

第1章

石炭ガス化複合発電技術 開発の経緯

1-1	石炭ガス化複合発電技術の位置づけ	8
1-2	石炭ガス化複合発電の一般的な特徴と構成	10
1-2-1	IGCCの特徴	10
1-2-2	石炭ガス化設備	10
1-2-3	ガス精製設備	13
1-2-4	複合発電設備	14
1-2-5	インテグレーション技術	14
1-3	海外における開発	15
1-4	我が国における開発	17
コラム1	IGCCにおけるCCSへの対応	20
コラム2	効率向上とコスト低減に寄与する乾式ガス精製技術	21
コラム3	IGCC用ガスタービンの開発動向	22



1-1 石炭ガス化複合発電技術の位置づけ

エネルギー資源に乏しい我が国では、エネルギーセキュリティ確保の観点から電源のベストミックスが進められている。BP統計(2015年版)⁽¹⁾によれば、石炭は、可採年数(確認可採埋蔵量)が110年(8,915億トン)であり、石油の52.5年(1兆7,010億バレル)、天然ガスの54.1年(187.1兆m³)に比べ大きく、また、北米、欧州、アジア・オセアニアなどに幅広く分布している。このように、化石燃料の中で、埋蔵量が豊富で地域的偏在性が低いことなどから、石炭は将来にわたって重要なエネルギー源と位置づけられる。

一方、石炭は石油や天然ガスに比べて単位発電熱量あたりの炭素含有量が多く、燃焼時の二酸化炭素排出量が多いことなどから、環境負荷の低減が課題となっている。このため、石炭をクリーンに利用する技術の開発が進められており、特に高効率化に関するさまざまな取組みが行われている。

2008年に公表された「Cool Earth -エネルギー革新技術計画」⁽²⁾においては、石炭ガス化複合発電(IGCC: Integrated coal Gasification Combined Cycle)を含めた高効率石炭火力発電は、重点的に取り組むべきエネルギー革新技術の

一つとして位置づけられており、着実な実用化に向けた技術開発ロードマップが示された。その後、東日本大震災および東京電力福島第一原子力発電所事故を受け、2014年4月には、エネルギーを巡る国内外の大きな環境変化を踏まえた第四次エネルギー基本計画⁽³⁾が閣議決定された。その中で、「エネルギー政策の要諦は、安全性(Safety)を前提とした上で、エネルギーの安定供給(Energy Security)を第一とし、経済効率性の向上(Economic Efficiency)による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合(Environment)を図るため、最大限の取組を行うことである」と、3E+Sの基本的視点が確認されている。

第四次エネルギー基本計画に基づき、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会長期エネルギー需給見通し小委員会において、現実的かつバランスの取れたエネルギー需給構造の将来像が検討された。小委員会における取りまとめを踏まえ、経済産業省は、2015年7月に「長期エネルギー需給見通し」⁽⁴⁾を決定した。ここでは2030年度の電源構成が示され、石炭火力については、発電電力量に占める割合を26%とし、「環境負荷の低減と両立しながら、その有効活用を推進する」とされた。

これを受けて設置された「次世代火力発電の早期実現

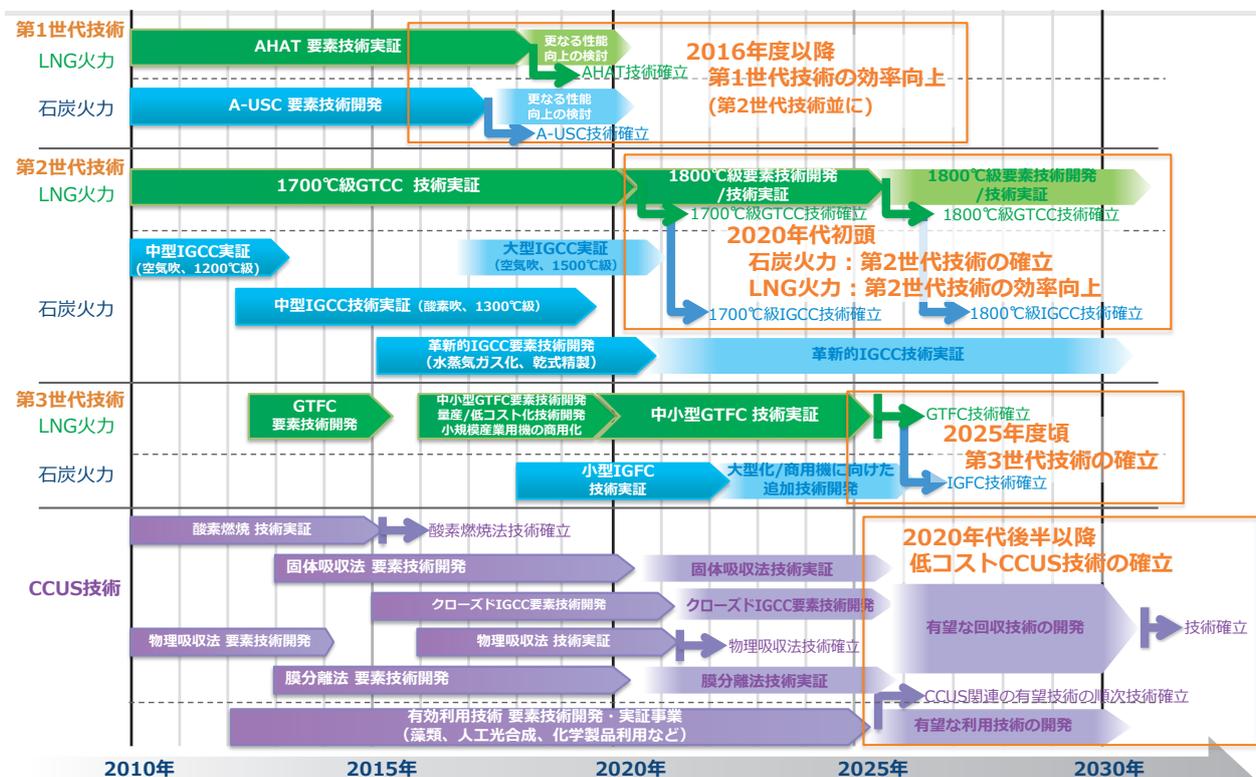


図 1-1-1 次世代火力発電技術のロードマップ (次世代火力発電の早期実現に向けた協議会)⁽⁵⁾

に向けた協議会」により、官民一体となって開発を加速するための技術ロードマップ(中間とりまとめ)⁽⁵⁾が2015年7月に策定された(図1-1-1⁽⁵⁾、図1-1-2⁽⁶⁾)。ここで、IGCCは2020年代初頭に技術を確立し、実用化に目処をつけるとされ、石炭ガス化燃料電池複合発電(IGFC: Integrated coal Gasification Fuel Cell combined cycle)についても、2025年度頃に技術を確立、実用化に目処をつけるとされた。CO₂の回収、貯留(CCS)・有効利用(CCUS)技術については、2030年度以降を見据えて各種の技術開発を進め、2020年代後半以降に経済的に有望な技術を確立するとされた。

我が国のIGCC技術は、現在、250MW実証機プロジェクトが終了し、商用機設計に必要な知見が得られた段階にある。経済産業省と環境省が2013年に示した事業者が利用可能な最良の技術(BAT: Best Available Technology)の中には、実証機と同等規模の20万kW級空気吹きIGCCが含まれている。さらに、東京電力株式会社は、福島復興を加速させるための取り組みとして発表した「福島復興大型石炭ガス化複合発電設備実証計画」において、2基の500MW級IGCCを2020年代初頭に運転開始するとしている。上述のロードマップ⁽⁵⁾では、今後、送電端効率46～48%(HHV: 高位発熱量、以下HHV)の大型機の技術を

順次確立した上で、ガスタービンの超高温化の成果を活用し、更なる高効率化(同48～50%)を図るとしている。

IGCCは、図1-1-3のように、幅広い炭種に対して高効率運転を高い設備利用率で実現し、安定供給、経済性、環境保全の面から我が国のエネルギー供給に貢献するポ



図1-1-3 3E+Sに向けたIGCCのポテンシャル

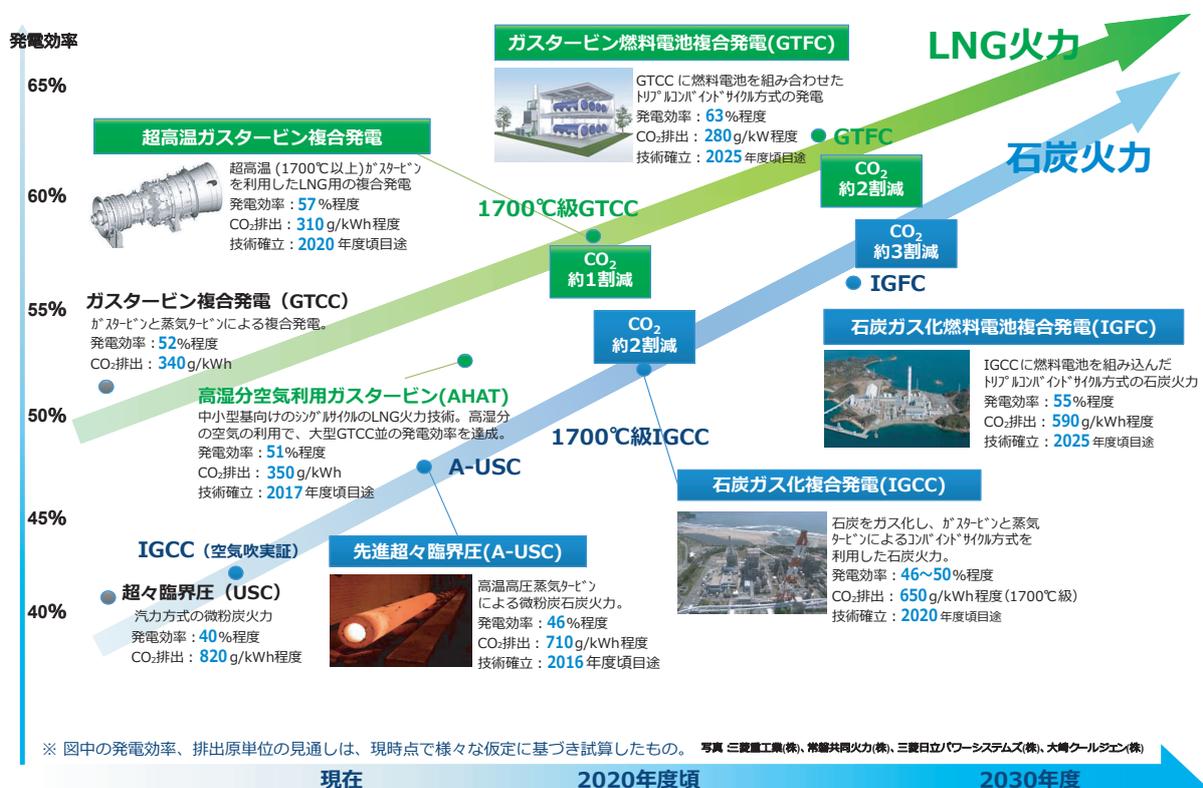


図1-1-2 次世代火力発電技術の見通し(次世代火力発電の早期実現に向けた協議会)⁽⁶⁾

ンシャルを持っている。エネルギー政策の基本的視点である3E+Sを支え、2030年を見据えた“多層化・多様化した柔軟なエネルギー需給構造”を構築する上で鍵となる技術の一つとして、IGCCが2020年代に普及してゆくことが期待される。

1-2 石炭ガス化複合発電の一般的な特徴と構成

IGCCは、固体燃料である石炭を空気や酸素等をガス化剤として石炭ガスに転換する石炭ガス化設備、石炭ガスに含まれる不純物を除去するガス精製設備、精製後の石炭ガスをガスタービン燃料として発電を行う複合発電設備から構成される(図1-2-1)。様々なタイプのガス化炉を用いたIGCCが開発されており、一般的な特徴や、構成設備について、以下にその概要を述べる。

1-2-1 IGCCの特徴

(1) 高い発電効率

IGCCの最も大きな特徴は、その高効率性にある。我が国の最新鋭微粉炭火力は、世界的にも最高水準の発電効率であり、送電端で40～41% (HHV) に達している。我が国で開発されているIGCCでは、さらに高い効率が期待され、1,500℃級ガスタービンを用いたときの送電端効率は46～48% (HHV) に達する見通しである。

(2) 優れた環境適合性

<CO₂排出削減効果>

前述の高効率化により、発電電力量当りのCO₂、SO_x、

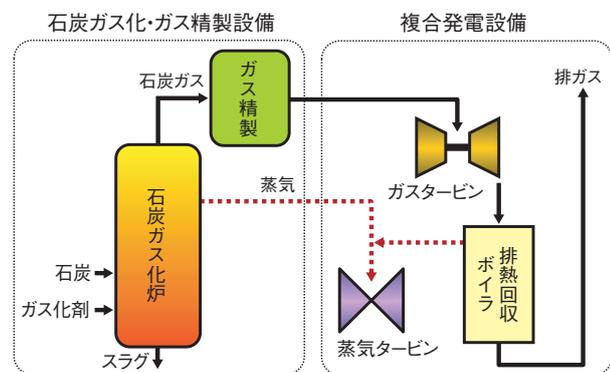


図 1-2-1 石炭ガス化複合発電の基本システム構成

NO_x、ばいじんの排出量を低減することが可能であり、特に、CO₂排出削減効果については、微粉炭火力と比べると、効率向上により直接排出量が減少し、上述の場合、CO₂排出量を約20%低減可能である。また、CCSに対応する場合でも、ガスタービンでの燃焼前にCO₂を回収するIGCCは、排ガスからの回収となる微粉炭火力よりも回収プロセスでの処理ガス量が少なくなる。(コラム1に関連記事)

<容易な石炭灰処理>

発電用として用いられることの多い噴流床ガス化炉の場合には、石炭中に含まれる灰は炉内で一旦熔融状態(熔融スラグ)となり、それが水で急冷された後、ガラス状の固化スラグとして排出される。この固化スラグからは、有害成分の溶出も無く、骨材等への有効利用が可能である。

(3) 多様な石炭の適合性

噴流床ガス化炉では、石炭中の灰を熔融スラグの状態にして排出するため、灰付着トラブル等の観点から微粉炭火力で使い難い、灰融点の低い石炭の利用が可能である。

1-2-2 石炭ガス化設備

固体燃料である石炭は、揮発分、固定炭素、灰分で構成されている。高温のガス化炉内に石炭が投入されると、熱分解反応により揮発分が気相に放出され、固定炭素と灰分を主成分とするチャー粒子となる。揮発分中の可燃成分やチャーに含まれている固定炭素は、ガス化剤中のO₂により酸化され(C+O₂→CO₂、2C+O₂→2CO)、さらに、気相中に存在するCO₂やH₂Oによりガス化されていく(C+CO₂→2CO、C+H₂O→CO+H₂)。また、水性ガスシフト反応(CO+H₂O⇌CO₂+H₂)などの気相反応も進み、生成ガス組成が定まる。すなわち、石炭ガス化とは、石炭中の固定炭素をガス化し、所定の品位の石炭ガスを製造するもので

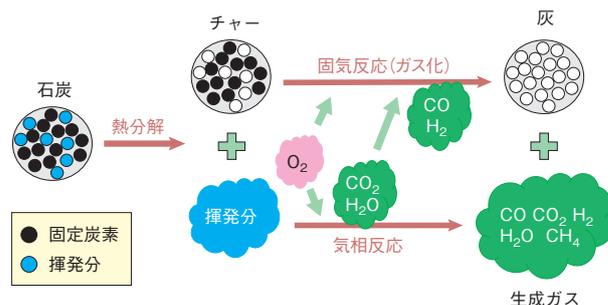


図 1-2-2 石炭ガス化のイメージ

ある。これら一連の石炭ガス化のイメージを図1-2-2に示す。

石炭ガス化炉にはさまざまな形式があり、(1) 炉内での石炭粒子の挙動、(2) ガス化剤、(3) 石炭供給方式、などにより分類される⁽⁷⁾。

(1) 炉内での石炭粒子の挙動による分類

ガス化炉は表1-2-1⁽⁸⁾に示すよう、固定床方式、流動床方式、噴流床方式の3方式に大別される。

固定床方式および流動床方式は、都市ガス製造用や化学原料製造用として古くから開発が進められ、現在でも商用プラントで用いられている。

噴流床方式は、大容量化が容易で、負荷追従性も比較的良いため、国内外で開発されているIGCCの大部分は、加圧型噴流床方式石炭ガス化炉を採用している。噴流床方式では、ガス流れ(上昇流と下降流)や炉型(二室二段、一室二段、一室一段)、炉壁構造(水冷壁、耐火レンガ)によってさまざまな方式がある。表1-2-2には、国内外で開発が進められている主要な発電用の噴流床ガス化炉の概要をまとめる。

(2) ガス化剤による分類

ガス化剤に対しては、酸素を用いる酸素吹きと、空気を用いる空気吹きとに分類される。

酸素吹きの場合、空気中の窒素を分離し高濃度の酸素としてガス化炉に供給することにより、発熱量10～

11MJ/m³_N程度の中カロリーガスが得られる。空気吹きに比べ石炭ガス流量が少ないためガス化炉はコンパクトとなるが、高濃度酸素を製造するために大規模な空気分離装置が必要となり、その所要動力が大きくなる。ここで副生される窒素は、ガスタービン燃焼器に投入され、NO_x発生を抑制するとともにガスタービンで動力回収が図られている。微粉炭の搬送にも用いられる。

空気吹きでは、空気をガス化剤として用いるため、石炭ガスは発熱量4～5MJ/m³_N程度の低カロリーガスとなる。空気吹きにおいても、プラントで必要な不活性ガスとして窒素を製造するために小規模の空気分離装置が設置される。ここで副生される高濃度の酸素をガス化剤として利用することから、酸素富化空気吹きともいわれる。

(3) 石炭供給方式による分類

ガス化炉への石炭供給方式としては、微粉炭を水と混合・スラリー化してポンプにより供給するスラリーフィード方式と、微粉炭をガスで搬送・供給するドライフィード方式とがある。

スラリーフィード方式は、ガス化炉への加圧供給が容易である。しかし、ガス化時に部分燃焼で発生した熱がスラリー水の蒸発熱として奪われる。また、湿式ガス精製と組み合わせた場合には、冷却過程での水蒸気損失が大きい。

一方、ドライフィード方式の場合、加圧下への供給のためのホップシステムが必要になるなど設備構成が複雑であるが、熱効率の上で有利である。

表 1-2-1 ガス化炉の方式⁽⁸⁾

項目	固定床(移動床)	流動床	噴流床
概念図			
ガス化剤	酸素・水蒸気または空気	空気(酸素・水蒸気)	酸素・水蒸気または空気
ガス化温度	400～900(～1800)°C	700～1100°C	1600～1800°C
生成ガス	2500～4000kcal/Nm ³	1000～1200kcal/Nm ³	酸素吹き: 2500kcal/Nm ³ 空気吹き: 1100kcal/Nm ³
石炭粒径	5～30mm	1～5mm	0.1mm 以下
灰の排出形態	灰またはスラグ	灰	スラグ

表 1-2-2 国内外で開発中の主要な発電用噴流床ガス化炉

	CCP(MHPS) ⁽⁹⁾	EAGLE(MHPS) ^{(10),(11)}	GE Energy ^{(12),(13)}	E-Gas™ (CB&I) ^{(14),(15)}
ガス化剤	酸素富化空気	酸素	酸素	酸素
石炭供給	乾式	乾式	スラリー	スラリー
形式	2室2段	1室2段	1室1段	2室2段
ガス流れ	上昇流	上昇流	下降流	上昇流
炉壁	水冷壁	水冷壁	耐火材壁	耐火材壁
炉形状				
IGCCプロジェクト	<ul style="list-style-type: none"> 勿来発電所10号機(日本) ・ガス化炉容量:1700t/d ・発電端出力:250 MW ・送電端効率(設計, HHV):40.5% ・運転開始:2008年 	<ul style="list-style-type: none"> 大崎クールジェンプロジェクト(日本) ・ガス化炉容量:1180t/d ・発電端出力:166 MW ・送電端効率(設計, HHV):40.5% ・運転開始:2016年(予定) 	<ul style="list-style-type: none"> Tampa Electric IGCC(米国) ・ガス化炉容量:2200t/d ・送電端出力:250 MW ・送電端効率(実績, HHV):37.5% ・運転開始:1996年 Edwardsport IGCC(米国) ・ガス化炉容量:Tampaと同等x2基 ・送電端出力:618 MW ・送電端効率(設計, HHV):38.4% ・運転開始:2013年 	<ul style="list-style-type: none"> Wabash River IGCC(米国) ・ガス化炉容量:2550t/d(+予備機) ・送電端出力:262 MW ・送電端効率(実績, HHV):39.7% ・運転開始:1995年
	Shell ^{(16)~(18)}	PRENFLO® (Uhde) ^{(17),(19)}	Siemens ⁽²⁰⁾	HCERI ^{(21),(22)}
ガス化剤	酸素	酸素	酸素	酸素
石炭供給	乾式	乾式	乾式	乾式
形式	1室1段	1室1段	1室1段	2室2段
ガス流れ	上昇流	上昇流	下降流	上昇流
炉壁	水冷壁	水冷壁	水冷壁	水冷壁
炉形状				
IGCCプロジェクト	<ul style="list-style-type: none"> Buggenum IGCC(オランダ) ・ガス化炉容量:2000t/d ・発電端出力:253 MW ・送電端効率(設計, HHV):41.4% ・運転開始:1994年 Taeon IGCC(韓国) ・ガス化炉容量:2670t/d ・発電端出力:305 MW ・送電端効率(設計, HHV):42% ・運転開始:2016年(予定) 	<ul style="list-style-type: none"> Puertollano IGCC(スペイン) ・ガス化炉容量:2600t/d ・発電端出力:300 MW ・送電端効率(設計, HHV):41.5% ・運転開始:1997年 	<ul style="list-style-type: none"> Texas Clean Energy Project(米国) ・ガス化炉容量:3000t/d ・発電端出力:400 MWおよび尿素併産 ・90% CO₂回収(EOR向け) ・運転開始:2018年(2016年着工予定) 	<ul style="list-style-type: none"> GreenGen Project phase I(中国) ・ガス化炉容量:2000t/d ・発電端出力:265 MW ・送電端効率(設計, HHV):41% ・運転開始:2012年

1-2-3 ガス精製設備

IGCCにおけるガス精製設備は、石炭ガス中に含まれる不純物をガスタービンの許容量まで除去するためのものであり、同時に、環境影響物質が除去される。不純物としては硫黄化合物 (H_2S 、 COS)、チャー等の微粒子、アンモニア (NH_3)、その他にもハロゲン化物 (HF 、 HCl) などの微量成分が存在する。

ガス精製設備としては、湿式ガス精製方式と、現在開発段階にある乾式ガス精製方式がある。

(1) 湿式ガス精製方式⁽²³⁾

湿式ガス精製の主要な構成機器は、水スクラバ、 COS 変換器、湿式脱硫である(図1-2-3)。水スクラバでは、チャー等の微粒子、 NH_3 、微量成分が除去され、湿式脱硫では H_2S が除去される。 COS 変換器では、湿式脱硫で除去されにくい COS を、 H_2S に転換($COS+H_2O \rightarrow H_2S+CO_2$)する。

水スクラバの下流に COS 変換器を設置することで、不純物による COS 変換触媒の劣化を避けられる。一方、 COS 変換触媒の動作温度は $200 \sim 300^\circ C$ 程度であり、水スクラバよりも上流側に COS 変換器を設置することで、熱効率上有利となる。

湿式脱硫では、硫黄化合物を液に溶解させて吸収する物理吸収法、硫黄化合物と吸収液とを化学反応させて吸

収する化学吸収法がおもに使われている。代表的な物理吸収法には、メタノールを用いたRectisol法(動作温度: $-60 \sim -40^\circ C$)、ポリエチレングリコール・ジメチルエーテルを用いたSelexol法(動作温度: $-40 \sim -5^\circ C$)などがある。代表的な化学吸収法としては、アルコールアミン系とアルカリ塩系に大別されるが、近年のIGCCプラントではアルコールアミン系のうち、MDEA(メチルジエタノールアミン)法(動作温度: $40^\circ C$ 程度)が数多く採用されている。また、Buggenum(ブフナム)IGCCプラントでは、スルフォランを物理吸収剤とし、これに化学吸収剤としてDIPA(ジイソプロパノールアミン)を混合したSulfinol法を採用していた。

湿式ガス精製は、石炭ガス中の不純物の精密除去が可能であり、ガスタービン等後流機器の信頼性や環境保全性の面からは有利であるが、脱硫プロセスの動作温度が低く、また、各機器で動作温度が異なるため、ガス温度の昇降が必要であることが、システムの複雑化と熱損失の要因となる。

(2) 乾式ガス精製方式

乾式ガス精製は、フィルター等による脱じんと金属酸化物を用いた乾式脱硫により、ガス化炉熱交換器出口の $400 \sim 500^\circ C$ の高温ガスをほぼそのままの温度で精製し、冷却せずにガスタービンに送るため、熱損失が少ない。

乾式脱じんとして、後述の200トン/日規模パイロットプラントでは移動床方式の試験が行われたが、近年のIGCCプラ

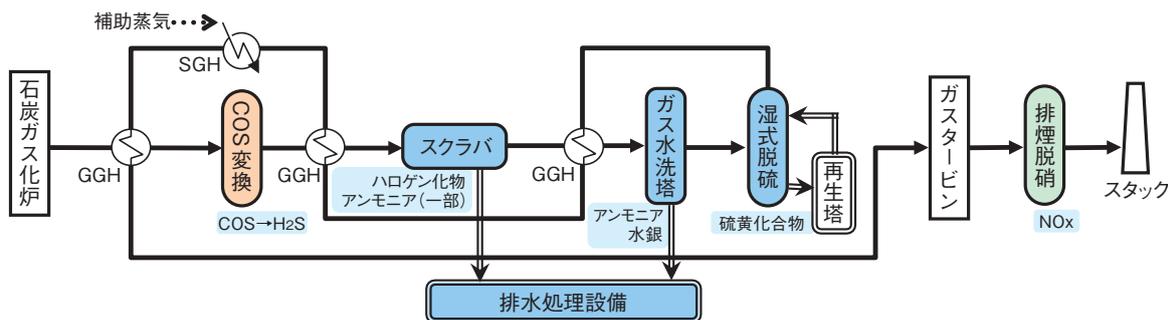


図 1-2-3 湿式ガス精製プロセスの主要な構成

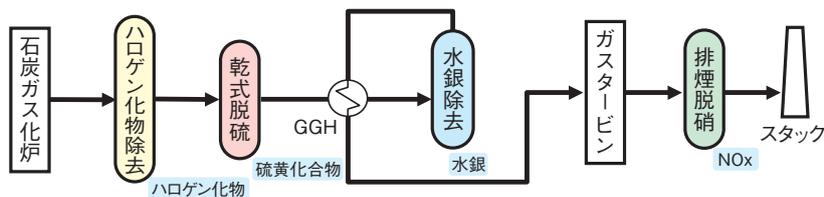


図 1-2-4 乾式ガス精製のプロセス構成例

ントではセラミックフィルタまたはメタルフィルタを用いたシステムが主流となっている。

乾式脱硫剤としては、鉄系 (Fe_3O_4) や亜鉛系 (ZnO)、亜鉛フェライト系 (ZnFe_2O_4) 等が開発されている。また、反応器の方式としては、固定床方式、流動床方式、移動床方式があり、200トン/日規模パイロットプラントにおいて、これら3方式について技術開発が行われた。

さらに、その他の不純物として、ハロゲン化合物や NH_3 等の除去技術についても研究開発が進められている。図1-2-4に乾式ガス精製システムの構成例を示す。

既存のIGCCプラントでは、フィルターシステムによる乾式脱じんと湿式ガス精製の組合せが主流となっているが、IGCCの大きな特徴である高効率化を最大限に発揮するためには、乾式ガス精製技術は非常に重要な技術である。ばいじん、硫黄化合物以外の不純物除去技術についても要素技術の開発は進んでおり、大型化に向けた検討が待たれる。(コラム2に関連記事)

1-2-4 複合発電設備

(1) ガスタービン

石炭ガス用ガスタービンは、LNGや軽質油用に開発された高温ガスタービン技術をベースとしている。石炭ガスは発熱量が約 $4 \sim 11\text{MJ}/\text{m}^3_{\text{N}}$ の低～中カロリーガスで、LNGの発熱量に比べ $10 \sim 5$ 分の1と低いため、これに対応した安定燃焼技術がIGCC用ガスタービンの特徴である。起動用燃料から石炭ガスへの切り替えも行われる。ピーク用にデュアルフュエル対応とする場合もある。

LNG等に比べ石炭ガスの火炎温度は低いため、サーマル NO_x の発生量は少なくなるが、石炭ガス中には石炭由来の NH_3 が含まれるため、フュエル NO_x への転換を抑制する低 NO_x 燃焼技術も用いられる。

これまでにIGCC実証機に採用された実績のある機種は、General Electric (GE) 社7FA型、Siemens社V94.2、V94.3型、三菱日立パワーシステムズ株式会社(MHPS) M701DA型で、 $1,100 \sim 1,300^\circ\text{C}$ 級である。商用機としては、Edwardsport IGCCでGE社7FB型が採用されている。また、MHPS社M701F型は、低カロリーの高炉ガスで実績がある。(詳細はコラム3を参照)

(2) 排熱回収ボイラ (HRSG)、蒸気タービン

HRSGや蒸気タービンについては、既存のLNG複合発電や汽力発電での技術が適用される。LNG複合発電との違いは、IGCCではガス化設備の熱交換器でも熱回収を行い、複合発電設備側と水・蒸気系のインテグレートをすることが可能な点である。この結果、ガスタービンと蒸気タービンの出力比は、LNG複合発電ではおよそ2:1であるのに対し、IGCCでは蒸気タービンの出力割合が高くなり、空気吹きIGCCではほぼ1:1である。

また、蒸気タービンが全ての発電出力を担う微粉炭火力と比較すると、IGCCではガスタービンと蒸気タービンで分担することから、プラント出力当たりのタービン復水器所要水量が低減する。

1-2-5 インテグレーション技術

IGCCの大きな特徴は、主要構成機器の間で空気や水・蒸気等の物質や熱エネルギーをインテグレートすることにより高効率を達成する点である。IGCCにおける主要なインテグレーション技術として、(1) 空気系のインテグレーション(ガスタービン圧縮機から空気分離装置やガス化炉への空気供給)、(2) 水・蒸気系のインテグレーション(ガス化設備の熱交換器と排熱回収ボイラでの水・蒸気のやりとり)を以下に述べる。

(1) 空気系のインテグレーション⁽⁷⁾

ガス化剤である酸素あるいは微粉炭搬送やパージなどに用いる不活性ガス(窒素)は、空気分離装置で製造される。酸素吹きガス化と空気吹きガス化とでは空気分離装置の役割が異なるため空気廻りの構成が異なる(図1-2-5)。

酸素吹きガス化の場合は、空気分離装置への原料空気の供給方法としてフルインテグレーションとパーシャルインテグレーションがある。効率面からみれば、フルインテグレーションの方が原料空気圧縮機の動力を低減できるため有利となるが、一方、プラント運用性・制御性におけるフレキシビリティが小さくなる。

副生される余剰窒素については、 NO_x 発生抑制と動力回収のためガスタービン燃焼器に投入する方式も採用されている。

① フルインテグレーション

すべての原料空気をガスタービン圧縮機からの抽気でまかなう。(図1-2-5 (a)において原料空気圧縮機からの供給無し)

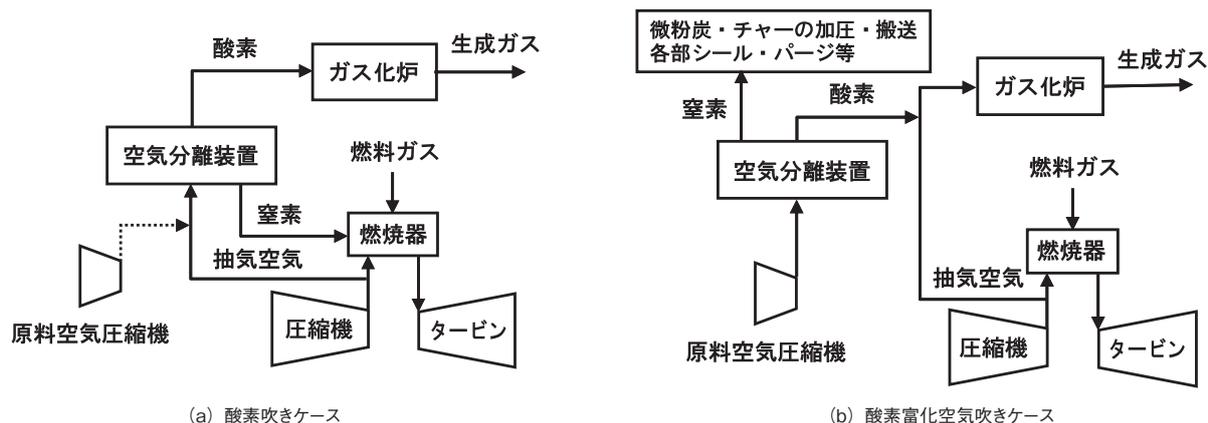


図 1-2-5 空気系のインテグレーション

② パーシャルインテグレーション

原料空気を原料空気圧縮機とガスタービン圧縮機からの抽気でまかなう。(図1-2-5 (a))

一方、空気吹きガス化の場合、ガス化炉へ投入するガス化剤となる空気は、ガスタービン圧縮機から抽気する。さらに、空気分離装置で副生する酸素をガス化剤空気混合し、酸素富化する方式が採用されている。(図1-2-5 (b))

(2) 水・蒸気系のインテグレーション

LNG 複合発電の場合は、HRSGで発生する蒸気で蒸気タービンの出力を得ているが、IGCCの場合は、ガス化設備の熱交換器(SGC:Syn-Gas Cooler)でも蒸気が発生可能となる。SGCで熱回収せず生成ガスを水で直接冷却するダイレクトクエンチを採用するシステムもあるが、HRSGとSGCの間で水・蒸気系をインテグレートし、SGCで回収した熱を蒸気タービンでの発電に有効に活用することで効率向上が図れる。

1-3 海外における開発

世界で最初のIGCC実証プラントはSTEAG社(西独)のKellerman発電所における170MWのプラントである。本プラントは、当時実用化されていた技術を組み合わせたものであり、ガス化炉としては、Lurgi式固定床ガス化炉を用いている。1972年頃より運転が行われたが、主としてタール発生によるトラブルのため順調な運転には至らず、終了した。この結果を踏まえ、以後、各国でIGCC用石炭ガス化炉の開発が進められ、次に紹介するクールウォータープログラムが、現在のIGCCの草分けといえる。

クールウォータープログラム(CWP)は米国・日本の共同研究開発プロジェクトとして実施され、米国側はSouthern California Edison (SCE)社、Texaco社、Electric Power Research Institute (EPRI)、GE社 および Bechtel社が参加し、日本側は東京電力株式会社、株式会社東芝、石川島播磨重工業株式会社および電力中央研究所がJCWP (Japan Cool Water Program Partnership)を結成し、本プロジェクトに参画した。本プロジェクトではTexaco式噴流床ガス化炉(現在、GE炉)を用いた120MW級IGCCプラントがSCE社のクールウォーター発電所構内に建設された。1984年から5年間の実証運転が行われ、IGCCが技術的に成立することを世界で始めて実証した⁽²⁴⁾。

クールウォータープログラム以後、1990年代に欧米で本格的なIGCC実証・商用計画が進められた。四大プロジェクトとして、Buggenum(オランダ)、Wabash River(米国)、Tampa(米国)、Puertollano(スペイン)のIGCCが知られており、以下に紹介する。

(1) 四大プロジェクト

① Tampa(米国)^{(12), (25)~(27)}

Tampa Electric Integrated Gasification Combined-Cycle Projectは、米国Department of Energy (DOE)のClean Coal Technology (CCT)プログラムで選定された。Tampa Electric社がフロリダ州Polk Power Station 1号系列として1994年からプラントの建設が始められ、1996年9月~2001年9月の実証期間の後に商用化された。

ガス化炉には2,200トン/日酸素吹き一段噴流床スラリーフィードガス化炉(GE炉)、ガス精製には湿式(集じんおよび

び脱塩素:湿式スクラバ、脱硫:CO₂コンバータ+MDEA)、ガスタービンにはGE社7FAが採用された。発電端出力は313MW(ガスタービン:192MW、蒸気タービン:121MW)、送電端出力は250MWである。送電端効率の設計値は39.7%(HHV)であるが、ガス化炉の炭素転換率が想定よりも低いことなどから、設計値に達していない(37.5%)。また、燃料としては、石炭以外に石油コークスも用いられている。

ガスタービンについては、天然ガス用をベースとし、天然ガスに比べて発熱量の低い(燃料ガス流量の多い)石炭ガスに対応させるため、空気流量の低減、燃焼温度の低減、燃焼器・タービンの通過ガス量の増加などを含む改良を行っている。タービン通過ガス量の増加や空気流量の減少により、出力は天然ガス時(162MW)よりも増加している。空気分離装置(ASU:Air Separation Unit)との間で空気系のインテグレーションは行っていないが、燃焼器でのサーマルNO_x低減とガスタービンでの動力回収のため、ASUからの窒素が燃焼器に投入されている。運転開始後、ガス化炉後流の輻射型および対流型SGC、ガス/ガス熱交換器、CO₂コンバータ等に改良が加えられた。

② Wabash River (米国)^{(15),(25),(26),(28)}

Wabash River Coal Gasification Repowering Project は、Tampaと同様に、米国DOEのCCTプログラムとして実施されたものである。1993年からプラントの建設が開始され、1995年10月～1999年12月の実証期間の後、2000年に商用化された。

本プラントは既設微粉炭火力をリパワリングしたものであり、2,550トン/日酸素吹き二段噴流床スラリーフィードガス化炉(E-GasTM炉)、ガス精製設備(集じん:ポーラスフィルタ、脱塩素:湿式スクラバ、脱硫:CO₂コンバータ+MDEA)、ガスタービン(GE社7FA)、HRSGおよび蒸気タービン等からなる。燃料としては、石炭および石油コークスを使用している。発電端出力は297MW(ガスタービン:192MW、蒸気タービン:105MW)、送電端出力は262MWで、送電端効率の計画値は37.8%(HHV)、実績値は石炭で39.7%(HHV)、石油コークスで40.2%(HHV)である。

運転開始後、灰付着トラブルによるガス化炉壁およびSGC部の改造、集じん装置におけるセラミックフィルタからメタルフィルタへの変更、CO₂コンバータ触媒の劣化対策、MDEA吸収液からの熱安定性塩除去対策等が施された。

ガスタービンについては、基本的には前述のTampaと同形式のものを用いているが、ASUからの窒素の燃焼器への

投入は行っておらず、NO_x対策としては、石炭ガスの予熱・増湿および燃焼器への蒸気噴射を採用している。

③ Buggenum (オランダ)^{(15),(25),(26)}

Buggenum IGCCプラントは、電力会社4社により設立されたオランダ電力委員会(SEP)がスポンサーとなり、1990年より建設が行われ1994年1月から4年間の実証試験の後、1998年から商用運転が行われた。

酸素吹き加圧一段噴流床ドライフィードガス化炉(Shell炉)、湿式ガス精製設備(集じん:サイクロン、セラミックフィルタ、湿式スクラバ、脱硫:Sulfinol-M法)、ガスタービン(1,150℃級Siemens社V94.2)、排熱回収プラント等で構成される。発電端出力は285MW、送電端出力は253MWで、送電端効率の計画値は41.4%(HHV)となっている。

本プラントの特徴は、ASUの原料空気をすべてガスタービン圧縮機からの抽気でまかなうフルインテグレーションを採用し、高効率化を指向している点である。運転初期にはフルインテグレーションに起因する制御不良を経験している。また、ガスタービン燃焼器で燃焼振動が発生し、燃焼器・バーナの設計変更を行っている。

オランダ最大の電力会社Nuon社が商用機として運営し、CO₂削減対策としてバイオマスの混合ガス化運転も行っていたが、2013年4月に運転を終了した。

④ Puertollano (スペイン)^{(25),(26),(29)}

Puertollano プロジェクトは、スペインのENDESA、フランスのÉlectricité de France (EDF)、イタリアのENEL等の電力会社を中心とするELCOGASコンソーシアムが推進しているものである。1993年に建設を開始し、1998年より地元の高灰分炭/石油コークス(50%/50%)を燃料とするガス化ガスによる商用運転を行っている。

ガス化炉には酸素吹き一段噴流床ドライフィードガス化炉(Prenflo[®]炉)、ガス精製には湿式ガス精製(集じん:サイクロン、セラミックフィルタ、湿式スクラバ、脱硫:MDEA法)、ガスタービンには1,250℃級Siemens社V94.3を採用している。発電端出力は335MW、送電端出力は300MWで、送電端効率の計画値は41.5%(HHV)である。

運転開始当初から、ガスタービン燃焼器での燃焼振動やタイル損傷、ガス化炉熱交換器部での灰付着、ガス化炉メンブレンチューブや生成ガス配管の腐食、セラミックフィルタ、CO₂変換触媒の劣化等のトラブルが報告されていたが、種々対策を施し、運転信頼性向上を図ってきている。

(2) 最近のIGCC開発動向

四大プロジェクトに前後して、石油精製における重質残渣油を燃料とするIGCCも欧米で稼働している。重質残渣油は、灰は少ないものの硫黄の含有量が高く、また、石炭と異なり、高温腐食の原因となるバナジウムや、ガスタービン翼へのデポジットの原因となるニッケルの含有量が多いことが特徴である。

石炭のIGCCとしては、最近になって新たなプロジェクトが進んでいる。米国のEdwardsportプロジェクト^{(13),(30),(31)}では、GE炉(2基)を用いる送電端出力618MWのIGCCが建設され、2012年10月のガス化炉点火に始まる一連の調整試験後、2013年6月に商用運転を開始した。2014年春から夏にかけてはガス化炉稼働率90%を維持し、秋にはGT点検やガス化炉耐火材交換を実施したと報じられている。

また、新型の移動床ガス化炉(TRIGTM)を開発する送電端出力582MWのKemper Countyプロジェクト⁽³²⁾においては、試運転が行われている。運転は当初計画の2014年5月から遅れており、現在、2016年上期を予定している。

中国では、GreenGenプロジェクト^{(21),(22)}のStage Iとして250MW規模のIGCCが天津で建設され、2012年4月よりガス化炉(HCERI炉)の運転が開始されている。また、広東省でTRIGTM炉をレトロフィットする120MW級のDongguanプロジェクト⁽³³⁾では、建設工事が開始されている。

韓国では、Shell炉を用いた送電端出力305MWのTaean IGCC^{(18),(34)}が、2015年に試運転を開始しており、2016年には運転する予定とされている。

(3) 産業用ガス化炉の急速な普及

海外での大型石炭ガス化炉の開発および普及は、IGCCよりもむしろアンモニアやメタノール製造などの産業用途として、特に中国で急速に進んでいる。Gasification & Syngas Technologies Council (<http://www.gasification-syngas.org/>)が2015年1月時点で公開していたデータベースによると、約260箇所の産業用石炭ガス化サイトが中国にある。その用途別内訳は化学工業用が約210、ガス製造用が約40、液体燃料用が約10である。

その大半はGE炉で、中国において約200基の産業用ガス化炉を導入したと発表しており、最近では2013年12月に年産400ktのアンモニア製造プラント(Shihlien)、2014年5月に年産600ktのオレフィン製造プラント(Chinacoal Yulin社)、2014年10月に年産600 ktのオレフィン製造プラント

(Pucheng Clean Energy社)が運開した⁽³¹⁾。

次に実績の多いShell社は、2012年に石炭ガス化の拠点をオランダから北京に移した⁽³⁵⁾。2013年10月には新しい技術となるBottom Quench炉の実証機を南京で運開し、これまでに4炭種を試験し、H₂+CO濃度90%という良好な性能を確認したと報告されている⁽³⁶⁾。

Siemens社は、2012年に中国西北部の寧夏回族自治区でNingxia Coal-to-Polypropylene Projectを運開し、日量5,300tのメタノールを安定的に製造している⁽³⁷⁾。

E-GasTM技術を持つCB&I社は、中国では水素製造プラントを受注し、2015年に着工した段階であるが、韓国Gwangyangで亜瀝青炭による年産500ktの合成天然ガス(SNG)製造プラントが、インドJamnagarでは石油コークスと亜瀝青炭から発電・水素製造・SNG製造をするプラントが、2015～2016年に運開予定としている⁽³⁸⁾。

1-4 我が国における開発

我が国におけるIGCC開発は1970年代に始まり、1980年代に流動床石炭ガス化複合発電技術のパイロットプラントが開発された。1990年代には噴流床石炭ガス化複合発電技術のパイロットプラントが開発され、噴流床石炭ガス化複合発電技術は2000年代に実証機へスケールアップされた。また、2010年代には噴流床方式多目的ガス化技術の実証機の開発も進んでいる。これらの開発経緯を以下に記す。

(1) 流動床石炭ガス化複合発電技術⁽³⁹⁾

サンシャイン計画において、我が国最初のIGCC開発である流動床石炭ガス化複合発電の開発が進められた。1974年度より通商産業省からの委託を受けた財団法人石炭技術研究所は、夕張試験場において5トン/日流動床石炭ガス化試験設備(運転期間:1975～1983年度)、および40トン/日パイロットプラント(運転期間:1981～1987年度)を用い、空気吹き加圧二段流動床ガス化炉や、乾式ガス精製(流動床脱硫、移動床脱じん)等の開発を行った。さらに、パイロットプラントの成果に基づき、新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)からの委託研究として、電源開発株式会社が1,000トン/日実証プラントの基本設計を実施した。

流動床石炭ガス化複合発電技術としての開発は1987年度で終了したが、40トン/日パイロットプラントで試験研究が行われた乾式ガス精製(流動床脱硫、移動床脱じん)につ

いては、次に述べる噴流床石炭ガス化複合発電技術における勿来200トン/日パイロットプラントのガス精製設備として採用され、開発が継続された。

(2) 噴流床石炭ガス化複合発電技術^{(40),(41)}

1980年より、国・電気事業において噴流床石炭ガス化複合発電技術の検討が進められ、1983～1985年度にNEDOからの委託を受けた電力中央研究所が、噴流床石炭ガス化複合発電技術に関するフイージビリティ・スタディ(FS)を実施した。このFSの結果を踏まえ、1986年度に9電力会社、電源開発株式会社、電力中央研究所の11法人から成る石炭ガス化複合発電技術研究組合(IGC組合)が設立され、NEDOの委託事業として、200トン/日パイロットプラント計画が開始された。

パイロットプラントのガス化炉には、電力中央研究所と三菱重工業株式会社が2トン/日石炭ガス化基礎実験装置により開発を行った空気吹き加圧二段噴流床方式が採用された。ガス精製には上記の流動床石炭ガス化複合発電技術における夕張40トン/日パイロットプラントで開発を行ってきた流動床脱硫・移動床脱じんが採用された。なお、メーカとIGC組合との共同研究として、20トン/日規模の固定床方式脱じん・脱硫装置、4トン/日規模の移動床方式脱じん・脱硫装置も併設された。また、出力12.5MWの1,300℃級低カロリーガス焚きガスタービン設備、実証機用ガスタービン(175MW級)燃焼器1缶分の実圧実寸燃焼器試験装置が設置された。

本パイロットプラントは、福島県いわき市の常磐共同火力株式会社勿来発電所構内に建設された。1991年3月より運転が開始され、1992年7月には空気吹きガス化炉と乾式ガス精製の組合せとして世界で初めての石炭ガス化発電に成功した。運転開始当初はガス化炉内の灰付着等のトラブルが発生したが、それらを全て解決し、1995年3月から4月にかけて約1ヶ月間(789時間)の連続運転に成功した。その後も1996年2月までの運転期間に各種データの取得を進め、1996年度には解体研究を実施し、プロジェクトは終了した。

パイロットプラントの成果を踏まえ、実証機プロジェクトに関する検討が行われ、1997～1998年度にNEDOより東京電力株式会社への委託研究として実証機FSおよび要素研究が実施された(研究体制としては、9電力会社と電源開発株式会社、電力中央研究所の共同研究)。この成果を受け、

1999年度より250MW空気吹きIGCC実証機プロジェクトが進められた。2013年3月末にプロジェクトは終了し、2013年4月より実証機は常磐共同火力株式会社勿来発電所10号機として商用運転を開始した。実証機プロジェクトの詳細については、第2章および第3章で述べる。

(3) 噴流床方式多目的ガス化技術^{(11),(41)~(45)}

上記の噴流床石炭ガス化複合発電と並行し、サンシャイン計画において、1983年度より噴流床方式多目的ガス化技術の開発について検討が行われた。1986年度よりNEDOの委託事業として、石炭利用水素製造技術研究組合(HYCOL組合)による50/日パイロットプラント計画が開始された。ガス化炉には株式会社日立製作所が開発した酸素吹き加圧二段噴流床方式が採用された。

本パイロットプラントは、千葉県袖ヶ浦市に建設され、1991年度から1994年4月まで運転研究が行われた。1993年12月から1994年1月にかけて1,149時間の連続運転に成功するなど、所定の開発目標を達成した。これらの成果を引き継いで、1995年度より高効率・高信頼性の酸素吹きガス化炉の開発ならびに石炭ガスを燃料電池へ供給可能とするためのガス精製技術の確立などを目的に、電源開発株式会社がNEDOとの共同研究事業として、多目的石炭ガス製造技術開発(EAGLEプロジェクト;Coal Energy Application for Gas, Liquid and Electricity)が実施された。

EAGLEプロジェクトでは、パイロットプラントが電源開発株式会社若松研究所内に建設された。プラントは、150トン/日酸素吹き一室二段旋回型噴流床ガス化炉、湿式ガス精製(MDEA法、石膏回収)、ガスタービン、空気分離設備(加圧深冷分離)、生成ガス燃焼設備等で構成された。2002年度から2006年度までは、STEP-1として各種試験が実施され、負荷100%での安定した運転、高効率な石炭ガス化性能・ガス精製性能、多炭種対応性等が確認された。さらに、大型化技術の検証を行い、1,015時間の長時間連続運転に成功するなど、全ての開発目標を達成した。

引き続き2007年度から2009年度までは、STEP-2として、①高灰融点炭種対応、②CO₂分離回収試験、③微量物質挙動調査、について試験が実施された。高灰融点炭種対応について、3炭種の試験が行われ、適用可能であることが確認された。CO₂分離回収試験については、精製ガスの一部を分岐し、化学吸収方式CO₂分離回収設備が追設

された。累積通ガス時間1,341時間の運転が行われ、基本特性や、分離回収システムの石炭ガスへの適用性、システムの基本諸元等が確認された。さらに、微量物質挙動調査についても、EAGLE試験炭における微量成分の系内挙動を確認するなど、所期の目的を達成した。

2010年度から2014年度は、STEP-3として物理吸収方式CO₂分離回収装置を設置して試験を実施し、CO₂分離回収によるエネルギーロス的大幅な低減に見通しが得られた。また、最長連続ガス化運転時間が1,295時間に更新された。2013年度の運転終了後、2014年度にかけて材料劣化調査も実施された。一連の試験研究を通し、STEP-3での開発目標は全て達成され、EAGLEプロジェクトは終了した。

EAGLEプロジェクトの成果に基づき、中国電力株式会社と電源開発株式会社の共同出資で2009年に設立された大崎クールジェン株式会社により、石炭ガス化燃料電池複合発電(IGFC)を実証する大崎クールジェン(OCG)プロジェクトが進められている。中国電力株式会社大崎発電所構内に166MWの実証機を建設中で、第1段階である酸素吹きIGCCの実証試験運転が2017年3月に開始される予定である。第2段階では、石炭ガスの最大30%を導入するCO₂分離回収装置(回収率90%)を追設し、CO₂分離回収型IGCCの実証試験が計画されている。さらに第3段階として、最終目標であるCO₂分離回収型IGFC実証試験が計画されている。

(4) 残渣油ガス化複合発電

我が国では、重質残渣油を燃料とするIGCCが1基稼働している。我が国最初のガス化複合発電商用機として、JX日鉱日石エネルギー株式会社根岸製油所で根岸IGCCが2003年に運転を開始した。製油所で余剰留分となる減圧残渣(アスファルト)を燃料とし、GE社のダイレクトクエンチ炉とMHI社F701型1,350℃級ガスタービンを採用した発電出力431MW、送電端効率36%(HHV)のIGCCで、日揮株式会社がEPC契約で建設した⁽⁴⁶⁾。

(5) 産業用石炭ガス化炉

産業用石炭ガス化炉としては、1984年に宇部アンモニア工業株式会社が4基のGE炉を導入し、本プロセスによる当時世界最大のアンモニアプラント(生産能力1,000トン/日)を建設した。同社ではガス化炉に独自の改良を続けている。

新日鉄住金エンジニアリング株式会社が開発する石炭熱分解ガス化技術(ECOPRO[®])では、経済産業省の石炭生産・利用技術振興補助事業として、20トン/日規模のパイロットプラントが新日鐵住金株式会社八幡製鉄所に建設され、2006年に試験が開始された。噴流床式二室二段ガス化炉で、冷ガス効率が高く、揮発分の多い低品位炭からのSNG製造に向いていることが特徴である。現在、数千トン/日規模の商用機を前提に、数百トン/日規模の実証機が中国で計画されている⁽⁴⁷⁾。

株式会社IHIが開発する二塔式循環流動層ガス化炉(TIGAR[®])は、気泡流動層型ガス化炉とライザー燃焼炉を組み合わせたもので、2009年に同社の横浜事業所に褐炭処理量6トン/日のパイロットプラントが建設された。常圧・低温(800℃～900℃)でガス化するため、経済性とメンテナンス性に優れるとされている。経済産業省の補助事業として50トン/日実証機がインドネシアの肥料工場で建設され、2015年に運転を開始した⁽⁴⁸⁾。

以上、本章では、IGCC技術の全般と、空気吹きIGCCを含め各種技術開発の経緯や動向について述べてきた。第2章、第3章では商用運転に移行した空気吹きIGCC実証機に焦点を当て、実証試験の成果をまとめ、今後の商用機的设计に反映すべき知見について考察する。

コラム1：IGCCにおけるCCSへの対応

CCS (Carbon Capture and SequestrationあるいはCarbon dioxide Capture and Storageなど各種の表記がなされている) は、温室効果ガスであるCO₂の排出量を大幅に削減するため、工場や発電所といった大規模排出源でCO₂を分離・回収し、地中などに貯留するものである。CO₂を分離・回収する技術 (Capture)、貯留地点まで輸送する技術 (Transport)、地中に貯留する技術 (Storage) から構成される。現在の技術では、発電効率の大幅な低下と発電コストの増加が避けられず、石油増進回収 (EOR: Enhanced Oil Recovery) の目的以外に経済的な優位性を見出すことが難しい。

我が国のCO₂分離・回収技術としては、化学吸収法による燃焼後回収 (Post-combustion capture) 技術は実用化しており、酸素燃焼 (Oxy-fuel combustion) 技術は実証試験を終了した。IGCCでは、ガスタービンで燃焼する前の石炭ガス化ガスの段階でCO₂を分離・

回収する燃焼前回収 (Pre-combustion capture) 技術 (図1) の実証試験が計画されている。

当研究所では、酸素燃焼の概念をIGCCに組み入れたセマイクロードGTシステムを提案し、CO₂回収を行っても高い効率を維持するCO₂回収型高効率IGCC (High efficiency Oxy-fuel IGCC) 技術 (図2) を2030年代半ばに確立するため、NEDOプロジェクトとして「CO₂回収型クローズドIGCC技術開発」を進めている⁽¹⁾。本システムは、排ガス (CO₂) を再循環するセマイクロード型のIGCCである。CO₂はガス化炉への石炭搬送や、ガスタービンの温度制御に用いられる。CO₂回収装置が不要なことや、系内に窒素を含まないためガス流量が少なく熱損失が少ないことから、高い熱効率が得られる。燃焼前回収型IGCCよりも高い42% (HHV) の送電端効率を目指している。

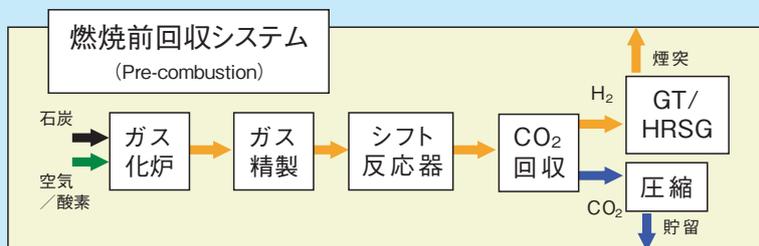


図1 燃焼前回収型 IGCC の概略構成

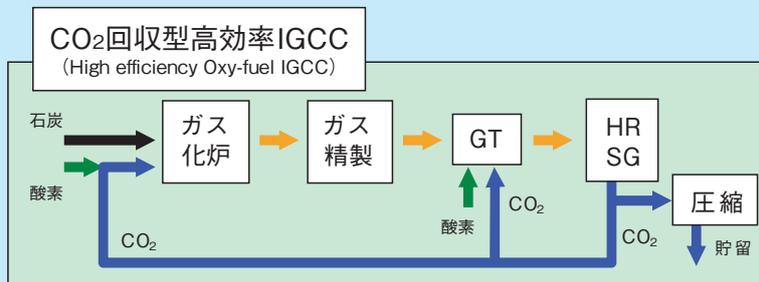


図2 CO₂回収型高効率IGCC (CO₂回収型クローズドIGCC) の概略構成

コラム 2 : 効率向上とコスト低減に寄与する乾式ガス精製技術

これまでのIGCCプラントで採用されている湿式のガス精製技術に替えて、乾式ガス精製技術を適用することができれば、水分の凝縮やガス冷却に伴う熱損失を大きく削減できるため、IGCCの一層の熱効率向上が期待できる。さらには設備構成の簡素化が期待される。空気吹きIGCCのパイロットプラントプロジェクトで乾式ガス精製技術が開発された当時、除去対象は硫黄化合物のみであったが、その後の環境規制動向などからハロゲン化物や水銀が対象に加わった。そこで、当研究所ではそれぞれに対応する不純物除去剤の開発を進めるとともに、それらの技術を用いた乾式ガス精製システムの再評価を行った。

空気吹きIGCCに乾式ガス精製技術を適用したシステム構成を検討し(図1)、熱効率を試算したところ、湿式ガス精製技術の場合に比べてHHVベースで1.6%(ポ

イント)の向上が見込まれることがわかった。経済性については、熱交換器や回転機(ポンプ、ブロワ)の機器点数が減り配管系統も簡素になることから、設備費は湿式ガス精製設備の65%程度に抑えられると推算された。一方、再利用できない吸収剤を使用することで運転維持費の増加要因となる。発電効率向上に伴い燃料費を削減できることから、IGCCの発電原価としては、乾式ガス精製の採用により1.5%の削減が見込まれた。

このように乾式ガス精製技術を適用したIGCCは、熱効率向上に伴うCO₂排出原単位の一層の削減と合わせ、経済性の向上も期待される。今後は、これまで開発してきた各種不純物除去剤を適用したプロセスの大型化と実証を進め、乾式ガス精製システムが実用化されることが望まれる。

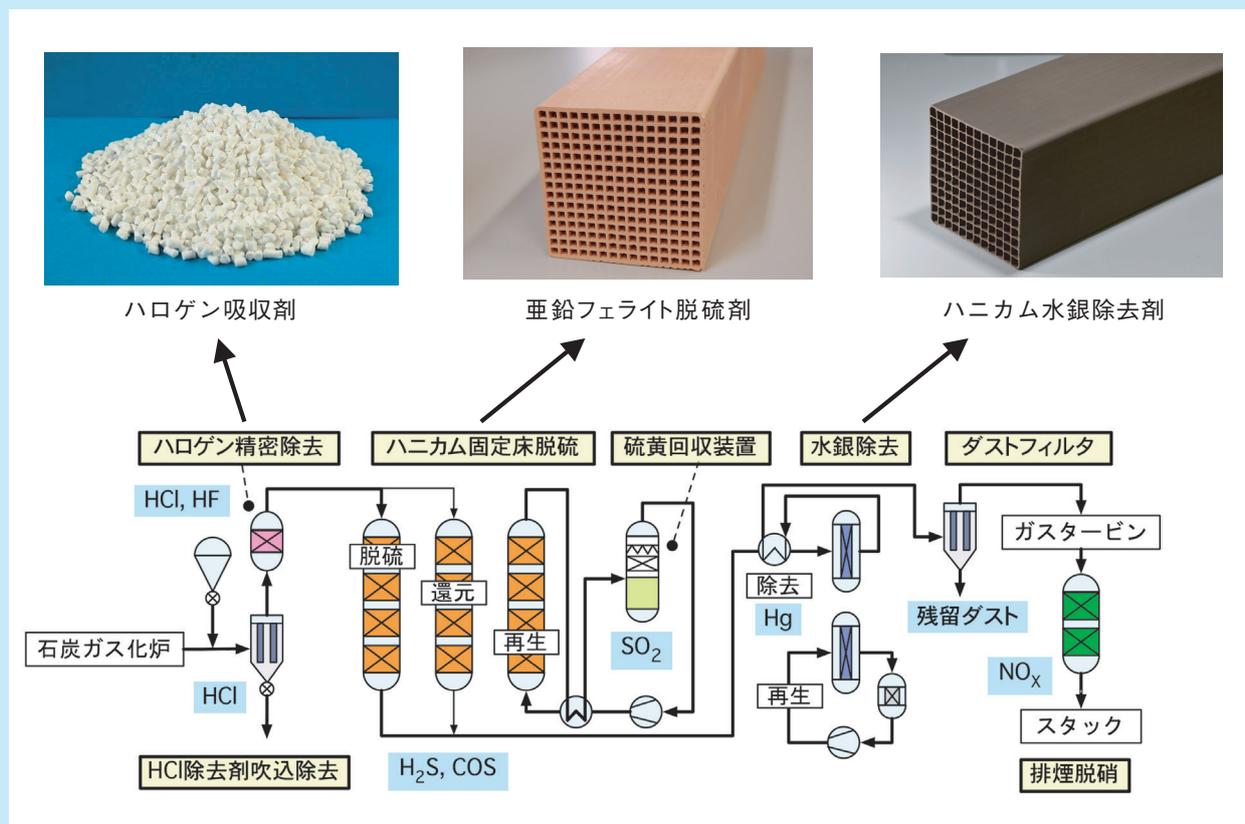


図1 開発技術を集約した乾式ガス精製システムの構成

コラム3：IGCC用ガスタービンの開発動向

天然ガス焼きのガスタービン(以下GT、**図1**)の開発では、プラント熱効率の向上のため、タービン入口ガス温度(TIT:Turbine Inlet Temperature)の高温化と大容量化が推し進められてきた。そのため、IGCCプラントでも高温・大容量型のGTの導入が進められている。以下に3大GTメーカー(GE社、Siemens社、三菱日立パワーシステムズ株式会社)におけるIGCC用GTの動向について簡単に紹介する。(各プラントの詳細は1-3節および1-4節を参照)

(1) GE^{(1)~(3)}

米国Tampa(1996~)とWabash River(1995~)に導入した1,250℃級GTの7FA(出力:192MW)の長期運用による経験から、2013年6月に運開した米国Edwardsportでは新たに開発した1,300℃級のsyngas用GTである7FB(出力:約232MW、TIT:1,370℃)が導入されている。

7FBはこれまでの技術を踏襲したマルチキャン・マルチバーナ型燃焼器を採用しており、天然ガスとsyngasのDual Fuelに対応する。運転開始時には天然ガスからsyngasへの切り替えが可能であり、天然ガスとsyngasの混合割合も任意に変化させることができる。また、詳細は不明だが、高温部品にはIGCC環境を想定し、耐食性を強化した材料が使用されている。7FBは2011年に建設を着工した韓国Taeonにも採用されている。

GE社は、2010年より米国DOEの先進IGCC用水素燃焼タービンの開発に参画しており、1,450℃級GTの要素技術開発(~2020年)に取り組んでいる。同プロジェクトでは、並行して1,700℃級GTの要素技術開発(2015年~2028年)、それ以降には大型実証研究が計画されている。

(2) Siemens^{(1),(3)~(5)}

サイロ型燃焼器を有するオランダBuggenum(1994~2013)に導入した1,100℃級GTのV94.2(出力:156MW)とスペインPuertollano(1998~)に導入した1,250℃級GTのV94.3(出力:182MW)の長期運用によって経験・実績が積み重ねられている。中国

GreenGen(2012年~)でも、上記実績のある1,100℃級GTのSGT2000E(旧V94.2K、出力:173MW)が採用されている。

現在試運転中の米国Kemper IGCCと2016年に着工予定のTexas Clean Energy併産型IGCCでは、ウェスチングハウス(WH)社の流れを汲むマルチキャン型の燃焼器を有する1,300℃級GTのSGT6-5000F(旧WHではW501F、出力:約200MW)が採用/計画されている。

Siemens社もGE社と同様に2010年より米国DOEの先進IGCC用水素燃焼タービンの開発に参画しており、1,450℃級GTの要素技術開発(~2020年)に取り組んでいる。

(3) 三菱日立パワーシステムズ MHPS^{(6)~(9)}

(三菱重工業・日立製作所)

BFG(高炉ガス)焼きGTで経験・実績を有する三菱重工業株式会社にとって、IGCC用GTとしては250MW空気吹きIGCC実証機(2007~)に導入した1,200℃級GTのM701DA(出力:175MW)が初めてである。空気吹きガス化炉から生成される低カロリーの石炭ガス化燃料に対応した燃焼器が採用され、実証試験およびその後の商用運転で経験・実績が積み重ねられている。

2017年3月に実証運転を開始する予定の大崎クールジェンプロジェクトでは、株式会社日立製作所が開発した2軸型、1,300℃級GTのH100(出力:約100MW)が導入されている。

さらに、福島復興大型石炭ガス化複合発電設備実証計画(勿来および広野)では空冷燃焼器の採用によって起動時間の短縮など、運用性の改善が図られた1,400℃級GTのM701F4の導入が2020年を目途に計画されており、これまで先行するGE社とSiemens社を超える高温型GTの適用・運転となるため、注目されている。

MHPS社は、天然ガス焼きGTを対象とした国家プロジェクト「1,700℃級超高温ガスタービン要素技術開発」にも参画しており、将来的にはそれによって開発した技術を転用してIGCC用1,700℃級GTの開発に繋げることが考えられている(**図2**)。

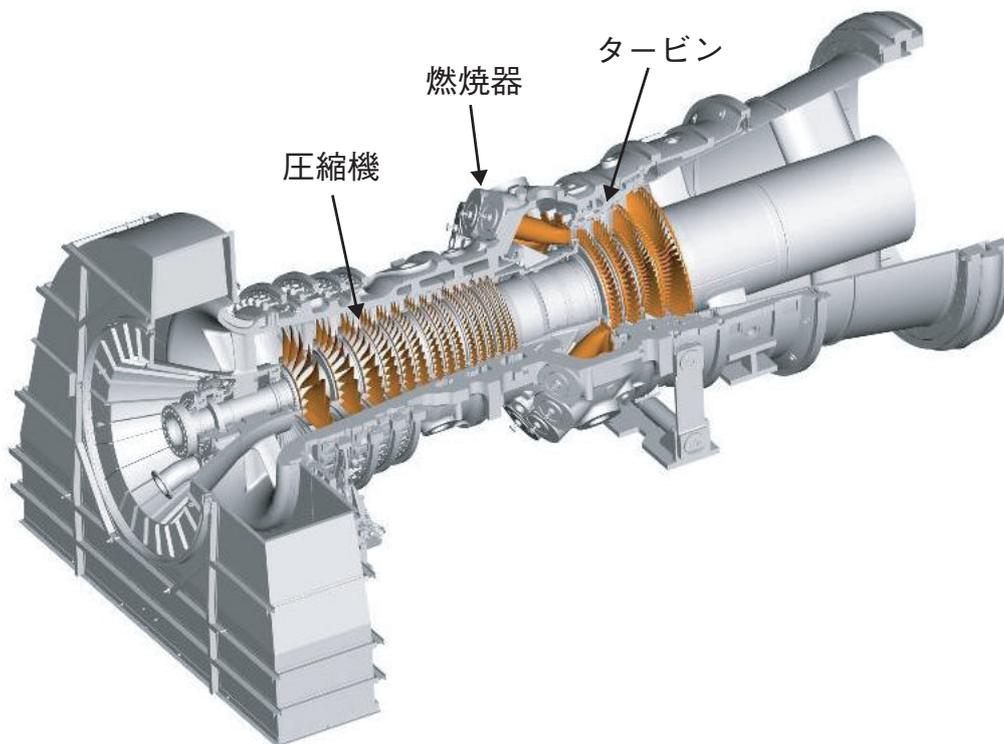


図1 発電用ガスタービンの外観・断面図（提供元：三菱日立パワーシステムズ株式会社）

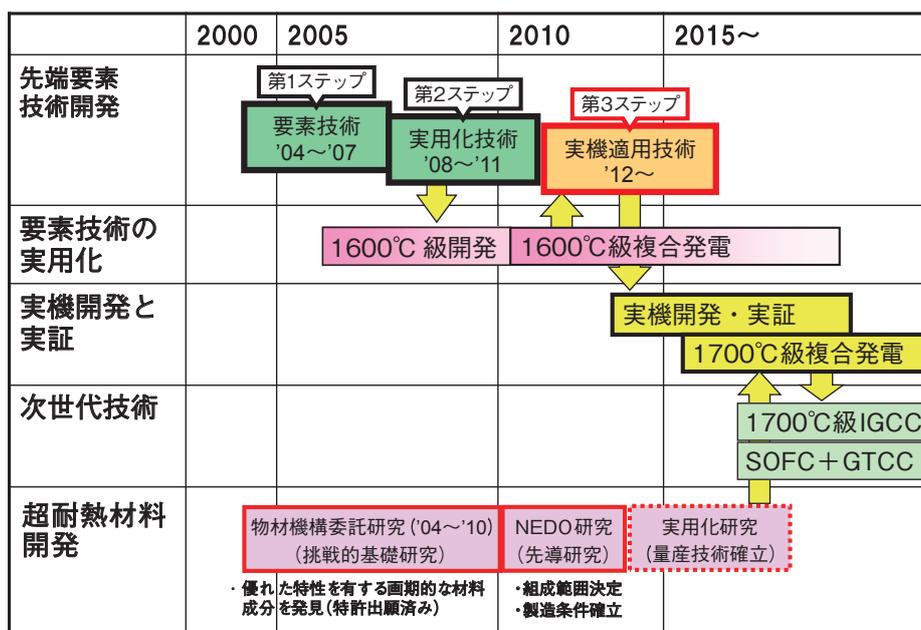


図2 超高温ガスタービンの技術開発ロードマップ⁽⁹⁾