

火力発電の低炭素化の取り組み (海外事例分析)

平成22年2月2日

地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ検討会
エネルギー供給WG (第2回)

火力発電の低炭素化の方策

- 世界的にGHG排出削減の動きが強まる中で、世界各国では、火力発電の低炭素化に関する取組みを進めている。
- 火力発電の低炭素化の方策を整理すると、大よそ下図の6通りに分類される。電源計画において火力発電のシェアを低減させようとする取組み、石炭から天然ガスへの燃料転換、IGCCなどの高効率発電技術の導入、木質バイオマス混焼の取組み、及びCCSである。
- 海外におけるこれらの主要な取組み事例を本資料では紹介し、わが国における低炭素化推進に向けての示唆を整理した。

火力発電の低炭素化の取組方策

- (1) 石炭火力発電へのバイオマスの混焼
- (2) 石炭火力発電からガス火力発電への燃料転換
- (3) 火力発電への高効率発電技術の導入
- (4) CCSの導入
- (5) キャップ&トレード制度、オフセット等による低炭素化^(注)
- (6) 火力発電の設備容量・発電量の低減

(注) (5)キャップ&トレード制度、オフセット制度は、他の項目と異なり、(1)～(4)および(6)を実現するための制度的な手段である。

火力発電の低炭素化方策の分類

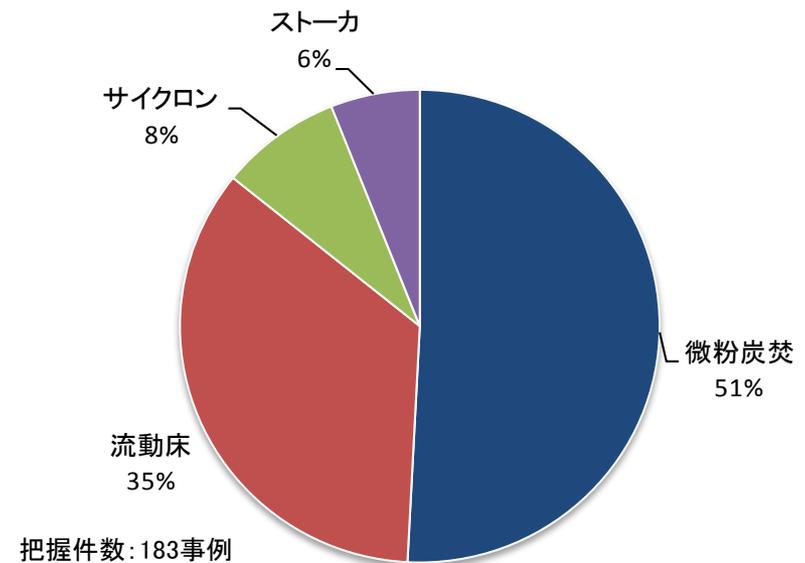
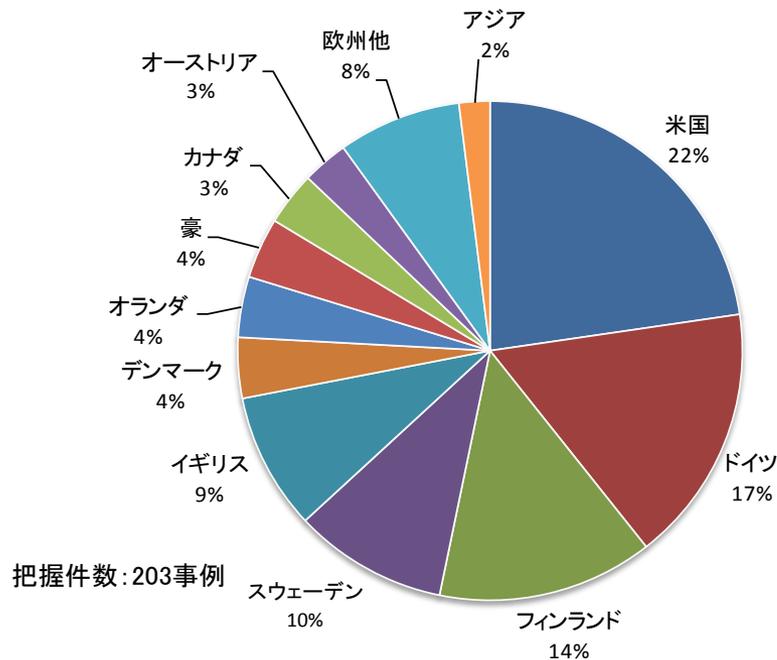
- 火力発電の低炭素化方策について、時間軸、空間軸にて分類した。
- 石炭火力発電へのバイオマス混焼は技術的に確立されており、短期的に実施することが可能である。石炭から天然ガスへの燃料転換も数多くの国でこれまで実施されている。一方、IGCCなどの高効率技術、CCSなどは長期的かつ一体的に取り組むべきと考えられる。
- 火力発電の高効率化、カーボン関連の制度は、国内でも海外でも有望な方策である。一方、バイオマス混焼についてはその賦存量、CCSについてはその適地の制約により、国内よりもむしろ海外の方が適している方策である可能性がある。

低炭素化の方策	時間軸での分類		空間軸での分類	
	短期的な取組が可能なもの	長期的に取り組むべきもの	国内への適用可能性	海外への適用可能性
(1) 石炭火力発電へのバイオマスの混焼	○		△	○
(2) 石炭からガスへの燃料転換	○		○	—
(3) 火力発電への高効率発電技術の導入	○ (超々臨界など)	○ (IGCCなど)	○	○
(4) CCSの導入		○	△	○
(5) キャップ&トレード制度、オフセット制度	○		○	○
(6) 火力発電の設備容量・発電量の低減		○	○	— 2

(1) 石炭火力発電へのバイオマス混焼の海外事例

- 石炭火力発電へのバイオマス混焼は、技術的に確立されており、石炭とバイオマス・廃棄物との混焼事例は世界全体で200件以上に達する。
- 混焼物の種類は木質バイオマス、下水汚泥、MBM、RDF、食品残渣など。
- 導入地域は、欧州（特にドイツ、北欧、英国）、米国が中心。
- ボイラ種類は、微粉炭焚ボイラ、流動床ボイラが中心。サイクロン燃焼ボイラ、ストーカの導入事例も存在。

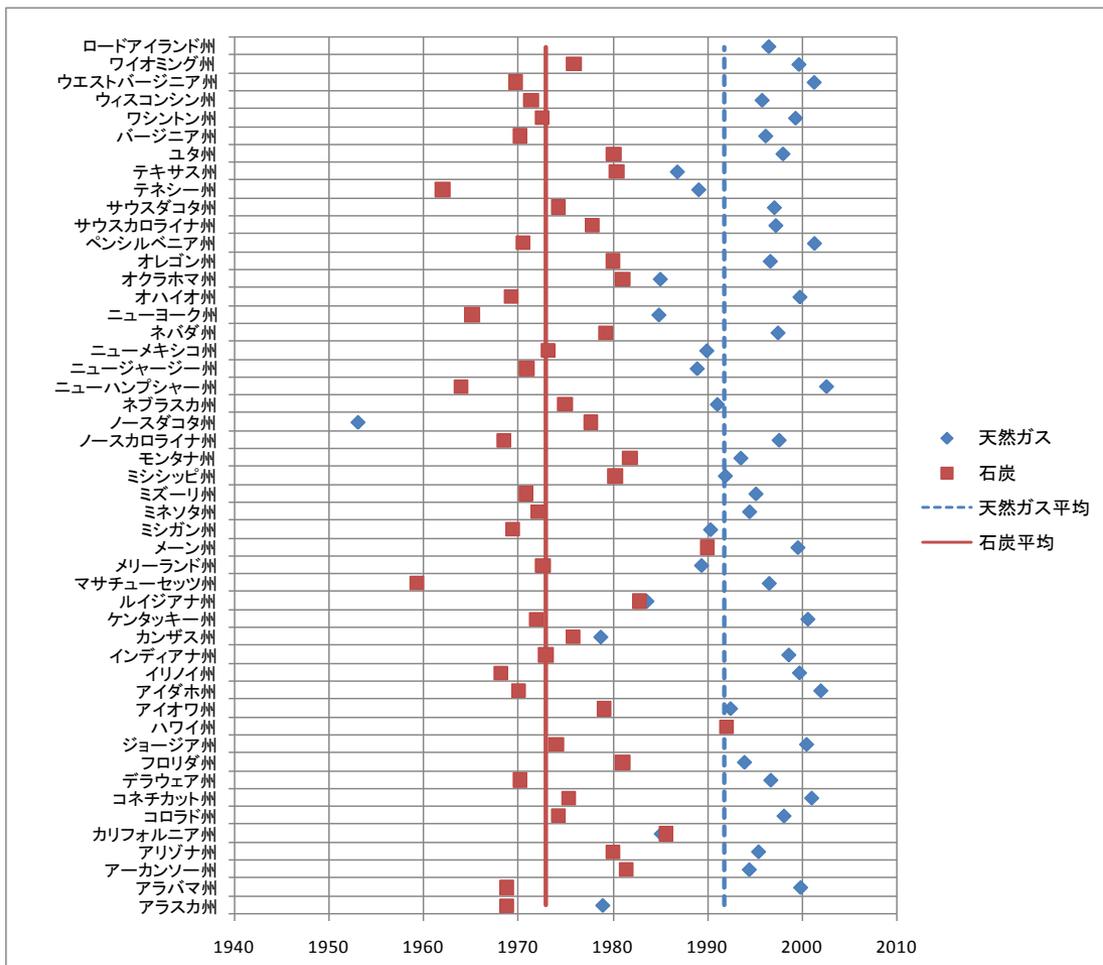
図 石炭とバイオマス・廃棄物との混焼事例



(2) 石炭火力からガス火力への燃料転換の海外事例

■米国では、1950～60年代以降に石炭火力発電の建設が進み、特に2度に渡る石油危機が勃発した70年代は石炭火力発電の建設が盛んであった。その後は一転して、80～90年代以降では、電源多様化等の観点から、天然ガス火力発電の建設が大部分を占めている。

図 米国での石炭火力と天然ガス火力の運転開始年比較

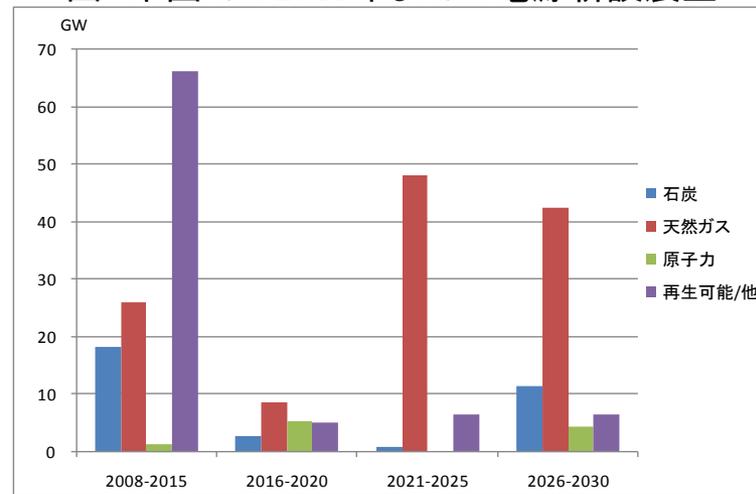


■石炭火力のリパウリングでは、天然ガスへの転換、木質バイオマスへの転換事例がある。

■現在から2030年までの将来における電源新設展望を見ると、再生可能エネルギーに続いて、天然ガス火力の新設が多くなっている。

■特に、国内産の非在来型天然ガスであるシェールガスの開発が有望視されている。

図 米国での2030年までの電源新設展望



出典 : Updated AEO 2009よりMRI作成

出典 : EIA-860 Database 2007 (EIA)よりMRI作成

(3) 火力発電への高効率発電技術導入の海外事例

■米国では、石炭技術開発について各種ロードマップを発表。

- 「Clean Coal Technology Roadmap」(DOE, CURC, EPRI, 2001年)
- 「Strategic Plan」(DOE, 2006年)
- 「CURC/EPRI Clean Coal Technology Roadmap」(CURC, EPRI, 2007年)

■Restructured FutureGenにおいて、複数CCSプロジェクトに対して総額2.9億ドルの補助を発表している。

表 CURC/EPRIによるロードマップ(2007)

PC and IGCC Systems	Year				
	2005	2010	2015	2020	2025
Emissions					
PM, lbs/MWhr	0.09	0.04-0.09	0.02-0.04	0.04-0.02	0.01-0.02
SO ₂ , lbs/MWhr	0.8-0.3 (90-99%)	0.2-0.4 (90-99.6%)	0.2-0.04 (95-99.9%)	0.1-0.02 (97-99.9%)	0.07-0.01 (98-99.9%)
NO _x , lbs/MWhr	0.5-0.4	0.3-0.2	0.2	0.2-0.1	0.2-0.1
Mercury, %	80-90%	93-95%	95-99%	97-99%	98-99%
CO ₂ , lbs/MW-hr	1770-1940	1750-1900	1600-1870	1500-1750	1410-1670
Efficiency Btu/kWh (HHV)	38-39%	38-41%	39-43%	42-46%	44-49%

PC & IGCC systems	Year				
	2005	2010	2015	2020	2025
Efficiency	38-39%	38-41%	39-43%	42-46%	44-49%
Cost					
Capital cost, TPC, \$/kw	1260-1720	1265-1590	1240-1540	1220-1350	1200-1330
Capital cost, TCR, \$/kw	1440-1980	1470-1840	1450-1790	1430-1570	1400-1550
COE, \$/MW-hr	42-55	40-47	37-44	34-37	31-33
With Carbon Capture					
Efficiency Btu/kWh (HHV)	27-33%	31-32%	31-35%	33-39%	39-46%
CO ₂ , lbs/MWhr	220-270	220-240	200-220	180-210	150-190
Capital cost, TPC, \$/kw	1950-2370	1790-2200	1590-2120	1510-1810	1340-1610
Capital cost, TCR, \$/kw	2240-2720	2070-2550	1830-2470	1740-2110	1570-1870
COE with CO ₂ capture, but w/o storage, \$/MW-hr	64-69	58-62	46-57	41-49	37-39
Additional cost for CO ₂ storage, \$/MW-hr	2-7	2-7	2-7	2-7	2-7
Total R&D and Demo costs, \$Biln		3.9	3.5	1.9	0.5

Note that the roadmap costs are reflective of both the federal and industry commitments expected for both research projects (80% federal – 20% industry) and demonstration projects (50% federal – industry cost share)

<表中の略語>

CURC(Coal Utilization Research Council): 石炭利用研究協議会

EPRI(Electric Power Research Institute, Inc): 米国電力研究所

PC(Pulverized Coal): 微粉炭火力発電

IGCC(Integrated gasification combined cycle): 石炭ガス化複合発電

COE(Cost of Energy): 発電コスト

TPC(Total Plant Cost): プラント建設費

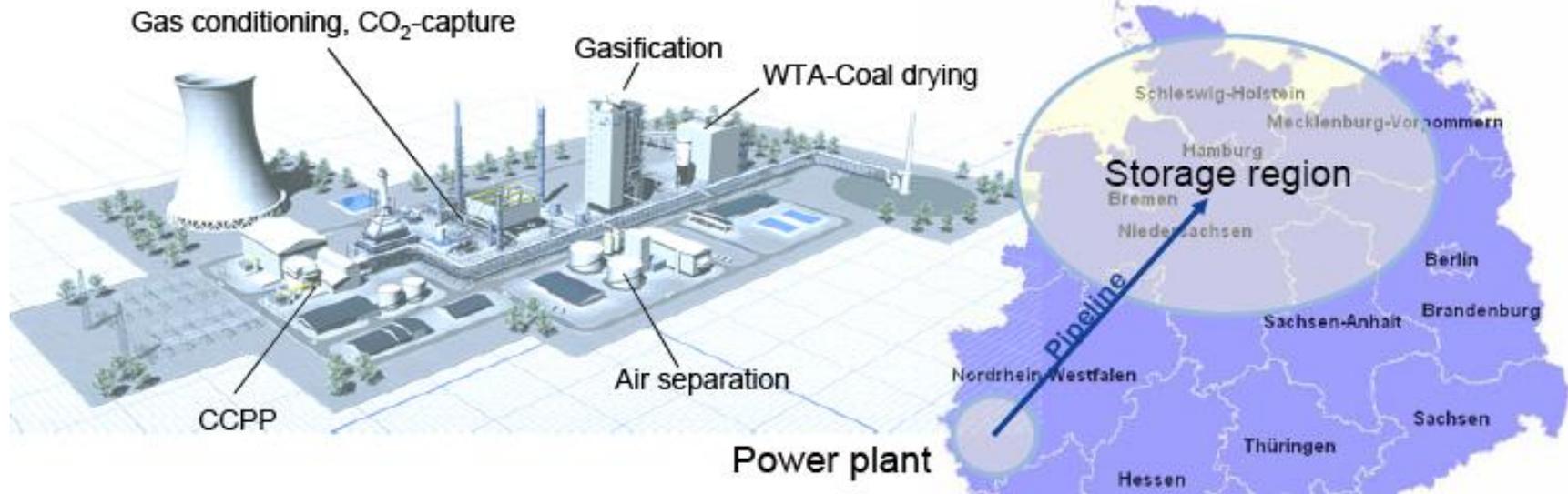
TCR(Total Capital Requirement): 特許使用料等を含むプラント資本費

出典: "CURC/EPRI Technology Roadmap Update" (2007)

(4) CCS導入の海外事例

- ドイツ連邦経済技術省(BMWI)による火力発電所のCO2削減技術開発プロジェクト「COORETEC(CO2 Reduktions Technologien an fossil befeuerten Kraftwerken)」において、火力発電所のCO2削減技術開発研究を実施。
- COORETECで作成された火力発電の技術開発に関するロードマップでは、発電効率の向上が技術開発の基本。IGCCの発電効率目標は、CO2分離なしの場合、2010年50～52%、2020年54～57%、2025年57～62%を掲げる。
- 大手電力会社RWE Powerは、CCSを組み合わせせたIGCCプラントの2014年操業開始を予定。基礎技術開発、CO2貯蔵候補地の調査等を実施中。CCS貯留地は内陸部地下にて検討中。
- 大手電力会社Vattenfall Europe社は、世界初の試みとなる、CO2完全回収型火力発電所のパイロットプラントの操業を開始。回収されたCO2は、発電施設の地下1000メートルにある岩石層に液化した状態で備蓄される。

図 RWE PowerのIGCC・CCSプロジェクト



(5) キャップ&トレード制度、オフセット等の海外事例

- 米国各州において、GHG削減目標を掲げている州は22州存在する。中期目標(～2020年)のみ設定している州は6州、中期目標・長期目標(2025年～)とも設定している州は16州となっている。
- その中で、発電所に対するCO2排出上限・オフセットを掲げている州は6州存在する。
- 規制方法は、一部の発電所に対する総量規制(カリフォルニア州、ニューハンプシャー州)、新設火力に対するオフセット(オレゴン州)、総量規制・オフセット(マサチューセッツ州、ワシントン州)、電力部門に対するキャップ&トレード(フロリダ州)に大別される。
- これらが、石炭火力の新設への制約要因、CCS導入のインセンティブとなっている。

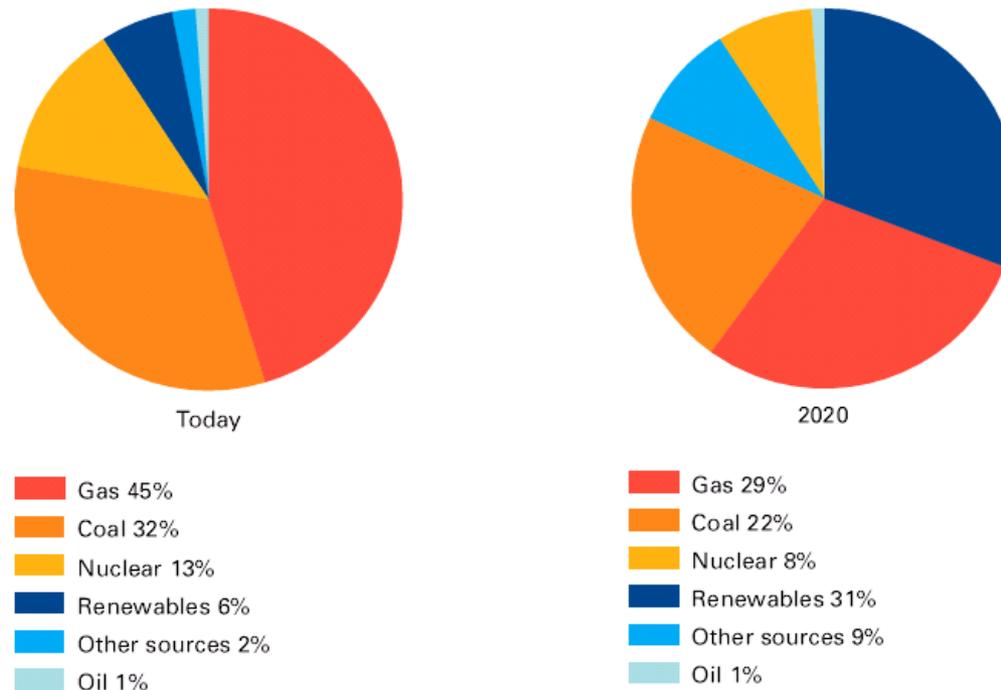
表 米国各州における発電所に対するCO2排出上限・オフセットの設定

州	発電所に対する総量規制	新設火力に対するオフセット	総量規制・オフセット	電力部門に対するC&T	内容
カリフォルニア州	○				◆ 電力小売事業者に対してキャップを設定
フロリダ州				○	◆ 電力会社に対するGHGのキャップ&トレード制度: Florida Climate Protection Act(2008年6月) ◆ 最終計画(未決定)では、2010年から施行予定。
マサチューセッツ州			○		◆ 6ヶ所の既存火力発電所に対して、2006～2008年までに1997～1999年比10%減の排出上限を設定 ◆ 新設火力に対して、20年間に渡りCO2排出量を1%オフセットするための資金貢献を要
ニューハンプシャー州	○				◆ 3ヶ所の既存火力に対して、2006年までに1990年水準まで抑制するようキャップを設定
オレゴン州		○			◆ 新設火力に対して、CO2排出量想定値の17%をオフセットするよう要求。
ワシントン州			○		◆ 新設火力に対して排出上限を設定、州外からの長期電力購入契約に対しても適用。 ◆ 新設火力に対して、CO2排出量想定値の20%をオフセットするよう要求。

(6) 火力発電の設備容量・発電量の低減の海外事例

- 英国政府は、2050年までのGHG80%削減のマイルストーンとして、2020年までの34%削減(対1990年比)を目標に掲げている。
- 発電シェアでは、現時点でガス火力45%、石炭火力32%、再生可能エネルギー6%であるのに対し、2020年時点ではガス火力29%、石炭火力22%にまで削減し、再生可能エネルギーを31%にまで急拡大させる目標を提示している。
- 英国ではこのように、石炭から天然ガスへの燃料転換ではなく、火力発電そのものの低減、CCSの率先導入など、GHGを徹底的に排出削減しようという積極的な試みを進めている。

図 英国での電力シェアの将来目標



わが国の火力発電低炭素化への示唆：短期的視点

低炭素化の分類	わが国の火力発電低炭素化推進への示唆
(1)石炭火力発電へのバイオマスの混焼	<ul style="list-style-type: none">■ 石炭火力へ木質バイオマスや下水汚泥等を混合させて燃焼する技術は確立されており、日本国内での導入実績もある。■ 火力発電のリードタイムは長期間に及ぶため、2020年までの短期間において有力な方策は混焼技術であると考えられる。この場合、既存の石炭火力にて混焼を進める必要がある。■ ただし、国内ではバイオマス資源量のポテンシャル、良質なバイオマス資源の確保などに課題がある点に留意する必要がある。■ 一方、混焼技術はアジアの産炭国など、海外での低炭素化方策として有望なオプションである。混焼は有効な廃棄物処理方法になりうるため、適切な廃棄物(高カロリー&低含水率&分別済み)を安価または逆有償で調達できれば、石炭火力との混焼が進む。
(2)石炭からガスへの燃料転換	<ul style="list-style-type: none">■ 石炭から天然ガスへ燃料転換は、米国など数多くの先進国で、系統電力の開発の歴史の中で従来より取り組まれている方策である。■ 米国の国内ガス生産、英国のかつての北海油田など資源が豊富である国と比較して、国内産資源に乏しいわが国では、天然ガスの調達における輸入元の多様化が必須である。■ 米国が国内産非在来型ガス(シェールガス)の生産・活用にシフトし、アジア太平洋マーケットが緩む方向に行くなれば、わが国の天然ガス調達にプラス要因となる。

わが国の火力発電低炭素化への示唆：長期的視点（その1）

低炭素化の分類	わが国の火力発電低炭素化推進への示唆
(3)火力発電への高効率発電技術の導入	<ul style="list-style-type: none">■ USC(超々臨界)は、わが国では導入実績があり、海外でも導入が進んでいる。したがって、短期的に有力な低炭素化の方策であり、特に石炭消費量が拡大しているアジアの産炭国等で有力なオプションである。■ IGCCは日米欧にて技術開発競争が繰り広げられており、2015～2020年に商用化の段階に入る見通しである。■ その際のIGCCの発電単価は6円/kWhが目標値であり、他の電源に対して価格競争力を持つため、国内にて導入が進む。ただし、IGCCに対してCCSが義務付けられると、競争力がやや落ちる。■ ただし、仮に化石燃料プラントへのCCS導入が不可避になった場合、IGCCは安価にCO₂を回収できるシステムであるため、経済性・効率性の観点から逆に価格競争力を持つ。
(4)CCSの導入	<ul style="list-style-type: none">■ IGCCによる発電効率向上、バイオマス等の石炭混焼だけでは、抜本的なCO₂削減は困難であり、我が国でもCCSは不可欠な施策オプションとなる。■ 2020年頃までに技術が確立され、その後に本格運用となる。国内では、地中貯留、海洋隔離ともに適切なサイトが存在する。しかし、輸送コストがかからない近隣の貯留ポテンシャルに限られるなど、石炭火力発電所とCCSサイトとのマッチングの課題が残されている。■ CCSに対しては地元住民や環境団体等からの反対運動も予想され、合意形成のプロセスが重要となる。■ オーストラリアは、IGCCやCCS等の技術の世界展開を図る上で、パイロット的な位置付けであると考えられる。

わが国の火力発電低炭素化への示唆：長期的視点（その2）

低炭素化の分類	わが国の火力発電低炭素化推進への示唆
(5) キャップ&トレード制度、オフセット制度	<ul style="list-style-type: none">■ 米国の各州で導入されているGHG排出規制、オフセット、欧州のEU-ETSなど、キャップ&トレードやオフセットによる低炭素化は世界的な潮流である。■ IGCCなどの高効率発電技術、CCS等と組み合わせて運用することにより、将来的な導入へのインセンティブとなりうる。■ 海外の石炭火力への低炭素化技術を進める際にも、炭素クレジットの取得がインセンティブとなる。
(6) 火力発電の設備容量・発電量の低減	<ul style="list-style-type: none">■ 英国では、2050年までに80%削減という究極目標を達成するために、石炭火力のみならずガス火力も削減し、再生可能エネルギーを増加させる計画である。■ 低炭素社会を築く上で正攻法とも言える戦略である。■ その一方で、再生可能エネルギーの増大に備えて、系統電力の安定化を図る対策が必要となる。欧州大陸と系統接続している英国と、国内で系統が閉じているわが国との相違に留意する必要がある。さらに、将来的なわが国とアジア大陸との系統接続の可能性等について検討する必要がある。■ ガス火力が風力発電の出力変動を補償するなどの役割も火力に期待されるところである。