

サマリー

## 世界の石炭利用技術（IGCC・CCS）を巡る動向

### — 第3回 欧州 —

戦略・産業ユニット 電力・ガス事業グループ 研究員 星山 智之

近年、化石燃料の中では比較的資源量が多くかつ安価な石炭の利用に対する注目が集まっている。本連載では、クリーン・コール・テクノロジーと総称される石炭の新しい利用技術の中でも、従来にない高効率での発電が可能なIGCC（Integrated coal Gasification Combined Cycle：石炭ガス化複合発電）技術と、CO<sub>2</sub>排出量削減の短中期的な切り札として期待が高まっているCCS（Carbon dioxide Capture and Storage：二酸化炭素回収・貯留）技術に着目し、その基本的な情報や動向について調査、整理した。調査に際しては発電分野での適用を念頭におき、報告の前半では各国の電気事業の概要を整理している。また、調査対象として中国、オーストラリア、米国、欧州を取り上げた。

欧州では、2007年1月10日に欧州委員会が発表した「Energy Policy for Europe」の中で、持続可能な化石燃料発電および2020年以降の「石炭ゼロ・エミッション」を目指しており、2015年までに最大12件のCCS実証施設の建設を促進する計画である。また、欧州委員会はFP6（第6次枠組みプロジェクト）においてCCS関連事業に約30億€の助成を行っており、地球温暖化問題の解決のためにCCSを重要事項と見なしている。

イギリスでは、2007年5月に発表した「Meeting the Energy Challenge」において、同国が主導するCCS実証試験に政府は財政的な支援を行い、世界の気候変動対策におけるリーダーシップを強化することを目標としている。電源構成においては電源のベストミックスを重視しており、石炭火力発電所の新規建設計画も2006年段階で11件確認されている。その中ではIGCCとCCSを併用する発電所の建設が計画されている。また、北海の海底にCO<sub>2</sub>の貯蔵が可能な構造を有しており、今後もCCSを推進する方向である。

ドイツでは、2020年頃までに原子力発電所17基の全てが廃止されることになっている。その代替電源として再生可能エネルギーが注目されているが、減少分の全てを埋め合わせすることはできず、また天然ガス需給は価格の高騰や供給安定性に対する懸念が存在することから、2006年段階で11件の石炭火力発電所の新規建設が計画されている。電力会社はIGCCとCCSの導入を図っているが、国内のCO<sub>2</sub>貯留容量が少ないということと、さらなるコスト削減が必要ということから、政府はCCSを持続可能ではなく、暫定的な対策と見なしている。

お問い合わせ: [report@tky.iej.or.jp](mailto:report@tky.iej.or.jp)

## 世界の石炭利用技術（IGCC・CCS）を巡る動向

### — 第3回 欧州 —

戦略・産業ユニット 電力・ガス事業グループ 研究員 星山 智之

#### はじめに

本稿では、欧州諸国の中でも電力供給における石炭火力の比率が高く、IGCC および CCS が比較的多く計画されているイギリスおよびドイツに着目した。

#### 1 電気事業の概要

##### 1-1 EUの電気事業体制

欧州ではEU 経済統合の一環として電力規制改革が論議されるようになり、まずイギリスで1990年に国営電力会社の分割民営化、発電・大口小売の自由化、電力取引所（強制プール）の導入、送配電網への第三者アクセスが実現された。1997年にEU 電力指令が発効し、この動きは欧州全体に広がった。2003年には改正 EU 電力指令が発効し、家庭部門を含めた全面自由化、送電部門の法的分離、独立規制機関の設置等が各国に義務付けられ、各国で電気事業制度改革の枠組みの共通化が図られている。こうして2007年7月からは、EU 市場において家庭用を含む全面自由化が実現している。（図表1）

欧州では、国営発送電会社のアンバンドリング（発電部門と送電部門の分離）を採用し、配電・小売供給部門を地域の公営電力会社が担うという形態が一般的である。欧州の電力系統は、大陸系統(UCTE)、北欧系統(Nordel)等、地域で分かれているが、EU 大で統一電力市場形成に向けて規制改革に取り組んでいるため、市場間の接続や系統運用手法の整合性確保が課題となっている。

##### 1-2 イギリス

###### 1-2-1 概要

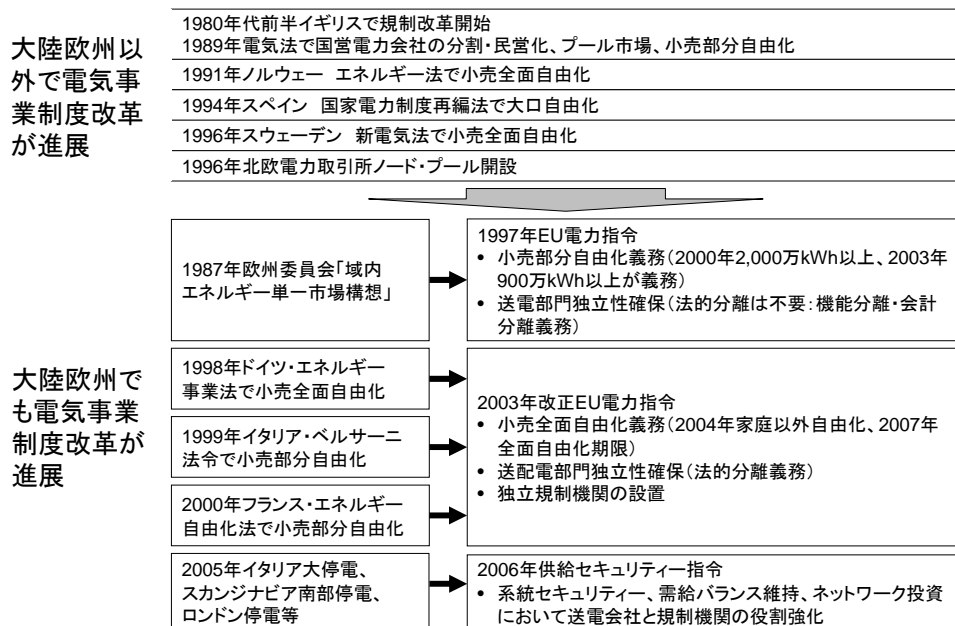
従来のイギリスの電気事業では、国営の中央発電局（Central Electricity Generating Board: CEGB）が発送電を、12の地区配電局が配電・供給を独占していた。しかし、1989年の電気法施行により、CEGBの分割・株式会社化、地区配電局の株式会社化が実施された。これにより、CEGBは発電3社(National Power、PowerGen、Nuclear Electric(現在の British Energyの前身))と、送電1社(National Grid)に4分割され、12の地域配電会社が設立された。1990年以降「1989年電気法」によって小売部門の自由化が段階的に進められ、1999年5月には全面自由化された。

また、1990年代以降、欧米の電気事業者によるイギリスの電力市場におけるM&A事例が多く発生した結果、2005年現在6大事業者が家庭用市場の99.5%を占めるに至っている。

送電部門については、イングランド・ウェールズはNational Gridが、スコットランドはSSE (Scottish and Southern Energy) と SP (Scottish Power) が、北アイルランドはNIE (Northern Ireland Electricity) がそれぞれ運用している。

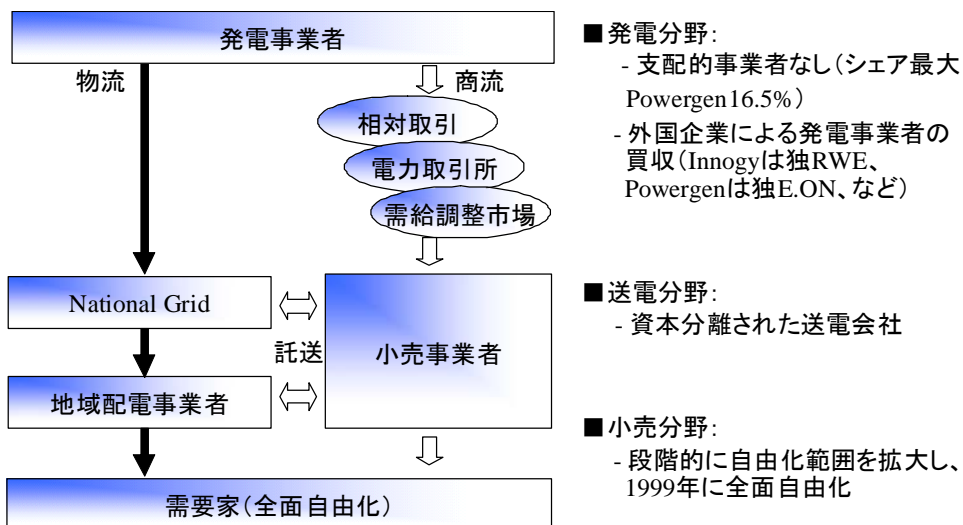
2005年4月には従来のプール制に替わる新たな卸電力取引制度 (BETTA) が導入され、イングランド・ウェールズ地域とスコットランド地域の卸電力市場が統合された。BETTAは相対取引を基本としている。

図表1 欧州電気事業制度改革の流れ



(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

図表2 イギリスの電気事業の概要



(出所) 各種資料より日本エネルギー経済研究所作成

### 1-2-2 電力需給

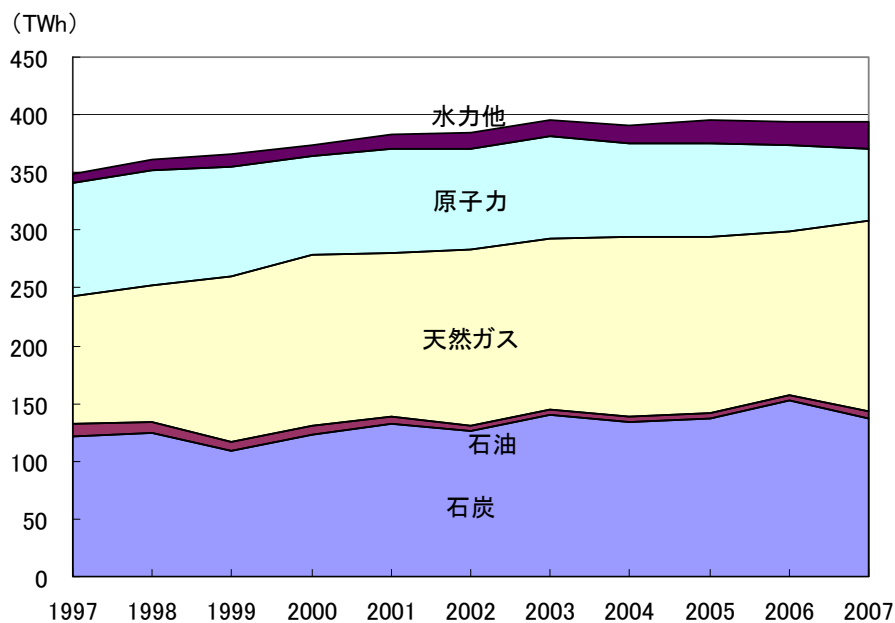
2007年の電源構成の上位は天然ガス41.9%、石炭35.0%、原子力15.9%である。歴史的に石炭中心の電源構成であったが、1970年代から北海での天然ガス開発が本格化したこともあり、1990年の電力自由化以降はCCGT（Combined Cycle Gas Turbine）発電所が次々に建設された。

図表3 発電電力量の推移

	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力他	合計
1997年 (構成比)	122.0 34.9%	10.7 3.1%	111.0 31.8%	98.1 28.1%	7.4 2.1%	349.2 100%
2002年 (構成比)	125.7 32.7%	4.8 1.2%	152.3 39.6%	87.8 22.8%	14.0 3.6%	384.6 100%
2007年 (構成比)	137.8 35.0%	5.0 1.3%	164.8 41.9%	62.4 15.9%	23.6 6.0%	393.6 100%
平均伸び率(1997-2002)	0.6%	-14.8%	6.5%	-2.2%	13.5%	2.0%
平均伸び率(2002-2007)	1.9%	0.8%	1.6%	-6.6%	11.0%	0.5%
平均伸び率(1997-2007)	1.2%	-7.3%	4.0%	-4.4%	12.2%	1.2%

(出所) IEA, Energy Balance of OECD countries

図表4 発電電力量の推移



(出所) IEA, Energy Balance of OECD countries

## 1-2-3 発電設備

2006年時点の発電設備容量は75,016MWであり、そのうち石炭は34.6%、CCGTは33.1%、原子力は14.6%となっている。

図表5 発電設備（事業者・送電端）

単位：MW

	1998年	2002年	2006年	平均伸び率 (1998/2006)
石炭火力 (構成比)	25,324 (37.0%)	22,427 (31.9%)	25,989 (34.6%)	0.3%
石油火力 (構成比)	2,829 (4.1%)	2,708 (3.8%)	3,778 (5.0%)	3.7%
混焼火力 (構成比)	6,928 (10.1%)	5,552 (7.9%)	3,952 (5.3%)	-6.8%
CCGT (構成比)	14,638 (21.4%)	21,800 (31.0%)	24,859 (33.1%)	6.8%
原子力 (構成比)	12,956 (18.9%)	12,240 (17.4%)	10,969 (14.6%)	-2.1%
ガスタービン (構成比)	1,492 (2.2%)	1,433 (2.0%)	1,444 (1.9%)	-0.4%
水力 (構成比)	4,115 (6.0%)	4,092 (5.8%)	4,020 (5.4%)	-0.3%
その他 (構成比)	108 (0.2%)	117 (0.2%)	96 (0.1%)	1.5%
合計	68,390	70,369	75,016	1.2%

(出所) DBEER 統計, 2000~2007

## 1-2-4 電源開発計画

10年後には現在操業中の石炭火力発電所の約半数、2020年には原子力発電所の65%がそれぞれ老朽化で停止し、計2,000万kWの新規電源が必要となる。

図表6 発電電力量の見通し

単位：10億kWh

	2005年	2010年 <sup>(a)</sup>	2020年 <sup>(a)</sup>
石炭 (構成比)	123 (34.3%)	121 (33.2%)	119 (28.7%)
石油 (構成比)	2 (0.6%)	2 (0.5%)	1 (0.2%)
ガス (構成比)	132 (36.8%)	129 (35.3%)	202 (48.7%)
原子力 (構成比)	74 (20.6%)	68 (18.6%)	25 (6.0%)
再生可能エネルギー (構成比)	16 (4.4%)	31 (8.5%)	48 (11.6%)
その他(水力・輸入) (構成比)	13 (3.6%)	14 (3.8%)	19 (4.6%)
合計	359	365	415

(出所) DBERR, Updated Energy and Carbon Emissions Projections, Feb. 2008.

(a) 数値は中位シナリオによる(原子力発電所の新設は前提としない)。

原子力については、2007年5月時点で運転中の設備が19基（合計出力1,022万kW）存在する。具体的な建設・計画中の原子力発電所はないが、国民の地球環境問題に対する意識の高まりやエネルギーセキュリティ確保の観点から、原子力推進へと政策の転換がされようとしている。

火力については、2012年までに少なくとも10件以上の天然ガス火力発電所の新設計画がある。発電所の新規建設においては、石炭火力発電と比べて環境性が高く、建設のリードタイムが短い天然ガス火力発電所が大きな比重を占めるという見方が多い。一方で2007年5月に発表された「Meeting the Energy Challenge」では、石炭火力発電所は、需要の変動に柔軟に対応できると述べられており、天然ガス火力に偏重しない電源のベストミックスが前提となっている。「IEA Clean Coal Centre」によると2006年段階で、11件の石炭火力発電所が建設中である。

再生可能エネルギーについては、イギリス全国の供給電力において、2010年までに10%、2015年までに15%、2020年までに20%を再生可能エネルギー源とする目標が立てられている。

#### 1-2-5 電力政策

イギリスはもともと石炭資源が豊富で歴史的には石炭がイギリスの工業発展を支えてきた。1970年代から北海で石油や天然ガスの生産が本格化した。発電用燃料としては国内炭保護の観点から長く石炭が使用されてきた。しかし、1990年の電力自由化以降、価格や環境面で有利なガス・コンバインド・サイクル発電所が次々と建設され、石炭からガスへの燃料転換が進み、ガス需要は著しく伸びた。

京都議定書で決められたイギリスのCO<sub>2</sub>削減目標（1990年比で12.5%削減）を達成する必要もあり、2003年2月に発表された長期エネルギー政策では、2050年までにCO<sub>2</sub>排出量を60%削減するという目標が掲げられ、再生可能エネルギーやコージェネレーションの拡充、エネルギー利用効率の改善等が挙げられた。

2007年5月の「Meeting the Energy Challenge」では、天然ガスだけに偏らない電源として、原子力が重要な電源と位置付けられており、再生可能エネルギーについては供給電力の20%にまで引上げることが目標として掲げられている。

2008年1月には原子力発電所の新規建設に向けた体制整備やスケジュール等を盛り込んだ原子力政策（「White Paper on Nuclear Power」）が発表され、民間事業者に新規原子力発電所の建設を認め、民間事業者が競争市場で原子力発電所を建設するための環境整備が進められている。その中で政府の役割は許認可プロセス簡素化等の投資環境整備であると位置付けており、新設の際の補助金交付等による政府の直接的な市場への介入はしない方針を提示している。

### 1-3 ドイツ

#### 1-3-1 概要

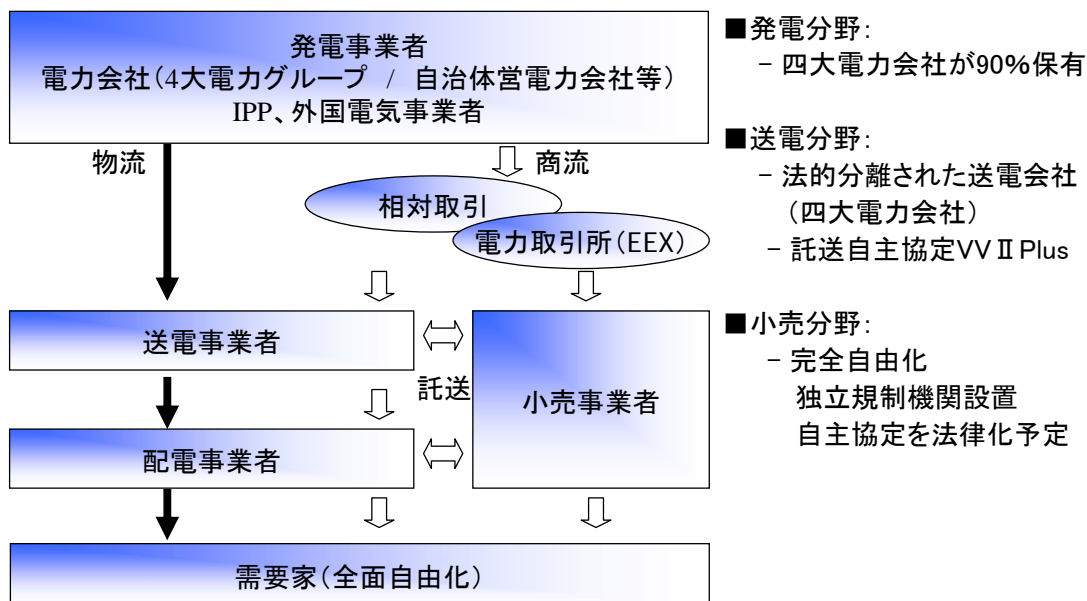
1990年の東西ドイツ統一後は旧東ドイツ地域での経済不振のため、一時的にエネルギー消費と電力消費が低下していたが、1994年を境に再び増加に転じ、1996年以降は統一前の水準に戻っている。

ドイツでは1998年に新しいエネルギー事業法が施行され、家庭用も含めて全面自由化が実施された。ドイツには従来、電気事業の中心的役割を担う8大電力会社が国内総発電電力量の約90%を独占的に供給してきたが、自由化によってこの独占体制は崩れた。卸売りと小売りの両レベルでの全面的な自由化によって、電力会社間で激しい競争が行われるようになった。

また、競争力を維持するため、電力会社同士の合併や提携が盛んに行われた。その結果8大電力会社は、E.ON、RWE、EnBW（フランスEDF社系）、及びVattenfall Europe（スウェーデンVattenfall社系）の4大グループに収斂している。特にE.ONやRWEは英国で6大グループの一角を形成するなど、欧州を中心に国外への進出も盛んである。その他、地方公営の小規模な配電会社等全部で1,000社以上の電力会社がある。

電力取引の活性化のため、2000年には、Frankfurtに欧州エネルギー取引所（EEX）が、LeipzigにLeipzig電力取引所（LPX）が設立された。しかし、両取引所は十分な取引量を確保できず、2001年10月に合併を決め、2002年にLeipzigで合併後の電力取引所（EEX）が運用を開始した。その後、取引所の取引量は徐々に増加し、2006年時点の実績では、取引所の現物取引量が全国の消費電力量の約16%を占めるに至っている。

図表7 ドイツの電気事業の概要



(出所) 各種資料より日本エネルギー経済研究所作成

### 1-3-2 電力需給

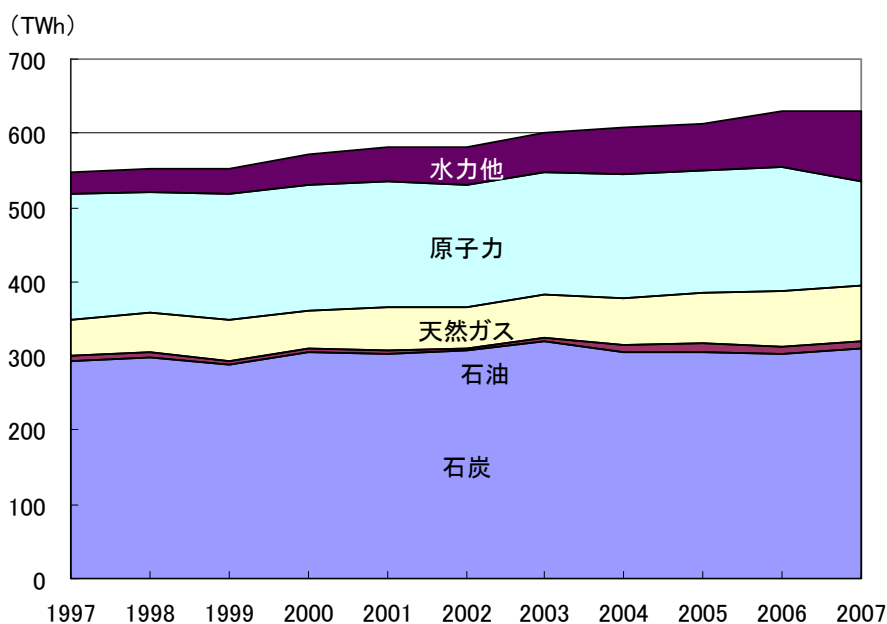
2007年の電源構成の上位は石炭49.4%、原子力22.3%、天然ガス11.8%である。原子力は2002年以降着実に減少しており、現時点では圧倒的に石炭の割合が多い。天然ガスは低い割合で推移している。

図表8 発電電力量の推移

	(TWh)					
	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力他	合計
1997年 (構成比)	292.4 53.4%	6.9 1.3%	49.7 9.1%	170.3 31.1%	28.7 5.2%	548.0 100%
2002年 (構成比)	306.6 52.7%	4.3 0.7%	54.5 9.4%	164.8 28.3%	51.7 8.9%	582.0 100%
2007年 (構成比)	311.0 49.4%	9.5 1.5%	74.5 11.8%	140.5 22.3%	93.7 14.9%	629.3 100%
平均伸び率(1997-2002)	1.0%	-8.8%	1.9%	-0.7%	12.5%	1.2%
平均伸び率(2002-2007)	0.3%	17.2%	6.4%	-3.1%	12.6%	1.6%
平均伸び率(1997-2007)	0.6%	3.3%	4.1%	-1.9%	12.6%	1.4%

(出所) IEA, Energy Balance of OECD countries

図表9 発電電力量の推移



(出所) IEA, Energy Balance of OECD countries

### 1-3-3 発電設備

2006年時点の発電設備容量は102,901MWであり、そのうち石炭は25.2%、褐炭は20.6%、原子力は20.6%となっている。



図表 10 発電設備（事業者）

単位: MW

	1998年	2002年	2006年	平均伸び率 (1998/2006)
水力 (構成比)	8,771 (8.1%)	8,782 (9.0%)	10,072 (9.8%)	1.7%
褐炭火力 (構成比)	19,836 (18.4%)	20,390 (20.9%)	21,189 (20.6%)	0.8%
石炭火力(a) (構成比)	29,119 (27.0%)	24,430 (25.0%)	25,917 (25.2%)	-1.4%
その他(b) (構成比)	26,780 (24.8%)	20,670 (21.2%)	24,510 (23.8%)	-1.1%
原子力 (構成比)	23,486 (21.7%)	23,407 (24.0%)	21,214 (20.6%)	-1.3%
合計	107,992	97,675	102,901	-0.6%

(出所) BMWi:電気事業統計, 1985~1998 VIK:Statistik der Energiewirtschaft2008

(a) 石炭の混焼を含む。

(b) 石油、天然ガス、再生可能エネルギー。

#### 1-3-4 電源開発計画

石炭火力発電所の老朽化や原子力発電所の段階的廃止等により、今後は約 1,600 万 kW の代替電源が必要となる見込である。

図表 11 電力供給力の見通し

単位: 100万kW

	2008年	2010年	2020年
水力 (構成比)	9.1 (7.2%)	9.1 (6.7%)	9.2 (5.5%)
火力 (構成比)	68.4 (53.9%)	73.8 (54.7%)	93.5 (56.4%)
原子力 (構成比)	20.3 (16.0%)	17.5 (13.0%)	4.4 (2.7%)
再生可能エネルギー (構成比)	29.2 (23.0%)	34.6 (25.6%)	58.7 (35.4%)
合計	127.0	135.0	165.8

(出所) UCTE: System Adequacy Forecast 2008-2020, 2008

原子力については、ドイツには 2006 年時点で原子力発電設備が 17 基（合計出力 2,034 万 kW）存在する。シュレーダー前政権の下で、原子力発電所の段階的廃止（平均運転期間を 32 年間とし、その後廃止）が決定され、2020 年頃までに 17 基全てが廃止される予定である。

火力については、2007 年現在ドイツでは発電電力量の約 49.4% を石炭火力発電に依存し

ている。特にドイツ西部において稼働中の石炭火力発電所の老朽化が進んでいるが、「IEA Clean Coal Centre」によると2006年段階で8件の建設計画がある。一方で天然ガス火力発電所については、天然ガス供給の約30%をロシアに依存していることもあり、価格の高騰や供給安定性に対する懸念が存在することから、リスクは高いと考えられている。

再生可能エネルギーについては、2006年現在、全発電電力量に占める割合は約10%である。風力発電導入量は1990～2006年の間に約370倍に増大し、2006年時点では2,062万kWに達している。太陽光発電導入量は2005年から日本を抜いて世界第一位となり、2006年時点では300万kWを超える勢いとなっている。今後は発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合を2010年までに12.5%に、2020年までに少なくとも25～30%まで拡大することを計画している。

### 1-3-5 電力政策

ドイツはもともと褐炭と石炭を豊富に産出する国で、石炭資源は歴史的にドイツ工業の発展を支えてきた。1960年代以降、石炭は安い輸入石油に押されて需要が減少したが、1973年の石油危機を契機に石炭への再転換策を打ち出し、石炭産業を保護してきた経緯がある。電力会社は1996年まで国内炭の引き取りを義務付けられていた。

1998年に政権に就いたシュレーダー前政権（社民党と緑の党の連立政権）は、脱原子力政策を打ち出し、2001年6月、政府は原子力発電所を段階的に閉鎖することで電力会社と合意した。合意では割り当てられた発電量が尽きた発電所から順次、閉鎖されることになっている。2005年11月には原子力推進派のキリスト教民主社会同盟（CDU・CSU）と社民党との連立政権が誕生したが、脱原子力政策に大きな変更は加えられない状態であったが、2006年4月にメルケル首相が、今後時間をかけて公の場で原子力について議論していく意向を示すなど、将来の原子力政策については流動的となっている。

今後は原子力発電所の閉鎖によって、需給上の電力不足が顕在化する可能性もある。脱原子力からの供給力の不足分を賄うために再生可能エネルギーが期待されているが、原子力の減少分を全て埋め合わせることができる確証はない。このことにより、海外からの電力輸入や火力発電所による補充に頼らざるを得ないことも指摘されている。

## 2 IGCC・CCSを巡る動向

### 2-1 稼働中のプラント

#### 2-1-1 IGCC

稼働中のプラントのうち、代表的なものについて以下に示す。

図表 12 稼働中の IGCC プラント

実施主体	Nuon社	Elcogas	Sokolovska社 Uhelna社
実施場所	オランダ Willem Alexander 発電所	スペイン Puertollano 発電所	チェコ Vresova 発電所
発電容量	253MW	335MW	400MW
開始時期	1994年	1998年	1968年/1996年
使用燃料	石炭 バイオマス混焼	石炭	石炭
ガス化方式	Shell炉 酸素吹き	Prenflo炉 酸素吹き	Lurgi
CO <sub>2</sub> 貯留場所	陸域	NA	NA
CO <sub>2</sub> 貯留量	3000t/年	NA	NA

(出所) FutureGen Workshop2008 資料および各種 HP より日本エネルギー経済研究所作成

幾つかの計画について、以下に概説する。

#### ①Nuon 社 Willem Alexander 発電所

電力会社 4 社の出資・運営により設立されたオランダ電力委員会 (SEP) によりプロジェクトが推進され、現在は Nuon 社がプラントを所有している。1990 年にプラント着工、1994 年から 4 年間の実証試験を経て 1998 年から商用運転を行っている。2005 年時点の稼働率は約 60%。2001 年以降バイオマスとの混焼を進め、現在では約 30wet-ton%混焼している。国土の 25%は海面下に位置するオランダでは、CO<sub>2</sub>増加による海面上昇に対する危惧から、微粉炭火力発電所の新規建設が禁止されており、IGCC の開発が促進されている。

#### ②Elcogas 社 Puertollano 発電所

EC より 9%の補助を受け、欧州の電力会社 8 社とメーカー 3 社の連合体 Elcogas (EDF、ENEL、National Power、Siemens 等) により推進されている。1993 年にプラント着工し、2000 年に実証試験が満了している。現在商用運転中とされており、2005 年時点の稼働率は 50%。プラント建設費は約 7 億€ と見られている。EU 全体で天然ガスに対する依存を低減し、アメリカの石炭利用技術に対抗するために建設されている。

## 2-1-2 CCS

稼働中のプラントのうち、代表的なものについて以下に示す。

図表 13 稼働中の CCS プラント

プロジェクト名	Sleipner	Snohvit	CASTER	CO2SINK	—
実施主体	Statoil社	Statoil社	複数国	GFZ 他	Vattenfall Europe社
実施場所	ノルウェー Sleipner ガス田	ノルウェー Snohvit ガス田	欧州各地	ドイツ Ketzin	ドイツ Schwarze Pumpe 産業パーク内
開始時期	1996年	2007年	2004年	2008年	2008年
CO <sub>2</sub> 発生源	天然ガス随伴	天然ガス随伴	工業施設の排ガス	NA	石炭火力発電所 (30MW)
CO <sub>2</sub> 貯留場所	ガス田下の帯水層	ガス田下の帯水層	枯渇油田 ガス田下の帯水層	枯渇ガス田	陸域
CO <sub>2</sub> 貯留量	100万t/年	70万t/年	NA	3万t/年	NA

(出所) RITE 二酸化炭素地中貯留データベースおよび各種 HP より日本エネルギー経済研究所作成

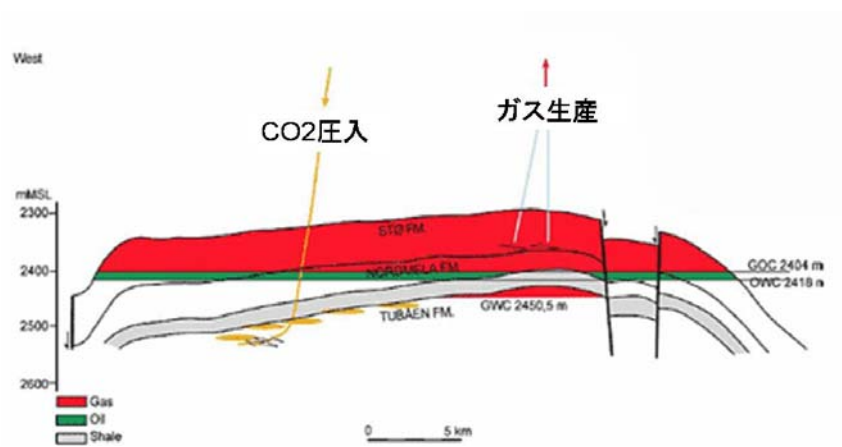
## ①Sleipner

北海の大規模天然ガス生産地である Sleipner において、天然ガスに含有される高濃度の CO<sub>2</sub> をアミン法によって分離・回収し、北海海底下約 800～1,000m にあるウトシラ塩性帯水層に貯留する。このプロジェクトの目的は、商業的に天然ガスを生産すると同時に、年間 100 万 t の CO<sub>2</sub> を深部塩水帯水層に隔離すること、実施権者のノルウェーCO<sub>2</sub> 税の支払いを最小化することである。

## ②Snohvit

Snohvit ガス田で生産された天然ガスの精製過程で除去された CO<sub>2</sub> を、大気中に放出せずに貯留層近傍の海底下 2,600m に貯留する。このプロジェクトの目的は、天然ガス生産および欧州その他の市場への LNG 輸出、ガス田の実施権者に課されるノルウェーCO<sub>2</sub> 税を最小限に抑えることである。

図表 14 Snohvit プロジェクトのイメージ



(出所) RITE 二酸化炭素地中貯留データベースより抜粋

### ③CASTER

欧州委員会の FP6(第 6 次枠組みプロジェクト)にて実施されているプロジェクトの一つである。このプロジェクトの目的は、欧州における CO<sub>2</sub> 排出量の 10%、あるいは大規模工業施設(主に従来型の発電所)からの CO<sub>2</sub> 排出量の 30%の回収および地中貯留を実現可能にすることである。CO<sub>2</sub> 分離・回収と地中貯留に関する新たな技術の開発と、CO<sub>2</sub> 貯留に係る不確実性とリスクを定量化し、それらを最小限にする方法が検討される。また、CO<sub>2</sub> 分離回収にかかる費用を、CO<sub>2</sub> 1t あたり 40~60€ から 20~30€ に削減することも目標とされている。プロジェクトの資金は 1,580 万€ で、EC からの助成金は最大 850 万€ である。

### ④CO<sub>2</sub>SINK

欧州委員会の FP6(第 6 次枠組みプロジェクト)にて実施されているプロジェクトの一つである。GFZ (ポツダム地球科学研究所) 他多数の研究所等が参画している。ベルリンから約 25km 西方の Ketzin で、地下 600~700m の帯水層に約 3 万 t の CO<sub>2</sub> を圧入する計画である。このプロジェクトの目的は、欧州の将来的な CO<sub>2</sub> 回収・地中貯留への信頼性を構築すること、および地中貯留に関する将来的な法的枠組みの開発に活用するための実地経験を提供することである。具体的には地中貯留に関する実際的なテスト、事例におけるリスク評価、モニタリング技術の測定、新たなモニタリング技術の開発などが実施される。

### ⑤Vattenfall Europe 社

Brandenburg 州 lausitz の Schwarz Pumpe 産業パーク内にある試験プラント。2008 年 9 月に稼動開始した。褐炭を酸素とともに燃焼させ、排気中から CO<sub>2</sub> を取り除く。分離した CO<sub>2</sub> は液化し、Sachsen Anhalt 州の Salzwedel 近郊の地中に埋める。投資額は約 7000 万€。

## 2-2 計画中のプラント

### 2-2-1 IGCC

計画中のプラントのうち、代表的なものについて以下に示す。

図表 15 計画中の IGCC プラント

実施主体	Nuon社	RWE社	Centrica社	Powerfuel社
実施場所	オランダ Nuon Magnum 発電所	イギリス Tilbury 発電所	イギリス Teesside 発電所	イギリス Hatfield 発電所
発電容量	1300MW	450MW	800MW	740MW
開始時期	2012年 (IGCC) 2013年 (CCS)	2014年 (IGCC) 2016年 (CCS)	2012年	NA
使用燃料	石炭 天然ガス バイオマス混焼	石炭	石炭	石炭
ガス化方式	3xShell炉	NA	NA	2xShell炉
CCS種別	CO <sub>2</sub> 貯留	CO <sub>2</sub> 貯留	EOR	EOR
CO <sub>2</sub> 回収率	NA	90%	85%	90%
CO <sub>2</sub> 貯留場所	陸域	陸域	NA	NA
CO <sub>2</sub> 貯留量	NA	NA	NA	NA

(出所) FutureGen Workshop2008 資料、RITE 二酸化炭素地中貯留データベース、および各種 HP より日本エネルギー経済研究所作成

幾つかの計画について、以下に概説する。

#### ①Nuon社 Nuon Magnum 発電所

オランダの公益エネルギー企業、Nuon社が北海沿岸の Eemshaven に建設する出力 130 万 kW の発電所。当面は天然ガスを燃料とするが、将来的には IGCC への転換を目指している。CCS は 2013 年から開始する予定。

#### ②RWE社 Tilbury 発電所

このプロジェクトはドイツの RWE社が進めているものであり、最終目標は CO<sub>2</sub> 排出量ゼロの発電施設を建設することである。現在、このための技術開発を進めており、出力 400 ~ 450MW の IGCC 発電所の 2014 年の稼働を目指している。この発電所は、イギリスのテムズ川河口近くの Tilbury に建設予定であり、現在は商業化した際の費用対効果の検証が行われている。この発電所は IGCC に加えて、CO<sub>2</sub> 回収・地中貯留技術も採用される予定であり、施設からの CO<sub>2</sub> 排出量は 90% 程度削減される予定である。CO<sub>2</sub> 回収・地中貯留設備については 2016 年に完成する予定。プロジェクト資金は 10 億€ 程度と見られている。

図表 16 RWE 社 Tilbury 発電所の開発ロードマップ



(出所) RWE 社 HP より抜粋

## 2-2-2 CCS

計画中のプラントのうち、代表的なものについて以下に示す。

図表 17 計画中の CCS プラント

実施主体	E.ON Energy社	Vattenfall Europe社	Veolia Environnement社	BP社
実施場所	ドイツ国内	ドイツ Jaenschwalde	フランス パリ郊外	スコットランド aberdeen
開始時期	2010年	2015年	2012年	2010年
CCS種別	CO <sub>2</sub> 貯留	CO <sub>2</sub> 貯留	CO <sub>2</sub> 貯留	EOR
CO <sub>2</sub> 源	石炭火力発電所	石炭火力発電所 (500MW級)	廃棄物発電所	天然ガス火力発電所 (475MW)
CO <sub>2</sub> 貯留場所	—	—	陸域	Miller油田
CO <sub>2</sub> 貯留量	3万6000t/年	—	20万t/年	180万t

(出所) 各種 HP より日本エネルギー経済研究所作成

幾つかの計画について、以下に概説する。

### ①E.ON Energy 社

E.ON Energy 社の石炭火力発電所から排出される CO<sub>2</sub> の回収技術実証試験を、三菱重工業と共同で行う。燃焼排ガス中の CO<sub>2</sub> を特殊な吸収液(KS-1)と蒸気で分離・回収する三菱重工業独自の技術を用いる。消費エネルギー量の削減を主眼に各種検証を行う。実証試験は

2年間の予定。E.ON Energy社の投資額は約1,000万€の見込み。

#### ②Veolia Environment社

廃棄物発電所で生じるCO<sub>2</sub>を、パリ郊外の約30km離れた地点の地下に貯留する。2012年から2013年の事業開始を目指す。将来はCO<sub>2</sub>の排出量取引市場で貯流分に相当する排出権を売却する見込み。大都市近郊でのCO<sub>2</sub>貯留計画は珍しい。

#### ③BP社

世界初の工業規模での水素燃焼システムを建設・操業するものであり、現在、技術検討及び設計を行っている。天然ガスから水素を生産し、水素ガスによって発電を行うことにより二酸化炭素の排出が約90%削減され、180万tのCO<sub>2</sub>を貯留することになる。

### 2-3 見通し

#### 2-3-1 EU

EU15ヶ国の京都議定書における温室効果ガス削減目標は、1990年比で8%削減である。

2005年に開始された第2次欧州気候変動プログラム(ECCP)で、CO<sub>2</sub>固定及び地中貯留ワーキンググループが組織されており、CCS導入について本格的に検討されている。同年12月には、2020年までのゼロ・エミッション発電所実現を目指し、欧州のエネルギー業界、研究機関、非政府組織、加盟各国及び欧州委員会から構成される欧州技術プラットフォームが発足している。

2007年1月10日には欧州委員会が、EU大でのエネルギー政策パッケージとなる「Energy Policy for Europe」を発表した。これは、EUとして2020年までに1990年比20%の温室効果ガス排出量を削減するという目標を達成することを前提に策定された。その中でCCSについては、持続可能な化石燃料発電および2020年以降の「石炭ゼロ・エミッション」を目指して、2015年までに最大12件のCCS実証施設の建設を促進することが述べられている。また、欧州委員会はFP6(第6次枠組みプロジェクト)においてCCS関連事業に、約30億€の助成を行っている。

今後の課題として、欧州委員会は以下の点を挙げている。

- |  |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"><li>①回収、輸送、貯留における人体や生態系への影響がないことの確認</li><li>②貯留場所において、長期にわたって周辺環境への影響がないことの確認</li><li>③効果的な法的規制枠組みの確立</li><li>④コストの改善</li><li>⑤諸外国との実証施設への連携の活性化</li></ul> |
|--|

特に④については、2020年までに現在の70€/t-CO<sub>2</sub>から20~30€/t-CO<sub>2</sub>程度にすることを目標にしている。また⑤については、中国やインド等、諸外国との連携によって石炭



火力発電の効率向上、貯留の地質学的な潜在能力を持つ場所の識別等を目指す。

このように、欧州委員会は CCS を必要不可欠なものとしているが、この背景には地球環境問題はもちろんのこと、今後の電力供給力確保の観点から、原子力や再生可能エネルギーだけでは賄いきれず、電源として石炭の利用が避けられないという事情がある。

### 2-3-2 イギリス

イギリスの京都議定書における温室効果ガス削減目標は、1990年比で12.5%削減である。2003年の長期エネルギー政策においては、CO<sub>2</sub>排出量を1990年比で2020年に26~32%、2050年に60%削減する目標を掲げている。

2007年5月の「Meeting the Energy Challenge」では、イギリスが主導する CCS 実証試験に政府は財政的な支援を行い、世界的な気候変動対策におけるイギリスのリーダーシップを強化することが目標とされている。また「Meeting the Energy Challenge」においては、CCSの導入によって、2020年には1990年比で30万t~100万tのCO<sub>2</sub>が削減されると見込まれている。

実際に、最近になって CCS 実証プロジェクトに対する補助金の公募が出されている。補助金による支援の条件は、発電規模が30万kW以上であること、CO<sub>2</sub>回収率が最低85%以上であること、および原則2014年までに「回収・輸送・貯留」という一連の過程の運転を開始することである。

貯留地についても、北海の海底下を中心に CO<sub>2</sub> を貯蔵可能な構造を有しており、今後もイギリスは CCS 技術の開発、適用を強く推進すると予想される。

図表 18 北海沿岸の CO<sub>2</sub> 貯留ポテンシャル

種別	場所	貯留ポテンシャル (百万トン)
石油田	海底下	1,175
ガス田	海底下	5,140
ガス/コンデンセート田	海底下	1,200
塩性帯水層	北海南部	最大14,250
	アイリッシュ海	最大630
	北海北部、中部	定量データなし 潜在的可能性大
	陸上	定量データなし 潜在的可能性小
合計		最大22,395

※2004年のイギリスのCO<sub>2</sub>排出量は約575百万トン

(出所) DTI, Industrial carbon dioxide emissions and carbon dioxide storage potential in the UK, 2006.10

### 2-3-3 ドイツ

ドイツの京都議定書における温室効果ガス削減目標は、1990年比で21%削減である。

2005年に改正された気候保護プログラムは、京都議定書の目標達成だけでなく、ドイツの中期的な削減目標である2020年までに1990年比で40%削減、2050年には80%減も視野に入れて作成されている。

2006年10月にドイツ環境省は、CCSを部分的に許容するという政策スタンスを明らかにした。ドイツ国内のCO<sub>2</sub>貯留容量は30年から60年分しか存在しないということと、CCS事業を展開するには高いコスト負担に耐えられことが条件となることから、温室効果ガス削減目標は主に省エネルギーと再生可能エネルギーとによって達成されるべきであり、CCSは暫定的な対策であると述べている。しかし、原子力発電所の段階的廃止による供給力の不足分の全てを再生可能エネルギーで賄うことは困難であり、ドイツでは依然石炭火力発電に頼らざるを得ないのが実情である。

その後2008年4月にドイツ環境相が発表した研究書「Ecological, Economic and Structural Comparison of Renewable Energy Technologies (RE) with Carbon Capture and Storage (CCS)」によると、2020年以降の新設石炭火力発電プラントの標準機能としてCCSを位置付けている。また、CO<sub>2</sub>回収コストについては、実証試験や技術的な改善の結果、現在の35€～50€/t-CO<sub>2</sub>から、20€/t-CO<sub>2</sub>以下に減らすことを目標としている。

一方、E.ONの発表<sup>1</sup>によると、燃焼後回収、酸素燃焼、燃焼前回収のいずれの方式でも、2020年時点のCCSコストは35€/t-CO<sub>2</sub>の水準になると予測している。これらの見通しは、CO<sub>2</sub>排出権の価格が20～35€/t-CO<sub>2</sub>以上の水準となれば、CCSが経済的に成立し得ることを示している<sup>2</sup>。

またRWEの試算<sup>3</sup>によると、IGCCとCCSを組合せた際の発電原価として、デモプラント(330MW、発電効率35.5%、設備費5,000€/MWh)は95～100€/MWh、商業プラント(1,600MW、発電効率37%、設備費3,000€/MWh)の場合は65～70€/MWhという数値を提示している。一方、EEXで取引されているベースロード電力の2009年先物価格は75€/MWh前後の水準(2008年10月9日時点)にあり、計画通りのコストダウンが商業プラントで実現され、かつ電力価格が現在と同等以上の水準を保っていれば、IGCCとCCSを組合せた発電設備の実現可能性は高くなると考えられる。

お問い合わせ: [report@tky.iecej.or.jp](mailto:report@tky.iecej.or.jp)

<sup>1</sup> COORETEC Working Group 2 :Steam Power Plant & Post Combustion Capture, 2008.4.23

<sup>2</sup> EEX で取引されている EU-ETS 第二期 (2008 年～2012 年) の CO<sub>2</sub> 排出権の先物価格は、2009 年のおよそ 22€ から 2012 年のおよそ 25€ と、徐々に値上がりする傾向にある。(2008 年 10 月 9 日時点)

<sup>3</sup> COORETEC Working Group 3 :IGCC/CCS Project of RWE, 2008.4.23