650℃)		天然ガス等	
プロセス条件	下室 1800℃ 上室 1100℃ 2.6MPa		下室 1600℃ 上室 1100℃ 2.5MPa		600℃ 24.1MPa	700℃ 24.1MPa	—	—
発電効率 (SE)	42% LHV	52% LHV	40.5 HHV	55% HHV	39.5% HHV	46～48% HHV	57% LHV	63% LHV
ガス化効率	75% HHV		82% HHV		—		—	
灰分取扱い	灰分、対微粉炭ボイラーの半分に減容 舗装用途再使用				主として埋め立て		—	
CCS 対応	GT 燃焼後湿式吸収で CO2 回収		Sour Shift をガス精製系に設置、 GT 前にて乾式吸着で CO2 回収		燃焼排ガスから 湿式吸収で CO2 回収		GT 燃焼後湿式吸収で CO2 回収	
技術開発		CCS 対応 1700℃GT	大崎クールジェンにて実証化 酸素吹きガス化、CCS 対応、 IGFC は SOFC 併設		—	蒸気パイプ等 高温材料開発	—	高温対応
排出係数* Kg-CO ₂ /MWh	807 (瀝青炭)	652 (亜瀝青炭)	848 (亜瀝青炭)	595 (亜瀝青炭)	817 (瀝青炭)	692 (瀝青炭)	349	316
燃料コスト** (円/kwh) (図-2)	2.66	2.15	2.80	1.96	2.86 (3.9～4.2)	2.42	7.18 (8.2～8.6)	6.50
設備費*** (相対値)	1	1.10	1.04	1.15	0.85	1.0	0.65	0.85
全コスト (相対値)	1	1 弱 ◎	1.04	1 ○	1.03	1.11	1.36	1.33

* 独立行政法人経済研究所 (RIETI) 「エネルギー源別標準発熱量・炭素排出係数-2013 改訂版を利用し補正・換算実施

** 燃料費は DU:70\$/B と設定し、2010 から 2015 間の各燃料の対 DU 相関関係から想定 (図-11) 瀝青炭/亜瀝青炭価格は (図-5、図-12) を参考かつ発熱量、CEF 補正

*** 設備費用は 地球環境産業技術研究機構 システム研究グループ 「電源別発電コストの最新推計と電源代替の費用便益分析」平成26年10月20日 を参考にし高コスト部補正

**** 大崎クールジェン計画及びEagle Projectの電子情報による。

(2) IGCC 課題への対応 (CCS 対応および高効率化)

空気吹き IGCC の課題は、石炭という高排出係数燃料を使用する事と、ガスタービンで燃焼した後の低濃度 CO₂ を湿式吸収で回収することであり、その為に多くの内部消費電力を消費する (約 30%) 可能性があるということである。これへの対応として素吹き IGCC が有り、ガス化されたシンガスを GT で燃焼させる前で、CO シフト反応を起こさせる方法 (サワーシフト) により水素濃度を上げると同時に CO₂ 濃度を高くし、乾式吸着で CO₂ を回収できる方法である¹⁵⁾。また酸素吹き IGCC で、高濃度化高精製された水素を使い、更なる高発電効率を得るため、燃料電池 (FC、固体酸化物燃料電池 : SOFC) を併設し発電する方法が考えられている¹⁵⁾。

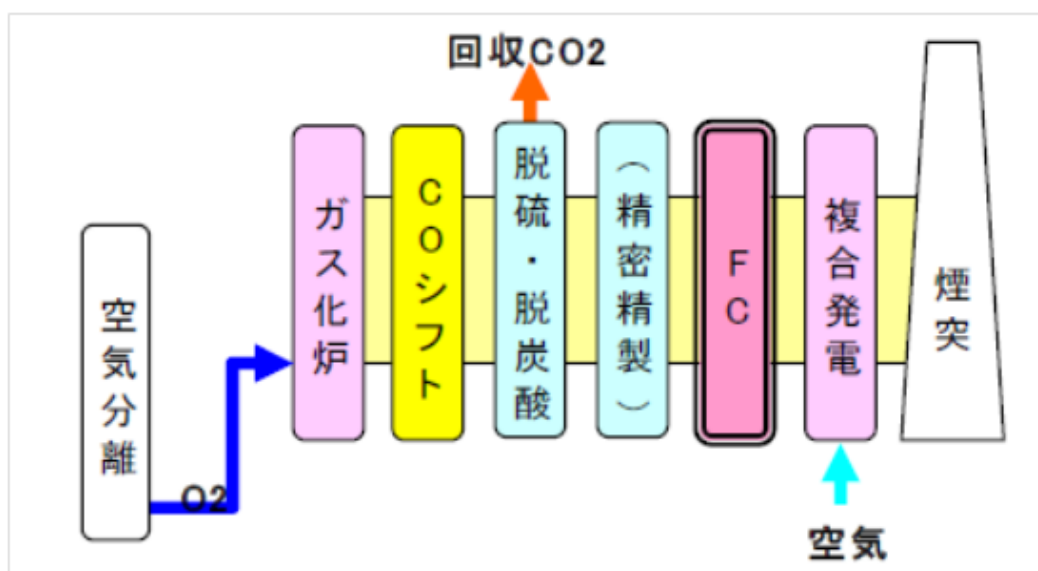


図-12 Sour Shift、Pre-Combustion CCS、FC 併設概念図¹⁵⁾

いずれにしても、これら今後の IGCC 技術のさらなる高度化には、基盤として、勿来で培われた空気吹き IGCC のガス化技術が具体的姿で寄与して来たし、今後の実ビジネス環境における更なる技術改良が寄与するのは想像に難くない。

7. CCS 技術について

炭酸ガスの捕捉・回収・固定化 (CCS) を行う技術は現在開発途上であるが、捕捉・回収技術としてはアミン吸収液や、PSA 等の物理吸着のような従来技術がある。開発中の技術としては、膜分離技術等によるコストダウンが図られている。それにより捕捉・回収のコストとして 2020 年に 2000 円/T-CO₂ の目標の設定が行われている¹⁶⁾¹⁸⁾。しかし固定化は地中隔離が技術的に確実であるとされているが、日本のように地震の多い国土への地中隔離については未だ評価中である¹⁶⁾ (表-3)。ただ米国等では地中への Storage は実証化テストがなされており現在 Leakage 等安全性評価が試みられて

いる¹⁷⁾。安価な石炭火力を今後の気象変動緩和策としても活用可能とする為、排出される年間数億トン規模のCO₂の有効な隔離技術の開発が急がれている（表-3）。

表-3 火力発電排出CO₂関係のCCS技術開発状況¹⁶⁾

分類	テーマ 16)にてA評価されたもの、他 ¹⁹⁾²¹⁾	成果、確認等
CO ₂ 分離・回収	<ul style="list-style-type: none"> ・高分子膜技術 ・CO₂吸収液再生省エネ Alumina 膜でのフラッシュ化 ・PSA改良 	これらの開発及びCO ₂ 排出プラントでの技術開発で、従来4000¥/t-CO ₂ が2000¥/tCO ₂ の分離回収コストになると評価。
CO ₂ 隔離 陸上隔離 (海底地下含)	<ul style="list-style-type: none"> ・蛇紋岩体（超苦鉄質体）へのCO₂固定・貯留 ・CO₂貯留シール層の安定性評価 	1000¥/t-CO ₂ 、1600mill.t-CO ₂ 貯留可能 背斜構造を伴わない帯水層： 陸域堆積盆地：72042mill.t-CO ₂ 海域堆積盆地：15847mill.t-CO ₂ それぞれ貯留可能
海洋貯留 大規模植林 微生物利用	<ul style="list-style-type: none"> ・CO₂含排ガスと水の高温地中への注入、地質の炭酸塩化で固定 ・回収CO₂隔離との関係、なし ・回収CO₂隔離との関係、なし ・深地下に存在する微生物を利用しCO₂のCへの還元固定化 	2800¥/t-CO ₂ 、1180mill.y-CO ₂ 貯留可能 深地下微生物によるCへの還元全量 2×10 ¹⁴ t-CO ₂ の1%でCO ₂ 固定で 2×10 ¹² t-CO ₂ 、貯留・固定可能
CO ₂ 有効利用	<ul style="list-style-type: none"> ・回収CO₂と水分解水素のFT反応によるオレフィン生産¹⁹⁾ ・バイオリクターにおける回収CO₂による微細藻由来バイオ燃料生産¹⁹⁾²¹⁾ 	4600t-CO ₂ /Y/11.8ha-受光面積 ²⁰⁾ 105t-CO ₂ /Y/1ha-受光面積 ²⁰⁾ 、 リアクター開発により； 474t-CO ₂ /y/0.9ha-Reactor敷地面積 ²¹⁾

ここではCO₂排出の少ないガスタービン発電と排出の多い石炭火力について、CCSを伴う場合発電コストの優位性に逆転が生ずるか検討する。CO₂のStorageについては、米国でテストされコスト算出も行われている²²⁾²³⁾。これに日本から地震の少ない地域への輸送や貯留費用等日本固有のコストや、捕捉・回収コストを加え次のようにCCSコストを設定した。

捕捉・回収コスト¹⁸⁾： 30\$/t-CO₂ ((現状コスト+2020目標コスト)/2)

輸送・貯留コスト²¹⁾²²⁾： 20\$/t-CO₂

日本固有コスト： 10\$/t-CO₂

合計 CCS コスト： 60\$/T-CO₂

この CCS コストを表-2 に示す各発電方式についてプラスした場合、表-4 のような合計コストが推算される。その結果 IGCC は CCS を付加されても相対的に安い方法と考えられる。

表-4 予測 CCS コスト (60\$/T-CO₂) を加味した全コスト相対値

	空気吹き IGCC		酸素吹き IGCC*		微粉炭ボイラー		ガスタービン**	
	GT1200°C	GT1800°C	GT1300°C	IGFC	USC	AUSC	1500°C	1700°C
全コスト (相対値)	1	0.93 ○	1.05	0.9 ◎	1.03	1.01	1.0	0.96

* 酸素吹き IGCC は Sour Shift と Pre-Combustion CCS が可能で CCS にかかるコストを低減できる可能性が有るが、この推算には含まず。

** 天然ガスの LNG 化には約 10%の天然ガスエネルギーのロスを伴うが、この推算には含まず。

8. 終わりに

政府は、2030 年にむけての電力エネルギー構成計画を策定し、火力発電は 56%とし、その内 50%以下を石炭火力とするとしている。

燃料価格の安い（現状石油発熱量等価・価格：燃料炭：8\$/B、LNG：40\$/B、VR：20\$/B）石炭は、今後さらに高効率発電技術の開発を通し、電力コストの低減の原動力として存続する事が必要とされているのは、現実的な政策方向であろう。

その意味で、空気吹きとはいえ石炭のガス化技術が商業環境において実働し、さらに大規模発電の計画が進んでいることは、酸素吹き石炭ガス化プロセスさらには酸素吹き石炭ガス化技術を基にした燃料電池併設発電プロセス（IGFC）の実現に向けて、将来の石炭火力の存続の礎を、この勿来の IGCC は築いたと言える。

一方、地球規模の気候変動に対し主要因とされる石炭火力にとっては、酸素吹き IGCC の技術開発により効率的に CO₂ を回収可能とする技術開発は必須であり、また回収した CO₂ の固定化における貯蔵条件の選定や、輸送、圧入、リーケイジモニタリングに関する技術開発は火力発電にとっては非常に重要であるということも、実感できた。

二酸化炭素の捕捉・回収技術を備えかつ二酸化炭素の固定化環境が確立した暁には、IGCC はコストの安い、安定・安全な電力の柱となると考えられる。

引用資料

- 1) NEDO 実用化ドキュメント [file:///C:/Users/shinichi%20hara/Documents/勿来/勿来\(IGCC\)_NEDO.html](file:///C:/Users/shinichi%20hara/Documents/勿来/勿来(IGCC)_NEDO.html)
- 2) 「コスト等検証委員会報告書」平成 23 年 12 月 9 日 エネルギー・環境会議
- 3) 石油は、原データ、石炭、LNG は、世界経済のネタ帳、石炭価格推移、天然ガス価格推移
http://ecodb.net/pcp/imf_usd_pcoalau.html http://ecodb.net/pcp/imf_group_ngas.html からグラフ化
- 4) 1)と同じ
- 5) http://www.hepco.co.jp/price_revise/pdf/examination_s15_6.pdf
- 6) 石橋喜孝 (株)クリンコールパワー研究所 「石炭ガス化複合発電(IGCC)実証機の実証試験終了と商用運転」 エネルギーと動力 2013 春季号
- 7) 1)と同じ
- 8) 林潤一郎 九州大学先導物質化学研究所 “石炭ガス化 石炭エネルギーセンター第 4 回石炭基礎講座” 2013 年 2 月 10 日 世界貿易センタービル
- 9) 浅野浩一 電力中央研究所報告 「高効率酸素製造技術の動向」平成 27 年 6 月
- 10) 図は 1)と同じ。ASU 消費電力の所内消費に占める発電効率の内訳は、原算出
- 11) 第 1 回石炭ガス化燃料電池複合発電実証事業中間評価検討会資料 6 平成 27 年 6 月 22 日
METI
- 12) www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g90529b09j.pdf
METI WEC "Survey of Energy Resources"
- 13) 3)のデータからグラフ化
- 14) 資源エネルギー庁 資源燃料部 「石炭をめぐる現状と課題」平成 26 年 5 月 9 日
- 15) METI 「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1ー4
- 16) METI 「プログラム式CO2固定化・有効利用技術開発」プロジェクト事業評価事後報告書
H23年3月
- 17) RITE ” 革新的環境技術開発シンポジウム2015" 2015年12月18日 「CO2地中貯留安全性評価
技術開発」 薛自救
- 18) 資源エネルギー庁 「CO2回収・利用に関する今後の技術開発の課題と方向性」平成27年6月 次世代
火力発電協議会第2回会合
- 19) METI 「CO2回収・利用に関する技術開発の現況」平成27年6月 次世代火力発電協議会第2回会合
- 20) METI 「CO2有効利用技術の特徴」平成27年6月 次世代火力発電協議会第3回会合
- 21) 佐藤徹東京大学新領域研究科 「バイオリアクターの開発プロセスの効率化と性能予測」
lemons.k.u-tokyo.ac.jp/SATO/lecture/Special/microalgae.pdf
- 22) "Report for the Interagency Task Force on Carbon Capture and Storage" August 2010, DOE, EPA
- 23) J.J. Dooley etc. "On the Long term Average Cost of CO2 Transport and Storage" March, 2008