

ガスタービン技術の発達と日米電力市場の特質

新 井 利 英

本稿では、日米の発電用ガスタービン（GT：Gas Turbine）技術の発達方向を比較検討し、1990年代に世界トップ水準に達したとされる日本の発電用 GT 技術の発達における特質を明らかにする。

従来の研究では、発電用 GT の用途を曖昧にしたまま論じる傾向にあったため、GT を製造する企業間競争が、あたかも同一市場で行われているように捉えられていた。しかし、発電用 GT は用途と市場が細分化しており、GT 技術の発達方向もその市場の要求によって方向が分岐している。しかも、その傾向は日本市場とアメリカ市場で顕著である。

日本電力市場は、一貫して大手電力会社による大規模集中的な電力供給体制が維持されてきたため、日本の GT はそれに適した大容量化・高効率化を追求した。それに対し、アメリカ電力市場では、電力自由化を契機にして地域分散的な電力市場が拡大し、それに適した小型 GT の発達も促された。このように日米の発電用 GT の発達方向は、両国の電力市場の特徴に規定されたことが明らかにされる。

1. はじめに

本稿の課題は、日米の発電用ガスタービン（Gas Turbine、以下では GT と略称）技術の発達方向を比較検討し、1990年代に世界トップ水準に達したとされる日本の発電用 GT 技術の発達における特質を明らかにすることである。

本稿の結論を先取りするならば、日本の GT が一貫して大規模集中的な電力供給に適した大型 GT の発達を追求したのに対し、アメリカの GT は同国の電力自由化を契機にして、地域分散的な電力供給に適した小型 GT の発達も促したということである。

従来の研究では、発電用 GT の用途を曖昧にしたまま論じる傾向にあったため、GT を製造する企業間競争が、あたかも同一市場で行われているように捉えられていた。しかし、後述するように、発電用 GT は用途と市場が細分化しており、GT 技術の発達方向もその市場の要求によって方向が分岐している。しかも、その傾向は日本市場とアメリカ市場で顕著である。

そこで本稿では、まず日米の GT の発達における差異を明らかにする。次に、日米電力市

場の特徴をそれぞれ検討することで、発電機器を使用する事業者がGTに対してどのような要求を持っており、どのようなGT技術の発達を促したのかを明らかにする。

2. GTの発達における日本的特質

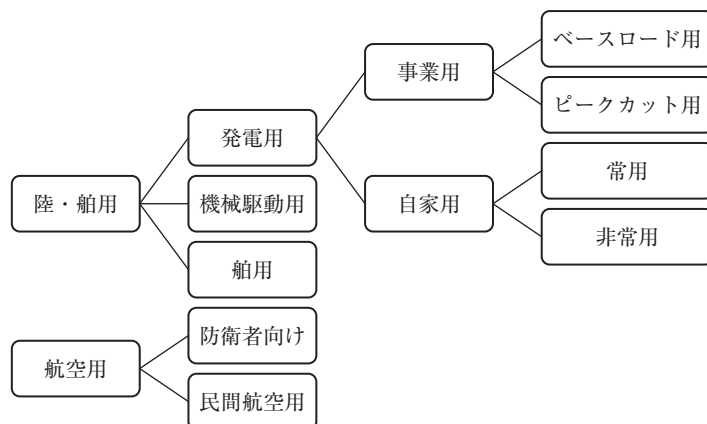
(1) GTの分類

図1のGTの用途別分類から、本稿が検討するGTを明確にしておこう¹⁾。まずGTは、大別すると、陸上や船舶で使用する「陸・船用」と、航空機の原動機として使用する「航空用」に分類される。また「陸・船用」は、発電機を駆動する「発電用」、圧縮機やポンプなどを駆動する「機械駆動用」および「船用」に分かれる。

加えて「発電用」は、発電事業者が使用する「事業用」、産業用や業務用に使用される「自家用」に分かれる。さらに、「事業用」は常時連続運転する「ベースロード用」と、電力需要が逼迫した際に運転する「ピークカット用」に、「自家用」は製鉄や化学などの工場や地域冷暖房などで使用されるコージェネレーションなどのエネルギー供給設備の主機として使用される「常用」と、学校や病院、商業施設などで停電や災害が発生した際に使用される「非常用」に分類される。

ただし、陸船用と航空用ではその用途や使用環境・条件等の違いから、外観や構造に差異があるものの、主要な要素の設計技術や耐熱材料など基礎技術については共通点が多く、そ

図1 ガスタービンの用途別分類



(出所) 星野 (2010) 320頁

1) GTの分類については、池上 (2009)、星野 (2010)、三輪 (1996) を参照した。なお、熱力学的サイクルによる分類や、外観・構造による分類などもあるが、本稿ではGT技術の発達と電力市場との関係を論じるため、用途別に分類した。

それぞれの用途のために開発された技術を互いに採り入れつつ進歩してきた経緯がある。例えば、航空用に開発された GT が、発電用や機械駆動用の GT に転用された製品は数多くあるし、Bergek et al. (2008) は、航空用 GT 分野で多くの特許を獲得している GT メーカーが、発電用 GT 分野でも競争優位に立っていることを指摘している。

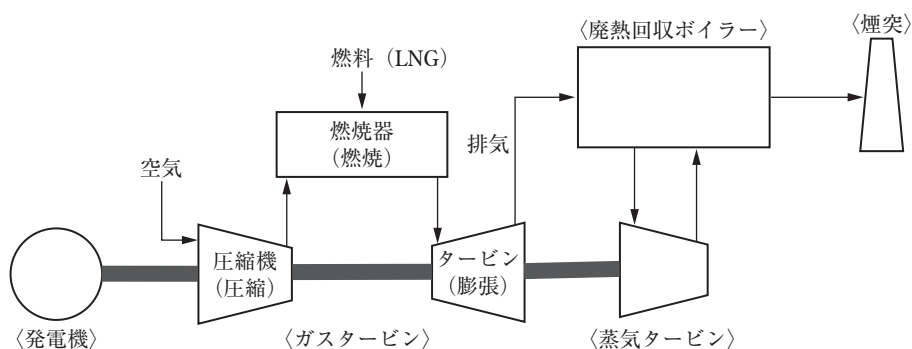
(2) 火力発電の発電方式

次に、3つある火力発電の発電方式の仕組みと特徴を確認しておこう。火力発電の発電方式の1つ目は汽力発電である。汽力発電は主に、発電機、蒸気タービン、ボイラーから構成される。石炭、石油、天然ガスの化石燃料を燃焼させて蒸気を発生させ、蒸気タービンを回転させることで発電をする方法である。日本では、1960年代初頭に水主火従から火主水従への転換が生じ、火力発電中心の電源開発へと移行するが、それをけん引したのは汽力発電であった。特に、石油は燃料費が低廉であったため、石油危機によって石油価格が高騰するまで、石油中心の汽力発電の電源開発が活発化した。

2つ目の GT 発電は、発電機、GT が主要機器をなし、主な燃料として天然ガスが利用される。GT はさらに空気圧縮機と燃焼器とタービンの3つに分けられる。GT の空気圧縮機で採り入れた空気を大気圧力の十数倍程度の圧力にまで圧縮し燃焼器に送り込み、燃焼器で、噴射された燃料が連続的に燃焼し、燃焼器の出口 (GT 入口) で高温の燃焼ガスとなるので、この燃焼ガスをタービンで膨張させ、熱エネルギーをローターの回転エネルギーに変えて発電する。小型 GT であれば工場などの近くに立地でき、発電だけでなく工場プロセスに排熱も利用することができる。その場合、コージェネレーション (Combined Heat & Power あるいは Cogeneration) と呼ばれ、総合的に熱効率を高めることができる。

3つ目の GTCC (Gas Turbine Combined Cycle) は、汽力発電と GT 発電の発電方法を組

図2 GTCC の基本構成 (一軸式)



(出所) 火力原子力発電技術協会 (2010) 42頁より作成

み合わせた発電方式である（図2）。GTCCは主に、発電機、GT、蒸気タービン、排熱回収ボイラーから構成されており、GTで発電を行うとともに、GTの排熱を用いた排熱回収ボイラーで蒸気を製造し、蒸気タービンでも発電する方式である。2段階で発電するため、従来の発電方式よりも熱効率がよく、より少ない燃料で発電できるのが特徴である。

（3）GTの発達方向

先述の通り、GTはそれぞれの用途のためにGTの要素技術が開発され、それらが相互に採り入れられて進歩してきた。しかし、事業用と自家用は同じ発電用GTであっても、その使用主体や使用目的も異なるため、それぞれのGT技術の発達方向は異なると考えられる。そこで、事業用と自家用で技術の発達方向がどのように異なるのかを検討してみよう。

まず、事業用では、常時連続運転をするベースロード用か、電力需給の逼迫する時のみ運転するピークロード用かという違いはあるものの、電気事業者が大規模に発電した電力を消費者に供給するという目的は共通しており、発電コストも考慮しなければならない。したがって、事業用では、サイズ・出力が大容量かつ熱効率の優れたGTを追求する傾向にある。GTの熱効率が向上すれば、より少ない燃料でより多くの電力を取り出すことが可能になり、燃料費を節約すると同時に、温室効果ガスや大気汚染物質の排出量を抑制することができる。熱効率を高めるためには、燃焼温度（GT入口温度）を向上させる必要がある。紙幅の都合で詳述は避けるが、燃焼温度向上のための主要要素技術は、タービン翼用耐熱材料技術、タービン翼冷却技術、耐熱コーティング技術がある。GTを大型化できれば、主要部品のタービン翼の構造が大きくなる分、複雑な冷却構造を採用することが可能となる。また、蒸気冷却を取り入れるなど周辺装置の複雑化・高級化で、より高いGT入口温度を設定することができる。GTメーカーはこうした要素技術の開発のために、国家プロジェクトを活用しつつ多額の資金を投入してきた。現在、事業用ではGT入口温度は1,600℃に達しており、出力も300MWを超えている。

自家用は、電力需要者が限定的で設備設置スペースも限られるため、サイズ・出力は事業用よりもコンパクトなGTが指向される。事業用のような複雑な冷却構造を設けることは困難で、自家用のGT入口温度は1,300℃が上限となる。非常用の場合はその傾向がより顕著となるため無冷却となる場合が多く、GT入口温度は約1,000℃が上限となる。

このように、構造的な都合からGTは小型化するほど熱効率は悪化する。ただし、主に常用で製鉄や化学工場などで採用されるコージェネレーションでは、排熱利用を含めた総合熱効率で、約70～85%まで効率を高めることが可能である。したがって、発電だけでなく、排熱を産業用にも利用するのであれば、必ずしもGTを大型化したり、GT単体の熱効率を高める必要はないといえる。

表1 2011-2015年における GT メーカーの容量別シェア (単位: MW)

	小型 GT	中型 GT			大型 GT			合計
	60MW 未満	60-120MW 未満	120-200MW 未満	200-300MW 未満	300MW 以上			
GE	32,632 51.4%	16,340 78.3%	25,611 43.7%	50,958 42.7%	10,869 18.8%	144,028 45%		
シーメンス	15,364 24.2%	3,736 17.9%	20,981 35.8%	52,032 43.6%	13,528 23.4%	105,621 33%		
三菱重工	4,444 7.0%	647 3.1%	1,172 2.0%	8,951 7.5%	31,508 54.5%	48,009 15%		
その他	11,047 17.4%	146 0.7%	10,842 18.5%	7,280 6.1%	1,850 3.2%	22,404 7%		
合 計	63,487 100%	20,869 100%	58,606 100%	119,340 100%	57,812 100%	320,063 100%		

(出所) 三菱総合研究所 (2016) より作成

次に、容量別に GT メーカーの世界市場シェアを示した表1を見てみよう²⁾。GE、シーメンス、三菱重工の3社で高いシェアを有するため、寡占が形成されたと見て差し支えないが、3社で得意とする GT の容量は異なる。GE とシーメンスは、全体的にシェアが高いが、特に GE は120MW 以下でシェアが高く、シーメンスは120～300MW 未満の範囲で高いシェアを占める。三菱重工は、300MW 以上の大型 GT のシェアが高い。

GT の開発競争において、三菱重工は1980年代半ばまで欧米メーカーの後塵を拝していたが、1980年代半ばに1,200℃級 GT をシーメンスよりも先行して開発し、90年代後半には1,500℃級 GT を GE より先に商用化を実現した。さらに、三菱重工は2000年代後半に1,600℃級 GT を開発し、GT 開発競争ではトップとなっている。同社は、大容量・高効率を追求してきたと理解できる。

しかし、欧米メーカーの場合、大型以外の GT 市場でも高いシェアを有するため、自家用の GT 市場にも注力し、発電だけでなく排熱の利用も含めた総合熱効率を考慮した開発を進めたと思われる。発電だけでは、GTCC でも熱効率は約50%だが、コージェネレーションの排熱利用を含めた総合熱効率では、約70～85%まで効率が高まる。欧米メーカーは、自家用の GT 市場も事業領域とし、事業用のみを対象として高出力・高効率を追求せず、熱効率の向上が鈍化し、1990年代に三菱重工の逆転を許したことが示唆される。

そこで次章以降では、三菱重工と GE の各メーカーの最大市場である日本電力市場とアメリカ電力市場の特徴を検討し、発電機器に対しどのような要求があり、どのような GT の発達を促したのかを明らかにしよう。

2) 本稿の目的に従えば、本来は用途別に市場シェアは示すべきであるが、管見の限り一般的にアクセスできる用途別 GT 市場シェアを示した調査は見当たらない。しかし、ここまで述べてきた通り、出力別であっても、主な用途が事業用なのか自家用なのかを理解できると思われる。

3. GTの発達に対する日本市場の要求

(1) 日本電力市場の特徴

日本の電力供給を行う電気事業者とその規模を確認しよう³⁾。日本の電気事業は、一般の需要家に電気を供給する「一般電気事業者」と、一般電気事業者に卸電気事業を行うことを主たる目的とする「卸電気事業者」、「公営」、「その他」の4つのタイプの事業者によって担われてきた。

一般電気事業者は、いわゆる「電力会社」と呼ばれる民間企業で、国内を10地域に区分し、発電、送電、配電までを一貫して私企業ベースで地域独占的に運営するという地位が法的にも容認されてきた。1951年5月の電力事業再編成による発足当初は、北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力の9社であったが、72年5月の沖縄返還により沖縄電力が加わり10社となった。

卸電気事業者は、1952年の「電源開発促進法」の制定により設立された電源開発と、57年に9電力会社、電源開発、産業界の共同出資によって設立された日本原子力発電の2社からなる。公営は、都道府県や地方自治体によって主に水力発電を管理・運営する事業者で、その他は、一般電気事業者と鉄鋼メーカー・アルミ精錬メーカーなどとの共同出資で設立された共同火力発電所を運営する事業者である。

日本の電気事業者とその規模の推移を示した表2を見ると、一般電気事業者は9あるいは10事業者しかないが、1970年から一貫して国内の発電所の大半を所有し、保有する発電設備の最大出力も80%以上を占めてきたことが確認できる。

1980年代後半に経済のグローバル化が進展すると、これまでの電力供給体制が電気料金の高止まりとなっているという批判を受け、日本では90年代半ばから電力自由化が進展することとなり、95年、99年、2003年と3度の電気事業法の改正が行われ、発電部門と小売供給部門の規制緩和が進められてきた。1995年の改正では、主に発電部門の規制緩和が進められ、特定の限られた地域の需要に応じて電気を供給する事業者である「特定電気事業者」が規定された。また、99年の改正では、経済産業省令で定める要件に該当する一定規模の需要家に対して電気の供給を行う新規参入の「特定規模電気事業者」(PPS: Power Producer and Supplier)が規定された。しかし、2000年以降も、一般電気事業者が、発電設備の最大出力も80%以上を占めている。電力自由化が進展し、特定電気事業者や特定規模電気事業者が加

3) 以下の日本の電気事業者については、経産省資源エネルギー庁の『電気事業便覧』の分類を参照している。なお、2016年の電力小売完全自由化実施に伴い、電気事業者の類型が大幅に見直されたが、本稿の考察時期の多くは電力小売完全自由化以前であるため、それ以前の類型を採用して考察を進めるものとする。

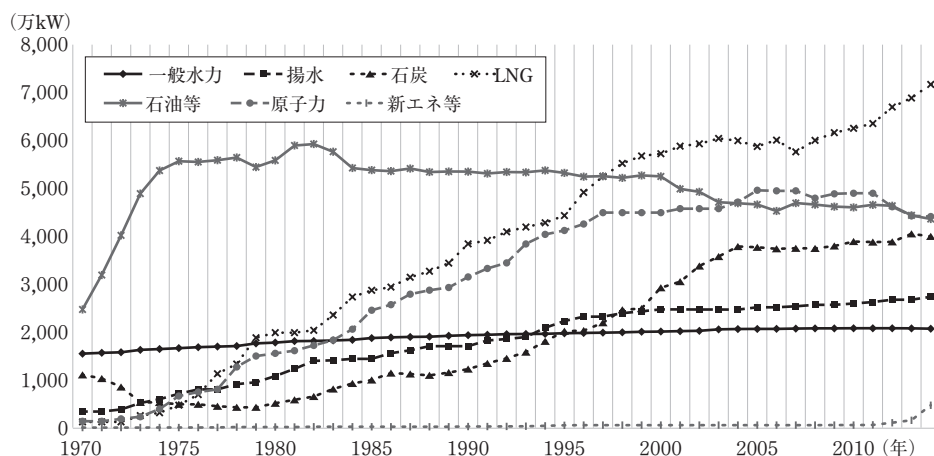
表2 日本の電気事業者と規模

	1970年				1980年				1990年									
	事業 所数	発電 所数	最大出力 (万 kW)	販売電力量 (億 kWh)	事業 所数	発電 所数	最大出力 (万 kW)	販売電力量 (億 kWh)	事業 所数	発電 所数	最大出力 (万 kW)	販売電力量 (億 kWh)						
一般電気事業者	9	1,302	4,167	80.6%	2,313	91%	10	1,315	10,230	82.4%	4,410	94%	6,133	92%				
卸供給事業者	2	47	524	10.1%	219	9%	2	56	937	7.6%	294	6%	528	8%				
公営	32	160	175	3.4%	-	-	32	186	214	1.7%	-	-	-	-				
その他	21	49	306	5.9%	-	-	20	69	1,029	8.3%	-	-	-	-				
合 計	64	1,558	5,173	100%	2,531	100%	64	1,626	12,411	100%	4,704	100%	6,661	100%				
	2000年				2010年				2015年									
	事業 所数	発電 所数	最大出力 (万 kW)	販売電力量 (億 kWh)	事業 所数	発電 所数	最大出力 (万 kW)	販売電力量 (億 kWh)	事業 所数	発電 所数	最大出力 (万 kW)	販売電力量 (億 kWh)						
一般電気事業者	10	1,365	19,342	86.2%	8,169	95%	10	1,355	20,397	86.8%	8,585	91%	10	1,414	21,241	92%	8,230	90%
卸供給事業者	2	68	1,670	7.4%	452	5%	2	69	1,960	8.3%	658	7%	2	69	1,900	8%	597	7%
公営	34	279	251	1.1%	-	-	20	161	144	0.6%	-	-	-	-	-	-	-	-
その他	20	92	1,165	5.2%	-	-	16	92	980	4.2%	-	-	-	-	-	-	-	-
特定電気事業者	2	2	2	0.0%	-	-	5	7	28	0.1%	-	-	5	6	28,406	0.1%	-	-
特定規模電気事業者	-	-	-	-	-	-	35	-	-	-	154	2%	651	-	-	-	282	3%
合 計	68	1,806	22,429	100%	8,621	100%	88	1,684	23,509	100%	9,396	100%	668	1,489	23,170	100%	9,108	100%

【出所】『電気事業便覧』各年版より作成

(出所) 『電気事業便覧』 各年版より作成

図3 一般電気事業者の電源別発電設備容量の推移



(注) 1971年度までは沖縄電力を除く。

(出所) 経済産業省 (2017) より作成

わる2000年以降も、一般電気事業者が独占的な地位を占めるという構造に大きな変化は生じていない。

このように日本の電気事業は、一般電気事業者が発電、送電、配電部門を一貫して地域独占的に運営するという方法で担われてきた。電力自由化が進展し、特定電気事業者や特定規模電気事業者が加わる2000年以降も、一般電気事業者が独占的な地位を占めている。

次に、図3の電源別発電設備容量の推移から、一般電気事業者がどのような発電設備を強化してきたのかを検討しよう。

1970年代半ばまでの発電設備の増強のほとんどは、石油火力によるものであった。しかし、70年代の2度の石油危機による石油価格高騰によって脱石油化が目指されたことや、79年に国際エネルギー機関が石油火力の新設を原則禁止の勧告を出したことを受け、石油火力の増強は停滞し徐々に縮小している。

1970年代後半以降、石油火力に代わって増強されるようになったのは、原子力、LNG火力、石炭火力、揚水力である。原子力をベースロード用の中心に据え、LNG火力と石炭火力をミドルおよびピーク時用電源と位置づけ、揚水力を中心とした水力をピーク時用とする「ベストミックス」化された供給方法が採用されたためである⁴⁾。原子力はその特性上、電力需給の変化に応じて出力変更することが困難であるため、LNG火力、石炭火力、揚水力がその穴を埋める役割を担うことになった。

4) 中瀬 (2005) を参照。

しかし、原子力、LNG 火力、石炭火力、揚水力の中で最も発電設備容量が増強されたのは LNG 火力である。原子力は1997年から石炭火力は2004年あたりから設備増強の勢いが衰えるが、LNG 火力は1970年代後半から増え続け、98年に石油火力を抜いて電源別でトップになった後、2000年代前半はやや勢いが衰えるものの、08年からは設備増強の勢いが戻り設備増強が継続している。

2010年代では、固定価格買取制度（FIT）が12年に導入されたことを背景に、新エネ等が増加し始めるが、設備容量はまだ少ない。

このように、日本の電源構成の推移を概観してみると、1970年代中期までは石油火力を軸に電源開発が行われ、それ以降は原子力と石炭火力と LNG 火力を中心とする電源開発が行われてきたことがわかる。日本の電力市場は、大手電力会社を中心とした大規模集中型の電力供給体制が継続し、火力・原子力発電を軸に電源開発を行ってきたといえる。

なお、日本の電源開発のあり方については、燃料調達の多くを他国からの輸入に依存していること、供給原価に適正報酬率を上乗せする「総括原価方式」⁵⁾が採用されてきたこと、そして大手電力会社が国内発電プラントメーカーとの長期継続取引⁶⁾のもと、価格よりも性能や技術を重視した購入方針をとってきたことも少なからず影響しており、諸外国に比べて日本の電気料金が低いという批判にもつながったと考えられる。例えば、日本の電力市場への進出を計画していた米エネルギー会社のエンロンは、他の先進国に比べて日本の電力料金が著しく高いと指摘している。すなわち、日本の電力会社は、用地の買収に多額の費用がかかることや、国内資源の不足がその理由だとしているが、そればかりでなく、電力会社は容易に費用を需要家から回収できるためコストを削減するインセンティブをほとんどもたないこと、高価格で燃料を調達し、機材購入や設備建設でも過剰に費用を投入しているといわれていること、また、日本では「土地収用権」の行使が難しいため、建設費用を大きく引き上げている。さらに、GTを30カ月ごとに開放点検しなければならないというような非効率的な規制も問題としている⁷⁾。

(2) 日本の電力市場における発電プラント機器に対する要求

以上のように、日本の電力市場は、発電、送電、配電まで一貫して担う一般電気事業者を中心とした大規模集中型の電力供給体制が継続し、火力・原子力発電を軸に電源開発および電力供給を行ってきた。このような日本の電力市場では、どのような特徴をもつ火力発電が要求されるだろうか。ここでは、火力発電の主な性能を示す熱効率と容量について検討し、

5) 総括原価方式については、谷江（2017）を参照されたい。

6) 電力会社と発電プラントメーカーとの長期継続取引については、岸田（2002）を参照されたい。

7) エンジニアリング・ジャーナル社（2001）24頁。

表3 主要各国の火力発電の熱効率

	1965年	1970年	1975年	1980年	1985年	1990年	1995年	2000年	2005年	2010年	2015年
日 本	34.8	37.8	36.4	36.4	38.2	38.8	38.9	40.6	40.9	41.9	42.9
アメリカ	32.9	31.5	32.9	32.5	32.7	32.9	33.5	36.4	34.5	N/A	N/A
イギリス	27.4	29.2	32.7	32.1	32.9	N/A	36.2	36.2	35.6	36.1	35.6
ドイツ	34.1	34.0	35.4	38.6	39.3	39.8	39.9	N/A	40.8	41.6	43.2
カナダ	N/A	30.3	30.8	32.1	32.2	N/A	32.6	N/A	33.4	N/A	N/A
フランス	33.6	33.9	37.3	35.1	33.1	35.8	34.5	N/A	N/A	N/A	N/A
イタリア	32.1	36.2	36.8	37.3	37.1	37.7	38.6	39.0	42.7	44.7	45.3

(注) N/Aは利用不可。

(出所) 電気事業連合会 (1972 : 1982 : 1992), 『電気事業便覧』各年版, 日本経営史研究所「日本電力業史データベース」<https://www.jbhi.or.jp/toukei.html> (2023年3月25日最終閲覧) より作成

どのような火力発電プラント機器が要求されたのかを明らかにしよう。

まず、主要各国の火力発電の熱効率の推移を示した表3で、日本の火力発電の熱効率を諸外国と比較してみよう。1965年時点で、日本の火力発電の熱効率は34.8%で最も高いが、イギリスを除いて差は大きくない。しかし、年々と日本の熱効率は向上し、2000年には40%を超えて差が拡大している。日本は一貫して上位3位以内に入っており、日本の火力発電の熱効率は諸外国と比べて相対的に高かったことがわかる。熱効率を向上させることで、燃料費用を抑制することができるが、燃料調達の海外依存度が高い日本では、より熱効率の高い発電プラント機器を求める傾向にあった。

アメリカは、1965年から一貫して下位で推移している。2000年は1995年から2.9%急増して36.4%となるが、日本では、70年までにはこの水準にすでに到達している。若干の熱効率向上が見られるが、低下する年もあり、熱効率向上が続いた日本のような傾向は見られない。後述するように、アメリカでは70年代に入り、火力発電所の建設が困難となったため、設備更新がされていないことが影響していると思われる。

次に、表4の汽力発電の出力別ユニット数および最大出力の推移を見ると、ユニット数が年々増加するのに伴い、合計出力も増加している。1961年のユニット数の合計は164基で合計出力9,716MWだったが、70年は207基で32,910MW、81年は273基で74,273MW、90年は256基で91,767MWと大幅に増加している。しかし、単にユニット数が増加したから合計出力が上昇しているのではなく、1ユニット当たりの出力が年々高まっている点は注目される。

1961年では66MW以下が全164基中の114基と大半を占めたが、年々と基数が減少している。代わりに、単位当たりの出力が高いユニットが年を追うごとに増加していることがわかる。61年で最も高出力なユニットは220~265MWのものであるが、70年には600MW、81年

表4 汽力発電の出力別ユニット数および最大出力の推移(一般電気事業者)

		66 MW 以下	75 MW	125～ 195 MW	220～ 265 MW	300～ 375 MW	400～ 450 MW	500～ 560 MW	600 MW	700 MW	1,000 MW	1,000 MW 以上	合計	平均 (MW)
1961 年	認可最大出力 ユニット数	3,607 114	1,650 22	3,754 25	705 3	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	9,716 164	59.2
1970 年	認可最大出力 ユニット数	2,580 60	1,650 22	9,880 64	8,450 35	6,700 19	1,350 3	500 1	1,800 3	— —	— —	— —	32,910 207	159.0
1981 年	認可最大出力 ユニット数	1,607 39	1,350 18	11,071 74	9,170 38	16,025 45	4,450 10	7,000 14	14,400 24	4,200 6	5,000 5	— —	74,273 273	272.1
1990 年	認可最大出力 ユニット数	162 10	525 7	9,846 66	9,209 38	18,250 51	4,450 10	9,560 19	20,975 35	7,700 11	10,000 10	1,090 1	91,767 256	358.5

(注) 1961年と1970年は、9電力会社のみ。

(出所) 電気事業連合会(1972; 1982; 1992)より作成

には1,000MW、90年には1,000MW以上と、年々高出力化している。

このような傾向に伴い、1ユニット当たりの平均出力も年々高まった。1961年の平均出力は59.2MWであったが、70年159.0MW、81年272.1MW、90年には358.5MWと上昇を続け、90年の平均出力は61年比で約6倍となった。

日本の汽力発電では、ユニット数を増やして最大出力が急増してきたが、その過程で大容量化を志向し、出力の小さい設備から大容量の火力発電設備に更新してきたことがわかる。

また、LNGを主な電源とするGTCCの年代別平均出力の推移を示した表5でも、大容量化の傾向が見られる。1980年代の平均出力は208MWであったが、90年代は377MW、2000年代は413MWとなっている。10年代は384MWと2000年代から少し減少しているものの、大容量化の傾向を見てとることができる。

以上のように、日本の電力市場は、一般電気事業者が地域独占的かつ大規模集中的に電力供給を行う体制を形成し、電力自由化が一定進展する下でも基本的にはその体制を維持してきた。その際使用してきた主な発電設備は、火力発電や原子力発電であった。日本の火力発電では、熱効率の向上と大容量化を図ることで規模を拡大し、スケールメリットの追求を図ってきた。

ただし、火力発電の熱効率の向上と大容量化については、燃料調達の多くを他国からの輸入に依存していること、「総括原価方式」が採用されてきたこと、そして大手電力会社が電源開発に際して、価格よりも性能や技術を重視した購入方針をとってきたことも少なからず影響しているものと思われる。

三菱重工のGT入口温度の向上と大容量化の傾向や、表1で確認した大型GT市場のシェアの高さは、このような日本電力市場の特徴に規定されたものと理解できる。

表5 GTCCの年代別平均出力の推移（一般電気事業者）

	1980年代	1990年代	2000年代	2010年代
ユニット数	7	28	11	28
合計出力（MW）	1,456	10,565	4,547	10,737
単機ユニット当たり平均出力（MW）	208	377	413	384

（注） 完成年で区切り分類した。

（出所） 火力原子力発電技術協会（2017）より作成

4. GTの発達に対するアメリカ市場の要求

（1）アメリカ電力市場の特徴

アメリカ電力市場の特徴を検討することで、電力事業者の使用する発電プラント機器に対し、どのような要求があったのかを明らかにしよう。

まず、アメリカの電気事業者とその構成を示した表6で、電力供給の主要な担い手を確認したい。アメリカでは事業者が3,000を超えており、日本と比べて事業者数が非常に多いことが特徴的である。所有形態も「私営」、「地方公営」、「連邦営」、「協同組合営」、「パワーメーカー」と様々なタイプの電気事業者が存在している。

私営事業者は、需要家への電力供給および投資家への投資報酬の提供を主たる目的としており、日本の一般電気事業者と同様に発電、送電、配電を垂直統合して独占的に電力供給を担ってきた場合が多い。事業者数では、全体の10%に満たないが、販売電力量では80%近くを占めており、アメリカ電力事業者の中心的存在である。

連邦営は、主に水力で発電した電力の卸売りをとする事業者で、地方公営、共同組合営、その他の非営利機関に優先的に供給している。他の所有形態に比べて事業者数が少なく、販売電力量も1～2%程度である。

地方公営は、地方自治体、公営電力区、灌漑区、その他の州機関によるものが含まれている。主たる目的は、当該コミュニティや付近の需要家に可能な限り安価な料金で電力を供給することにあり、大半は小規模な配電専業である。事業者数は全体の約60%を占めるが、販売電力量は20%に満たない。

協同組合営農村地域は、農民やほかの農村部居住者が出資して設立された事業者で、地方公営と同じく配電専業が多い。

地方公営と協同組合営では、連邦営の水力で発電した安価な電気を優先的に購入する権利を有する他、発行する債券の利子所得に課税されないといった免税の優先権も有している。地方公営と協同組合営にこのような優先権が与えられているのは、両者の運営する地域は需要密度が低く、私営事業者の投資家にとって魅力のない地域で、私営事業者の進出が進まな

表6 アメリカの電気事業者と構成

	1980年			1991年	
	事業者数	発電電力量(%)		事業者数	発電電力量(%)
私営	244	78	私営	265	76
地方公営	1,900	19	地方公営	2,007	14
連邦営	6		連邦営	10	2
協同組合営	1,050		協同組合営	949	7
合計	3,200	100	合計	3,231	100

	2004年			2011年	
	事業者数	販売電力量(%)		事業者数	販売電力量(%)
私営	220	60.8	私営	193	54.5
地方公営	2,011	16.7	地方公営	2,006	15.4
連邦営	9	1.2	連邦営	9	1.2
協同組合営	884	9.7	協同組合営	873	11.1
パワーマーケット	152	11.6	パワーマーケット	181	17.8
合計	3,276	100	合計	3,262	100

(出所) 海外電力調査会 (1984；1993；2006；2014) より作成

いためである。

パワーマーケットは、自由化された卸電力市場で電力を売買したり、小売自由化がなされた電力市場で小売供給を行う事業者である。1980年と91年の統計では不明だが、電力自由化が進展する下で新たな電力事業の担い手に加わったことで、2004年と11年の販売電力量の構成に変化が生じている。販売電力量の80%近くを占めた私営事業者の割合が、04年には60.8%に低下し、11年には54.5%まで低下し、代わって販売電力量を増やしたのがパワーマーケットである。04年に販売電力量の11.6%を占めると、11年には17.8%まで増加した。また、協同組合営も同時に販売電力量に占める割合が高まっている。1991年に7%だったのが、2004年に9.7%に上がり、11年には11.1%を占めた。

また、事業者別発電設備容量を示した表7でも、私営事業者のシェア低下が確認できる。1990年時点の私営事業者の設備容量はアメリカ全体の73%を保有していたが、2000年では私営の割合が51%に急減し、10年には36%、15年は34%とさらに低下している。その代わりに設備保有を増やしているのは非公益電気事業者（NUG：Non-Utility Generator）で、1990年は6%程度であった設備保有率が90年代後半から急増し、2005年からは40%を超えている。非公益電気事業者は、自家消費用あるいは電気事業者その他への販売用あるいはその両方を目的として発電する私企業で、1978年に制定された公益事業規制政策法（PURPA：Public Utility Regulatory Policies Act）に基づく認定施設（QF：Qualifying Facility）を所有運転す

表7 事業者別発電設備容量

(単位：百万 kW)

	1990年		1995年		2000年		2005年		2010年		2015年	
電気事業者計 (Electric Utilities)	735.1	94%	750.5	92%	635.6	74%	620.7	58%	656.4	58%	658.1	56%
私営	568.8	73%	578.7	71%	443.4	51%	398.4	37%	411.5	36%	404.4	34%
連邦営・地方公営・組合営	166.3	21%	171.9	21%	192.2	22%	222.3	21%	245	22%	253.7	22%
非公益電気事業者計 (Non-Utility Generator)	45.1	6%	66.4	8%	228.3	26%	446.6	42%	480.7	42%	518.8	44%
米国合計	780.2	100%	817	100%	863.9	100%	1,067.3	100%	1,137.1	100%	1,177	100%

(注) 「電気事業者計」には、私営、地方公営、連邦営、協同組合営の事業者が含まれる。

(原典) EEI, *Statistical Yearbook* /2011, 2016, 2017 Data

(出所) 海外電力調査会 (2019)

るコージェネレーション発電事業者と再エネ利用する小規模発電業者、そして独立系発電事業者 (IPP: Independent Power Producer) が含まれる⁸⁾。

このように非公益電気事業者の占める割合が増した理由は、規制緩和による電気事業再編に伴い電気事業者が発電設備の一部を非電気事業者に売却したり、関係発電会社に移管するなどして、非公益電気事業者設備として計上されていること、新規発電所の相当分がIPPによって建設されているという点が挙げられる⁹⁾。

このように、従来は私営事業者が発電設備容量でも販売電力量でもアメリカ電力市場の中心的存在であったが、1990年代の規制緩和による電気事業再編によってその市場に占める割合が低下した。

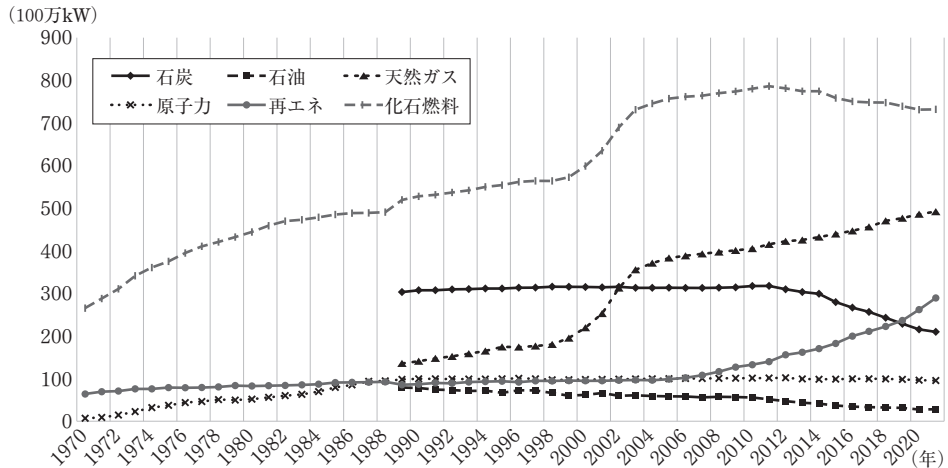
アメリカ電力市場で規制緩和が推進された背景には、1970年代初期の火力発電を中心に技術革新によるスケールメリットを追求する電源開発手法の見直しがある。従来の電源開発が見直された主な理由は、火力発電を大型化していった結果、事故率が非常に高くなってきていることが、米電力会社の業界団体であるエジソン電気協会の調査で明確になったことである。その原因解明を製造業界と電気事業者が共同して検討することになった。また、環境問題の顕在化により大容量設備が地元から嫌われるようになったこと、これ以上の効率向上を図っても効果が期待できないこと、さらにエネルギー問題が国の最大の問題となり、燃料確保の先行き見通しがたて難く、業者も長期契約を受けなくなる傾向が出てきていることなどである¹⁰⁾。つまり、大容量化した火力発電プラントの導入を図ることでスケールメリットを追求し、電力料金の引き下げを図ってきたが、従来の電源開発が困難になったのである。

8) EIA (1994) 137頁。

9) 海外電力調査会 (2019) 16頁。

10) 海外電力調査会 (1973) 28頁。

図4 電源別発電設備容量の推移(夏季送電端)



(注) 「再エネ」には、水力、太陽光、風力、地熱、バイオマス、都市ごみが含まれる。1970年から1988年までは「石炭」、「石油」、「天然ガス」の項目がなく、「化石燃料」として合算されている。

(出所) EIA, (1994) より作成

このような事情から、アメリカでは1970年代に電力自由化の議論が起こり、78年にPURPAが制定された。PURPAの目的は、新しい発電事業者の参入促進を図るとともに、新しい電源としてコージェネレーションや再エネの育成を図ることであった。90年代には、92年の「エネルギー政策法」と96年「送電線開放命令」が制定され、電力会社の送電線を開放し、電力会社の発電部門と他の発電事業者の競争が促進されることとなった。

ここで重要なのは、以上のような電力自由化の進展によって、アメリカの電力供給主体や新規建設される発電所に変化が生じ、非公益電気事業者による小型天然ガス発電所が支配的な地位を占めるようになったということである。

ここで図4の電源別発電設備容量の推移を用いて、1970年以降のアメリカにおいて、どの発電設備が増強されてきたのかを検討しよう。

1970～89年に増設されているのは化石燃料を電源とする火力発電と原子力発電である。この時期では、石炭と天然ガスと石油の項目が設けられず、化石燃料として合算で計上されているため詳細は不明であるが、90年時点の設備容量を見る限り、石炭が最も多く、次いで天然ガスが多いことから、化石燃料の設備増強の中心は石炭と天然ガスであったと思われる。

しかし、1990年以降、石炭と原子力の設備容量は増加しておらず、石炭は2012年以降に低下を始める。1990年以降から2006年までに増強された電源はほぼ天然ガスである。天然ガスは1996年を除いて一貫して増加しており、90年代後半から2000年代前半にかけて顕著に増加している。03年に石炭を抜いてトップになるが、それ以降も増加傾向が続いている。06年か

らは、再エネも風力と太陽光の増強がけん引して急増している。

以上のように、1990年代以降のアメリカにおいて、天然ガスを電源とした発電設備が一貫して増強されており、2007年からは天然ガスに加え、風力と太陽光を軸とした再エネが増強されてきたことが確認できる。天然ガスを電源とする場合は、主に GT 発電または GTCC によって発電することから、GT 需要も顕著であったと考えられる。また、ここで重要なのは、こうした需要は、大型 GT というよりは、小型 GT であったということである。アメリカの電力供給主体や新規建設される発電所に変化が生じ、非公益電気事業者による小型天然ガス発電所が支配的な地位を占めるようになった。

小林（2002）によれば、1999年における非公益電気事業者の新規の天然ガス発電ユニットの平均規模は9.9万 kW、2000年の新規発電能力の増加分の約70%は電力会社以外によるもので、エネルギー源別では約95%を天然ガスが占めたとされる。1980年までに最適規模が1,000MWにも達した巨大な石炭火力発電所や原子力発電所は規模の経済性を失い、1990年の最適規模は50～150MWになったことで、90年代の新規発電能力の増加分は小型天然ガス発電所が圧倒的になったのである。また、小型の天然ガス発電所は、巨大な電力事業者でなくとも、中小の新規参入者にも設置・操業が可能であるため、従来とは異なる事業者の参入を促進した。

以上のように、アメリカ電力市場では、1970年代後半以降の電力自由化の進展により、非電気事業者を中心に、小型 GT 需要が高まったと理解できる。

（2）大規模電力会社と小規模電力会社における発電プラント機器に対する要求

電力自由化が進展する前と後では、発電プラントメーカーが発電プラント機器を供給するアメリカ電力市場は大きく変化したものと捉えられる。

電力自由化が進展する以前は、日本電力市場と類似しており、大規模集中的な電力供給に適した大規模な汽力発電や原子力機器が受容された。特に石炭火力による電源開発が行われ、発電プラントの大型化と熱効率の向上が求められた。

しかし、1970年初期には大型化の見直しが始まり、78年の PURPA で再エネやコージェネレーション事業者などの非公益電気事業者が認められるようになった。90年の法改正でさらに電力自由化が進展したもとでは、大規模集中的な電力供給に適した発電機器を求める市場と、地域分散的な電力供給に適した機器を求める市場に分化したと捉えられる。

前者は自由化が進展する前と変わらないので、大規模集中的な電力供給に適した機器が受容されたと思われる。ただし、図4で確認したように石炭火力と原発の発電設備容量は増加していないため、既設発電設備の更新のための機器供給だと捉えられる。一方、天然ガスは設備容量が増えている。天然ガスの70～90%は小型 GT だが、逆にいえば10～30%のうちに

大型 GT が含まれる。表 1 で GE が200～300MW 未満の大型 GT 市場でも高いシェアを有しているのは、こうした需要の反映であろう。

後者では、小規模発電所からの地域分散的な電力供給に適した機器、特に新規建設で小型 GT が受容された。また、2000年代後半からは、太陽光や風力発電を中心とした再エネ発電機器需要も顕著になった。

5. おわりに

本稿の課題は、日米の発電用 GT 技術の発達方向を比較検討し、日本の発電用 GT 技術の発達における特質を明らかにすることであった。最後に、本稿で明らかになった点を整理することでむすびにかえることとした。

日米両国の電力供給体制は、一部の電気事業者が発電、送電、配電を垂直統合する独占的な体制で、大容量かつ熱効率重視の電源開発を進めてきた。しかし、1970年代初頭のアメリカの電力市場では、事故率の多さ、環境問題、住民の反対、効率向上の限界、石油ショックによる燃料価格高騰などを背景に火力発電の大規模化が見直されるようになった。新しい発電事業者の参入促進およびコージェネレーションや再エネの育成を目的に、1978年の PURPA の制定を始めとした電力自由化が進展すると、1,000MW 級の石炭火力や原発などの大型発電設備は経済性を喪失し、発電設備としては50～150MW の範囲が最適規模となった。特に、小型 GT が最も効率的な発電設備となり、90年代の電力会社以外の事業者による小型天然ガス発電所の新規建設が支配的な地位を占めるようになった。したがってアメリカでは、大型 GT だけでなく地域分散的な電力供給に適した小型 GT の発達も促された。

一方、日本の電力市場では、大規模集中的な電力供給体制に適した大型発電設備が一貫して求められた。諸外国と比べて電力料金が高止まりしていたことから、1980年代に電力自由化の議論が浮上し1995年から自由化が開始されるが、一般電気事業者の発電部門と他の発電事業者の本格的な競争の導入は見送られ、一般電気事業者が独占的な地位を占めるという構造は維持された。その結果、大規模集中的な電力供給体制が温存され、電力事業者からの発電設備に対する需要も大容量かつ熱効率重視となった。したがって、日本の GT は一貫して大規模集中的な電力供給に適した大型 GT の発達を追求することになった。

以上のように、日米の発電用 GT は、両国の電力市場の要求に規定されて発達してきたのである。

参考文献

池上壽和 (2009) 「産業用大型ガスタービンの技術系統化調査」『国立科学博物館 技術の系統化調査報告 第13集』国立科学博物館

- エンジニアリング・ジャーナル社 (2001) 『Engineering business : ENB』 第10号
- 海外電力調査会編 (1973) 『海外諸国の電気事業 第1編』
- 海外電力調査会編 (1984) 『海外諸国の電気事業 第1編』
- 海外電力調査会編 (1993) 『海外諸国の電気事業 第1編』
- 海外電力調査会編 (2006) 『海外諸国の電気事業 第1編 追補版』
- 海外電力調査会編 (2014) 『海外諸国の電気事業 第1編 上巻』
- 海外電力調査会編 (2019) 『海外諸国の電気事業 第1編 上巻』
- 火力原子力発電技術協会 (2010) 「コンバインドサイクル発電プラントの概要」『火力原子力発電』 第64巻4号, 405-423頁
- 火力原子力発電技術協会 (2017) 『火力・原子力発電所設備要覧 (平成29年改訂版)』
- 岸田未来 (2002) 「1990年代の重電市場におけるグローバル化と日本重電産業」『鹿児島県立短期大学紀要』 第53号, 59-78頁
- 経済産業省編 (2017) 『2017年版 エネルギー白書』 経済産業調査会
- 経済産業省資源エネルギー庁編 『電気事業便覧』 経済産業調査会
- 小林健一 (2002) 『アメリカの電力自由化』 日本経済評論社
- 谷江武士 (2017) 『東京電力—原発事故の経営分析』 学習の友社
- 電気事業講座編集委員会編纂 (2007) 『電気事業の経営 電気事業講座1』 エネルギーフォーラム
- 電気事業連合会 (1972) 『電気事業20年の統計』 日本電気協会
- 電気事業連合会 (1982) 『電気事業30年の統計』 日本電気協会
- 電気事業連合会 (1992) 『電気事業40年の統計』 日本電気協会
- 中瀬哲史 (2005) 『日本電気事業経営史 9 電力体制の時代』 日本経済評論社
- 星野昭史 (2010) 「汎用中小型ガスタービンの技術系統化調査」『国立科学博物館 技術の系統化調査報告 第13集』 国立科学博物館
- 三菱総合研究所 (2016) 「平成28年度製造基盤技術実態等調査事業 (重電機器産業における競争力強化策の検討に向けたグローバルベンチマーク分析等調査) 最終報告書」 http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H28FY/000825.pdf (2021年2月15日閲覧)
- 三輪光砂 (1996) 『ガスタービンの基礎と実際』 成山堂書店
- Bergek, A., F. Tell, C. Berggren, & J. Watson (2008) "Technological capabilities and late shakeouts : industrial dynamics in the advanced gas turbine industry, 1987-2002," *Industrial and Corporate Change*, 17 (2), pp. 335-392
- U.S. Energy Information Administration (EIA) (1994) "*Annual Energy Review*"

(現代企業制度研究部会)