気候変動問題対策としてのCCSとCO_2分離回収技術の開発動向

藤　岡　祐　一*

1．はじめに

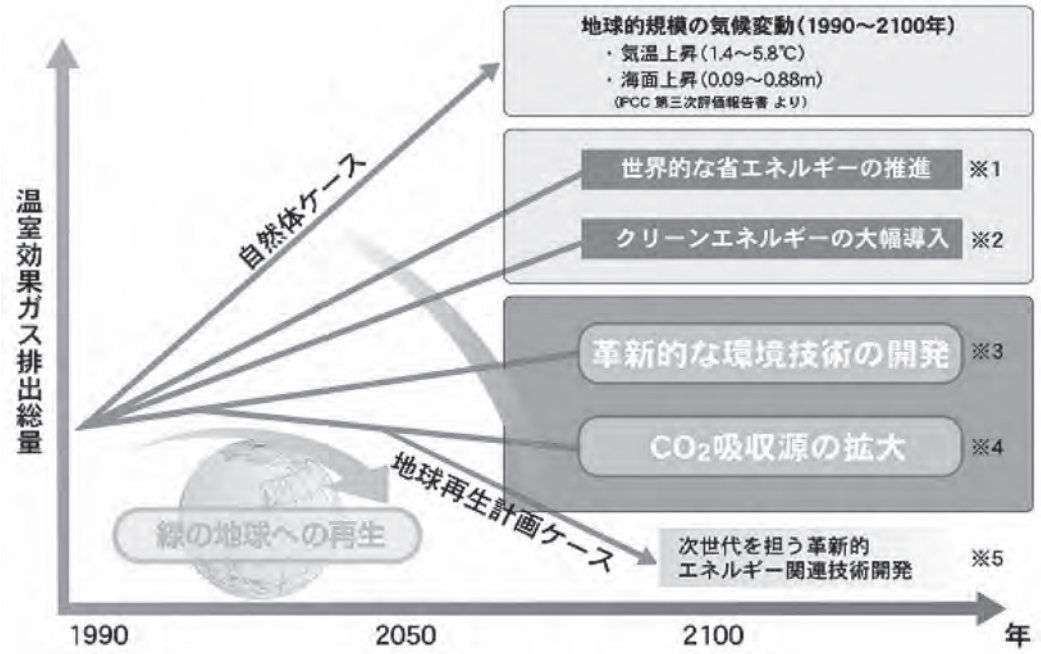
地球規模の気候変動問題の解決には再生可能エネルギー増大と次世代の革新的なエネルギー技術が必要である。図1は(財)地球環境産業技術研究機構(以下（RITE）と略す）の気候変動問題解決のビジョンである。

日本の優れた省エネルギー技術の移転，CO_2排出削減となる動脈技術である太陽電池，燃料電池，原子力はすでに商業ベースに乗っているか，あるいは適切な仕組みを構築すれば商業ベースに乗る技術となり，民間ベースで技術革新が進められている。

一方，静脈技術である環境技術やCO_2吸収源の拡大などは，経済的なインセンティブが働かない経済外の問題であり，RITEのような機関が先導的に技術開発を推進して産業技術として育成が必要な段階である。

2．気候変動問題に対する欧州と米国の取り組み

気候変動予測に関してはIPCC（気候変動に関する政府間パネル）が科学的な側面から気候変動を予測している。大気中のCO_2をどこで安定化させるかはまだ国際的な枠組みで論議中であるが，欧州では人



※　1．社会的な省エネルギー運動，機器のエネルギー効率向上，電力発電所の発電率向上，自動車の燃費向上など
※　2．太陽電池，燃料電池，原子力など
※　3．CO_2分離・回収・貯留，生分解性プラスチック，バイオエネルギーなど
※　4．植林，森林保全，遺伝子組替え植物を用いた乾燥地緑化など
※　5．核融合，宇宙太陽光発電など

図1　温暖化効果ガス排出削減スキーム

*（財)地球環境産業技術研究機構（RITE）化学研究グループ　グループリーダー

為的な CO_2 発生が顕著となった産業革命以降の温度上昇を2℃以下に抑制すべきとか，産業革命のころの大気中 CO_2 濃度である 280ppm の2倍の 550ppm 以下に抑制すべきといった意見がある。大気中 CO_2 濃度がいくつになると気温上昇が何度となり，どのような被害が発生するかは正確な予測は難しい。

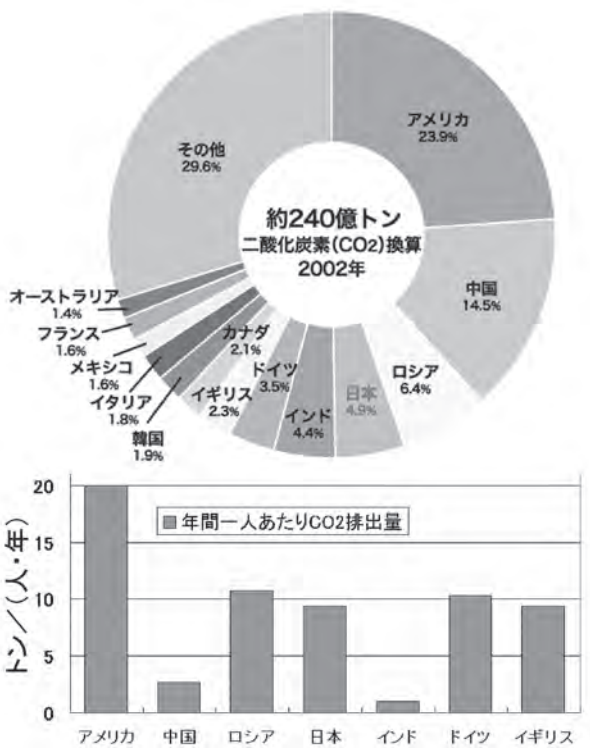


図2　国別 CO_2 総排出量と一人あたりの量

図2は，2002年の世界の CO_2 排出量と，一人当たりの CO_2 排出量を示している[1)]。世界の人口の65億人のうち，中国が13億人，インドが11.5億人で世界の人口の36%を2カ国で占める。中国，インドの一人当たりの排出量が日本並みへ増加していけば，このままでは2030年から35年ころには550ppm以上となる。

2005年7月の英国で行われたグレーンイーグルスサミットで，先進国の温暖化ガス削減の取り組みに向けた合意がなされた。それを期に，英国政府は気候変動が世界経済に与える影響を分析するスターンレビュー作成に着手した。

2006年11月にナイロビで開催されたCOP12（気候変動枠組条約第12回締約国会議）及びCOP/MOP2（京都議定書第2回締約国会合）にむけて，スターンレビューが発表された[2)]。このままの CO_2 排出を継続すると世界経済のGDP（国内総生産）の5%以上が気候変動にともなう被害の対策コストとして失われる可能性があると指摘した。一方気候変動対策に今すぐ着手すれば世界の国内総生産の1%で済むと提言された。世界経済の中に温室効果ガスの対策をとりこみ，技術開発を促進し，気候変動への対応で新しいビジネスの機会を生むことで，世界経済の成長が約束される。先進国がエネルギー効率を抜本的に改善し，排出対策コストを引き下げる。技術移転や情報提供により，新技術が途上国に移転されれば削減効果はさらに大きくなるといった内容である。

欧州では京都議定書を遵守すべく，CO_2 削減に市場メカニズムを組み入れるために CO_2 排出権取引市場を2005年1月にオープンし，一方，欧州各国が自国企業への CO_2 排出権の割り当てを行なった。2005年から2007年のフェーズ1の期間に違反した場合は10ユーロ/トン CO_2 の罰則金を支払うという仕組みである。2008年から開始のフェーズ2では，罰則金を40ユーロ/トン CO_2 にするとの計画があるといわれている。このような流れもあり2006年度の世界のCDM（クリーン開発メカニズム）獲得量の90%以上が欧州企業で占められている。

欧州の研究技術開発と実証を資金的に援助するために，FP（Framework Program：研究技術開発プログラム）が作られた。現在で6期目であるFP6は2003年から2006年にわたる技術開発で，約2.6兆円の予算が組まれている。

米国は京都議定書を批准していない。これに変わり2002年から2012年の10年間でTGDPあたりの温室効果ガス排出量を18%減少させる気候変動イニシアチブを発表した。Climate Visionとして温室効果ガスを排出する12産業団体に排出削減努力目標を取り決めさせた。これらは業界の自主的な取り組みであり，罰則規定はない。2005年8月成立のエネルギー政策法では，再生可能エネルギーと原子力の

促進，特にエタノール燃料の増産政策と技術開発プログラムを充実させた。新たに日本，米国，オーストラリア，韓国，中国，インドの 6 ヶ国で APP（クリーン開発と気候に関するアジア太平洋パートナーシップ）を 2006 年 1 月に設立した。京都議定書とは異なった枠組みであるが参加 6 ヶ国の CO_2 排出量は世界の半分以上を占めており，大きな影響力がある。①クリーンな化石エネルギー，②再生可能なエネルギーと分散電源，③発電および送電，④鉄鋼，⑤アルミニウム，⑥セメント，⑦石炭鉱業，⑧建物および電気機器の 8 分野での CO_2 排出削減の技術協力がスタートした。

3． 炭素隔離の国際的動向

CO_2 削減技術として，図 1 のイメージを定量的に示すために，資源的制約，経済的制約を考慮して，大気中の CO_2 濃度を 550ppm へ低下させるための方策がどのようになるかを RITE の研究者が検討した例が図 3 である [3]。資源の有限性とコスト影響，自然エネルギーの適地と限界などを考慮している。ここに用いられている CO_2 削減のための処理コストは，導入された基準年から技術開発，量産効果で経年的に安価になるという前提を入れて計算された。

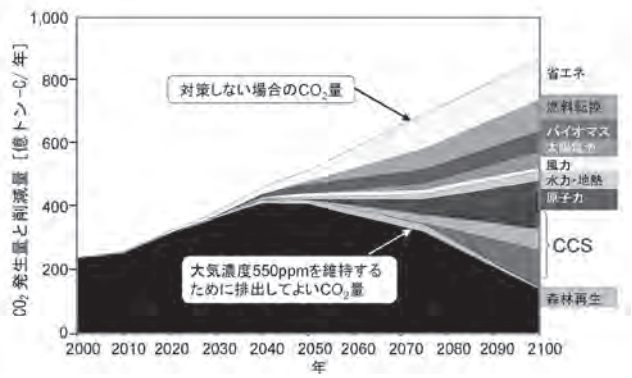


図 3　大気 CO_2 濃度 550ppm を維持する方策例

最も経済的な方法として，先進国の省エネ技術の途上国への移転による CO_2 削減が最初に着手される。バイオマス利用，森林再生も費用対効果の大きな対策技術である。経済成長と人口増加により，省エネ，自然エネルギー利用，原子力だけでは大気中の CO_2 濃度を 550ppm 以下に抑制することは難しく，CCS（Carbon Capture and Storage，炭素回収・貯留）技術導入が必要との予測となった。

温室効果ガス排出量の大幅な削減技術としての CCS の取り扱いに関して，最近は大きな期待がよせられるようになった。CCS の評価の変遷を次に簡単に記す。

CCS は京都で開催された COP3 で有効な対策であることが認識され，COP7 では IPCC に対して CCS の技術報告書作成が要請された。これを受けて 2005 年 9 月に特別報告書が発表された [4]。2006 年 11 月の COP12 及び COP/MOP2 では，CCS を CDM の対象とするかが議論された。CCS が CO_2 削減技術の有力な対策であることが認められながらも，CO_2 削減は進むかもしれないが CCS に頼りすぎて，化石エネルギーの削減，先進国から途上国への技術移転や情報提供，および自然エネルギーの拡大を阻害する恐れがあるとの懸念から，さらに議論を尽くすこととなり CDM 化に関しての議論は次の COP へ先送りされた。

欧州の FP6 では CCS に対して 4 年間で約 130 億円の技術開発費が割り当てられている。CO_2 回収技術の開発，化石エネルギーからの水素製造・CO_2 貯留，CO_2 貯留と CO_2 モニタリング技術開発が進められている。

米国では，CSFL（炭素隔離リーダーシップフォーラム）を 2003 年 6 月に発足させ，22 カ国が国際的な枠組みで CCS に関する技術開発を促進している。ブッシュ大統領はエネルギー効率が高く CO_2 排出がほぼゼロの石炭発電所の開発を進めるとの計画を打ち出し，FutureGen と名付けた。CO_2 隔離と水素製造を行なう 275MW の発電所で，CO_2 を 90％地中貯留する。2012 年までに約 1200 億円かけて開発する計画で進められている。

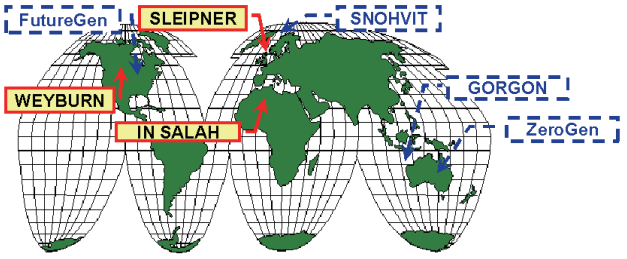
APP においても CCS はクリーンな化石エネルギー部門のテーマとして織り込まれた。

世界銀行は 2006 年 9 月に，アフリカ貧困地域のエネルギーアクセス，低炭素技術，気候変動への適応への投資について，「クリーンエネルギーと開発に関

する投資枠組み」として発表し，クリーンエネルギーサポート基金を設置した。その中でIGCC（石炭ガス化複合発電）にCCSを組み合わせたシステムを低炭素経済に向けて技術的なオプションのひとつに列挙した。

CCSはこれから半世紀以上にわたり化石燃料を削減して，CO_2排出量の少ないエネルギーへ転換していく期間に使用されるブリッジングテクノロジーとの位置づけである。石炭のガス化や燃料電池などの高効率利用技術と併用されることで，地球温暖化対策技術として効果をあげる。その間の再生可能なエネルギーや原子力エネルギーなどの次世代を担う革新的な技術開発に必要な時間の提供と，気候変動による被害を抑制し，経済力の温存に寄与する。

CO_2の貯留場所の候補である海底下の地層は，陸上発生の廃棄物による海洋汚染を防止するロンドン条約に抵触する。2006年11月にCO_2は例外として海底下地層に限定して，投棄可能な物質として認められた。



プロジェクト	燃料・転換装置・規模	開始年
Sleipner(Norway)	天然ガス　山元　100万t-CO_2/年	1996
Weybum(Canada)	石炭　発電・合成　100万t-CO_2/年	2000
In Salah(Algeria)	天然ガス　山元　100万t-CO_2/年	2004
Gorgon(Australia)	天然ガス　山元　500万t-CO_2/年	2009
Snohvit(Norway)	天然ガス　リフォーマ860MW	2010
ZeroGen(Australia)	石炭　IGCC 100MW	2011
BP/SSE DF1(UK)	天然ガス　リフォーマ　475MW	2010
Powerful(UK)	石炭　IGCC 900MW	2010
BP DF2(USA)	ペトコーク　IGCC 500MW	2011
Statoil/Shell(Norway)	天然ガス　NGCC+アミン　860MW	2011
SaskPower(Canada)	褐炭ボイラ（アミンor純酸素）300MW	2011
FutureGen(USA)	石炭　IGCC 285MW 150万tCO_2/年	2012
ENCAP(Germany)	石炭　IGCC 450MW 150万tCO_2/年	2014
RWE(UK)	石炭　500MWボイラ＋アミン	2016

図4　実施中と計画中のCCSプロジェクト

図4の世界地図の実線で囲んだプロジェクトは既にCO_2回収貯留が実施されている。他は計画されている主要プロジェクトである。2016年までの10年間に10件以上のCCSプロジェクトの計画が発表されている。

CCSの形式としては，採掘時の天然ガスに含まれるCO_2の分離から，天然ガス，石炭の燃焼排ガスからのCO_2分離，石炭ガス化ガスからのCO_2分離がある。さらに分離方法は化学吸収，物理吸収，純酸素燃焼させてH_2OとCO_2を主体とした排ガスを冷却して水を除去するCO_2回収と，多岐にわたったプロセスが並んでいる。見方を変えると，CO_2分離回収では決定的な方法がまだ定まっていないといえる。

4．CCSの技術課題

CCSの技術課題は，1000年以上にわたって，CO_2の貯留を安定できるかである。サイトの選択，漏洩CO_2モニタリング，地下のCO_2の長期シミュレーション技術の研究開発が実施されている。

もうひとつの技術課題は，回収，貯留コストのなかで，70～90%を占めると試算されている，CO_2回収コストの低減である。CO_2貯留技術に関しては，「図解　CO_2貯留テクノロジー」[5]に詳しい。

5．CO_2集中発生源からの分離回収技術

CCSに適した国内のCO_2の集中発生源は図5に示すように，発電所，製鉄所等がある。分離技術としては吸収液，吸着剤，膜，深冷分離などがある。

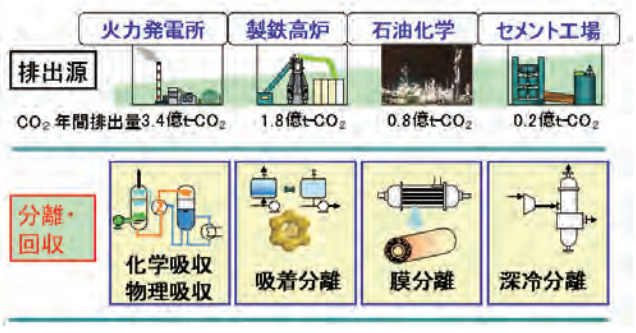


図5　国内のCO_2集中発生源と分離技術

CO_2の分離装置として化学吸収法と物理吸収法と吸着分離法はすでに商用プロセスが稼動している。化学吸収法は低圧ガスに，物理吸収法は加圧ガスに

適用される。集中発生源からの CO_2 分離は一日あたり 3 万トン程度に相当する。CO_2 分離プロセスは，すでに小規模ではあるが化学吸収法で 100 ～ 700 トン／日クラス実用プラントが稼動している。また物理吸収法では米国のノースダコタの Weyburn 油田の EOR（Enhanced Oil Recovery）用に 1 万トン／日程度が稼動している。吸着分離法は電気エネルギーのみで CO_2 分離が可能である。これまでにエネルギー原単位低減，大型化の検討が行なわれた。膜法は天然ガスに含まれる CO_2 を分離する Natoco 社のプロセスが稼動中との Web 情報はあるが，エンジニアリングデータは公表されていない。深冷分離法は，化学吸収法や物理吸収法に比較して，エネルギー原単位が高いものの，99.99％以上の純度の高い CO_2 を製造する場合や，原料ガスに分子量の大きな炭化水素が含まれる加圧ガスからの CO_2 分離に適している。

現在，経済性向上を目的として，微粉炭焚きボイラあるいは製鉄所の高炉ガス用として化学吸収法，微粉炭ボイラの CO_2 回収のための純酸素燃焼法，石炭ガス化ガスからの CO_2 分離を目的とした物理吸収法あるいは膜分離法の開発が進められている。その燃料転換プロセスとの組み合わせを図 6 に示す。

図 6 に記載した石炭転換プロセスと CO_2 分離プロセスは，現時点でもっとも経済的と考えられるプロセスの組み合わせである。いろいろな CO_2 分離技術の進展次第でより高効率な CO_2 分離プロセスへ置き換わる。

図 6（A）の微粉炭燃焼は，微粉炭燃焼ボイラとスチームタービンを組み合わせた発電システムの組み合わせである。既存発電プラントの大半が微粉炭燃焼ボイラであり、発電技術として成熟している。現在のところ，微粉炭燃焼には化学吸収法が最も適していると考えられている。微粉炭燃焼ボイラの CO_2 濃度は 12 ～ 14% 程度で，排ガスには NOx，SOx，煤塵を含む。化学吸収法では濃度 99.9％程度の CO_2 が回収できる。NOx，SOx，煤塵等の排ガス中の不純物が CO_2 分離装置に影響を与える。その影響が，どの程度経済性に影響を与えるかを検討中である。

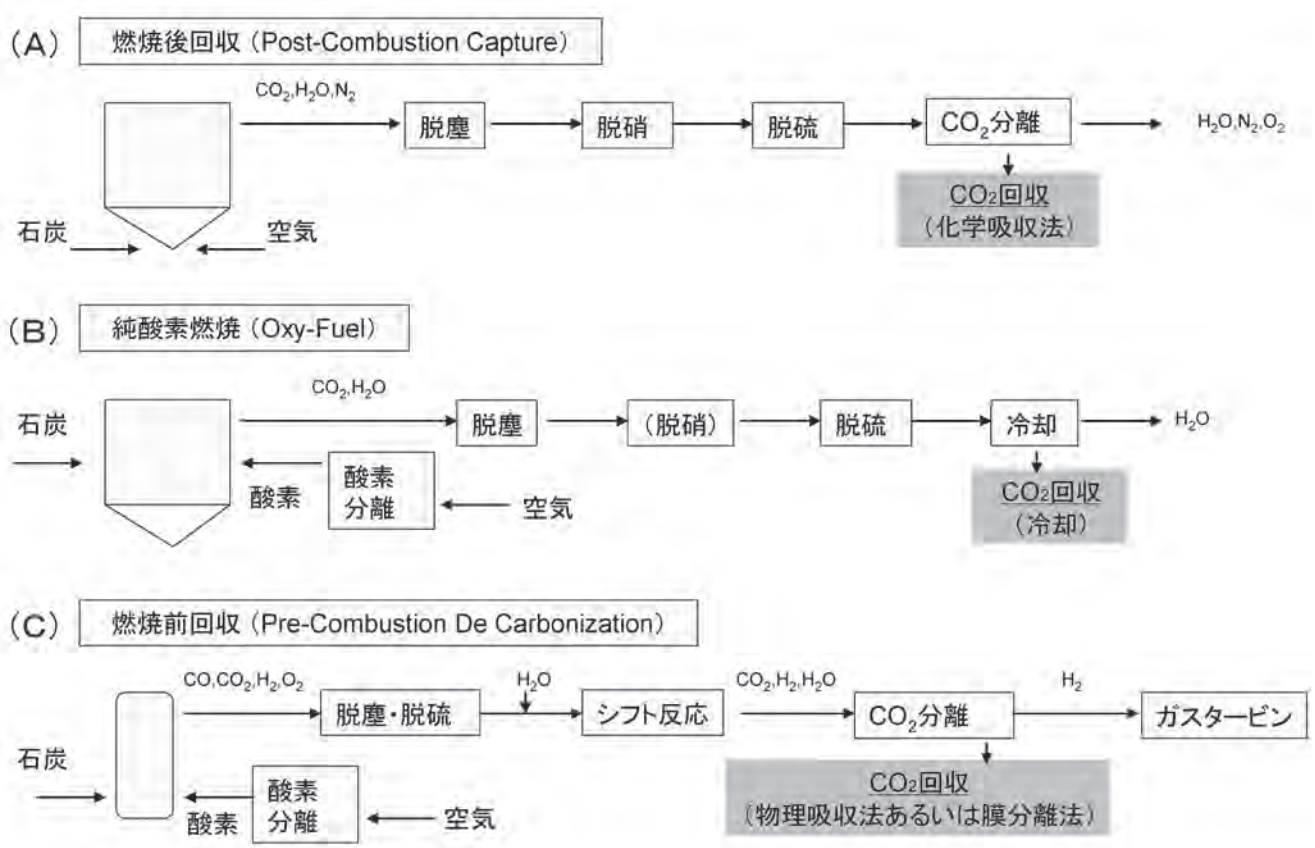


図 6　石炭発電プラントにおける開発中の CO_2 分離技術

化学吸収法のように燃焼排ガスから CO_2 を回収するケースを CO_2 のポストコンバスチョン回収 (Post-combustion) と呼ぶことがある。

国内では COCS プロジェクトとして製鉄所の高炉ガスからの CO_2 回収，欧州では CASTOR プロジェクトで微粉炭ボイラの燃焼排ガスからの CO_2 回収，そしてカナダでは ITC で石炭燃焼排ガスからの CO_2 回収の技術開発が進められている。

図６（B）は空気の代わりに酸素を用いて，排ガスを冷却して CO_2 回収をおこなう酸素燃焼法（Oxyfuel）方式である。酸素燃焼では排ガス主成分が水蒸気と CO_2 と酸素となるので，排ガスを冷却して水蒸気を水にすることで大半の水蒸気を排ガスから分離して CO_2 ガスを濃縮する。従来の微粉炭ボイラシステムに空気分離装置と CO_2 ガスリサイクルシステムを付加する。空気を深冷分離プラントで酸素，窒素に分離し，酸素のみでは燃焼温度が高くなりすぎるので回収した CO_2 をリサイクルして酸素と混合して使用する。燃焼排ガスの温度を 50℃以下まで冷却し，燃焼排ガス中の水分の大半を凝縮させて除去し，CO_2 濃度が 95％程度のガスとして回収する。残りの 5％は酸素と水蒸気，および燃焼過程で発生する微量成分が含まれる。酸素燃焼では，排ガスから分離装置を使わずに CO_2 を分離するものであり，CO_2 分離工程を空気から酸素と窒素の分離工程へ置き換えたと見なすことができる。

燃焼ガスを冷却して，水蒸気の潜熱まで回収すれば排ガスからの熱回収量が 15％程度増大する。熱回収量は増大するが，回収熱の温度が低く，熱回収装置追設による初期コスト上昇のためにトータルでは大きなメリットにならない。CO_2 回収がない従来のボイラでは，排ガス中の水蒸気潜熱の回収はトータルコストの増大から採用されていない。ケースによっては，脱硝装置，脱硫装置を無くして，CO_2 を回収後に，含まれる SOx，NOx，HCl の回収装置の設置を考えている。それは，-55℃の蒸留塔によって高純度の液体 CO_2 を製造する際に，O_2，N_2，アルゴンなどのイナートガスと同様に，SOx，NOx，HCl も除去しなければならないからである。貯留のためのガス条件として CO_2 以外の SOx，NOx，HCl ガスの除去を必要としないケースもありうる。それは地下貯留する際の CO_2 に含まれる不純物について審議中という事情からである。

酸素燃焼は米国，カナダ Saskpower，オーストリアの石炭産業，発電企業と日本の IHI 社との共同開発の計画が進められている。

図６（C）は石炭ガス化方式に CO_2 分離装置を設置したケースである。石炭ガス化の場合は，ガス化剤として空気あるいは酸素を使用する。発生したガスのうち 60 ～ 70％が CO の形になっている。この CO 中の炭素を回収する場合は，石炭ガス化炉で発生したガスに水蒸気を添加しウォーターガスシフト反応（$H_2O+CO \rightarrow H_2+CO_2$）を進め，CO を CO_2 の形に変換して除去する。発電以外に，燃料から H_2 を回収するケースでは，従来は酸化剤として酸素を用いなければならなかったが，CO_2 回収装置を設置する場合は，H_2 製造用としても空気を酸化剤として使用する石炭ガス化も適用可能になる。

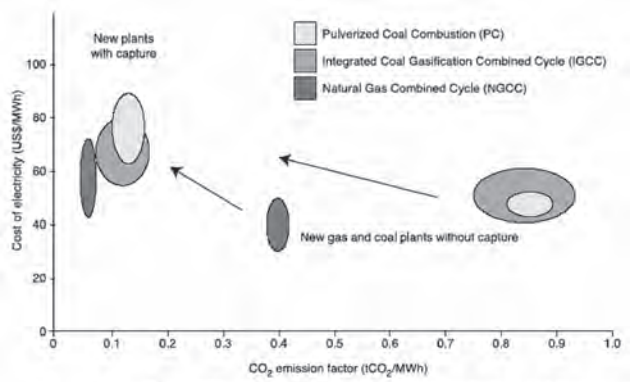
石炭ガス化には物理吸収法が適用される。物理吸収法では石炭ガス化ガスの他のガス成分が吸収液に溶解するために，通常は回収される CO_2 の純度が 95 ～ 98％となる。CO_2 移送や貯留方法との兼ね合いで，さらに回収した CO_2 の精製が必要になってくるケースが想定される。物理吸収法のように石炭ガスあるいは天然ガスをリフォーミングしたガスから CO_2 を回収するケースを CO_2 のプレコンバスチョン回収 (Pre-combustion) と呼ぶことがある。

米国では FutureGen，オーストラリアで Zero-Gen，欧州では ENCAP の各プロジェクトで，石炭ガス化ガスからの CO_2 回収の開発が進められている。

６．CO_2 回収コスト

CO_2 の分離有りなしでの電気コストの試算が IPCC 特別報告書 (2005)[4] に詳細に整理されている。

図７は，IPCC 特別報告書に取り上げられた微粉炭燃焼ボイラ（PC），石炭ガス化複合発電（IGCC），天然ガス複合発電（NGCC）で CO_2 回収装置を設置した場合としない場合での発電コストの試算値であ



出典：IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage (2005)

図７　CO_2 回収有無の発電コスト比較

る。横軸は発電量あたりの CO_2 発生量を表す。

発電コストのばらつきの中央値で見てみると，微粉炭ボイラでは CO_2 回収がない場合が 48 US$/MWh で，$CO_2$ 回収有りでは 75 US$/MWh へ，石炭ガス化複合発電では CO_2 回収がない場合が 52 US$/MWh で，$CO_2$ 回収有りでは 67 US$/MWh へ，天然ガス複合発電では CO_2 回収がない場合が 40 US$/MWh で，$CO_2$ 回収有りでは 57 US$/MWh へコスト上昇となっている。IPCC 特別報告書 (2005) の分離回収コストを CO_2 処理量あたりで整理すると，表 1 のようになる。

表１　いろいろな形式での CO_2 回収コスト

CO_2 回収コスト	最小	最大	平均	
	US$/ton-$CO_2$ avoided			円 / トン *
新設微粉炭発電 + 化学吸収法	29	51	41	4,900
既設微粉炭発電 + 化学吸収法	45	73	59	7,000
天然ガスコンバインド + 化学吸収法	37	74	53	6,400
石炭ガス化コンバインド + 物理吸収法	13	37	28	3,300
純酸素燃焼	14	72	40	4,800

*US$=120 円で換算　出典：IPCC 特別報告書 (2005)

CO_2 回収装置設置により，PC の発電コストは約 1.5 倍にアップし，その上昇幅は IGCC より大きくなる。この結果 CO_2 回収装置有りでは IGCC の発電単価が PC よりも安価となる。

７．今後の CO_2 分離技術の動向予想

酸素燃焼は新設微粉炭焚きよりも少し安価であるが，酸素燃焼はまだパイロットプラントレベルの評価が終わっておらず，また回収したガスの CO_2 純度が 95％程度で，さらなる純度向上には他の分離装置の併用が必要であるといった点，また空気の深冷分離プラントはコールドスタートに 2 ～ 3 日を要する等，酸素燃焼による CO_2 回収が主流になるには解決すべき課題が多い。

天然ガスコンバインドサイクルからの回収は，排ガス中の CO_2 濃度が低いために，石炭燃焼排ガスよりも回収エネルギーを必要とする。

また，国内の電力の部分負荷を担っているのは天然ガスで，発電所の出力あたりの発電量は表 2 に示すように石炭発電所が大きい。

表２　発電設備あたり発電量

国内　2004 年	水力	石油	LNG	石炭	原子力
発電電力量 (億 kWh/ 年)	970	798	2,491	2,397	2,824
発電設備容量 (万 kW)	4,526	4,333	5,993	3,784	4,712
発電設備あたり発電量 (MWh/kW)	2.1	1.8	4.2	6.3	6.0

出典：経産省資源エネルギー白書より

CO_2 分離回収装置の利用率が高くなるのは，発電装置としてコンスタントに使用されており，そして負荷発停の少ない発電システムへの設置である。

また，発電量あたりの CO_2 発生量は石炭が天然ガスの約 2 倍と大きい。同規模の出力であれば，発電所規模は，天然ガスよりも石炭向けの CO_2 分離回収装置が大型となり，スケールメリットによる経済性が向上する。

表 3 は，これまでの研究の中で CO_2 分離回収のエネルギーの報告値をまとめたものである。表 3 はさまざまな開発レベルを同じ表に記載しており，その評価は開発レベルによっても勘案すべく試験規模を併記した。

これら技術上・運用上の要因を含めると，石炭発電所への CO_2 分離回収装置設置が主流となる可能性が大である。微粉炭燃焼ボイラでは化学吸収法のユーティリティとして 140℃程度の大量の水蒸気を必要とし，これによって送電端効率が 5 ～ 7％低下する。所要エネルギーが最も小さくなるのは，コストと同様に石炭ガス化した加圧ガスからの分離である。将

来的にはIGCCと物理吸収法の組み合わせが有力である。さらに膜分離法が実用化できれば，IGCCと膜分離法が最も安価なCO_2回収システムになると予想される。

表3　CO_2分離エネルギー

CO_2発生源	CO_2分離回収方法	CO_2分離エネルギー [kJ/kg-CO_2] （括弧内は推算値の試験規模）
微粉炭ボイラ	化学吸収(MEA溶液)	4,000（パイロット）
微粉炭ボイラ	回転型TSA	3,100（ベンチ試験）
微粉炭ボイラ	PTSA	6,450（ベンチ試験）
微粉炭ボイラ	TSA	4,200（ベンチ試験）
天然ガスボイラ	化学吸収(KS溶液)	2,900（パイロット）
石炭ガス化	物理吸収（セレクソール）	1,700（実用機）
石炭ガス化	膜	700（ビーカー）
酸素燃焼（微粉炭ボイラ）	冷却	1,300（ベンチ試験）

石炭ガス化炉は欧州，米国，中国で既に300台以上が稼動している。それらは，石炭ガス化ガスの熱回収を十分に行なえないために発電効率でみると最新鋭の微粉炭燃焼ボイラよりも低い。海外の石炭ガス化炉は発電効率の点ではなく，硫黄が多いなど燃料として使用しにくい，価値の低い原料が利用できるメリットで選択されていた。CO_2回収装置の設置を考えると，この判断基準が変わる。IGCCではCO_2回収による所内動力増大が小さく，CO_2回収装置設置後は，従来の石炭ガス化炉でもCO_2回収装置設置後の微粉炭燃焼ボイラよりも経済性が図7のように向上すると考える。

現在国内で開発が進んでいるIGCCはエネルギー効率，環境性において微粉炭燃焼ボイラを凌駕する計画である。今は実証段階であり商用的な利用はあと5年以上必要であろう。そうなれば表1のコストをさらに下回ると期待される。CO_2回収付のIGCC実用化までは，微粉炭燃焼ボイラの排ガスからのCO_2回収を行なうとすると，化学吸収法を活用することになる。COCSプロジェクトでCO_2分離エネルギーが2,500 kJ/kg（現在は2,900 kJ/kg）を下回る吸収液が開発できれば，IGCC+物理吸収法のCO_2回収コストを下回る。

気候変動への対処方針とCO_2分離技術の進展しだいで燃料転換プロセスが変化し，CCSのCDMとしての価値が変化する。CCSの技術開発が次世代の石炭利用技術と密接に関連し，技術開発が相互に大きな影響を及ぼすことになる。

8．終わりに

ペットボトルに入った水の購入は日本では一般的になり，飲料後のペットボトルの再利用も考慮されている。途上国ではペットボトルの水の利用は限られており，そのような状況ではペットボトルの再利用技術の開発などは思いもよらない。化石エネルギーの大量使用で大量のCO_2が発生し，そのCO_2が気候変動として次世代に大きな負の遺産となる可能性は非常に高い。途上国は気候変動による被害を受けるが，その原因の大半は先進国が恩恵を受けてきた化石エネルギーである。利用していない水のペットボトルの始末をしなければならない義務はあるかという議論がでる。スターンレビューにあるように先進国がそれぞれ得意とする気候変動対策技術を開発し，市場原理に基づいた技術移転により対策費を上回る各国のGDPの成長へ連鎖ができる先進国と途上国が共栄する仕組みづくりが急がれる。

参考文献

1）EDMC ／ エネルギー・経済統計要覧2005年版，財団法人省エネルギーセンター(2005)

2）http://www.uknow.or.jp/be/environment/environment/07.htm

3）地球環境産業技術研究機構NEDO-GET-9623(1997)

4）IPCC,2005:IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Working Group (2006), Cambridge University Press, New York

5）図解CO_2貯留テクノロジー，工業調査会（2006）